



## Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico economica di soluzioni  
impiantistiche funzionanti in condizioni  
reali applicate agli edifici intelligenti.

Biagio Di Pietra, Antonino Ciappa, Emilio Monno, Alessandro Pannicelli, Francesco Monteleone

## ANALISI TECNICO ECONOMICHE DI SOLUZIONI IMPIANTISTICHE FUNZIONANTI IN CONDIZIONI REALI APPLICATE AGLI EDIFICI INTELLIGENTI

Biagio Di Pietra, Antonino Ciappa, Emilio Monno, Alessandro Pannicelli, Francesco Monteleone (ENEA)

Dicembre 2018

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: A. Soluzioni innovative per l'efficientamento degli edifici

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

## Indice

Sommario .....	5
1. Introduzione .....	7
2. Analisi tecnico economica del sistema ibrido sperimentale applicato ad una micro grid .....	7
2.1 Descrizione del modello di microgrid simulato .....	7
2.2 Descrizione del caso studio .....	9
2.3 Tariffe e scenari simulati per l'analisi economica .....	10
2.4 Simulazione scenario base.....	11
2.5 Simulazione scenario 1 .....	11
2.6 Simulazione scenario 2 .....	13
2.7 Simulazione scenario 3 .....	15
2.8 Simulazione scenario 4 .....	18
2.9 Simulazione scenario 5 .....	21
2.10 Simulazione scenario 6 .....	23
2.11 Sintesi dei risultati .....	24
3. Monitoraggio pompa di calore per ACS installata presso l'Osservatorio climatico di Lampedusa .....	25
4. Analisi tecnico economica dei sistemi di contabilizzazione individuale del calore nei condomini: confronto tra consumi reali e consumi ideali.....	29
4.1 Caso studio Torino .....	30
4.1.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio .....	30
4.1.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Torino.....	31
4.1.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Torino.....	33
4.1.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Torino.....	33
4.1.5 Risultati analisi economica – caso studio Torino.....	34
4.2 Caso Studio Trapani .....	36
4.2.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Trapani 1 .....	36
4.2.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Trapani .....	37
4.2.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Trapani.....	38
4.2.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Trapani .....	39
4.2.5 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Trapani 2 .....	41
4.2.6 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Trapani 2 .....	42
4.2.7 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Trapani2 .....	44
4.2.8 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Trapani 2 .....	44
4.3 Caso Studio Anagni .....	46
4.3.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Anagni .....	46
4.3.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Anagni .....	47
4.3.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Anagni .....	49

4.3.4	Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Anagni .....	49
4.4	Caso studio Ceprano.....	53
4.4.1	Caratteristiche geometriche dell’edificio – caso studio Ceprano.....	53
4.4.2	Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Ceprano .....	53
4.4.3	Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Ceprano.....	55
4.4.4	Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Ceprano.....	55
5.	Conclusioni .....	56
6.	Bibliografia.....	57

## Sommario

Lo studio riportato nel presente documento si riferisce ad una estensione di tre mesi delle attività di ricerca svolte e concluse nell'ambito del Piano Annuale di Realizzazione 2017 dell'Accordo di Programma tra il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA, per quanto attiene all'Area "*Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici*"; nello specifico, si riferisce al progetto "*D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro*".

L'attività di ricerca precedentemente svolta era finalizzata allo studio di soluzioni e tecnologie innovative per l'efficientamento degli edifici ed ha riguardato i seguenti temi:

- impianti ibridi sperimentali: sperimentazione dei sistemi di accumulo e sistemi ibridi adottati per la climatizzazione degli ambienti che favoriscono un elevato autoconsumo da fonti rinnovabili locali in modo da rendere un edificio da energia quasi zero (NZEB) a "potenza quasi zero" (nZPB).
- efficienza energetica isole minori: analisi e sperimentazione di tecnologie innovative per l'efficientamento energetico delle utenze finali delle isole minori
- contabilizzazione individuale del calore: valutazione dei benefici energetici per l'utente finale attraverso feedback forniti da indici sintetici ottenuti dalla lettura da remoto dei sistemi di contabilizzazione individuale del calore nei condomini con impianti centralizzati.

Nel presente studio si intende estendere il precedente campo d'indagine al fine di valutare la convenienza delle soluzioni tecnologiche studiate applicandole a contesti reali.

Lo studio in oggetto riguarda l'analisi dei possibili scenari applicativi del sistema ibrido sperimentale installato nelle precedenti annualità presso il centro Ricerche ENEA di Casaccia costituito da un impianto fotovoltaico a servizio di una pompa di calore aria/acqua integrata con un sistema di accumulo termico ed elettrico.

In particolare è stata analizzata la possibilità di estendere i benefici energetici ed economici del sistema ibrido valutati nelle precedenti annualità ad un modello aggregato di utenti a prevalente destinazione abitativa (es. condomini con più unità immobiliari caratterizzati da servizi di riscaldamento e condizionamento comuni). La soluzione proposta introduce un nuovo modello di distribuzione e ripartizione dell'energia elettrica per gli edifici multiutenza alla stregua di quanto accade già negli impianti di riscaldamento, prevedendo punti di fornitura centralizzati e possibilità di ripartizione dei costi energetici con apposite tariffe. L'aspetto innovativo dell'architettura studiata consiste nella possibilità di condurre gli impianti di generazione locale e il sistema termofrigorifero centralizzato da parte di un unico soggetto aggregatore in grado di gestire l'assorbimento elettrico della pompa di calore per ottimizzare sia l'autoconsumo dell'impianto fotovoltaico centralizzato sia i costi energetici per i singoli utenti aggregati.

L'obiettivo dello studio è stato quello di analizzare diversi scenari di gestione del nuovo modello di microgrid corrispondenti a diversi livelli di aggregazione dei servizi energetici offerti dal gestore agli utenti finali. Si ritiene interessante osservare come l'integrazione del sistema di accumulo termico all'architettura classica del sistema termofrigorifero consente di gestire la pompa di calore in modo da massimizzare l'autosufficienza energetica da fotovoltaico locale ottimizzando il vantaggio economico sia per il gestore sia per gli utenti aggregati. Da una prima elaborazione si ottengono risparmi tariffari per gli utenti finali della microgrid dal 10% a circa il 32% a parità di consumo e confort. Tali risparmi potrebbero essere ulteriormente ottimizzati applicando logiche di Demand Response alla gestione dei carichi degli utenti finali o indicizzando i contratti di fornitura su una componente oraria e non a fascia in modo da favorire un maggiore autoconsumo dell'energia generata in loco.

Nell'ambito del tema contabilizzazione del calore l'estensione del precedente studio è finalizzato a valutare l'influenza dei consumi termici reali sull'analisi economica rispetto ai consumi valutati in condizioni standard secondo metodo UNI TS 11300-1 (asset rating).

L'obiettivo dello studio non è quello di individuare la migliore metodologia di calcolo dei fabbisogni energetici per l'analisi costi benefici in quanto questa deve essere adottata dal tecnico abilitato seguendo i criteri previsti dalla normativa vigente

Per la suddetta analisi sono stati esaminati i consumi reali di diversi condomini del nord, del centro e del sud Italia mediati su tre anni, valutando come gli stessi si discostano dai consumi standard (asset rating) e come potrebbero influenzare l'analisi economica dell'installazione dei sistemi di termoregolazione e

contabilizzazione. In particolare sono stati elaborati i consumi energetici di 22 condomini di un quartiere popolare di Torino aventi le stesse caratteristiche geometriche e termofisiche; I 22 edifici analizzati sono serviti da una rete di teleriscaldamento, presentano quindi un uguale fabbisogno energetico ideale calcolato in condizione standard (asset rating secondo UNI TS 11300-1) ma allo stesso tempo presentano un diverso fattore di utilizzo e di occupazione che comporta diversi consumi energetici reali. Analizzando i risultati si osserva come i condomini, pur essendo caratterizzati dalle stesse dimensioni e caratteristiche termofisiche, presentano un consumo medio annuo differente e in alcuni casi quest'ultimo raggiunge un valore pari al 30% del valore calcolato in condizioni standard (asset rating).

L'esempio proposto dimostra come i due metodi di calcolo dell'energia consumata dai condomini potrebbero portare a differenti esiti dell'analisi economica.

Si ritiene pertanto, che, ai fini della valutazione tecnico-economica relativa all'obbligo di installazione dei sistemi di contabilizzazione, sia necessario identificare una metodologia univoca del calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio che possa da una parte basarsi sui criteri di calcolo stabiliti dalla UNI TS 11300 e dall'altra tenere conto del comportamento reale dell'edificio (profilo di occupazione e tipo utilizzo).

## 1. Introduzione

Lo studio in oggetto riguarda l'analisi dei possibili scenari applicativi del sistema ibrido sperimentale installato nelle precedenti annualità presso il centro Ricerche ENEA di Casaccia costituito da un impianto fotovoltaico a servizio di una pompa di calore aria/acqua integrata con un sistema di accumulo termico ed elettrico. In particolare è stata analizzata la possibilità di estendere i benefici energetici ed economici del sistema ibrido valutati nelle precedenti annualità ad un modello aggregato di utenti a prevalente destinazione abitativa (es. condomini con più unità immobiliari caratterizzati da servizi di riscaldamento e condizionamento comuni).

La soluzione proposta introduce un nuovo modello di distribuzione e ripartizione dell'energia elettrica per gli edifici multiutenza alla stregua di quanto accade già negli impianti di riscaldamento, prevedendo punti di fornitura centralizzati e possibilità di ripartizione dei costi energetici (elettrici e termici) con apposite tariffe. Per consentire la gestione centralizzata della microgrid da parte di un soggetto terzo, la soluzione analizzata prevede per ciascuna unità immobiliare un sistema di contabilizzazione individuale di energia termica ed elettrica tale da consentire l'applicazione e la ripartizione di tutte le componenti che costituiscono i costi energetici dei singoli utenti.

La regolazione delle reti elettriche locali è definita dal provvedimento di ARERA 539/2015/R/eel e il relativo Testo Integrato, con il quale sono stati regolamentati i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento e vendita dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). Gli SDC sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale geograficamente limitato.

Considerando che l'attuale scenario regolatorio non prevede Sistemi di Distribuzione Chiusi per i contesti civili, il modello di microgrid analizzato in questo studio può essere implementato immediatamente solo in modo parziale (centralizzazione degli usi comuni e dei servizi termici). Infatti per l'applicazione del modello completo necessiterebbero alcuni aggiornamenti sia dal punto di vista regolatorio sia dal punto di vista della tariffazione.

Nel presente studio sono stati inoltre approfonditi i principali fattori che possono influenzare la valutazione economica prevista dal Dlgs 141/2016 in merito all'obbligo di installare i sistemi di misura termici o sistemi di ripartizione nelle singole unità abitative. In particolare sono stati valutate le serie storiche dei consumi termici reali di alcuni condomini del Nord, Centro e Sud Italia in modo da verificare come la valutazione dei consumi dei condomini in condizioni di utilizzo reale (valutazione operational rating UNI TS 11300 parte 1) possono influenzare l'esito dell'analisi economica rispetto all'applicazione del metodo di calcolo standard (asset rating UNI TS 11300 parte 1).

## 2. Analisi tecnico economica del sistema ibrido sperimentale applicato ad una micro grid

### 2.1 *Descrizione del modello di microgrid simulato*

Come precedentemente descritto, l'obiettivo di questo studio è analizzare le possibili architetture di microgrid ottenute dall'applicazione della soluzione ibrida sperimentale installata presso il centro ENEA di Casaccia costituita da un impianto fotovoltaico a servizio di una pompa di calore aria/acqua integrata con un sistema di accumulo termico ed elettrico il cui schema semplificato è riportato in Figura 1.

Il nuovo modello di microgrid il cui schema è riportato in Figura 2 si basa su una rete elettrica locale centralizzata con unico punto di allaccio con il distributore (definito anche come punto di saldo) a livello di bassa o media tensione. La rete alimenta sia i servizi elettrici (comuni di edificio e di singole unità abitative) sia i servizi termici centralizzati (riscaldamento/condizionamento e ACS) tramite la pompa di calore aria/acqua modulabile integrata con un sistema di accumulo termico; inoltre allo stesso punto di saldo è prevista la connessione di un impianto fotovoltaico e un sistema di accumulo elettrico.

La microgrid alimenta un modello aggregato di unità immobiliari prevalentemente di tipo residenziali (es, condomini, edifici multifamigliari, edifici monofamigliari a schiera); per ciascuna unità immobiliare è previsto un sistema di contabilizzazione individuale di energia termica ed elettrica tale da consentire l'applicazione e la ripartizione di tutte le componenti che costituiscono i costi energetici dei singoli utenti. L'aspetto innovativo dell'architettura studiata consiste nella possibilità, da parte di un unico soggetto aggregatore, di condurre gli impianti di generazione locale e il sistema termofrigorifero centralizzato in modo da ottimizzare l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica e di trasferire i vantaggi energetici ed economici anche agli utenti aggregati alimentati dalla stessa rete elettrica e termica .

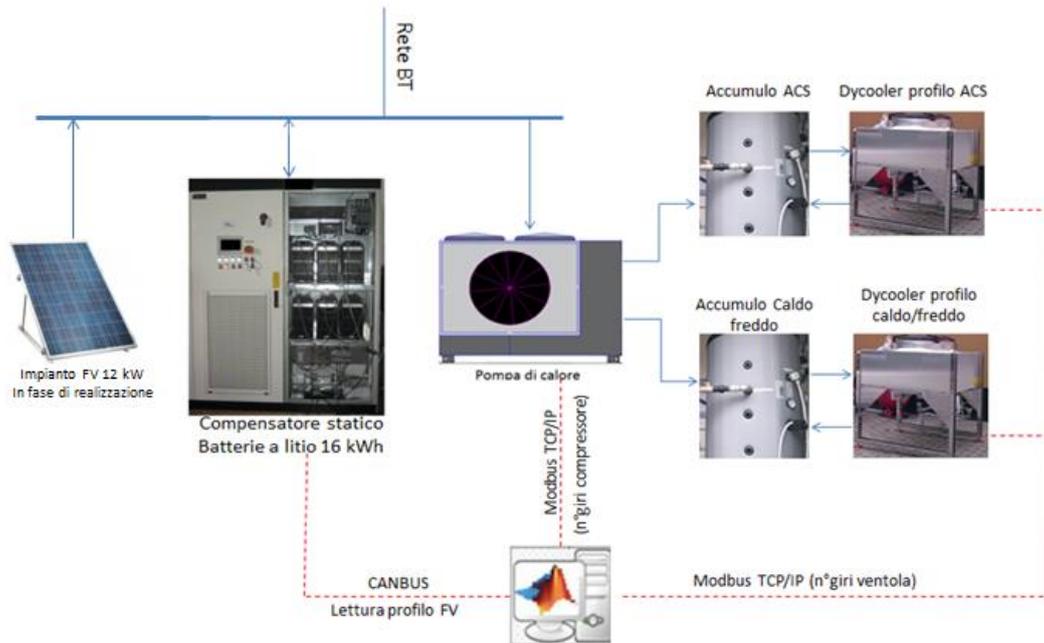


Figura 1: schema impianto ibrido sperimentale installato presso il C.R ENEA Casaccia

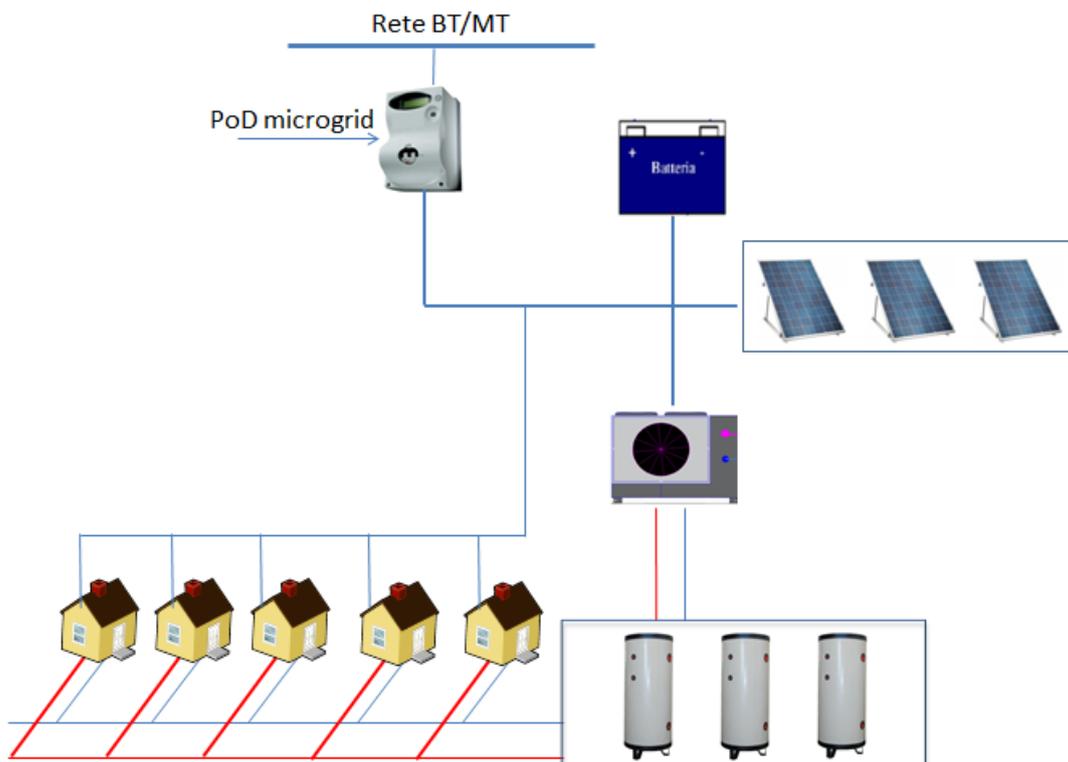


Figura 2: schema architettura nuova microgrid analizzata

Nel presente studio è stata simulata la microgrid di Figura 2 integrando i modelli sviluppati da ENEA in Matlab/Simulink nelle precedenti annualità; in particolare la piattaforma di simulazione include i seguenti componenti:

- modello dinamico dell'edificio
- modello termico del sistema di emissione (radiatori)
- modello del sistema di distribuzione dell'energia termica
- modello accumuli termici
- modello pompa di calore aria/acqua con numero di giri del compressore modulabile fino al 25% del numero di giri nominale
- modello impianto fotovoltaico
- modello sistema d'accumulo elettrico
- modello sistema tariffario elettrico (nuove tariffe non progressive, scambio sul posto, ritiro dedicato) e termico (tariffa gas).

I flussi energetici della microgrid simulata vengono gestiti da un unico sistema di controllo in modo da:

- soddisfare le richieste elettriche degli utenti privilegiando l'energia prodotta dal campo fotovoltaico
- modulare la potenza assorbita dalla pompa di calore per inseguire la produzione del campo fotovoltaico locale

- accumulare la potenza termica istantanea prodotta in eccesso rispetto al carico (load shifting termico)
- accumulare la potenza elettrica istantanea prodotta in eccesso rispetto al carico (load shifting elettrico)

In particolare, il controllo applicato alla pompa di calore è stato implementato e provato nelle precedenti annualità in Matlab/simulink come descritto nei precedenti Report. Quest'ultimo, regolando il numero di giri del compressore o il set point della temperatura, consente di modulare l'assorbimento elettrico della pompa di calore in modo da inseguire la produzione istantanea del campo fotovoltaico locale. La presenza degli accumuli (caldo/freddo e acqua calda sanitaria) consente inoltre di inseguire il massimo sfruttamento delle risorse rinnovabili locali riducendo al minimo l'impatto con la rete di distribuzione elettrica (edificio ad energia a km 0).

## 2.2 Descrizione del caso studio

Obiettivo dello studio è quello di valutare i potenziali vantaggi energetici ed economici per il gestore e per gli utenti finali nel caso di applicazione del nuovo modello di microgrid di Figura 2 come estensione della soluzione classica adottata nella gestione degli impianti termici centralizzati in edifici multiutenza (caldaia centralizzata per riscaldamento e acqua calda sanitaria dei singoli utenti).

La configurazione completa del modello microgrid simulata nel presente studio è costituita da:

- edificio multifamiliare costituito da 10 unità abitative, una superficie utile totale 1200 mq caratterizzato da i seguenti consumi energetici annui:

Tabella 1: fabbisogni energetici totali edificio multifamiliare

Fabbisogno Carichi elettrici edificio [kWh]	59753,45
Fabbisogno edificio RISCALDAMENTO [kWh]	46601,37
Fabbisogno ACS edificio [kWh]	22914,00
Fabbisogno edificio RAFFRESCAMENTO [kWh]	29569,27

- pompa di calore centralizzata aria/acqua con accumulo termico per il riscaldamento/condizionamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Utilizzando la simulazione dinamica del sistema edificio-impianto è stato possibile dimensionare la pompa di calore scegliendo la taglia che permette di mantenere durante gli orari di utilizzo dell'edificio la temperatura degli ambienti ad un valore pari alla temperatura di setpoint invernale (20°C +/- 0.5°C) e alla temperatura di setpoint estiva (26°C +/- 0.5°C).

Per l'edificio simulato è stata scelta la seguente taglia della pompa di calore:

Potenza termica nominale      70 kW

Potenza frigorifera nominale	46 kW
COP nominale	4.95
EER nominale	3.24

- impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico: La potenza nominale del campo fotovoltaico è stata scelta in modo da poter attivare la logica “inseguimento elettrico” della pompa di calore anche durante il periodo di basso irraggiamento solare.

Per il sistema in esame si è scelto la seguente configurazione fotovoltaico - accumulo

P<sub>phot</sub>=40.5 kWp

Capacità accumulo elettrico a litio: 16 kWh

La scelta della capacità dell’accumulo elettrico è stata effettuata riprendendo l’analisi sul dimensionamento ottimo dei sistemi di accumulo per diversi casi studio riportata nel precedente Report (PAR 2016).

