



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo di interfacce semplificate per la regolazione di sistemi ibridi a pompa di calore e implementazione del controllo ottimo su un edificio reale

P. Conti, D. Della Vista, E. Schito, D. Testi

SVILUPPO DI INTERFACCE SEMPLIFICATE PER LA REGOLAZIONE DI SISTEMI IBRIDI A POMPA DI CALORE E IMPLEMENTAZIONE DEL CONTROLLO OTTIMO SU UN EDIFICIO REALE

P. Conti, D. Della Vista, E. Schito, D. Testi – Università di Pisa, Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC)

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: *N.1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.30 - Sviluppo di interfacce semplificate per la regolazione di sistemi ibridi a pompa di calore e implementazione del controllo ottimo su un edificio reale*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Sviluppo di sistemi di controllo per impianti ibridi applicati in edifici ad alta efficienza"

Responsabile scientifico ENEA: Silvia Di Turi



Responsabile scientifico Università di Pisa – DESTEC: Daniele Testi



Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	6
1.1 PREMESSA	6
1.2 OBIETTIVI DEL LAVORO	6
2 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DI SISTEMI IBRIDI IN EDIFICI AD ALTA EFFICIENZA OTTENUTE CON CONTROLLI TRADIZIONALI E AVANZATI	8
2.1 INDICATORI DI PRESTAZIONE UTILIZZATI.....	9
2.2 RIEPILOGO RISULTATI OTTENUTI NEI CASI STUDIO NEL CONTESTO CLIMATICO DI PISA	10
2.2.1 <i>Appartamento a Pisa</i>	10
2.2.2 <i>Villa a Pisa</i>	10
2.3 ANALISI CASI STUDIO IN DIVERSI CONTESTI CLIMATICI ITALIANI	10
2.3.1 <i>Appartamento con utenza lavoratore a Catania</i>	12
2.3.1.1 Appartamento con controllo tradizionale (AI-CT-0) – Caso benchmark	12
2.3.1.2 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-1).....	15
2.3.1.3 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2).....	19
2.3.1.4 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2 DR1).....	22
2.3.1.5 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2 DR2).....	25
2.3.1.6 Appartamento con utenza lavoratore a Catania: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati	28
2.3.2 <i>Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Catania</i>	29
2.3.2.1 Villa con controllo tradizionale (Vp-CT-0) – Caso benchmark.....	29
2.3.2.2 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-1).....	34
2.3.2.3 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2).....	39
2.3.2.4 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2 DR1).....	43
2.3.2.5 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2 DR2).....	47
2.3.2.6 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Catania: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati.....	51
2.3.3 <i>Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Torino</i>	52
2.3.3.1 Villa con controllo tradizionale (Vp-TO-0) – Caso benchmark	52
2.3.3.2 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-1).....	57
2.3.3.3 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2)	61
2.3.3.4 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2 DR1).....	65
2.3.3.5 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Torino: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati.....	69
2.3.4 <i>Villa a copertura inclinata (30° sud) con utenza famiglia a Torino</i>	69
2.3.4.1 Villa con controllo tradizionale (Vf-TO-0) – Caso benchmark	69
2.3.4.2 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-1).....	74
2.3.4.3 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2).....	78
2.3.4.4 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2 DR1)	82
2.3.4.5 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2 DR2)	85
2.3.4.6 Villa con copertura inclinata (30° sud) con utenza famiglia a Torino: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati	89
2.3.4.7 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2 DR2).....	90
3 INTERFACCIA SEMPLIFICATA PER L'INDIVIDUAZIONE DEI PARAMETRI DI CONTROLLO IN SISTEMI IBRIDI A POMPA DI CALORE	94
4 ESECUZIONE DELLA CAMPAGNA SPERIMENTALE PER IMPLEMENTAZIONE DEL CONTROLLO OTTIMO SU UN EDIFICIO REALE	96
4.1 SISTEMA DI MONITORAGGIO E CONTROLLO - GENERALE.....	97
4.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO	100
4.2.1 <i>Modalità manuale</i>	104
4.2.2 <i>Modalità “previsione/simulazione”</i>	104
4.3 PROVE SPERIMENTALI DI CONTROLLO E MONITORAGGIO DEL SISTEMA S.A.P.I.EN.T.E	106
4.3.1 <i>Prova di accensione, controllo e monitoraggio prestazioni da remoto in modalità manuale</i>	106

4.3.2	<i>Prova di accensione, controllo e monitoraggio prestazioni da remoto in modalità "previsione/simulazione"</i>	110
5	VALUTAZIONE DEI RISPARMI EFFETTIVI OTTENIBILI CON UN IMPIANTO IBRIDO E CONTROLLO PREDITTIVO	111
5.1	LOGICA TRADIZIONALE.....	111
5.2	LOGICA AVANZATA PREDITTIVA.....	111
5.3	RISULTATI STAGIONALI.....	111
5.4	CONFRONTO CON SISTEMA IBRIDO POMPA DI CALORE - CALDAIA	115
6	CONCLUSIONI.....	117
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	119
	BREVE CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO	120

Sommario

La presente relazione tecnica si riferisce alla terza annualità del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021, Work package WP3, LA 3.30, dal titolo “Sviluppo di interfacce semplificate per la regolazione di sistemi ibridi a pompa di calore e implementazione del controllo ottimo su un edificio reale”.

Nella prima annualità è stato individuato un set di edifici ad alta efficienza rappresentativi del parco edilizio italiano; nella seconda annualità si sono caratterizzate le prestazioni di un sistema ibrido a pompa di calore nel caso di controlli tradizionali e avanzati con una campagna sperimentale nell'apparato hardware-in-the-loop situato presso il DESTEC – Pisa (Zona D). Nella presente annualità, l'analisi dei controlli ottimizzati viene completata tramite simulazione dinamica relativa agli altri edifici rappresentativi del parco edilizio italiano ad alta efficienza nelle altre zone climatiche C ed E. Si sono quindi completate le simulazioni di tutto il set di edifici, individuando i controlli migliori da implementare a seconda del caso studio (zona climatica, terminali di emissione, tipologia e profili di utilizzo dell'edificio, obiettivo energetico o economico) e delle tariffe dei vettori energetici.

L'altro obiettivo raggiunto nella presente annualità è stata la sintesi dei risultati di simulazione-ottimizzazione in strategie di controllo semplificate. Come facilitazione all'implementazione delle strategie di controllo per sistemi ibridi, è stata creata un'interfaccia grafica che fornisce ad un generico utente le indicazioni di gestione del sistema ibrido in funzione di un numero limitato di parametri di input facilmente rilevabili in fase di installazione del sistema ibrido, senza la necessità di effettuare una diagnosi completa dell'edificio: zona climatica, tipologia di edificio, controllo scelto e costi dei vettori energetici. L'interfaccia restituisce in uscita il controllo ottimo (risultato del PTR per il triennio di attività) e un controllo semplificato, che porta ad un limitato aumento dell'energia primaria non rinnovabile e dei costi, ma è di più facile applicazione sul campo.

Infine, si è condotta un'attività sperimentale sul sistema ibrido *S.A.P.I.EN.T.E.* presso l'edificio F83 del Centro Ricerche ENEA Casaccia (RM). L'attività sperimentale ha dimostrato la possibilità di monitorare e controllare il sistema “in remoto” tramite l'interfaccia sviluppata a Pisa. La strategia di controllo analizzata consiste nel soddisfare il carico termico di riscaldamento dell'edificio tramite la previsione, l'utilizzo e lo “stoccaggio” della produzione solare fotovoltaica all'interno degli accumuli termici. L'attività è stata svolta in sinergia con il gruppo di ricerca ENEA, impegnato nell'analisi sperimentale di ulteriori possibili strategie di controllo avanzate per sistemi ibridi basate su controllori PID e non predittivi. Grazie alla collaborazione DESTEC – ENEA, al termine del PTR, sarà disponibile una panoramica più completa sulle varie possibili strategie di controllo avanzate e delle relative prestazioni.

Per quanto riguarda la strategia predittiva descritta nel presente documento, sulla base dei risultati sperimentali, si sono confrontati i risparmi effettivi ottenibili in un'intera stagione di riscaldamento in diversi scenari di controllo con algoritmi standard, avanzati e predittivi, con sistema a solo pompa di calore e con sistema ibrido con caldaia a metano. Anche in presenza del generatore a combustione, la soluzione a pompa di calore con previsione e “stoccaggio” dell'energia fotovoltaica rappresenta la migliore strategia di controllo per il caso dell'edificio F83. Il livello di autoconsumo dell'energia fotovoltaica raggiunge il 30 % e una diminuzione del 64 % di utilizzo di energia primaria non rinnovabile rispetto ad un controllo tradizionale per sistemi ibridi basato sulla commutazione della temperatura esterna.

1 Introduzione

1.1 Premessa

Il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato un Accordo di Programma in base al quale è concesso il contributo finanziario per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale. La presente relazione tecnica si riferisce alla terza annualità del Piano Triennale, relativa alle attività svolte nell'anno solare 2021 per quanto attiene al Tema di Ricerca 1.5 "Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti", Progetto 3 "Misura delle prestazioni reali di impianti integrati nel settore civile", Work Package 3 "Sviluppo di Sistemi di controllo per impianti ibridi applicati in Zero Energy Buildings". Il tema è sviluppato nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento di Ingegneria, dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC) dell'Università di Pisa e riguarda lo sviluppo di sistemi di controllo per impianti ibridi a pompa di calore in edifici ad alta efficienza. In particolare, all'interno del WP3, la presente Linea d'Attività LA3.30 si intitola "Sviluppo di interfacce semplificate per la regolazione di sistemi ibridi a pompa di calore e implementazione del controllo ottimo su un edificio reale".

1.2 Obiettivi del lavoro

Il presente lavoro si colloca all'interno di un'attività triennale di ricerca sul tema dello sviluppo di sistemi di controllo avanzati per impianti ibridi a servizio di edifici ad alta efficienza. Poiché gli edifici sono responsabili di circa il 40% degli usi finali di energia [1] risulta necessario ridurre questa quota tramite l'implementazione di strategie e tecniche di efficienza energetica, tra le quali ci sono l'utilizzo di sistemi ibridi a pompe di calore e fonti rinnovabili. Anche alla luce dei sempre più ambiziosi obiettivi in termini di riduzione delle emissioni del settore energetico, di aumento dell'efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili, i sistemi ibridi risultano delle tecnologie promettenti per raggiungere l'obiettivo della sostenibilità energetica, garantendo la qualità dei servizi di climatizzazione degli edifici e andando a ridurre i consumi energetici e l'impatto ambientale. La corretta progettazione e strategie di utilizzo di questi sistemi è però ancora oggetto di ricerca scientifica: l'obiettivo è quello di ottenere una massimizzazione delle prestazioni dell'intero sistema multi-generatore, che può non coincidere con le migliori prestazioni dei singoli componenti, ma richiede un'analisi delle interazioni tra i vari componenti. L'obiettivo del triennio di ricerca è proprio quello di individuare le strategie di controllo di sistemi ibridi complessi su un set di edifici considerato rappresentativo del parco edilizio "ad alta efficienza" in Italia, anche tramite attività sperimentali, in modo da fornire linee guida per la gestione ottimale di questi sistemi.

Nella prima annualità [2] sono stati scelti i 10 edifici rappresentativi del parco edilizio, differenti tra di loro sulla base delle caratteristiche dell'involucro, dei profili di utenza e della tipologia impiantistica. Contestualmente, è stato messo a punto l'apparato hardware-in-the-loop, caratterizzato da elementi reali (generatori, accumuli elettrici e termici) ed emulatori comandati da simulazioni dinamiche, che nella seconda annualità [3] è stato utilizzato per caratterizzare le prestazioni dei componenti di impianto e individuare quindi le strategie di controllo avanzate migliori da attuare per ogni "edificio-tipo" nel clima di Pisa. Il lavoro della seconda annualità ha mostrato che la tipologia di controllo ottima individuata per ogni caso studio è diversa, poiché sono influenti la tipologia dei terminali installati, le caratteristiche del profilo di utilizzo e il tipo di sistemi presenti. Anche il prezzo di vendita influenza il risultato finale, con utilizzi della pompa di calore che possono essere incrementati o ridotti a seconda delle fasce di costo.

Per quanto riguarda la terza annualità, gli obiettivi specifici della linea LA 3.30 sono raggruppabili in tre punti:

- 1) Completare l'analisi degli edifici-tipo individuati nella prima annualità, includendo i quattro casi studio situati in climi diversi da quello di Pisa, ovvero Torino e Catania. Per far ciò, si utilizzeranno i modelli dinamici dei sistemi ibridi ottenuti sperimentalmente tramite i test eseguiti nella campagna sperimentale hardware-in-the-loop nella precedente LA 3.29 [3]. In questo punto, verrà quindi

completata l'analisi di simulazione-ottimizzazione per l'individuazione delle migliori strategie di controllo per sistemi ibridi a pompa di calore in ogni tipologia edilizia definita nella LA 3.28 [2].

- 2) A partire dall'analisi congiunta dei risultati di tutti i casi studio, saranno individuate delle indicazioni semplificate che permetteranno ad un utente generico l'individuazione delle migliori strategie di controllo per ogni tipologia di edificio ad alta efficienza dotato di sistema ibrido a pompa di calore, senza la necessità di un complesso processo di simulazione e ottimizzazione. I dati di input saranno infatti in numero limitato e facilmente ricavabili in fase di installazione dell'impianto (es. terminali di emissione utilizzati, sistemi di accumulo presenti, profili di utilizzo e zona climatica). Queste linee guida verranno inserite all'interno di un'interfaccia semplificata.
- 3) Sviluppare e utilizzare un'interfaccia di monitoraggio e controllo da remoto (DESTEC - Pisa) per la gestione dell'impianto ibrido sperimentale *S.A.P.I.EN.T.E.*, messo a disposizione da ENEA, presso l'edificio F83 del Centro Ricerche ENEA Casaccia (RM) [4]. Il sistema di monitoraggio e controllo permetterà l'implementazione di controllori tradizionali e predittivi avanzati da parte del DESTEC che valuterà i risparmi conseguibili nella stagione di riscaldamento per l'edificio F83. La particolarità dell'algoritmo implementato dal DESTEC è quello di affidarsi completamente alla previsione, senza utilizzare un controllore PID (analizzato dal gruppo di ricerca ENEA nella LA3.3 [5]), evitando fluttuazioni nei segnali di controllo del compressore a vantaggio della regolarità di funzionamento e delle prestazioni della pompa di calore. L'attività svolta è quindi finalizzata anche a verificare l'effettiva capacità del sistema di controllo nel prevedere la potenza fotovoltaica prodotta, la possibilità di implementazione e i risultati ottenibili delle strategie di controllo ottimo analizzate nelle precedenti linee di attività.

2 Analisi delle prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati

Nel report RdS/PTR2019/052 [2] è stato individuato un set di 10 edifici-tipo, ognuno di essi caratterizzato da una specifica tipologia di involucro, un clima e un profilo di utenza. La Tabella 1 riporta sinteticamente le caratteristiche dei casi studio scelti.

Tabella 1. Caratteristiche del set di edifici-tipo individuati.

ID	Tipologia involucro	Tipologia profilo	Clima	Carico termico di progetto dei terminali [kW]
1	Appartamento	Famiglia	Pisa	3.30
2	Appartamento	Pensionato	Pisa	3.30
3	Appartamento	Lavoratore	Catania	2.90
4	Villa copertura orizzontale	Pensionato	Catania	10.72
5	Villa copertura orizzontale	Pensionato	Pisa	10.85
6	Villa copertura orizzontale	Pensionato	Torino	10.60
7	Villa tetto a falda	Famiglia	Torino	11.10
8	Villa tetto a falda	Lavoratore	Pisa	8.70
9	Ufficio	Impiegato	Pisa	1.70
10	Ufficio	Impiegato	Pisa	1.70

I casi studio analizzati nella presente attività sono quindi il numero 3, 4, 6 e 7. I servizi richiesti e le tipologie di controllo analizzate per ogni edificio sono riportati nella Tabella 2 (per l'esatta descrizione delle sigle utilizzate, si può fare riferimento al report Report RdS/PTR2019/052 [2]). In generale, la sequenza delle lettere nel codice della prova (es. "Vp-TO-2 DR 1") indica: tipologia di edificio (A,V), tipologia di destinazione d'uso (p - pensionato, f - famiglia, l - lavoratore), località (TO - Torino, CT - Catania), funzione obiettivo (0 - nessuna ottimizzazione, 1 - minimizzazione dell'energia primaria non rinnovabile, 2 - ottimizzazione economica), presenza di tariffazione di tipo DR (DR 1 o DR 2).

Tabella 2. Elenco dei casi-studio e delle strategie di controllo considerate.

Edificio-tipo	Cod. prova	Servizio		
		RISC	RAFFR	ACS
Appartamento	Al-CT-0 (trad.)	A1.0+A2.0+A3.0	-	A3.0
	Al-CT-1	A1.0+A2.0+A3.1	-	A3.0
	Al-CT-2	A1.0+A2.0+A3.2	-	A3.0
	Al-CT-2 DR1	A1.0+A2.0+A3.2_DR1	-	A3.0
	Al-CT-2 DR2	A1.0+A2.0+A3.2_DR2	-	A3.0
Villetta	Vp-CT-0 (trad.)	V1.0+V2.0+V3.0	V1.0+V2.0	V4.0
	Vp-CT-1	V1.0+V2.0+V3.1	V1.0+V2.0+V3.1	V4.1
	Vp-CT-2	V1.0+V2.0+V3.2	V1.0+V2.0+V3.2	V4.2
	Vp-CT-2 DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V4.2 DR1
	Vp-CT-2 DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V4.2 DR2
	Vp-TO-0 (trad.)	V1.0+V2.0+V3.0	V1.0+V2.0	V4.0
	Vp-TO-1	V1.0+V2.0+V3.1	V1.0+V2.0+V3.1	V4.1
	Vp-TO-2	V1.0+V2.0+V3.2	V1.0+V2.0+V3.2	V4.2
	Vp-TO-2 DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V4.2 DR1
	Vp-TO-2 DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V4.2 DR2
	Vf-TO-0 (trad.)	V1.0+V2.0+V3.0	V1.0+V2.0	V4.0

	Vf-TO-1	V1.0+V2.0+V3.1	V1.0+V2.0+V3.1	V4.1
	Vf-TO	V1.0+V2.0+V3.2	V1.0+V2.0+V3.2	V4.2
	Vf-TO DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V1.0+V2.0+V3.2 DR1	V4.2 DR1
	Vf-TO DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V1.0+V2.0+V3.2 DR2	V4.2 DR2

2.1 Indicatori di prestazione utilizzati

Tutti i casi studio analizzati, compresi quelli discussi nella seconda annualità, sono stati analizzati e discussi in funzione del valore dei seguenti indici di prestazione:

1. Energia utile fornita per ogni servizio energetico (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici) [kWh], $\sum Q_{RISC}$, $\sum Q_{RAFFR}$, $\sum Q_{ACS}$, $\sum W_{carichi}$;
2. Energia in ingresso ai generatori, suddivisa per vettore energetico (metano ed energia elettrica) e per servizio energetico erogato (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), [kWh] $\sum Q_{gas,RISC}$, $\sum Q_{gas,ACS}$, $\sum W_{el,RISC}$, $\sum W_{el,ACS}$, $\sum W_{el,RAFFR}$, $\sum W_{el,carichi}$;
3. PER_{tot} , suddiviso per servizio (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), definito come:

$$PER_{tot,servizio} = \frac{\sum Q_{servizio}}{\sum Q_{gas,IN,servizio} \times f_{gas,tot} + \sum W_{grid,IN,servizio} \times f_{el,tot} + \sum I_{sol,servizio} - \sum W_{grid,OUT,servizio}}$$

in cui $\sum Q_{gas,IN,servizio}$ è l'energia complessiva fornita dalla caldaia per il servizio in analisi, $\sum W_{GRID,IN,servizio}$ è l'energia elettrica necessaria alla pompa di calore per quel servizio, $\sum I_{sol,servizio}$ è l'energia solare incidente sugli eventuali moduli fotovoltaici e $\sum W_{GRID,OUT,servizio}$ è l'energia elettrica venduta alla rete. Sono utilizzati i fattori di conversione di energia primaria globale $f_{gas,gl}$ e $f_{el,gl}$ (rispettivamente 1.05 e 2.42 [6]) per l'energia da gas naturale e da energia elettrica acquistata dalla rete. Per l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico ed esportata, si considera il fattore di conversione di energia primaria esportata (rinnovabile, non rinnovabile e totale), pari al fattore di conversione del relativo vettore energetico prodotto in situ (vedi UNI/TS 11300-5:2016 [7]). L'energia in ingresso e ceduta in rete viene attribuita ai diversi servizi in maniera proporzionale all'energia utile fornita per lo specifico servizio.

4. PER_{nren} suddiviso per servizio (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), definito come:

$$PER_{nren,servizio} = \frac{\sum Q_{servizio}}{\sum Q_{gas,IN,servizio} \times f_{gas,nren} + \sum W_{grid,IN,servizio} \times f_{el,nren}}$$

in cui $f_{gas,nren}$ è pari a 1.05 e $f_{el,nren}$ è pari a 1.95 [6].

5. Prestazioni globali di impianto suddiviso per servizio, comprendenti l'efficienza dei generatori (caldaia, pompa di calore, chiller/split), dell'accumulo termico, dell'accumulo elettrochimico e dei componenti elettrici (BOS);
6. Prestazioni stagionali dei generatori in due periodi di riferimento convenzionali: "inverno" e "estate" per soddisfare tutti i servizi possibili (in inverno, se richiesti, riscaldamento e ACS; in estate, se richiesti, raffrescamento e ACS). I due periodi sono definiti in base ai periodi di riscaldamento previsti dal DPR 412/93 [8]: Torino (zona climatica E) dal 15 ottobre al 15 aprile "inverno", dal 16 aprile al 14 ottobre "estate"; Pisa (zona climatica D), dal 1° novembre al 15 aprile "inverno", dal 16 aprile al 31 ottobre "estate"; Catania (zona climatica C), dal 15 novembre al 31 marzo "inverno", dal 1° aprile al 14 novembre "estate".
7. Costi ripartiti per servizio e ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica.

2.2 *Riepilogo risultati ottenuti nei casi studio nel contesto climatico di Pisa*

Nel precedente report relativo alla precedente annualità [3], i risultati delle simulazioni dinamiche basate sulle campagne sperimentali sul sistema hardware-in-the-loop avevano evidenziato alcune modalità di funzionamento “preferenziali” per il sistema ibrido a seconda del caso studio in analisi. Questi risultati vengono riportati di seguito in maniera sintetica per favorire il successivo confronto con i risultati delle simulazioni dinamiche dei casi studio a Torino e Catania, oggetto del presente report.

2.2.1 *Appartamento a Pisa*

L'utilizzo del sistema ibrido in questo caso studio risulta spesso inefficiente a causa delle temperature ai terminali elevate (45-50 °C, per terminali radiatori) e potenze richieste limitate (2 kW in media, mentre la pompa di calore ha potenza nominale di 5 kW). In queste condizioni di funzionamento, infatti, la pompa di calore lavora sempre con prestazioni basse (in condizioni sperimentali, si sono rilevati anche COP di circa 1.5). Passando da logiche di controllo tradizionali a logiche di controllo avanzate, la pompa di calore fornisce percentuali molto minori di energia per riscaldamento: ciò evidenzia che, con i controlli tradizionali, la pompa di calore avrebbe lavorato spesso in ore in cui non garantiva un risparmio energetico e/o economico rispetto alla caldaia. In ogni caso, i risparmi massimi di energia primaria conseguibili con l'utilizzo di controlli avanzati sono poco significativi (2-4%); i risparmi economici sono invece maggiori (12-15%). In mancanza di accumuli termici ed altri elementi del sistema (ad esempio, fotovoltaico), non si possono quindi rilevare ampi margini di miglioramento.

2.2.2 *Villa a Pisa*

Per questo caso studio si ottengono risultati simili sia nel caso di utenza “pensionato” che utenza “famiglia”. L'utilizzo del sistema ibrido per il servizio di riscaldamento con terminali pannelli radianti consente di ottenere COP elevati, che non vengono sfruttati appieno con la modalità di controllo “tradizionale”, che consiste in una temperatura esterna al di sotto della quale far funzionare sempre la caldaia. Con questo tipo di controllo, la quota di energia soddisfatta dalla pompa di calore per riscaldamento è solo il 20% circa, quota che può essere aumentata fino al 60-70% utilizzando controlli più avanzati che permettono di sfruttare meglio le alte prestazioni in funzionamento della macchina.

La criticità maggiore consiste nell'utilizzo della pompa di calore per il servizio di ACS, in quanto le temperature richieste dal servizio sono troppo alte per essere soddisfatte con COP soddisfacenti, per cui sarebbe preferibile utilizzare la pompa di calore solo per un preriscaldamento dell'acqua nell'accumulo con la pompa di calore e poi fornire, nel momento in cui si ha una richiesta di acqua calda, la quota restante di energia con la caldaia in istantaneo. In questo modo si lavorerebbe a COP alti e limitate perdite termiche dell'accumulo.

Infine, dallo studio dei due scenari con diversi costi unitari dell'energia elettrica in vendita e in acquisto (DR1 e DR2), si è evidenziato come modalità di funzionamento simili del sistema complessivo (fotovoltaico + pompa di calore) portino a costi totali per l'utente finale molto diversi. Nel caso di scenario DR1 (costo dell'energia elettrica in acquisto basso di notte e vendita a costo elevato di giorno), la produzione di energia da fotovoltaico e la vendita in rete viene incentivata, anche a causa delle richieste minime dell'utenza. Di notte, invece, si sfrutta il costo basso dell'energia elettrica per soddisfare i carichi. Nel caso di scenario DR2 (costo dell'energia elettrica bassa di giorno, convenienza della vendita di notte), si ottengono costi per l'energia elettrica elevati, a causa dell'utilizzo di questa per i carichi serali (quando il fotovoltaico non produce e il costo dell'energia è alto), mentre di giorno l'energia da fotovoltaico viene venduta alla rete a costo nullo. In mancanza di sistemi di accumulo, per entrambe le tipologie di utenza risulta quindi più economica la tariffa DR1.

2.3 *Analisi casi studio in diversi contesti climatici italiani*

In questa sezione, si andranno ad analizzare i quattro casi studio situati nei contesti climatici di Torino e Catania, a completamento di quello di Pisa considerato nella seconda annualità [3]. Gli edifici, il clima e i profili di utenza considerati sono (vedi Tabella 1): un appartamento con profilo di utenza lavoratore situato

a Catania; una villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Catania; una villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Torino; una villa a copertura inclinata (30° sud) con utenza famiglia a Torino. Per ognuno di questi casi studio, nella prima annualità [2], sono stati ipotizzati dei profili di utenza, delle caratteristiche di involucro, tipologie di impianto e delle strategie di controllo “tradizionali” e “avanzate”.

Appartamento con utenza lavoratore (AI-CT)

Involucro: superficie calpestabile 80 m², tre pareti disperdenti con $U=0.26 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, solaio superiore, pavimento e parete est non disperdenti.

Utenza: lavoratore, 1 persona con presenza discontinua all’interno dell’appartamento, diversa tra giorni festivi e feriali (quindi setpoint di temperatura, carichi elettrici, profili di richiesta ACS, ecc. sono variabili tra giorni festivi e feriali).

Clima: Catania.

Impianto: Terminali di emissione radiatori. Sistema ibrido pompa di calore-caldaia per riscaldamento. Per ACS: caldaia ad uso istantaneo. Raffrescamento: con condizionatore split aria-aria dedicato.

Controllo tradizionale (AI-CT-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (AI-CT-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione del PER non rinnovabile (massima efficienza energetica).

Controllo avanzato (AI-CT-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato (Vp-CT e Vp-TO)

Involucro: superficie calpestabile 160 m², trasmittanza pareti verticali $0.27 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, copertura orizzontale.

Utenza: pensionato, 2 persone, con presenza più o meno continua all’interno della villa.

Clima: Catania, Torino.

Impianto: Terminali di emissione pannelli radianti. Sistema ibrido pompa di calore-caldaia per riscaldamento e ACS. Per ACS: serbatoio di accumulo, che può essere riscaldato da entrambi i generatori sulla base delle regole di controllo. Raffrescamento tramite pompa di calore utilizzata come chiller. Presenza di impianto fotovoltaico con inclinazione pari a 5° rispetto al tetto orizzontale.

Controllo tradizionale (Vp-CT-0 e Vp-TO-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento e per la ricarica del serbatoio di ACS (per il quale è previsto un setpoint fisso) basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Vp-CT-1 e Vp-TO-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione del PER non rinnovabile (massima efficienza energetica). Eventuale precarica del serbatoio di ACS e analisi di sensitività del periodo della precarica.

Controllo avanzato (Vp-CT-2 e Vp-TO-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Eventuale precarica del serbatoio di ACS e analisi di sensitività del periodo della precarica. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Villa a copertura inclinata con utenza famiglia situata a Torino (Vf-TO)

Involucro: superficie calpestabile 160 m², trasmittanza pareti verticali $0.28 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, copertura a falda inclinata di 30°.

Utenza: famiglia, 4 persone con presenza discontinua all’interno dell’appartamento, diversa tra giorni festivi e feriali (quindi setpoint di temperatura, carichi elettrici, profili di richiesta ACS, ecc. sono variabili tra giorni festivi e feriali).

Clima: Torino.

Impianto: Terminali di emissione pannelli radianti. Sistema ibrido pompa di calore-caldaia per riscaldamento e ACS. Per ACS: serbatoio di accumulo, che può essere riscaldato da entrambi i generatori sulla base delle regole di controllo. Raffrescamento tramite pompa di calore utilizzata come chiller. Presenza di impianto fotovoltaico con inclinazione pari a 30° rispetto all’orizzontale 30°.

Controllo tradizionale (Vf-TO-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento e per la carica del serbatoio di ACS (per il quale è previsto un setpoint fisso) basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Vf-TO-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER non rinnovabile (massima efficienza energetica). Eventuale precarica del serbatoio di ACS e analisi di sensitività del periodo della precarica.

Controllo avanzato (Vf-TO-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Eventuale precarica del serbatoio di ACS e analisi di sensitività del periodo della precarica. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Per il calcolo dei costi per vettore energetico/servizio, si sono utilizzati i seguenti prezzi: 0.24 €/kWh per l'energia elettrica [9]; 0.09 €/kWh per il gas naturale [10]. Se prevista, il costo per la vendita in rete è stato scelto pari a 0.12 €/kWh. Questi costi sono stati utilizzati in tutte le simulazioni tranne in quei casi in cui è stato applicato il demand-response, il cui approccio è stato considerato usando una logica di tipo "Price-Based Program" [11], una logica cioè in cui gli utenti possono decidere di modificare i loro profili di consumo o di cessione dell'energia prodotta da fotovoltaico, in accordo a cambiamenti nella tariffazione elettrica. Nelle simulazioni di demand-response, sono stati ipotizzati due scenari:

1. il mercato elettrico continua ad incentivare i consumi durante il fine settimana e nelle fasce orarie serali-notturne, per cui il costo dell'energia elettrica è 0.15 €/kWh per tutte le ore del sabato e della domenica e, nei giorni feriali, dalle 19 alle 7; nelle restanti ore, il costo dell'energia elettrica è invece 0.30 €/kWh (scenario DR1);
2. il mercato elettrico, invece, incentiva i consumi durante le ore centrali della giornata, in modo da sfruttare la produzione da fonte rinnovabile, immaginata come sempre più diffusa sul territorio. In questo caso, i costi sono 0.15 €/kWh dalle 8 alle 18 per tutti i giorni, e 0.30 €/kWh nelle ore restanti (scenario DR2).

Negli scenari di demand-response, se è possibile anche la vendita in rete, è prevista la vendita a 0.30 €/kWh nelle ore in cui il costo dell'energia è alto (per incentivare gli utenti a diventare produttori quando la rete è "in difficoltà") mentre la vendita è fissata a 0 €/kWh se il costo di acquisto è 0.15 €/kWh (per favorire l'autoconsumo).

Tutti i casi studio sono stati simulati con timestep 10 minuti.

