



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Dimostratore di casa attiva

S. Barsali, P. Di Marco, S. Filippeschi, A. Franco, R. Giglioli, D. Poli



UNIVERSITÀ DI PISA

Report RdS/2011/307

DIMOSTRATORE DI CASA ATTIVA

S. Barsali, P. Di Marco, S. Filippeschi, A. Franco, R. Giglioli, D. Poli (Dipartimento di Ingegneria dell'Energia e dei Sistemi – Università di Pisa)

Settembre 2011

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 Progetto: Mario Conte, ENEA

Indice

1. PREMESSA	4
2. CARATTERIZZAZIONE DI UN CARICO ELETTRICO	5
2.1. Diagrammi temporali e curve di durata.....	5
2.2. Normalizzazione dei dati.....	7
2.3. Indici descrittivi.....	7
2.4. Curve interpolanti dei diagrammi di durata dei carichi.....	8
3. CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DELL'ACCUMULO	15
3.1. Vantaggi dell'utilizzo di un accumulo	15
3.1.1. Vantaggi nell'istallazione dell'accumulo per l'utenza.....	15
3.1.2. Vantaggi nell'istallazione dell'accumulo per il distributore	16
3.2. Scelta della potenza e dell'energia dell'accumulo.....	16
3.2.1. Impostazione del problema	16
3.2.2. Analisi delle cumulate giornaliere	17
3.2.3. Analisi dei diagrammi di carico	19
3.2.4. Analisi della curva interpolante dei diagrammi di durata	21
3.2.5. Effetti sul diagramma di carico della cabina a seguito dell'installazione dell'accumulo presso le utenze finali.....	23
4. DIMENSIONAMENTO SU BASE ECONOMICA	24
4.1. Impostazione del problema.....	24
4.2. Scelta della tecnologia	24
4.3. Analisi economica	26
4.3.1. Aspetti tariffari e di costo	26
4.3.2. Criteri di valutazione della convenienza dell'investimento	27
4.4. Applicazione numerica al caso di un'utenza domestica	28
5. SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO	33
5.1. Criteri di progettazione di un accumulo termico.....	33
5.2. Costi e metodi di impiego.....	36
5.2.1. Capacità di accumulo.....	36
5.2.2. Energia specifica volumetrica e gravimetrica	37
5.2.3. Potenza di carica e scarica	37
5.2.4. Efficienza	37
5.2.5. Temperatura di utilizzo	38
5.2.6. Vita ciclica e temporale	38
5.2.7. Costo di investimento e costo operative.....	38
5.3. Accumulo di energia frigorifera.....	38
5.4. Un esempio di impianto BTES: il sistema SESHPS	38
5.5. Simulazione del sistema SESHPS.....	40
6. BIBLIOGRAFIA	42

1. PREMESSA

Il presente rapporto si riferisce ai contributi nell'ambito dell'obiettivo F "Validazioni sperimentali e dimostrazioni" e G "Indagini tecnologiche e valutazioni di impatto dei sistemi di accumulo del progetto"

In particolare il capitolo 2 definisce una metodologia per individuare alcuni parametri caratterizzanti di un'utenza, prevalentemente di tipo domestico, per arrivare a stabilire, nel capitolo 3, i criteri di dimensionamento, in termini di potenza ed energia, di un sistema di accumulo elettrico che consenta di limitare i picchi di prelievo dalla rete e, nel capitolo 4, di definire, su base economica, il valore ottimale della potenza a cui limitare i picchi e che diventa quindi valore dimensionante per il sistema di accumulo elettrico.

Nel capitolo 5 sono poi analizzati i benefici connessi con l'utilizzo di sistemi di accumulo termico e sono introdotti i criteri per la loro analisi con riferimento all'impiego di tecniche di accumulo in riscaldamento e nel raffrescamento di edifici civili. Un particolare riguardo è dedicato all'energia solare.

2. CARATTERIZZAZIONE DI UN CARICO ELETTRICO

2.1. Diagrammi temporali e curve di durata

Ai fini del corretto dimensionamento di un dispositivo di accumulo, è fondamentale l'analisi dei diagrammi temporali della potenza scambiata fra la rete e gli utenti ad essa allacciati.

L'andamento nel tempo dei consumi di una data utenza, o aggregato di utenze, può essere analizzato tramite il **diagramma di carico** della stessa, che rappresenta l'andamento temporale della potenza attiva assorbita in un intervallo di tempo T. Gli orizzonti temporali tipicamente analizzati, per ovvi motivi di ciclicità, sono il giorno, la settimana, il mese e l'anno. Di seguito è riportato, come esempio, un andamento riconducibile ad un'utenza civile.

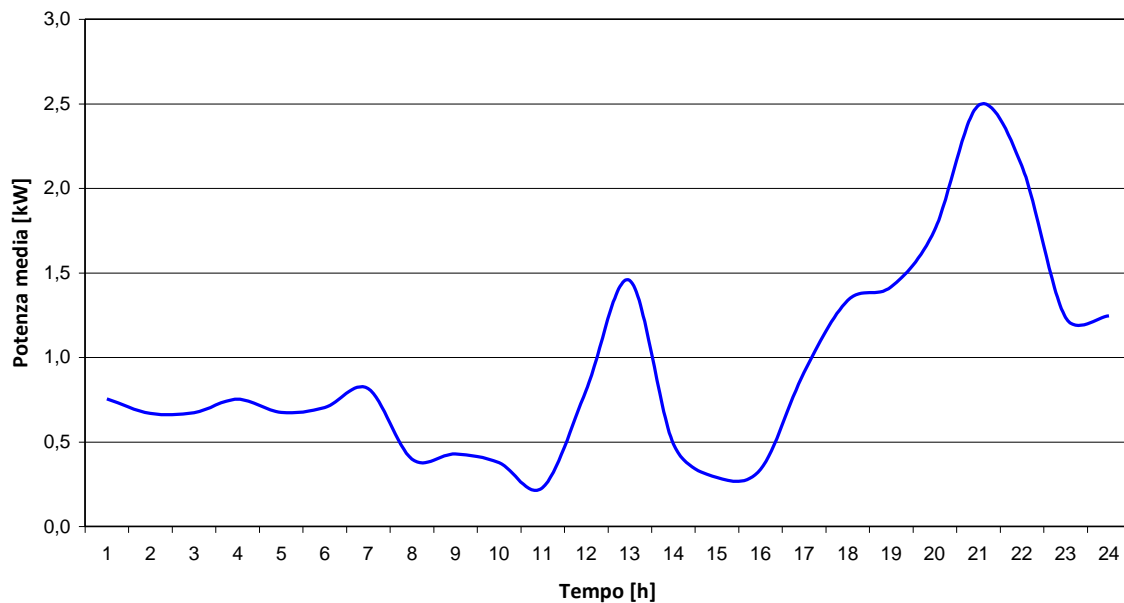


Figura 1 Esempio di diagramma di carico tipico di un'utenza civile

L'area sottesa dal diagramma di carico rappresenta l'energia totale assorbita nel periodo in esame, mentre l'ordinata massima indica la massima potenza attiva P_M assorbita dal carico ed è un dato utile per il dimensionamento del sistema di alimentazione.

In alcuni casi si misura il valore istantaneo della potenza, mentre in altri casi si dispone solo del valor medio della potenza registrato a intervalli regolari. Questa soluzione viene spesso utilizzata (con discretizzazioni di decine di minuti o un'ora) quando non si richiede un particolare grado di precisione e permette di utilizzare dispositivi per l'immagazzinamento dei dati aventi memorie di dimensioni inferiori rispetto a quelli associati a sistemi di rilevamento della potenza istantanea o ad intervalli ravvicinati (da qualche secondo ai pochi minuti). Lo stesso regime tariffario, generalmente, considera periodi rilevanti di 15 minuti o di un'ora, anziché grandezze istantanee.

Quando si opera una discretizzazione temporale rilevante, ad esempio di un'ora, si preferisce rappresentare graficamente le curve di carico in forma di istogramma, invece che di linea continua.

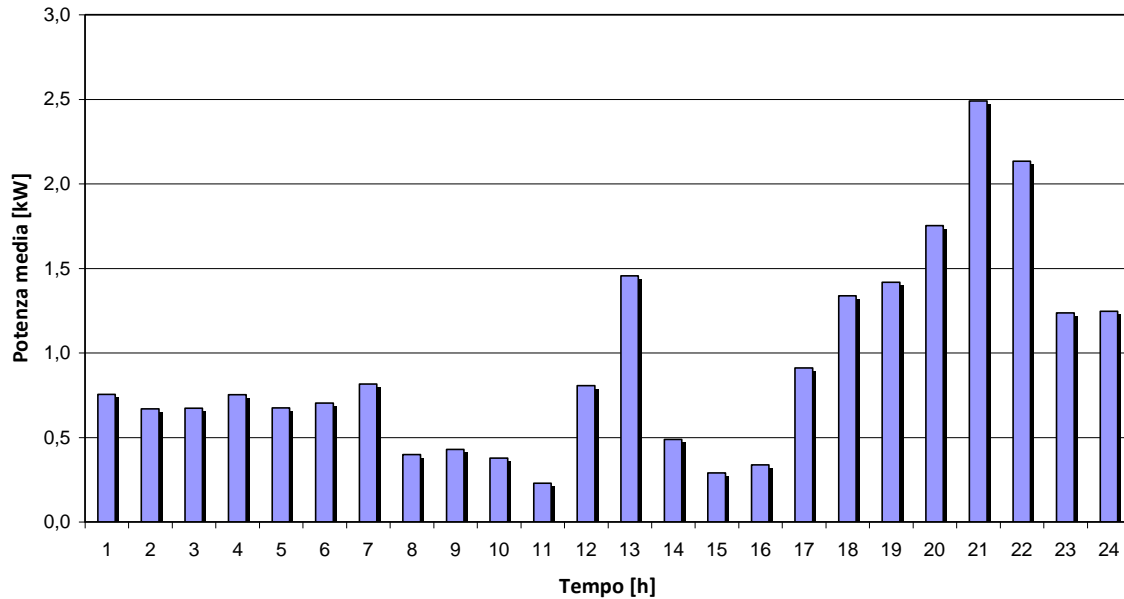


Figura 2 Esempio di diagramma di carico in forma di istogramma

Una seconda modalità di rappresentazione, che mette in evidenza la durata di questi picchi rispetto al periodo di tempo considerato, è il **diagramma di durata del carico**, detto anche **curva cumulata (o monotona)**.

L'ascissa di un punto della cumulata di carico rappresenta il tempo complessivo durante il quale la potenza assorbita dal carico è stata maggiore o uguale all'ordinata del punto. Questa curva ha in comune con il diagramma di carico il valore massimo e l'area.

Di seguito si riporta un esempio in cui la durata dei picchi è breve rispetto al periodo di tempo considerato e la monotona di carico è caratterizzata, di conseguenza, da una pendenza ripida.

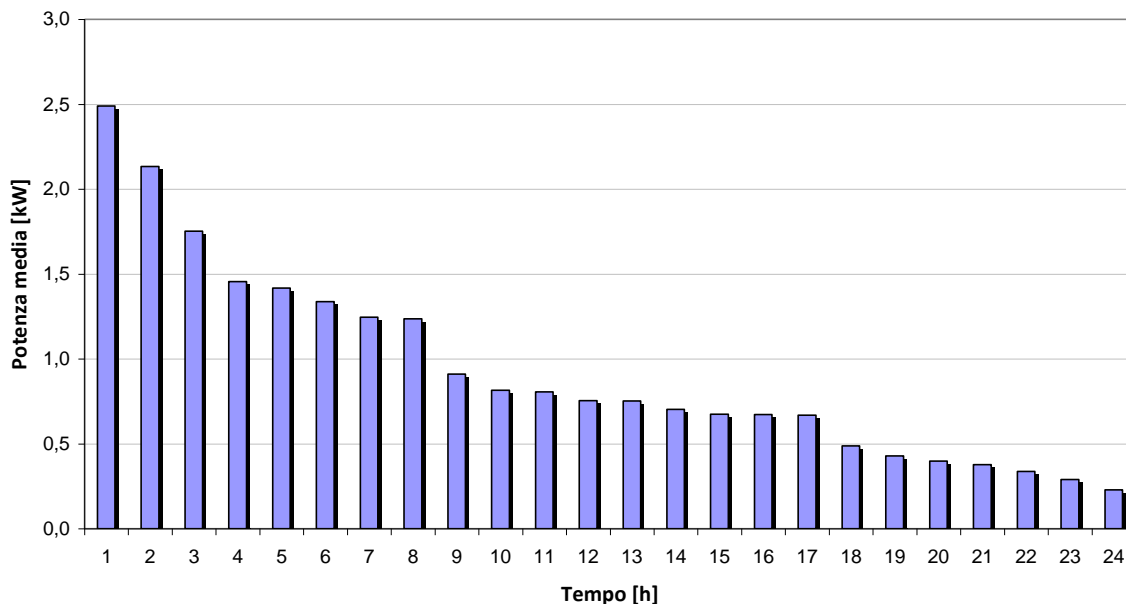


Figura 3 Esempio di diagramma di durata del carico

La curva cumulata ha anche il vantaggio di permettere di determinare rapidamente quanta area, e quindi energia, si trova tra la curva e un determinato valore di potenza P^* (retta orizzontale). In questo modo, ad esempio, si può vedere quanta energia viene assorbita dall'utenza quando la potenza supera P^* .

2.2. Normalizzazione dei dati

In questo documento si analizzeranno e si confronteranno vari diagrammi di carico, solitamente giornalieri, afferenti a utenti distinti.

Il diagramma di carico rappresentativo dell' m -esimo consumatore è un vettore $I^{(m)}$:

$$I^{(m)} = [I_1^{(m)}, \dots, I_h^{(m)}] \quad m \in \{1 \dots M\}, h \in \{1 \dots H\} \quad (2-1)$$

dove m rappresenta il numero dell'utenza analizzata, M rappresenta il numero di consumatori del campione e H è il numero di intervalli che costituiscono il periodo in esame. Per poter confrontare la forma dei diagrammi afferenti a utenti con potenze contrattuali distinte, i diagrammi devono essere rapportati a una scala comune. Questo è permesso dal processo di *normalizzazione*. Per ogni utente, il vettore $I^{(m)}$ è stato normalizzato all'intervallo $[0 \dots 1]$, dividendo il proprio diagramma di carico per il valore della potenza contrattuale ("base"). Questo tipo di normalizzazione permette di mantenere la forma della curva per comparare i modelli dei consumatori. Di seguito è riportato un confronto fra un diagramma di carico ottenuto dai valori misurati e la sua normalizzazione.

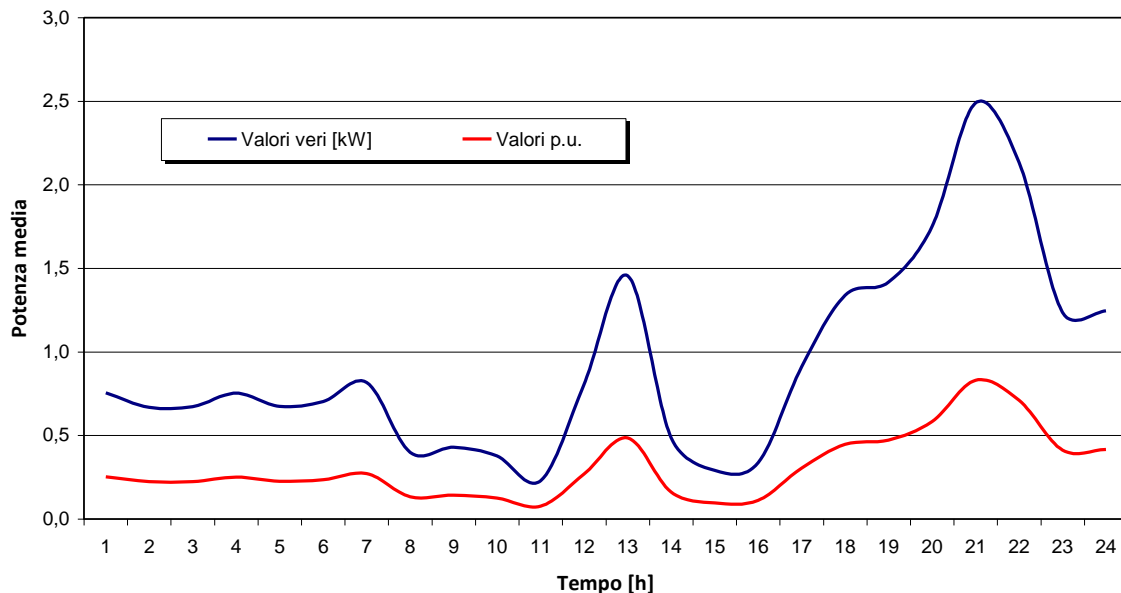


Figura 4 Confronto tra un diagramma di carico in unità base e la sua normalizzazione

2.3. Indici descrittivi

L'analisi grafica deve essere integrata con indici descrittivi, per poter fornire una caratterizzazione esaustiva del carico. Inoltre, tramite l'utilizzo degli indici risulta spesso più facile e immediato il confronto tra gruppi di utenze.

In presenza di un aggregato di utenze, occorre conoscere la contemporaneità dei loro assorbimenti. Da qui nasce la necessità di calcolare il fattore di contemporaneità, f_c , definito come il rapporto fra la potenza massima assorbita dal complesso dei carichi, $P_{M(TOT)}$, e la somma delle potenze massime assorbite da ciascun carico $P_{M(k)}$:

$$f_c = \frac{P_{M(TOT)}}{\sum_{k=1}^n P_{M(k)}} \quad (2.2)$$

dove n è il numero di carichi.

Il fattore di contemporaneità decresce al crescere del numero di gruppi di carichi omogenei.