### 2.3 Tariffe e scenari simulati per l’analisi economica

L’analisi energetica ed economica del nuovo modello di microgrid di Figura 2 è stata condotta simulando in Matlab/Simulink diversi scenari di aggregazione dei servizi energetici offerti dal gestore agli utenti finali come di seguito indicato:

- Scenario base: gestione impianto riscaldamento e acqua calda sanitaria centralizzato con caldaia a gas;
- Scenario 1: sostituzione caldaia con pompa di calore per servizio di riscaldamento, condizionamento e ACS;
- Scenario 2: integrazione architettura dello scenario 2 con installazione di un campo fotovoltaico locale;
- Scenario 3: viene integrato un sistema di accumulo termico
- Scenario 4: viene integrato anche un sistema di accumulo a ioni di Litio
- Scenario 5: all’architettura dello scenario 3 viene integrato solo un sistema d’accumulo elettrico
- Scenario 6: viene simulata l’architettura di microgrid prevista dallo scenario 4 integrando il servizio di distribuzione dell’energia termica con la distribuzione centralizzata di energia elettrica ai singoli utenti della (applicazione completa dell’architettura microgrid di Figura 2)

La fattibilità economica dei sopraindicati scenari è stata valutata con il metodo del Valore Attuale Netto (VAN) e il Tempo di Ritorno associati ai costi incrementali e ai ricavi addizionali rispetto allo scenario base. Per attualizzare i flussi di cassa generati dall’investimento previsto on ciascuno scenario è stato considerato il tasso di attualizzazione pari al 2%. Si riportano di seguito le tariffe e costi utilizzati per l’analisi economica. Per gli scenari in cui è previsto l’alimentazione elettrica degli utenti dalla rete nazionale con singoli punti di fornitura, viene applicata la struttura tariffaria TD non progressiva in vigore dal 2018 per i clienti domestici che aderiscono al Servizio di maggior tutela riportata in Tabella 2.

Tabella 2: tariffa elettrica non progressiva TD applicata agli utenti finali

	Materia energia	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
	Monorario		
Quota energia (euro/kWh)	<i>fascia unica</i>		
kWh/anno: da 0 a 1800	0,09050	0,00798	0,029531
oltre 1800			0,067323
Quota fissa (euro/anno)	48,0070	20,2800	-
Quota potenza (euro/kW/anno)	-	21,2934	-

Nel caso di energia elettrica prodotta dall’impianto fotovoltaico e ceduta alla rete nazionale questa è stata valorizzata confrontando le seguenti due modalità :

Applicando l’algoritmo dello scambio sul posto (SSP)

Applicando il prezzo minimo garantito pari a 49 €/MWh previsto dal Ritiro Dedicato (RID)

L'acquisto di energia elettrica da parte del gestore della microgrid è stata valorizzata al prezzo del PUN medio del 2018 come fornito dalle statistiche del GME.

Per l'approvvigionamento di gas da parte del gestore della microgrid è stato considerato un valore medio per la componente tariffaria "spesa per materia gas" pari a 25.49 c€/Smc ottenuto dalla media dei valori del libero mercato (da statistiche GME); mentre le altre componenti tariffarie rimangono inalterate rispetto a quelle riportate in Tabella 3.

Si riportano di seguito i costi di investimento specifici utilizzati per l'analisi economica dei singoli scenari riportata nei successivi paragrafi.

**Tabella 3: costi di investimento utilizzati per l'analisi economica dei singoli scenari**

<b>Tecnologia</b>	<b>Costo d'investimento</b>
Caldaia a Condensazione	100 [€/kW]
Pompa di Calore	200 [€/kW]
Modulo Fotovoltaico	1300 [€/kWp]
Accumulo Termico	500 [€/mc]
Accumulo ACS	500 [€/mc]
Accumulo Elettrico	600 [€/kWh]

## 2.4 Simulazione scenario base

La soluzione base, scelta come scenario di riferimento nell'analisi economica, prevede la gestione dell'impianto termico centralizzato da parte di un soggetto che fornisce solo il servizio di riscaldamento centralizzato e acqua calda sanitaria alle utenze dell'edificio multifamigliare con una caldaia a metano.

Dalla simulazione dello scenario base si ottengono i seguenti costi e ricavi annui per il gestore della rete termica centralizzata:

- Tariffa acquisto gas per alimentare la caldaia a metano: 0.74 €/Smc
- Costo totale annuo per acquisto gas : 5452 €
- Tariffa applicata all'utente finale per la fornitura di energia termica tramite rete: 0.094 €/kWh
- Ricavo annuo da vendita energia termica totale : 6395 €

## 2.5 Simulazione scenario 1

Il presente scenario prevede la gestione dell'impianto di riscaldamento da parte del soggetto gestore per tramite dell'impianto termico centralizzato (schema Figura 3) ; viene valutata l'installazione di una pompa di calore centralizzata da 70 kWt al posto della caldaia prevista dallo scenario di riferimento.

Il gestore si occupa della fornitura centralizzata della sola energia termica (riscaldamento, acqua calda sanitaria e condizionamento) ai singoli utenti.

Lo scenario non prevede l'installazione di sistemi di accumulo. L'installazione della pompa di calore consente al gestore delle reti termica locale di fornire anche il servizio di raffrescamento garantendo ricavi integrali rispetto alla sola fornitura del servizio di riscaldamento dello scenario base.

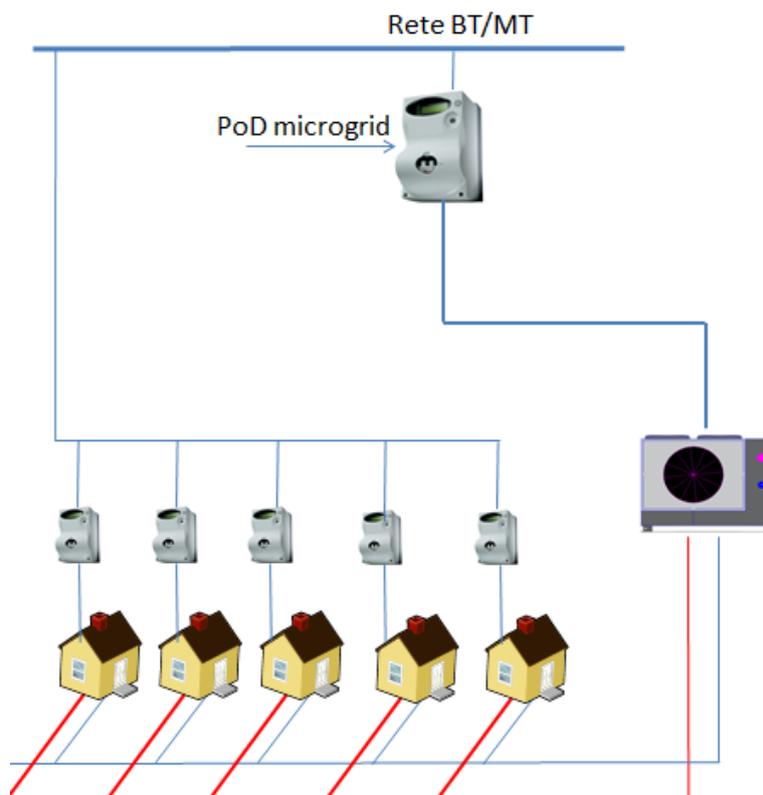


Figura 3: schema microgrid scenario 1

Si riportano di seguito i risultati energetici ed economici ottenuti dalla simulazione annuale del sistema edificio-impianto.

Tabella 4: prestazione stagionale pompa di calore per riscaldamento e acqua calda sanitaria

Energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc	22112,6	kWhe
Energia termica fornita per riscaldamento, condizionamento e ACS	99084,6	kWht
COP medio	4,5	

Tabella 5: costi sostenuti dal gestore della rete termica nello scenario 1

extra costi rispetto a scenario base	5000.0	€
costo acquisto energia elettrica	4296.0	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395.0	€/anno
Ricavo da vendita energia per raffrescamento	1478.5	€/anno
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%)	27066.8	€

Rispetto allo scenario di riferimento l'energia termica viene fornita agli utenti finali con un costo complessivo inferiore di 139€ rispetto al precedente scenario corrispondente ad una tariffa paria 0.094€/kWh. La nuova tariffa è stata scelta per mantenere un tempo di ritorno degli investimenti rispetto allo scenario base inferiore a 8 anni.

## 2.6 Simulazione scenario 2

Lo scenario 2 prevede l'installazione in corrispondenza del punto di saldo con la rete nazionale di un campo fotovoltaico avente una potenza pari a 40,5 kWp. Lo scenario non prevede nessun sistema di accumulo e quindi nemmeno l'applicazione di algoritmi di controllo della pompa di calore per incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta dal campo FV locale.

L'energia prodotta in eccesso del campo FV viene ceduta in rete e valorizzata considerando sia il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID) sia quello dello Scambio Sul Posto (SSP).

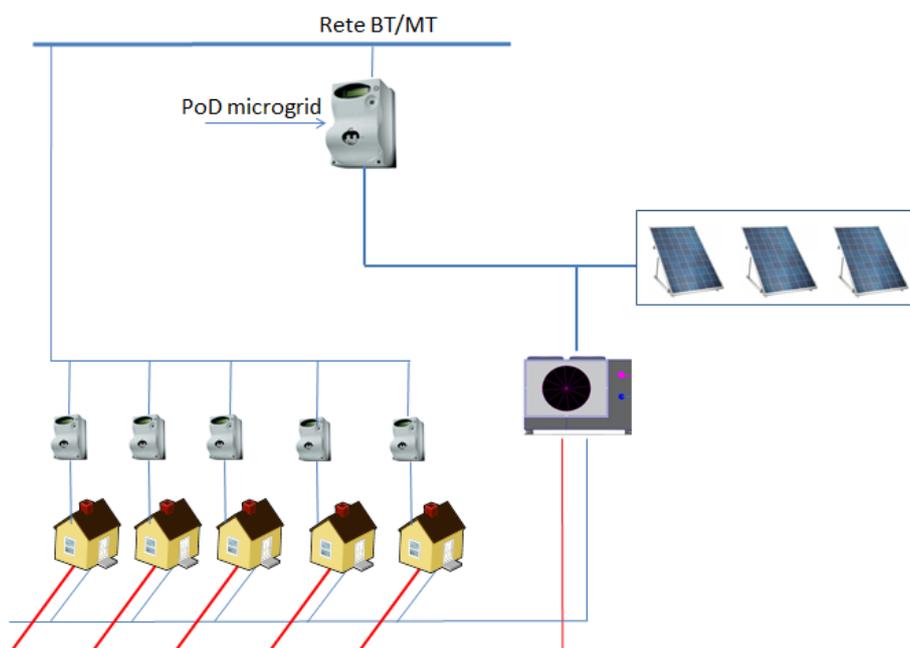


Figura 4: schema microgrid simulato nello scenario 2

Si riportano di seguito i risultati energetici ed economici ottenuti dalla simulazione annuale del sistema edificio-impianto.

Tabella 6: parametri energetici scenario 2

energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc	12175,7	kWhe
energia elettrica fornita dal campo FV per alimentare la pdc	9814,8	KWh
energia elettrica totale prodotta dal campo FV	60326,0	kWh
Energia elettrica immessa nella rete bt nazionale	50462,0	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete bt nazionale	10702,0	kWh
Autosufficienza energetica pdc	0,45	
Autoconsumo campo FV	0,16	

Tabella 7: costi sostenuti e ricavi ottenuti dal gestore della rete termica nello scenario 1

Extra costi rispetto a scenario base	57650.0	€
Costo acquisto energia elettrica da rete	2865.0	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (SSP)	3280.3	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (RID)	2761.9	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395.4	€/anno
Ricavo da vendita energia perraffrescamento	1478.5	€/anno

VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) RID	28292.5	€
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) SSP	34953.5	€

I costi di fornitura dell'energia termica agli utenti aggregati rimangono invariati rispetto allo scenario precedente.

Si riportano di seguito gli andamenti istantanei dei flussi di potenza scambiati al nodo di saldo tra la microgrid e la rete elettrica nazionale. Dall'analisi delle curve di Figura 5 e Figura 6 si evince come l'assenza dell'accumulo termico limita fortemente la capacità del sistema di controllo di modulare il numero di giri del compressore e di conseguenza la potenza assorbita per inseguire il profilo di produzione del campo fotovoltaico. La bassa inerzia del sistema termico comporta scambi di potenza con elevati picchi e ridotti valori dell'indice dell'autoconsumo e autosufficienza energetica della pompa di calore.

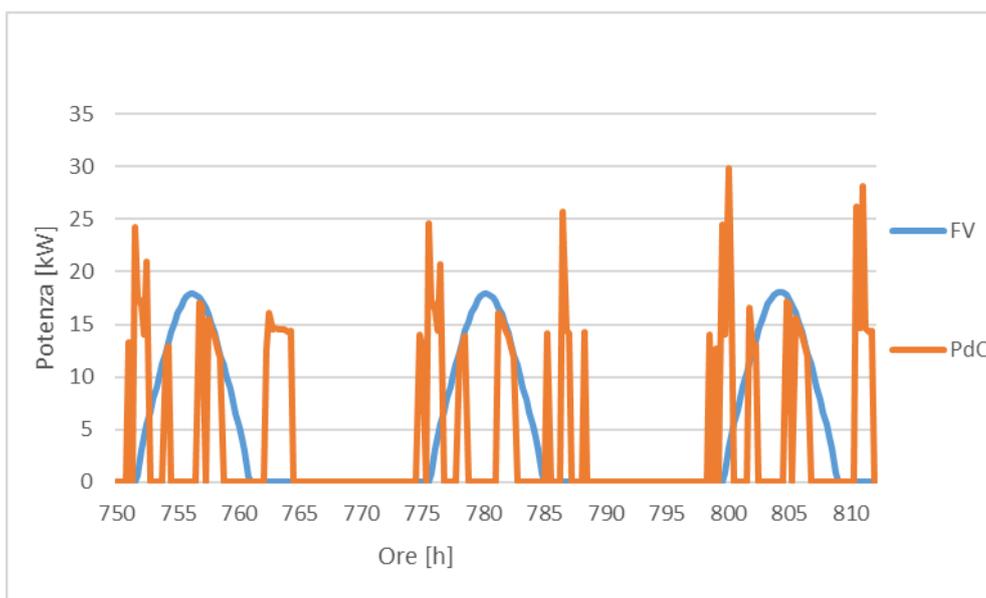


Figura 5: profilo potenza prodotta dal fotovoltaico locale e assorbimento elettrico della pompa di calore – in tre giorni del mese di febbraio

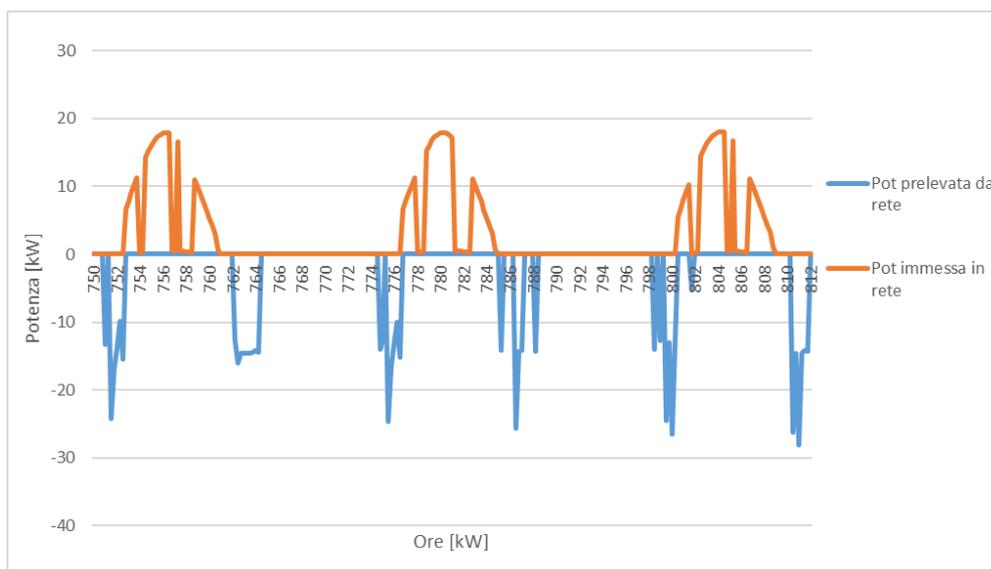


Figura 6: scambio di potenza con la rete al punto di saldo della microgrid: potenza prelevata per alimentare la pompa di calore e potenza immessa in rete dal campo FV

## 2.7 Simulazione scenario 3

Al fine di ottimizzare la gestione dei flussi di potenza scambiati al punto di saldo della microgrid, rispetto allo scenario precedente viene integrato un sistema di accumulo termico (caldo/freddo) da 14 mc e un accumulo per l'acqua calda sanitaria (ACS) da 4 mc. L'installazione del sistema di accumulo comporta due vantaggi per la gestione della microgrid:

- Possibilità di tagliare i picchi di carico termico (effetto peak shaving) consentendo una ottimizzazione della taglia pompa di calore;
- Possibilità di modulare l'assorbimento della pompa di calore per inseguire la produzione del campo fotovoltaico anche in assenza di carico (load shifting del carico termico);

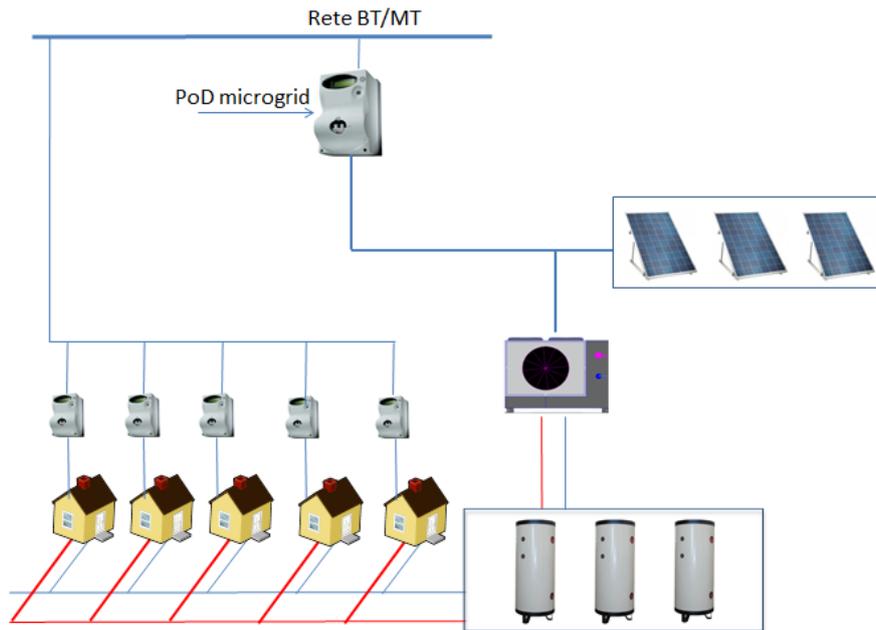


Figura 7: schema microgrid simulato nello scenario 3

Utilizzando il simulatore implementato in Matlab/Simulink è stato possibile valutare l'effetto dell'accumulo termico sul dimensionamento della pompa di calore; l'incremento dell'inerzia termica consente di disaccoppiare i picchi di carico degli utenti finali dalla potenza fornita dalla pompa di calore consentendo di ottimizzare la taglia di quest'ultima rispetto ai precedenti scenari.

Dalle simulazioni effettuate si è ricavato il seguente algoritmo per ricalcolare empiricamente la nuova taglia della pompa di calore in funzione del volume dell'accumulo termico e di quello di ACS.

$$P_{ter} = P_{base} * 0.9^{\left(\frac{V_{acc}+V_{acs}}{V_{base}+V_{acs_{base}}}-1\right)} \quad (1)$$

dove:

- $P_{ter}$  è la potenza termica in riscaldamento nominale della pompa di calore installata
- $P_{base}$  è la potenza termica della pompa di calore da installare con accumulo termico minimo ( $V_{base}$ )
- $V_{base}$ ,  $V_{ACS_{base}}$  valore degli accumuli termici rispettivamente per il riscaldamento e acqua calda sanitaria corrispondente al valore minimo necessario per il funzionamento della pompa di calore
- $V_{acc}$ ,  $V_{ACS}$  valore degli accumuli termici ottimizzati

Per il caso simulato, il dimensionamento ottimizzato della pompa di calore (simulando il funzionamento in peak shaving dell'accumulo termico) è stato effettuato con i seguenti parametri:

- $P_{base}$ : 70 kWt

- $V_{base}$ : 2 mc
- $V_{acs_{base}}$ : 2mc
- $V_{acc}$ =14 mc
- $V_{ACS}$  = 2 mc

Utilizzando i suddetti parametri si ottiene una taglia ottimizzata per la pompa di calore pari a:

P<sub>ter</sub>: 48 kWt in riscaldamento

P<sub>ch</sub>: 31 kWt in raffrescamento

Come si evince dai grafici riportati di seguito, la nuova pompa di calore riesce a mantenere in condizioni di l'edificio multiutenza simulato sia durante la stagione di riscaldamento sia durante la stagione di raffrescamento.

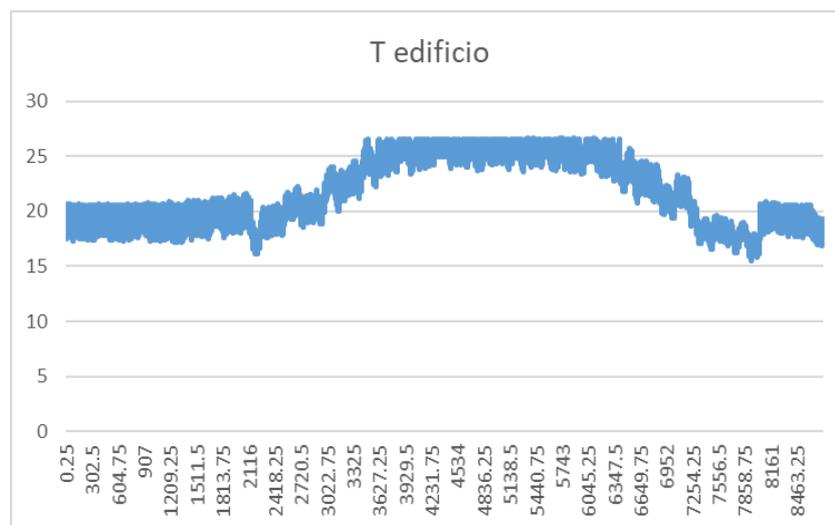


Figura 8: andamento temperatura media dell'edificio multiutenza simulato



Figura 9: dettaglio temperatura media edificio simulato

Si riportano di seguito i principali risultati dell'analisi energetica ed economica ottenuti dalla simulazione annuale della microgrid gestita come prevista dallo scenario 3.