2.3.1 Appartamento con utenza lavoratore a Catania

2.3.1.1 Appartamento con controllo tradizionale (AI-CT-0) – Caso benchmark

Nella simulazione effettuata, si presuppone che la pompa di calore venga utilizzata per il servizio di riscaldamento se la temperatura esterna è maggiore di un valore soglia (T_{switch}); per temperature inferiori, si presuppone che funzioni sempre la caldaia per soddisfare le esigenze di riscaldamento. Il servizio di ACS, invece, viene soddisfatto in maniera istantanea dalla caldaia. Il valore di T_{switch} è stato ottimizzato in termini energetici ed economici, ottenendo le migliori prestazioni quando si imposta il valore di commutazione pari alla temperatura di setpoint interno, ovvero facendo funzionare solo la caldaia. Ciò è dovuto alle temperature di mandata ai terminali elevate, dovute all'utilizzo di radiatori, insieme alla mancanza di sistemi di accumulo, nonostante una temperatura media esterna di lavoro di circa 10 °C.

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 1, Figura 2, Figura 3, Figura 4, Figura 5 e Figura 6. Nel complesso, i costi operativi annuali sono dovuti per la maggior parte ai carichi elettrici, mentre quelli relativi alle richieste di riscaldamento, raffrescamento e ACS sono marginali, grazie all'elevata efficienza dell'involucro, del climatizzatore ($SEER$ pari a 3.56) ed al limitato profilo di utilizzo dell'edificio da parte del profilo lavoratore.

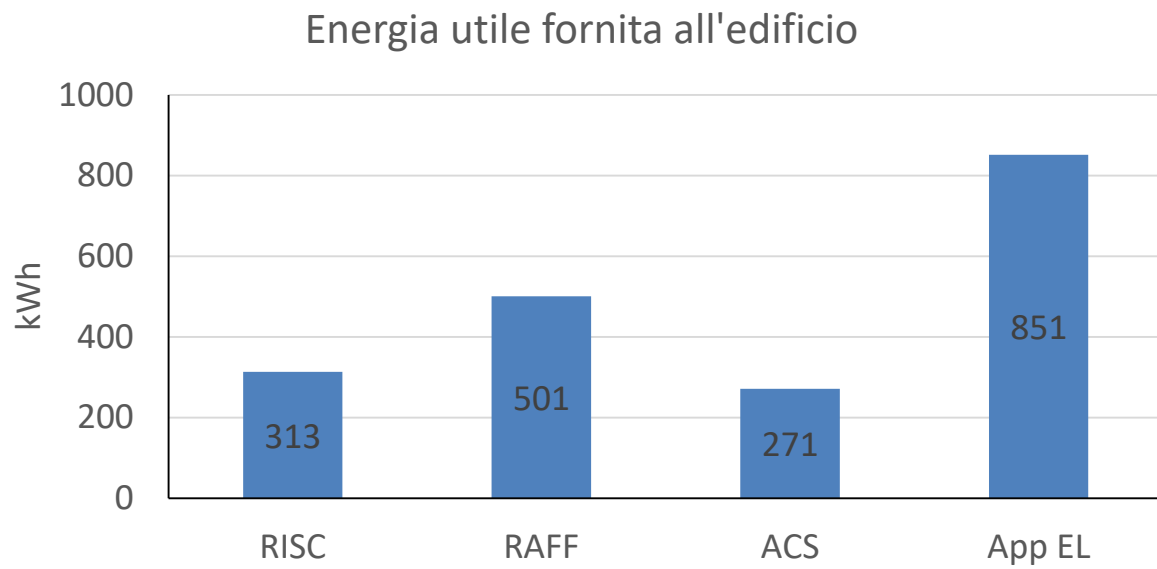


Figura 1. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (AI-CT-0).

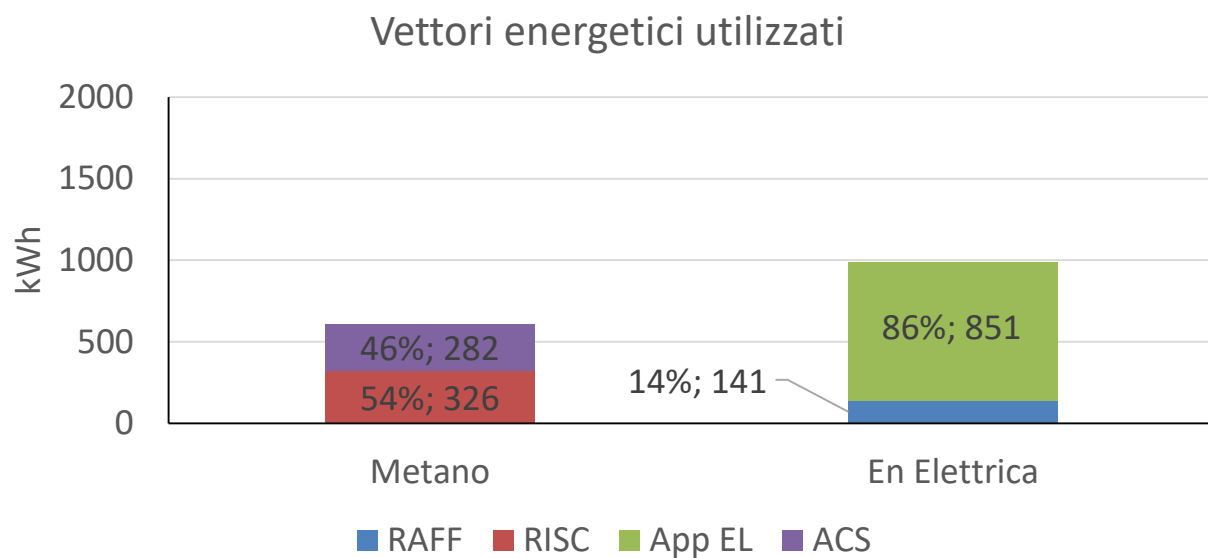


Figura 2. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (AI-CT-0).

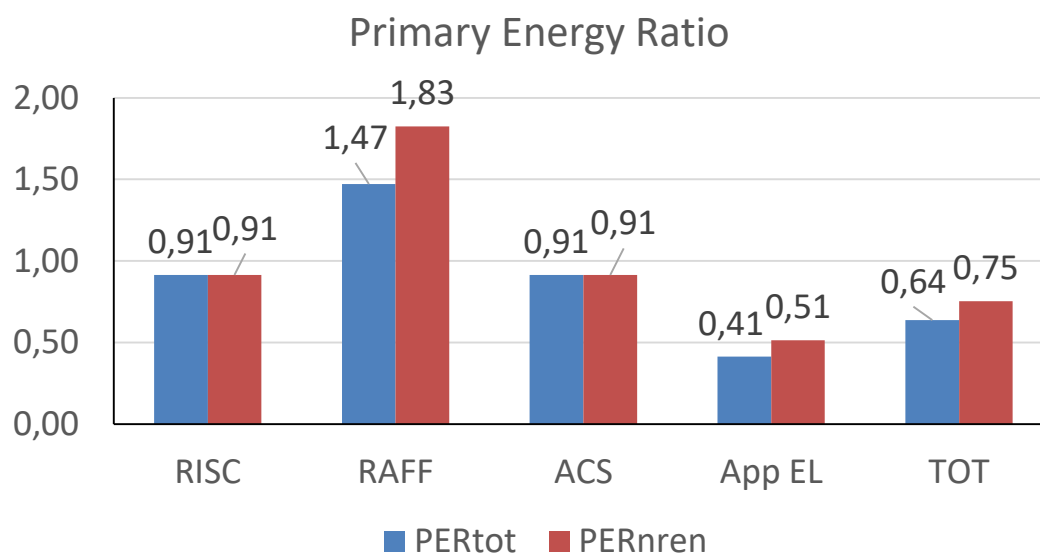


Figura 3. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (AI-CT-0).

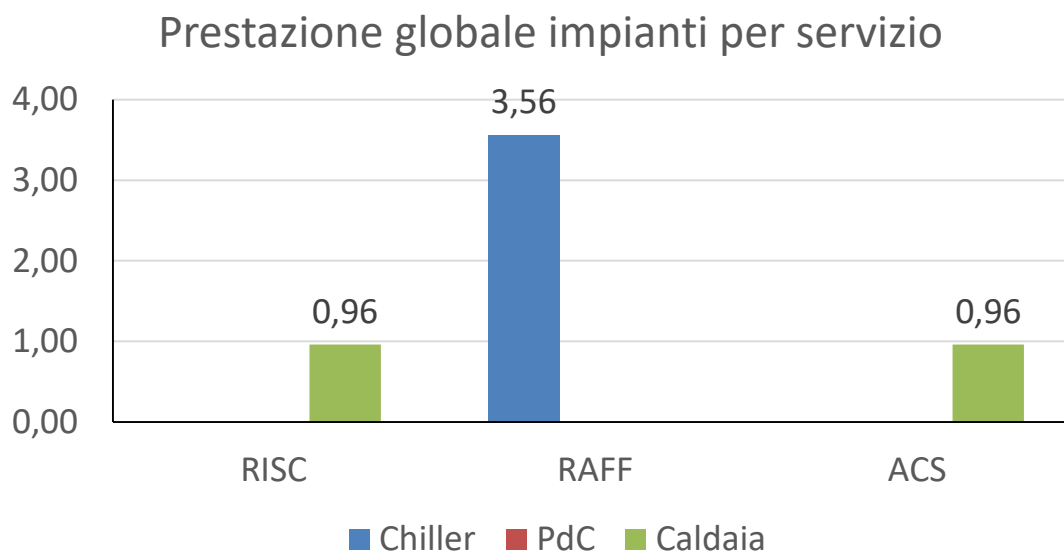


Figura 4. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo AI-CT-0).

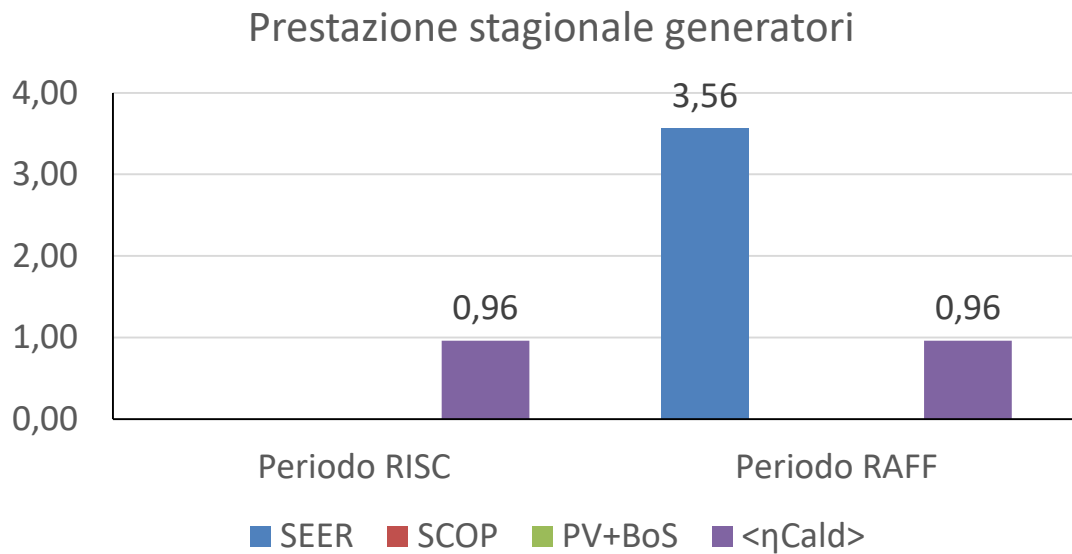


Figura 5. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (AI-CT-0).

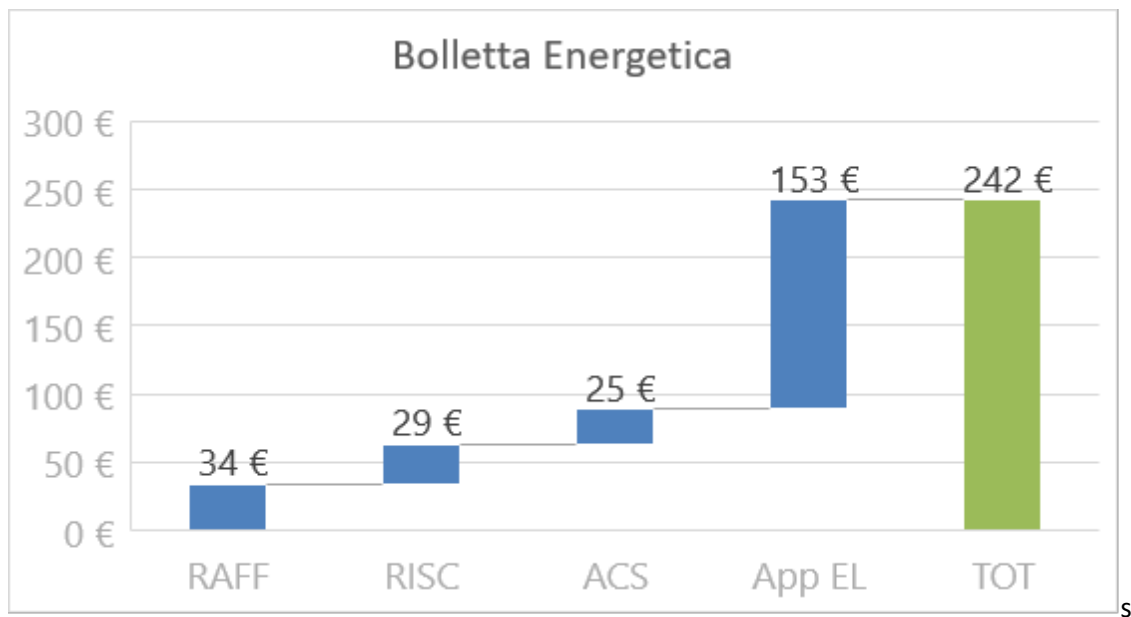


Figura 6. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (AI-CT-0).

L'ottimizzazione della temperatura di commutazione, T_{switch} , comporta miglioramenti rispetto ad una tipica impostazione di 7°C, sia per quanto riguarda i costi (242 € rispetto a 256 €, - 5%), sia per quanto riguarda l'energia primaria non rinnovabile utilizzata (3034 kWh rispetto a 3071 kWh, -1 %).

2.3.1.2 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-1)

In questa strategia di controllo, la commutazione dei generatori non avviene più sulla base di una temperatura fissa esterna, ma sulla base di logiche di convenienza energetica. A tal proposito, è stato definito un COP di convenienza energetica:

$$COP_{conv,energ} = \eta_{caldaia} \times \frac{f_{nren,el}}{f_{nren,gas}} \sim 1.78$$

in cui $\eta_{caldaia} = 0.96$ è il rendimento della caldaia (assunto costante), $f_{nren,el} = 1.95$ è il fattore di conversione di energia primaria non rinnovabile per l'energia elettrica e $f_{nren,gas} = 1.05$ è il fattore di conversione di energia primaria non rinnovabile per il gas naturale [6].

Secondo la logica implementata, ogni 30 minuti il controllore calcola la media della potenza resa ai terminali, la temperatura esterna e la temperatura di mandata, nei 60 minuti precedenti. Sulla base di questi dati, il controllore predittivo stima il COP con cui avrebbe lavorato in media la pompa di calore nell'ora precedente per soddisfare il carico medio, e lo confronta con il $COP_{conv,energ}$. Se il valore di COP medio è maggiore di $COP_{conv,energ}$, il controllore tiene accesa la pompa di calore per soddisfare il carico di riscaldamento nella mezz'ora successiva (3 timestep), supponendo che i valori di temperatura esterna, temperatura di mandata e potenza richiesta non varino così tanto nell'orizzonte temporale considerato (approccio tipico di algoritmi predittivi). La scelta di 30 minuti come orizzonte temporale è dovuta ad una valutazione della capacità termica dell'impianto (i cui effetti non sono quantificabili dal controllore) e considerando che la pompa di calore, per ridurre gli on-off e aumentare la vita del compressore, non dovrebbe modificare il suo *status* di accensione/spengimento troppo frequentemente. Se, nella simulazione, a causa degli effettivi valori delle temperature delle sorgenti e dei carichi richiesti, il COP fornito è minore di 1.78, la decisione sull'accensione/spengimento viene comunque riaggiornata dopo 30 minuti. Questo elemento, tipico dei sistemi reali, introdurrà un effetto di "errore di previsione".

Tutti gli indicatori di prestazione sono riportati in Figura 7, Figura 8, Figura 9, Figura 10, Figura 11 e Figura 12.

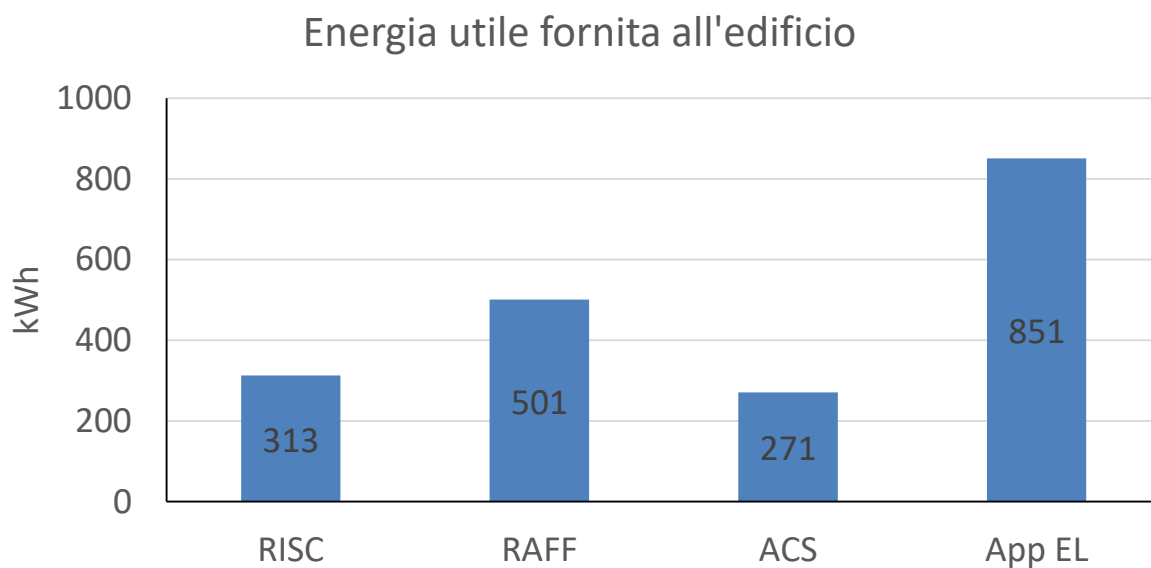


Figura 7. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (AI-CT-1).

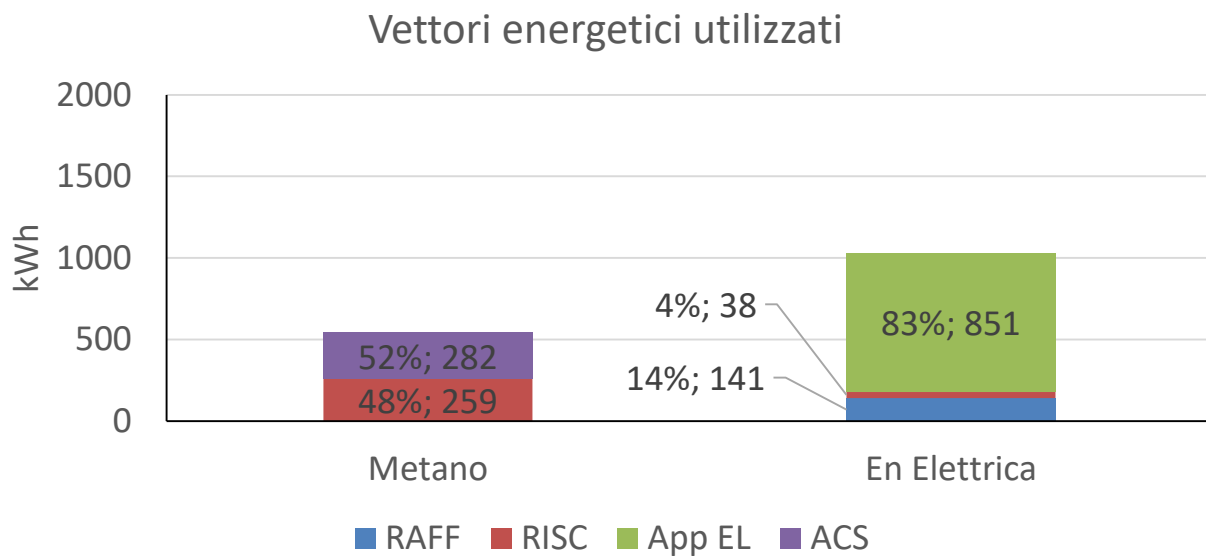


Figura 8. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (AI-CT-1).

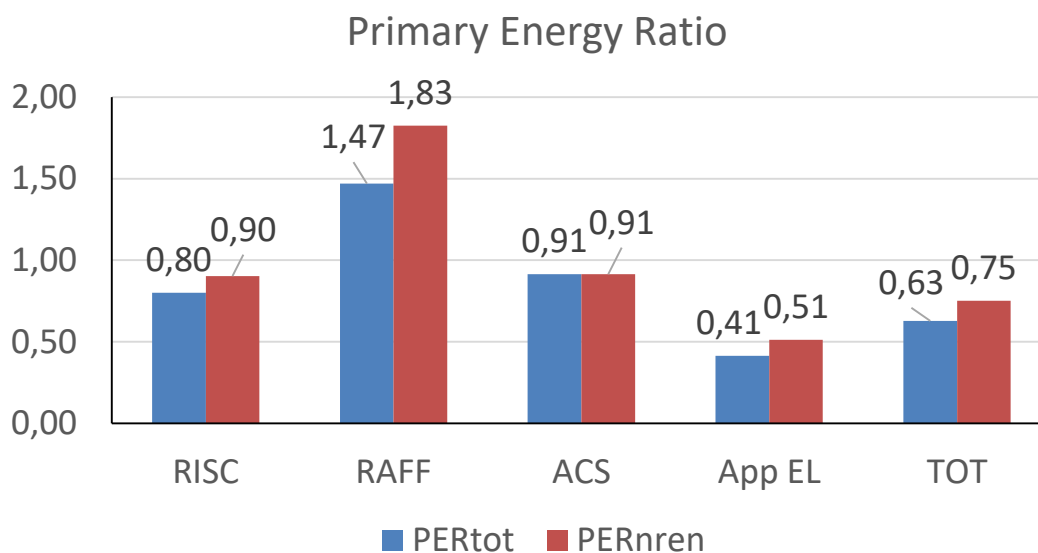


Figura 9. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (AI-CT-1).

Prestazione globale impianti per servizio

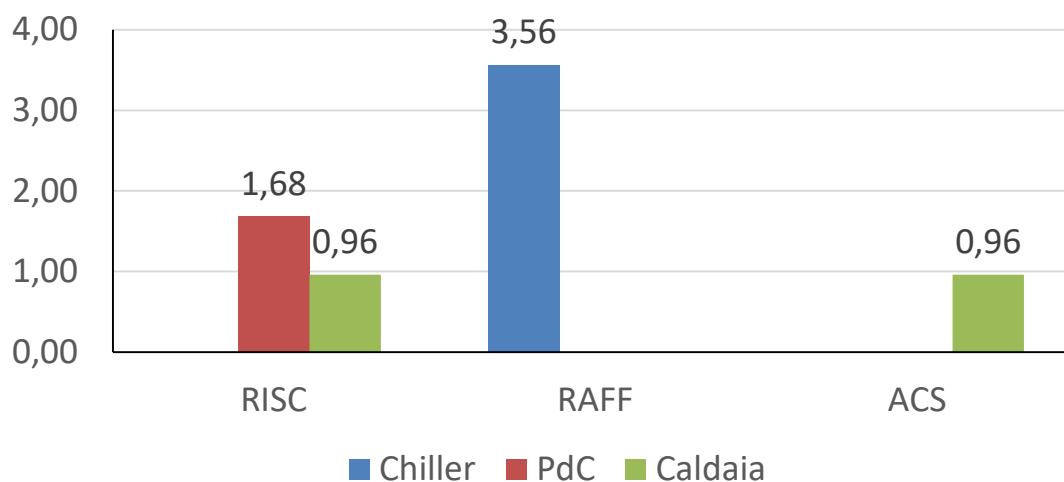


Figura 10. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo AI-CT-1).

Prestazione stagionale generatori

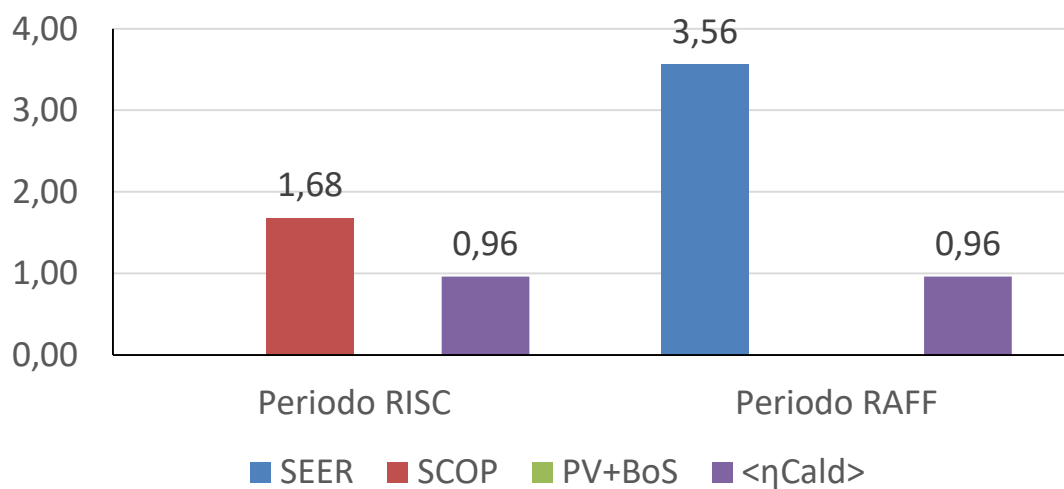


Figura 11. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (AI-CT-1).

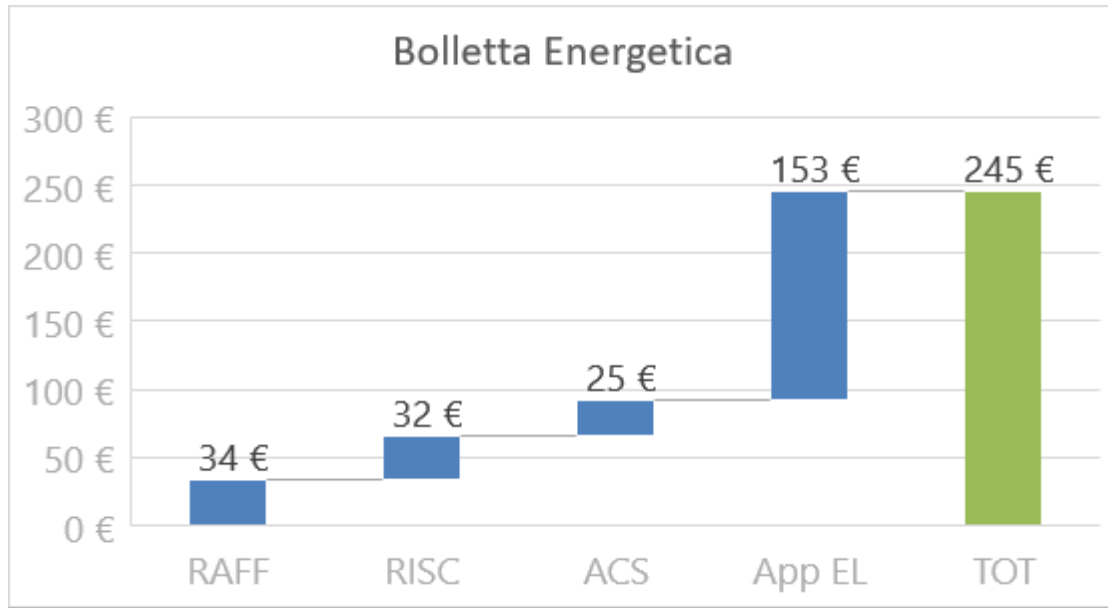


Figura 12. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (AI-CT-1).

La logica AI-CT-1 non consente di ottenere miglioramenti sul funzionamento del sistema ibrido. Anzi, rispetto alla configurazione AI-CT-0, notiamo che il valore di $PER_{nren,RISC}$ è addirittura diminuito (da 0.91 a 0.90). Lo scostamento rispetto alla soluzione AI-CT-0 (ovvero, “solo caldaia”) è però trascurabile ed è da ricercarsi nella natura dell’algoritmo predittivo e nel fisiologico “errore di previsione”. Il controllore prova a far funzionare la pompa di calore in alcuni momenti prevedendo coefficienti di prestazioni superiori al $COP_{conv,energ}$, ovvero 1.78, ma nella mezz’ora successiva si accorge che le prestazioni sono insufficienti e quindi preferisce attivare la caldaia. Di fatto, la Figura 8 conferma il limitato utilizzo della pompa di calore e come anche l’algoritmo predittivo fornisca dei risultati in pratica coincidenti con la configurazione AI-CT-0, a causa dei limiti dovuti all’alta parzializzazione del carico e all’elevata temperatura di mandata ai radiatori.

2.3.1.3 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2)

In questa strategia di controllo, il controllore avanzato è analogo a quello scelto per il controllo AI-1, ma il criterio di scelta per l’attivazione del generatore di riscaldamento è su base economica. È stato quindi definito un COP di convenienza economica:

$$COP_{conv,eco} = \eta_{caldaia} \times \frac{c_{el}}{c_{gas}} \sim 2.56$$

in cui $\eta_{caldaia} = 0.96$ è il rendimento della caldaia (preso costante), $c_{el} = 0.24 \frac{€}{kWh}$ è il costo dell’energia elettrica (costante) e $c_{gas} = 0.09 \frac{€}{kWh}$ è il costo del gas naturale.

Gli indicatori di prestazione sono mostrati in Figura 13, Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17 e Figura 18. A causa dei bassi valori di prestazione della pompa di calore in accoppiamento con i terminali ad alta temperatura, la soglia di $COP_{conv,eco} = \eta_{caldaia}$ non viene mai superata, quindi per il servizio di riscaldamento viene usata sempre la caldaia. Nel caso in esame, non si verificano nemmeno le accensioni della pompa di calore a causa dell’“errore di predizione”, come discusso per la strategia di controllo AI-CT-1, in quanto il valore di soglia, $COP_{conv,eco}$, è più elevato rispetto al $COP_{conv,energ}$, (rispettivamente 2.56 e 1.78). Il predittore riesce quindi ad individuare in maniera più corretta il generatore da attivare. In breve, i risultati della strategia predittiva AI-CT-2, con obiettivo economico, coincidono con la strategia AI-CT-2, ovvero utilizzare la sola caldaia per il servizio di riscaldamento.

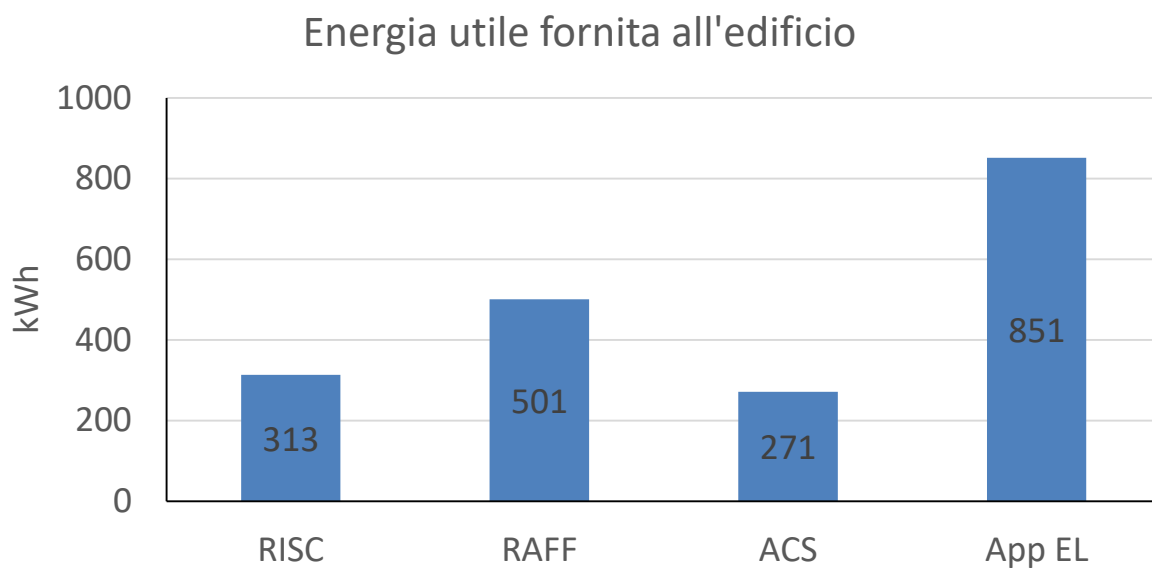


Figura 13. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (AI-CT-2).