Per quartieri residenziali (e quindi per impieghi energetici di tipo prevalentemente domestico) Rusk ha trovato una relazione che fornisce con buona attendibilità il valore del fattore di contemporaneità per un gruppo di utenti facenti capo a una stessa alimentazione.

In tale relazione si tiene conto della dipendenza del fattore di contemporaneità dal numero degli utenti, n , presi in esame e dal tenore di vita degli abitanti.

$$F_{co} = F_{co\infty} + \frac{(1 - F_{co\infty})}{\sqrt{n}} \quad (2.3)$$

dove $F_{co\infty}$, che rappresenta il fattore di contemporaneità per un numero infinitamente grande di abitazioni, può assumersi 0,12 per abitazioni di quartieri con elevato tenore di vita e 0,15 negli altri casi.

Un altro parametro che caratterizza un'utenza sono le ore equivalenti annue, h_A , definite come il rapporto tra il consumo totale annuo e la potenza contrattuale, P_C .

$$h_A = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P(t)}{P_C} \quad (2.4)$$

dove $P(t)$ è la potenza assorbita media ogni ora e 8760 sono le ore presenti in un anno. Indicativamente, un'utenza domestica ha un numero di ore equivalenti annue non lontano da 1000; utenze con un h_A minore di 500 h/anno si considerano a basso consumo.

2.4. Curve interpolanti dei diagrammi di durata dei carichi

Dall'analisi di un database di profili di carico in possesso del DESE, risulta che le cumulate giornaliere di utenze domestiche da 3-6 kW hanno tipicamente un andamento esponenziale, come quello riportato in figura:

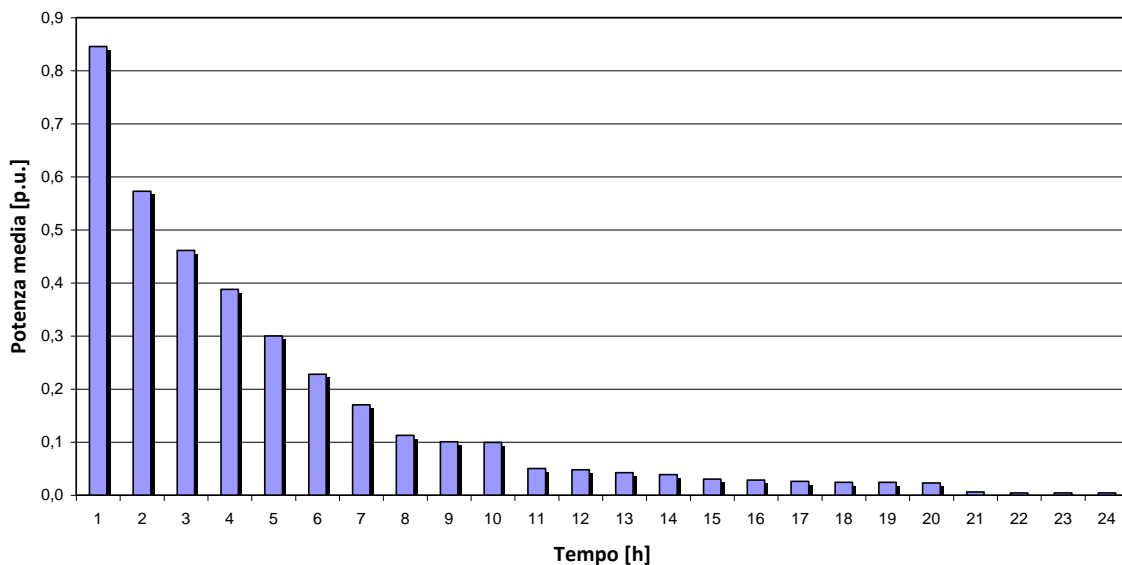


Figura 5 Esempio di andamento esponenziale della cumulata giornaliera

Tra le varie curve che possono interpolare questo diagramma, si sono individuate due forme possibili, rispettivamente a due e a quattro parametri.

La prima è del tipo:

$$y = \frac{k}{(x + k)^n}$$

mentre la seconda è:

$$y = \frac{k_1}{(x + k)^n} + y_0$$

dove y rappresenta l'energia oraria e x il tempo espresso in ore.

Attraverso uno strumento di calcolo come il Risolitore di Excel®, è possibile determinare i parametri delle curve che meglio interpolano la cumulata per ogni giorno e per ogni utenza.

I parametri del primo modello sono calcolabili imponendo due vincoli:

- il modello deve avere la stessa area, e quindi energia, della cumulata di partenza;
- la somma dei quadrati degli scarti deve essere minimizzata.

Per il secondo modello, a quattro parametri, si devono imporre invece quattro vincoli:

- il modello deve avere la stessa area, e quindi energia, della cumulata di partenza;
- la somma dei quadrati degli scarti deve essere minimizzata.;
- l'ordinata del modello al tempo nullo deve coincidere con 1 p.u.;
- l'ordinata alla ventiquattresima ora deve coincidere con quella della cumulata originale.

A titolo di esempio, si riporta il confronto tra una cumulata giornaliera e le linee interpolanti ottenute con le due formule (base p.u. pari a 3 kW).

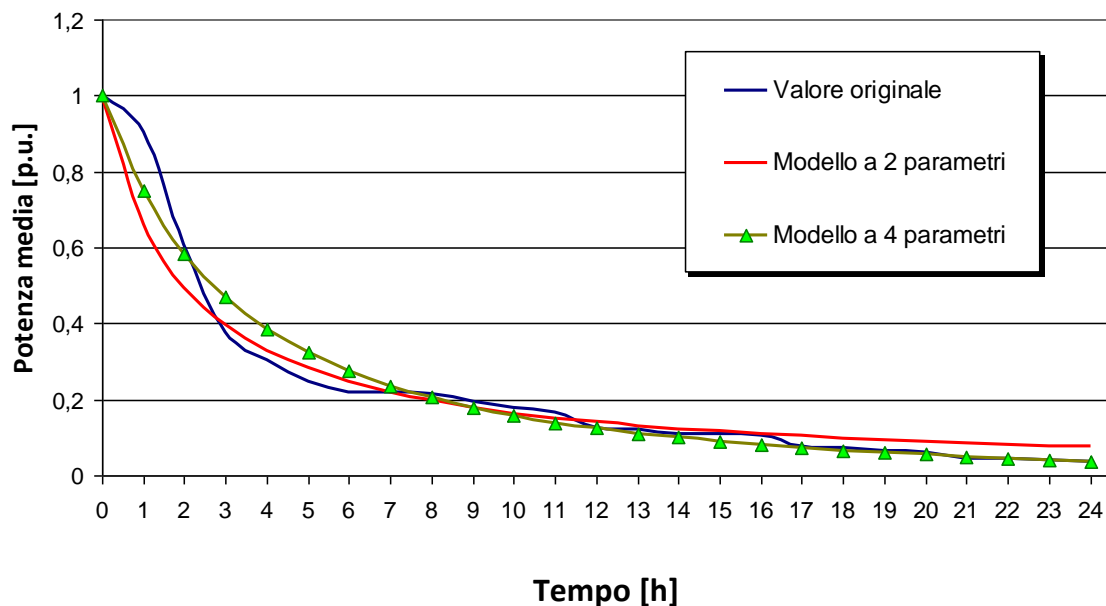


Figura 6 Confronto tra una cumulata giornaliera con andamento esponenziale, il modello a due parametri e quello a quattro parametri

Si può osservare come il modello a quattro parametri riproduca la cumulata giornaliera in modo più fedele; d'altronde, i quattro parametri sono di difficile correlazione con altri fattori temporali, quali il giorno della settimana, il mese, la stagione o altre variabili di tipo sociale. Quindi nel seguito del presente documento si utilizzerà solo la formula a due elementi, di più facile applicazione.

L'analisi di un esteso database di misure su utenze domestiche ha mostrato che il parametro n delle cumulate giornaliera si mantiene solitamente intorno al valore unitario per tutto l'anno, come mostrato nella seguente figura, che fa riferimento a una delle utenze analizzate.

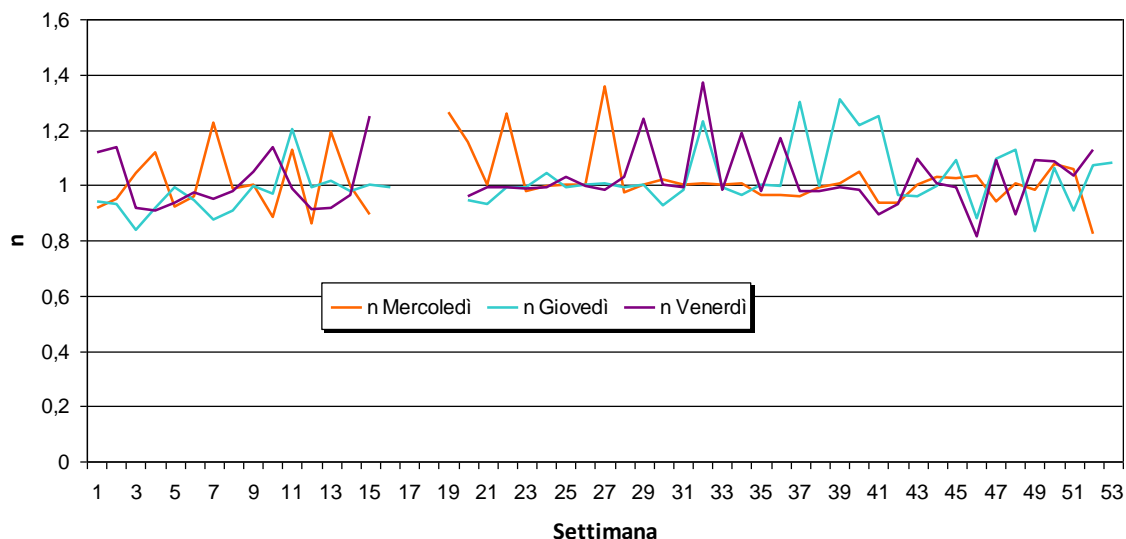


Figura 7 Confronto dell'andamento temporale del parametro "n" in tutto l'anno per tre giorni feriali per un'utenza domestica da 3 kW

Per quanto riguarda il parametro k , emerge invece un forte legame con l'energia giornaliera dell'utenza, espressa in ore equivalenti/giorno, h_g , pari al rapporto tra il consumo giornaliero e la potenza contrattuale.

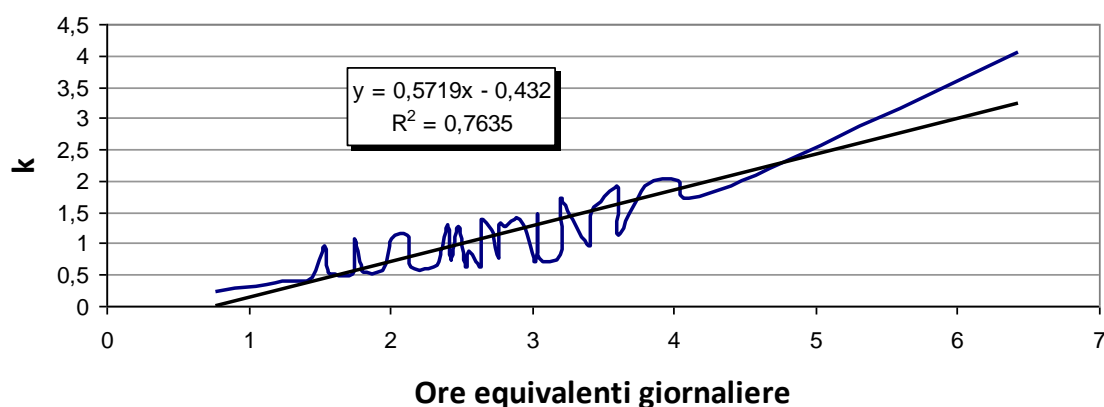


Figura 8 Andamento del parametro "k" in funzione delle ore equivalenti giorno per un'utenza e linea di tendenza dello stesso per i giorni feriali

Ripetendo il confronto per tutte le utenze e per tutti i giorni della settimana si possono identificare delle linee di tendenza di tipo lineare sufficientemente fedeli da poter essere usate per una formulazione semi-empirica del fenomeno. L'espressione che regola il fenomeno è dunque del tipo:

$$k = a \cdot h_g + b$$

A loro volta, si può dimostrare che i parametri a e b sono fortemente correlati con le ore equivalenti annue, h_A , dell'utenza in esame:

$$k = a(h_A) \cdot h_g + b(h_A)$$

Di seguito è riportato un esempio riferibile ad un'utenza domestica presa in esame, distinguendo a e b per giorno della settimana.

Giorno della settimana	a	b
Domenica	$a = 0,0005 * h_A + 0,0469$	$b = - 0,0019 * h_A + 1,4059$
Sabato	$a = 0,0006 * h_A - 0,1016$	$b = - 0,0022 * h_A + 1,5556$
Venerdì	$a = 0,0005 * h_A - 0,1808$	$b = - 0,0015 * h_A + 1,4034$
Giovedì	$a = 0,0009 * h_A - 0,2982$	$b = - 0,0025 * h_A + 1,8077$
Mercoledì	$a = 0,0008 * h_A - 0,2185$	$b = - 0,0026 * h_A + 1,873$
Martedì	$a = 0,0007 * h_A - 0,2453$	$b = - 0,0023 * h_A + 1,8566$
Lunedì	$a = 0,0005 * h_A - 0,0783$	$b = - 0,0019 * h_A + 1,5321$

Tabella 1 Esempio di correlazione fra i parametri a e b e le ore equivalenti annue dell'utenza

La praticità di questo modello deriva dal fatto che i dati iniziali richiesti sono due parametri, h_g e h_A , facilmente reperibili dall'analisi della bolletta.

Le seguenti figure si riferiscono ad un esempio numerico reale, relativo a un carico domestico analizzato in giorni diversi della settimana, e testimoniano la validità di questo approccio, visto il piccolo scostamento esistente fra la cumulata giornaliera effettiva (ottenuta dalle misurazioni) e il modello esponenziale fin qui descritto.