Tabella 8: analisi energeica: risultati simyulazione scenario 3

energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc	6098,64	kWhe
energia elettrica fornita dal campo FV per alimentare la pdc	15891,89	KWh
energia elettrica totale prodotta dal campo FV	60325,98	kWh

Energia elettrica immessa nella rete bt nazionale	44999,00	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete bt nazionale	5398,30	kWh
Autosufficienza energetica pdc	0,72	
Autoconsumo campo FV	0,26	

Tabella 9: analisi economica: risultati scenario 3

Extra costi rispetto a scenario base	53888.5	€
Costo acquisto energia elettrica da rete	1734.0	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (SSP)	2655.5	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (RID)	2439.7	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395.4	€/anno
Ricavo da vendita energia per raffrescamento	1478.5	€/anno
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) RID	42446.4	€
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) SSP	45219.3	€

Analizzando i risultati della simulazione riportati in Tabella 8 e Tabella 9 si osserva come l'integrazione dell'accumulo termico all'interno dell'architettura della microgrid consente un incremento di circa il 60% dell'autosufficienza energetica e dell'autoconsumo rispetto allo scenario precedente e un conseguente vantaggio economico dato dall'incremento del VAN sia nel caso di ritiro dedicato (RID) sia con lo scambio sul posto (SSP).

Una migliore gestione dei flussi energetici al nodo di saldo della microgrid è apprezzabile anche osservando i profili di potenza riportati in Figura 10 e Figura 11. Infatti dalle seguenti figure si evince un migliore funzionamento del controllo della potenza assorbita dalla pompa di calore in quanto questa riesce a seguire nelle ore centrali la produzione del campo fotovoltaico limitando drasticamente i picchi di potenza prelevati dalla rete.

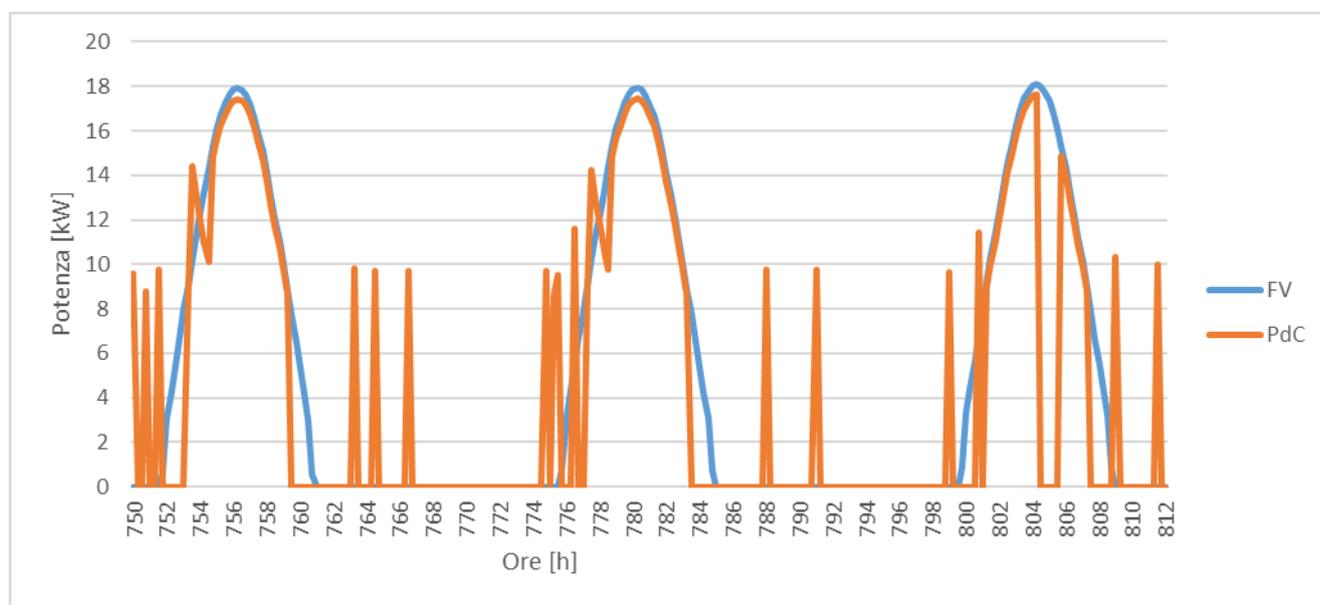


Figura 10: profilo potenza prodotta dal fotovoltaico locale e assorbimento elettrico della pompa di calore – in tre giorni del mese di febbraio – scenario 3

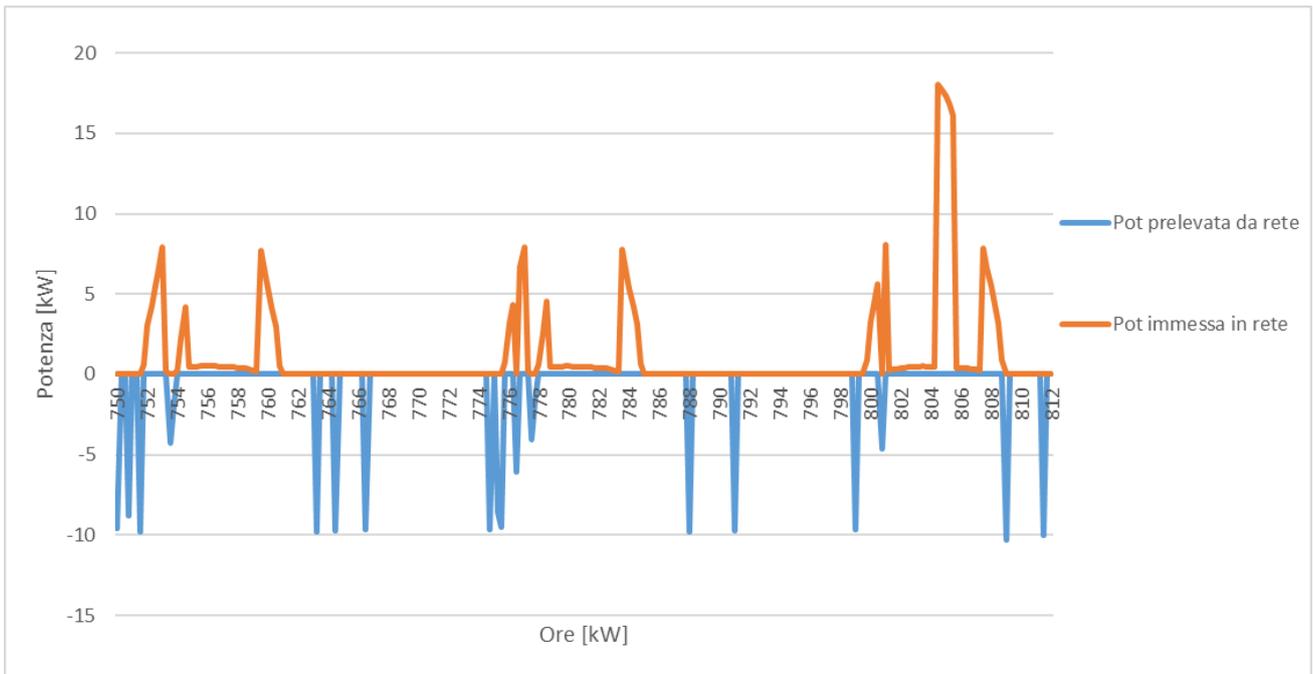


Figura 11: : scambio di potenza con la rete al punto di saldo della microgrid: potenza prelevata per alimentare la pompa di calore e potenza immessa in rete dal campo FV – scenario 3

## 2.8 Simulazione scenario 4

L'architettura simulata nello scenario 4 completa il modello impiantistico della nuova microgrid in quanto viene integrato anche l'accumulo elettrico a litio avente una capacità di 16 kWh come previsto dal sistema ibrido sperimentale installato presso il C.R. ENEA Casaccia. Il sistema d'accumulo, come indicato nello scema di Figura 12 è connesso nello stesso punto di saldo dove sono collegati anche la pompa di calore e l'impianto fotovoltaico locale. Il gestore della microgrid continua a fornire solo il servizio termico centralizzato agli utenti aggregati.

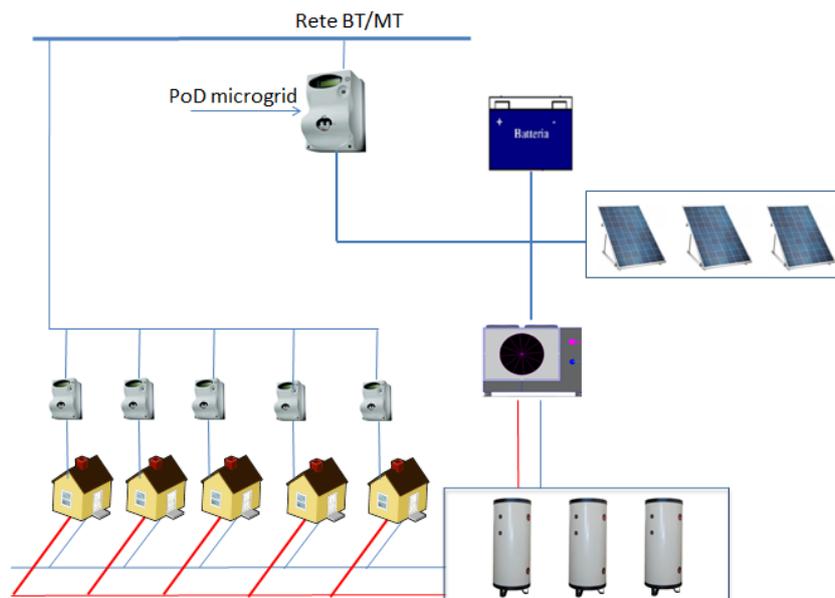


Figura 12: schema micogrid simulato nello scenario 4

L'accumulo elettrico consente un incremento del coefficiente di autoconsumo e autosufficienza energetica immagazzinando l'energia prodotta in eccesso dal campo fotovoltaico rispetto alla richiesta della pompa di calore. Il sistema di controllo accumula l'energia in eccesso fino a raggiungere uno stato di carica della batteria pari all'80% della capacità nominale e scarica l'energia accumulata per alimentare la pompa di calore nei momenti di bassa o nulla produzione da fotovoltaico fino a raggiungere uno stato di carica pari al 20%.

Come per gli scenari precedenti si riportano di seguito i risultati energetici ed economici della simulazione della microgrid completa dell'accumulo elettrico.

**Tabella 10: analisi energetica: risultati simulazione scenario 4**

energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc	3477,52	kWhe
energia elettrica fornita dal campo FV per alimentare la pdc	18513,01	KWh
energia elettrica totale prodotta dal campo FV	60325,98	kWh
Energia elettrica immessa nella rete bt nazionale	41416,00	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete bt nazionale	3380,10	kWh
Autosufficienza energetica pdc	0,84	
Autoconsumo campo FV	0,31	

**Tabella 11: analisi economica: risultati scenario 4**

Extra costi rispetto a scenario base	62888,5	€
Costo acquisto energia elettrica da rete	1427,1	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (SSP)	2304,2	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (RID)	2203,7	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395,4	€/anno
Ricavo da vendita energia per raffrescamento	1478,5	€/anno
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) RID	34357,5	€
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) SSP	35648,8	€

Analizzando i risultati di simulazione riportati nelle precedenti tabelle, si evince il contributo positivo dell'accumulo elettrico osservando una riduzione superiore del 42% dell'energia prelevata dalla rete e un passaggio dal 72% all'84% del coefficiente di autosufficienza energetica. Un migliore comportamento energetico non è associato ad un migliore convenienza economica per il gestore della microgrid, in quanto il costo incrementale di investimento dovuto all'installazione delle batterie determina una riduzione del VAN rispetto allo scenario precedente.

Dai profili dei flussi di potenza riportati in Figura 13 e Figura 14 si osserva come l'accumulo elettrico non influenza il funzionamento della pompa di calore ma interviene per ridurre drasticamente lo scambio di potenza con la rete; in particolare rispetto al precedente scenario l'accumulo elettrico riduce i flussi di potenza richiesta dalla pompa di calore alla rete nei momenti di non produzione del campo FV.

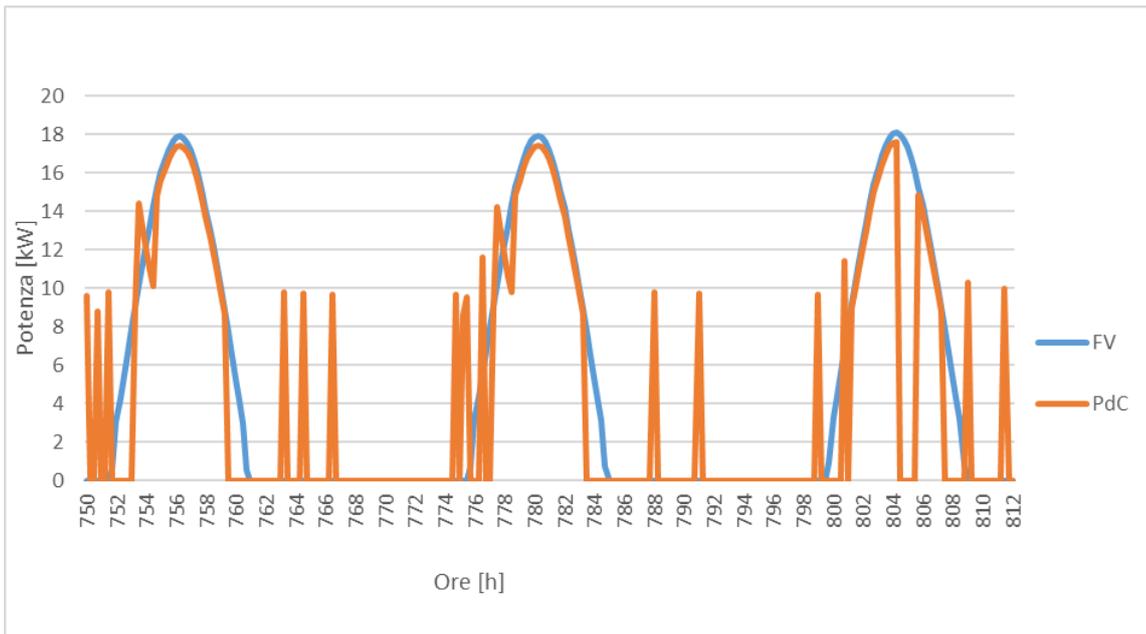


Figura 13: profilo potenza prodotta dal fotovoltaico locale e assorbimento elettrico della pompa di calore – in tre giorni del mese di febbraio – scenario 4

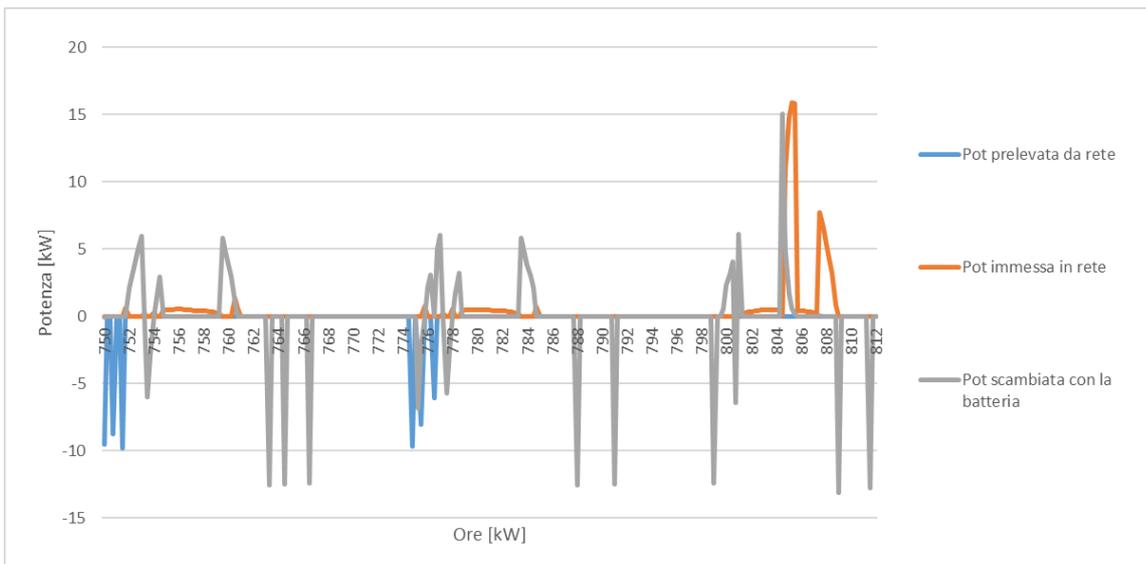


Figura 14 scambio di potenza con la rete al punto di saldo della microgrid: potenza prelevata per alimentare la pompa di calore e potenza immessa in rete dal campo FV – scenario 4

## 2.9 Simulazione scenario 5

Nel presente scenario è stata simulata la microgrid di Figura 15 prevedendo come sistema d'accumulo solo quello elettrico e annullando il contributo dell'accumulo termico; l'obiettivo dello scenario 5 è quello di valutare l'influenza sull'autoconsumo e sulla convenienza economica legata all'utilizzo del solo accumulo elettrico.

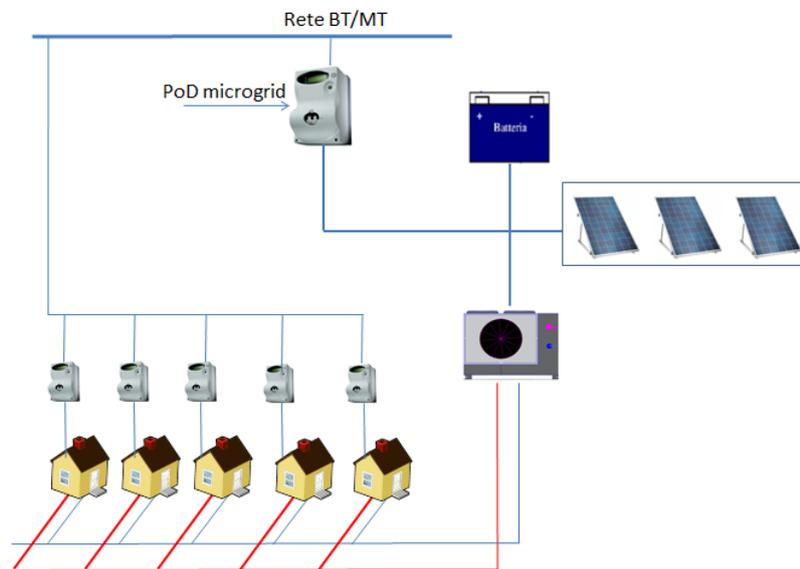


Figura 15: schema della microgrid simulata nello scenario 5

si riporta nelle seguenti tabelle i risultati dell'analisi energetica ed economica ottenuti simulando il modello di microgrid riportato in Figura 15

Tabella 12: : analisi energetica: risultati simulazione scenario 5

Energia elettrica consumata dalla pompa di calore	22084,105	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc	8702,93	kWh
Energia elettrica fornita dal campo FV per alimentare la pdc localmente	13381,18	kWh
Energia elettrica totale prodotta dal campo FV	60325,98	kWh
Energia elettrica immessa nella rete bt nazionale	45818,58	kWh
Autosufficienza energetica pdc	0,61	
Autoconsumo campo FV	0,22	

Tabella 13: : analisi economica: risultati scenario 5

Extra costi rispetto a scenario base	66650,0	€
Costo acquisto energia elettrica da rete	2481,1	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (SSP)	2843,6	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (RID)	2470,2	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395,4	€/anno
Ricavo da vendita energia per raffrescamento	1478,5	€/anno
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) RID	20477,2	€
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) SSP	25275,1	€

Dall'analisi dei risultati riportati nelle tabelle precedenti si evince che nel caso di solo accumulo elettrico installato nel punto di saldo, la pompa di calore non riesce più a lavorare in inseguimento del campo fotovoltaico (a meno di alcuni momenti in cui viene sfruttata l'inerzia di base dell'impianto termico) con il conseguente incremento dell'energia prelevata dalla rete rispetto allo scenario 3 e allo scenario 4 e una conseguente riduzione del vantaggio economico annuo (VAN a 15 anni inferiore dello scenario 3 e scenario 4).

Inoltre come si può osservare dai grafici di Figura 16 e Figura 17 l'assenza dell'accumulo termico comporta un maggiore impatto con la rete in termini di potenza scambiata; infatti solo parte del profilo di potenza richiesta dalla pompa di calore viene compensato dal sistema di accumulo elettrico, prelevando dalla rete i picchi di potenza nelle ore serali o nelle prime ore del mattino quando l'accumulo e scarico e l'impianto FV non produce.