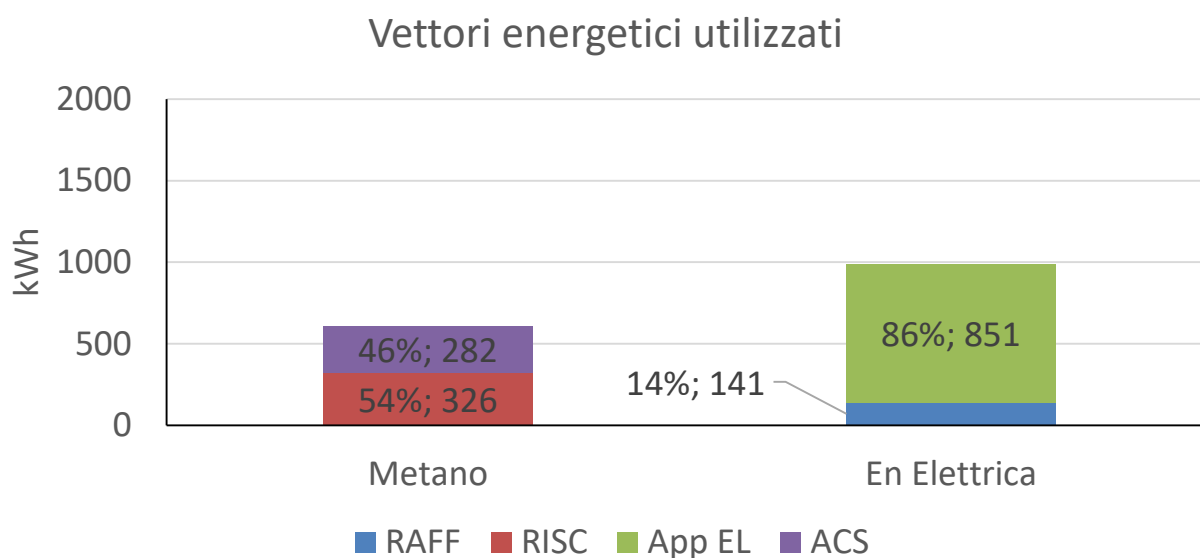


Figura 14. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (AI-CT-2).

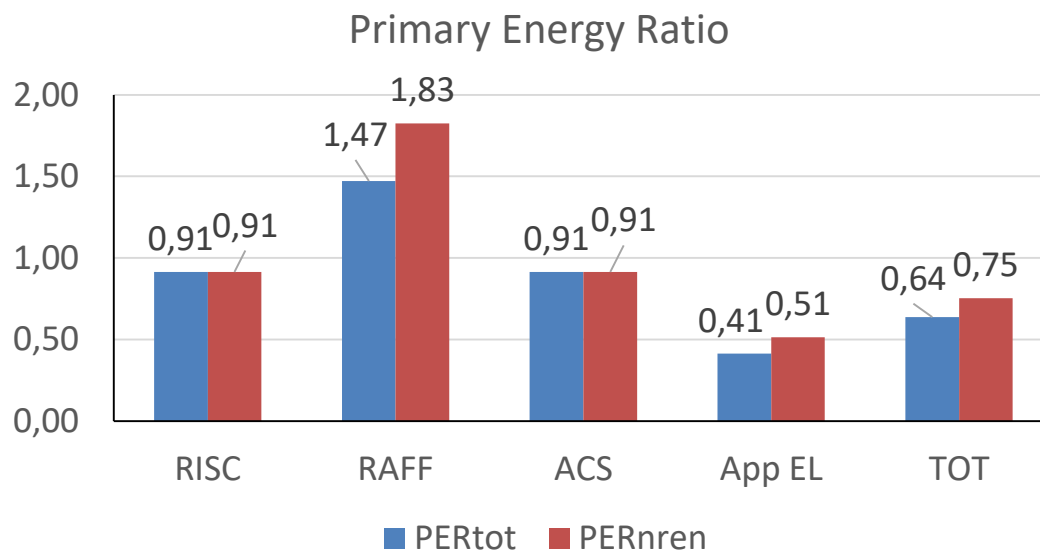


Figura 15. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (AI-CT-2).

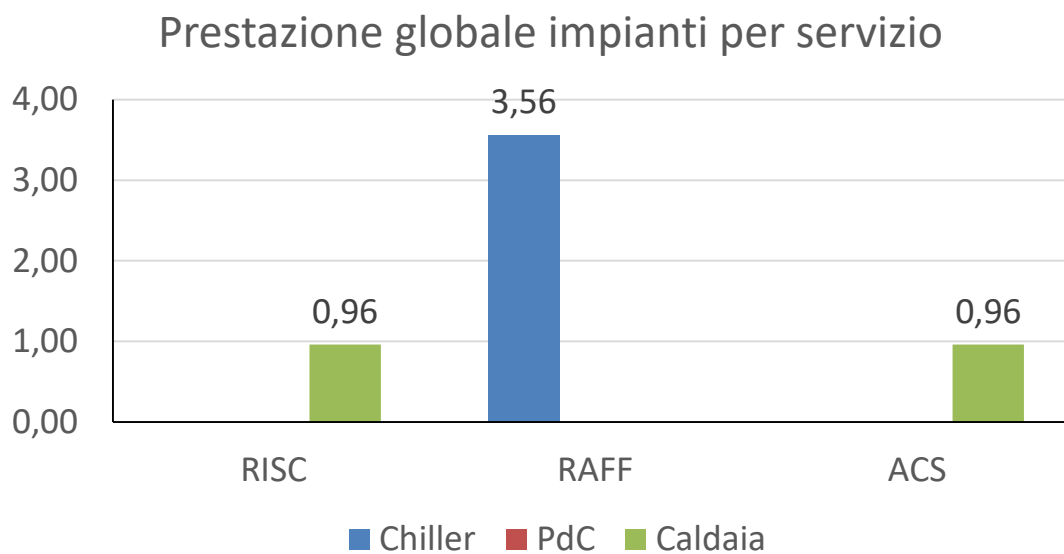


Figura 16. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo AI-CT-2).

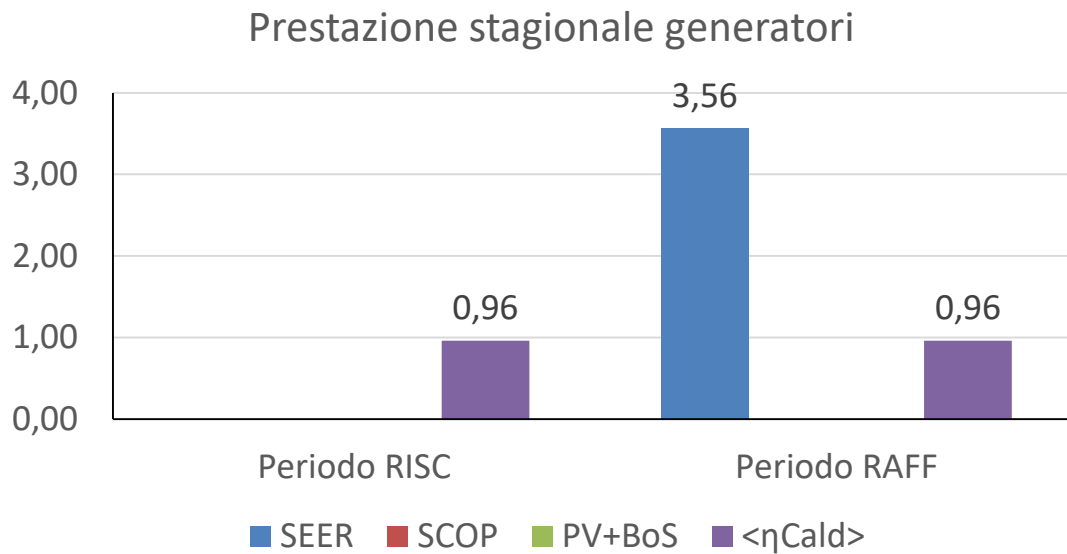


Figura 17. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (AI-CT-2).

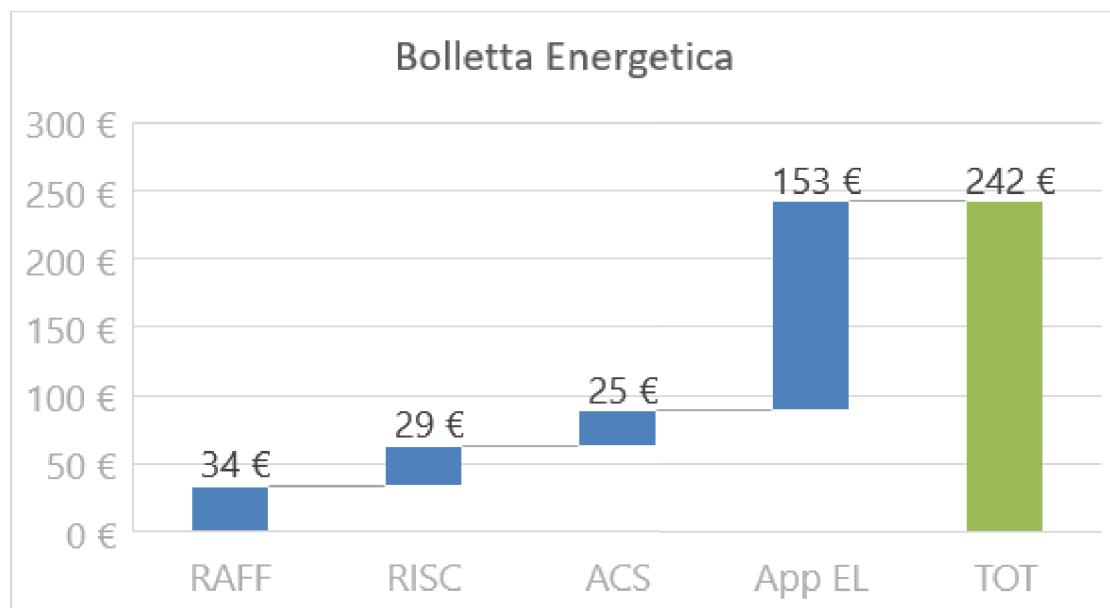


Figura 18. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (AI-CT-2).

2.3.1.4 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2 DR1)

Rispetto alla precedente simulazione, viene utilizzata sempre una logica di commutazione tra i generatori basata su convenienza economica, ma i costi dell'energia elettrica sono variabili secondo il profilo riportato nel paragrafo 2.2. Variando il prezzo dell'energia elettrica, anche il COP di convenienza economica assume diversi valori:

- nelle ore diurne e nei giorni feriali, $COP_{conv,eco}$ è pari a 3.2;
- nelle ore notturne dei giorni feriali e durante il fine settimana, $COP_{conv,eco}$ è pari a 1.6.

A causa delle ridotte prestazioni operative della pompa di calore, questa verrà ragionevolmente impiegata solo quando il costo dell'energia elettrica è basso, in modo da riuscire a superare il valore di 1.6.

Gli indicatori di prestazione sono riportati in Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22, Figura 23 e Figura 24. In questo contesto economico, il controllore predittivo con obiettivo economico sceglie di fornire tramite la pompa di calore il 21% del valore totale in Figura 19, ma le prestazioni della pompa di calore rimangono

comunque appena superiori al $COP_{conv,eco}$ nelle ore notturne (vedi Figura 22). I costi associabili al servizio di riscaldamento sono paragonabili al caso di controllo AI-CT-2, senza DR (si confronti Figura 18 e Figura 24), mentre diminuiscono quelli relativi al servizio di raffrescamento e per le utenze elettriche a causa della differente tariffazione nei momenti di consumo serali. La DR 1 sembra quindi un buono scenario di prezzo per la tipologia di utenza lavoratore, in quanto i prezzi ridotti dell'energia elettrica si verificano proprio in coincidenza dell'utilizzo dell'edificio.

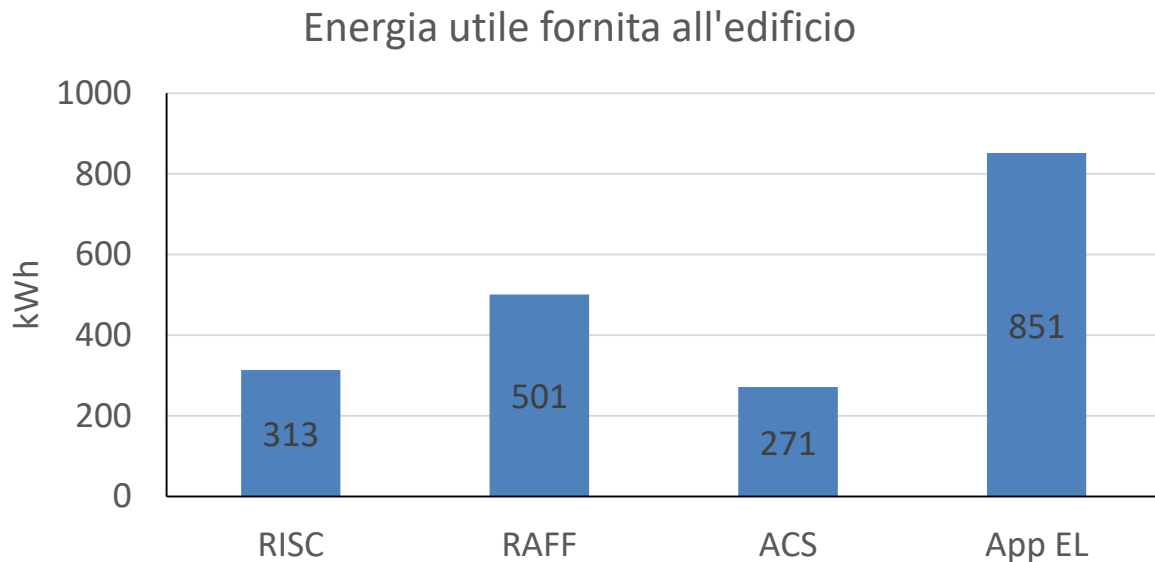


Figura 19. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (AI-CT-2 DR1).

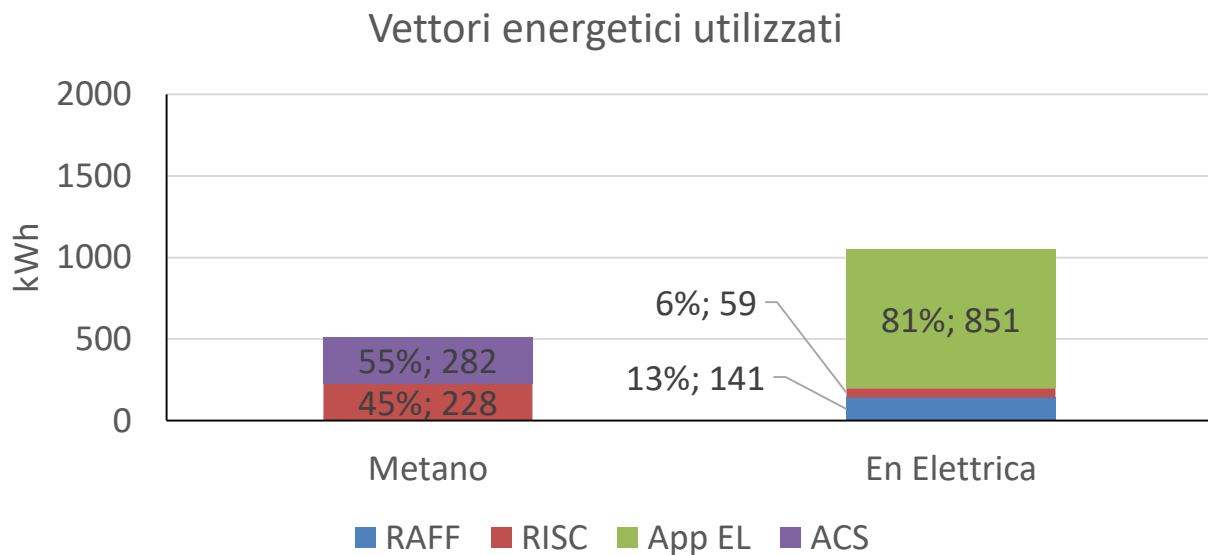


Figura 20. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (AI-CT-2 DR1).

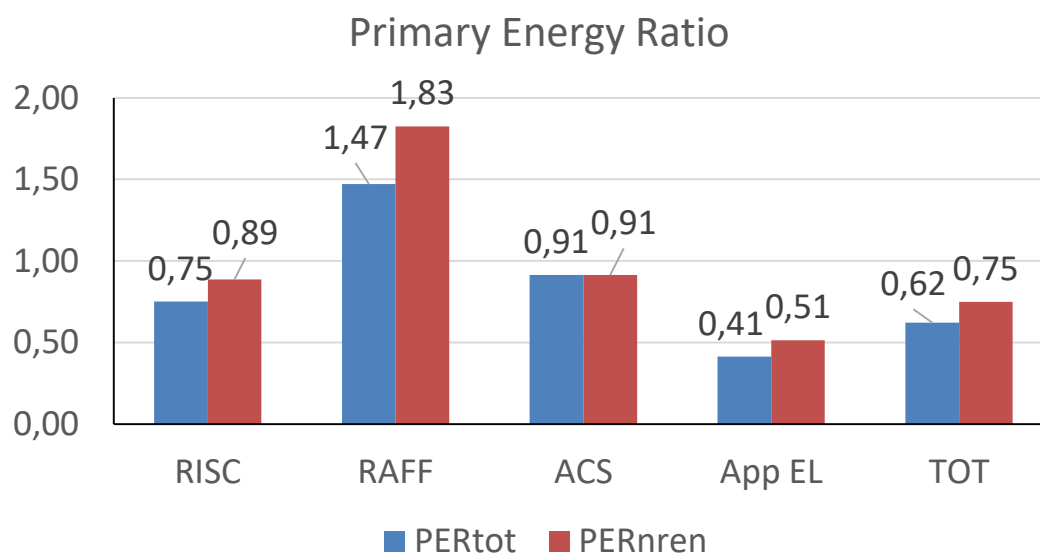


Figura 21. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (AI-CT-2 DR1).

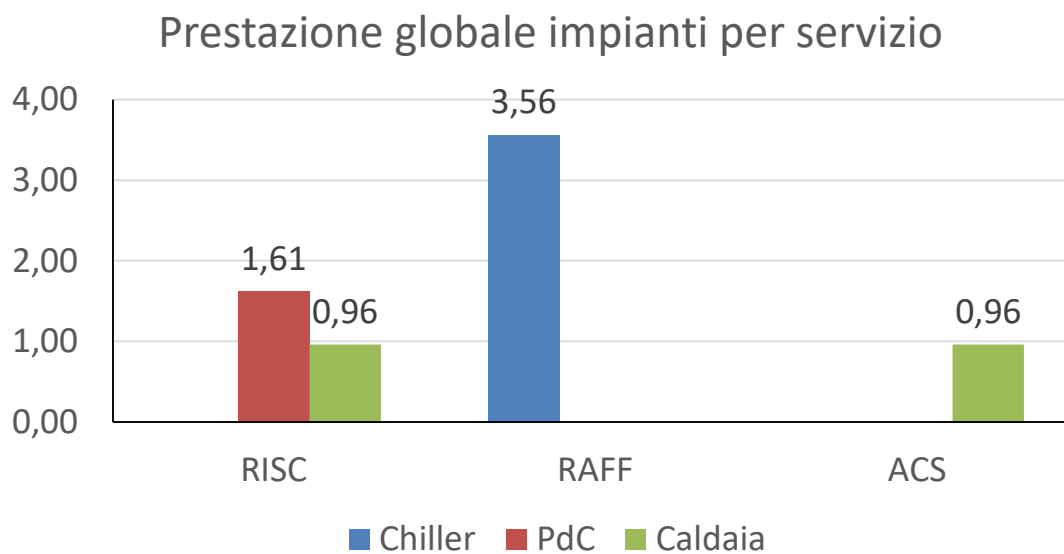


Figura 22. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo AI-CT-2 DR1).

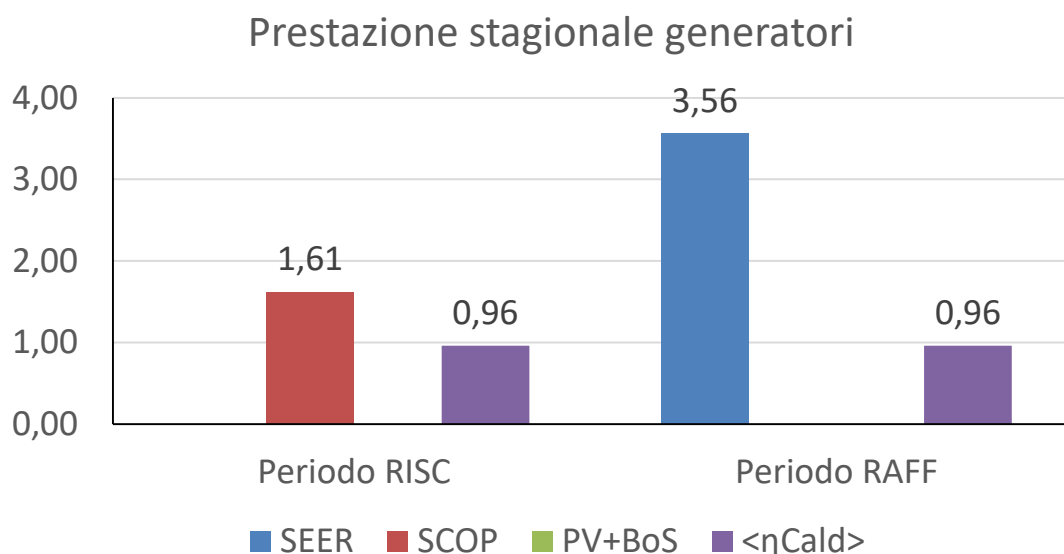


Figura 23. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (AI-CT-2 DR1).

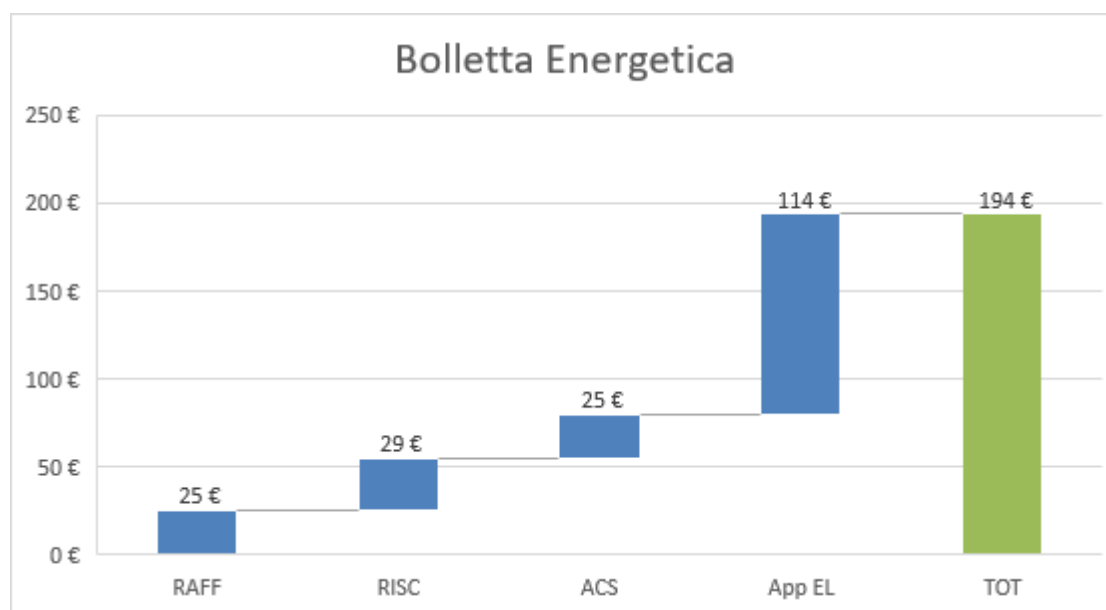


Figura 24. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (AI-CT-2 DR1).

2.3.1.5 Appartamento con controllo avanzato (AI-CT-2 DR2)

La logica di controllo implementata è analoga a quella del caso precedente, ovvero quella di un controllore predittivo con obiettivo economico. Sono tuttavia diverse le fasce di prezzo dell'energia elettrica (si veda paragrafo 2.2): in questo caso la pompa di calore, per risultare accesa, deve superare il $COP_{conv,eco}$ che è pari a 1.6 nelle ore diurne e 3.2 nelle ore notturne. Tutti gli indicatori di prestazione sono riportati in Figura 25, Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30.

Poiché il profilo di utenza lavoratore concentra le richieste di riscaldamento soprattutto nelle ore notturne e nei fine settimana, la pompa di calore ha costi favorevoli dell'energia elettrica solo in un limitato intervallo di tempo, ovvero quando l'edificio viene utilizzato, ma non è ancora entrata in vigore la fascia di prezzo notturna. Il controllore predittivo attiva la pompa di calore in questi momenti andando a soddisfare circa il 30% del calore totale ceduto all'edificio. In questi momenti, il coefficiente di prestazione per riscaldamento è di poco superiore al limite di convenienza, con uno scarto comunque marginale (1.63 contro 1.6). Rispetto al caso AI-CT-2 DR1, la pompa di calore ha un assorbimento elettrico paragonabile, anche se in momenti

diversi della giornata, e quindi costi per il servizio di riscaldamento sono analoghi al caso AI-CT-2 e AI-CT-2 DR1. La differenza di spesa è dovuta agli altri carichi elettrici dell'edificio e al prezzo dell'energia quando questi si verificano.

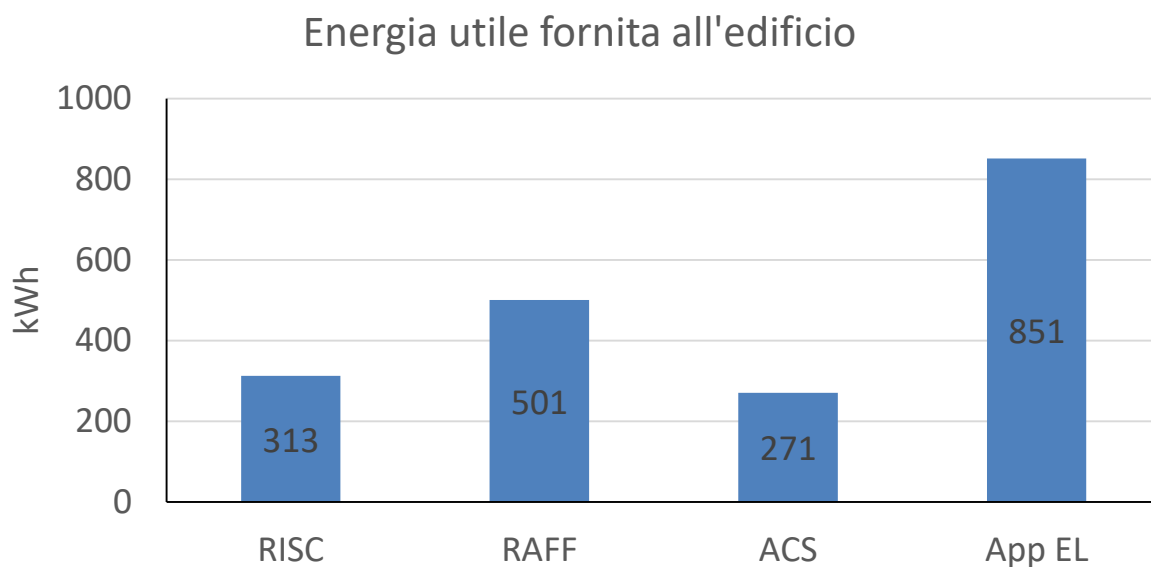


Figura 25. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (AI-CT-2 DR2).

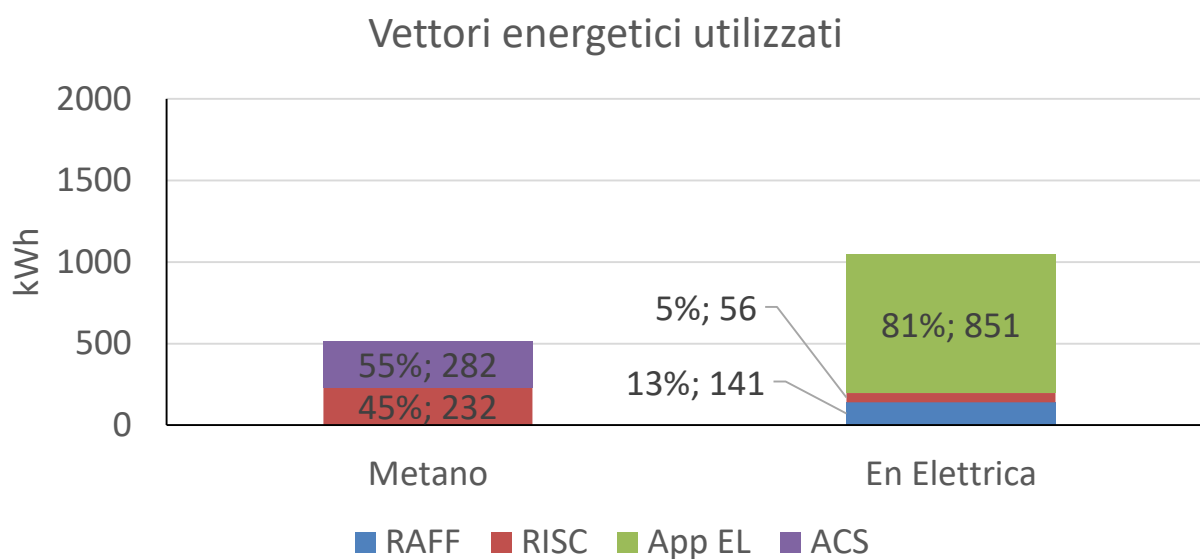


Figura 26. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (AI-CT-2 DR2).

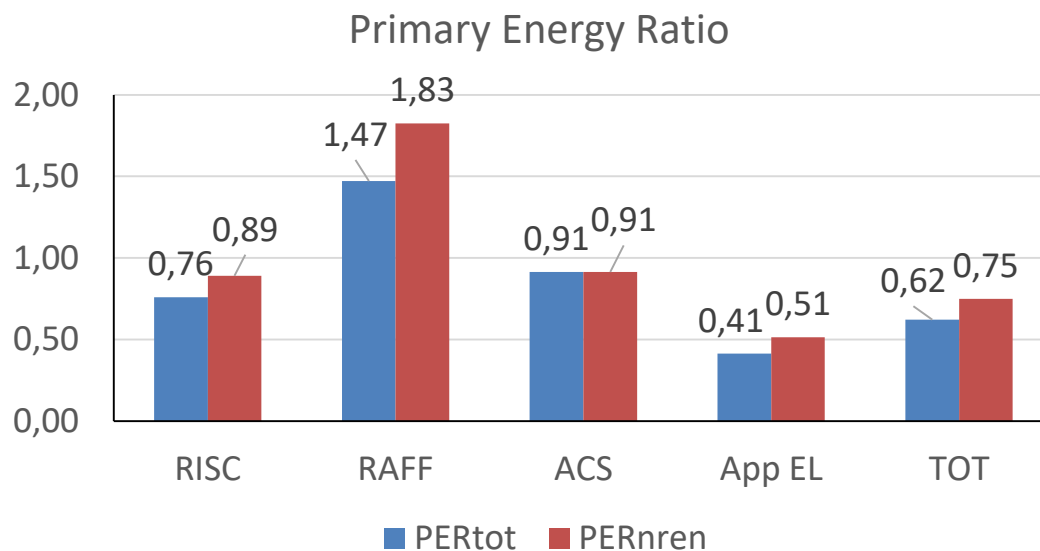


Figura 27. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (AI-CT-2 DR2).