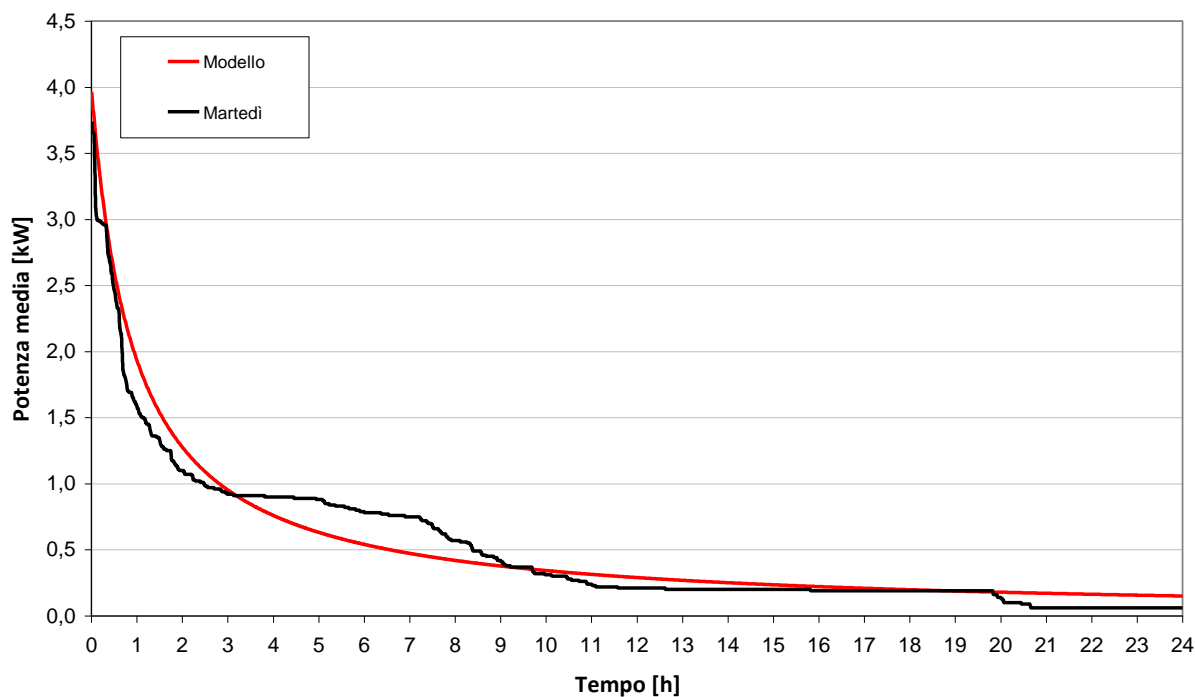


Figura 9

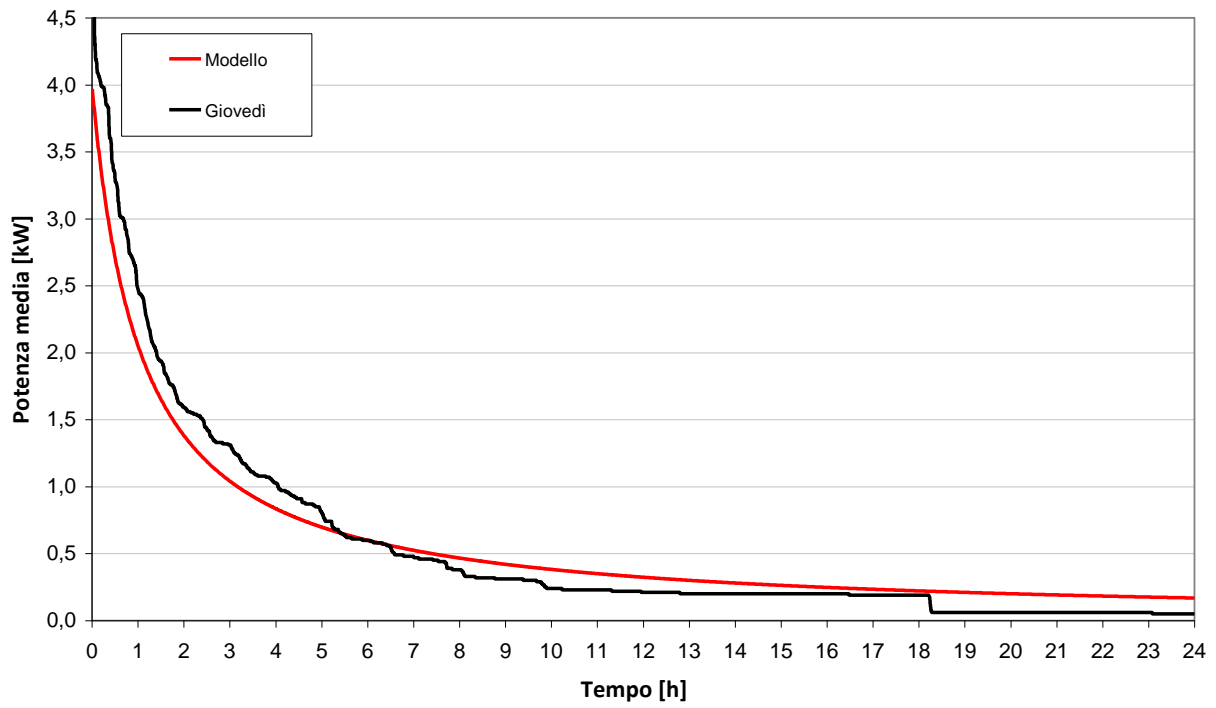


Figura 10

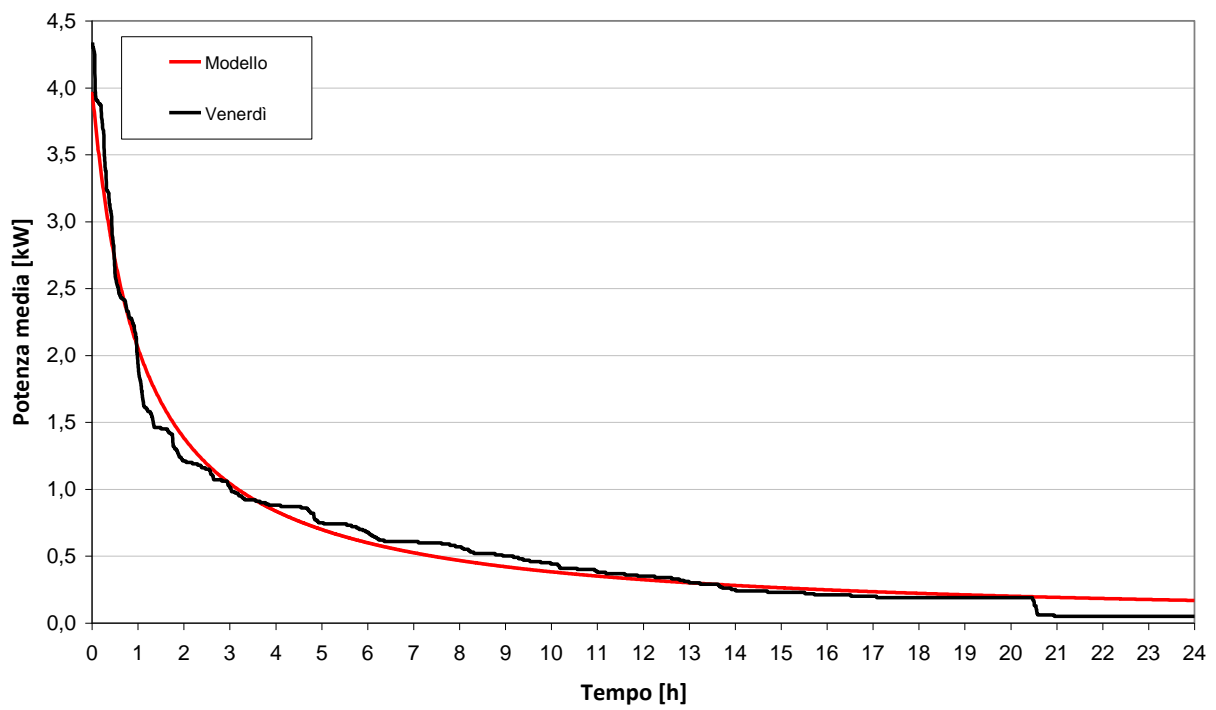


Figura 11

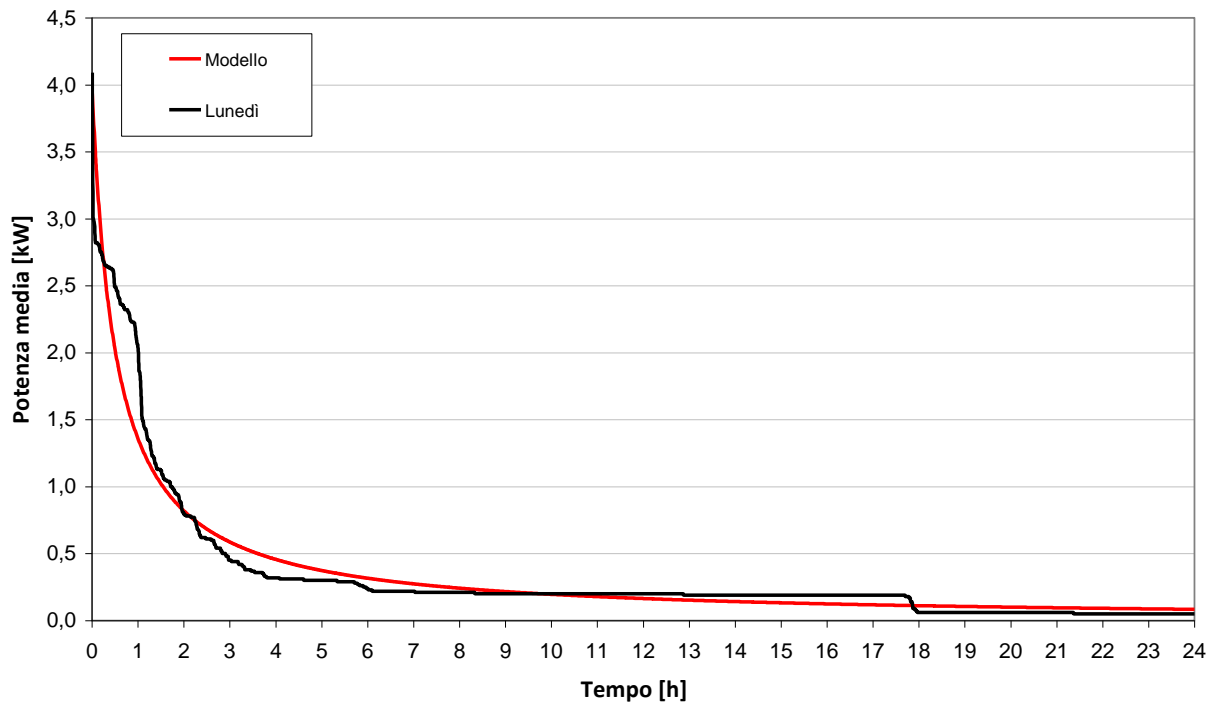


Figura 12

Diagramma di durata del carico UTENZA = *777 Giorno = Giovedì 25/11/2009

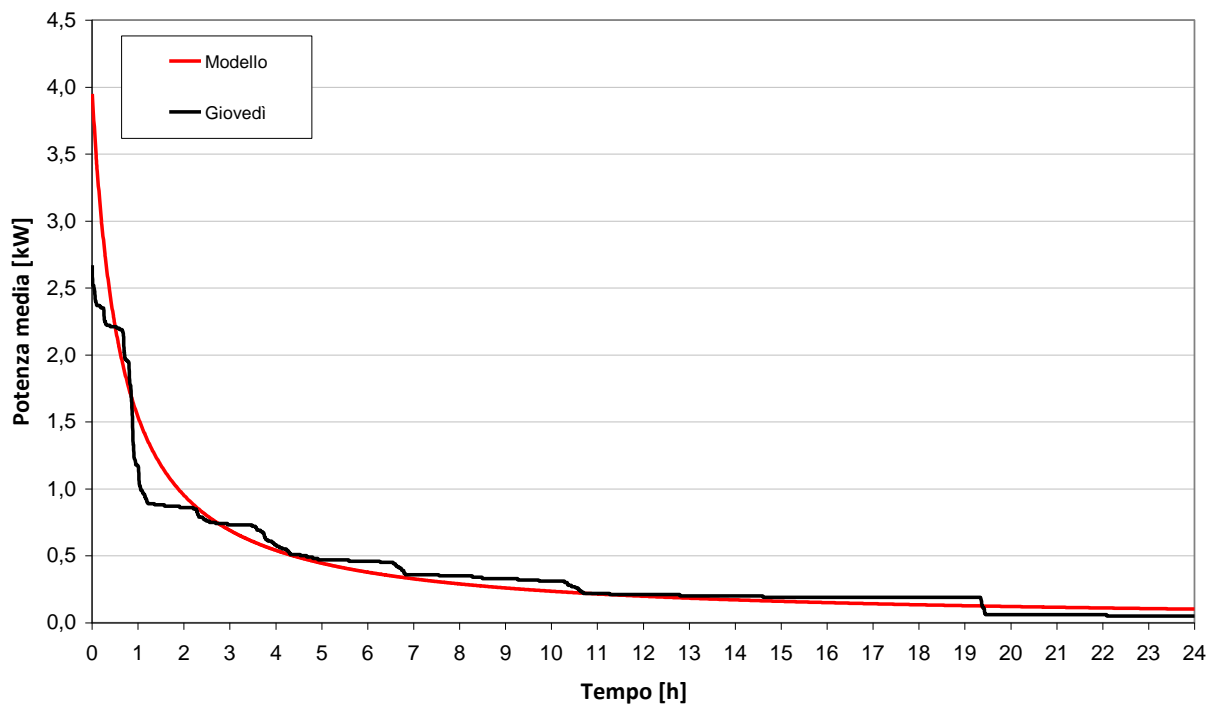


Figura 13

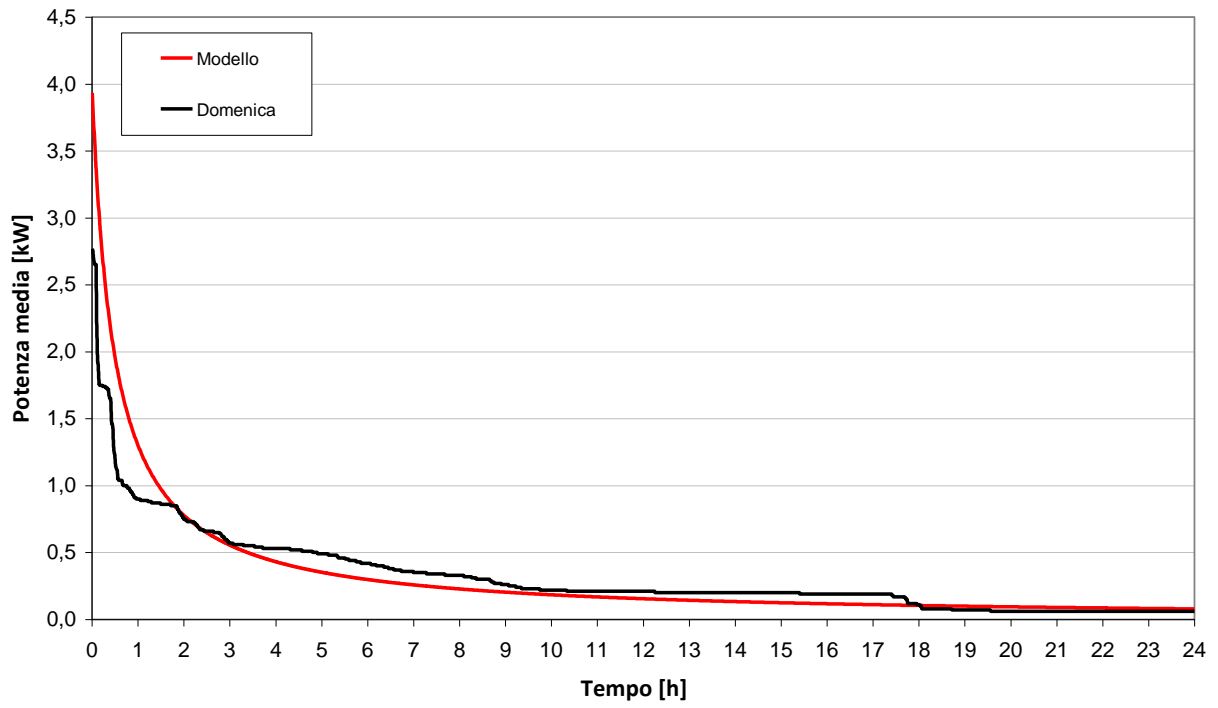


Figura 14

3. CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DELL'ACCUMULO

3.1. Vantaggi dell'utilizzo di un accumulo

Il dimensionamento del sistema di accumulo deve avvenire in base ai servizi, di potenza e/o di energia, richiesti all'accumulo stesso.

3.1.1. Vantaggi nell'installazione dell'accumulo per l'utenza

Si seguito si analizzano i vantaggi associati all'installazione del sistema di accumulo per i due soggetti che vengono direttamente influenzati da questa soluzione progettuale: l'utenza e il distributore.

Nel caso di piccole utenze domestiche, vista la forma esponenziale della cumulata di carico, l'obiettivo principale di gestione richiesto all'accumulo è quello di evitare i picchi di assorbimento, alimentando il carico quando esso richieda una potenza superiore ad una data soglia. In questo modo, il sistema complessivo costituito dall'insieme accumulo-carico, appare, agli effetti esterni, come un unico carico aggregato avente un diagramma di carico con ordinata massima pari alla soglia scelta per l'intervento dell'accumulo.

Andando ad analizzare gli effetti che una tale gestione ha sull'utenza passiva, si identifica come primo vantaggio la riduzione della potenza contrattuale necessaria nel punto di consegna, ovvero un aumento della potenza disponibile a pari soglia contrattuale; tutto ciò si traduce in un vantaggio economico in relazione all'esposizione tariffaria del consumatore.

A tal proposito, si ricorda che attualmente in Italia esistono due principali tipologie di consegna dell'energia:

- Senza dispositivo limitatore di potenza (utenze oltre 37,5 kW): la quota di potenza pagata mensilmente al distributore è proporzionale alla massima energia effettivamente assorbita nell'arco di un quarto d'ora, considerando tutti i quarti d'ora del mese in esame ("potenza impegnata");
- Con dispositivo limitatore di potenza (utenze al di sotto dei 37,5 kW, come quelle domestiche): il contatore installato presso il consumatore limita il valore della potenza disponibile, in quanto provvede al distacco dell'alimentazione qualora la potenza media assorbita su 2 minuti superi la potenza contrattuale, aumentata di una franchigia del 10%. La quota di potenza è proporzionale alla potenza contrattuale.

Da questa analisi si deduce che l'installazione di un accumulo presso un'utenza ha come vantaggio immediato la riduzione della componente tariffaria legata alla potenza impegnata o contrattuale.

Per il caso con limitazione della potenza, tipico delle utenze domestiche, il valore aggiunto dell'accumulo si esplica quando esso consenta una riduzione della potenza contrattuale, contenendo a un valore tollerabile il numero di superamenti in un anno.

Il sistema di stoccaggio può essere integrato con politiche più o meno automatiche di gestione dei carichi, che consentano di ridurre la capacità dell'accumulo, in quanto parte della funzione di livellamento del diagramma di carico viene esplicitata da un'azione di *load shedding*.

Se le punte di assorbimento dell'utenza sono diurne, una seconda conseguenza che si ottiene indirettamente da questo tipo di gestione dell'accumulo è lo spostamento del consumo di energia dalle ore di picco (ore piene) a quelle fuori picco (ore vuote). Ciò avviene perché il sistema di stoccaggio interviene nei momenti di maggior richiesta e si ricarica in quelli in cui l'utenza non supera il valore di soglia. Il trasferimento di energia da ore piene a ore vuote, a pari consumo complessivo¹, si traduce in una minore spesa nel caso di applicazione di tariffe biorarie.

Infine, con opportuni accorgimenti sulla gestione e investendo maggiormente sul sistema di controllo, si possono ottenere vantaggi sulla continuità di alimentazione, in quanto il sistema di

¹ Si possono trascurare i rendimenti energetici non unitari del sistema di accumulo, visto l'ampio margine di prezzo fra ore piene e vuote.

accumulo può fare da gruppo di continuità, per periodi la cui durata è legata alla capacità del sistema di stoccaggio.

Vista l'elevata continuità del servizio associata oggi giorno alle reti di distribuzione, in linea di massima si può ritenere che questo obiettivo di gestione sia economicamente conveniente solo per utenze adibite alla produzione o alla fornitura di servizi, mentre non è di particolare interesse, in termini di danno evitato, per l'utenza domestica media.

3.1.2. Vantaggi nell'installazione dell'accumulo per il distributore

Se si analizzano gli effetti che l'installazione di un accumulo ha per il distributore, si osserva, per prima cosa, una riduzione delle perdite nella rete a monte della sezione di prelievo e una riduzione dei costi di impianto.

Infatti, analizzando il sistema complessivo accumulo-carico, si osserva, come già detto, una diminuzione della potenza massima impegnata e quindi si permette una riduzione della portata minima necessaria. Ciò si traduce in minori perdite (proporzionali al quadrato della potenza richiesta) e in una minor capability richiesta al sistema di alimentazione a monte². In altri termini, si ottiene un allungamento del periodo di adeguatezza degli impianti ("deferral"), in quanto si permette l'allacciamento di numerosi nuovi utenti, senza dover procedere ad onerosi interventi di ampliamento.