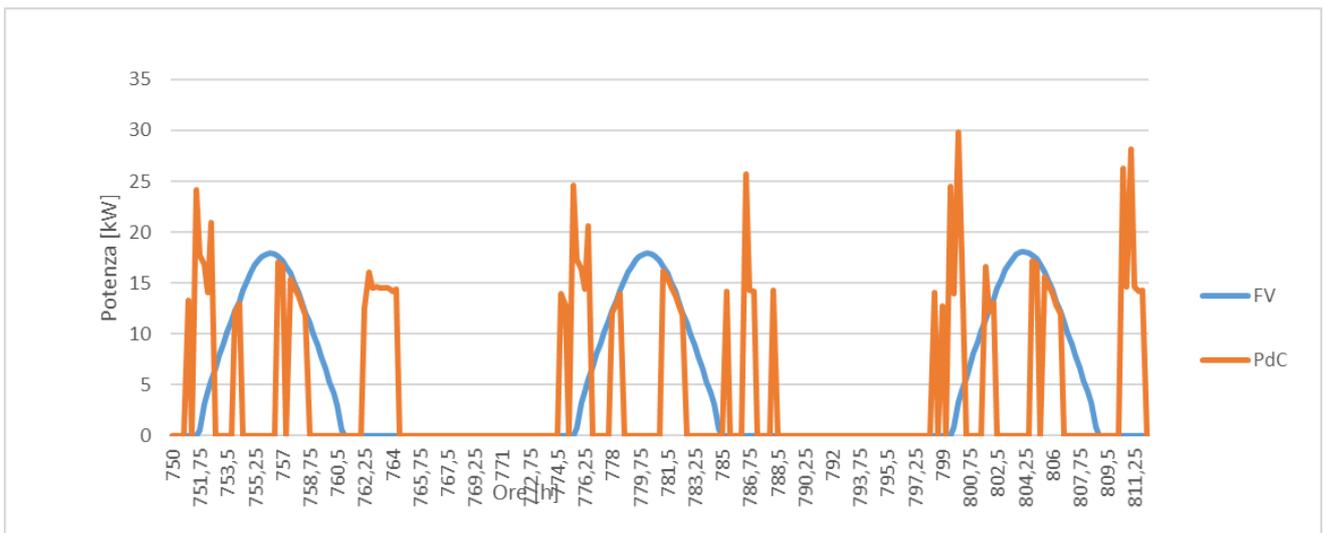


Figura 16: profilo potenza prodotta dal fotovoltaico locale e assorbimento elettrico della pompa di calore – in tre giorni del mese di febbraio – scenario 4

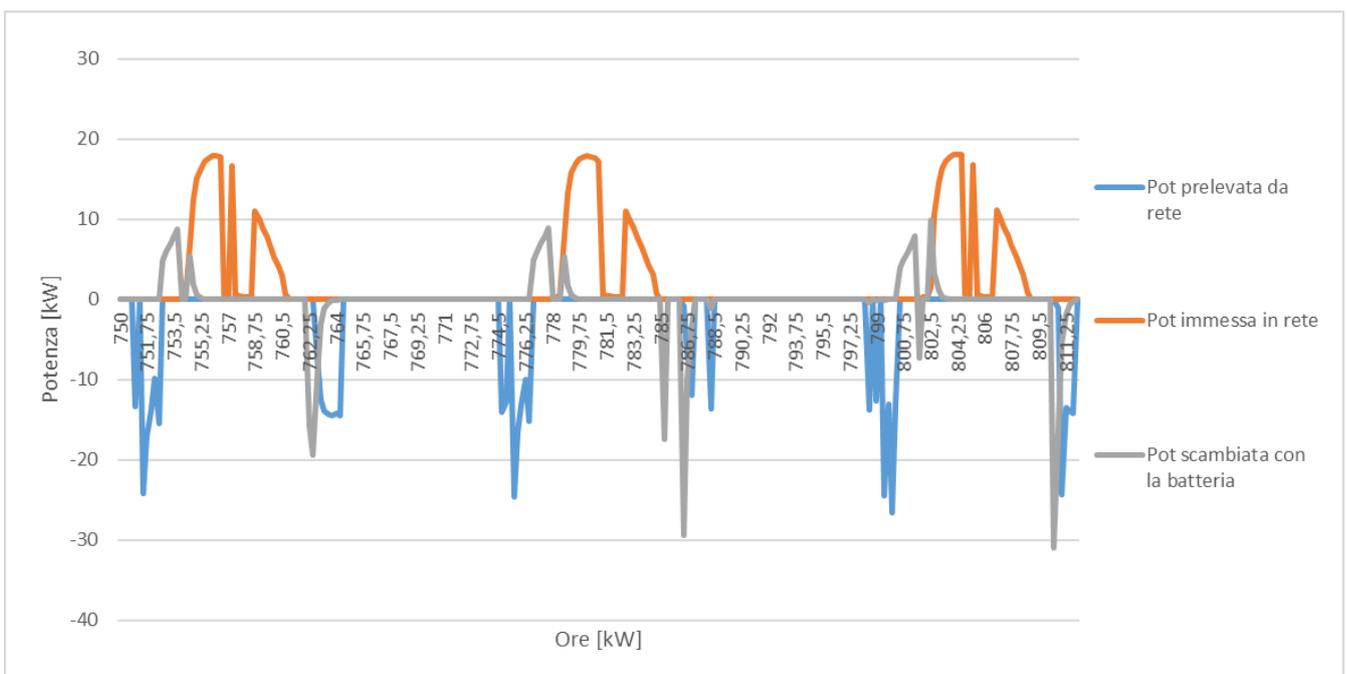


Figura 17: scambio di potenza con la rete al punto di saldo della microgrid: potenza prelevata per alimentare la pompa di calore e potenza immessa in rete dal campo FV – scenario 4

## 2.10 Simulazione scenario 6

Con il modello di microgrid simulato nello scenario 6 si vuole analizzare la potenziale applicazione di un Sistema di Distribuzione Chiuso ad una comunità energetica caratterizzata da un sistema multiutenza di tipo residenziale (come riportato in precedenza tale sistema non è attualmente regolamentato e non è applicabile ai i contesti civili secondo quanto previsto dal provvedimento di ARERA 539/2015/R/eel).

Lo scenario 6 prevede sia la fornitura termica sia la fornitura dei servizi elettrici agli utenti della microgrid attraverso un'unica rete centralizzata costituita da tutti i componenti del sistema ibrido sperimentale (impianto fotovoltaico con accumulo elettrico, pompa di calore integrata con il sistema di accumulo termico).

Nell'analisi economica è stata ipotizzata l'acquisto di energia elettrica da parte del soggetto gestore sul libero mercato (è stato considerato un prezzo di acquisto pari al PUN medio del 2018) e la vendita ai singoli utenti a un costo inferiore rispetto all'attuale tariffa non progressiva (TD).

**Tabella 14: analisi energetica: risultati simulazione scenario 6**

Energia elettrica consumata dalla pompa di calore	20997,95	kWh
Energia elettrica richiesta dagli utenti aggregati	61097,91	kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare la pdc e gli utenti aggregati	47227,58	kWh
Energia elettrica fornita dal campo FV per alimentare localmente la pdc e gli utenti aggregati	34868,28	KWh
Energia elettrica totale prodotta dal campo FV	60325,98	kWh
Energia elettrica immessa nella rete bt nazionale	23285,33	kWh
Autosufficienza energetica pdc e carico elettrico aggregato di tutte le utenze	0,42	
Autoconsumo campo FV	0,58	

**Tabella 15: analisi economica: risultati scenario 6**

Extra costi rispetto a scenario base	62968,0	€
Costo acquisto energia elettrica da rete	8404,3	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (SSP)	2468,5	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica in rete (RID)	1175,6	€/anno
Ricavo da vendita energia per riscaldamento e ACS	6395,4	€/anno
Ricavo da vendita energia per raffrescamento	1478,5	€/anno
Ricavo da vendita energia elettrica ai singoli utenti della microgrid	8553,7	€/anno
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) RID	41324,6	€
VAN 15 anni (tasso attualizzazione 2%) SSP	57937,4	€

Dai principali risultati dell'analisi energetica riportata in Tabella 14, si può osservare un notevole incremento dell'indice dell'autoconsumo dell'impianto fotovoltaico (di circa l'89%), dovuto ai consumi elettrici degli utenti aggregati non presenti negli scenari precedenti in quanto alimentati da propri punti di connessione con la rete. La simulazione della microgrid non prevede l'applicazione di logiche di Demand Response applicate ai singoli utenti con le quali quest'ultimi potrebbero essere più incentivati a concentrare i propri consumi differibili nelle ore di maggiore produzione dell'impianto fotovoltaico.

Incrementando la quota di autoconsumo, il soggetto gestore può cedere l'energia prodotta dal campo fotovoltaico e autoconsumata dai singoli utenti fornendo il servizio elettrico a tariffe inferiori rispetto a quella di riferimento (TD). Allo stesso tempo, la possibilità di fornire il servizio elettrico centralizzato, consentirebbe al gestore della rete locale di ottimizzare i propri ricavi in quanto potenzialmente riesce a

valorizzare l'energia autoconsumata ad un prezzo migliore rispetto alla cessione in rete garantendo allo stesso tempo un risparmio agli utenti delle microgrid.

### 2.11 Sintesi dei risultati

Si riporta di seguito una sintesi dei risultati energetici ed economici della simulazione dei singoli scenari corrispondenti a diversi livelli di evoluzione del modello di microgrid schematizzato in Figura 2

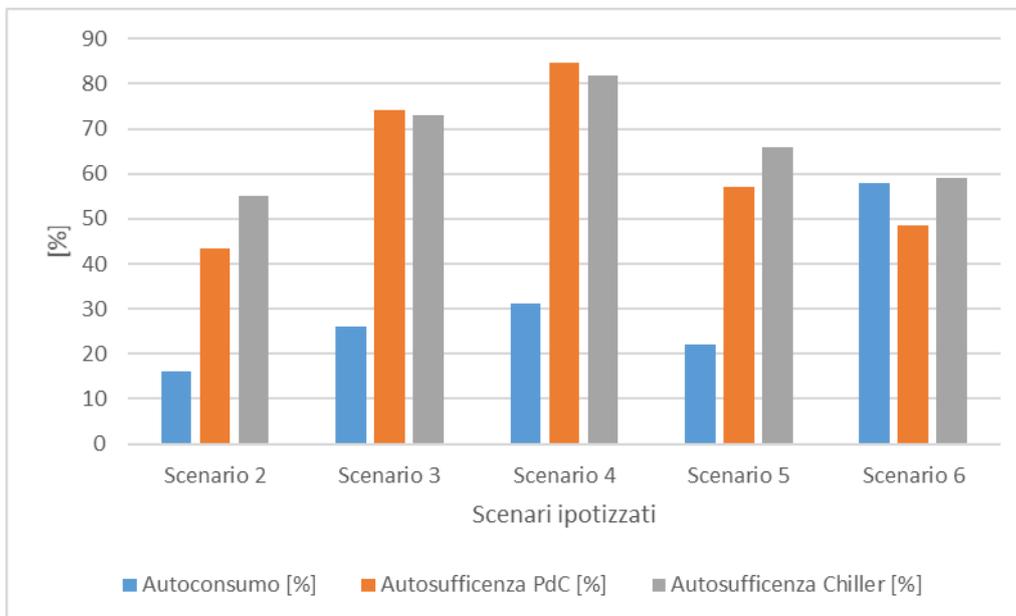


Figura 18: andamento autoconsumo FV e autosufficienza pompa di calore per ciascun scenario microgrid simulato

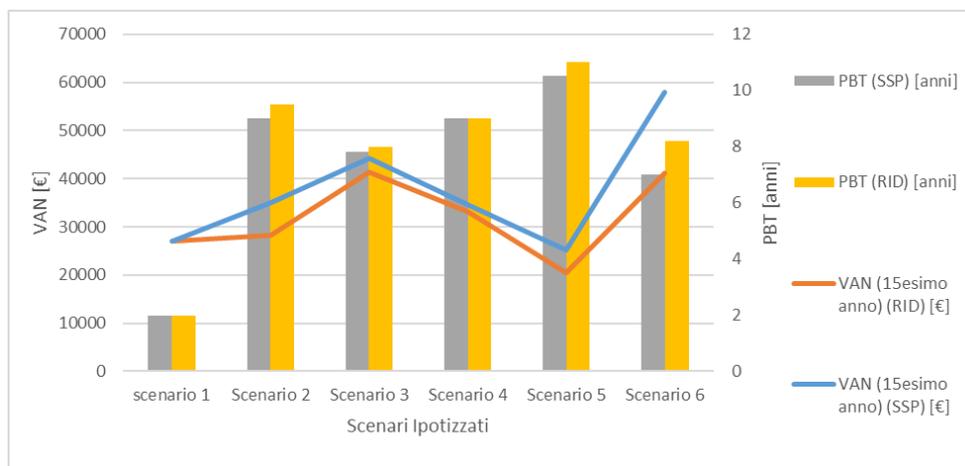


Figura 19: Analisi economica dei singoli scenari di microgrid simulati rispetto allo scenario base

Dalle simulazioni svolte risulta che la possibilità di connettere all'interno della microgrid un impianto fotovoltaico locale e un sistema di accumulo termico consente di gestire la pompa di calore in modo da massimizzare l'energia elettrica generata in loco e ottimizzando sia l'autosufficienza energetica sia il vantaggio economico (scenario 3) per il gestore. Dalla precedente figura si evidenzia comunque come la gestione totale dei servizi della microgrid (Scenario 5) risulta la più conveniente sia per il gestore sia per gli utenti aggregati.

Infatti il modello proposto consente anche una ottimizzazione dei costi relativi al servizio di fornitura energetica a favore degli utenti. Da una prima elaborazione si ottengono risparmi tariffari per gli utenti

finali della microgrid da circa il 10% (scenario 1) a circa il 32% (scenario 6) a parità di consumo e confort. Tali risparmi potrebbero essere ulteriormente ottimizzati indicizzando, per esempio, i contratti di fornitura su una componente oraria e non a fascia in modo da massimizzare l'autoconsumo dell'energia generata in loco.

### 3. Monitoraggio pompa di calore per ACS installata presso l'Osservatorio climatico di Lampedusa

Nel corso dell'ultima annualità è stata completata presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa il laboratorio "Islands in island" con l'installazione di un sistema sperimentale costituito da una pompa di calore Aria/acqua e un impianto fotovoltaico costituito da due stringhe di potenza 900 Wp ciascuna, da un inverter integrato da un accumulo elettrochimico. L'effetto primario della pompa di calore è la produzione di ACS mentre l'effetto secondario è la produzione di energia frigorifera per pre-raffrescare il locale dove è installata o locali adiacenti grazie ad un sistema di canalizzazione.

Con l'impianto pilota si vuole analizzare la possibilità di produrre l'acqua calda sanitaria (uno dei principali carichi delle utenze isolate) utilizzando sistemi ibridi integrati e capaci sia di raggiungere il 100% di autosufficienza energetica da fonte rinnovabile locale.

Durante l'ultima annualità è stato caratterizzato il funzionamento del impianto PV-PdC e sono state valute le logiche di gestione per ottimizzarne l'autosufficienza energetica della PdC. Inoltre in collaborazione con l'Università di Palermo durante questa annualità è stata valutata tramite simulazione dinamica la prestazione del sistema sperimentale se applicato ad una utenza reale dell'isola di Lampedusa monitorata nelle precedenti annualità.

Al fine di continuare le prove già avviate, nel corso di questa attività è stata estesa la campagna di misura delle prestazioni del sistema sperimentale durante i mesi invernali.

In particolare è stato analizzato il COP della pompa di calore monitorandone i consumi elettrici e l'energia termica generata.

Per effettuare le suddette misure è stato applicato alla pompa di calore un profilo di consumo standard di tipo L (Figura 20) espresso come valore percentuale del volume complessivo giornaliero giornaliero di ACS pari a 222 litri come previsto dalla EN 50440.

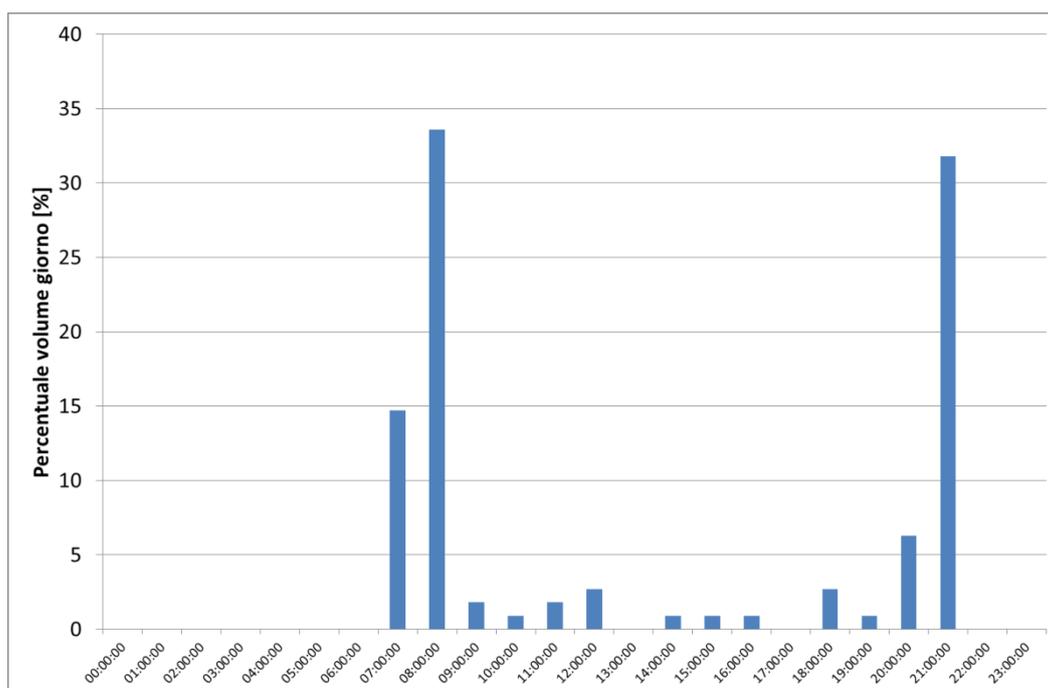


Figura 20: profilo di consumo standard tipo L –EN 50440

Come fatto nelle precedenti prove, per applicare il profilo di carico standard alla pompa di calore è stata installata una valvola motorizzata aperta/chiusa gestita da un timer; non essendo la valvola modulabile per poter applicare il profilo di consumo tipo L è stato necessario elaborare il profilo rettangolare la cui portata costante è stata ottenuta dividendo il consumo volumetrico giornaliero (222 litri) per le ore di maggior consumo previste dal profilo standard

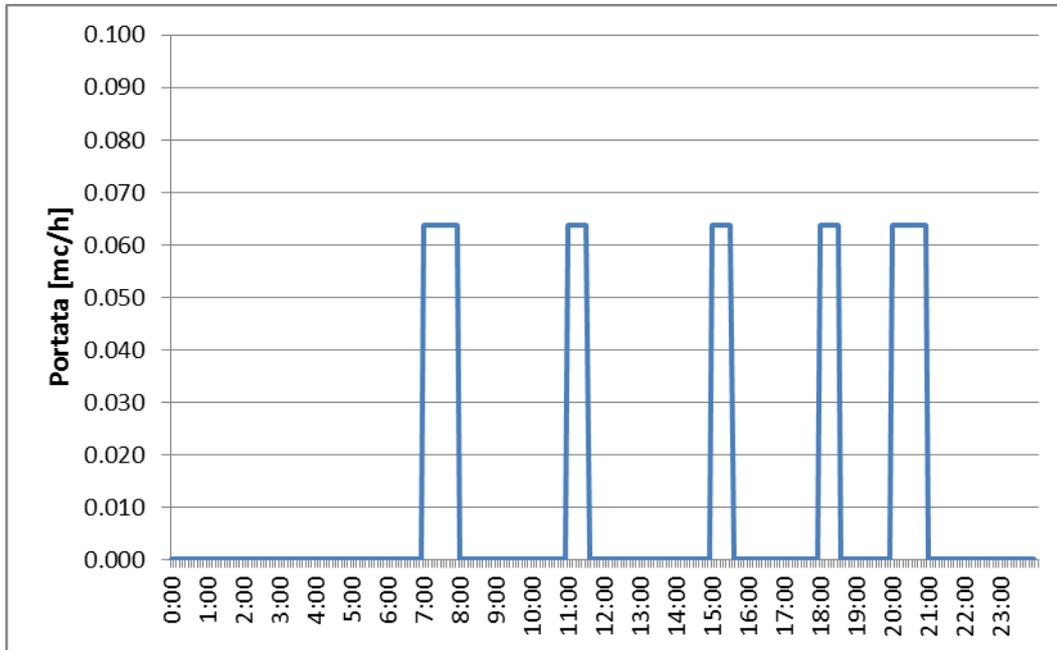


Figura 21: profilo rettangolare applicato alla valvola motorizzata per provare applicare il carico standard alla pompa di calore

I consumi elettrici sono stati acquisiti tramite un sistema smart meter e una piattaforma web utilizzata per memorizzare le misure con un intervallo di 5 min. Per monitorare i consumi termici di acqua calda sanitaria è stato installato un misuratore di portata a ultrasuoni e due sensori di temperatura PT100.

Per le prove è stato impostato il controllo della termostato in modo che la pompa di calore accende il compressore quando la temperatura dell'accumulo termico raggiunge i 40°C e lo spegne quando raggiunge una temperatura di 55°C.

La prova è stata condotta prelevando l'aria dell'evaporatore dall'interno del vano tecnico dove è installata la stessa pompa di calore.

Si riportano di seguito i profili di assorbimento della pompa di calore per alcuni giorni del periodo di monitoraggio corrispondenti al profilo di carico di acqua calda sanitaria applicato mediante valvola motorizzata.

Si nota come la potenza assorbita dalla pompa di calore presenta ad ogni avvio un trend crescente da circa 350 W a circa 500W passando da una temperatura, alla partenza, di 40°C a una temperatura di 55°C. L'aumento della potenza assorbita è legato a una peggiore condizione di funzionamento dovuto all'aumento della temperatura dell'accumulo e quindi a un maggiore salto termico rispetto alla temperatura dell'aria esterna che si mantiene intorno a 10°C.

Osservando i profili si nota inoltre come applicando il profilo standard EN 50440 tipo L, la pompa di calore presenta una maggiore durata di funzionamento nelle ore serali (circa 4,5 ore) rispetto alle ore della mattina (circa 2,5 ore). L'assorbimento elettrico medio giornaliero della pompa di calore è circa 2.8 kWh.