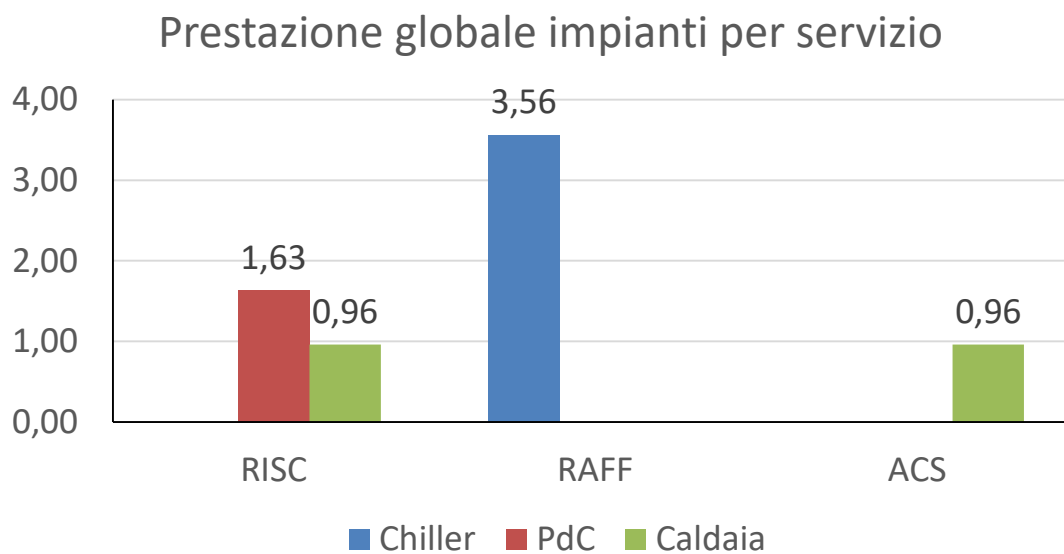


Figura 28. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo AI-CT-2 DR2).

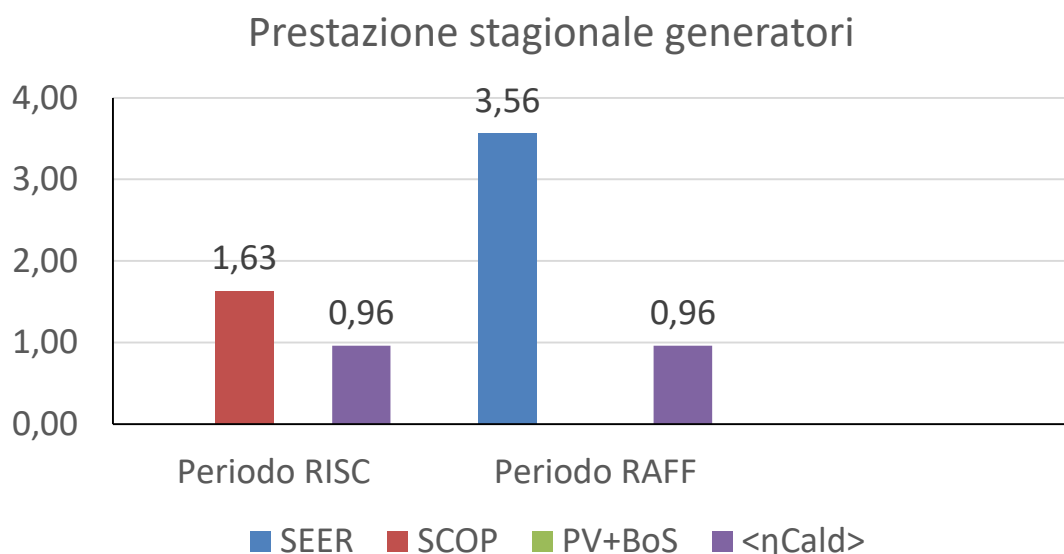


Figura 29. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (AI-CT-2 DR2).

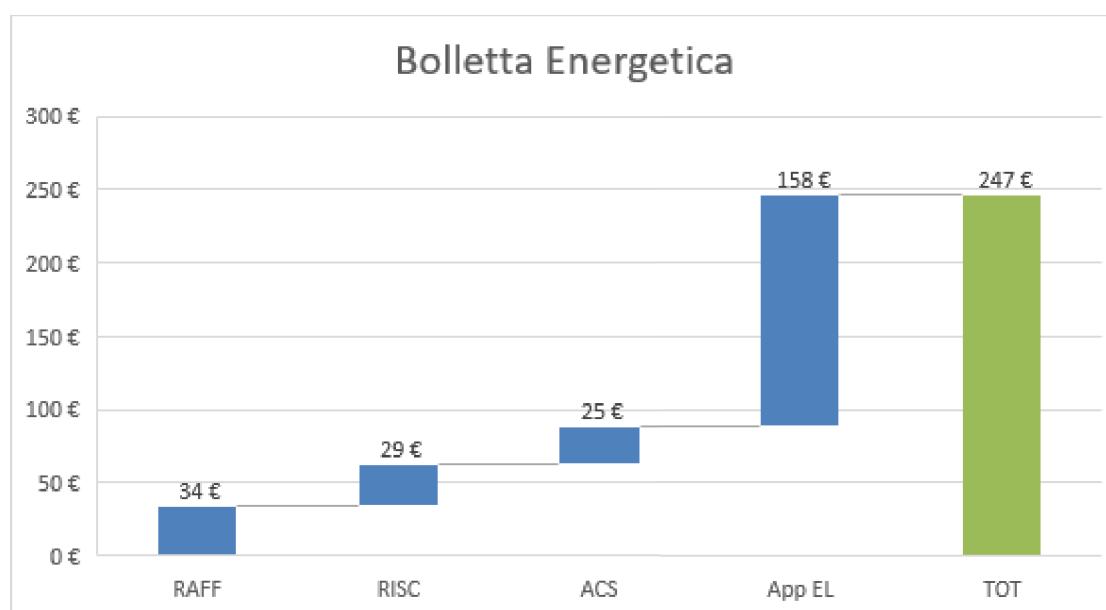


Figura 30. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (AI-CT-2 DR2).

2.3.1.6 Appartamento con utenza lavoratore a Catania: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

L'elemento di principale influenza nel caso studio "appartamento" è la presenza dei radiatori come terminali di impianto. In tutte e tre le principali strategie di controllo, AI-CT-0, AI-CT-1, AI-CT-2, la strategia di gestione ottimale corrisponde all'utilizzo della caldaia, sia dal punto di vista economico, sia energetico. Solo nel caso AI-CT-2 DR1 e AI-CT-2 DR2, i ridotti prezzi dell'energia elettrica in alcune ore del giorno e della settimana incrementano l'utilizzo della pompa di calore, sebbene a valori modesti del COP.

Per questo caso studio, è da sottolineare il ridotto impatto dei servizi di climatizzazione e produzione ACS rispetto ai carichi elettrici; questo comporta che lo scenario più favorevole sia quello AI-CT-2 DR1 per via del basso prezzo dell'elettricità nei momenti di utilizzo dell'edificio (serata e fine settimana).

Come linea guida per controlli semplificati in sistemi ibridi, si può concludere che per utenze con terminali ad alta temperatura, ridotto utilizzo dell'edificio (profilo "lavoratore"), assenza di contributo fotovoltaico, la strategia ottimale per il servizio di riscaldamento corrisponde nell'utilizzo della caldaia.

2.3.2 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Catania

2.3.2.1 Villa con controllo tradizionale (Vp-CT-0) – Caso benchmark

Come nel caso precedente, il controllo tradizionale utilizza la pompa di calore solo se la temperatura esterna è maggiore di un valore soglia (T_{switch}); per temperature inferiori, viene attivata la caldaia. I terminali di emissione (pannelli radianti) consentono di utilizzare temperature di mandata più vicine alla temperatura dell'ambiente da climatizzare e ottenere quindi buone prestazioni della pompa di calore. Il servizio di ACS, invece, viene assicurato tramite la presenza di un accumulo dedicato, del volume di 520 l, che deve essere mantenuto ad una temperatura tale da consentire l'erogazione del servizio in tutti i momenti della giornata. La temperatura di setpoint e relativa banda morta di regolazione che controlla le richieste di calore da parte dell'accumulo ACS sono pari rispettivamente a 50 °C (massima temperatura di erogazione [12]) e ± 2.5 K. La portata di erogazione di ACS viene riscaldata tramite apposito serpentino sanitario, alimentato con acqua a temperatura di acquedotto (15 °C). Il serbatoio può essere riscaldato alternativamente dalla pompa di calore o dalla caldaia a seconda della logica di commutazione del sistema. Nel caso di controllo tradizionale Vp-CT-0, la logica scelta è semplicemente basata sulla temperatura esterna (T_{switch}) e sull'eventuale richiesta contemporanea di riscaldamento:

- Se la temperatura esterna è maggiore o uguale a T_{switch} :
 - In caso di contemporanea richiesta per il servizio di riscaldamento e per il serbatoio per l'ACS, la pompa di calore riscalderà il serbatoio per ACS, supponendo che la temperatura esterna favorevole e il fattore di carico elevato possano portare a valori di COP favorevoli per il servizio energetico che ragionevolmente richiede la maggiore spesa energetica (vedi Figura 31);
 - In caso di richiesta di un solo servizio (riscaldamento o ACS), la pompa di calore soddisfa il servizio richiesto, mentre la caldaia rimane spenta;
- Se la temperatura esterna è minore di T_{switch} :
 - In caso di contemporanea richiesta per il servizio di riscaldamento e per il serbatoio per l'ACS, la pompa di calore viene attivata sul servizio di riscaldamento, in quanto le temperature più basse richieste ai terminali di emissione favoriscono un valore soddisfacente di COP anche in presenza di clima rigido;
 - In caso di richiesta unica di un solo servizio (riscaldamento o ACS), la caldaia soddisfa il servizio richiesto.

La pompa di calore viene utilizzata anche come chiller in estate, fornendo il servizio di raffrescamento all'edificio tramite i pannelli radianti, con temperatura di mandata fissa (15 °C). Può comunque essere utilizzata come generatore per riscaldare l'accumulo di ACS, in alternativa alla caldaia. La logica di controllo tradizionale implementata prevede che la pompa di calore dia priorità al servizio di raffrescamento, in quanto unico generatore in grado di soddisfare tale servizio:

- Se ci si trova nelle ore di predisposizione all'accensione del chiller (indipendentemente se venga fornito o meno il servizio), la caldaia soddisfa le richieste provenienti dal serbatoio di ACS;
- Se invece ci si trova al di fuori delle ore di predisposizione all'accensione del chiller, la pompa di calore soddisfa le richieste provenienti dal serbatoio di ACS.

Nel caso della villetta, viene considerata la produzione elettrica proveniente da 12 m² di moduli fotovoltaici per diminuire la richiesta di energia elettrica dalla rete. La produzione solare contribuisce al soddisfacimento dei carichi elettrici (apparecchiature) e alle richieste di energia della pompa di calore per tutti e tre i servizi: riscaldamento, raffrescamento e produzione ACS.

Come nel caso AI-CT-0, il valore di T_{switch} è stato ottimizzato in termini energetici ed economici. In questo caso studio, la temperatura ottima è risultata essere pari alla temperatura di progetto dell'edificio; in altre

parole, la logica individuata favorisce l'utilizzo della pompa di calore quanto più possibile, compatibilmente con le richieste di calore provenienti dal serbatoio ACS, a cui viene data priorità.

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 31, Figura 32, Figura 33, Figura 34, Figura 35, Figura 36 e Figura 37.

A differenza del caso studio appartamento, la pompa di calore funziona con una temperatura media di mandata di circa 27 °C e una temperatura media esterna di circa 8 °C. Di conseguenza, le prestazioni per il servizio di riscaldamento sono elevate, $SCOP \sim 4.7$. La pompa di calore è praticamente il generatore esclusivo per il servizio di riscaldamento (vedi Figura 32), in quanto la caldaia viene accesa solo nel caso di contemporanea richiesta di calore da parte dell'edificio e del serbatoio ACS. Per quanto riguarda quest'ultimo servizio, la pompa di calore soddisfa la maggior parte delle richieste nel periodo invernale, il quale risulta relativamente breve in Zona C (15 novembre – 31 marzo). La maggior parte delle richieste di calore dal serbatoio ACS avvengono nel periodo convenzionale estivo (1° aprile – 15 novembre) e sono quindi soddisfatte dalla caldaia (vedi Figura 32), in accordo alla logica di controllo Vp-CT-0. Le prestazioni energetiche per questo servizio sono basse ($SCOP_{ACS} \sim 1.2$ e $\eta_{c,ACS} \sim 0.6$, vedi Figura 34) a causa delle elevate temperature di mandata necessarie a riscaldare l'accumulo (~ 51 °C) e delle perdite del serbatoio stesso, incluse nel calcolo dello $SCOP_{ACS}$ e del rendimento della caldaia. Le prestazioni per raffrescamento risultano invece favorevoli ($SEER \sim 5.6$).

Il rendimento medio annuale BOS del sistema fotovoltaico (comprendente i moduli, sistema MPPT e inverter) è di circa il 13% (Figura 35). Come si nota dal bilancio in Figura 36, l'energia elettrica da fonte solare in ingresso al sistema è circa il 59% del totale (2739 kWh sul totale 4643 kWh), di questa, il 32% viene autoconsumata, mentre la rimanente parte viene ceduta in rete (1856 kWh). Ricordiamo che nel caso studio non sono presenti accumuli elettrochimici. Il contributo solare è confermato dai valori di PER riportati in Figura 33. Ad esempio, il valore elevato del PER_{nren} per raffrescamento, associato ad un valore 3.6 volte minore di PER_{tot} per lo stesso servizio, dimostra che l'energia elettrica utilizzata dal chiller per il servizio è in gran parte attribuibile a fonti rinnovabili.

Nel complesso, i costi operativi annuali sono dovuti per la maggior parte al servizio di produzione ACS e ai carichi elettrici, mentre quelli relativi alle richieste di riscaldamento e raffrescamento sono marginali grazie all'elevata efficienza dell'involucro, agli elevati valori di $SCOP$ e $SEER$ e al contributo fotovoltaico. I ricavi conseguenti la vendita di energia elettrica sono pari a circa il 35% della spesa totale.

L'ottimizzazione della temperatura di commutazione, T_{switch} , comporta miglioramenti rispetto all'utilizzo di un valore standard per la commutazione tra i generatori (es. $T_{switch} = 7$ °C), sia per quanto riguarda i costi (415 € rispetto a 425 €) che per quanto riguarda l'energia primaria globale non rinnovabile utilizzata (5810 kWh rispetto a 6070 kWh).

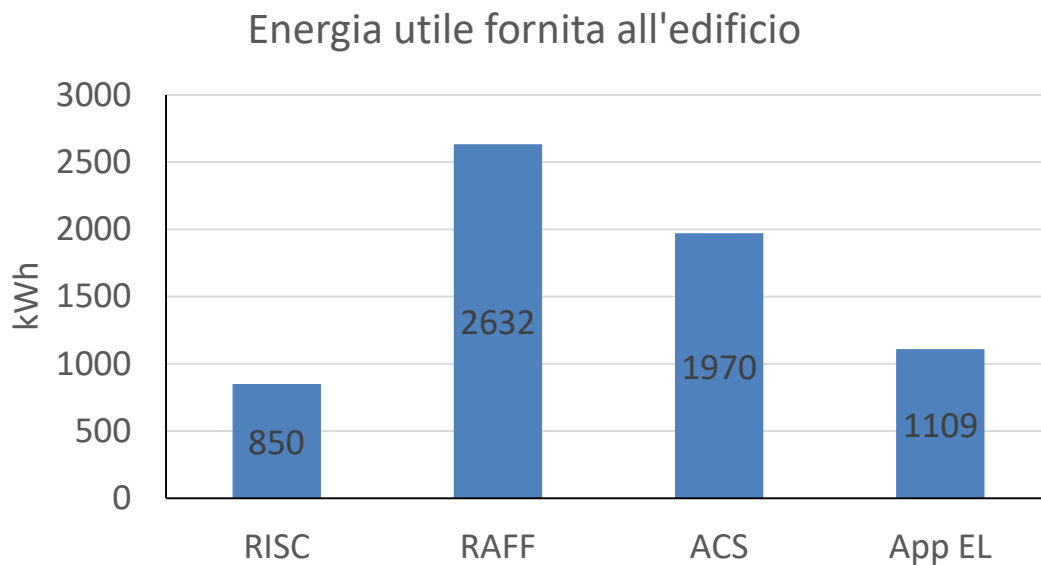


Figura 31. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-CT-0).

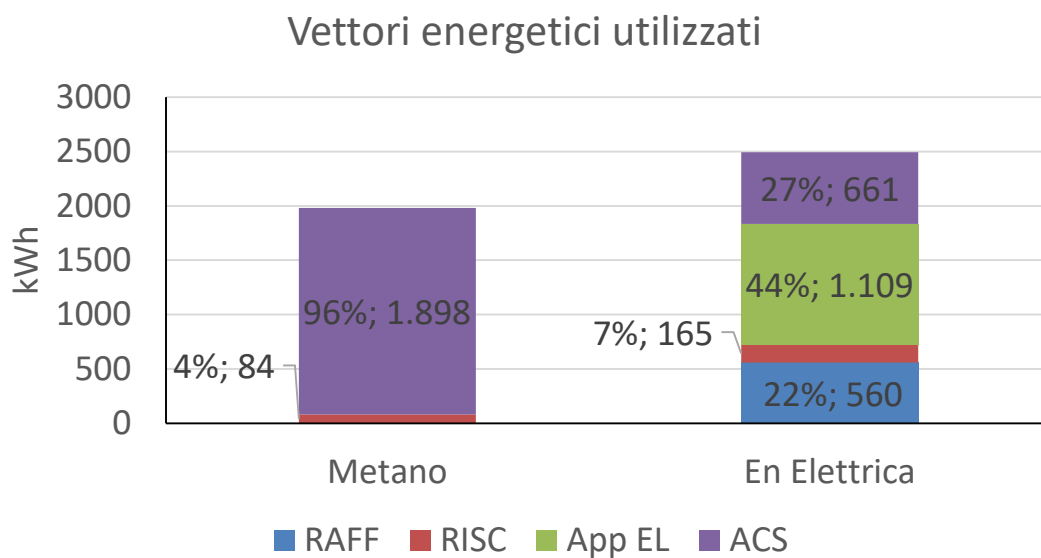


Figura 32. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-CT-0).

Primary Energy Ratio

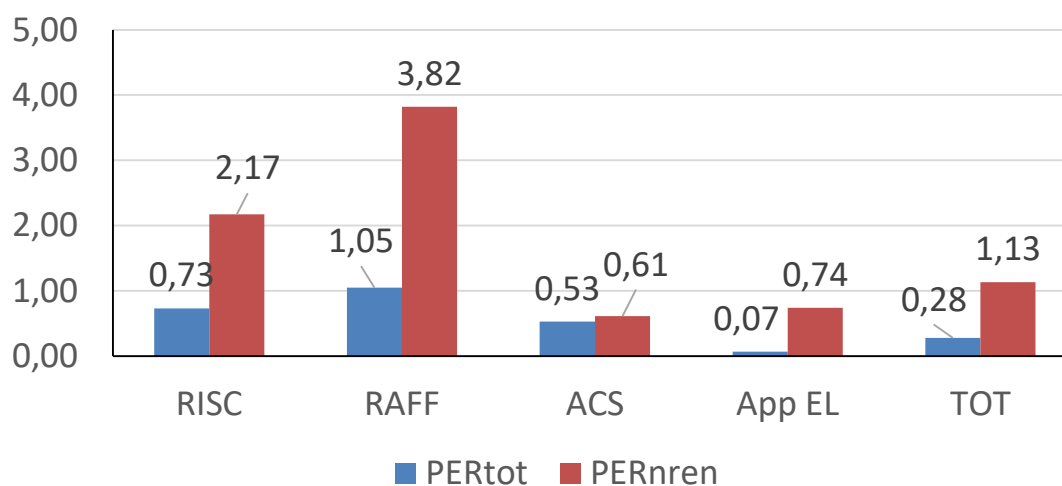


Figura 33. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-CT-0).

Prestazione globale impianti per servizio

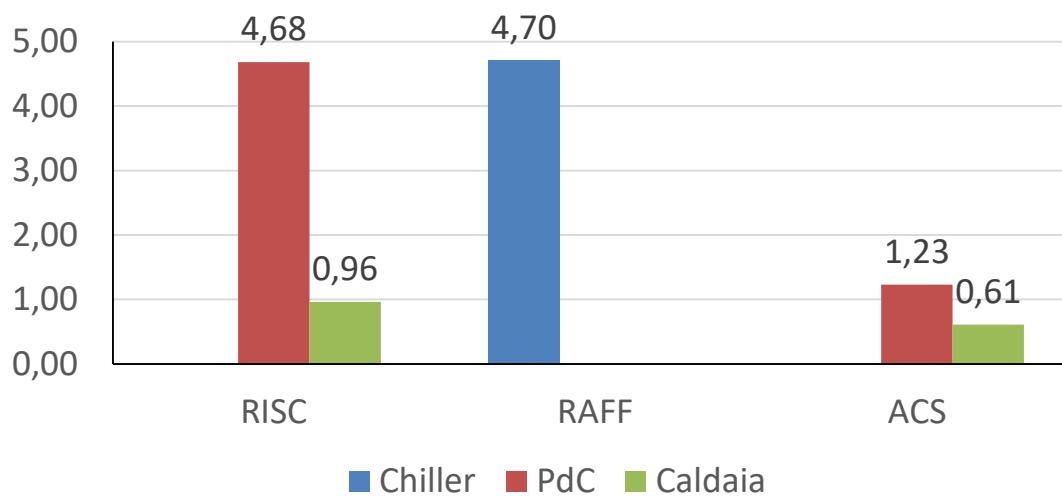


Figura 34. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-CT-0).

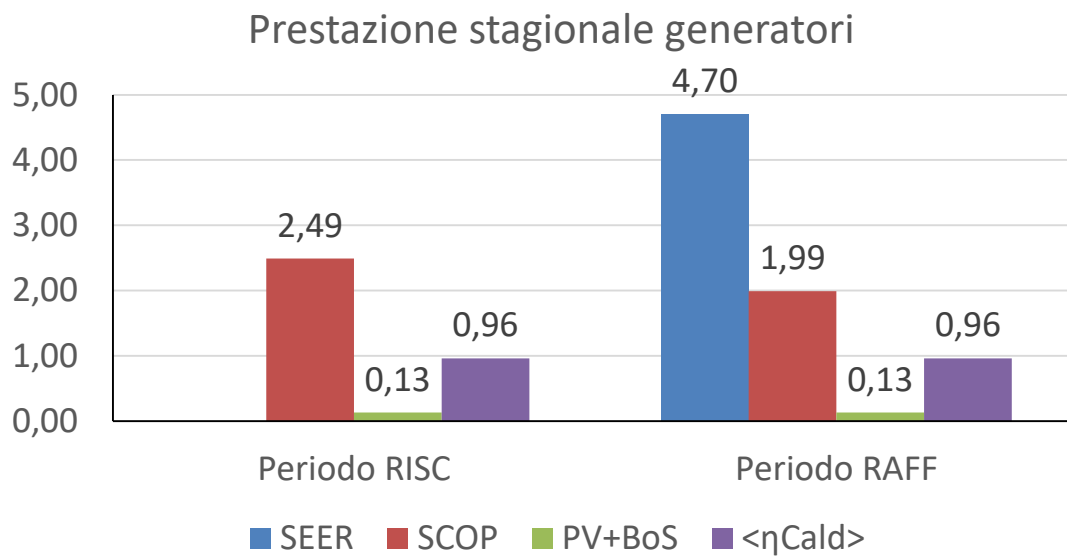


Figura 35. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-CT-0).

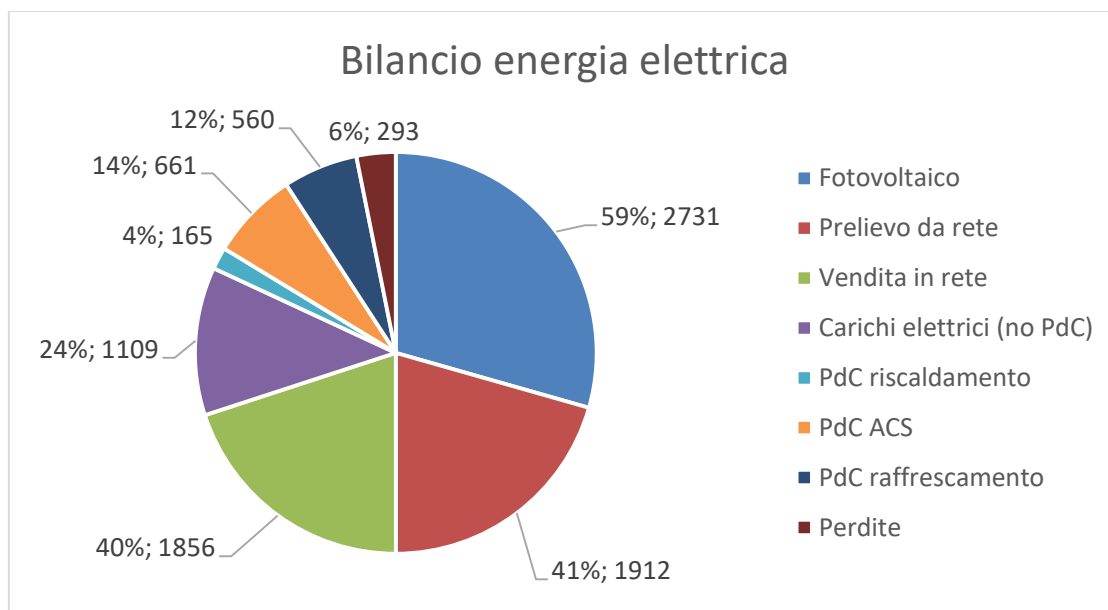


Figura 36. Bilancio energia elettrica (Vp-CT-0).

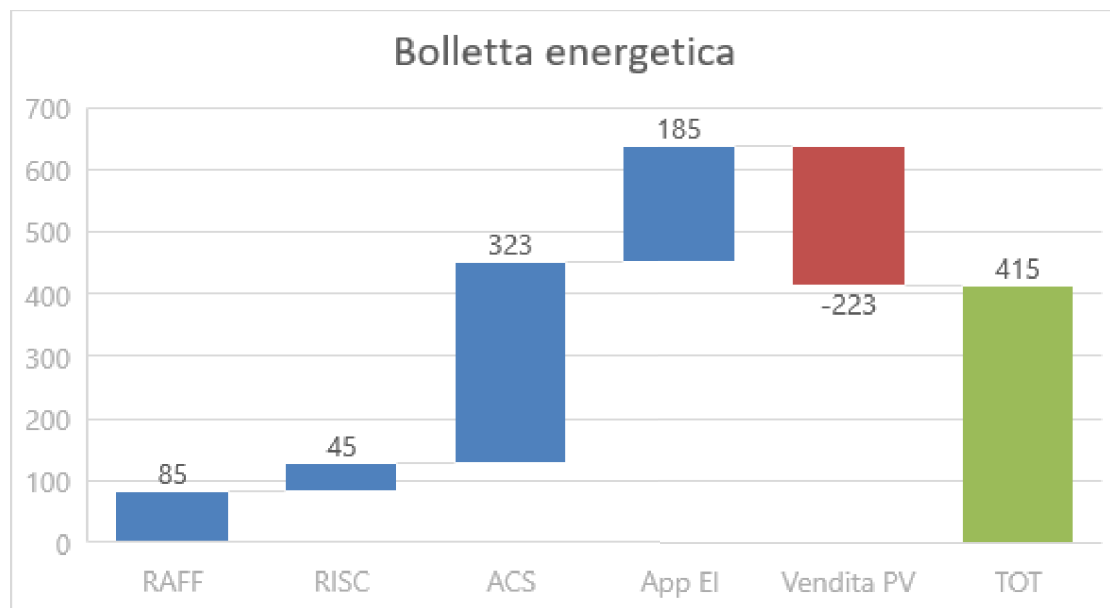


Figura 37. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-CT-0).

2.3.2.2 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-1)

La logica di controllo Vp-CT-1 decide quale generatore impiegare per il servizio di riscaldamento e ACS sulla base della previsione di minima energia primaria non rinnovabile globale richiesta dall'edificio. Attraverso un controllo predittivo su una finestra temporale di mezz'ora, vengono stimati e confrontati i consumi di energia che si verificherebbero nel caso che la pompa di calore sia destinata al fabbisogno di ACS, la caldaia al riscaldamento e viceversa. Il controllore considera anche la prevista produzione da fotovoltaico, che, se presente, va a diminuire la quota di energia primaria non rinnovabile in ingresso dalla rete elettrica.

È inoltre presente una logica di precarica dell'accumulo, la quale riscalda il serbatoio a temperature maggiori cercando di "immagazzinare" quanta più energia prodotta dal sistema fotovoltaico possibile e allo stesso tempo di limitare le perdite dell'accumulo. Durante la precarica, il setpoint del serbatoio viene aumentato a $53\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1\text{ K}$. Nel resto della giornata, il setpoint rimane $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2.5\text{ K}$. Le fasce orarie in cui viene effettuata la precarica sono state ottimizzate sulla base dei consumi di energia primaria non rinnovabile.

L'algoritmo di controllo previsionale implementato, ogni mezz'ora, è il seguente:

1. viene calcolata l'energia fornita ai terminali di riscaldamento nell'ora precedente, la temperatura media di mandata nell'ora precedente, la temperatura media esterna nell'ora precedente;
2. viene stimata la richiesta di energia dall'edificio per apparecchiature elettriche, sulla base dei consumi nella stessa mezz'ora del giorno precedente;
3. viene stimata la produzione utile da moduli fotovoltaici, considerando la produzione media avvenuta nell'ora precedente a valle del sistema MPPT e dell'inverter;
4. sulla base del calcolo al punto 1, viene stimato l'eventuale *COP* di funzionamento della pompa di calore in modalità riscaldamento (o raffrescamento) o per ricarica del serbatoio ACS;
5. viene stimata la quantità di energia elettrica da rete e di metano richiesta nella successiva mezz'ora a seconda che la pompa di calore sia dedicata al servizio di riscaldamento (o raffrescamento) e la caldaia sia dedicata alla ricarica del serbatoio di ACS;
6. viene stimata la quantità di energia elettrica da rete e di metano richiesta nella successiva mezz'ora a seconda che la pompa di calore sia dedicata al servizio di ACS (se richiesto) e la caldaia sia dedicata al servizio di riscaldamento;
7. vengono confrontati i consumi di energia primaria non rinnovabile calcolati al punto 5 e punto 6, per scegliere quello più conveniente.

Va precisato che l'algoritmo ha bisogno di almeno un'ora di funzionamento dell'impianto per eseguire la previsione del COP della pompa di calore. Per questo motivo, dopo un periodo di spegnimento più lungo di 60 minuti, viene attivata di default la caldaia. Inoltre, la stima del consumo di energia primaria per la ricarica dell'accumulo da parte della pompa di calore viene effettuata solo se la temperatura del serbatoio di ACS è inferiore a 48 °C, presupponendo di essere quindi nelle vicinanze di una richiesta di ricarica del serbatoio, o se siamo in una fascia oraria predisposta alla precarica dell'accumulo. In questo caso le prestazioni della pompa di calore vengono valutate considerando la temperatura di mandata a 55 °C e la temperatura media esterna dell'ora precedente:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

Al contrario, se la temperatura del serbatoio di ACS è maggiore di 48 °C o se non siamo in una fascia oraria predisposta alla precarica dell'accumulo, vengono confrontate le energie primarie necessarie alla pompa di calore e alla caldaia per soddisfare la sola richiesta di riscaldamento valutata sulla base della media nell'ora precedente, usando il COP medio dell'ora precedente per la pompa di calore e il valore fisso di 0.96 per la caldaia:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

Nella stagione estiva, viene mantenuta l'indisponibilità della pompa di calore a fornire il servizio di ricarica e precarica del serbatoio negli orari di predisposizione al servizio di raffrescamento. Negli orari, invece, di non predisposizione, viene utilizzata anche in questo caso la logica di minimizzazione dell'utilizzo dell'energia primaria, valutata in riferimento al solo servizio di ACS:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 38, Figura 40, Figura 40, Figura 41, Figura 42, Figura 43 e Figura 44.