Altri aspetti legati all'installazione del sistema d'accumulo, d'interesse per il distributore, sono il miglioramento della qualità del vettore elettrico e la funzione di bilanciamento della rete con conseguente aumento della sua stabilità.

La qualità viene aumentata in termini di continuità dell'alimentazione, grazie alla capacità dell'accumulo di fare da riserva di rete analogamente a quanto visto per gli effetti sull'utenza. Naturalmente, in funzione del tipo di discontinuità che si vuole compensare, cambia il dimensionamento del sistema di stoccaggio.

Se, ad esempio, si vuole proteggere il carico da lunghe interruzioni, occorrono apparati idonei ad immagazzinare significativi valori di energia. Se, invece, si vogliono compensare solo buchi di tensione, sono necessari dispositivi che forniscono alta potenza per breve tempo, quali ad esempio i supercondensatori.

In termini di bilanciamento della rete, l'accumulo ha la funzione di fare da "polmone" a fronte delle continue variazioni di produzione e consumo, in un'ottica di alimentazione in isola.

Analogamente, l'accumulo può compensare le forti variazioni di produzione delle fonti rinnovabili legate alle condizioni ambientali ai fini dell'inseguimento della domanda di rete. Quest'ultimo aspetto può essere di maggiore rilevanza per il produttore o fornitore (se utente del dispacciamento) piuttosto che per il distributore.

3.2. Scelta della potenza e dell'energia dell'accumulo

3.2.1. Impostazione del problema

Definiti i vantaggi derivanti dall'installazione di un accumulo, si vogliono analizzare i criteri con cui deve essere dimensionato.

Per prima cosa, ci si vuol focalizzare sul dimensionamento in potenza del sistema costituito dal dispositivo di stoccaggio, dall'interfaccia con la rete e dal complesso dei dispositivi necessari alla gestione e al controllo.

Considerando una gestione del tipo "a superamento di soglia", come quella precedentemente descritta, la potenza richiesta al sistema di accumulo vale:

² Si noti che questa distinzione tra impianto "a monte" e carichi "a valle" ha validità solo in casi di distribuzione tipo radiale. Nel caso magliato, infatti, sono i flussi di energia a condizionare il dimensionamento della rete e non si può identificare una direzione univoca degli stessi, come si faceva nel caso radiale. Inoltre, è sempre più diffusa la presenza di carichi attivi, anche di piccola taglia come i pannelli fotovoltaici installati presso le utenze domestiche, che alterano la visione unidirezionale dei flussi anche in una distribuzione radiale.

$$P_A = P_{Contr} - P_S \quad (5.1)$$

dove P_A rappresenta la potenza del sistema di accumulo, P_{Contr} la potenza contrattuale (o impegnata) attuale dell'utenza e P_S quella di soglia, superata la quale interviene l'accumulo.

La stima della capacità energetica richiesta all'accumulo, in funzione del suo dimensionamento in potenza (P_A), può essere svolto in due modi:

- tramite l'analisi delle cumulate giornaliere;
- tramite l'analisi dei diagrammi di carico.

3.2.2. Analisi delle cumulate giornaliere

Imponendo la P_S , si analizza l'area compresa tra la cumulata giornaliera e la retta parallela alle ascisse di ordinata pari alla P_S , come mostrato ad esempio nella figura seguente per il caso $P_S = 0,5$ p.u. L'area viola corrisponde all'energia richiesta dall'utenza all'accumulo in quel giorno, trascurando fenomeni di ricarica infra-giornaliera (ovvero supponendo che l'accumulo si ricarichi soltanto nelle ore serali). Con questa tecnica, si rischia un lieve sovradimensionamento dell'accumulo in termini energetici, che però si ribalta in una minor profondità di scarica e quindi in una maggiore vita utile.

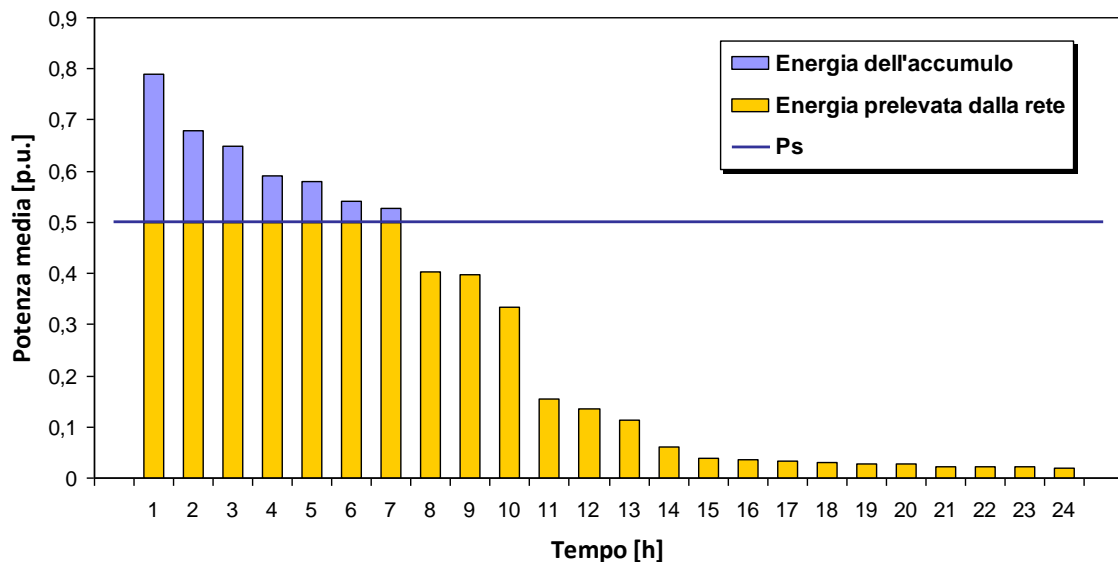


Figura 15 Esempio di dimensionamento dell'energia dell'accumulo in base alla cumulata giornaliera e alla potenza di soglia P_S

Se si considera l'effetto della ricarica, il diagramma di durata del carico del complesso accumulo-utenza sarà del tipo mostrato in figura.

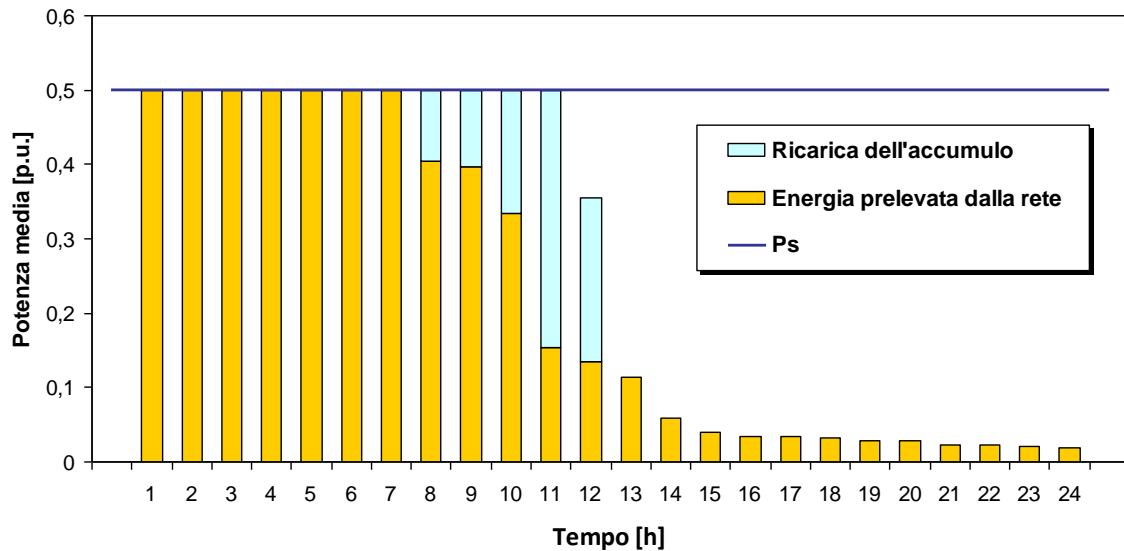


Figura 16 Cumulata giornaliera del complesso accumulo-utenza con ricarica dell'accumulo a fine giornata

Fissata una potenza di soglia P_s , se si calcola l'area compresa tra la cumulata e P_s in tutti i giorni dell'anno, si ottiene, giorno per giorno, la capacità necessaria ad evitare il superamento della potenza di soglia.

L'esempio seguente si riferisce a un'utenza domestica da 3 kW, avendo supposto di voler limitare i prelievi dalla rete ad una potenza di soglia P_s pari a 1,5 kW:

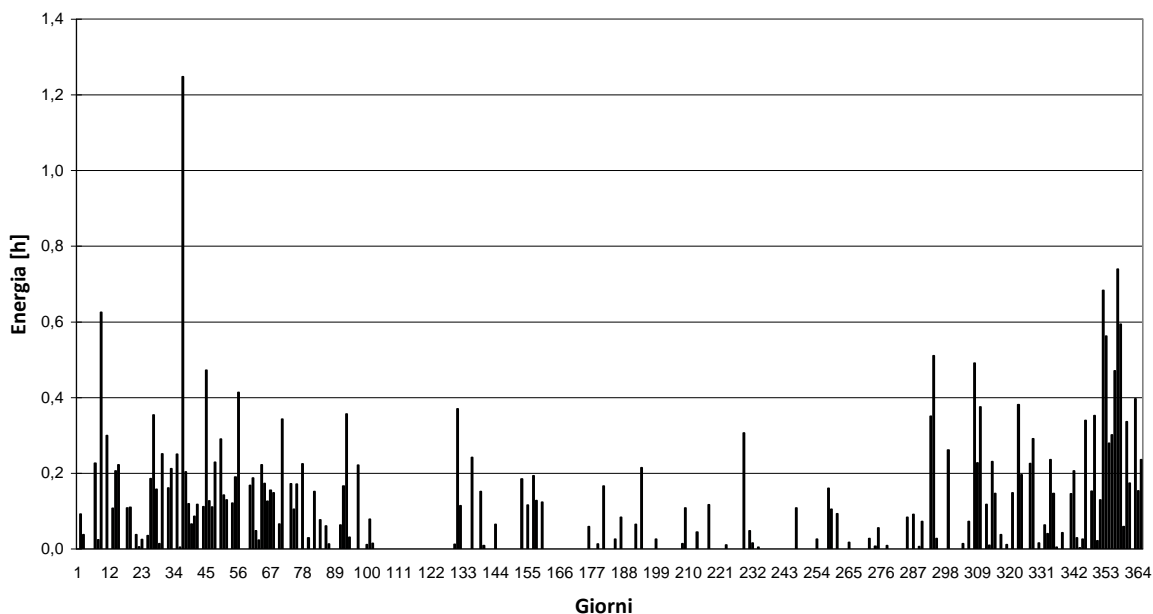


Figura 17 Capacità dell'accumulo richiesta per ogni giorno dell'anno per un'utenza domestica da 3 kW, con $P_s=1,5$ kW (accumulo da 1,5 kW)

Se ad esempio si prendesse un accumulo della capacità di 0,6 h (0,9 kWh), si avrebbe un superamento della potenza di soglia in quattro giorni all'anno:

Energia necessaria per ogni giorno per l'utenza 777 - Base 3 kW

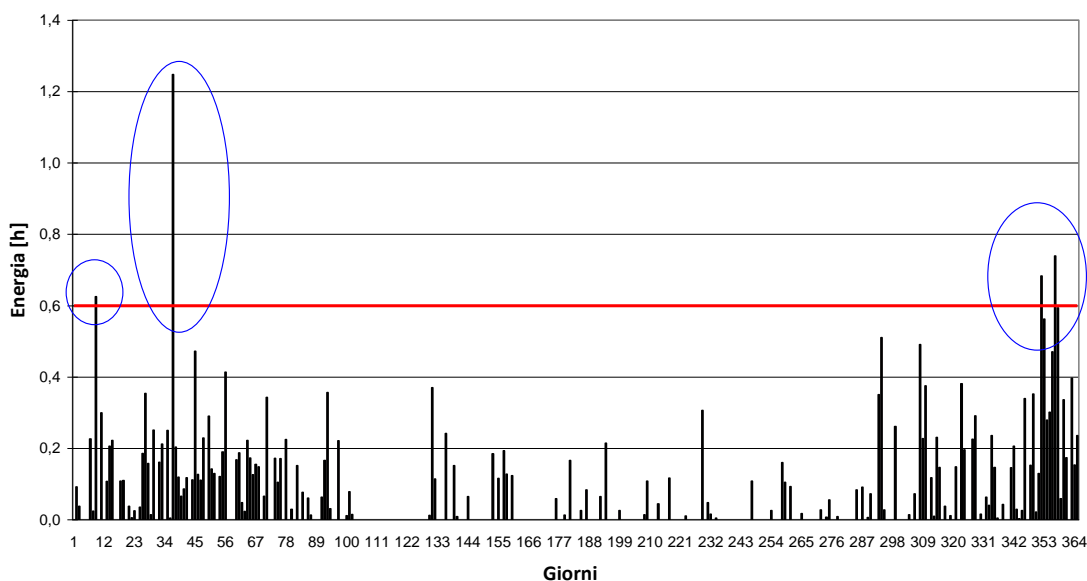


Figura 18 Giorni di superamento della potenza di soglia di 1,5 kW
(utenza da 3 kW, accumulo da 1,5 kW e 0,9 kWh)

Nella figura seguente, riferita sempre a una potenza di soglia di 1,5 kW, la stessa analisi è stata effettuata per altre utenze da 3 kW, individuando per quanti giorni all'anno l'accumulo non è sufficiente a evitare il superamento della potenza di soglia, in funzione della sua capacità.

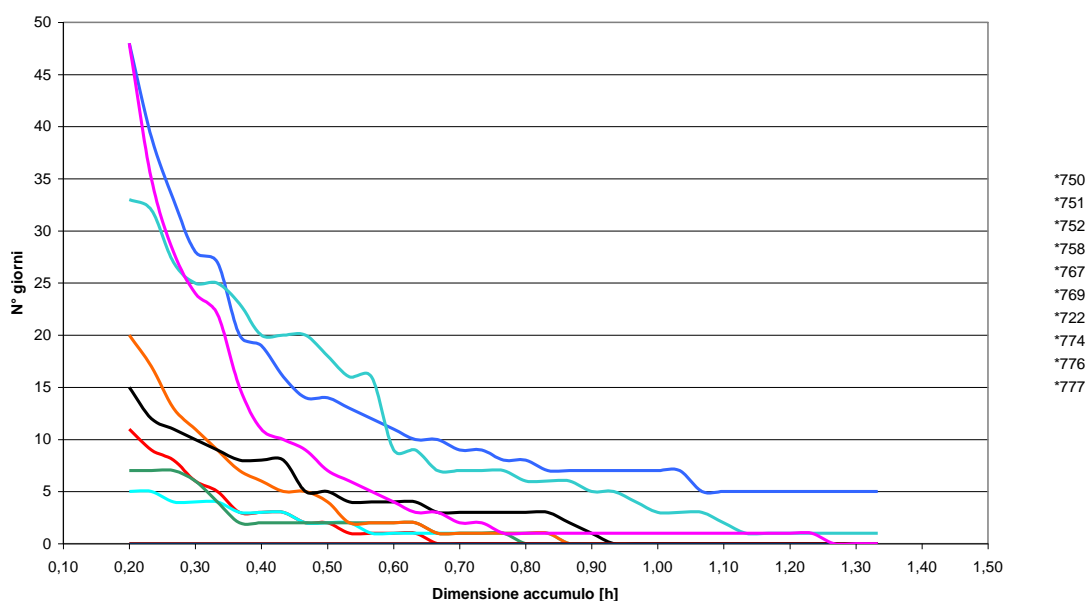


Figura 19 Giorni annui di superamento della potenza di soglia, in funzione della capacità dell'accumulo (varie utenze domestiche da 3 kW, $P_s=1,5$ kW)

3.2.3. Analisi dei diagrammi di carico

Un altro metodo impiegabile per dimensionare l'accumulo è basato sull'analisi temporale dei diagrammi di carico, ad esempio supponendo che la ricarica del dispositivo di stoccaggio avvenga non appena è disponibile potenza, ovvero non appena l'assorbimento dell'utenza torna sotto la P_s . In questo modo, definendo un rendimento di ricarica e un livello minimo di carica, è possibile simulare come si modifica il diagramma di carico del consumatore:

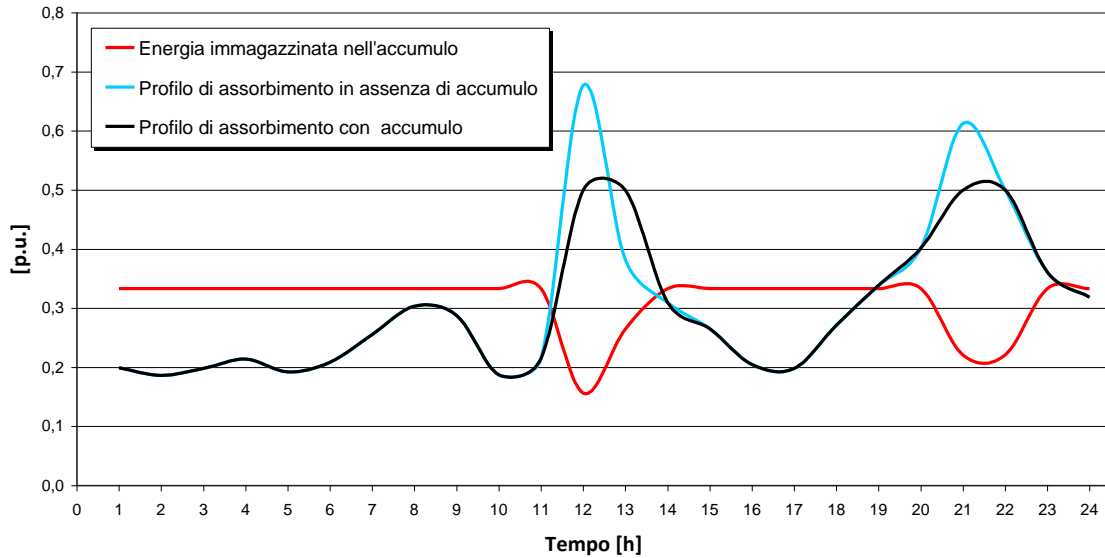


Figura 20 Simulazione dell'effetto di un accumulatore sul diagramma di carico di un'utenza