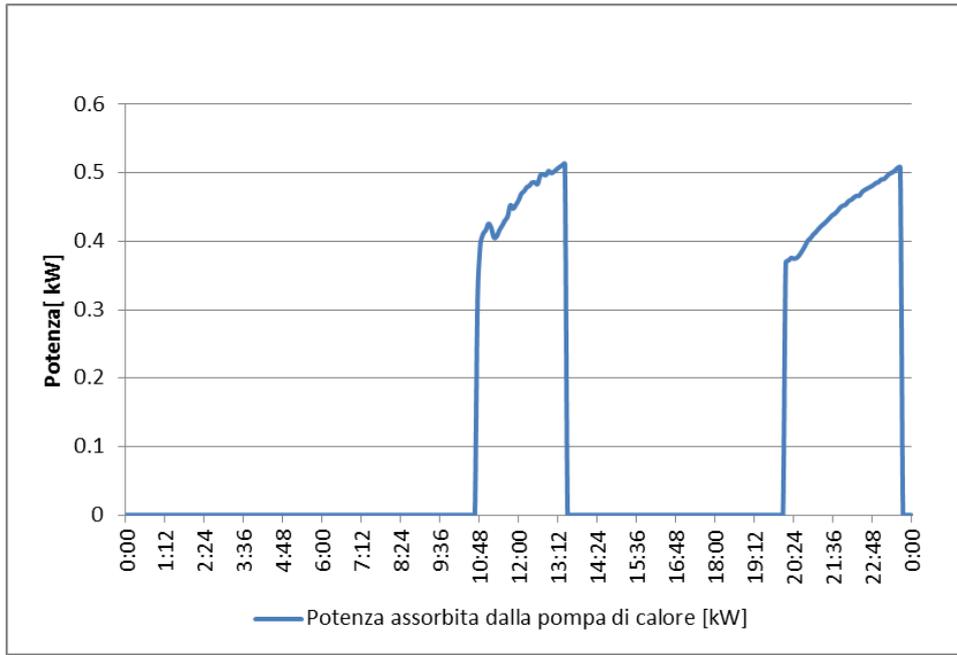


Figura 22: profilo di funzionamento tipico della pompa di calore associato al profilo di prelievo imposto – giorno 1

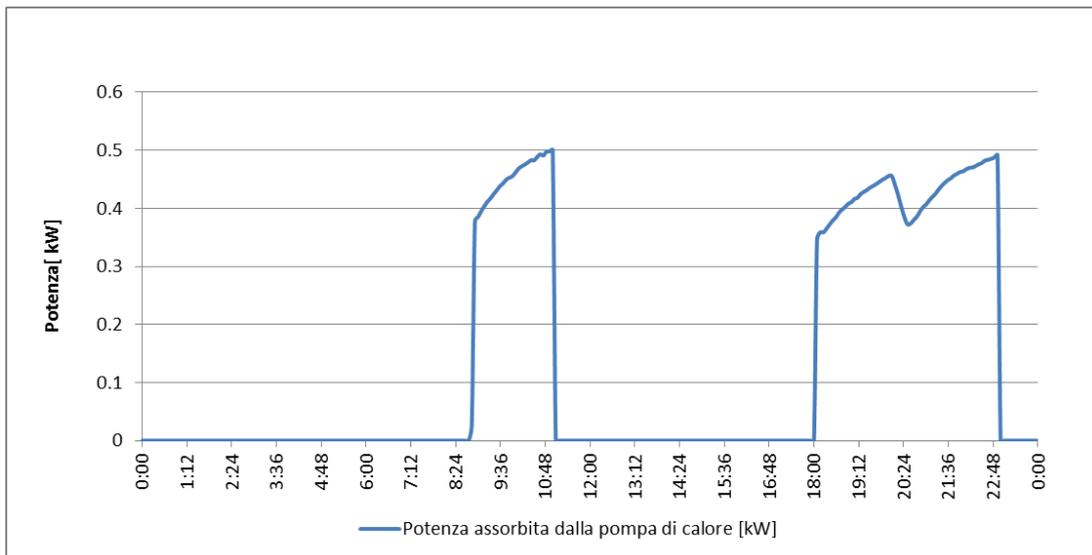


Figura 23: profilo di funzionamento tipico della pompa di calore associato al profilo di prelievo imposto – giorno 2

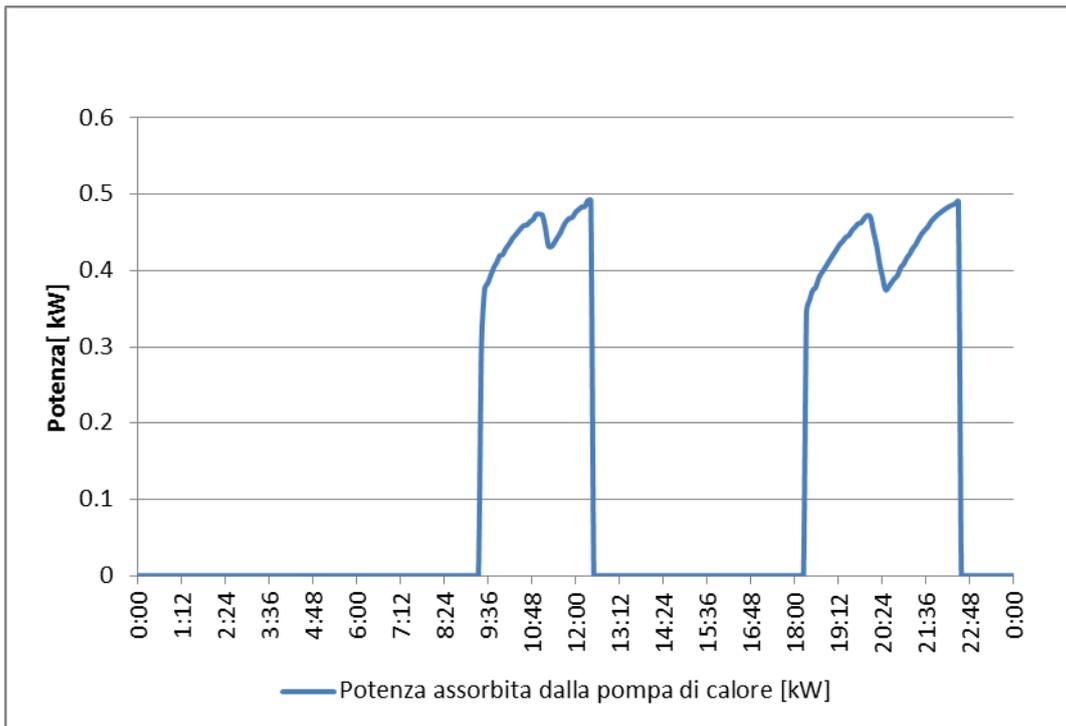


Figura 24: profilo di funzionamento tipico della pompa di calore associato al profilo di prelievo imposto – giorno 3

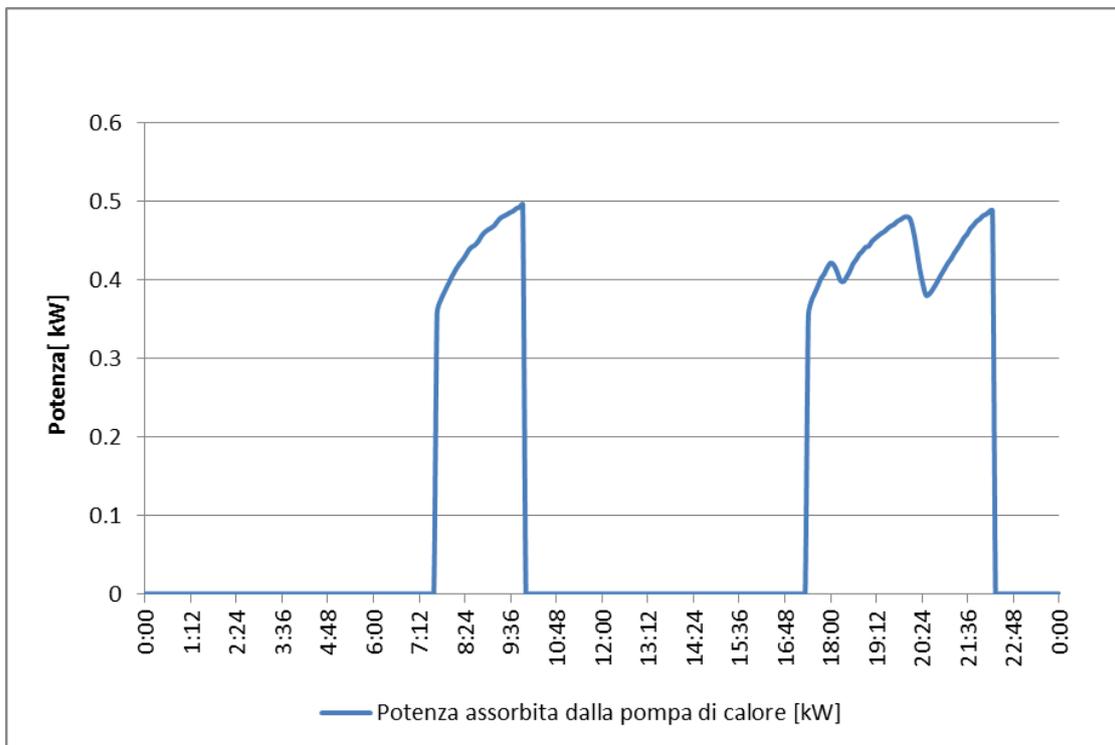


Figura 25: profilo di funzionamento tipico della pompa di calore associato al profilo di prelievo imposto – giorno 4

Si riporta nella seguente tabella il dettaglio del calcolo del COP, questo è stato ricavato misurando l'energia elettrica assorbita e l'energia termica erogata in un intervallo di più giorni in modo da valutare il valore medio non legato a effetti transitori del funzionamento della pompa di calore.

Tabella 16: elaborazione COP medio pompa di calore per ACS – periodo Dicembre

n°giorni	Consumo termico kWh	Consumo elettrico kWh	COP
5	43	13.58	3.17
2	20	5.55	3.61
3	33	9.91	3.33
8	72	23.31	3.09
1	10	3.09	3.24

Dai risultati riportati in Tabella 16 si può osservare come il COP si mantiene elevato anche durante il periodo invernale consentendo di coprire i consumi elettrici della pompa di calore pari a circa 2.8 kWh al giorno (applicando il profilo di consumo L) utilizzando la produzione elettrica di una sola stringa dell'impianto FV locale (900 Wp) corrispondente a circa 2,9 kWh al giorno.

#### 4. Analisi tecnico economica dei sistemi di contabilizzazione individuale del calore nei condomini: confronto tra consumi reali e consumi ideali

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, recepita in Italia con il D.lgs 102/14 e con il D.lgs 141/16, impone l'obbligo di installare (se tecnicamente possibile ed efficiente in termini di costi) nei condomini e negli edifici riforniti da una fonte centralizzata di riscaldamento/raffreddamento contatori individuali per misurare il consumo di calore o raffreddamento o di acqua calda sanitaria per ciascuna unità abitativa. Inoltre, nei casi in cui l'uso di contatori individuali non sia tecnicamente possibile o efficiente la stessa Direttiva prevede che, in alternativa, siano impiegati sistemi di contabilizzazione indiretti.

Secondo quanto previsto dallo stesso dal comma 5 art.9 del Dlgs 141/16 la fattibilità tecnico economica dell'installazione dei sistemi contabilizzazione individuali in ciascuna unità abitativa deve essere effettuata secondo la metodologia indicata nella norma UNI EN 15459.

Nelle precedenti annualità ENEA in collaborazione con l'Università di Cassino, ha progettato e realizzato un foglio di calcolo denominato TIHM Test: Tool for Individual Heat Metering Test per l'analisi di fattibilità tecnico-economica delle soluzioni più comuni dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione del calore. La metodologia proposta nel foglio di calcolo consente di guidare gli utenti finali ad una univoca analisi della fattibilità tecnica ed economica sulla base della tipologia di utenza, delle condizioni climatiche e delle specifiche caratteristiche del sistema edificio-impianto. Il foglio di calcolo, la cui versione prova è disponibile sul sito web dell'ENEA, utilizza il valore attuale netto (VAN), ricavato attraverso il metodo dei costi globali descritto nella norma EN 15459 per effettuare l'analisi costi benefici dell'intervento..

Come per tutte le valutazioni economiche i risultati finali possono essere fortemente influenzati dai dati di input come la stima del costo degli interventi minimi richiesti (es. installazione ripartitori, valvole termostatiche, nuovi circolatori, ripetitori di segnale, ecc...), i costi di esercizio (es. costo del servizio di lettura, ecc..) i consumi energetici per riscaldamento, i risparmi conseguibili e i parametri finanziari (es. tasso di attualizzazione dei flussi di cassa).

Da quanto suddetto ne consegue che una valutazione approssimata dei principali parametri che costituiscono l'analisi economica può portare a un esito diverso da quello reale.

Nelle precedenti annualità, in collaborazione con l'Università di Cassino sono stati condotti studi scientifici per valutare alcuni dei parametri di input dell'analisi economica; in particolare nel corso della precedente annualità sono stati stimati i risparmi energetici derivanti dalla installazione dei sistemi di contabilizzazione

individuale, acquisendo i consumi di diversi condomini in diverse zone climatiche già dotati di sistemi di ripartizione dei costi di riscaldamento nelle singole unità immobiliari [2].

In questo studio si vuole valutare come il calcolo del fabbisogno energetico possa influenzare la valutazione economica; si precisa che l'obiettivo di questa attività non è stabilire quale sia la metodologia di calcolo più idonea da adottare, infatti si ritiene che la scelta debba essere lasciata al tecnico abilitato, ma si vuole solo valutare come possono cambiare gli esiti del calcolo costi benefici in funzione del metodo di calcolo adottato.

In particolare vengono confrontate le seguenti metodologie di valutazione dei consumi di energia primaria come definiti dalla UNI TS11300 parte1:

- Operational rating: analisi della serie storica dei consumi reali del condominio valutata per più stagioni di riscaldamento;
- Asset rating: calcolo dei consumi energetici in condizioni standard secondo UNI TS11300 1/2

Per la suddetta analisi sono state chieste informazioni a diversi operatori del settore; si riportano di seguito i condomini esaminati di cui si sono ottenute le caratteristiche termofisiche e i consumi energetici reali per più annualità:

- 22 condomini siti nel comune di Torino
- 1 condominio sito nel comune di Anagni
- 1 condominio sito nel comune di Ceprano
- 2 condomini siti nel comune di Trapani.

Il calcolo dei consumi energetici dei consumi standard dei singoli edifici è stato condotto utilizzando il software Termolog Epix 9 seguendo la procedura prevista per l'elaborazione dell'Attestato di Prestazione Energetica.

## 4.1 *Caso studio Torino*

Il caso studio Torino è costituito da 22 condomini di un quartiere popolare aventi le stesse caratteristiche geometriche (dimensioni, numero di piani, numero di appartamenti, ecc) e termofisiche (trasmittanza componenti opache e trasparenti). I 22 edifici, come descritto in dettaglio successivamente, anche se presentano un uguale fabbisogno energetico ideale calcolato in condizione standard (asset rating secondo UNI TS 11300-1) allo stesso tempo sono caratterizzati da un diverso fattore di utilizzo e di occupazione che comporta un differente consumo energetico misurato in reali. I consumi centralizzati dei 22 condomini sono monitorati da ENEA da più di tre anni attraverso un sistema di smart metering caratterizzato da una piattaforma web che consente di visualizzare e elaborare i consumi orari, giornalieri e mensili dei singoli edifici. Il sistema di smart metering è stato.

### 4.1.1 *Caratteristiche geometriche dell'edificio*

Come precedentemente riportato i 22 condomini del caso studio presentano uguali caratteristiche geometriche costruttive e termofisiche. Ciascuno dei 22 edifici, costruito negli anni 60, è costituito da 20 unità immobiliari distribuiti su 4 piani riscaldati destinati all'uso residenziale. Gli edifici sono allacciati a una rete di teleriscaldamento locale per la fornitura dell'energia termica e l'acqua calda sanitaria.

Di seguito si riporta l'immagine 3D dell'involucro edilizio comune a ciascuno dei 22 edifici studiati.

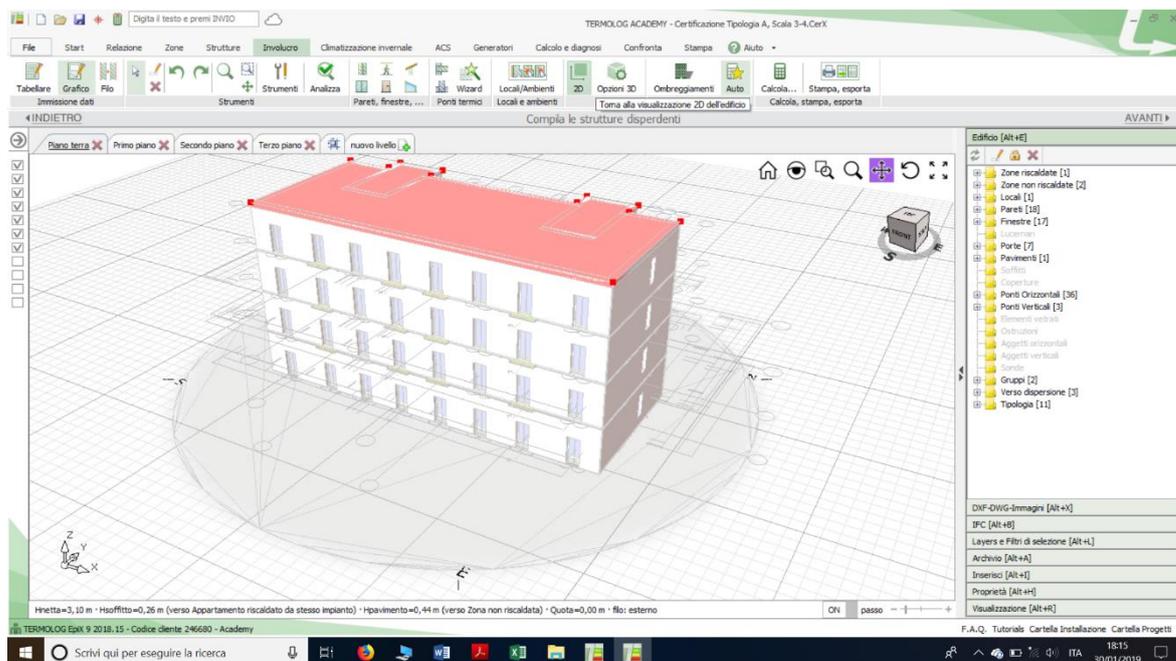


Figura 26: figura in 3D dell'involucro edilizio (caso studio Torino)

Le principali caratteristiche geometriche del condominio tipo sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 17: caratteristiche geometriche comuni a ciascuno dei 22 edifici del caso studio Torino

Dati di input analisi economica	
Comune	Torino
Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	20
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	4
Numero piani	4
Numero edifici	1
SuperficieTotale utile edificio [m2]	978,4
Superficie media unità immobiliare [m2]	48,92
Gradi Giorno	2617
Zona climatica	E
Periodo di utilizzo riscaldamento	15 ottobre-14 aprile

#### 4.1.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Torino

A seguito di sopralluogo e grazie alla documentazione fornita dal amministratore è stato possibile risalire alle caratteristiche dell'involucro esterno di ciascuno degli edifici analizzati verificando che tutti presentano lo stesso pacchetto murario e infissi con uguali caratteristiche come riportato nelle seguenti tabelle.

Tabella 18: Stratigrafia parete esterna, Edificio tipo (caso studio Torino)

STRATIGRAFIA PARETE ESTERNA	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7,69	0,13	
Intonaco 98	20	0,9	0,022	1800
Mattoni 108	100	0,72	0,139	1800

Muratura a sacco (tufo) 256	260	0,59	0,441	1800
Mattoni 108	100	0,72	0,139	1800
Intonaco 98	20	0,9	0,022	1800
Adduttanza esterna		25	0,04	
Trasmittanza termica	1,072	[W/m <sup>2</sup> *K]		
Resistenza termica	0,933	[m <sup>2</sup> *K/W]		
Spessore	500	[mm]		

Tabella 19 : Stratigrafia pavimento piano terra, edificio tipo (Torino)

<b>STRATIGRAFIA PAVIMENTO PIANO TERRA</b>	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		5,88	0,17	
Ciotoli 147	150	0,7	0,214	1500
Solaio 149	180	0,6	0,3	1800
Argilla 139	60	0,12	0,5	450
Massetto 98	30	0,9	0,03	1800
Piastrelle 237	20	1	0,02	2300
Adduttanza esterna		5,88	0,17	

Trasmittanza termica	0,71	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	1,408	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	440	[mm]

Tabella 20: Stratigrafia copertura, edificio tipo (Torino)

<b>STRATIGRAFIA COPERTURA</b>	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		10	0,1	
Intonaco 97	20	0,7	0,029	1400
Solaio 150	220	0,67	0,328	1800
Argilla Espansa 35	60	0,27	0,222	900
Massetto 99	60	1,4	0,043	2000
Adduttanza esterna		25	0,04	
Trasmittanza termica	1,312	[W/m <sup>2</sup> *K]		
Resistenza termica	0,762	[m <sup>2</sup> *K/W]		
Spessore	360	[mm]		

Tabella 21– Caratteristiche serramenti, edificio tipo (caso studio Torino)

<b>Caratteristiche infissi</b>		
Trasmittanza vetro_Ug	5,713	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza telaio_Uf	5,9	[W/m <sup>2</sup> *K]

Trasmittanza termica_Uw	5,772	[W/m <sup>2</sup> *K]
Struttura	Vetro singolo 5 mm	
Materiale telaio	Metallo	
Tipo telaio	Senza taglio termico	

#### 4.1.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Torino

Per elaborare l'analisi economica secondo la UNI 15459, sono stati elaborati i costi di installazione (capex) e i costi di gestione del sistema di contabilizzazione individuale da installare in ciascuno dei 22 condomini del caso studio. Dall'analisi di fattibilità tecnica effettuata utilizzando il software THIM test è stata valutata l'impossibilità di installare sistemi di contabilizzazione diretta poiché l'impianto di distribuzione del calore è del tipo a più colonne montanti rendendo impossibile l'intercettazione, all'interno di ciascuna unità immobiliare, di un unico punto di derivazione dove poter installare il misuratore termico.