L'ottimizzazione degli orari per la precarica ha individuato la fascia oraria dalle 10.00 alle 16.30, andando a massimizzare la quota solare utilizzata.

Rispetto al caso Vp-CT-0, la pompa di calore aumenta l'energia fornita al serbatoio di ACS (1150 kWh contro i precedenti 813 kWh), mentre la caldaia diminuisce il suo contributo (847 kWh contro i precedenti 1158 kWh) confermando come, in presenza di fotovoltaico, la pompa di calore risulti il generatore con meno consumo energetico non rinnovabile, anche in caso di bassi coefficienti di prestazione ($SCOP_{ACS} \sim 1.4$). La stessa indicazione si può ottenere dall'indice $PER_{nren,ACS}$ (vedi Figura 40) che aumenta da 0.61 nel caso Vp-CT-0 a 0.84. La logica di controllo Vp-CT-1 tende a dedicare la pompa di calore al servizio di ACS, quindi, per il servizio di riscaldamento, viene impiegata maggiormente la caldaia (vedi ancora Figura 40), causando una riduzione del $PER_{nren,RISC}$ (1.37 contro i precedenti 2.17). Tuttavia, le ridotte richieste di riscaldamento rispetto a quelle di ACS comportano un generale miglioramento energetico di tutto l'edificio, con l'indice globale PER_{nren} che aumenta da 1.13 nel caso Vp-CT-0 a 1.27. L'aumento di questo indice è confermato anche dall'aumento dell'energia elettrica proveniente dal fotovoltaico che viene maggiormente autoconsumata (da 875 kWh nel caso Vp-CT-0 a 1197 kWh, +37%).

Le prestazioni con cui la pompa di calore effettua il servizio di riscaldamento e raffrescamento rimangono favorevoli grazie all'uso dei pannelli radianti (vedi Figura 41, $SCOP_{RISC} \sim 4.4$ e $SCOP_{RAFF} \sim 4.7$). L'energia utile fornita per riscaldamento è pari a 397 kWh per la caldaia e 463 kWh per la pompa di calore. Le due quote

non sono troppo distanti a causa del funzionamento dell'algoritmo predittivo, che ha sempre bisogno di almeno 60 minuti di funzionamento dell'impianto per attivarsi, altrimenti il generatore scelto è la caldaia. In questo caso studio, dove il carico di riscaldamento è relativamente ridotto e intermittente, il periodo di funzionamento dei generatori può risultare analogo.

Rispetto al caso Vp-CT-0, si nota in Figura 44 un aumento dei costi per riscaldamento (+35%), ma una diminuzione complessiva dei costi pari all'8% grazie alla riduzione della spesa per ACS (236 € contro 323 € nel caso Vp-CT-0), dovuti principalmente all'implementazione ottimizzata della logica di precarica, che aumenta il contributo solare e diminuisce la quantità di energia acquistata in rete (1679 kWh rispetto ai 1912 kWh del caso Vp-CT-0).

Rispetto ad un controllo di tipo predittivo, ma senza prevedere la precarica dell'accumulo, l'energia primaria non rinnovabile utilizzata sarebbe aumentata del 17 % (da 5191 kWh a 6072 kWh) e i costi totali dell'8 % (da 383 a 409). La precarica durante le ore centrali della giornata favorisce anche l'autoconsumo: a parità di condizioni, l'energia elettrica venduta in rete diminuisce infatti del 17%.

Energia utile fornita all'edificio

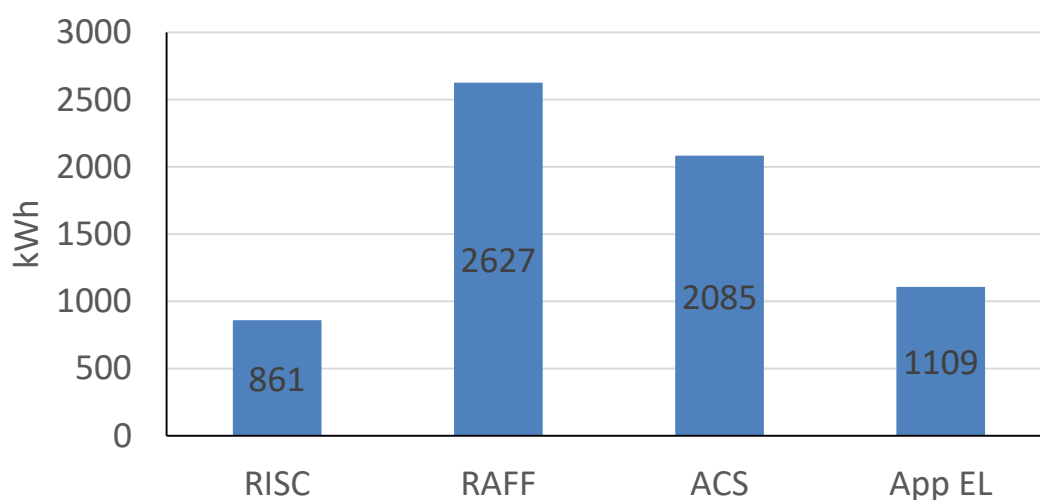


Figura 38. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-CT-1).

Vettori energetici utilizzati

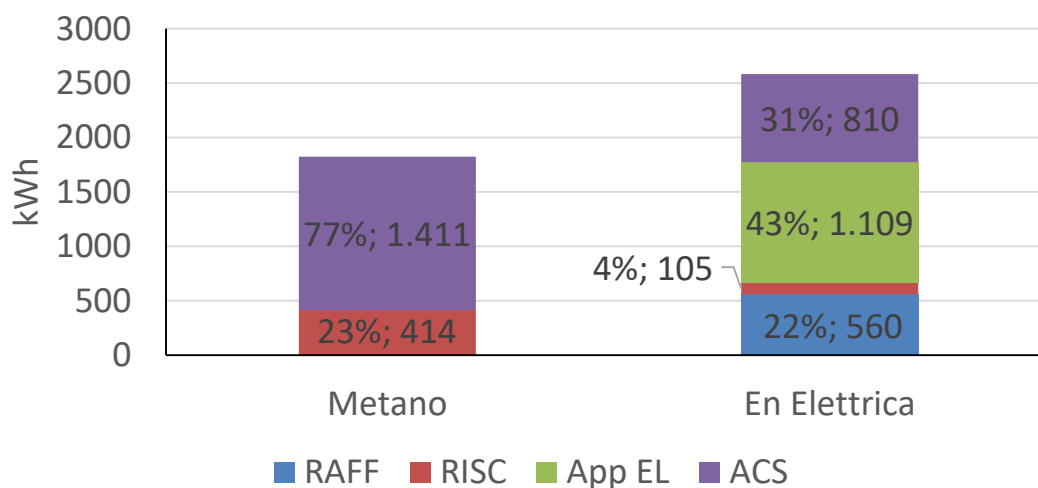


Figura 39. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-CT-1).

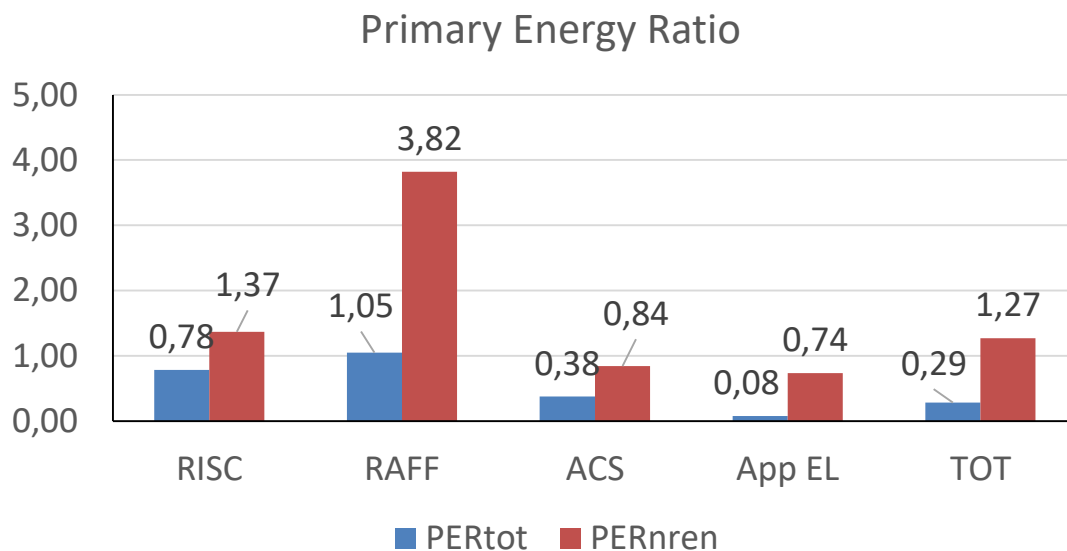


Figura 40. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-CT-1).

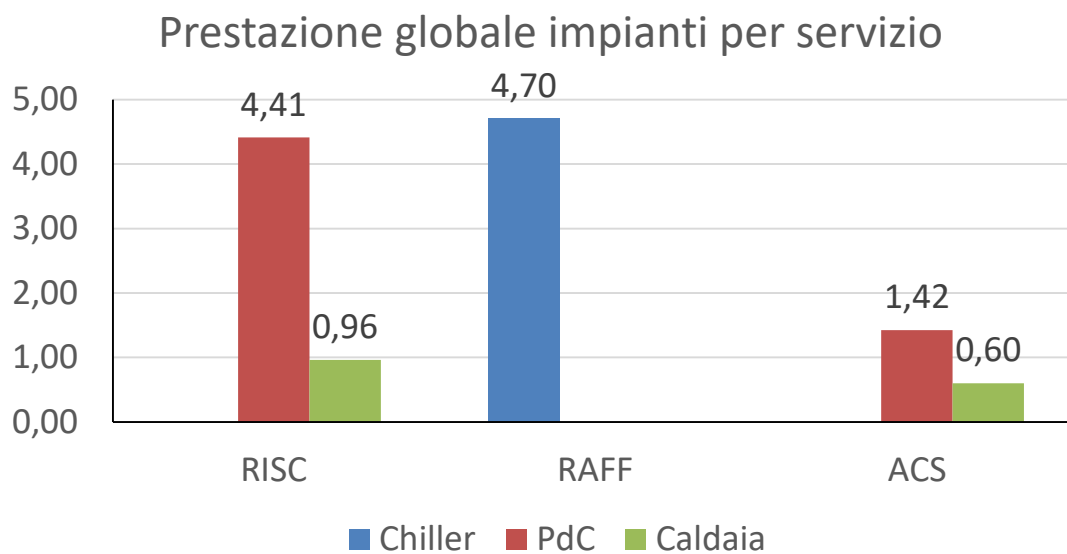


Figura 41. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-CT-1).

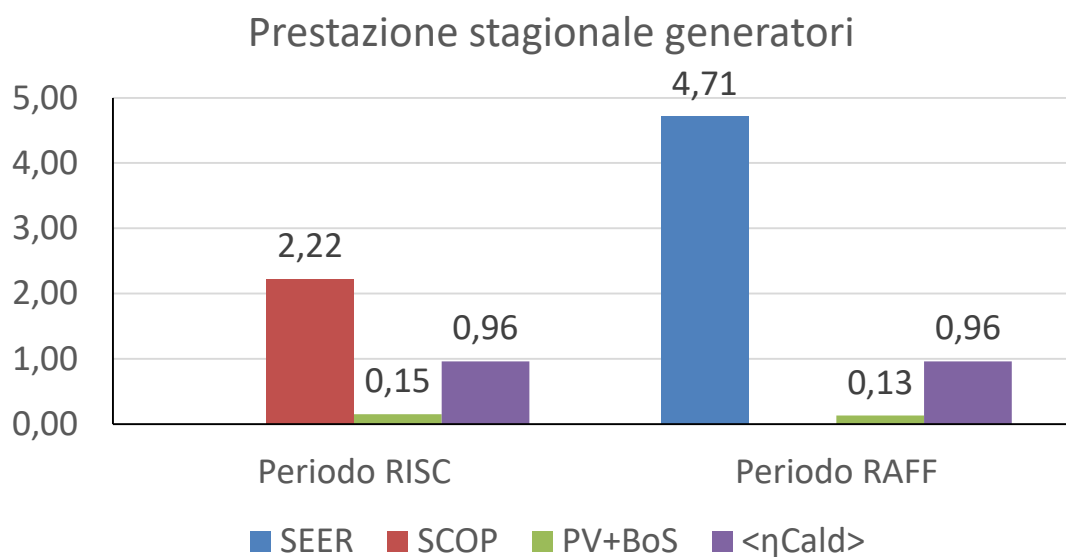


Figura 42. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-CT-1).

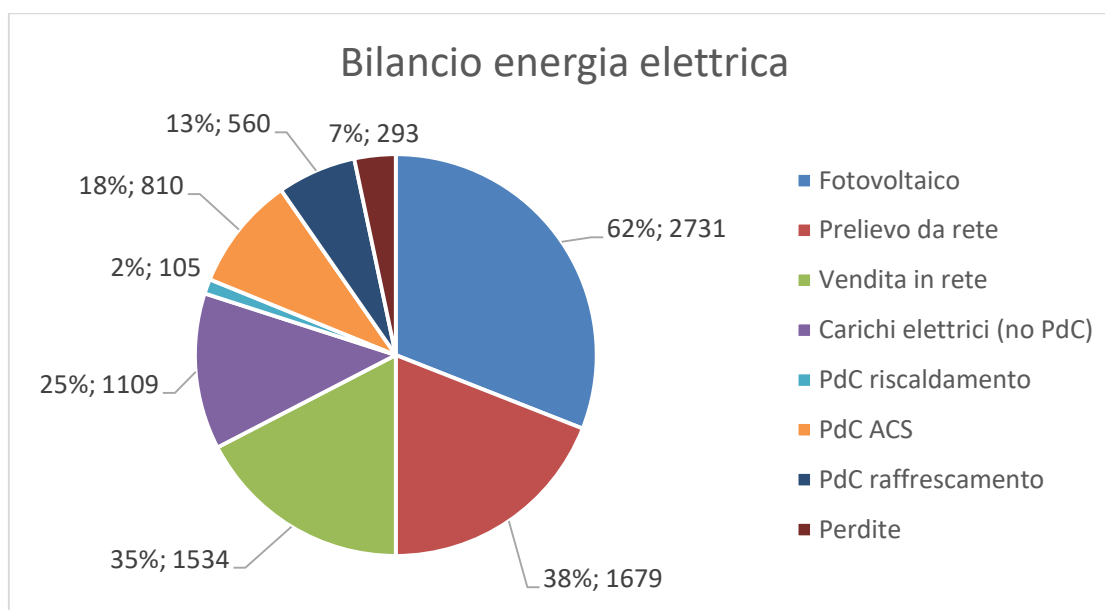


Figura 43. Bilancio energia elettrica (Vp-CT-1).

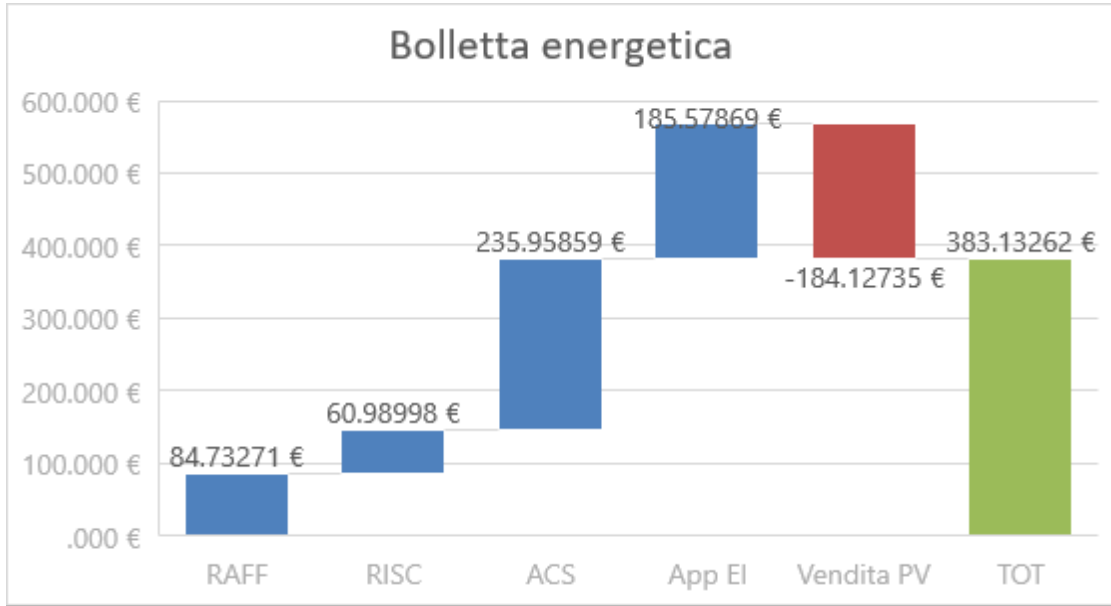


Figura 44. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-CT-1).

2.3.2.3 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2)

La logica di controllo Vp-CT-2 è analoga a quella Vp-CT-1, ma in questo caso si minimizzano i costi operativi. Anche in questa simulazione si è considerata una precarica del serbatoio, a temperatura di setpoint maggiore, le cui fasce orarie di attivazione sono state oggetto di ottimizzazione.

L'algoritmo implementato è identico a quello implementato per la minimizzazione dell'energia primaria, ma invece che i consumi associati alle possibili strategie di controllo EP_1 , EP_2 , vengono calcolati i costi di acquisto di metano ed energia elettrica C_1 , C_2 , al netto della vendita di quest'ultima. Si sostituiscono cioè i fattori di conversione dell'energia primaria, con i costi unitari di acquisto e vendita di energia.

Nella stagione invernale, in caso di prevista richiesta di ricarica accumulo ACS, vengono confrontati

$$C_1 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}\right) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} - \dot{W}_{carichi}\right)$$

$$C_2 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi} - \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}}\right)$$

Nel caso in cui non sia prevista l'erogazione di energia al serbatoio di accumulo, vengono confrontati i seguenti costi:

$$C_1 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}\right) - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} - \dot{W}_{carichi}\right)$$

$$C_2 = c_{el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

Nel caso estivo, nei casi in cui non si ricade in un periodo di predisposizione di accensione dell'impianto di raffrescamento, vengono confrontati i seguenti costi:

$$C_1 = c_{el} \times \min \left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV} \right) - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

$$C_2 = c_{el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 45, Figura 46, Figura 47, Figura 48 e Figura 49.

I risultati prestazioni simili a quelle ottenute per la strategia Vp-CT-1; l'ottimizzazione degli orari per la precarica ha individuato la stessa fascia oraria dalle 10.00 alle 16.30, come quella migliore per ridurre i costi operativi. Per tutti gli indicatori valgono quindi le considerazioni esposte nel paragrafo 2.3.1.2.

La coincidenza di risultati tra le varie strategie di controllo del caso studio Vp-CT dipende principalmente dall'assenza di accumulo elettrochimico, che limita i gradi di libertà nel dispacciamento dell'energia elettrica e dalla distribuzione giornaliera delle richieste di riscaldamento e ACS. La richiesta di riscaldamento avviene principalmente nelle ore notturne (vedi Figura 66), quando non c'è produzione fotovoltaica e non ci sono gradi di libertà di dispacciamento per l'ottimizzatore: senza produzione locale, infatti, la pompa di calore è il generatore più conveniente sia per quanto riguarda il criterio energetico, sia per quello economico. Per quanto riguarda il riscaldamento del serbatoio ACS, ricordiamo che durante la stagione convenzionale estiva (1° aprile – 14 novembre), la pompa di calore è dedicata al raffrescamento in tutti gli scenari di controllo. Durante il rimanente periodo dell'anno, la richiesta di riscaldamento del serbatoio ACS avviene principalmente all'inizio del periodo di precarica (ore 10:00, vedi Figura 67), in un momento in cui non si verifica alcuna richiesta di riscaldamento (nessuna interazione tra i servizi). Se nel momento della richiesta di calore c'è sufficiente produzione fotovoltaica, la pompa di calore è il generatore più conveniente sia dal punto di vista economico, sia energetico. Anche per il servizio ACS quindi, i gradi di libertà per il controllore sono ridotti a causa dell'assenza di accumulo elettrochimico e, come sarà illustrato più in dettaglio nel paragrafo 2.3.2.6, alla distribuzione giornaliera delle richieste di riscaldamento del serbatoio ACS.

Rispetto ad un controllo di tipo predittivo, ma senza prevedere la precarica dell'accumulo, l'energia primaria non rinnovabile utilizzata sarebbe aumentata del 17 % (da 5200 kWh a 6072 kWh) e i costi totali del 7 % (da 384 a 409).

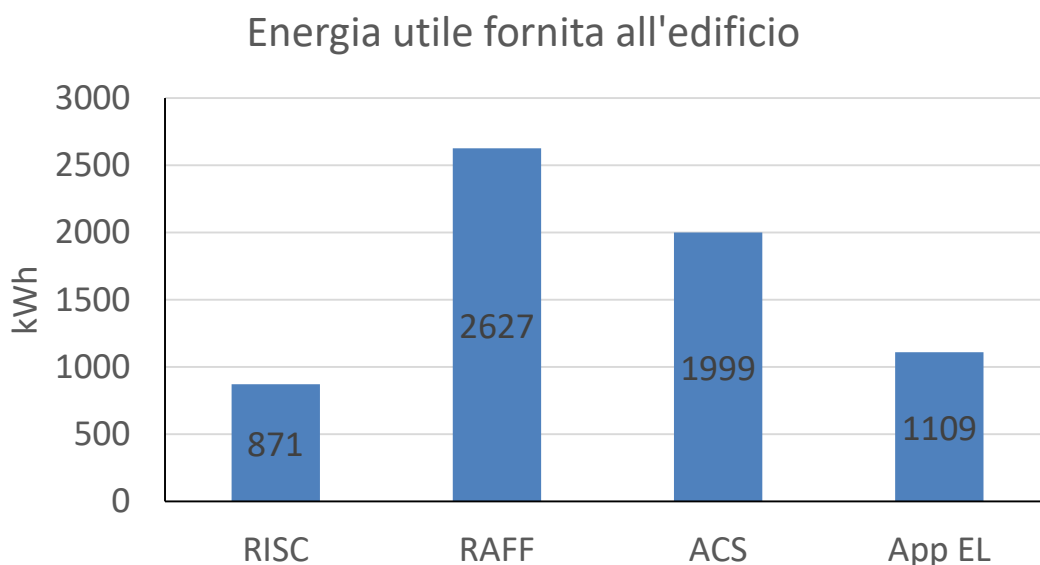


Figura 45. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2).

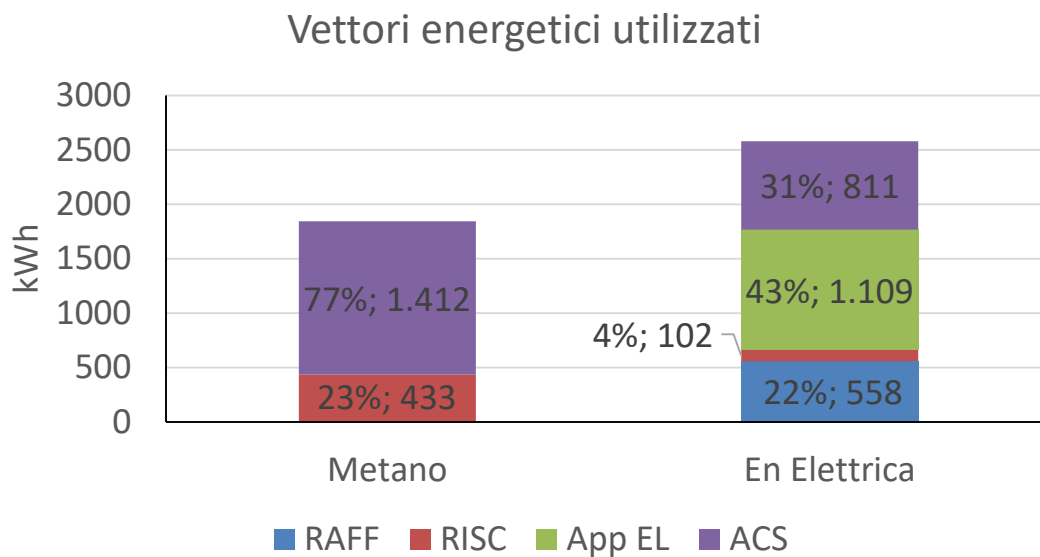


Figura 46. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-CT-2).

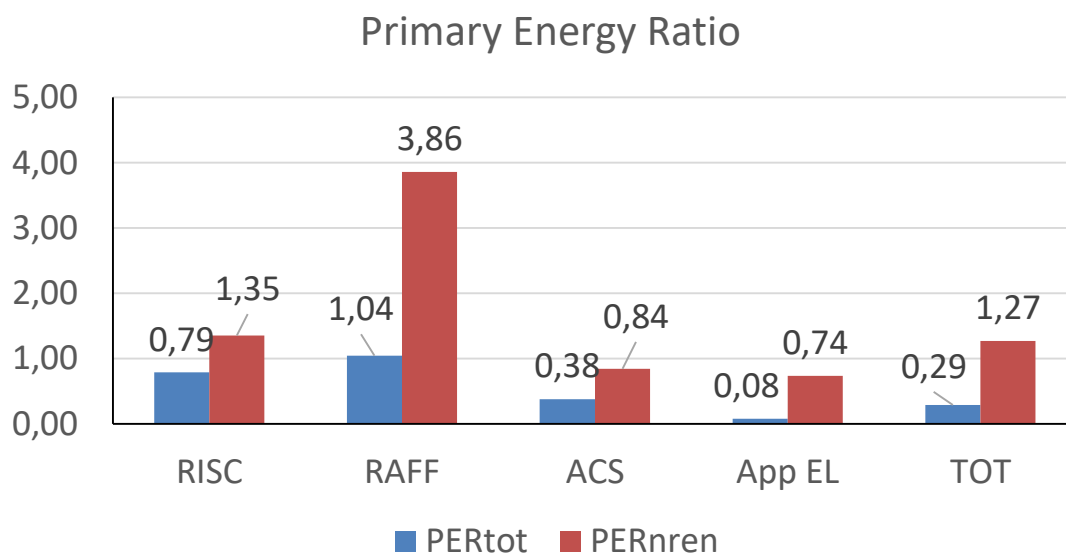


Figura 47. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-CT-2).

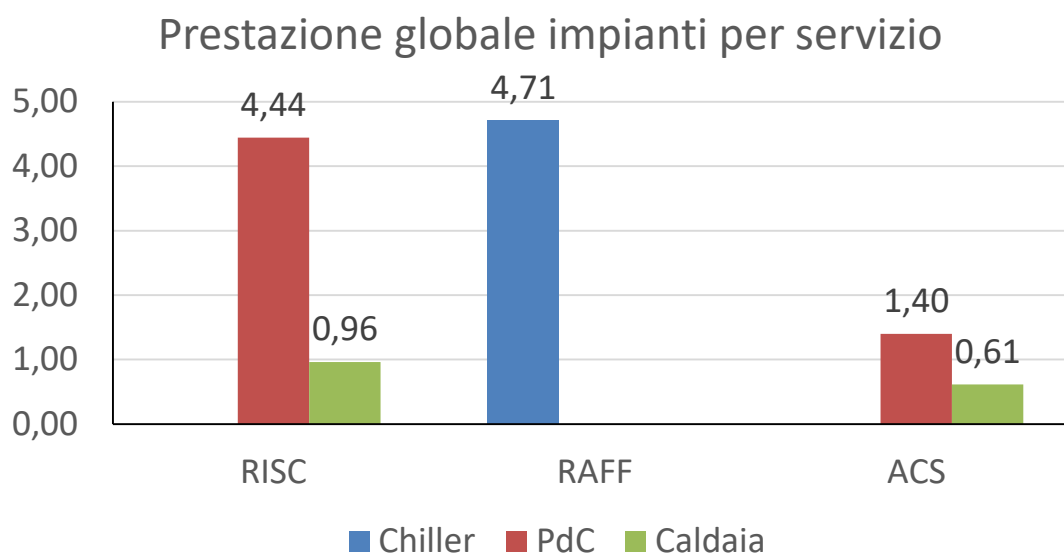


Figura 48. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2).

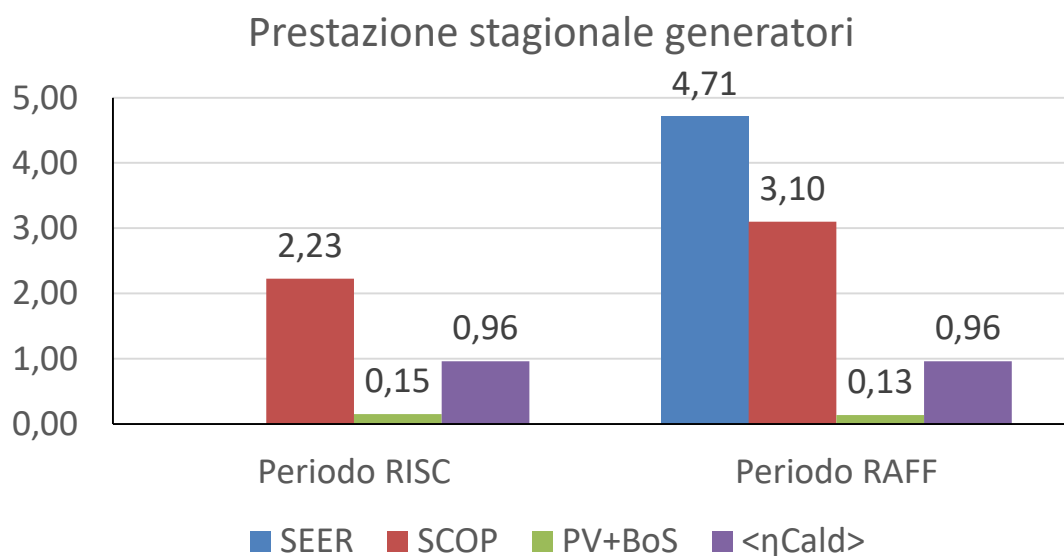


Figura 49. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-CT-2).

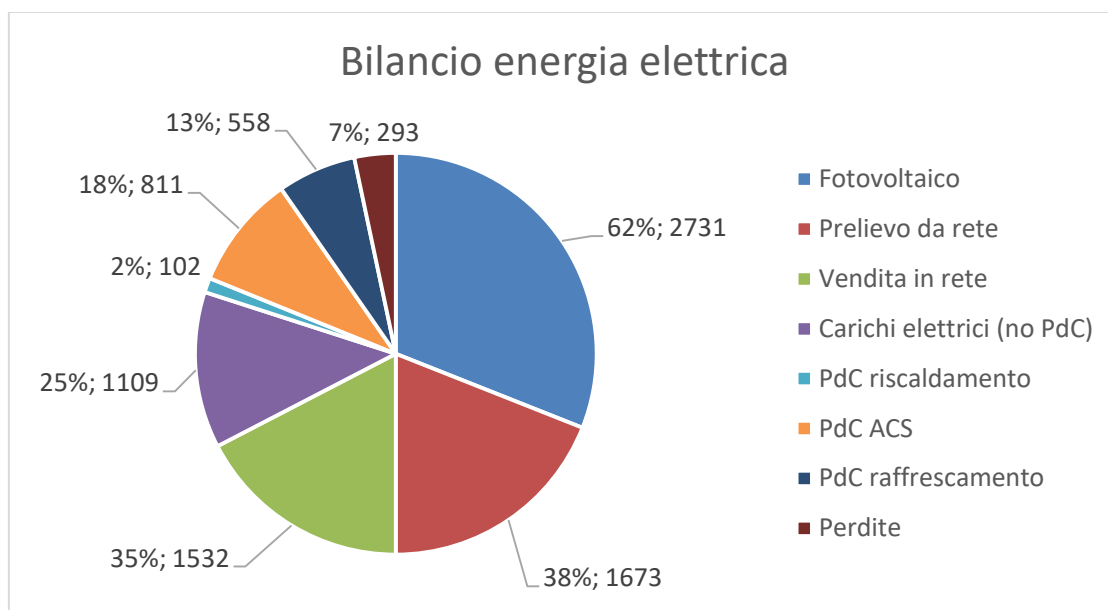


Figura 50. Bilancio energia elettrica (Vp-CT-2).