L'esempio seguente fa riferimento ad un'utenza domestica da 3 kW:

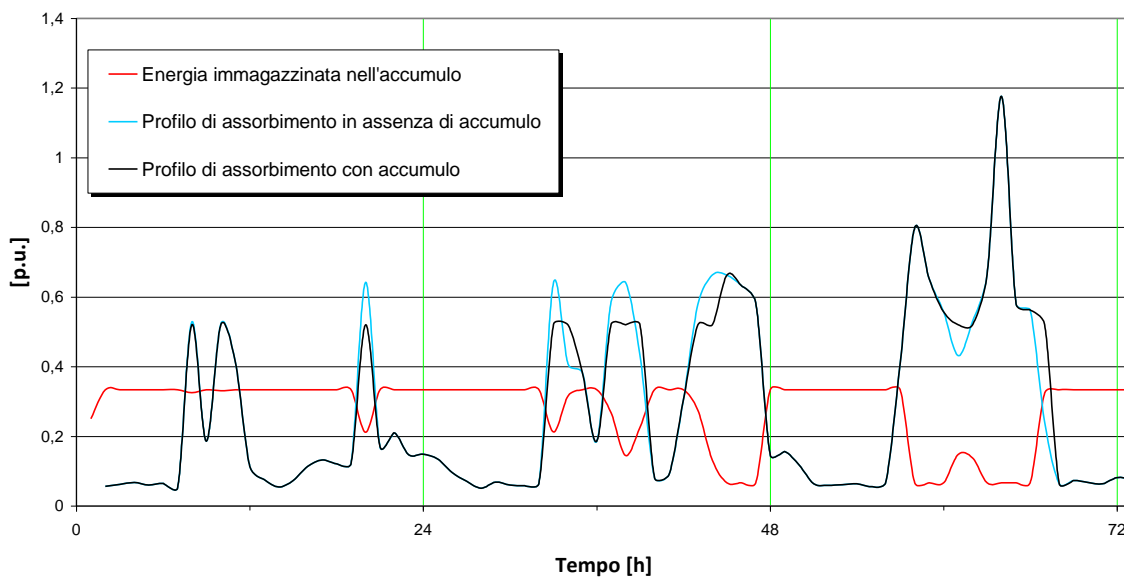


Figura 21 Simulazione dell'andamento del diagramma di carico di un'utenza domestica da 3 kW, in presenza di accumulatore

Si noti che:

- si è scelto di far partire la simulazione con un livello di carica del 75%, come se non si fosse ricaricato completamente nei giorni feriali precedenti;
- i tratti in cui il profilo di assorbimento con accumulatore coincide con quello senza accumulatore indicano il raggiungimento del livello di carica minimo e quindi la rialimentazione del carico interamente da parte della rete.

Utente	Domestico
Potenza di base [kW]	3
Capacità dell'accumulo [kWh]	1
Capacità accumulo [h]	0,33
Soglia di potenza Ps [p.u.]	0,5
Carica iniziale [%]	75
Rendimento di carica	0,92
Limite minimo carica [%]	20

Tabella 2 Dati utilizzati per la simulazione

Analogamente a quanto svolto con la tecnica di analisi delle cumulate, è possibile stimare il numero dei giorni in cui l'accumulo è insufficiente a limitare al di sotto della Ps la potenza prelevata, andando a contare i giorni in cui l'accumulo raggiunge il livello minimo ammesso di carica.

La tecnica di dimensionamento basata sulle cumulate appare comunque molto più rapida e più semplice da adottare, permettendo al contempo un dimensionamento del tutto in linea con quello risultante dalla simulazione temporale:

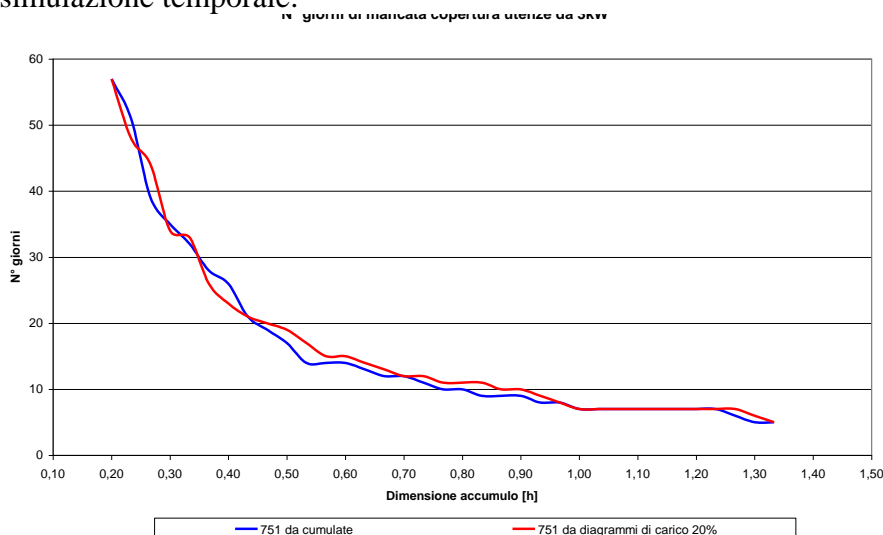


Figura 22 Giorni annui in cui l'accumulo non è in grado di mantenere la potenza sotto la Ps. Confronto fra gli esiti delle due tecniche di dimensionamento

Come nota finale, va detto che il numero di giorni in cui l'accumulo non è sufficiente a mantenere la potenza sotto alla Ps assume una diversa importanza a seconda dell'utente considerata. Infatti, come già detto, in presenza del limitatore di potenza il superamento della Ps porta a una temporanea interruzione della fornitura, risolta da un *load shedding* manuale da parte dell'utente e da un successivo riarmo; in assenza di limitatore, l'unico effetto è un piccolo aumento della componente tariffaria di remunerazione della potenza impegnata.

3.2.4. Analisi della curva interpolante dei diagrammi di durata

Nel paragrafo 3.2.2 si è ipotizzato di analizzare le singole cumulate giornaliere, desunte da un profilo annuo di carico. E' ovviamente possibile, avendo ottenuto un modello esponenziale di tali cumulate come illustrato nel paragrafo 2.4, svolgere la stessa analisi sul modello interpolante anziché sulle misure grezze.

Assunto $n=1$ e avendo calibrato il parametro k in base ai diagrammi giornalieri di durata del carico, l'area sottesa dalla curva interpolante fra l'inizio della giornata e l'istante t^* può essere così calcolata:

$$A = \int_0^{t^*} \frac{k}{(t+k)} dt = k \cdot \ln(t+k) \Big|_0^{t^*} = k(\ln(t^* + k) - \ln(k))$$

In particolare, è d'interesse fissare t^* pari all'istante in cui la cumulata passa per la potenza di soglia, P_s :

$$P(t^*) = \frac{k}{t^* + k} = P_s \Rightarrow t^* = \frac{k}{P_s} - k$$

da cui:

$$A = k(\ln(t^* + k) - \ln(k)) = k \left(\ln\left(\frac{k}{P_s}\right) - \ln(k) \right)$$

Per dimensionare l'accumulo occorre determinare l'energia W compresa tra la cumulata e la potenza di soglia P_s , perciò:

$$W = A - P_s t^* = k \left(\ln\left(\frac{k}{P_s}\right) - \ln(k) \right) - P_s \left(\frac{k}{P_s} - k \right)$$

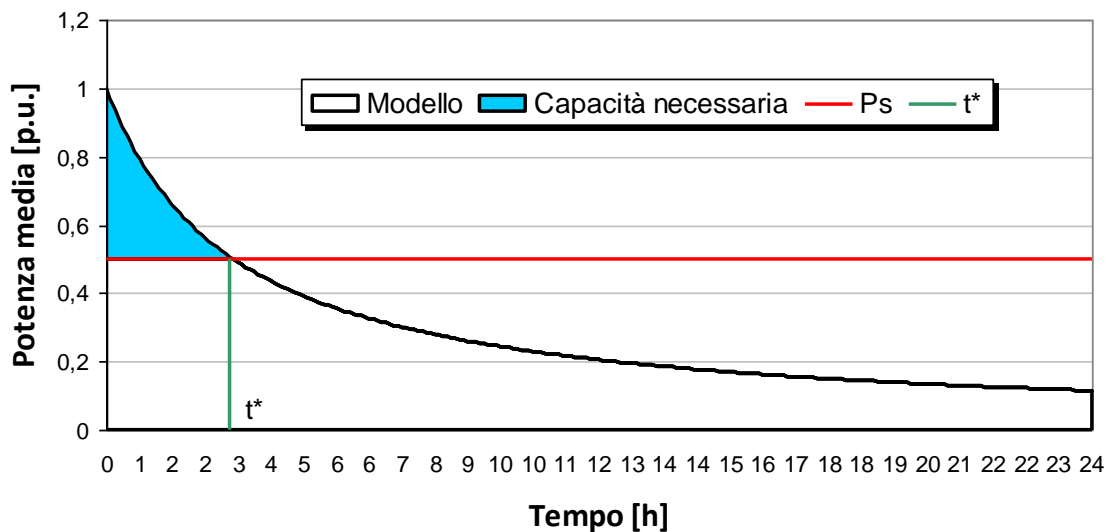


Figura 23 Applicazione del modello esponenziale delle cumulate per dimensionare la capacità dell'accumulo

L'analisi svolta su un'utenza da 3 kW mostra che il modello esponenziale dà ottimi risultati per accumuli oltre la mezzora, mentre sottodimensiona la capacità quando questa è particolarmente piccola:

N° giorni di mancata copertura utenze da 3kW

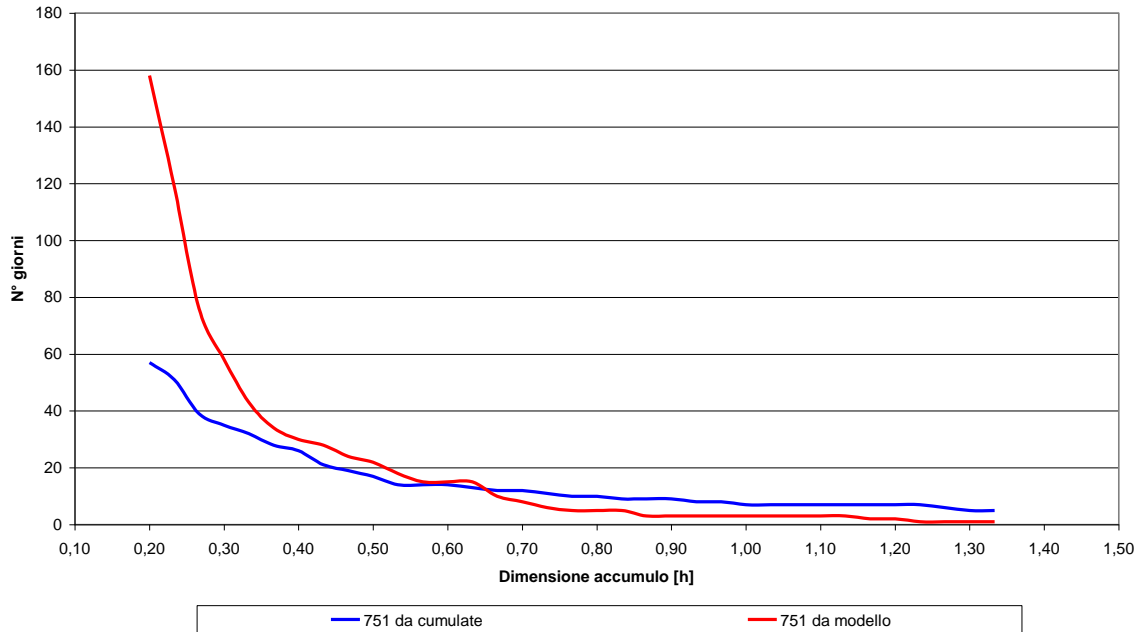


Figura 24 Numero di giorni di cui l'accumulo non mantiene potenza sotto la soglia P_s . Confronto fra cumulate giornaliere effettive e loro modello esponenziale

3.2.5. Effetti sul diagramma di carico della cabina a seguito dell'installazione dell'accumulo presso le utenze finali

Sfruttando gli algoritmi descritti, si sono determinati gli effetti di un'installazione diffusa di piccoli sistemi di accumulo presso le utenze domestiche, in termini di diagrammi di carico della cabina secondaria. Di seguito è riportato l'esito di una di queste simulazioni.

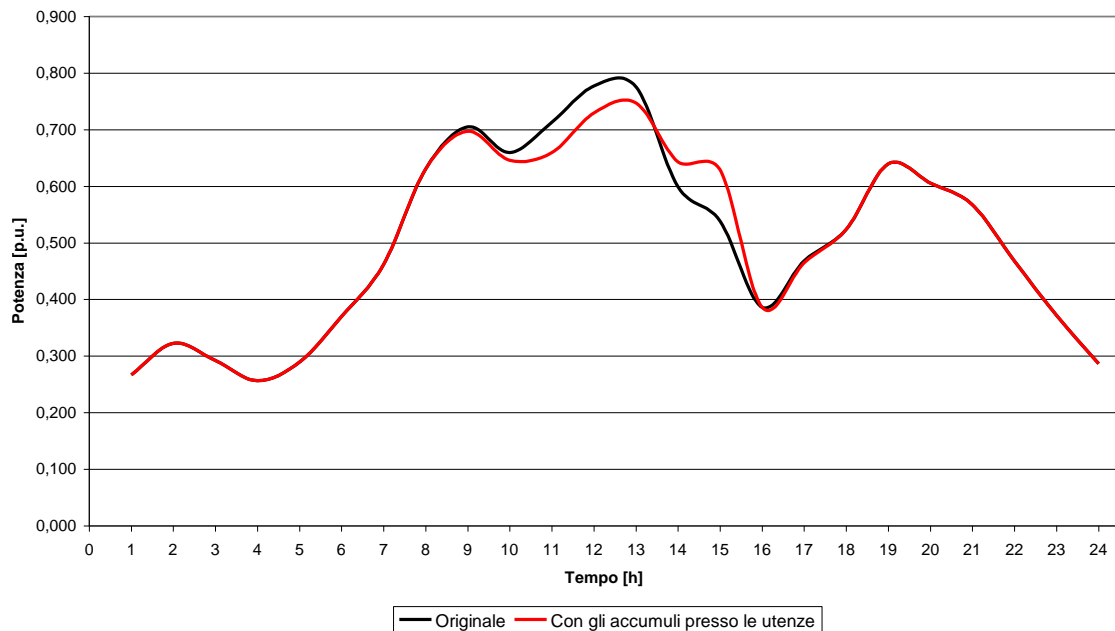


Figura 25 Modifica del diagramma di carico di una cabina secondaria per effetto dell'installazione di piccoli accumuli presso le utenze domestiche

Dall'analisi di questo diagramma si può notare come gli accumuli riducano significativamente il picco di carico della cabina.

4. DIMENSIONAMENTO SU BASE ECONOMICA

4.1. Impostazione del problema

Dall'analisi svolta nei precedenti capitoli, appare chiaro che il dimensionamento del sistema di accumulo deve essere effettuato in stretta correlazione con le modalità di prelievo dell'utenza. In particolare:

- la potenza P_A dell'accumulo è strettamente legata alla soglia di prelievo di potenza (P_S) che si è scelto di non superare; infatti P_A è pari alla differenza fra l'attuale picco di carico (tipicamente: la potenza contrattuale più la franchigia ammessa dal distributore) e P_S ;
- la capacità C_A dell'accumulo va dimensionata in base all'energia che esso deve fornire per evitare un superamento di P_S ; tale energia è funzione del diagramma di carico e della potenza di soglia scelta.

Chiarito che il dimensionamento dell'accumulo è funzione della potenza di soglia oltre la quale si vuole far intervenire l'accumulo, è necessario definire un metodo per calcolare la P_S ottimale di ogni singola applicazione, sulla base del vantaggio economico che l'installazione del sistema di accumulo apporta all'utenza.

4.2. Scelta della tecnologia

La tecnologia dell'accumulo va scelta in base al legame che sussiste, una volta note le esigenze del carico, fra ogni possibile potenza (P_A) e la corrispondente capacità (C_A) richiesta all'accumulo stesso.

Fissata la potenza di soglia P_S , e quindi la potenza P_A dell'accumulo, C_A va dimensionata in base al numero dei giorni annui in cui il superamento di P_S ³ è ritenuto tollerabile per quell'utenza. Questa scelta dovrà essere concordata in fase progettuale con l'utente interessato.

Di seguito sono riportate alcune considerazioni su un'utenza domestica tipo ($P_{\text{contr}}=3\text{kW}$) ipotizzando un valore di 15 superi di potenza all'anno.

La seguente figura è relativa al caso $P_S=P_A=1,5\text{ kW}$. Sia utilizzando la tecnica di dimensionamento basata sulle cumulate giornaliere effettive, sia il modello esponenziale delle cumulate stesse, si giunge a una C_A di circa 0,6 ore alla potenza contrattuale (1,8 kWh).

³ Con temporanea interruzione della fornitura, finché non vengano disalimentati, in maniera manuale o automatica, alcuni carichi.