Per tale motivo l'analisi economica è stata condotta valutando l'installazione di sistemi HCA (Heat Cost Allocator) e valvola termostatica in ciascun radiatore utilizzando i costi standard suggeriti dal software THIM test come riportati nella seguente tabella:

**Tabella 22: Costi installazione sistema di contabilizzazione individuale tipo HCA – edificio tipo – caso studio Torino**

	€/unità	unità	€
Progetto del sistema di contab. (incluso APE) [€/app]	100	20	2000
Ripartitore di calore	33,9	80	2712
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	40	80	3200
Gestione annuale ripartitore [€/cs/anno]	6,5	80	520
<b>COSTI AGGIUNTIVI</b>			
Pompa di ricircolo [€/edif]	100	1	100
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	200	1	200
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	33,25	2	66,5
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	580	1	580

Come si evince dalla precedente tabella, oltre ai costi di installazione dei singoli ripartitori, il software considera i costi globali comprensivi delle opere necessarie per adattare l'impianto idraulico (es. installazione nuova pompa di ricircolo) e per consentire la lettura e l'acquisizione a distanza delle misure di ciascun ripartitore (es. ripetitori, SAD).

Dall'analisi della tabella precedente si ottengono i seguenti costi complessivi

- Totale costo di installazione (Capex): 8858,5 €
- Totale costi di gestione (servizio di lettura): 520 €

#### 4.1.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Torino

I 22 condomini del caso studio sono serviti da una rete di teleriscaldamento; per l'analisi energetica condotta in questo studio è stata ipotizzata una caldaia a condensazione alimentata a metano installata in corrispondenza di ciascun piede di stabile in sostituzione della stazione di scambio con la rete.

Utilizzando il software Termolog Epix 9 è stata effettuato il calcolo del consumo di energia primaria per riscaldamento del condominio (Eph,nren) seguendo la metodologia standard prevista dalla UNITS 11300.

Come descritto in precedenza, l'analisi dei reali consumi energetici per riscaldamento è stata condotta utilizzando le misure dei profili di consumo termico di ciascun condominio effettuate da un sistema di smart metering installato in corrispondenza dei piedi di stabile all'uscita dello scambiatore dell'edificio.

Le misure vengono inviate dal sistema di Smart Metering ad una piattaforma web denominata TO-MO, (TOtal MOonitoring) implementata da ENEA nelle precedenti annualità dell'Accordo di programma con il MiSE sulla ricerca del Sistema Elettrico.

Grazie alla piattaforma TO-MO sono stati ricavati i consumi termici medi annui di ciascuno dei 22 condomini ottenuti dalle misure di tre stagioni di riscaldamento: dal 2015 al 2018.

Per poter confrontare i consumi reali con il fabbisogno di energia primaria per riscaldamento calcolato in condizioni standard (Eph,nren), sono stati convertiti i consumi termici medi annui in consumo di energia primaria considerando un rendimento termico medio della caldaia a condensazione pari a 0.9.

Si riportano nel seguente grafico i consumi medi reali di energia primaria elaborati per ciascuno dei seguenti edifici e il valore comune di consumo in condizioni standard (Asset rating) ricavato dall'Attestato di Prestazione Energetica secondo metodo UNI TS11300.

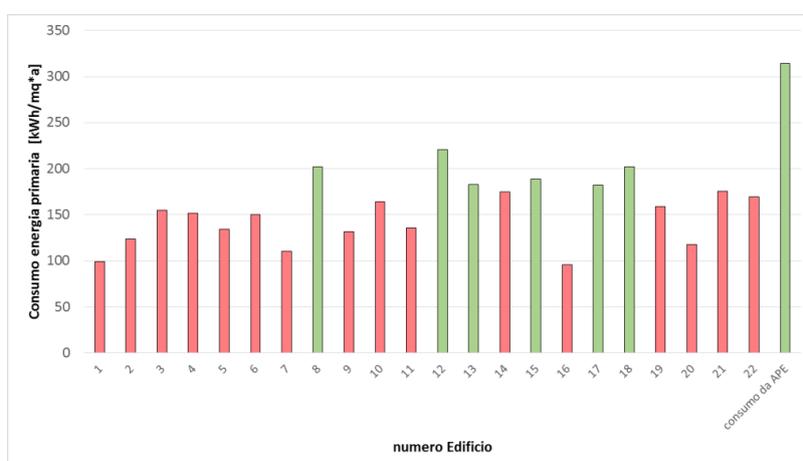


Figura 27: consumo energetico reale dei 22 condomini uguali monitorati a Torino (media in tre anni) e fabbisogno energetico standard comune calcolato secondo UNI TS11300.

Osservando il grafico di Figura 21 si può notare come i condomini, pur essendo caratterizzati dalle stesse dimensioni e caratteristiche termofisiche, presentano un consumo medio annuo differente, in alcuni casi quest'ultimo raggiunge un valore pari al 30% del valore calcolato in condizioni standard (asset rating). L'esempio analizzato dimostra come, pur essendo entrambi attendibili, i due metodi di calcolo dell'energia consumata dai condomini potrebbero portare a differenti esiti dell'analisi economica.

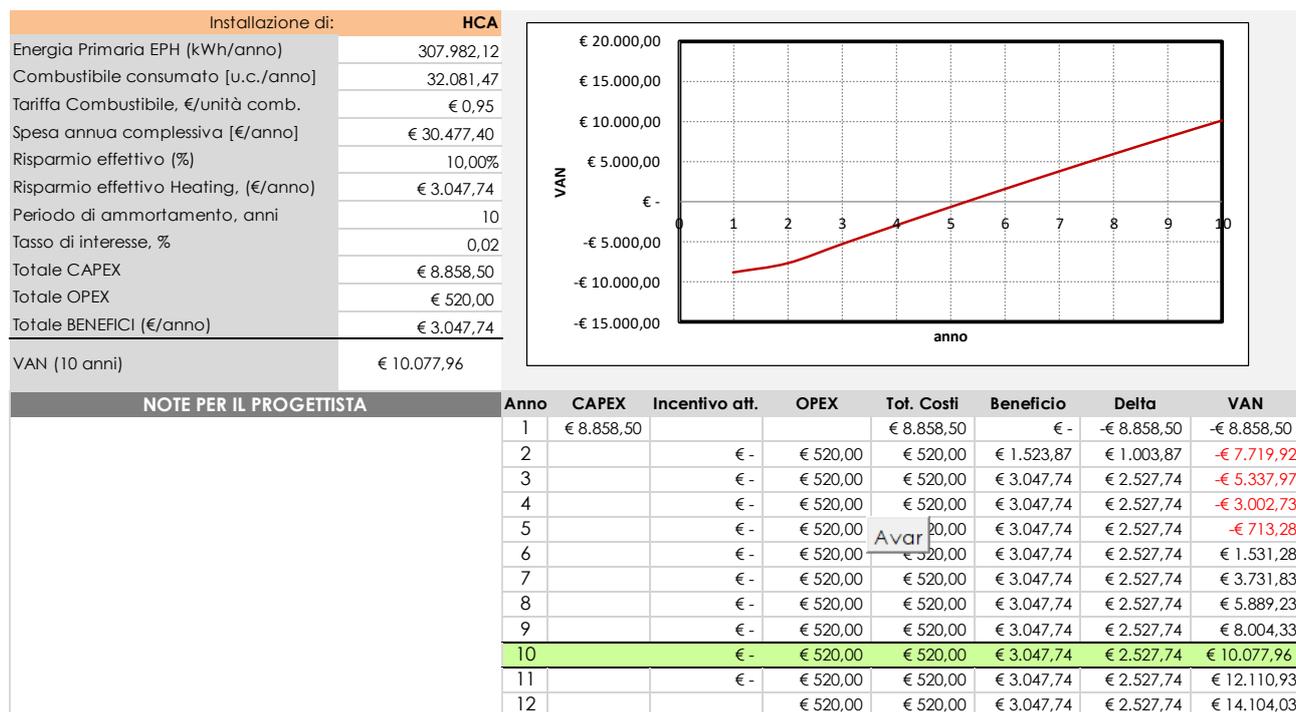
#### 4.1.5 Risultati analisi economica – caso studio Torino

Utilizzando i dati ottenuti dall'analisi dei costi e dall'analisi energetica riportati nei precedenti paragrafi è stata condotta una valutazione economica relativa all'installazione dei sistemi di contabilizzazione individuale per ciascuno dei 22 edifici che caratterizzano il caso studio in oggetto.

I flussi di cassa per ciascun anno successivo all'installazione dei contabilizzatori sono stati stimati considerando un risparmio energetico medio pari al 10% come riportato negli studi effettuati nelle precedenti annualità in collaborazione con l'Università di Cassino.

Si riportano nelle seguenti tabelle i risultati dell'analisi economica condotta sia utilizzando i consumi in condizioni standard (Asset Rating) sia i consumi energetici reali (Operational Rating).

**Tabella 23: risultato analisi economica – edificio caso studio Torino – consumi energetici standard (Asset Rating) secondo Uni TS 11300**



Si riporta nella seguente tabella la sintesi dei risultati ottenuti; l'analisi è stata condotta ipotizzando anche il caso di accesso all'incentivo in detrazione fiscale del 50% sui costi sostenuti per la fornitura e l'installazione del sistema di contabilizzazione individuale.

L'applicazione del criterio di calcolo del fabbisogno energetico secondo condizioni standard porta a un risultato ampiamente positivo; differente è invece l'esito dell'analisi se vengono considerati i consumi medi reali; infatti come si evince dalla Tabella 24 per alcuni degli edifici analizzati, che presentano un consumo reale inferiore a 180 kWh/mq anno, il VAN a 10 anni assume un valore minore di zero.

Tabella 24: sintesi risultati analisi economica con incentivo fiscale 0% e 50% - caso studio Torino

condominio	VAN_10 anni [€]		Energia primaria per riscaldamento
	detrazione fiscale 0 %	detrazione fiscale 50 %	kWh/m <sup>2</sup> anno
1	-5612,98	-2068,61	99,32
2	-3830,23	-285,86	123,80
3	-1537,70	2006,67	155,28
4	-1780,94	1763,43	151,94
5	-3035,71	508,66	134,71
6	-1893,09	1651,28	150,40
7	-4782,05	-1237,68	110,73
8	1866,86	5411,23	202,03
9	-3248,75	295,62	131,78
10	-877,18	2667,19	164,35
11	-2943,95	600,00	135,97
12	3209,75	6754,12	220,47
13	464,98	4009,35	182,78
14	-121,99	3422,38	174,72
15	905,57	4449,94	188,83
16	-5854,76	-2310,39	96,00
17	437,31	3981,68	182,40
18	1855,21	5399,58	201,87
19	-1285,73	2258,64	158,74
20	-4276,65	-732,27	117,67
21	-79,75	3464,62	175,30
22	-478,83	3065,54	169,82
<b>metodo Asset Rating UNI TS 11300</b>	<b>10054,55</b>	<b>13598,93</b>	<b>314,46</b>

## 4.2 Caso Studio Trapani

Al fine di valutare come la scelta del metodo di calcolo del fabbisogno energetico possa influenzare l'analisi economica anche in zone climatiche più calde, sono state analizzate le caratteristiche energetiche e i consumi reali di due edifici condominiale siti nel comune di Trapani ad esclusivo uso residenziale.

### 4.2.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Trapani 1

Il condominio costruito negli anni 70 è costituito da 13 appartamenti disposti su 6 piani avente una superficie utile complessiva di circa 1940 mq; l'edificio viene riscaldato con una caldaia a gas alimentata a metano.

Si riporta di seguito l'immagine 3D dell'edificio analizzato e la tabella con le principali caratteristiche geometriche dell'edificio analizzato.



Figura 28: Immagine 3D dell'edificio studiato – caso studio Trapani 1

Tabella 25: Caratteristiche geometriche e consumo energetico per riscaldamento in condizioni standard - caso studio Trapani 1

Comune	Trapani
Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	13
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	9
Numero piani	6
SuperficieTotale utile edificio [m2]	1936,2
Tipo Combustibile	Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.c.]	9,6
Superficie media unità immobiliare [m2]	148,93
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren	69,16
Gradi Giorno	810
Zona climatica	B
Periodo di utilizzo riscaldamento	1 novembre-31 marzo

Il numero di corpi scaldanti per appartamento è stato valutato nel dettaglio durante il sopralluogo dell'edificio e delle singole unità immobiliari.

In Tabella 25 è riportato anche il fabbisogno di energia primaria dell'edificio per riscaldamento, ottenuto seguendo la metodologia standard prevista dalla UNITS 11300.

#### 4.2.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Trapani

Dopo il sopralluogo sono stati acquisite le planimetrie dell'edificio dalle quali è stato possibile risalire alle caratteristiche del pacchetto murario e degli infissi riportati nelle seguenti tabelle.

Tabella 26: caratteristiche parete esterna – edificio Trapani

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7,69	0,13	
Intonaco interno	20	0,7	0,029	1400
Blocchi in laterizio (25 cm)	260	0,4	0,65	1000
Intonaco esterno	20	0,9	0,022	1800
Adduttanza esterna		25	0,04	

Trasmittanza termica	1,148	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	0,871	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	300	[mm]

Tabella 27: caratteristiche solaio di terra – edificio Trapani

PAVIMENTO PIANO TERRA	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		5,88	0,17	
Piastrelle	10	1	0,01	2300
Calcestruzzo (2200 kg/m <sup>3</sup> )	80	1,65	0,048	2200
Polistirene espanso in lastre stampate per termocompressione (20 kg/m <sup>3</sup> )	100	0,04	2,5	20
Calcestruzzo (2200 kg/m <sup>3</sup> )	80	1,65	0,048	2200
Ghiaia Grossa senza argilla	100	1,2	0,083	1700

Trasmittanza termica	0,35	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	2,86	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	370	[mm]

Tabella 28: caratteristiche solaio di copertura – edificio Trapani

Spessore	215	[mm]
Trasmittanza	2,29	[W/m <sup>2</sup> *K]
Capacità termica	2	[kJ/m <sup>2</sup> *K]

Tabella 29 caratteristiche infissi – edificio Trapani

Trasmittanza vetro_Ug	5,713	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza telaio_Uf	1,9	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw	4,569	[W/m <sup>2</sup> *K]
Struttura	Vetro singolo 5 mm	
Materiale telaio	Legno	
Tipo telaio	Legno duro	

#### 4.2.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Trapani

Come per il caso studio precedente per elaborare l'analisi economica secondo la UNI 15459, sono stati elaborati i costi di installazione (capex) e i costi di gestione del sistema di contabilizzazione individuale da installare nel condominio. Anche per il condominio di Trapani, dall'analisi di fattibilità tecnica è stata valutata l'impossibilità di installare sistemi di contabilizzazione diretta poichè l'impianto di distribuzione del calore è del tipo a più colonne montanti.

L'analisi economica è stata quindi condotta considerando i costi di installazione dei sistemi di contabilizzazione indiretti e valvola termostatica per ciascun radiatore presente nelle singole unità immobiliari come riportati nella seguente tabella:

**Tabella 30: Costi installazione sistema di contabilizzazione individuale con HCA - edificio Trapani**

	€/unità	unità	€
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	100	13	1300,0
Ripartitore di calore	33,9	117	3966,3
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	40	117	4680,0
Gestione annuale ripartitore [€/cs/anno]	6,5	117	760,5
<b>COSTI AGGIUNTIVI</b>			
Pompa di ricircolo [€/edif]	100	1	100,0
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	200	1	200,0
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	33,25	3	99,8
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	580	1	580,0

Dall'analisi della tabella precedente si ottengono i seguenti costi globali, comprensivi delle opere necessarie per adattare l'impianto idraulico e per consentire la lettura e l'acquisizione a distanza delle misure di ciascun ripartitore

- Totela costo di installazione (Capex): 10926 €
- Totale costi di gestione (servizio di lettura): 520 €

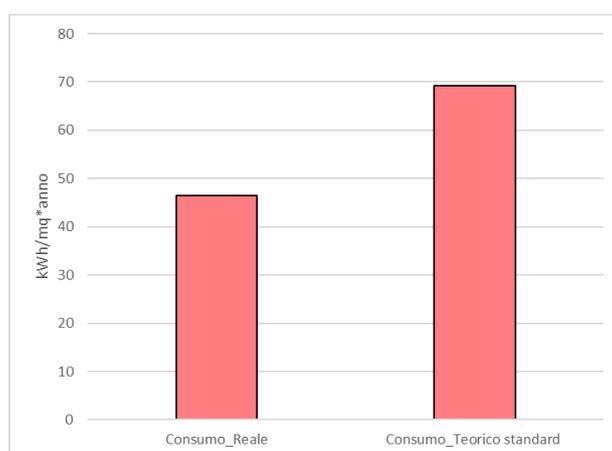
#### 4.2.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Trapani

L'edificio di Trapani viene riscaldato con una caldaia a camera stagna di tipo C alimentata a metano avente una potenza termica nominale paria 255 kW.

Diversamente dal caso studio di Torino, per il caso studio di Trapani per poter valutare il consumo energetico medio in condizioni reali sono state esaminate le bollette di fornitura del gas corrispondenti a solo due stagioni di riscaldamento (2015-2017).

Utilizzando invece il software Termolog Epix 9 è stato effettuato il calcolo del consumo di energia primaria per riscaldamento del condominio (Eph,nren) in condizioni standard secondo il metodo previsto dalla UNITS 11300.

Si riportano nel seguente grafico i consumi medi reali di energia primaria elaborati per ciascuno dei seguenti edifici e il valore comune di consumo in condizioni standard (Asset rating).



**Figura 29: fabbisogno energetico anno per riscaldamento: Consumo medio reale (Operational Rating) e in condizioni standard (Asset Rating)**

Dal grafico di Figura 29 si evince una limitata differenza tra il fabbisogno energetico medio reale e il fabbisogno calcolato in condizioni standard. Il consumo medio reale risulta comunque particolarmente basso anche a causa di un utilizzo discontinuo dell'impianto centralizzato come si è potuto constatare in fase di sopralluogo.

Utilizzando i risultati ottenuti dall'analisi energetica e dall'analisi dei costi è stato possibile eseguire l'analisi economica, considerando come per il caso precedente un risparmio energetico medio pari al 10%.

Nella seguente tabella si riporta il risultato dell'analisi tecnico economica con la sintesi dei dati di input utilizzando sia i consumi in condizioni standard (Asset Rating) sia i consumi energetici reali (Operational Rating).

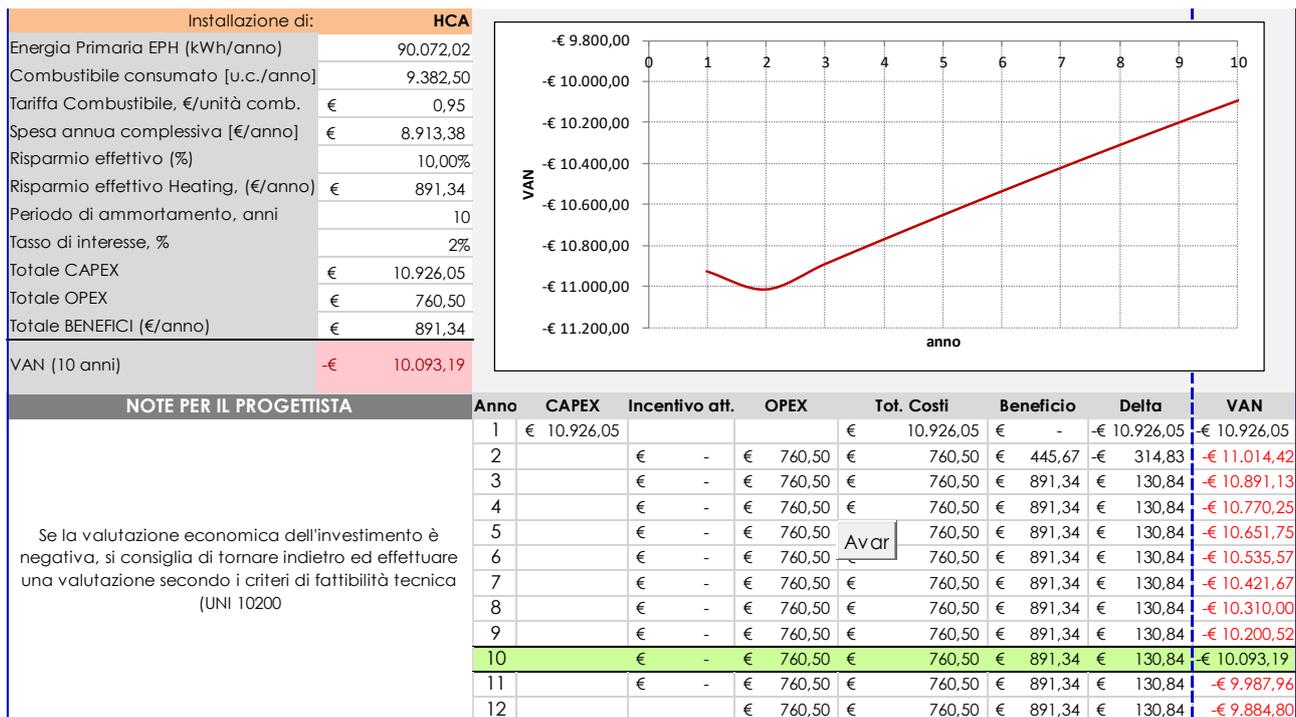
**Tabella 31: risultato analisi economica – edificio caso studio Trapani – consumi energetici standard (Asset Rating) secondo Uni TS 11300**

Installazione di:		HCA
Energia Primaria EPH (kWh/anno)		133.907,59
Combustibile consumato [u.c./anno]		13.948,71
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€	0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€	13.251,27
Risparmio effettivo (%)		10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€	1.325,13
Periodo di ammortamento, anni		10
Tasso di interesse, %		2%
Totale CAPEX	€	10.926,05
Totale OPEX	€	760,50
Totale BENEFICI (€/anno)	€	1.325,13
VAN (10 anni)	-€	6.830,39

NOTE PER IL PROGETTISTA		Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)	1	#####				#####	€ -	-€ 10.926,05	-€ 10.926,05
	2			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 662,56	-€ 97,94	-€ 10.805,95
	3			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 10.273,89
	4			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 9.752,26
	5			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 9.240,86
	6			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 8.739,48
	7			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 8.247,94
	8			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 7.766,04
	9			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 7.293,58
	10			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 6.830,39
	11			€ -	€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 6.376,28
	12				€ 760,50	€ 760,50	€ 1.325,13	€ 564,63	-€ 5.931,08

**Tabella 32: risultato analisi economica – edificio caso studio Trapani – consumi energetici medi reali (Operational Rating)**



Dai risultati dell'analisi economica si osserva che a causa del basso fabbisogno energetico, si ottiene un VAN al 10 anno negativo per entrambe le metodologie di calcolo.