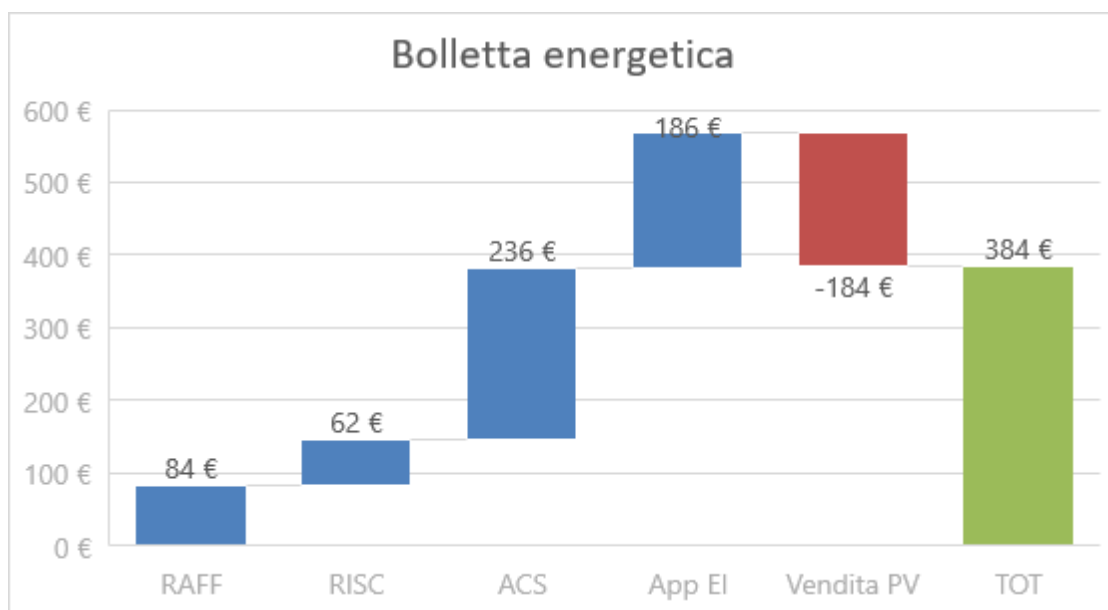


Figura 51. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-CT-2).

2.3.2.4 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2 DR1)

La logica implementata in questo caso studio prevede che il controllore effettui le scelte di accensione del generatore sempre su base economica (controllo Vp-CT-2); in più è prevista una logica aggiuntiva di demand-response, per cui i prezzi di vendita e acquisto in rete sono diversificati per giorno della settimana e ora del giorno per incentivare i consumi in determinate fasce orarie. In questo caso analizzato, i costi minori di acquisto si trovano nelle ore notturne e nei giorni festivi; in queste fasce orarie, il costo di vendita è nullo.

I risultati ottenuti sono riportati in Figura 52, Figura 53, Figura 54, Figura 55, Figura 56, Figura 57 e Figura 58. Nello scenario DR1, la vendita di energia elettrica è incentivata a causa di un elevato prezzo di acquisto e vendita nelle ore centrali del giorno, dove si concentra la produzione fotovoltaica. Il controllore predittivo favorisce quindi l'utilizzo della caldaia e del gas metano (da 1845 kWh nel caso Vp-CT-2 a 1943 kWh),

soprattutto per quanto riguarda il servizio di riscaldamento (+25% di metano impegnato per il servizio rispetto al caso Vp-CT-2). Il servizio di ACS invece rimane praticamente lo stesso a causa delle considerazioni esposte nel paragrafo 2.3.2.6: ovvero che la richiesta avviene sempre alla stessa ora del giorno (10:00) e quindi la decisione di accedere l'uno o l'altro generatore dipende unicamente dall'eventuale produzione fotovoltaica in quell'ora.

Dal confronto tra Figura 49 e Figura 56, si nota infatti che la quantità di energia ceduta alla rete è praticamente la stessa. Grazie all'elevato prezzo di vendita però, i ricavi riescono a ridurre la spesa netta annuale che diminuisce da 384 € nel caso Vp-CT-2 a 202 € Vp-CT-2 DR1.

Energia utile fornita all'edificio

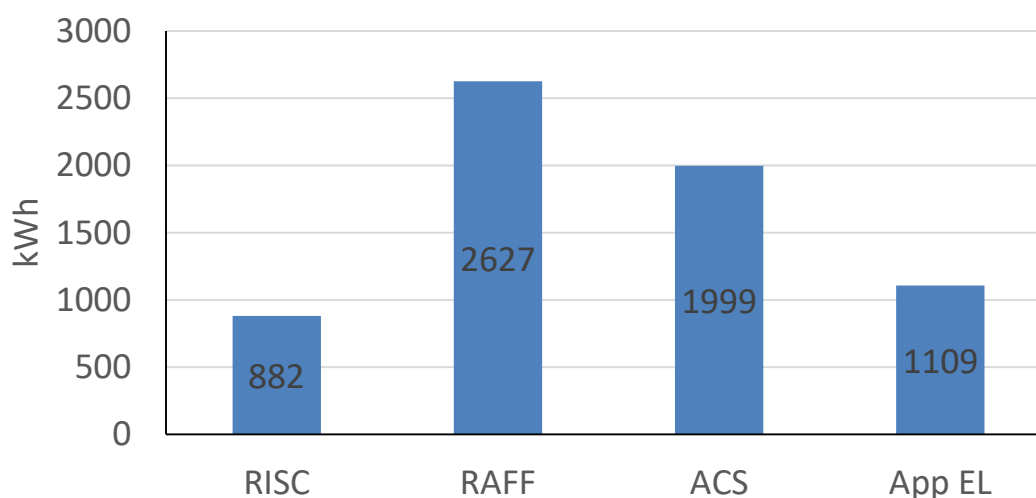


Figura 52. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2 DR1).

Vettori energetici utilizzati

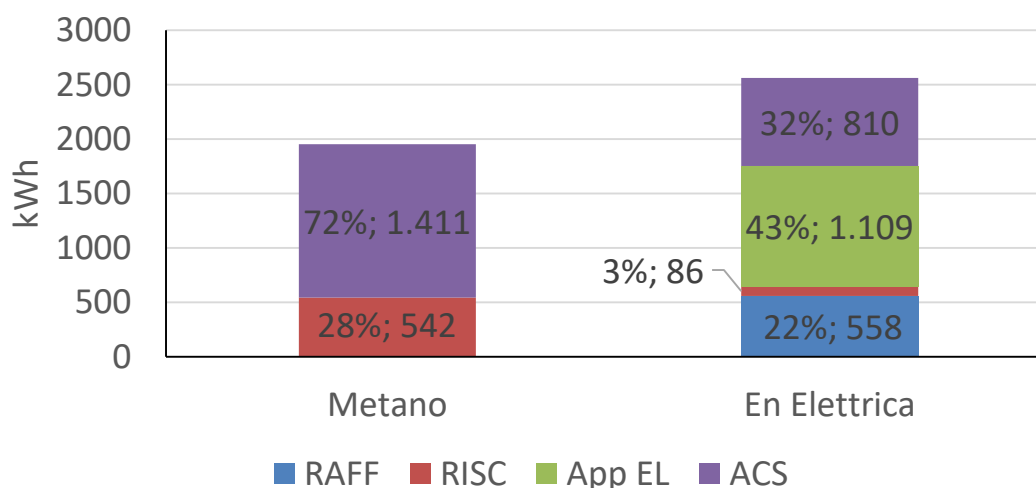


Figura 53. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-CT-2 DR1).

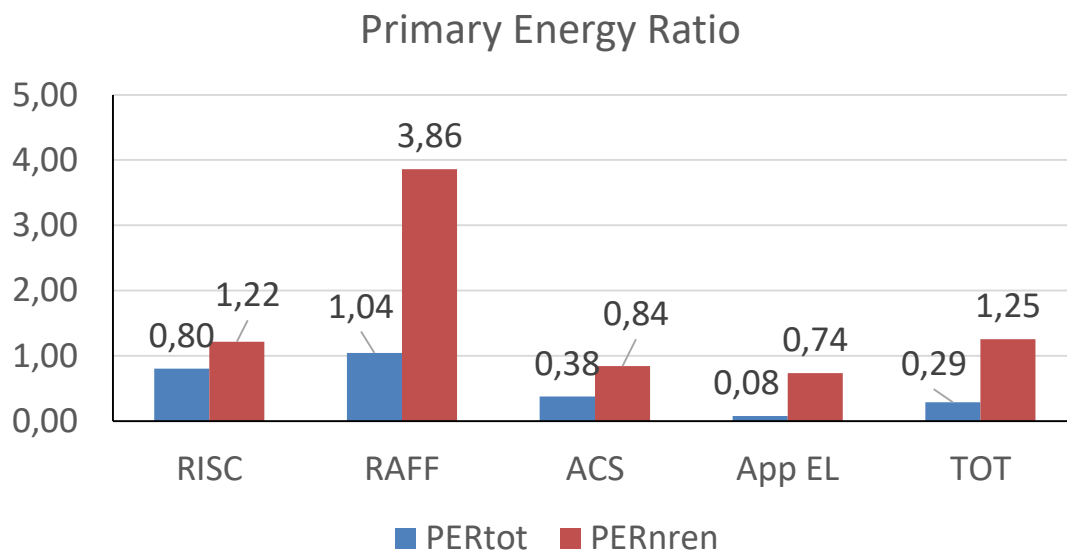


Figura 54. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-CT-2-DR1).

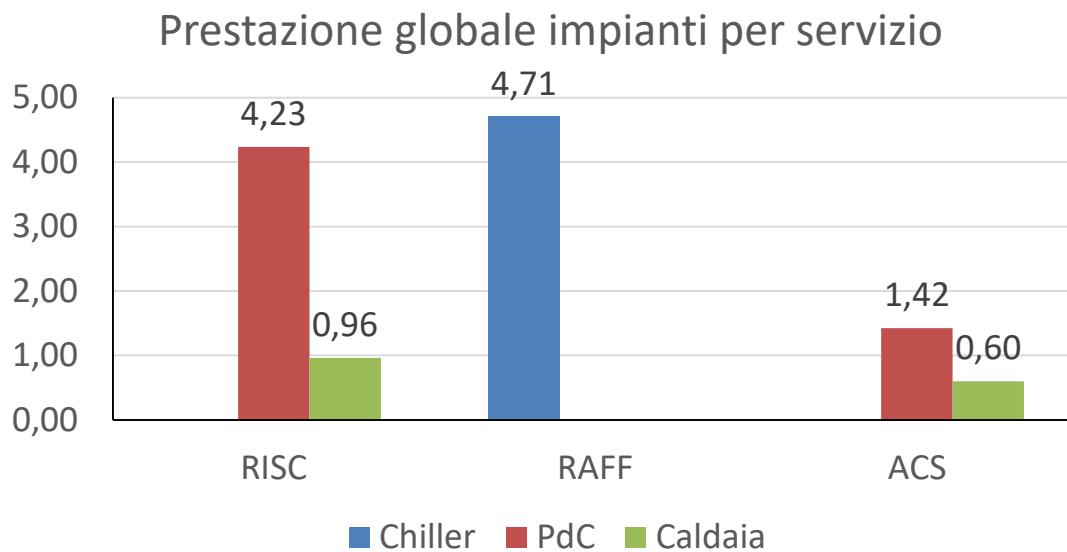


Figura 55. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2-DR1).

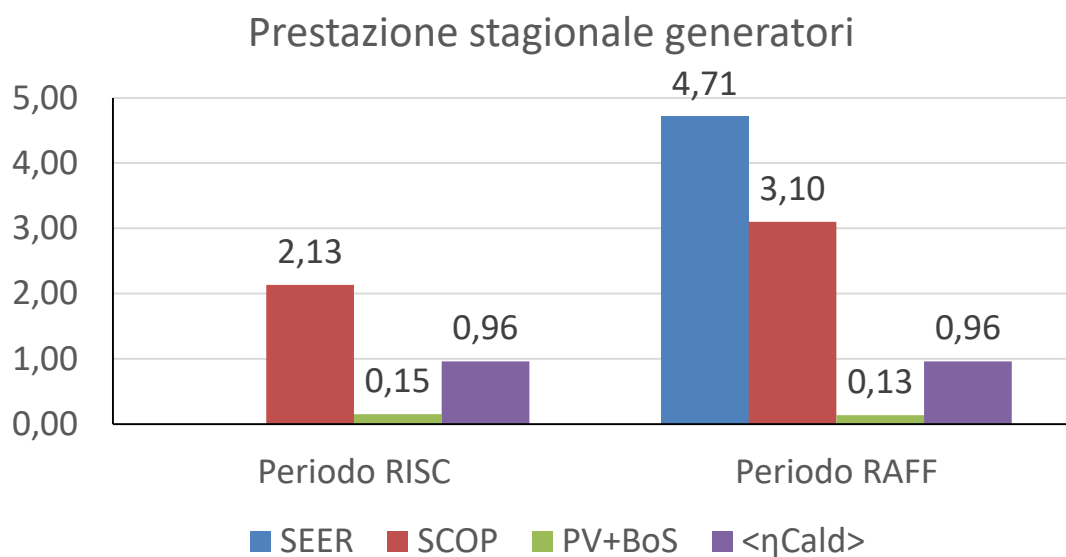


Figura 56. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-CT-2-DR1).

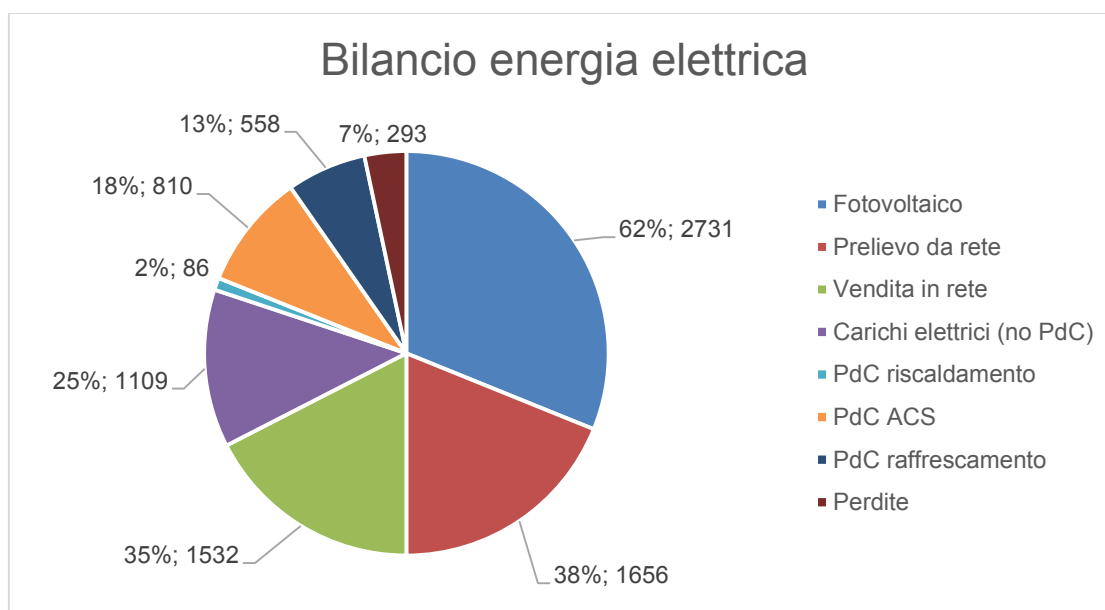


Figura 57. Bilancio energia elettrica (Vp-CT-2-DR1).

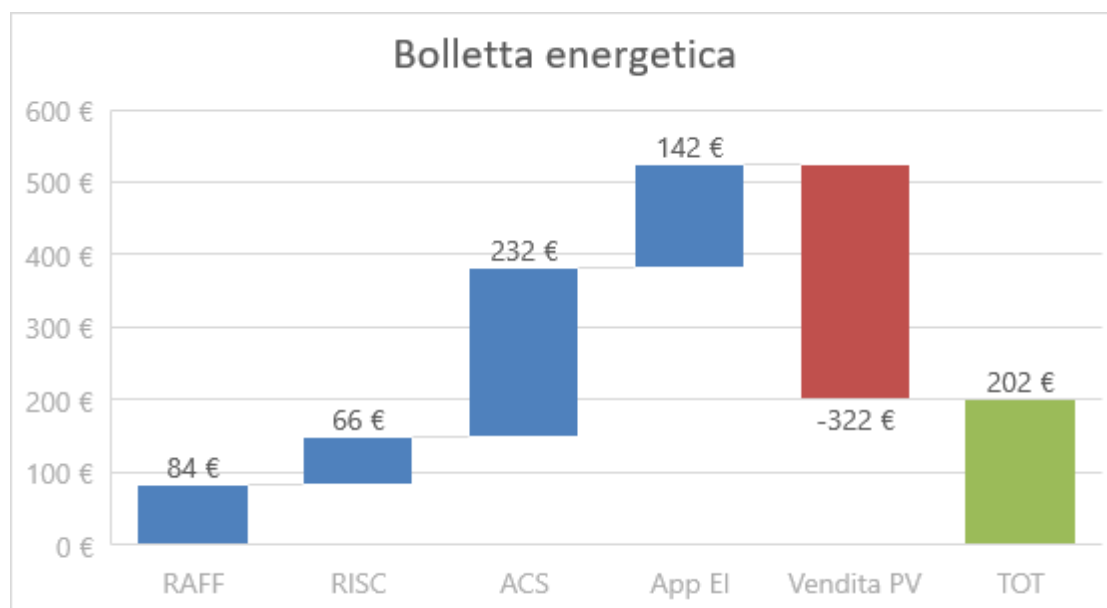


Figura 58. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-CT-2-DR1).

2.3.2.5 Villa con controllo avanzato (Vp-CT-2 DR2)

La logica implementata nel caso Vp-CT-2 DR2 è analoga a quella del caso Vp-CT-2 DR1 e Vp-CT-2. La scelta del generatore da utilizzare tra pompa di calore e caldaia avviene sempre su base economica, ma, al contrario del caso Vp-CT-2 DR1, la logica di demand-response prevede che i costi di acquisto di energia elettrica siano minori nelle ore diurne. Negli stessi orari, la vendita di energia elettrica è nulla. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 59, Figura 60, Figura 61, Figura 62, Figura 63, Figura 64 e Figura 65.

Il nuovo valore dei prezzi comporta una diversità di utilizzo dei generatori per il servizio di riscaldamento (richieste concentrate nelle ore notturne): in particolare, l'utilizzo di metano per riscaldamento diminuisce del 24% rispetto alla logica Vp-CT-2 DR1 (confronta Figura 60 e Figura 53) e del 4% rispetto alla logica Vp-CT-2 (confronta Figura 60 e Figura 46). Il corrispettivo utilizzo dell'energia elettrica per riscaldamento aumenta del 22% rispetto alla logica Vp-CT-2 DR1 (confronta Figura 60 e Figura 53) e del 2 % rispetto alla logica Vp-CT-2 (confronta Figura 60 e Figura 46). Il servizio di ACS invece rimane praticamente lo stesso a causa delle considerazioni esposte nel paragrafo 2.3.2.6: ovvero che la richiesta avviene sempre alla stessa ora del giorno (10:00) e quindi la decisione di accedere l'uno o l'altro generatore dipende unicamente dall'eventuale produzione fotovoltaica in quell'ora.

Dal punto di vista del bilancio economico, lo scenario dei prezzi DR2 penalizza la spesa energetica annuale, in quanto il sistema è costretto a cedere l'energia elettrica alla rete durante le ore centrali della giornata (prezzo di vendita nullo), quando si verifica produzione fotovoltaica e limitato carico elettrico. A questo si aggiunge l'elevato prezzo di acquisto nelle ore serali. Il risultato è quindi un aumento della spesa energetica del 158 % rispetto alla logica Vp-CT-2 DR1 (confronta Figura 65 e Figura 58) e del 35 % rispetto alla logica Vp-CT-2 (confronta Figura 65 e Figura 51).

Energia utile fornita all'edificio

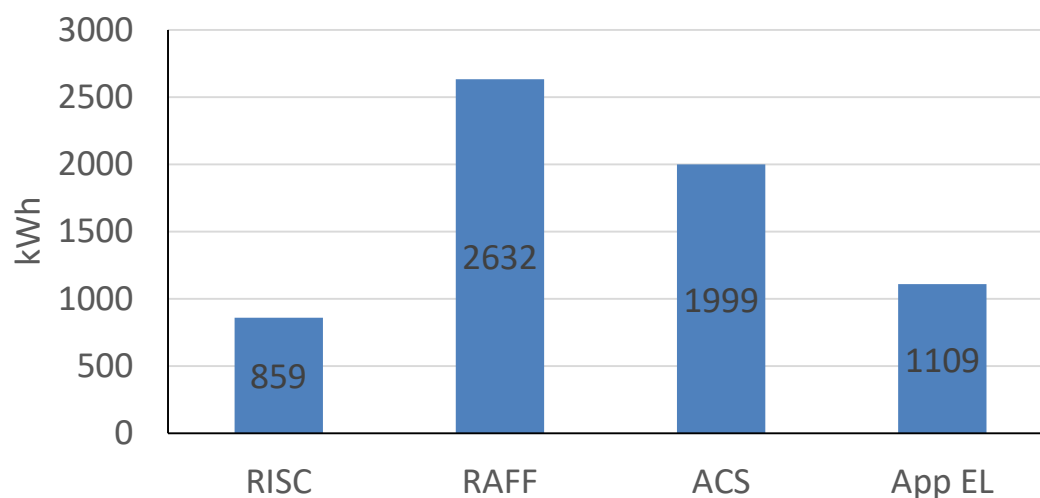


Figura 59. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2-DR2).

Vettori energetici utilizzati

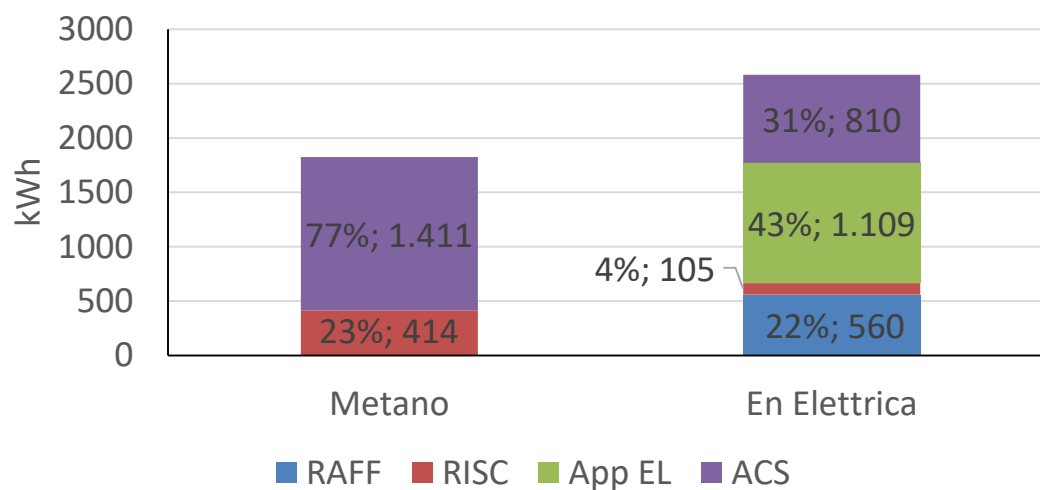


Figura 60. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-CT-2-DR2).

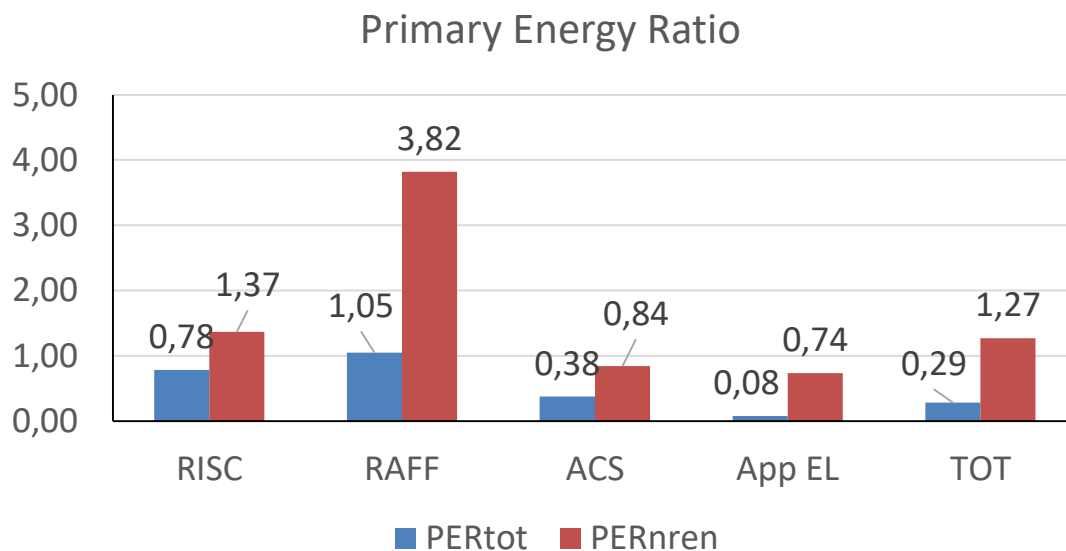


Figura 61. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-CT-2-DR2).

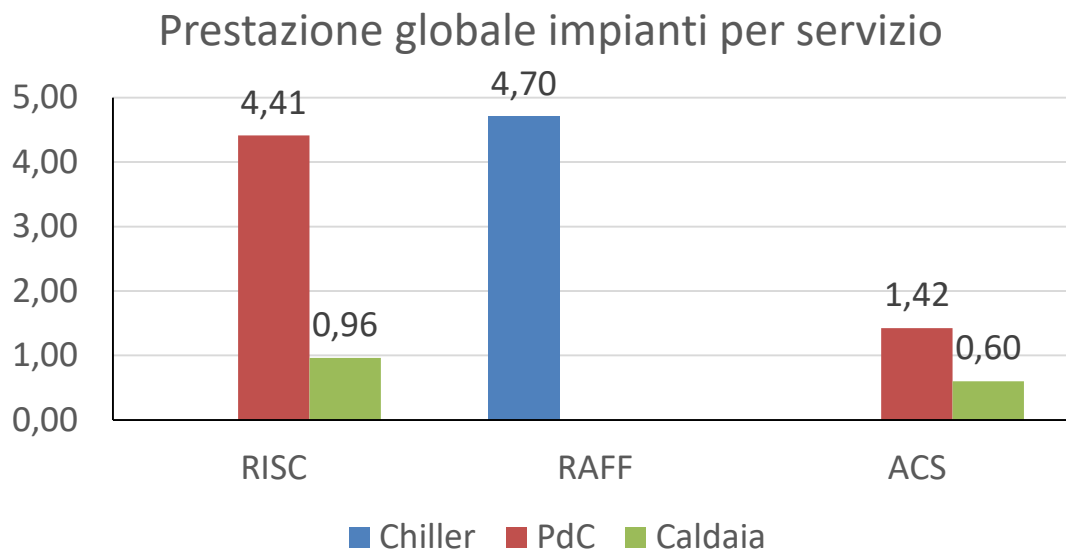


Figura 62. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-CT-2-DR2).

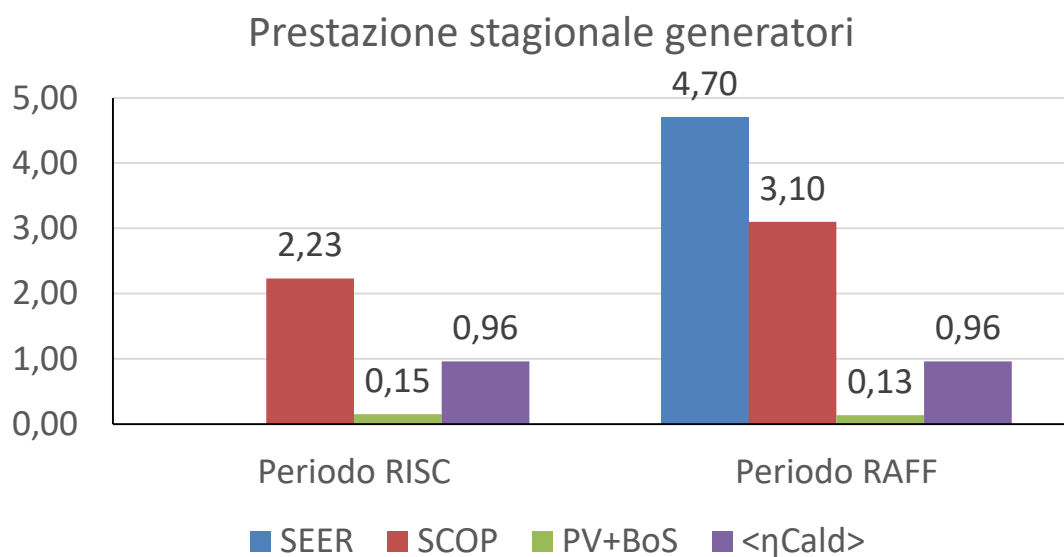


Figura 63. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-CT-2-DR2).

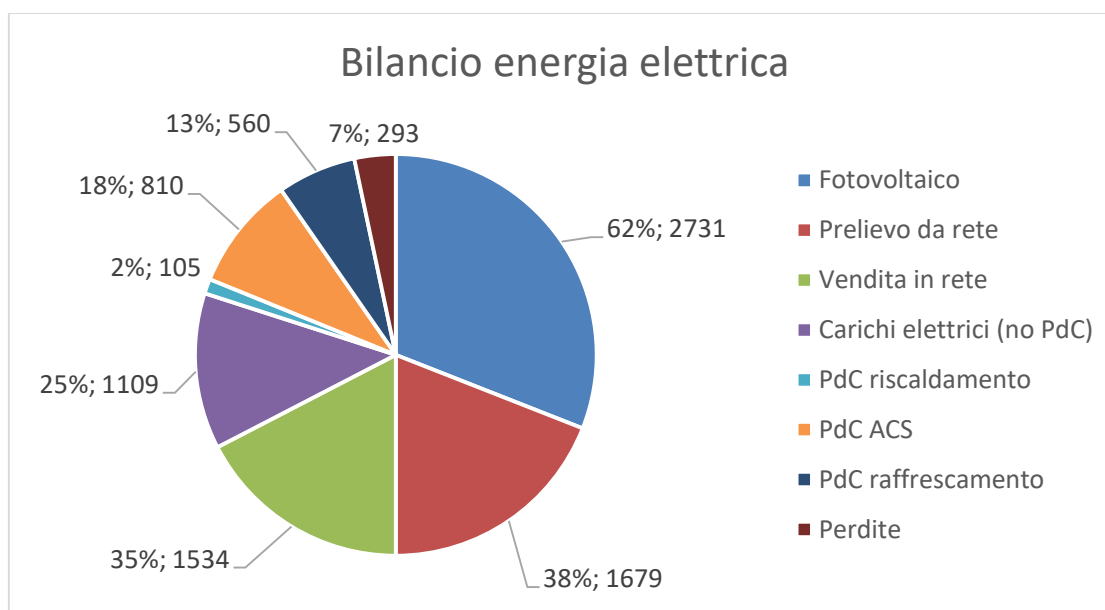


Figura 64. Bilancio energia elettrica (Vp-CT-2-DR2).