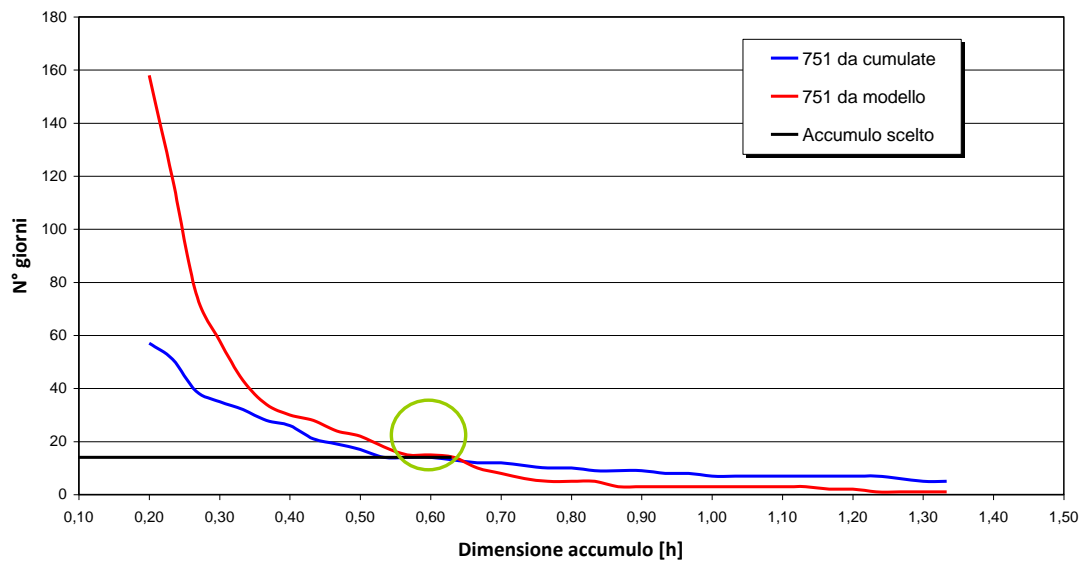


Figura 26 Scelta della capacità dell'accumulo, in funzione dei giorni annui di incompleta fornitura, usando le cumulate giornaliere (da misura e da modello), $P_S=1,5 \text{ kW}$

Mantenendo fisso a 15 il numero di giorni di supero di potenza tollerabili, il dimensionamento della capacità è stato ripetuto per vari valori di P_S (e quindi di P_A), ottenendo il seguente grafico $P_A - Ca$.

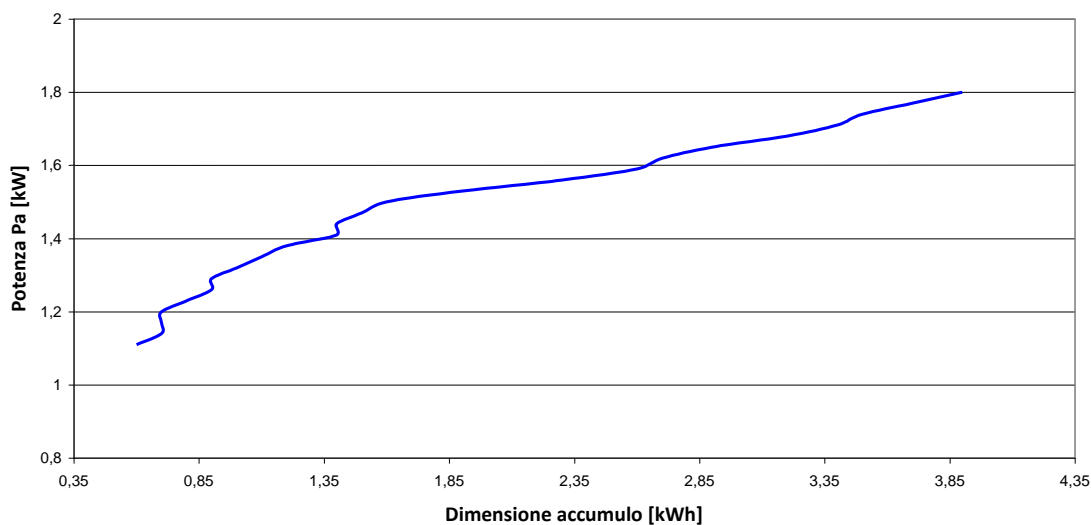


Figura 27 Dimensionamento potenza-energia del sistema di accumulo da installare presso un'utenza domestica da 3 kW, a pari rischio di supero di potenza (15 giorni all'anno)

Definito quindi il legame richiesto tra potenza ed energia, si può scegliere la tecnologia che più soddisfa tali requisiti.

A tal fine, risulta molto utile il “diagramma di Ragone”, che rappresenta la densità di potenza in funzione della densità di energia per le varie tecnologie di accumulo.

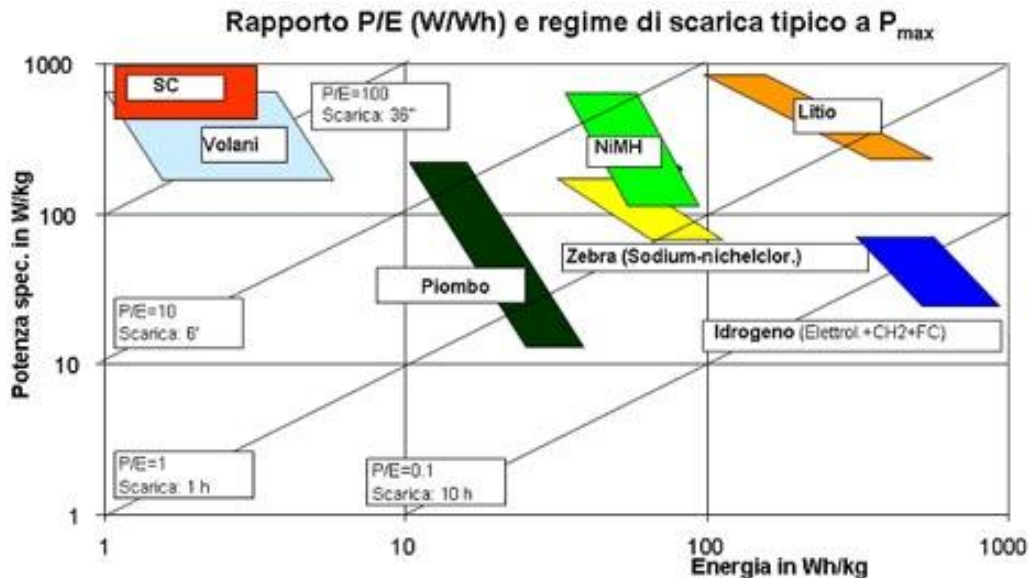


Figura 28 Diagramma di Ragone

Analizzando una serie di utenze domestiche monitorate dal DESE, si è constatato che il rapporto potenza-energia necessario degli accumuli richiesti per questo tipo di applicazioni oscilla tra 0,5 e 1,8 [h⁻¹]. Analizzando il diagramma di Ragone, si nota che le batterie elettrochimiche sono quelle che più si avvicinano a questo rapporto. In particolare, le batterie agli ioni di litio sono quelle che attualmente presentano maggiori prestazioni in termini di profondità di carica e scarica, densità di energia e mantenimento della capacità nel tempo.

4.3. Analisi economica

4.3.1. Aspetti tariffari e di costo

Per effettuare un'analisi economica dell'investimento derivante all'installazione di un sistema di accumulo agli ioni di litio, si devono innanzitutto definire i costi e i possibili ricavi che sono legati a questa soluzione progettuale.

Per quanto riguarda le voci di costo:

- costo dell'accumulatore, stimabile intorno ai 600 €/kWh;
- costo dell'inverter e dell'interfaccia con la rete di alimentazione dell'utente, stimabile intorno ai 100 €/kW;
- costo dei dispositivi che devono essere installati in ausilio al sistema di accumulo per la sua protezione e gestione, noti come Balance of Plant (BoP), stimabili intorno al 40 % del costo totale del sistema, ma che possono variare molto in base alle funzioni che devono svolgere.

Le voci di ricavo sono legate al tipo di gestione che viene fatta dell'accumulo.

Se si predilige, ad esempio, l'aspetto della potenza disponibile, si deve considerare la riduzione del corrispettivo che remunera la potenza nella tariffa di distribuzione, che attualmente vale:

- 5,13 €/kW/anno per utenze domestiche con potenza contrattuale fino a 3 kW (tariffa D2);
- 14,44 €/kW/anno per utenze domestiche con potenza contrattuale oltre 3 kW (tariffa D3);
- 28,58 €/kW/anno per utenze non domestiche alimentate in bassa tensione.

Un'altra conseguenza derivante dall'istallazione dell'accumulo è lo spostamento dei consumi dell'utenza dalle ore piene alle ore vuote. Nell'ipotesi di prediligere gli aspetti di potenza, il trasferimento di energia non è un obiettivo primario della gestione, ma è una conseguenza della gestione improntata alla limitazione delle punte di prelievo.

Per stimare i ricavi derivanti dallo spostamento di parte dei consumi dalla fascia F1 a quella F23, si può prendere in considerazione il divario, di circa 30 €/MWh, attualmente esistente tra i prezzi di fornitura in tali fasce, nelle tariffe applicate ai clienti in Maggior Tutela ("biorario a richiesta", che

è quello che verrà applicato in futuro a tutti gli utenti muniti di contatore elettronico in grado di misurare i consumi nelle diverse fasce orarie). Si ricordi che le fasce F1 e F23 sono le seguenti:

- F1 = dalle 8 alle 19 nei giorni feriali;
- F2 = tutte le altre ore.

L'ultimo aspetto che incide sull'eventuale guadagno derivante dall'installazione dell'accumulo è la variazione del corrispettivo fisso, qualora l'utenza domestica passasse dalla tariffa D3 alla tariffa D2:

- Quota fissa tariffa D2 = 16,13 €/anno
- Quota fissa tariffa D3 = 43,51 €/anno

Complessivamente, supponendo che l'installazione del dispositivo di accumulo consenta di evitare il passaggio dalla tariffa D2 a quella D3, si avrà:

CORRISPETTIVO FISSO:

$$R_F = C_{FD3} - C_{FD2} \quad (6.2)$$

R_F = ricavo (costo evitato) da corrispettivo fisso

C_{FD3} = corrispettivo fisso tariffa D3

C_{FD2} = corrispettivo fisso tariffa D2

CORRISPETTIVO DI POTENZA:

- passaggio da una potenza contrattuale maggiore di 3 kW a una minore o uguale a 3 kW:

$$R_P = C_{PD3} P_{CSA} - C_{PD2} P_{CCA} \quad (6.3)$$

R_P = ricavo (costo evitato) in termini di corrispettivo di potenza

C_{PD3} = corrispettivo unitario di potenza in tariffa D3

P_{CSA} = potenza contrattuale senza il sistema di accumulo

C_{PD2} = corrispettivo unitario di potenza in tariffa D2

P_{CCA} = potenza contrattuale con il sistema di accumulo

- se la potenza contrattuale era e rimane minore o uguale a 3 kW:

$$R_P = C_{PD2} P_A \quad (6.4)$$

P_A = potenza del sistema di accumulo

CORRISPETTIVO DI ENERGIA:

- trasferimento di energia da F1 a F23:

$$R_E = \Delta E \cdot \Delta P \quad (6.5)$$

R_E = ricavo (costo evitato) da corrispettivo di energia

ΔE = energia annua trasferita dalla fascia F1 a quella F23

ΔP = differenza media di prezzo dell'energia fra le 2 fasce

4.3.2. Criteri di valutazione della convenienza dell'investimento

Ai fini della valutazione della fattibilità di un investimento derivante dall'installazione di un sistema di accumulo, si deve utilizzare un indice che tenga conto sia dei flussi di cassa conseguenti all'investimento, sia della loro collocazione temporale.

Tra gli indici più comuni, si può usare il Net Present Value (NPV), che corrisponde alla cumulata dei flussi di cassa attualizzati alla data dell'investimento:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{E_t - U_t}{(1+i)^t} \quad (6.6)$$

dove “n” rappresenta l’orizzonte temporale su cui viene svolta l’analisi economica dell’investimento, E_t è il flusso di cassa in ingresso all’istante t, U_t è il flusso di cassa in uscita all’istante t e “i” rappresenta il tasso di attualizzazione, ovvero il rendimento di riferimento garantito da un progetto alternativo svolto sul mercato dei capitali, avente lo stesso livello di rischio e la stessa durata rispetto all’investimento che si sta valutando.

Se il valore individuato risulta essere positivo ($NPV > 0$), l’investimento è conveniente rispetto a quello alternativo di riferimento.

Nel caso specifico in esame:

- E_t corrisponde al costo evitato permesso dall’installazione dell’accumulo;
- $U_t = U_0$ corrisponde al costo iniziale del sistema di accumulo;
- “i” verrà considerato pari al 6 %;
- “n” è pari alla vita tecnica utile del sistema di accumulo, stimabile in 20 anni;

4.4. Applicazione numerica al caso di un’utenza domestica

Di seguito si riportano i risultati dell’analisi economica relativa ad un’utenza domestica recentemente passata ad una potenza contrattuale di 4,5 kW, in quanto caratterizzata da punte di prelievo di 4 kW.

Coerentemente con quanto discusso nel paragrafo 4.1, è stata ipotizzata l’installazione di un sistema di accumulo basato su batterie agli ioni litio ($P/E=5$). Fissata la potenza di soglia P_S oltre la quale interviene il sistema di stoccaggio (e quindi la potenza P_A dell’accumulo in base alla relazione $P_A=P_{max}-P_S$), il dimensionamento della capacità C_A dell’accumulo è stato svolto utilizzando la tecnica delle cumulate giornaliere, nella versione modellata mediante una curva esponenziale che è stata calibrata mediante misure di potenza con discretizzazione di 30 secondi.

Per questa utenza risulta particolarmente interessante l’ipotesi di installare un accumulo in servizio di potenza, facendo così passare il cliente da una potenza impegnata di 4,5 kW ad una inferiore a 3 kW. Infatti, tale riduzione di potenza permetterebbe il passaggio dall’onerosa tariffa D3 a quella più economica D2.

La seguente tabella mostra, per diversi valori di P_S :

- la potenza P_A dell’accumulo;
- la capacità C_A derivante dal metodo delle cumulate giornaliere, nell’ipotesi di non accettare alcun superamento della P_S nel corso dell’anno;
- la capacità dell’accumulo corrispondente alla P_A , in base al rapporto $P/E=5$ (batterie agli ioni litio).

P_S [kW]	P_A [kW]	C_A richiesta [kWh]	C_A litio (P_A/C_A=5) [kWh]
2,44	1,56	0,68	0,31
2,48	1,52	0,64	0,30
2,52	1,48	0,60	0,30
2,56	1,44	0,56	0,29
2,6	1,4	0,53	0,28
2,64	1,36	0,49	0,27
2,68	1,32	0,46	0,26
2,72	1,28	0,43	0,26
2,76	1,24	0,40	0,25
2,8	1,2	0,37	0,24
2,84	1,16	0,34	0,23
2,88	1,12	0,32	0,22
2,92	1,08	0,29	0,22
2,96	1,04	0,27	0,21
3	1	0,24	0,20

Tabella 3 Ipotesi di dimensionamento dell'accumulo, per diversi valori della potenza di soglia P_S

Come si vede, a prima vista la capacità derivante dalle prestazioni delle batterie agli ioni litio (P/E=5) sembrerebbe insufficiente a mantenere costantemente la potenza assorbita dall'utenza al di sotto della P_S, soprattutto nel caso di basse potenze di soglia. Tuttavia:

- il dimensionamento mostrato si riferisce al giorno più a rischio, cioè a quello di maggior richiesta di potenza; se si analizzano puntualmente le oltre 20 cumulate giornaliere rese disponibili dalle misurazioni a 30'', si evince che:
 - nel caso di una P_S da 3 kW (accumulo da 1 kW), la capacità di 0,2 kWh associata alle batterie al litio soddisfa le esigenze del carico nel 95% dei giorni⁴;
 - nel caso, diametralmente opposto, di una P_S da 2,44 kW (accumulo da 1,56 kW), la capacità di 0,31 kWh associata alle batterie al litio soddisfa le esigenze del carico nel 70% dei giorni;
- la tecnica di dimensionamento utilizzata non tiene conto di eventuali ricariche infragiornaliere, quindi la reale prestazione energetica richiesta all'accumulo è inferiore a quanto calcolato.

In sostanza, si conclude che il rapporto P/E associato alle batterie agli ioni litio è sufficiente a limitare il rischio di superamento della soglia di potenza a pochi punti percentuali.

Ciò detto, è possibile determinare il valore di potenza di soglia (e quindi la potenza dell'accumulo) che ottimizza l'investimento da un punto di vista economico, massimizzandone il Net Present Value.

Le componenti in €/anno e €/kW/anno associate ai diversi regimi tariffari sono quelle descritte nel paragrafo 4.3.1. Per quanto riguarda il risparmio economico legato al trasferimento di energia dalle ore di punta a quelle di valle, il volume energetico annuo trasferito dalla fascia F1 a quella F23 è stato stimato valutando l'energia sovrastante la P_S nei vari diagrammi giornalieri di durata del carico.

Di seguito si riepilogano i costi e i ricavi associati a varie potenze di soglia P_S. Poiché il risparmio annuo (non attualizzato) è costante per tutta la vita utile, la soluzione progettuale che massimizza il Net Present Value è la stessa che minimizza il Pay Back Time (PBT):

⁴ Come si vedrà, il dimensionamento economico condurrà proprio a selezionare un accumulo da 1 kW.