Il flesso osservato nel VAN di Tabella 32 è dovuto al fatto che il risparmio energetico raggiunge il valore di regime solo al secondo anno mentre per il primo anno il risparmio energetico è posto pari al 50% del valore impostato.

Nella seguente tabella si riporta la sintesi dei risultati dell'analisi economica considerando anche l'applicazione dell'incentivo in detrazione fiscale del 50% sui costi sostenuti per l'installazione del sistema indiretto di contabilizzazione.

Tabella 33: confronto calcolo VAN con detrazione fiscale – caso studio Trapani 1

	VAN [€]	
	detrazione fiscale 0 %	detrazione fiscale 50 %
<b>Fabbisogno medio (Operationa Rating)</b>	-10093,19	-5721,57
<b>Consumo_Teorico standard (Asset rating)</b>	-6830,39	-2458,78

Come si osserva dalla Tabella 33 i risultati delle due metodologie di calcolo concordano anche nel caso di ricorso ad un contributo in detrazione fiscale del 50%.

#### 4.2.5 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Trapani 2

Il secondo condominio di Trapani risulta più piccolo rispetto al precedente. Infatti questo è costituito da solo 4 disposti su 2 piani avente una superficie utile complessiva di circa 413 mq; come per il caso precedente l'edificio viene riscaldato con una caldaia a gas alimentata a metano.

Si riportano nella seguente tabella le principali caratteristiche geometriche dell'edificio analizzato e il fabbisogno energetico per riscaldamento calcolata in condizioni standard secondo UNI TS1300.



Figura 30: immagine 3D – edificio analizzato – caso studio Trapani 2

Tabella 34: caratteristiche condominio – caso studio Trapani 2

<b>Comune</b>	Trapani
<b>Età edificio</b>	1960-1975
<b>Tipologia edificio</b>	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
<b>Numero appartamenti totali</b>	4
<b>Numero medio corpi scaldanti per appartamento</b>	6
<b>Numero piani</b>	2
<b>Numero edifici</b>	1
<b>Superficie Totale utile edificio [m2]</b>	413.6
<b>Tipo Combustibile</b>	Gas Naturale
<b>Superficie media unità immobiliare [m2]</b>	103.4
<b>Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]</b>	82.19
<b>Gradi Giorno</b>	810
<b>Zona climatica</b>	B
<b>Periodo di utilizzo riscaldamento</b>	1 novembre-31 marzo

#### 4.2.6 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Trapani 2

Dopo il sopralluogo sono stati acquisite le planimetrie dell'edificio dalle quali è stato possibile risalire alle caratteristiche del pacchetto murario e degli infissi riportati nelle seguenti tabelle.

Tabella 35 caratteristiche parete esterna – caso studio Trapani 2

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7.69	0.13	
Intonaco di calce e gesso	15	0.7	0.021	1400
Blocco forato 250x250 foratura 46% verticale (giunti malta 5mm)	250	0.284	0.88	1400
Polistirene espanso in lastre stampate per termocompressione (20 kg/m <sup>3</sup> )	75	0.04	1.875	20
Intonaco plastico per cappotto	10	0.33	0.03	1300
Adduttanza esterna		25	0.04	

Trasmittanza termica	0.336	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	2.977	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	350	[mm]

Tabella 36: caratteristiche termofisiche solaio di terra – edificio caso studio Trapani 2

<b>PAVIMENTO PIANO TERRA</b>	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		5.88	0.17	
Piastrelle	10	1	0.01	2300
Calcestruzzo (2200 kg/m <sup>3</sup> )	80	1.65	0.048	2200
Polistirene espanso in lastre stampate per termocompressione (20 kg/m <sup>3</sup> )	100	0.04	2.5	20
Calcestruzzo (2200 kg/m <sup>3</sup> )	80	1.65	0.048	2200
Ghiaia Grossa senza argilla	100	1.2	0.083	1700

Trasmittanza termica	0.35	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	2.86	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	370	[mm]

Tabella 37: caratteristiche termofisiche solaio di copertura – caso studio Trapani 2

Spessore	300	[mm]
Trasmittanza	2.99	[W/m <sup>2</sup> *K]

Tabella 38: caratteristiche termofisiche infissi – caso studio Trapani 2

Trasmittanza vetro_Ug	5.713	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza telaio_Uf	5.9	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw	5.771	[W/m <sup>2</sup> *K]

Struttura	Vetro singolo 5 mm
Materiale telaio	Metallo
Tipo telaio	Senza taglio termico

#### 4.2.7 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Trapani2

Si riportano di seguito i costi di installazione (capex) e i costi di gestione del sistema di contabilizzazione individuale da installare nel secondo caso studio di Trapani . A seguito del sopralluogo è stata valutata l'impossibilità di installare sistemi di contabilizzazione diretta poiché l'impianto di distribuzione del calore è del tipo a più colonne montanti. Di conseguenza l'analisi economica è stata condotta considerando i costi di installazione dei sistemi di contabilizzazione indiretti e valvole termostatiche per ciascun radiatore presente nelle singole unità immobiliari come riportati in

Tabella 39:

**Tabella 39: costi di riferimento sistema indiretto – caso studio Trapani 2**

	€/unità	unità	€
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	100	4	400
Ripartitore di calore	33.9	24	813.6
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	40	24	960
Gestione annuale ripartitore [€/cs/anno]	6.5	24	156
<b>COSTI AGGIUNTIVI</b>			
Pompa di ricircolo [€/edif]	100	1	100
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	200	1	200
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	580	1	580

Dall'analisi della tabella precedente si ottengono i seguenti costi globali, comprensivi delle opere necessarie per adattare l'impianto idraulico e per consentire la lettura e l'acquisizione a distanza delle misure di ciascun ripartitore

- Totale costo di installazione (Capex): 3053 €
- Totale costi di gestione (servizio di lettura): 156 €

#### 4.2.8 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Trapani 2

L'edificio di Trapani viene riscaldato con una caldaia a camera stagna di tipo C alimentata a metano avente una potenza termica nominale pari a 77 kW.

Il consumo energetico medio in condizioni reali è stato valutato elaborando le bollette della fornitura gas corrispondenti a due stagioni di riscaldamento (2015-2017).

Il fabbisogno energetico per riscaldamento in condizioni standard del condominio (Eph,nren) è stato valutato, come per gli altri casi studio, utilizzando il software Termolog.

Si riportano nel seguente grafico i consumi medi reali di energia primaria elaborati per ciascuno dei seguenti edifici e il valore comune di consumo in condizioni standard (Asset rating).

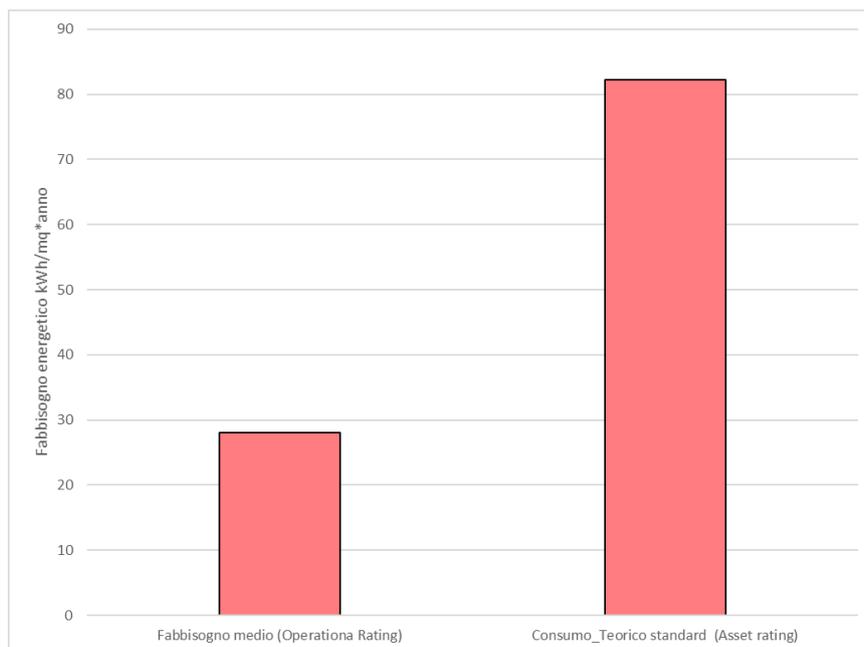


Figura 31: fabbisogno energetico anno per riscaldamento: Consumo medio reale (Operational Rating) e in condizioni standard (Asset Rating) – caso studio Trapani 2

Dal grafico di Figura 29 si evince una differenza più accentuata tra le due metodologie di calcolo rispetto al caso studio precedente. Comunque i fabbisogni valutati con le due metodologie non influenzano l'esito dell'analisi costi benefici.

Si riporta di seguito la sintesi dell'analisi economica del caso studio; in particolare si ritiene utile mostrare in Tabella 41, l'esito del calcolo economico effettuato considerando un costo di installazione del sistema indiretto più basso ottenuto dalla mancata installazione del sistema di acquisizione dati. In questo caso se si applica anche la detrazione fiscale del 50% l'analisi economica risulta poco inferiore a zero quindi si deduce che ottimizzando i costi di installazione la stessa analisi economica potrebbe portare ad un VAN al 10 anno positivo

Tabella 40: risultato analisi economica – edificio caso studio Trapani – consumi energetici standard (Asset Rating) secondo Uni TS 11300

Installazione di:		HCA
Energia Primaria EPH (kWh/anno)		33.993,78
Combustibile consumato [u.c./anno]		3.541,02
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€	0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€	3.363,97
Risparmio effettivo (%)		10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€	336,40
Periodo di ammortamento, anni		10
Tasso di interesse, %		2%
Totale CAPEX	€	3.053,60
Totale OPEX	€	156,00
Totale BENEFICI (€/anno)	€	336,40
VAN (10 anni)	-€	1.711,82

NOTE PER IL PROGETTISTA	Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)	1	####			€ 3.053,60	€ -	-€ 3.053,60	-€ 3.053,60
	2		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 168,20	€ 12,20	-€ 2.982,00
	3		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.812,01
	4		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.645,35
	5		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.481,96
	6		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.321,77
	7		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.164,73
	8		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 2.010,76
	9		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 1.859,81
	10		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 1.711,82
	11		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 1.566,74
	12		€ -	€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	-€ 1.424,49

Anno	VAN (€)
0	-3.053,60
1	-2.982,00
2	-2.812,01
3	-2.645,35
4	-2.481,96
5	-2.321,77
6	-2.164,73
7	-2.010,76
8	-1.859,81
9	-1.711,82
10	-1.566,74
11	-1.424,49
12	-1.282,24

**Tabella 41: risultato analisi economica – edificio caso studio Trapani – consumi energetici standard (Asset Rating) secondo UNI TS 11300 – applicazione incentivo fiscale 50% - nessun sistema di acquisizione dati (SAD)**

Installazione di:		HCA
Energia Primaria EPH (kWh/anno)		33.993,78
Combustibile consumato [u.c./anno]		3.541,02
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€	0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€	3.363,97
Risparmio effettivo (%)		10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€	336,40
Periodo di ammortamento, anni		10
Tasso di interesse, %		2%
Totale CAPEX	€	2.473,60
Totale OPEX	€	156,00
Totale BENEFICI (€/anno)	€	336,40
VAN (10 anni)	-€	153,48

NOTE PER IL PROGETTISTA	Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)	1	#####			€ 2.473,60	€ -	-€ 2.473,60	-€ 2.473,60
	2		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 291,88	€ 135,88	-€ 2.294,50
	3		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 2.007,96
	4		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 1.727,04
	5		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 1.451,63
	6		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 1.181,61
	7		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 916,90
	8		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 657,37
	9		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 402,93
	10		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	-€ 153,48
	11		€ 123,68	€ 156,00	€ 156,00	€ 460,08	€ 304,08	€ 91,07
	12			€ 156,00	€ 156,00	€ 336,40	€ 180,40	€ 233,32

**Tabella 42: confronto calcolo VAN con detrazione fiscale – caso studio Trapani 2**

	VAN [€]	
	detrazione fiscale 0 %	detrazione fiscale 50 %
<b>Fabbisogno medio (Operationa Rating)</b>	-3380,39	-2158,61
<b>Consumo_Teorico standard (Asset rating)</b>	-1711,82	-490,05

### 4.3 Caso Studio Anagni

L'analisi economica è stata estesa anche ad edifici siti nel centro Italia. In questo paragrafo si riportano i risultati dello studio applicato ad un condominio popolare sito nel comune di Anagni.

#### 4.3.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Anagni

Il condominio costruito negli anni 70 è costituito da 9 appartamenti disposti su 3 piani avente una superficie utile complessiva di circa 724 mq; l'edificio viene riscaldato con una caldaia a gas alimentata a metano. Si riporta di seguito la tabella con le principali caratteristiche geometriche dell'edificio analizzato.

Tabella 43 caratteristiche edificio analizzato- caso studio Anagni

Comune	Anagni
Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	9
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	7
Numero piani	3
Numero edifici	1
SuperficieTotale utile edificio [m2]	724
Tipo Combustibile	Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.c.]	9.60
Superficie media unità immobiliare [m2]	80.45
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	170.83
Gradi Giorno	1911
Zona climatica	D
Periodo di utilizzo riscaldamento	1 novembre-15 aprile

#### 4.3.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Anagni

Grazie alla documentazione resa disponibile dall'amministratore dell'edificio, sono stati acquisite le planimetrie dell'edificio dalle quali è stato possibile risalire alle caratteristiche del pacchetto murario e degli infissi riportati nelle seguenti tabelle.

Tabella 44: caratteristiche parete esterna tipo 1 –caso studio Anagni

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7.690	0.130	
Intonaco interno	20	0.700	0.029	1400
Pareti interne con umidità 0,5 % (800kg/m3)	180	0.300	0.600	800
Intercapedine d'aria_1	25	0.139	0.180	1.2
Mattoni faccia a vista pieni	120	0.720	0.167	1800
Adduttanza esterna		25.000	0.040	
Trasmittanza termica	0.873	[W/m <sup>2</sup> *K]		
Resistenza termica	1.145	[m <sup>2</sup> *K/W]		
Spessore	345	[mm]		

Tabella 45- caratteristiche parete esterna tipo 2 – caso studio Anagni

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7.690	0.130	
Intonaco premiscelato Pronto	10	0.171	0.058	1036
Pareti esterne con umidità 1,5 % (800kg/m3)	120	0.410	0.293	800
Intonaco premiscelato Pronto	10	0.171	0.058	1036
Adduttanza esterna		25.000	0.040	
Trasmittanza termica	1.725	[W/m <sup>2</sup> *K]		
Resistenza termica	0.580	[m <sup>2</sup> *K/W]		
Spessore	140	[mm]		

Tabella 46: Caratteristiche solaio di terra – caso studio Anagni

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		5.880	0.170	
Intonaco di calce o di calce e cemento	20	0.900	0.022	1800
Calcestruzzo (1800 kg/m <sup>3</sup> )	50	0.940	0.053	1800
Solaio tipo predalles(interni)	200	0.889	0.225	1800
Piastrelle utente	20	0.580	0.034	1800
Adduttanza esterna		25.000	0.040	

Trasmittanza termica	1.835	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	0.545	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	290	[mm]

Tabella 47: caratteristiche solaio di copertura – edificio Anagni

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m*K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		10	0.1	
Intonaco di calce e gesso	15	0.7	0.021	1400
Blocco da solaio (interni) 160 x 495 con elementi collaboranti interposti	180	0.6	0.3	1800
Massetto in cls ordinario (sp=6cm)	60	1.06	0.057	1700
Strato isolante, lana	50	0.06	0.833	200
Adduttanza interna		10	0.1	

Trasmittanza termica	0.709	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	1.411	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	305	[mm]

Tabella 48: Caratteristiche infissi – edificio Anagni

Trasmittanza vetro_Ug	5.713	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza telaio_Uf	2	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza Cassonetto	6	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw	4.948	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw con chiusura	3.636	[W/m <sup>2</sup> *K]
Struttura	Vetro singolo 5 mm	
Materiale telaio	Legno	
Tipo telaio	Senza taglio termico	

#### 4.3.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Anagni

Si riportano di seguito i costi di installazione (capex) e i costi di gestione del sistema di contabilizzazione individuale da installare nel secondo caso studio di Anagni.

Considerando che, come per gli altri casi studio, la distribuzione avviene a più colonne montanti, l'analisi economica è stata condotta considerando i costi di installazione dei sistemi di contabilizzazione indiretti e valvole termostatiche per ciascun radiatore presente nelle singole unità immobiliari come riportati in Tabella 49:

Tabella 49: costi di riferimento sistema indiretto – caso studio Ceprano

	€/unità	unità	€
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	100.00	9	900.00
Ripartitore di calore	33.90	63	2135.70
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	40.00	63	2520.00
Gestione annuale ripartitore [€/cs/anno]	6.50	63	409.50
<b>COSTI AGGIUNTIVI</b>			
Pompa di ricircolo [€/edif]	100.00	1	100.00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	200.00	1	200.00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	33.25	1	33.25
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	580.00	1	580.00

Dall'analisi della tabella precedente si ottengono i seguenti costi globali, comprensivi delle opere necessarie per adattare l'impianto idraulico e per consentire la lettura e l'acquisizione a distanza delle misure di ciascun ripartitore

- Totale costo di installazione (Capex): 6469 €
- Totale costi di gestione (servizio di lettura): 409.50 €

#### 4.3.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Anagni

L'edificio di Anagni viene riscaldato con una caldaia a camera stagna di tipo C alimentata a metano avente una potenza termica nominale pari a 100 kW.

Il consumo energetico medio in condizioni reali è stato valutato elaborando le letture del gas forniti dall'amministratore e corrispondenti a 8 stagioni di riscaldamento (2010-2017).

Il fabbisogno energetico per riscaldamento in condizioni standard del condominio (Eph,nren) è stato valutato, come per gli altri casi studio, utilizzando il software Termolog.

Si riportano nel seguente grafico i consumi medi reali di energia primaria elaborati e il valore del fabbisogno energetico calcolato in condizioni standard (Asset rating).

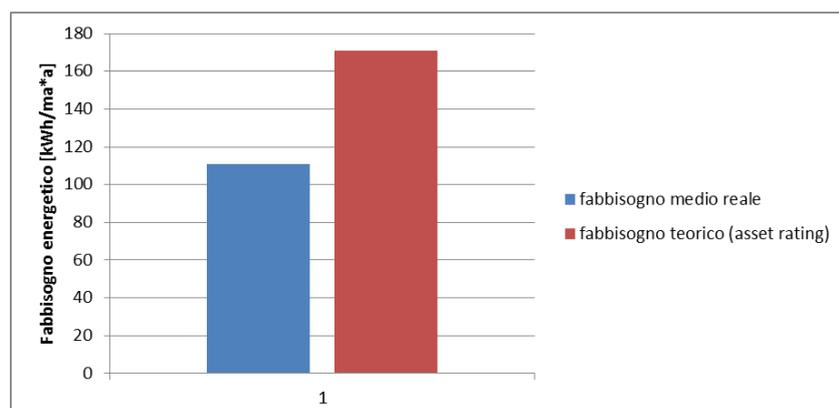


Figura 32: Fabbisogno di energia primaria per riscaldamento - Risultati analisi energetica con i due metodi– caso studio Anagni

Dal grafico di Figura 32 si evince una differenza limitata tra i fabbisogni di energia primaria calcolati con le due metodologie di calcolo, con una conseguente convergenza nei risultati dell'analisi economica in assenza di detrazione fiscale.

Infatti, come mostrato in Tabella 50, l'esito dell'analisi economica effettuata seguendo il metodo di calcolo standard (asset rating) e applicando un incentivo in detrazione fiscale del 50% risulta positivo (VAN a 10 anni maggiore di zero).

Tabella 50: sintesi analisi economica con detrazione fiscale 0% e 50% - Caso studio Anagni

	VAN [€]	
	detrazione fiscale 0%	detrazione fiscale 50%
fabbisogno medio reale	-3638,02	-1049,73
fabbisogno teorico standard	-413,24	2175,05

Si riportano nelle seguenti tabelle i dettagli dell'analisi economica condotta con le due metodologie di calcolo dei consumi e applicando un beneficio fiscale pari allo 0% e al 50%.

Si riporta inoltre in Tabella 55 il risultato dell'analisi economica nel caso in cui non sia presente il sistema di acquisizione dati (SAD) con una conseguenti riduzione dei costi di installazione di circa 600 €.

In quest'ultimo caso con il metodo di del fabbisogno teorico standard (Asset rating) si ottiene un VAN >0 anche in assenza di beneficio fiscale del 50%.