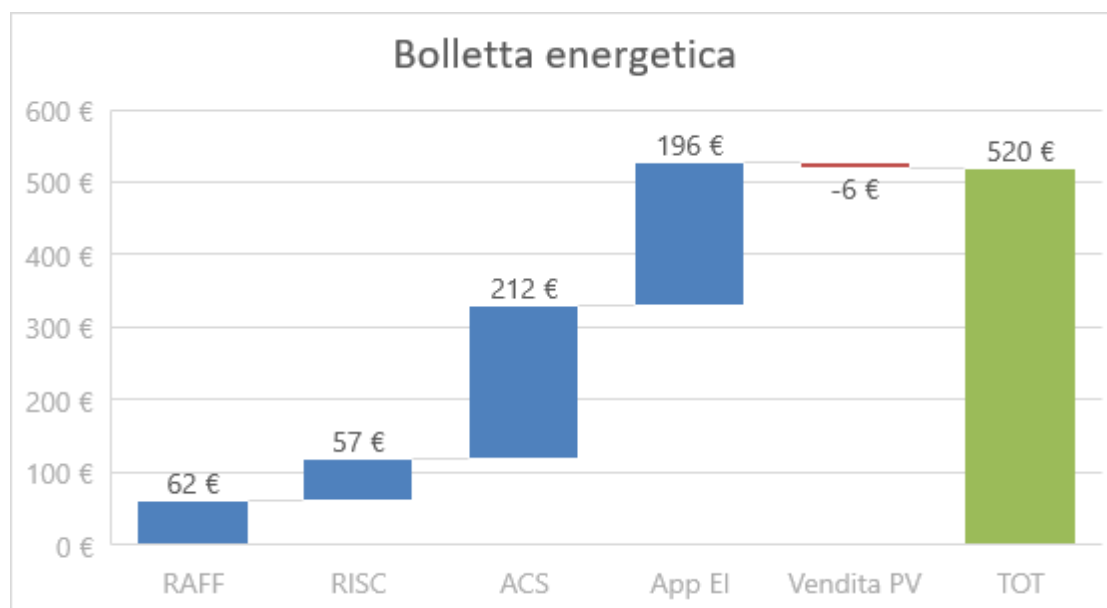


Figura 65. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-CT-2-DR2).

2.3.2.6 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Catania: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

Per il caso studio in esame, la caratteristica principale che influenza la migliore strategia di controllo per il servizio di riscaldamento è l'utilizzo di terminali a bassa temperatura (pannelli radianti). Di conseguenza, la pompa di calore risulterebbe il generatore privilegiato (vedi risultati Vp-CT-0 con utilizzo esclusivo della pompa di calore). Per quanto riguarda gli algoritmi predittivi Vp-CT-1 e Vp-CT-2, anche questi testimoniano una generale tendenza all'utilizzo esclusivo della pompa di calore. La particolarità del caso studio è però quella di avere una richiesta di riscaldamento relativamente ridotta e molto intermittente. In queste condizioni, l'algoritmo predittivo non riesce sempre ad entrare in funzione in quanto sono necessari almeno 60 minuti di acquisizione dati, altrimenti il generatore attivato è la caldaia.

Un altro elemento caratteristico del caso studio è quello dall'assenza di accumulo elettrochimico, che limita i gradi di libertà nel dispacciamento dell'energia elettrica e dalla distribuzione giornaliera delle richieste di riscaldamento e ACS. La Figura 66 mostra la distribuzione delle ore con richiesta di riscaldamento a seconda della strategia di controllo implementata. Si vede che le richieste sono concentrate tra le ore 7:00 e 9:00 della mattina, mentre quelle di ACS (vedi Figura 67) avvengono principalmente tra le 10:00 e le 11:00: non c'è quindi interferenza tra i due servizi limitando le possibilità di ottimizzazione. Ricordiamo che durante la stagione convenzionale estiva (1° aprile – 14 novembre), la pompa di calore è dedicata al raffrescamento in tutti gli scenari di controllo. Durante il rimanente periodo dell'anno, la richiesta di calore dal serbatoio ACS avviene principalmente all'inizio del periodo di precarica (ore 10:00, vedi Figura 67), in un momento in cui non si verifica alcuna richiesta di riscaldamento (nessuna interazione tra i servizi). Se nel momento della richiesta di calore c'è sufficiente produzione fotovoltaica, la pompa di calore è il generatore più conveniente sia dal punto di vista economico, sia energetico. Anche per il servizio ACS quindi, i gradi di libertà per il controllore sono ridotti a causa dell'assenza di accumulo elettrochimico e alla impossibilità di controllare la produzione fotovoltaica che finisce principalmente in rete.

L'utilizzo della precarica durante le ore centrali della giornata è risultata una soluzione favorevole in quanto aumenta l'autoconsumo di elettricità da fotovoltaico: a parità di condizioni, l'energia elettrica ceduta in rete diminuisce infatti di circa il 17% rispetto al caso Vp-CT-0.

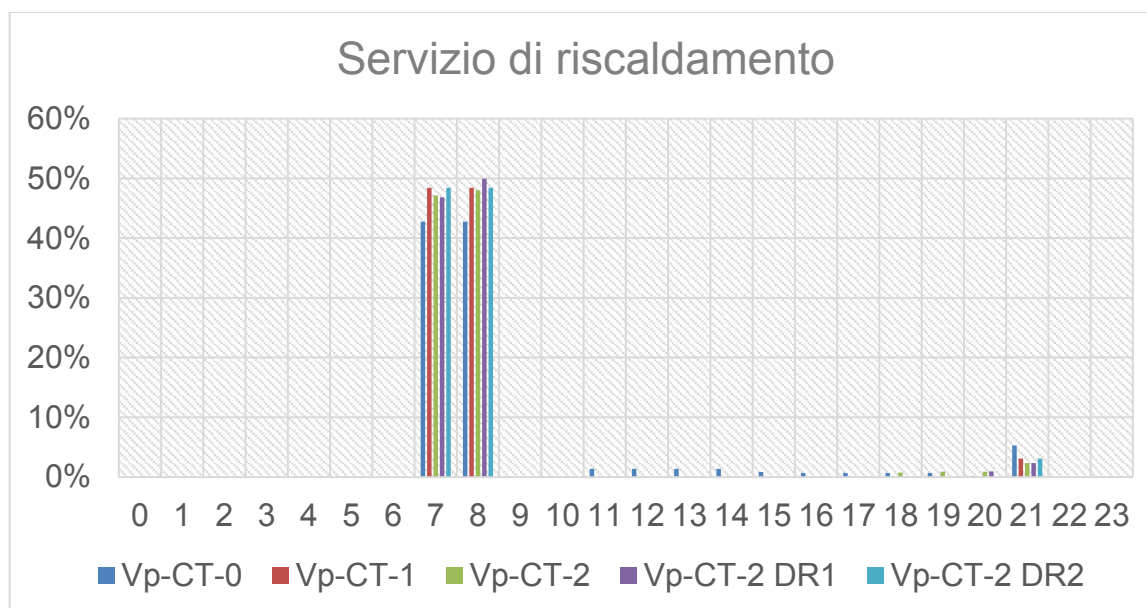


Figura 66. Distribuzione oraria delle richieste di riscaldamento da parte dell'edificio Vp-CT.

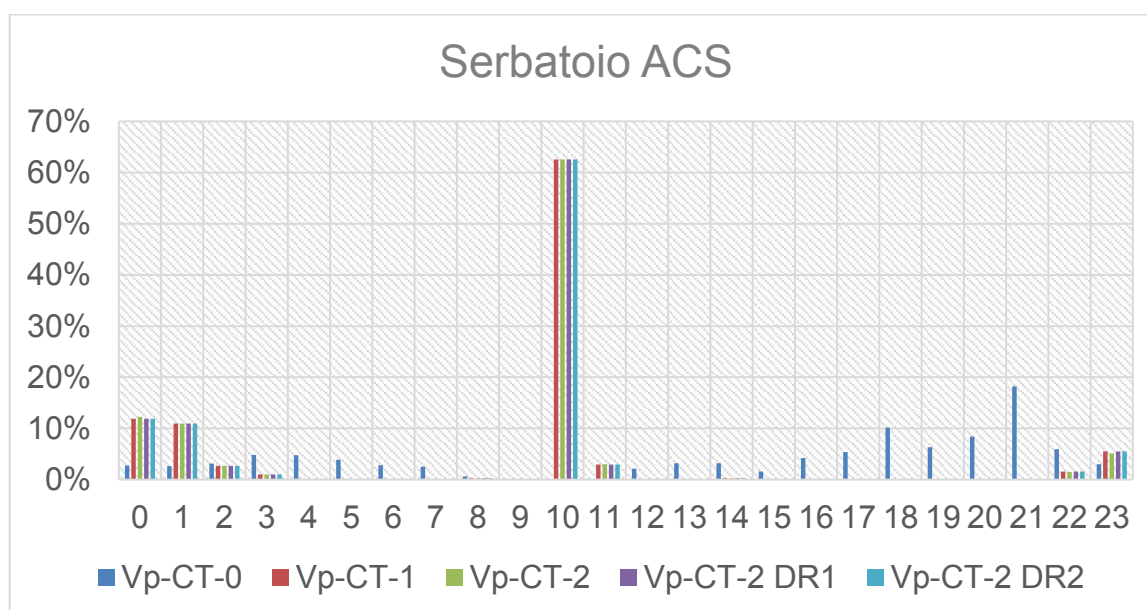


Figura 67. Distribuzione oraria delle richieste di calore da parte del serbatoio ACS nei mesi invernali per l'edificio Vp-CT.

2.3.3 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Torino

2.3.3.1 Villa con controllo tradizionale (Vp-TO-0) – Caso benchmark

Come nel caso precedente, l'edificio utilizza pannelli radianti come terminali di emissione. Il controllo tradizionale Vp-TO-0 utilizza la pompa di calore solo se la temperatura esterna è maggiore di un valore soglia (T_{switch}); per temperature inferiori, viene attivata la caldaia. Il servizio di ACS, invece, viene soddisfatto in maniera istantanea dalla caldaia. Entrambi i generatori possono essere utilizzati sia per il servizio di riscaldamento che per il servizio di ACS.

L'accumulo per la produzione di ACS viene controllato come descritto nel paragrafo 2.3.2.1. La pompa di calore viene utilizzata anche come chiller in estate, fornendo il servizio di raffrescamento all'edificio tramite i pannelli radianti, con temperatura di mandata fissa (15 °C). Può comunque essere utilizzata come generatore per riscaldare l'accumulo di ACS, in alternativa alla caldaia, secondo la logica di controllo descritta

nel paragrafo 2.3.2.1. Anche in questo caso, viene considerata la produzione elettrica proveniente da 12 m² di moduli fotovoltaici per diminuire la richiesta di energia elettrica dalla rete. La produzione solare contribuisce al soddisfacimento dei carichi elettrici (apparecchiature) e alle richieste di energia della pompa di calore per tutti e tre i servizi: riscaldamento, raffrescamento e produzione ACS.

Come nel caso AI-CT-0, il valore di T_{switch} è stato ottimizzato in termini energetici ed economici. In questo caso studio, la temperatura ottima è risultata essere pari alla temperatura di progetto dell'edificio; in altre parole, la logica individuata favorisce l'utilizzo della pompa di calore quanto più possibile, compatibilmente con le richieste di calore provenienti dal serbatoio ACS, a cui viene data priorità.

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 68, Figura 69, Figura 70, Figura 71, Figura 72, Figura 73 e Figura 74.

Per il servizio di riscaldamento, la pompa di calore funziona con una temperatura media di mandata di circa 29 °C e una temperatura media esterna di circa 3 °C. A causa del clima più rigido, le prestazioni sono inferiori rispetto al caso Ap-CT, ma comunque con buoni valori di $SCOP_{risc} \sim 3.7$. L'ottimizzazione della temperatura di commutazione, T_{switch} , ha comunque mostrato anche in questo clima un vantaggio nel predisporre la pompa di calore come generatore privilegiato per il servizio di riscaldamento, con temperatura di commutazione ottimale pari alla temperatura di progetto. Rispetto all'utilizzo di un valore standard per la commutazione tra i generatori (es. $T_{switch} = 7\text{ °C}$) si ottengono vantaggi sia per quanto riguarda i costi (799 € rispetto a 843 €) sia per quanto riguarda l'energia primaria non rinnovabile utilizzata (8699 kWh rispetto 10614 kWh). La pompa di calore è il generatore principale per il servizio di riscaldamento (vedi Figura 69), mentre la caldaia viene accesa solo nel caso di contemporanea richiesta di calore da parte dell'edificio e del serbatoio ACS. Per quanto riguarda quest'ultimo servizio, la pompa di calore soddisfa la maggior parte delle richieste nel periodo invernale, mentre la caldaia soddisfa quelle estive. Le prestazioni energetiche per questo servizio sono basse ($SCOP_{ACS} \sim 1.04$ e $\eta_{c,ACS} \sim 0.56$, vedi Figura 71) a causa delle elevate temperature di mandata necessarie a riscaldare l'accumulo ($\sim 51\text{ °C}$) e delle perdite del serbatoio stesso, incluse nel calcolo dello $SCOP_{ACS}$ e del rendimento della caldaia. Le prestazioni per raffrescamento risultano invece favorevoli ($SEER \sim 4.6$).

Il rendimento medio annuale BOS del sistema fotovoltaico (comprendente i moduli, sistema MPPT e inverter) è compreso tra il 12% e il 13 % (Figura 72). Come si nota dal bilancio in Figura 73, l'energia elettrica da fonte solare in ingresso al sistema è circa il 42% del totale (2214 kWh sul totale 5271 kWh), di questa, il 36% viene autoconsumata, mentre la rimanente parte viene ceduta in rete (1426 kWh). Ricordiamo che nel caso studio non sono presenti accumuli elettrochimici. Il contributo solare è confermato dai valori di PER riportati in Figura 70. Il valore di $PER_{gl,nren}$ è pari a 1.09, mentre il corrispondente $PER_{gl,tot}$ è pari a 0.36. Il confronto dei due valori indica un utilizzo delle fonti rinnovabili pari al 68%. L'energia primaria non rinnovabile globalmente utilizzata è pari a 8699 kWh.

Nel complesso, i costi operativi annuali sono dovuti per la maggior parte ai servizi di riscaldamento e produzione ACS, mentre quelli relativi alle richieste di raffrescamento sono marginali grazie all'elevata efficienza dell'involucro, agli elevati valori di $SEER$ e al contributo fotovoltaico. I ricavi conseguenti la vendita di energia elettrica sono pari a circa il 18% della spesa totale.

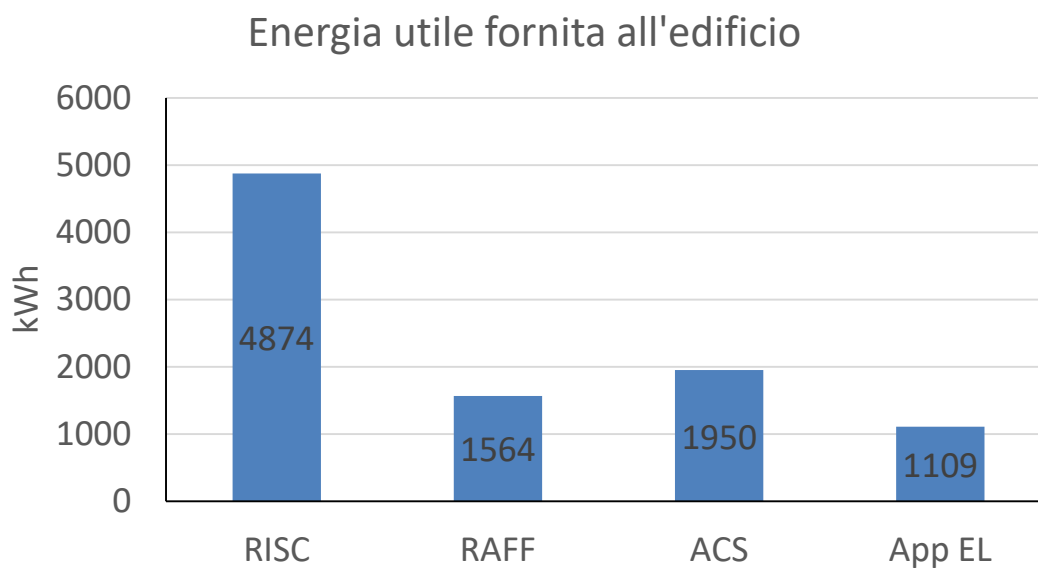


Figura 68. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-TO-0).

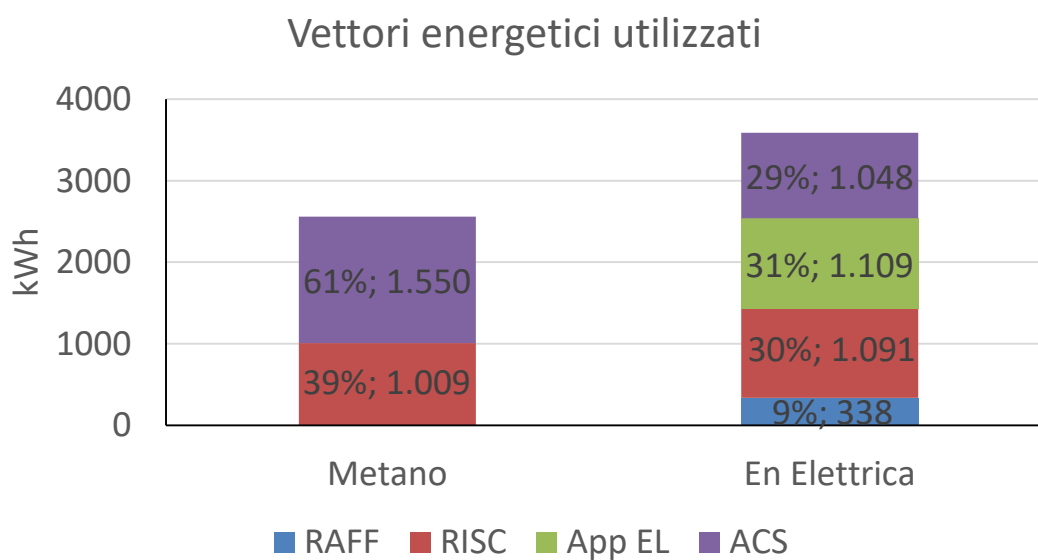


Figura 69. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-TO-0).

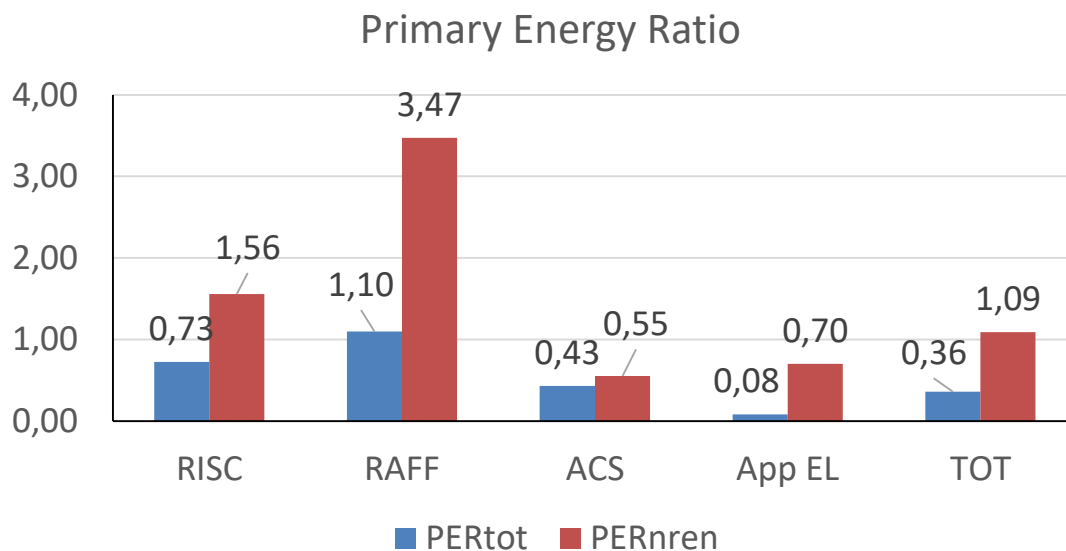


Figura 70. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-TO-0).

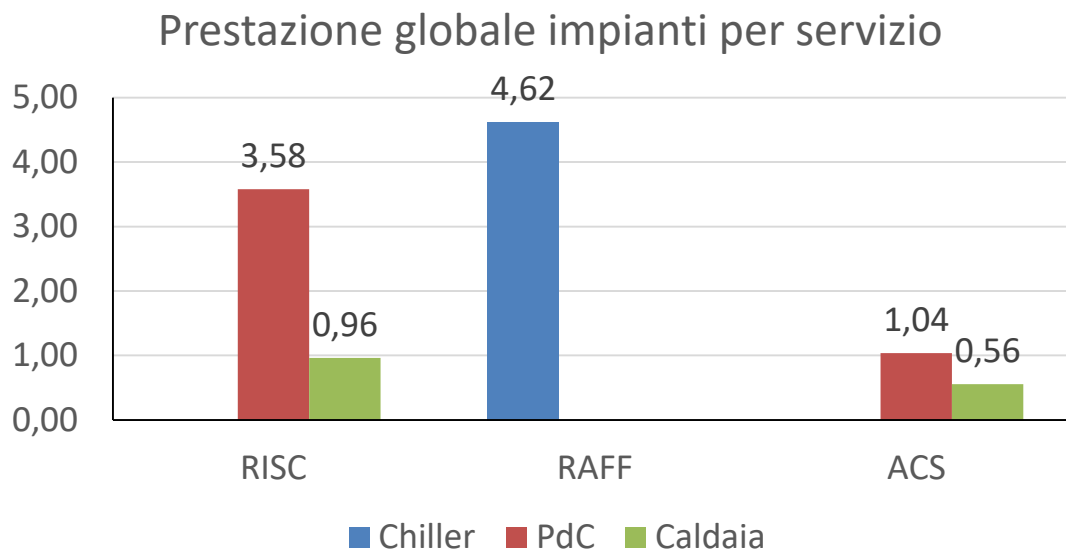


Figura 71. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-TO-0).

Prestazione stagionale generatori

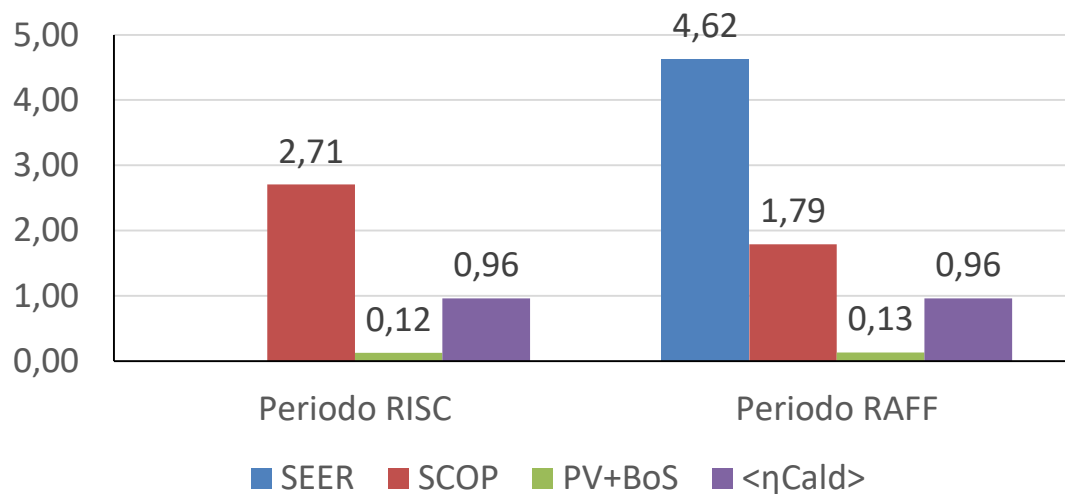


Figura 72. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-TO-0).

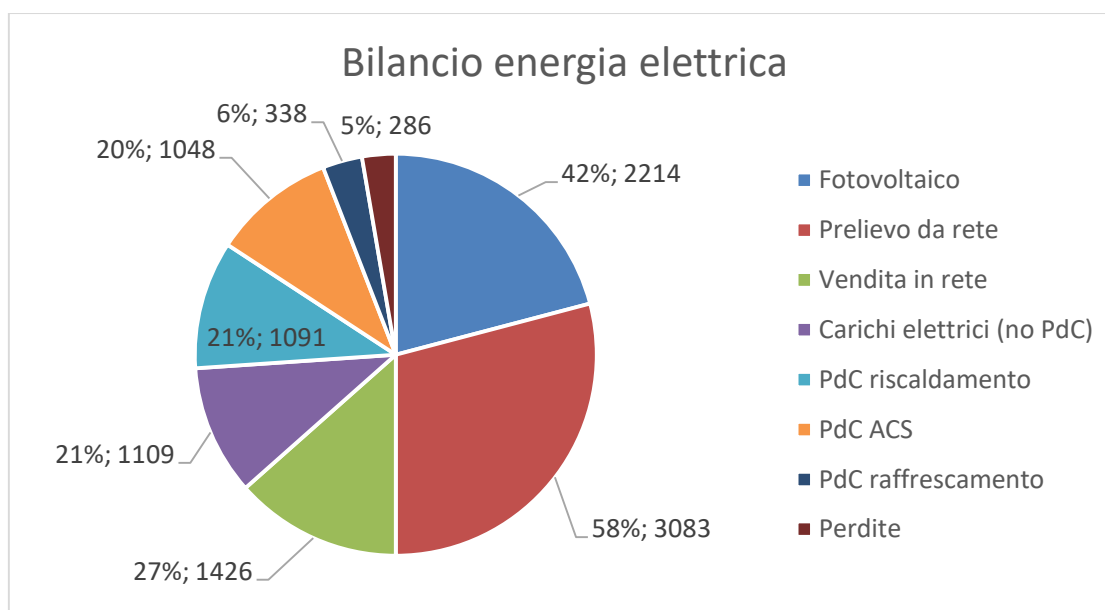


Figura 73. Bilancio energia elettrica (Vp-TO-0).

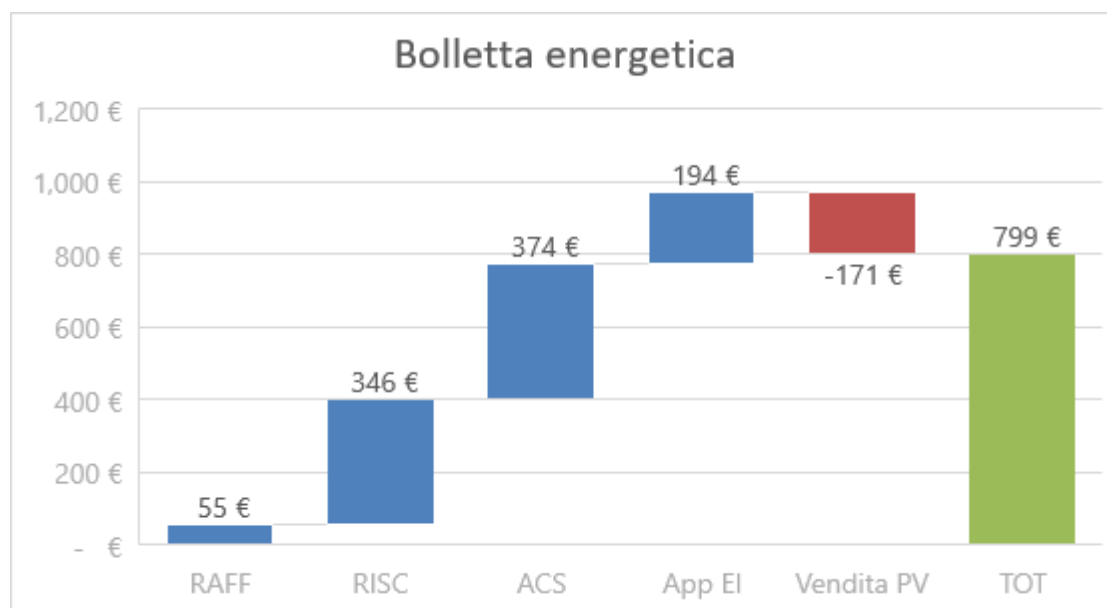


Figura 74. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-TO-0).

2.3.3.2 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-1)

La logica di controllo Vp-TO-1 è analoga a quella descritta nella sezione 3.4.2.2, ovvero si basa su un ottimizzatore predittivo che ha come funzione obiettivo la minimizzazione dell'energia primaria non rinnovabile. I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 75, Figura 76, Figura 77, Figura 78, Figura 79, Figura 80 e Figura 81.

L'ottimizzazione degli orari per la precarica ha individuato la fascia oraria dalle 11.00 alle 16.30, andando a massimizzare la quota solare utilizzata.

Rispetto al caso Vp-TO-0, la caldaia viene utilizzata maggiormente per il servizio di riscaldamento (vedi Figura 76): il consumo di metano dedicato a questo servizio aumenta da 1009 kWh a 1873 kWh (+85%). Al contrario, diminuisce il contributo della caldaia per il servizio di produzione ACS (-6% di metano utilizzato). La pompa di calore viene quindi maggiormente utilizzata per mantenere in temperatura l'accumulo di ACS, anche nella stagione estiva, andando a sfruttare la produzione fotovoltaica. I valori di $PER_{nren,ACS}$ sono infatti aumentati da 0.55 nel caso Vp-TO-0 a 0.72 nel caso Vp-TO-1, mentre l'energia elettrica ceduta in rete è diminuita da 1426 kWh nel caso Vp-TO-0 a 1004 kWh, portando l'autoconsumo al 54%. L'energia primaria globalmente utilizzata è pari a 8549 kWh (-2 %).

Rispetto al caso Vp-CT-0, si nota in Figura 81 un aumento dei costi per riscaldamento (+10%), ma costi totali praticamente invariati grazie alla riduzione della spesa per ACS (293 € contro 374 € nel caso Vp-CT-0), dovuti principalmente all'implementazione ottimizzata della logica di precarica, che aumenta il contributo solare e diminuisce la quantità di energia acquistata in rete.

Rispetto ad un controllo di tipo predittivo, ma senza l'ottimizzazione degli orari per la precarica dell'accumulo, l'energia primaria non rinnovabile utilizzata sarebbe aumentata del 13 % (da 8549 a 9663 kWh) e i costi totali del 2 % (da 801 € a 821 €).

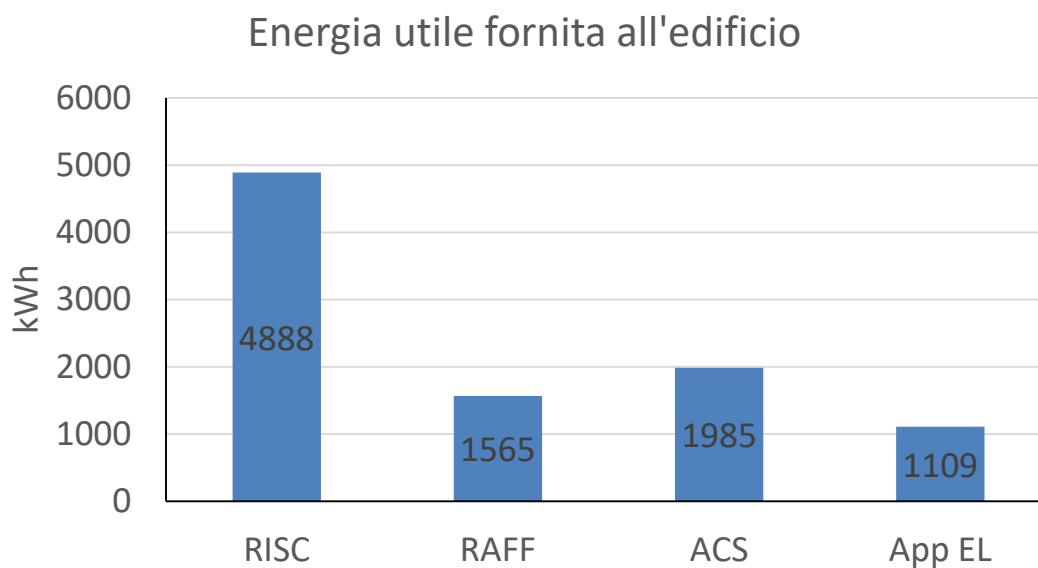


Figura 75. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-TO-1).