P_S [kW]	P_A [kW]	C_A [kWh]	Investimento [€]	Minor corrispettivo fisso [€/anno]
2,44	1,56	0,31	480	27,4
2,48	1,52	0,30	468	27,4
2,52	1,48	0,30	455	27,4
2,56	1,44	0,29	443	27,4
2,6	1,40	0,28	431	27,4
2,64	1,36	0,27	418	27,4
2,68	1,32	0,26	406	27,4
2,72	1,28	0,26	394	27,4
2,76	1,24	0,25	381	27,4
2,8	1,2	0,24	369	27,4
2,84	1,16	0,23	357	27,4
2,88	1,12	0,22	344	27,4
2,92	1,08	0,22	332	27,4
2,96	1,04	0,21	320	27,4
3	1,00	0,20	308	27,4

P_S [kW]	Minor corrispettivo di potenza [€/anno]	Minor corrispettivo di energia [€/anno]	Costo annuo evitato [€/anno]	PBT [anni]	NPV 20 anni [€]
2,44	49,6	3,0	80,0	6,0	€ 437
2,48	49,6	2,8	79,8	5,9	€ 447
2,52	49,6	2,7	79,7	5,7	€ 458
2,56	49,6	2,5	79,5	5,6	€ 468
2,6	49,6	2,3	79,3	5,4	€ 478
2,64	49,6	2,2	79,2	5,3	€ 490
2,68	49,6	2,0	79,0	5,1	€ 500
2,72	49,6	1,9	78,9	5,0	€ 511
2,76	49,6	1,7	78,7	4,9	€ 521
2,8	49,6	1,6	78,6	4,7	€ 532
2,84	49,6	1,5	78,5	4,6	€ 543
2,88	49,6	1,4	78,4	4,4	€ 554
2,92	49,6	1,3	78,3	4,2	€ 565
2,96	49,6	1,2	78,2	4,1	€ 577
3	49,6	1,1	78,1	3,9	€ 588

Tabella 4 Riepilogo costi-ricavi dell'investimento

Si vede chiaramente che l'investimento è conveniente per ogni valore di P_S e che il dimensionamento ottimale è quello in rosso, corrispondente ad una potenza di soglia di 3 kW (accumulo da 1 kW e 0,2 kWh, per un investimento di poco più di 300 €).

E' agevole notare che, essendo il contributo di trasferimento di energia molto esiguo, i diversi investimenti sono caratterizzati pressoché dallo stesso costo evitato, quindi il più conveniente di loro è quello che minimizza il dimensionamento e il costo dell'accumulo, permettendo al contempo il passaggio di tariffa ($P_S=3$ kW, $P_A=1$ kW).

Anno	Flusso di cassa non attualizzato [€]	Flusso di cassa attualizzato [€]
0	- 308	- 308
1	78,1	74
2	78,1	70
3	78,1	66
4	78,1	62
5	78,1	58
6	78,1	55
7	78,1	52
8	78,1	49
9	78,1	46
10	78,1	44
11	78,1	41
12	78,1	39
13	78,1	37
14	78,1	35
15	78,1	33
16	78,1	31
17	78,1	29
18	78,1	27
19	78,1	26
20	78,1	24
	NPV [€]	€ 588

*Tabella 5 Calcolo del Net Present Value a 20 anni per $P_S = 3$ kW
(accumulo da 1 kW e 0,2 kWh: investimento da circa 310 €, PBT = 3,9 anni)*

Per quanto riguarda la vita utile di un accumulo da 1 kW e 0,2 kWh, l'analisi delle cumulate di carico mostra che, nel 95% dei giorni in cui l'accumulo è sufficiente a mantenere la potenza richiesta alla rete al di sotto di P_S (3 kW), la profondità di scarica è in genere molto bassa. La seguente figura illustra visivamente tale concetto, avendo ordinato i giorni sotto misura dal più a rischio a quello con minimo intervento dell'accumulo, evidenziando così una sorta di curva cumulata della profondità di scarica (e quindi del rischio):

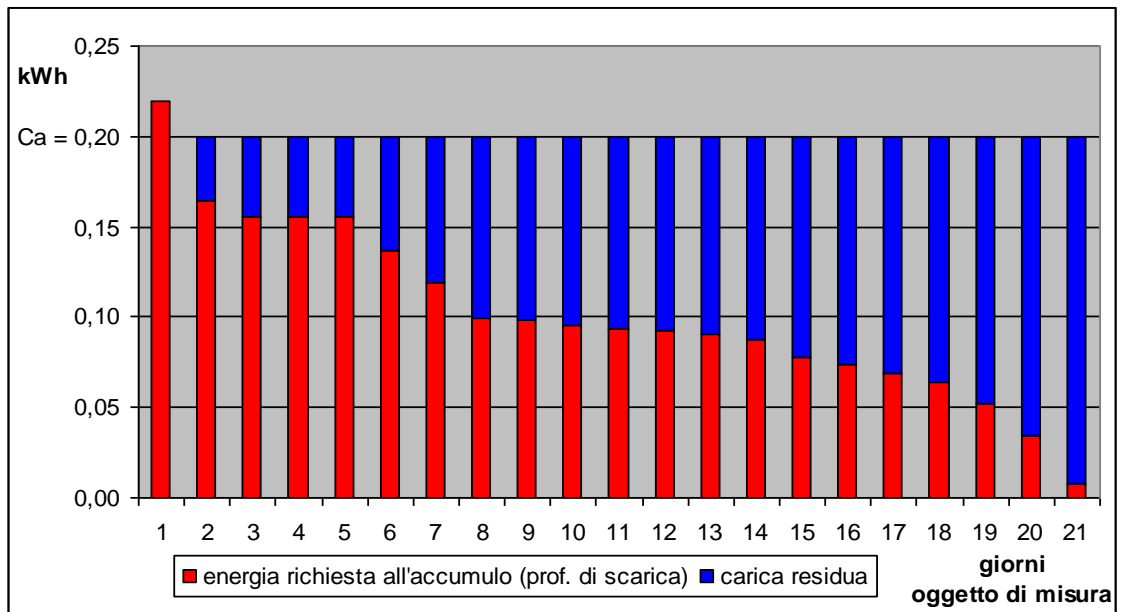


Figura 29 Verifica delle profondità di scarica dell'accumulo da 1 kW e 200 Wh, nei giorni oggetto della campagna di misura

5. SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO

Le tecnologie per l'accumulo di energia rappresentano un elemento strategico per il risparmio energetico, per un ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili sia sul versante della produzione di energia elettrica sia su quello dell'energia termica.

L'offerta di energia non è sempre in fase temporale con la domanda quindi si rendono necessari sistemi di filtraggio, compensazione e di accumulo. I sistemi di accumulo di energia dipendono fortemente dalla tipologia di carico termico ed elettrico. Grandi utenze di energia presentano soluzioni diverse rispetto a quelle di piccola scala, come quelle domestiche o comunque di media taglia. In questa sezione l'argomento dell'analisi dei sistemi di accumulo termico è ristretta alle sole utenze di piccola e media taglia e sono trascurati i sistemi di accumulo che coinvolgono le grandi utenze.

Il sistema di accumulo termico (TES: Thermal Energy Storage) è in realtà un processo di accumulo, in quanto coinvolge necessariamente la variabile tempo e consta di tre operazioni distinte: il carico dell'energia, il vero e proprio accumulo energetico ed infine il processo di scarico dell'energia accumulata. L'accumulo di energia termica vero e proprio si può ottenere evidenziando innalzamenti o decrementi di temperatura (calore sensibile) nel mezzo utilizzato tipicamente acqua, rocce o terreno, oppure sfruttando i cambiamenti di fase (calore latente) utilizzando materiali PCM (Phase Change Material) che sono impacchettati in contenitori tecnici (come scatole, borse plastiche) oppure direttamente inseriti in pacchetti strutturali delle abitazioni come pareti o soffitti.

Le applicazioni più comuni dell'accumulo termico nelle piccole abitazioni sono da sempre legate allo sfruttamento delle fonti rinnovabili poiché nella maggior parte dei casi le fonti rinnovabili che si sono più sviluppate negli ultimi anni (eolico e fotovoltaico per la generazione di energia elettrica) sono legate ad una produzione intermittente che non è sempre esattamente prevedibile.

La rete elettrica, cercando di equilibrare la distribuzione può far fronte, ma solo in parte a questo problema e soprattutto non può garantire uno sviluppo strategico di un sistema che sarà sempre più composto da sistemi rigidi (grandi impianti) e fonti rinnovabili.

Tuttavia l'utilizzo dei processi di accumulo termico può essere esteso anche come elemento di ausilio di sistemi termoelettrici integrati quali ad esempio quelli microcogenerativi.

Accumulare energia significa adattare efficientemente e/o economicamente le varie **forme** di energia, il **tempo** di produzione/disponibilità da quello di impiego, lo **spazio** (luogo di produzione e di utilizzo).

I sistemi di accumulo contribuiscono quindi ad incrementare la flessibilità del sistema, sia nel caso di produzione di energia elettrica che termica. Nel primo caso ad esempio rendono possibile una riduzione della potenza termoelettrica attiva. Infatti possono rendere disponibile energia durante la punta di carico e contribuiscono alla quota di riserva necessaria al funzionamento in sicurezza del sistema. Inoltre accumulando energia nelle ore di basso carico permettono di contenere il surplus di produzione. Nell'introdurre i sistemi di accumulo è necessario considerare il loro livello di efficienza, che spesso risulta essere troppo basso.

5.1. Criteri di progettazione di un accumulo termico

Un sistema di accumulo opera in funzione del tempo necessario e della capacità di accumulo che corrisponde alla quantità di energia accumulata; essa dipende dalla specifica applicazione e dall'impianto utilizzatore. In funzione del tempo previsto per la scarica completa del sistema di accumulo e quindi in funzione della sua capacità, si può avere un accumulo:

- Giornaliero (breve periodo)
- Settimanale (medio periodo)
- Stagionale (lungo periodo)

Il sistema si può considerare conveniente quando raggiunge almeno qualcuno dei seguenti obiettivi:

- Aumentare la capacità di produzione del sistema asservito
- Migliorare le prestazioni di un sistema di impianti di cogenerazione
- Traslare la richiesta di energia verso periodi di basso costo
- Incrementare l'affidabilità di un sistema

Per valutare l'efficacia di questi benefici esistono alcuni criteri di valutazione di un sistema termico. Dal punto di vista tecnico stabilire dei criteri univoci per valutare questi sistemi che spesso sono casi specifici da considerare all'interno di sistemi più complessi. Il confronto tra parametri tecnici si scontra con la fattibilità del sistema piuttosto che con la scelta di elementi prestazionale.

Comunque la valutazione tecnica di un sistema di accumulo non può prescindere dall'analisi dei seguenti parametri:

- capacità di accumulo termico,
- vita utile,
- dimensioni,
- costo,
- impiego delle risorse,
- efficienza del processo,
- risparmio energetico,
- standard di installazione,
- impatto ambientale.

Prima di procedere al dimensionamento di un sistema termico, un progettista dovrebbe avere a disposizione questi dettagli tecnici in modo che possa scegliere la soluzione più idonea per l'applicazione oggetto del progetto. Un concetto comunque è comune a tutti i sistemi di accumulo termico, cioè che è difficile progettare un tale sistema in caso di spazi ristretti a disposizione.

Un altro criterio da fare quadrare nella scelta del sistema è senza dubbio quello economico. Generalmente un sistema TES produce un risparmio dell'energia primaria contro gli alti costi di installazione iniziali.

Un'analisi economica di un sistema termico deve almeno considerare:

- il carico termico orario e quello di picco per ogni giorno.
- la curva della domanda elettrica di riferimento
- la taglia del sistema di accumulo
- la regolazione utilizzata negli impianti
- i costi dell'unità di energia elettrica e termica per diverse fasce orarie
- il costo iniziale dell'impianto
- gli incentivi finanziari

Il più classico parametro di ottimizzazione economica è il semplice calcolo del tempo di ritorno

Altri dati necessari per un corretto progetto del sistema di accumulo riguardano il difficile problema dell'impatto ambientale. Ma sono numerosi i benefici ambientali da mettere in evidenza.

Con l'utilizzo di un sistema TES ad esempio, i picchi di domanda elettrica possono essere ridotti in modo che piccoli chiller possano gestire nell'arco di una giornata il carico termico. Inoltre l'utilizzo di un TES con macchine frigorifere per il condizionamento dell'aria può avere il vantaggio di poter far lavorare queste macchine durante la notte, dove la tariffe elettriche sono solitamente più economiche e le temperature esterne più basse permettono maggiori COP.

Ad esempio una ricerca condotta dal Electric Power Research Institute (EPRI) negli Stati Uniti indica che per i sistemi di ventilazione, riscaldamento e condizionamento dell'aria (HVAC) i costi operativi possono essere abbassati del 20-60% utilizzando un TES. In altri sistemi combinati, dove oltre al controllo della temperatura esiste anche un controllo igrometrico intorno al 35-45% di umidità relativa, l'utilizzo di un TES fornisce anche aria di qualità superiore a costi minori.

Ulteriore esempio dell'efficacia e della redditività di un investimento nel TES sono le applicazioni che permettono solamente la traslazione dei momenti di richiesta di picco durante momenti della giornata più favorevoli. Questi investimenti hanno costo iniziale più limitato tuttavia presuppongono l'utilizzo di sistemi di accumulo meno comuni.

Il costo di un sistema di accumulo è inferiore solitamente a 100 €/kWh sia per applicazioni in raffrescamento (accumulatori di ghiaccio o di acqua fredda) che in riscaldamento. Solitamente questi sistemi hanno tempi di ritorno minori di 10 anni.

Il progetto di un sistema di accumulo quindi è complesso e la redditività dell'investimento dipende fortemente da molti fattori. Soluzioni ottimali studiate per un caso di riferimento possono avere effetti non desiderati e scarsi risultati in casi analoghi sia come tipologia della domanda del carico che della taglia. Basta avere condizioni ambientali diverse o diversi spazi a disposizione che la soluzione scelta per il caso analogo risulta addirittura non fattibile, se non poco redditizia.

Per questa ragione è improprio descrivere un TES applicandolo a tipologie di impianto o di utenza, ma la loro descrizione non può che avere carattere generale.

Nei manuali tecnici e in letteratura si possono trovare checklist che tendono a riassumere i dati da raccogliere e le verifiche da effettuare prima di progettare ed installare un sistema TES. In Figura 30 è riportato un esempio.

Checklist for evaluating a general TES project	
Please tick (✓) items which are available or known.	
<input type="checkbox"/>	1. Management objectives
<input type="checkbox"/>	2. Economic objectives
<input type="checkbox"/>	3. Financial parameters of the project
<input type="checkbox"/>	4. Available utility incentives
<input type="checkbox"/>	5. Status of TES system (a) New <input type="checkbox"/> (b) Existing <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	6. Net heating or cooling storage capacity
<input type="checkbox"/>	7. Utility rates and associated energy charges
<input type="checkbox"/>	8. Loading type of TES system (a) Full <input type="checkbox"/> (b) Partial <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	9. Best possible TES system options
<input type="checkbox"/>	10. Anticipated operating strategies for each TES system option
<input type="checkbox"/>	11. Space availability for TES system (e.g. tank)
<input type="checkbox"/>	12. Type of TES system (a) Open <input type="checkbox"/> (b) Closed <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	13. General implementation logistics of TES system under consideration
<input type="checkbox"/>	13.1. Status of TES system
<input type="checkbox"/>	13.2. TES system location
<input type="checkbox"/>	13.3. Structural impact
<input type="checkbox"/>	13.4. Heat exchanger requirements
<input type="checkbox"/>	13.5. Piping arrangement
<input type="checkbox"/>	13.6. Automatic control requirements
<input type="checkbox"/>	13.7. New electrical service requirements
<input type="checkbox"/>	13.8. Others
Signature:	
Project Leader:	
Date:	
Project Title and Number:	

Figura 30 Check list per un corretto dimensionamento di un TES

5.2. Costi e metodi di impiego

Quali siano attualmente le potenzialità di mercato del sistema di accumulo a servizio dell'utenza domestica sono ancora oggi difficili da stabilire, nonostante la maturità tecnica di molti sistemi sia assodata, così come la loro disponibilità commerciale anche in Italia. Così la principale barriera ad un loro largo impiego è la loro integrazione architettonica e quindi la riduzione degli spazi necessari e la durata di certe soluzioni compatte. Un confronto tra le possibili soluzioni per un sistema di accumulo per applicazioni domestiche è riportato in Tabella 6.

Dati termici e tecnici	Serbatoi di cemento e di acciaio	Bacino isolato superioremente	Bacino non isolato	Rocce o caverne	Acquifero	Terreno	Tubi verticali infissi in argilla	Pozzi e perforazioni
Capacità termica specifica [kWh/m ³ K]	1.16	1.16	1.16	1.16	0.75	0.70	0.8	0.63
ΔT di riferimento [K]	55	55	55	55	55	55	15	55
Tipica efficienza di accumulo [%]	90	85	70	80	75	60	70	70
Fattore di conversione [kWh/m ³]	57	54	45	51	31	23	8	24
Ingombri [10 ³ m ³]	0-100	0-75	0-50	50-300	50-500-	0-100	50-300	50-400
Investimento [€/m ³]	300-500	250-450	80-160	160-250	50	100-200	10-20	60-80

Tabella 6 Sistemi di accumulo possibili per impieghi in ambito domestico

I dati tecnici sopra riportati sono descritti brevemente nei paragrafi seguenti.