Tabella 51: risultato analisi economica – edificio caso studio Anagni – consumi energetici teorici (Asset Rating)– applicazione incentivo fiscale 0%

Installazione di: <b>HCA</b>		VAN [€]							
Energia Primaria EPH (kWh/anno)	123.679,21								
Combustibile consumato [u.c./anno]	12.883,25								
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€ 0,95								
Spesa annua complessiva [€/anno]	€ 12.239,09								
Risparmio effettivo (%)	10,00%								
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€ 1.223,91								
Periodo di ammortamento, anni	10								
Tasso di interesse, %	2%								
Totale CAPEX	€ 6.468,95								
Totale OPEX	€ 409,50								
Totale BENEFICI (€/anno)	€ 1.223,91								
VAN (10 anni)	-€ 413,24								
NOTE PER IL PROGETTISTA		Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)		1	#####			€ 6.468,95	€ -	-€ 6.468,95	-€ 6.468,95
		2		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 611,95	€ 202,45	-€ 6.147,51
		3		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 5.380,08
		4		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 4.627,69
		5		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 3.890,06
		6		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 3.166,88
		7		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 2.457,89
		8		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 1.762,80
		9		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 1.081,34
		10		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 413,24
		11		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 241,76
		12			€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 883,91

**Tabella 52: risultato analisi economica – edificio caso studio Anagni – consumi energetici teorici (Asset Rating)– applicazione incentivo fiscale 50%**

Installazione di: <b>HCA</b>	
Energia Primaria EPH (kWh/anno)	123.679,21
Combustibile consumato [u.c./anno]	12.883,25
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€ 0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€ 12.239,09
Risparmio effettivo (%)	10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€ 1.223,91
Periodo di ammortamento, anni	10
Tasso di interesse, %	2%
Totale CAPEX	€ 6.468,95
Totale OPEX	€ 409,50
Totale BENEFICI (€/anno)	€ 1.223,91
<b>VAN (10 anni)</b>	<b>€ 2.175,05</b>

NOTE PER IL PROGETTISTA							
Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
1	#####			€ 6.468,95	€ -	-€ 6.468,95	-€ 6.468,95
2		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 935,40	€ 525,90	-€ 5.836,63
3		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	-€ 4.764,40
4		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	-€ 3.713,20
5		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	-€ 2.682,60
6		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	-€ 1.672,22
7		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	-€ 681,65
8		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	€ 289,50
9		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	€ 1.241,61
10		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	€ 2.175,05
11		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.547,36	€ 1.137,86	€ 3.090,18
12			€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 3.732,34

**Tabella 53: risultato analisi economica – edificio caso studio Anagni – consumi energetici reali medi – applicazione incentivo fiscale 0%**

Installazione di: <b>HCA</b>	
Energia Primaria EPH (kWh/anno)	80.354,40
Combustibile consumato [u.c./anno]	8.370,25
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€ 0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€ 7.951,74
Risparmio effettivo (%)	10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€ 795,17
Periodo di ammortamento, anni	10
Tasso di interesse, %	2%
Totale CAPEX	€ 6.468,95
Totale OPEX	€ 409,50
Totale BENEFICI (€/anno)	€ 795,17
<b>VAN (10 anni)</b>	<b>-€ 3.638,02</b>

NOTE PER IL PROGETTISTA							
Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
1	#####			€ 6.468,95	€ -	-€ 6.468,95	-€ 6.468,95
2		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 397,59	-€ 11,91	-€ 6.353,56
3		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 5.990,13
4		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 5.633,83
5		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 5.284,51
6		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 4.942,04
7		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 4.606,29
8		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 4.277,12
9		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 3.954,41
10		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 3.638,02
11		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 3.327,84
12			€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 3.023,74

Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)

**Tabella 54: risultato analisi economica – edificio caso studio Anagni – consumi energetici reali medi – applicazione incentivo fiscale 50%**

Installazione di:		HCA
Energia Primaria EPH (kWh/anno)		80.354,40
Combustibile consumato [u.c./anno]		8.370,25
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€	0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€	7.951,74
Risparmio effettivo (%)		10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€	795,17
Periodo di ammortamento, anni		10
Tasso di interesse, %		2%
Totale CAPEX	€	6.468,95
Totale OPEX	€	409,50
Totale BENEFICI (€/anno)	€	795,17
VAN (10 anni)	-€	1.049,73

NOTE PER IL PROGETTISTA	Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
Se la valutazione economica dell'investimento è negativa, si consiglia di tornare indietro ed effettuare una valutazione secondo i criteri di fattibilità tecnica (UNI 10200)	1	#####			€ 6.468,95	€ -	-€ 6.468,95	-€ 6.468,95
	2		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 721,03	€ 311,53	-€ 6.042,67
	3		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 5.374,45
	4		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 4.719,33
	5		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 4.077,06
	6		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 3.447,38
	7		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 2.830,05
	8		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 2.224,82
	9		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 1.631,46
	10		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 1.049,73
	11		€ 323,45	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.118,62	€ 709,12	-€ 479,41
	12			€ 409,50	€ 409,50	€ 795,17	€ 385,67	-€ 175,31

**Tabella 55: risultato analisi economica – edificio caso studio Anagni – consumi energetici teorici (Asset Rating)– applicazione incentivo fiscale 0% - impianto senza sistema di acquisizione dati (SAD)**

Installazione di:		HCA
Energia Primaria EPH (kWh/anno)		123.679,21
Combustibile consumato [u.c./anno]		12.883,25
Tariffa Combustibile, €/unità comb.	€	0,95
Spesa annua complessiva [€/anno]	€	12.239,09
Risparmio effettivo (%)		10,00%
Risparmio effettivo Heating, (€/anno)	€	1.223,91
Periodo di ammortamento, anni		10
Tasso di interesse, %		2%
Totale CAPEX	€	5.855,70
Totale OPEX	€	409,50
Totale BENEFICI (€/anno)	€	1.223,91
VAN (10 anni)	€	187,98

NOTE PER IL PROGETTISTA	Anno	CAPEX	Incentivo att.	OPEX	Tot. Costi	Beneficio	Delta	VAN
	1	#####			€ 5.855,70	€ -	-€ 5.855,70	-€ 5.855,70
	2		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 611,95	€ 202,45	-€ 5.546,29
	3		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 4.778,85
	4		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 4.026,47
	5		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 3.288,83
	6		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 2.565,66
	7		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 1.856,67
	8		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 1.161,58
	9		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	-€ 480,12
	10		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 187,98
	11		€ -	€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 842,98
	12			€ 409,50	€ 409,50	€ 1.223,91	€ 814,41	€ 1.485,14

#### 4.4 Caso studio Ceprano

Per il centro Italia è stato esaminato un secondo condominio a uso totalmente residenziale sito nel comune di Ceprano.

##### 4.4.1 Caratteristiche geometriche dell'edificio – caso studio Ceprano

Il condominio costruito negli anni 70 è costituito da 10 appartamenti disposti su 6 piani avente una superficie utile complessiva di circa 992 mq; l'edificio viene riscaldato con una caldaia a gas alimentata a metano. Si riporta di seguito la tabella con le principali caratteristiche dell'edificio analizzato.

Comune	Ceprano
Età edificio	1960-1975
Tipologia edificio	Abitazioni economiche/popolari/ultrapopolari
Numero appartamenti totali	10
Numero medio corpi scaldanti per appartamento	10
Numero piani	6
Numero edifici	1
Superficie Totale utile edificio [m2]	992
Tipo Combustibile	Gas Naturale
Potere Calorifero Inferiore, PCI [kWh/u.c.]	9,60
Superficie media unità immobiliare [m2]	99,2
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	80,26
Gradi Giorno	1324
Zona climatica	C
Periodo di utilizzo riscaldamento	15 novembre-31 marzo

##### 4.4.2 Caratteristiche termofisiche edificio caso studio Ceprano

Le principali caratteristiche termofisiche dell'edificio di Ceprano sono stati desunti da rilievo sul posto e dalla documentazione resa disponibile dall'amministratore dalle quali è stato possibile risalire alle stratigrafia del pacchetto murario e degli infissi riportati nelle seguenti tabelle.

Tabella 56: caratteristiche pacchetto murario parete esterna tipo 1 – edificio Ceprano

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7,69	0,13	
Intonaco premiscelato Pronto	10	0,171	0,058	1036
Pareti esterne con umidità 1,5 % (800kg/m3)	350	0,41	0,854	800
Intonaco premiscelato Pronto	10	0,171	0,058	1036
Adduttanza esterna		25	0,04	

Trasmittanza termica	0,877	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	1,141	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	370	[mm]

Tabella 57: caratteristiche pacchetto murario parete esterna tipo 2 – edificio Ceprano

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		7,69	0,13	
Intonaco premiscelato Pronto	10	0,171	0,058	1036
Pareti esterne con umidità 0,5 % (800kg/m <sup>3</sup> )	180	0,41	0,439	800
Intonaco premiscelato Pronto	10	0,171	0,058	1036
Adduttanza esterna		25	0,04	

Trasmittanza termica	1,377	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	0,726	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	200	[mm]

Tabella 58: caratteristiche solaio di terra – edificio Ceprano

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		5,88	0,17	
Intonaco di calce o di calce e cemento	20	0,9	0,022	1800
Calcestruzzo (1800 kg/m <sup>3</sup> )	50	0,94	0,053	1800
Solaio tipo predalles(interni)	200	0,889	0,225	1800
Piastrelle utente	20	0,58	0,034	1800
Adduttanza esterna		25	0,04	

Trasmittanza termica	1,835	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	0,545	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	290	[mm]

Tabella 59: caratteristiche solaio di copertura – edificio Ceprano

	Spessore [mm]	$\lambda$ [W/m <sup>2</sup> *K]	R [m <sup>2</sup> *K/W]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Adduttanza interna		10	0,1	
Intonaco di calce e gesso	15	0,7	0,021	1400
Blocco da solaio (interni) 160 x 495 con elementi collaboranti interposti	180	0,6	0,3	1800
Massetto in cls ordinario (sp=6cm)	60	1,06	0,057	1700
Strato isolante, lana	50	0,06	0,833	200
Adduttanza interna		10	0,1	

Trasmittanza termica	0,709	[W/m <sup>2</sup> *K]
Resistenza termica	1,411	[m <sup>2</sup> *K/W]
Spessore	305	[mm]

Tabella 60: caratteristiche serramento tipo – edificio Ceprano

Trasmittanza vetro_Ug	5,713	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza telaio_Uf	2	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza Cassonetto	6	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw	4,865	[W/m <sup>2</sup> *K]
Trasmittanza termica_Uw con chiusura	3,587	[W/m <sup>2</sup> *K]
Struttura	Vetro singolo 5 mm	
Materiale telaio	Legno	
Tipo telaio	Senza taglio termico	

#### 4.4.3 Stima dei costi del sistema di contabilizzazione individuale – caso studio Ceprano

Si riportano di seguito i costi di installazione (capex) e i costi di gestione del sistema di contabilizzazione individuale previsti per l'edificio di Ceprano

Considerando che, come per gli altri casi studio, la distribuzione avviene a più colonne montanti, l'analisi economica è stata condotta considerando i costi di installazione dei sistemi di contabilizzazione indiretti e valvole termostatiche per ciascun radiatore presente nelle singole unità immobiliari come riportati in Tabella 61:

Tabella 61: costi di riferimento sistema indiretto – caso studio Ceprano

	€/unità	unità	€
Progetto del sistema di contab. (incl. APE) [€/app]	100,00	10	1000,00
Ripartitore di calore	33,90	100	3390,00
Gruppo valvola/detentore/testa termostatica [€/cs]	40,00	100	4000,00
Gestione annuale ripartitore [€/cs/anno]	6,50	100	650,00
<b>COSTI AGGIUNTIVI</b>			
Pompa di ricircolo [€/edif]	100,00	1	100,00
Installazione pompa di ricircolo [€/edif]	200,00	1	200,00
Eventuali concentratori/ripetitori [€/unità]	33,25	3	99,75
Sistema di acquisizione dati (SAD) [€/edif]	580,00	1	580,00

Dall'analisi della tabella precedente si ottengono i seguenti costi globali, comprensivi delle opere necessarie per adattare l'impianto idraulico e per consentire la lettura e l'acquisizione a distanza delle misure di ciascun ripartitore:

- Totale costo di installazione (Capex): 9370 €
- Totale costi di gestione (servizio di lettura): 650 €

#### 4.4.4 Risultati analisi energetica ed economica – caso studio Ceprano

L'edificio viene riscaldato con una caldaia a camera stagna di tipo C alimentata a metano e avente una potenza termica nominale pari a 110 kW.

Il consumo energetico medio in condizioni reali è stato valutato elaborando lo storico delle letture dei consumi di gas forniti dall'amministratore corrispondenti a 3 stagioni di riscaldamento (2010-2017).

Il fabbisogno energetico per riscaldamento in condizioni standard del condominio (Eph,nren) è stato valutato, come per gli altri casi studio, utilizzando il software Termolog. Si riportano nel seguente grafico i consumi medi reali di energia primaria elaborati e il fabbisogno calcolato condizioni standard (Asset reting).

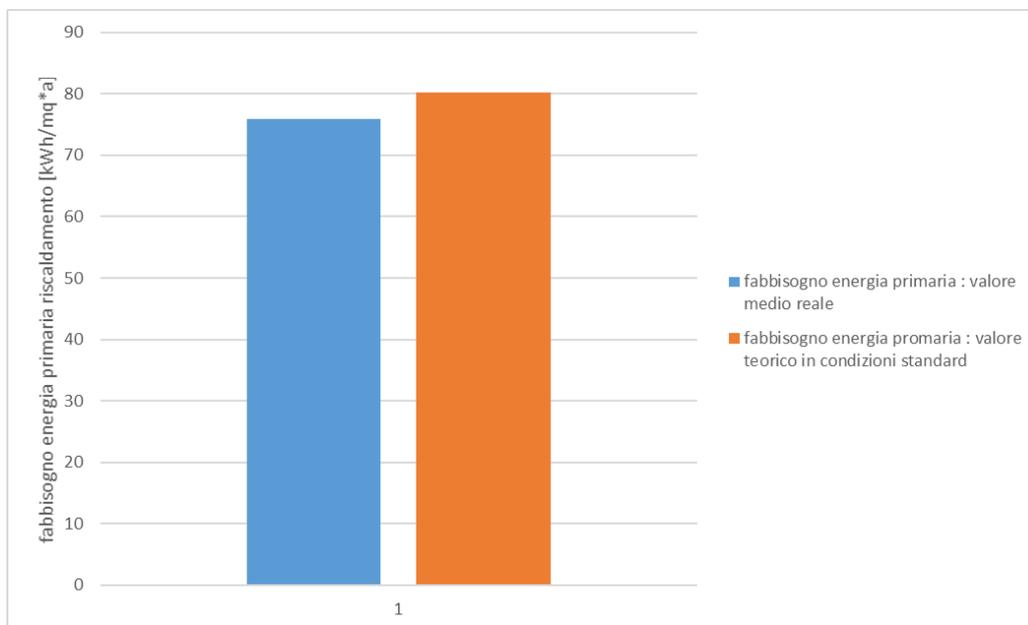


Figura 33: fabbisogno di energia primaria per riscaldamento – calcolo medio reale e secondo metodo standard – edificio Ceprano

Come si nota dalla Figura 33, le due metodologie di calcolo nel caso dell'edificio di Ceprano portano ad una valutazione del consumo di energia primaria per riscaldamento quasi coincidente con una conseguente convergenza nei risultati dell'analisi economica in tutti gli scenari analizzati come riportato nella seguente tabella:

	VAN [€]	
	detrazione fiscale 0%	detrazione fiscale 50%
fabbisogno energia primaria : valore medio reale	<b>-8405,93</b>	<b>-5030</b>
fabbisogno energia primaria : valore teorico in condizioni standard	<b>-8458,36</b>	<b>-6723,43</b>

## 5. Conclusioni

Nella prima parte di questo studio è stata analizzata la fattibilità tecnica ed economica del sistema ibrido sperimentale, studiato nelle precedenti annualità, installato in un nuovo modello di microgrid identificabile come una rete termica ed elettrica privata gestita in modo centralizzata a servizio di un modello aggregato di unità immobiliari prevalentemente di tipo residenziali (es, condomini, edifici multifamigliari, edifici monofamigliari a schiera). La nuova architettura di microgrid potrebbe essere riconducibile a un Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC) definito dal provvedimento di ARERA 539/2015/R/eel; considerando però che lo stesso regolamento non prevede Sistemi di Distribuzione Chiusi per i contesti civili, il modello di microgrid analizzato in questo studio può essere implementato immediatamente solo in modo parziale (centralizzazione degli usi comuni e dei servizi termici). Infatti per l'applicazione del modello completo necessiterebbero alcuni aggiornamenti sia dal punto di vista regolatorio sia dal punto di vista della tariffazione.

L'obiettivo dello studio è stato quello di analizzare diversi scenari di gestione del nuovo modello di microgrid corrispondenti a diversi livelli di aggregazione dei servizi energetici offerti dal gestore agli utenti finali: dalla gestione del solo servizio di riscaldamento alla fornitura anche dei servizi elettrici ai singoli utenti della rete locale. Per ciascuno degli scenari simulati è stato studiato come l'integrazione del sistema di accumulo termico ed elettrico alla gestione della pompa di calore, consente di massimizzare l'autosufficienza energetica da fotovoltaico locale ottimizzando il vantaggio economico sia per il gestore sia per gli utenti aggregati.

Dai risultati dell'analisi economica dei singoli scenari si ottiene per il gestore della microgrid un incremento del Valore Attuale Netto (VAN) pari a circa 3,5 volte passando dallo scenario 1 allo scenario 6; i vantaggi si ripercuotono anche agli utenti finali per i quali si ottiene un risparmio economico sulla fornitura energetica complessiva fino a circa il 32% a parità di consumo e comfort. Tali risparmi potrebbero essere ulteriormente ottimizzati applicando logiche di Demand Response alla gestione dei carichi degli utenti finali o indicizzando i contratti di fornitura su una componente oraria e non a fascia in modo da favorire un maggiore autoconsumo dell'energia generata in loco.

Nell'ambito del tema contabilizzazione individuale del calore l'estensione del precedente studio è finalizzato a valutare l'influenza della metodologia di valutazione del fabbisogno energetico sull'analisi economica; in particolare sono stati confrontati i risultati dell'analisi costi benefici ottenuti dall'applicazione di due metodologie differenti di calcolo definiti dalla UNI TS 11300 parte 1: Operational Rating basata sulla stima dei consumi energetici ottenuti da una serie storica attendibile di consumi reali e Asset rating basata sul metodo di calcolo dei consumi energetici in condizioni standard secondo metodologia UNI TS 11300.

Per la suddetta analisi sono stati esaminati i consumi reali di diversi condomini di Torino, Anagni e Trapani, mediati su una serie storica di diversi anni climatici.

Si evidenzia come il numero di condomini esaminati sia limitato, per cui l'analisi effettuata può non essere rappresentativa dell'intera casistica nazionale.

In particolare sono stati elaborati i consumi energetici di 22 condomini di un quartiere popolare di Torino aventi le stesse caratteristiche geometriche e termofisiche; i 22 edifici analizzati sono serviti da una rete di teleriscaldamento, presentano quindi un uguale fabbisogno energetico ideale calcolato in condizione standard (asset rating secondo UNI TS 11300-1) ma allo stesso tempo presentano un diverso fattore di utilizzo e di occupazione che comporta diversi consumi energetici reali.

Gli esempi analizzati dimostrano come, i due metodi di calcolo del fabbisogno energetico dei condomini se non correttamente applicati potrebbero portare a differenti esiti dell'analisi economica.

L'applicazione del metodo dei consumi reali potrebbe rendere il calcolo dipendente dalla modalità d'uso dell'utente, in questo caso il calcolo si dovrebbe riferire ad una serie storica dei consumi reali estesa tale da poter riferire la valutazione ad un uso potenziale dell'edificio; in questo caso la procedura di calcolo dovrebbe ripetersi periodicamente (es. ogni tre anni) per valutare eventuali modifiche nel profilo dei consumi. L'applicazione della valutazione standard potrebbe non replicare il comportamento reale del sistema edificio impianto anche se la valutazione sarebbe rispondente ad un uso potenziale dello stesso e quindi senza la necessità di essere ripetuto negli anni successivi.

A conclusione dell'attività, si ritiene che ai fini della valutazione tecnico-economica relativa all'obbligo di installazione dei sistemi di contabilizzazione, sia necessario identificare una metodologia univoca del calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio che possa da una parte basarsi sui criteri di calcolo stabiliti dalla UNI TS 11300 e dall'altra tenere conto del comportamento potenziale del sistema edificio-impianto (es. ore di accensione previsti da normativa).

## 6. Bibliografia

[1] CNI: linee guida informative e modelli di relazione in merito alle valutazioni tecnico economiche per l'installazione dei sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore di cui all'art.9, comma 5 del d. lgs n. 102/2014 come modificato dal d. lgs n. 141/2016;

- [2] M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Canale, G. Cortellessa, A. Massimo, P. Vigo: Analisi dei benefici energetici ottenibili attraverso l'utilizzo dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione del calore sul territorio nazionale report Ricerca di Sistema elettrico PAR 2016;
- [3] UNI/TS 11300-1:2014. Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale, Milano: UNI, 2014.
- [4] UNI/TS 11300-2:2014. Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale, per la produzione di acqua calda sanitaria, Milano: per la ventilazione e per l'illuminazione in edifici non residenziali. UNI, 2014.
- [5] UNI/TS 11300-3:2010. Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 3: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione estiva, Milano: UNI, 2010.
- [6] AEEGSI, 252/2016/R/TLR, REGOLAZIONE IN MATERIA DI OBBLIGHI DI FORNITURA E INSTALLAZIONE DI SISTEMI DI MISURA NEL SETTORE DEL TELERISCALDAMENTO E DEL TELERAFFRESCAMENTO, 2016.
- [7] UNI 10200:2015, Impianti termici centralizzati di climatizzazione invernale e produzione di acqua calda sanitaria - Criteri di ripartizione delle spese di climatizzazione invernale ed acqua calda sanitaria, Milano: Ente nazionale di Unificazione, 2015.
- [8] Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102, Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE., Gazzetta Ufficiale n. 165 del 18/7/2014., 2014.