5.2.1. Capacità di accumulo

La capacità di accumulo corrisponde alla quantità di energia accumulata; essa dipende dalla specifica applicazione e dall'impianto utilizzatore. In funzione del tempo previsto per la scarica completa del sistema di accumulo e quindi in funzione della sua capacità, si può avere un accumulo:

- Giornaliero (breve periodo)
- Settimanale (medio periodo)
- Stagionale (lungo periodo)

In generale le *taglie dei sistemi di accumulo* si possono classificare, come già visto precedentemente e illustrato in , in:

- Taglia grande legata all'accumulo *industriale* : caratterizzabile da una potenza superiore ai 100 MW rivolta esclusivamente alla rete elettrica. Oltre agli impianti di pompaggio, si possono trovare sistemi innovativi e poco sfruttati come i CAES. Le funzioni che l'accumulatore può assolvere sono molteplici e dipendenti dalla configurazione della rete.
- Taglia legata a sistemi *complessi* : è l'accumulo legato ad una pluralità di impianti; spesso questi sistemi d'accumulo sono dedicati ad impianti da fonti rinnovabili ma anche a situazioni in cui diverse fonti possono fornire una varie forme di energia e di servizi (termico, elettricità, mobilità).
- Taglia piccola legata all'accumulo di tipo *locale* : sono sistemi i sistemi di piccola taglia, riscontrabili nelle vicinanze dell'utente, ma anche distribuiti sulla rete. Sono legati essenzialmente alla piccola generazione distribuita ed alle microreti. In questo contesto assumono importanza gli accumulatori elettro-chimici, ma anche gli accumulatori come i fly-wheel o capacitori/ultracapacitori ed i sistemi a superconduzione che si prestano bene ai servizi sulla qualità della fornitura di energia elettrica

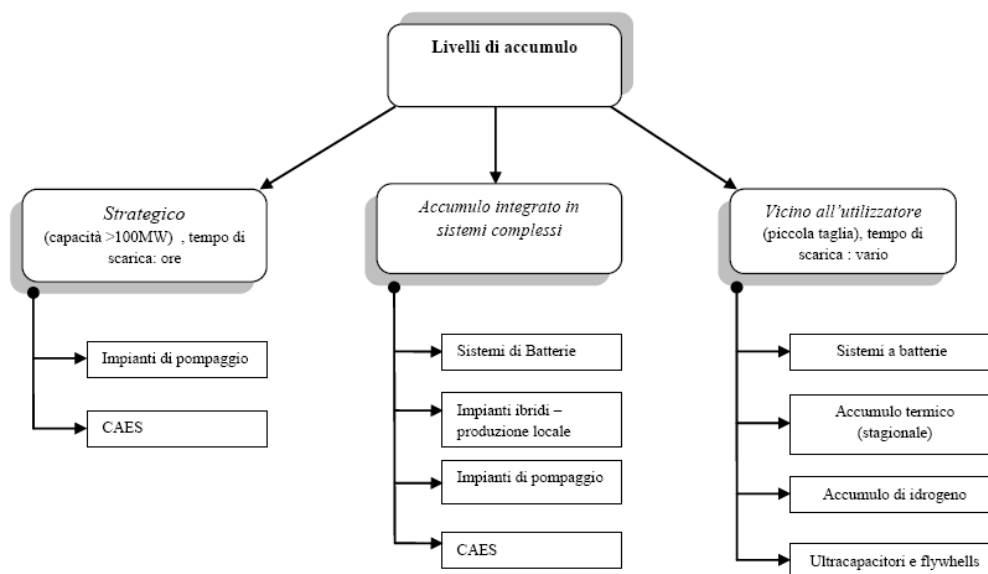


Figura 31 Classificazione degli accumuli in base alla taglia

5.2.2. Energia specifica volumetrica e gravimetrica

Rappresenta la quantità di energia che è disponibile nel sistema per unità di volume o di peso. In base alla tipologia di accumulo si hanno i valori riportati in Tabella 7

Tipo di accumulo	Energia specifica kWh/kg	Densità di energia kWh/m ³
COMBUSTIBILI FOSSILI		
➢ Olio combustibile	11.7	10270
➢ Carbone	8.9	11670
➢ Legno secco	4.2	2780
COMBUSTIBILI SINTETICI		
➢ Idrogeno gassoso	33.3	2.78
➢ Idrogeno liquido	33.3	2417
➢ Metanolo	5.8	4720
➢ Etanolo	7.8	6110
ACCUMULO TERMICO (Bassa qualità)		
➢ Acqua (DT=60°C)	0.07	69
➢ Rocce (DT=60°C)	≈0.01	27-112
➢ Ferro (DT=60°C)	≈0.01	64
ACCUMULO TERMICO (Alta qualità)		
➢ Rocce (DT=200°C)	0.04	119
➢ Ferro (DT=200°C)	≈0.03	222
➢ Sali (DT=200°C)	>0.08	>83
ACCUMULO MECCANICO		
➢ Pompaggio d'acqua	0.0003	0.28
➢ Aria compressa	—	4.2
➢ Volani	0.06	28
ACCUMULO ELETTROCHIMICO		
➢ Batterie al piombo	0.03	28-250
➢ Batterie nickel-cadmio	0.06	≈97
➢ Batterie avanzate	0.10	>100

Tabella 7 Capacità termica di diversi tipologie di materiali sia di tipo sensibile che latente

5.2.3. Potenza di carica e scarica

Indica la velocità con cui una quantità di energia può essere resa disponibile da o caricata nel sistema di accumulo per unità di volume o di peso

5.2.4. Efficienza

Rappresenta la frazione di energia che è resa effettivamente disponibile dal sistema rispetto a quella immagazzinata.

La possibilità di inserire un sistema di accumulo è fortemente dipendente dall'efficienza che questo possiede. Il sistema di accumulo diventa conveniente, infatti, se la sua efficienza non va sotto il livello del 50%.

Quasi tutti i sistemi di accumulo meccanico (per i CAES, quelli adiabatici sicuramente per i diabatici dipende dalla configurazione) /chimico/elettrico/magnetico riescono fortunatamente ad andare ben oltre questa soglia.

5.2.5. Temperatura di utilizzo

È la temperatura alla quale viene immagazzinata l'energia termica. È valore critico per tutti i materiali PCMs, cioè per tutti i sistemi di accumulo che sfruttano calore latente, mentre può essere indicativo per sistemi di tipo sensibile.

5.2.6. Vita ciclica e temporale

Rappresenta il numero di volte in cui un sistema di accumulo può essere caricato e scaricato in definite condizioni operative ed il numero di anni previsti prima di una riduzione delle prestazioni.

5.2.7. Costo di investimento e costo operative

Comprendono il costo di acquisto ed installazione da un lato ed i costi di esercizio e manutenzione dall'altro.

5.3. Accumulo di energia frigorifera

L'accumulo di energia forse più antica è quella associata all'utilizzazione del ghiaccio proveniente da laghi e fiumi, che veniva accumulata in ambiente ben isolati per poter essere utilizzato per tutto l'anno per le applicazioni tipiche di conservazione del cibo e condizionamento. Le tecnologie ad oggi impiegabili sono:

- Acqua fredda
- Ghiaccio
- Ice-on-Coil
- Ice Maker
- Sistemi a glicole
- Ice balls
- Ghiaccio incapsulato
- Sali eutettici

Ognuna delle tecniche sopra elencate meriterebbe un'ampia discussione sia per le loro peculiarità tecniche che per le possibilità di impiego nella utenza domestica. Le principali applicazioni sono comunque elencate di seguito:

- Condizionamento dell'aria per diminuzione dei picchi diurni;
- Riduzione del carico termico settimanale in utenze con impieghi lavorativi particolari quali scuole ed uffici;
- Applicazioni in abbinamento a sistemi di rigenerazione con sistemi ad assorbimento
- Riduzione del carico termico dovuto alla ventilazione

5.4. Un esempio di impianto BTES: il sistema SESHPS

Una tecnologia emergente per il riscaldamento/condizionamento degli edifici è rappresentata dal sistema SESHPS (Solar Earth Source Heat Pump System).

Il principio di funzionamento della tecnologia SESHPS si basa sull'idea di combinare gli effetti dell'energia solare e del terreno e di utilizzarli come sorgente di una pompa di calore.

Infatti il *terreno* rappresenta un'efficace alternativa all'aria come sorgente esterna di calore a causa della sua elevata inerzia termica. Già a moderata profondità (dell'ordine di 1 metro), risente poco delle fluttuazioni termiche giornaliere e stagionali, al punto che la sua temperatura si può

considerare pressoché costante per tutto l'anno. Ciò porta ad avere differenze di temperatura tra sorgente termica e ambiente da climatizzare inferiori rispetto a quanto si avrebbe utilizzando l'aria esterna come sorgente termica, con conseguente miglioramento dell'efficienza dell'impianto e minori costi operativi.

Inoltre l'utilizzo di un impianto SESHPS comporta la soluzione delle problematiche, già viste, che si presentano qualora si volesse utilizzare separatamente l'impianto a sonde geotermiche o a collettori solari. Infatti, con le sole sonde si va incontro alla deplezione termica del terreno che non ha modo di "ricaricarsi" e che quindi perde le ottime caratteristiche prima citate; l'inconveniente dell'uso dei collettori solari per il riscaldamento è rappresentato dalla mancata coincidenza tra disponibilità di energia solare e richiesta di calore da parte dell'utente.

In un impianto SESHPS, inoltre, il terreno rappresenta un *sistema di accumulo* con caratteristiche differenti rispetto ai soliti sistemi costituiti ad esempio da serbatoi d'acqua.

Il sistema SESHPS, presentato in Figura 32, prevede l'installazione di un *impianto GSHP* (Ground Source Heat Pump) accoppiato a dei *collettori solari* destinati a svolgere molteplici funzioni: durante il normale funzionamento invernale, una pompa assicura la circolazione del fluido termovettore (una miscela di acqua e anticongelante) nei collettori dove ha luogo la conversione dell'energia solare in energia termica. A seconda delle esigenze dell'utenza, tale energia può essere trasferita sia in un bollitore d'acqua calda oppure nel sottosuolo tramite le sonde geotermiche dell'impianto GSHP.

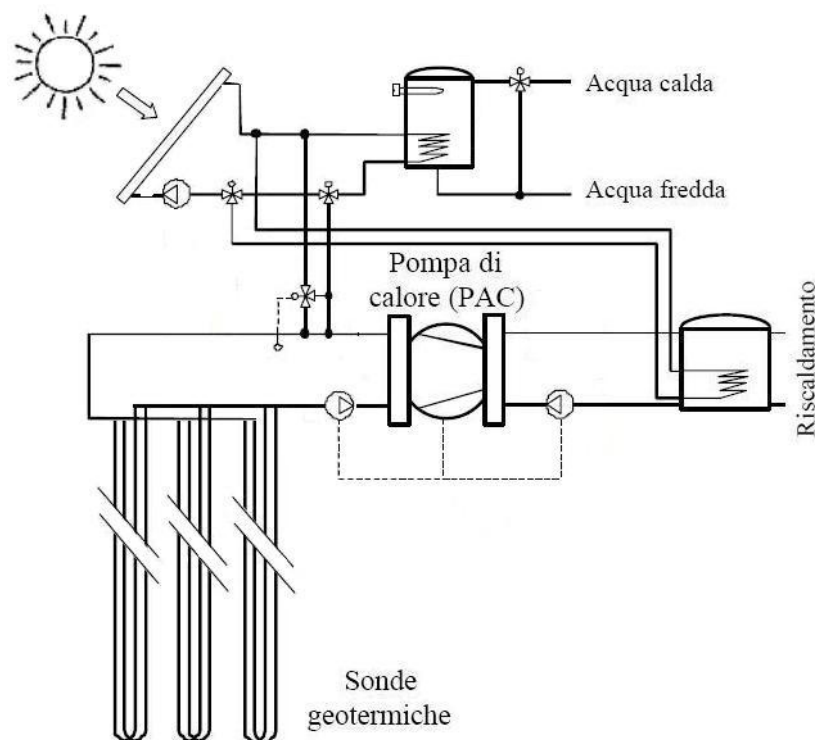


Figura 32 Schema di impianto di un sistema SESHPS

Di notte il terreno è capace di restituire all'ambiente da riscaldare la potenza termica accumulata durante il giorno. Tale riscaldamento può essere effettuato direttamente o, se le temperature non lo permettono, attraverso una pompa di calore.

Il *rendimento* di un sistema SESHPS è intrinsecamente alto come quello della pompa di calore poiché il terreno si mantiene ad una temperatura pressoché costante anche in climi freddi. L'efficacia di queste macchine è influenzata in maniera significativa dalle temperature di esercizio, o meglio dal dislivello di temperatura tra ambiente interno e sorgente esterna.

Tutti questi aspetti portano a due considerazioni:

- qualora si vogliano adoperare delle pompe di calore, è opportuno abbassare la temperatura alla quale si deve fornire calore quindi, nel caso del riscaldamento civile, orientarsi verso

sistemi che operino a temperature dell'ordine dei 35°C come nel caso di pannelli radianti anziché a 60°C e oltre come nel caso dei tradizionali sistemi;

- l'aria esterna, la più comune sorgente termica per le pompe di calore, è termodinamicamente poco efficiente, visto che il carico termico da soddisfare cresce al diminuire della temperatura esterna, facendo calare sia il COP sia la potenzialità termica erogabile dalla macchina. Bisogna quindi orientarsi verso altre sorgenti.

La scelta del terreno come sorgente di calore è fatta proprio sulla base di queste due considerazioni: ciò porta ad avere differenze di temperatura tra sorgente termica e ambiente da climatizzare inferiori rispetto a quanto si avrebbe utilizzando l'aria esterna come sorgente termica, con conseguente miglioramento dell'efficienza dell'impianto e minori costi operativi senza dimenticare minor rumorosità e minor impatto estetico.

5.5. Simulazione del sistema SESHPS

È stata condotta una simulazione di lungo termine per l'intera stagione invernale (Novembre – Febbraio) considerando una sonda geotermica di 17 m di lunghezza e 25 mm di diametro, con portata di acqua di 0.28 kg/s (temperatura di ingresso 0°C), e una temperatura iniziale del terreno di 12°C. Essendo il sistema modulare, lo si può scalare ad ogni potenza desiderata moltiplicando adeguatamente il numero dei moduli.

I risultati sono mostrati nelle figure che seguono. Si nota che con una scelta appropriata dell'area dei pannelli si può raggiungere il pareggio di bilancio su base stagionale tra l'energia estratta e reimpressa nel terreno, contrastando significativamente la deplezione termica del medesimo.

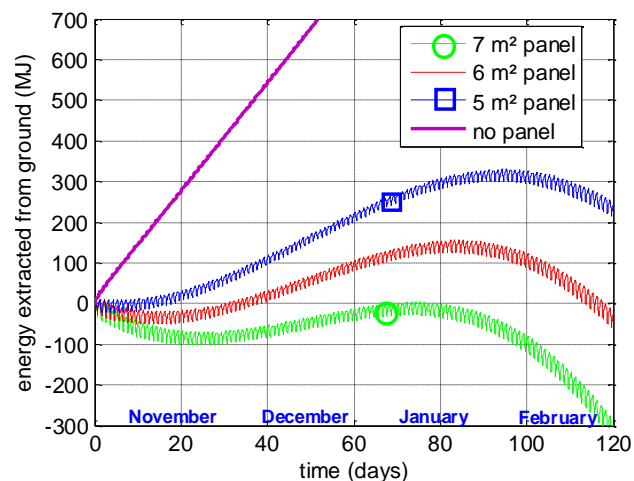


Figura 33 Energia totale estratta dal terreno durante l'intera stagione.

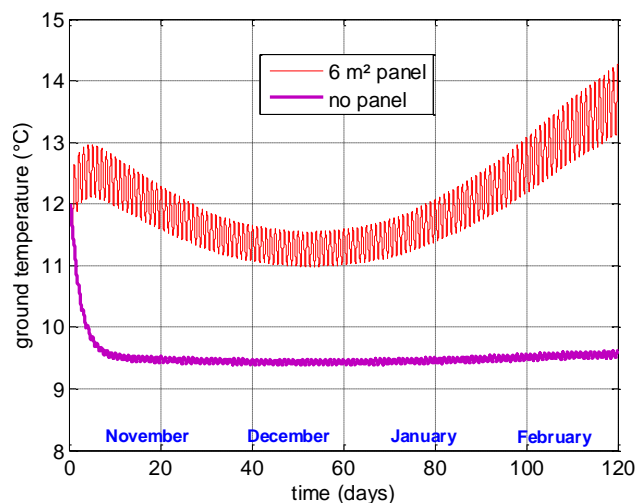


Figura 34 Temperatura del suolo a 200 mm dalla superficie della sonda.

Il bilancio giornaliero di energia è mostrato in Figura 35 relativamente alla metà di Dicembre.

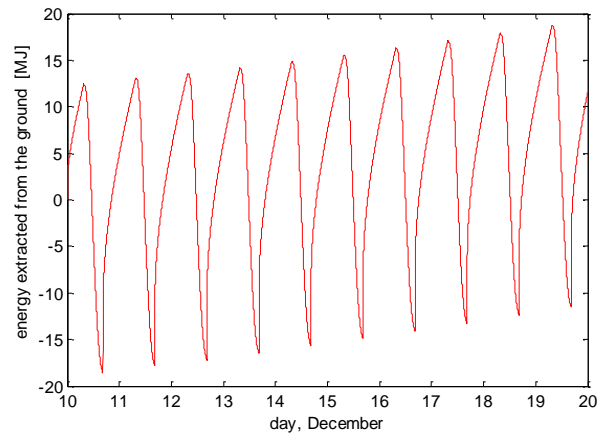


Figura 35 Energia globale estratta dal terreno alla metà di dicembre (5 m² di pannelli, 17 m sonda).

In sintesi, i risultati della simulazione mostrano che, sebbene un bilancio giornaliero dell'energia iniettata nel suolo durante il giorno e recuperata durante la notte non sia possibile (almeno in questo modo di operazione), si può raggiungere un bilancio stagionale contrastando efficientemente la deplezione termica del terreno.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Ramos, Z. Vale, J. Santana, F. Rodrigues, “Use of data mining techniques to characterize MV consumers and to support the consumersupplier relationship” Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Power Systems, Lisbon, Portugal, September 22-24, 2006
- [2] RdS Scheda di Progetto SCENARI, “Localizzazione geografica delle previsioni di potenza alla punta in Italia”, CESI Rapporto A5030383, Settembre 2005