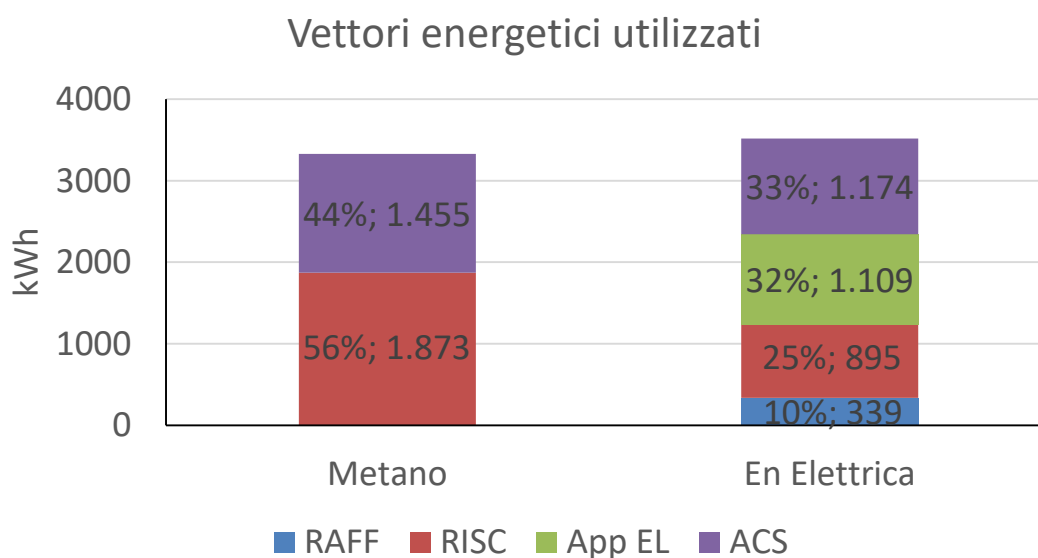


Figura 76. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-TO-1).

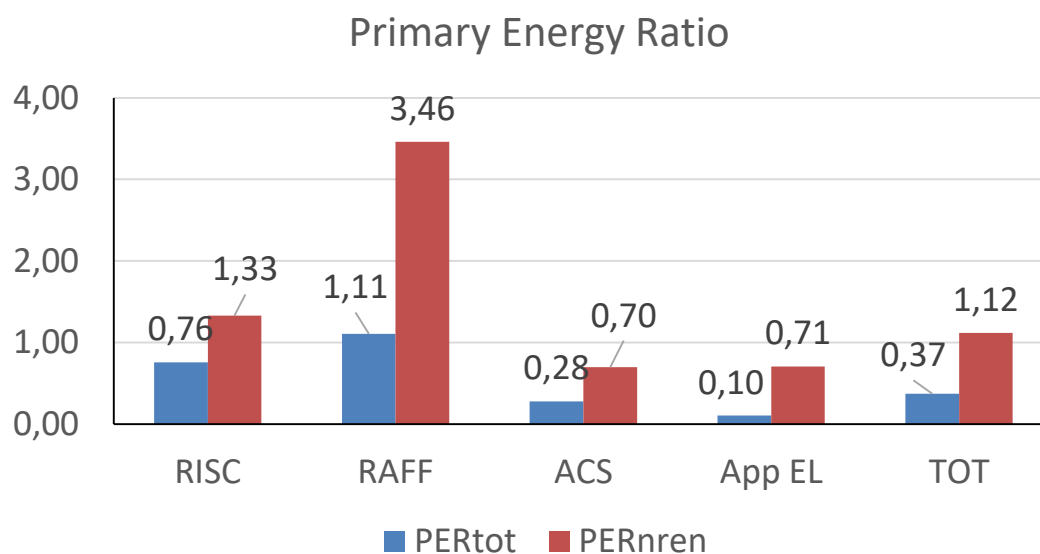


Figura 77. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-TO-1).

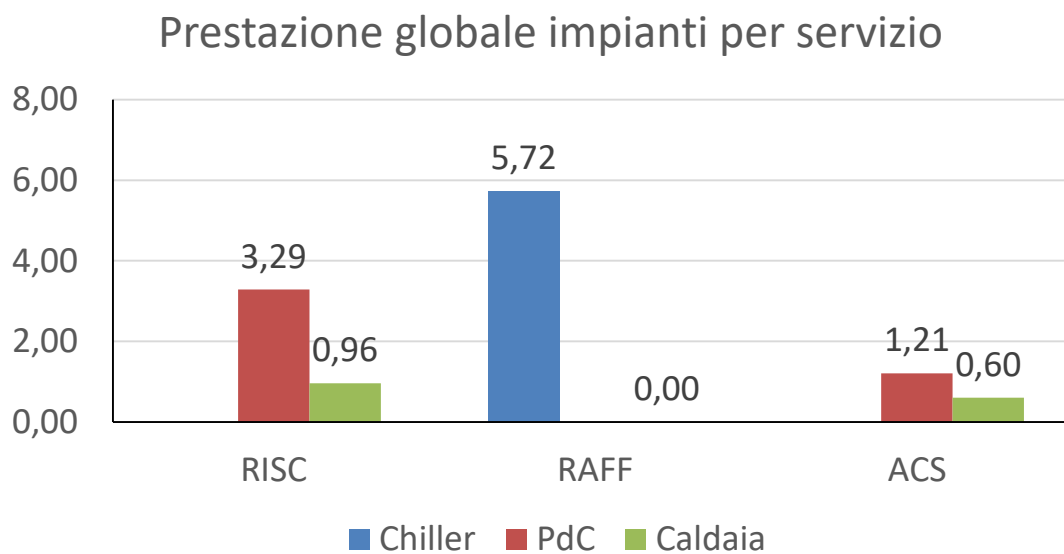


Figura 78. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-TO-1).

Prestazione stagionale generatori

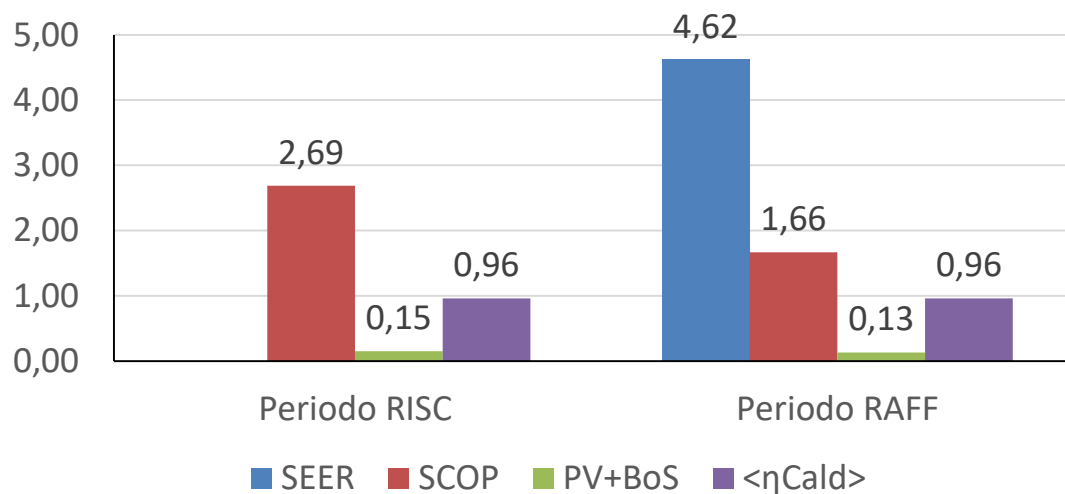


Figura 79. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-TO-1).

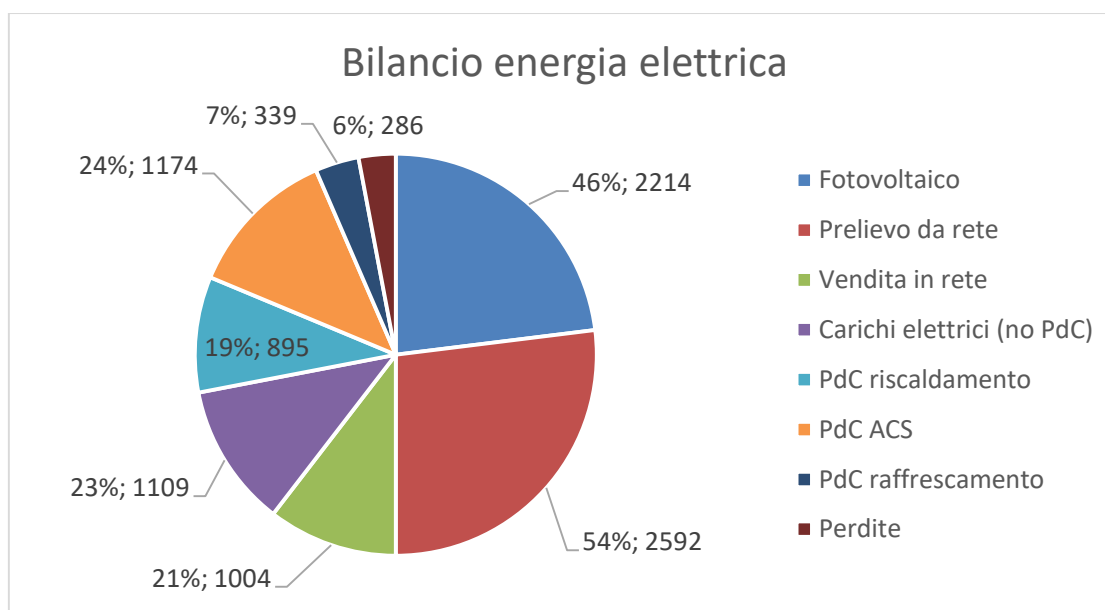


Figura 80. Bilancio energia elettrica (Vp-TO-1).

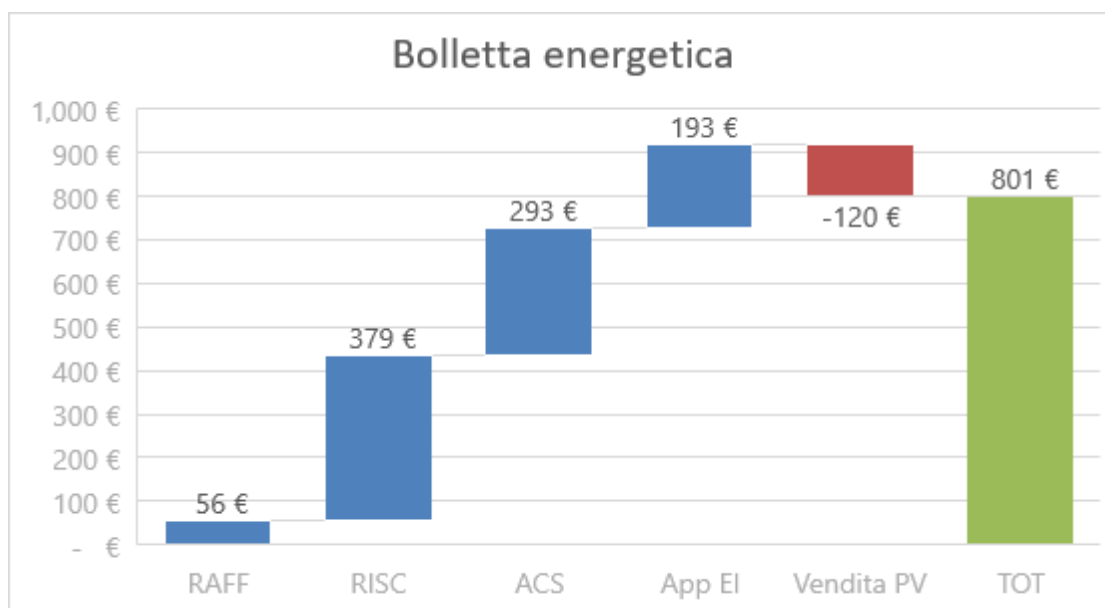


Figura 81. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-TO-1).

2.3.3.3 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2)

La logica di controllo Vp-CT-2 è analoga a quella Vp-CT-1, ma in questo caso si minimizzano i costi operativi. Anche in questa simulazione si è considerata una precarica del serbatoio, a temperatura di setpoint maggiore, le cui fasce orarie di attivazione sono state oggetto di ottimizzazione.

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 82, Figura 83, Figura 84, Figura 85, Figura 86, Figura 87 e Figura 88. Come per la strategia Vp-CT-1; l'ottimizzazione degli orari per la precarica ha individuato la stessa fascia oraria dalle 11.00 alle 16.30, come quella migliore per ridurre i costi operativi.

In questo caso studio, si è riscontrato un aumento del calore utile ceduto per riscaldamento (vedi Figura 82 e Figura 85). Questo si verifica a causa della preferenza dell'ottimizzatore economico ad utilizzare la caldaia come generatore di calore per il riscaldamento (vedi Figura 83). I consumi di metano per riscaldamento sono aumentati del 33 % rispetto al caso Vp-CT-1 (+18 % totali). Utilizzando la caldaia, i pannelli radianti si trovano ad operare con una temperatura di mandata mediamente più alta a causa della maggiore potenza installata del generatore a combustione, rispetto a quello elettrico. Quest'ultimo, infatti, ha bisogno di un transitorio più lungo per raggiungere le temperature di mandata volute a causa dell'elevata capacità termica del terminale di impianto.

I valori prestazionali energetici sono diminuiti rispetto alla strategia di controllo basata sull'ottimizzazione energetica: l'indice $PER_{nren,RISC}$ è diminuito da 1.33 nel caso Vp-CT-1 a 1.22 (- 9%). L'indice globale $PER_{nren,tot}$ è diminuito da 1.12 nel caso Vp-CT-1 a 1.07 (-4 %). Anche l'energia elettrica acquistata dalla rete è conseguentemente diminuita da 2592 kWh Vp-CT-1 a 2443 kWh, mentre l'energia ceduta è rimasta simile nei due casi (1004 kWh nel caso Vp-CT-1 e 1010 nel caso Vp-CT-2). Il livello di autoconsumo risulta quindi pari a circa il 54% in quanto l'utilizzo della pompa di calore nella fascia oraria di precarica ACS rappresenta una buona strategia per lo sfruttamento dell'energia prodotta dal fotovoltaico. Le prestazioni economiche sono diminuite rispetto al caso Vp-CT-1 a causa del maggiore calore utile fornito, così come il consumo globale di energia primaria è aumentato da 8549 kWh a 8922 kWh (+4 %).

Rispetto ad un controllo di tipo predittivo, ma senza ottimizzare gli orari della precarica dell'accumulo, l'energia primaria non rinnovabile utilizzata sarebbe aumentata del 9 % (da 8922 kWh a 9829 kWh) e i costi totali dell'1 % (da 822 € a 831 €).

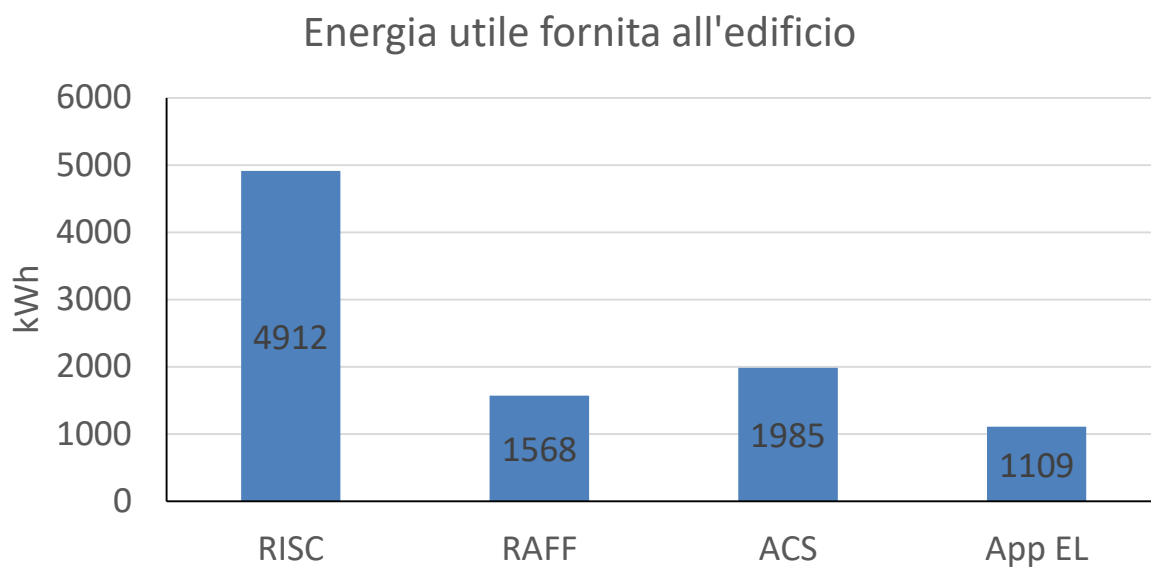


Figura 82. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2).

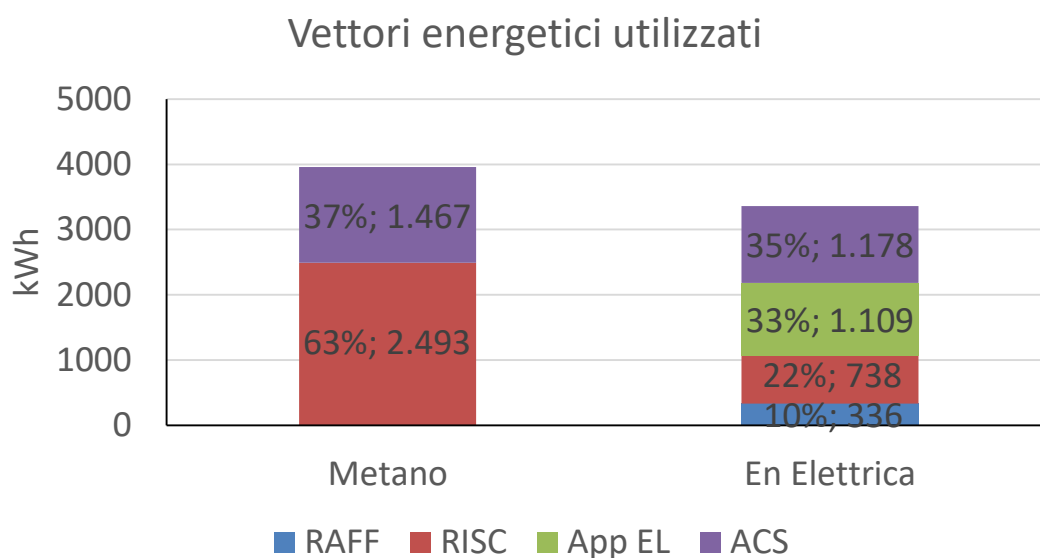


Figura 83. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-TO-2).

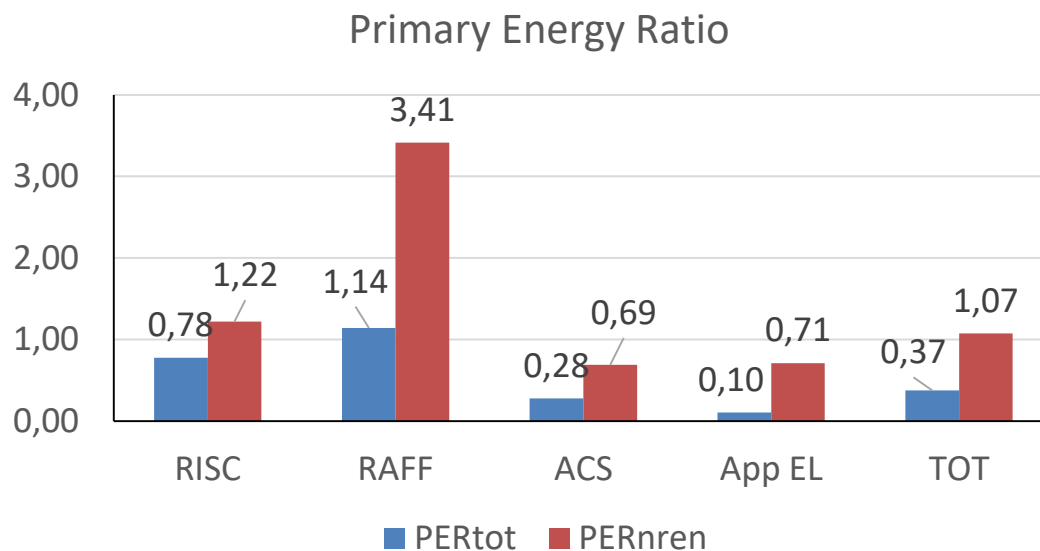


Figura 84. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-TO-2).

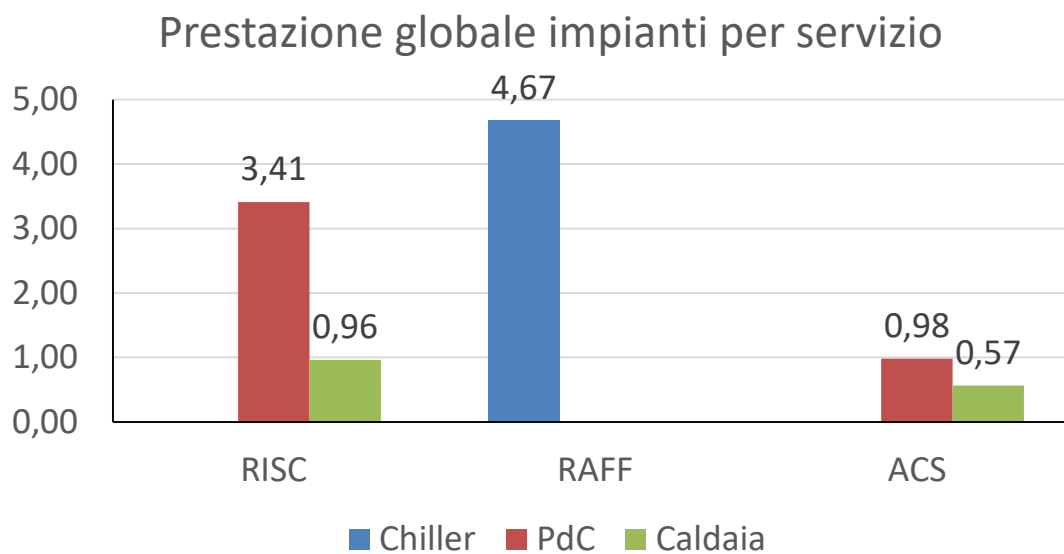


Figura 85. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2).

Prestazione stagionale generatori

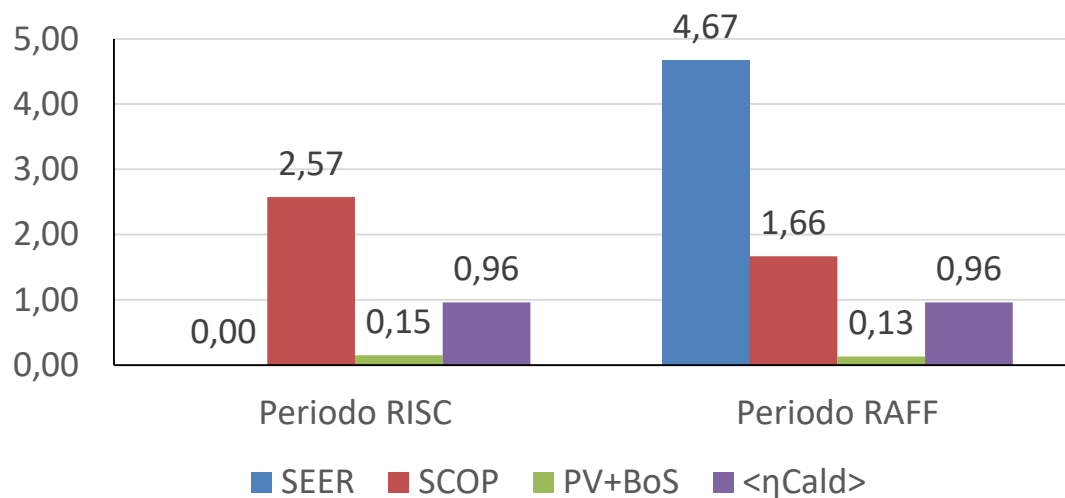


Figura 86. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-TO-2).

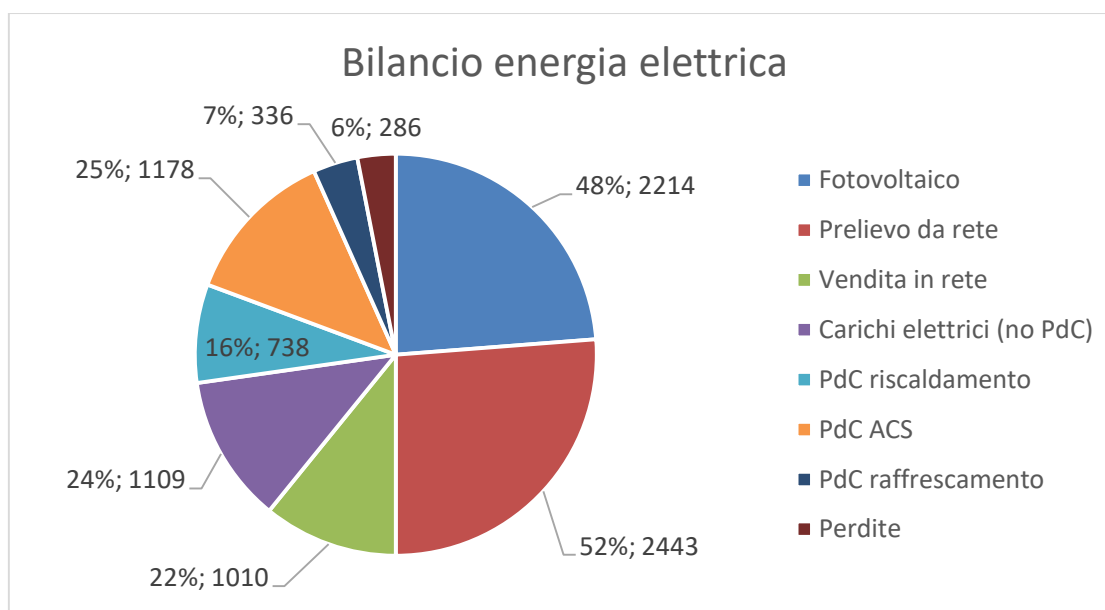


Figura 87. Bilancio energia elettrica (Vp-TO-2).

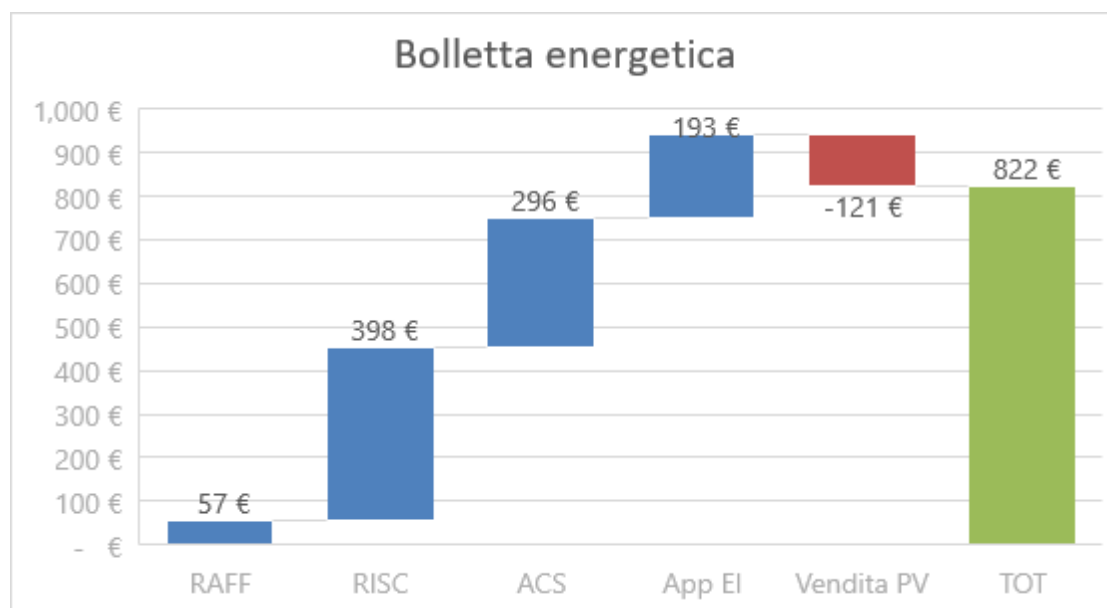


Figura 88. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-TO-2).

2.3.3.4 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2 DR1)

La logica implementata in questo caso studio prevede che il controllore effettui le scelte di accensione del generatore sempre su base economica (controllo Vp-CT-2); in più è prevista una logica aggiuntiva di demand-response, per cui i prezzi di vendita e acquisto in rete sono diversificati per giorno della settimana e ora del giorno per incentivare i consumi in determinate fasce orarie. In questo caso analizzato, i costi minori di acquisto si trovano nelle ore notturne e nei giorni festivi; in queste fasce orarie, il costo di vendita è nullo.

I risultati ottenuti sono riportati in Figura 89, Figura 90, Figura 91, Figura 92, Figura 93, Figura 94 e Figura 95. L'elemento principale di questa strategia di controllo è quella di favorire la cessione di energia elettrica in rete, nei momenti in cui il prezzo di vendita è elevato (Figura 94). Rispetto alla strategia di controllo Vp-TO-1 e Vp-TO-2, l'energia esportata dall'edificio è pari a 1164 kWh (+16% rispetto al caso Vp-TO-1 e +15% rispetto al caso Vp-TO-2). Grazie ai ricavi di vendita dovuti alla maggiore quantità di energia ceduta in rete (vedi Figura 95) e al maggior prezzo di vendita, i costi totali annuali scendono a 626 € (-22% rispetto al caso Vp-TO-1 e -24% rispetto al caso Vp-TO-2).

A fronte di una notevole riduzione dei costi di esercizio, le prestazioni energetiche dell'edificio rimangono sostanzialmente invariate (vedi Figura 91).

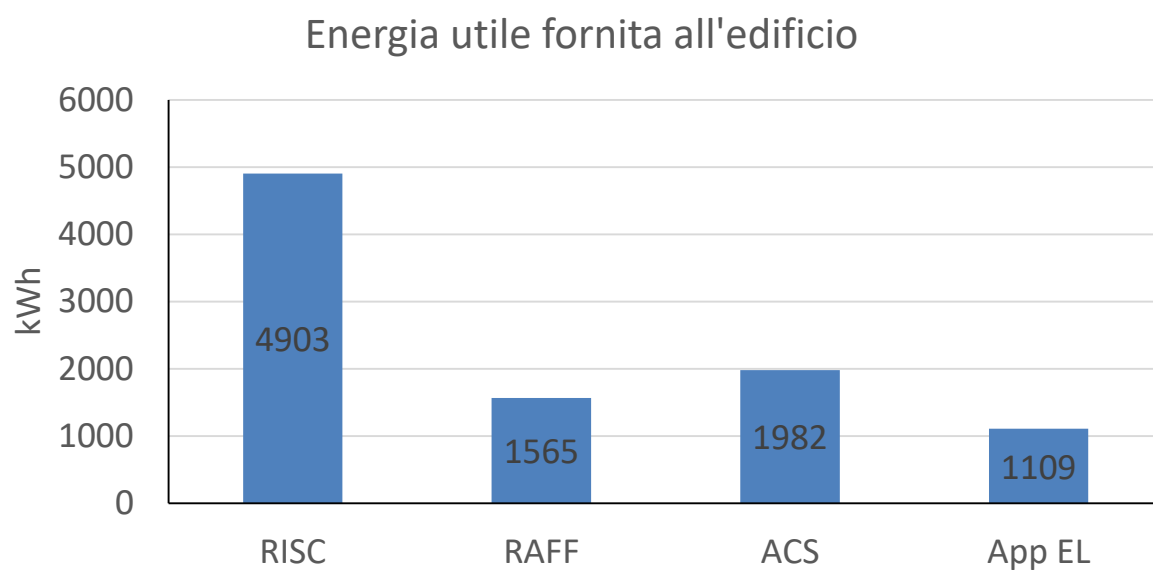


Figura 89. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2-DR1).

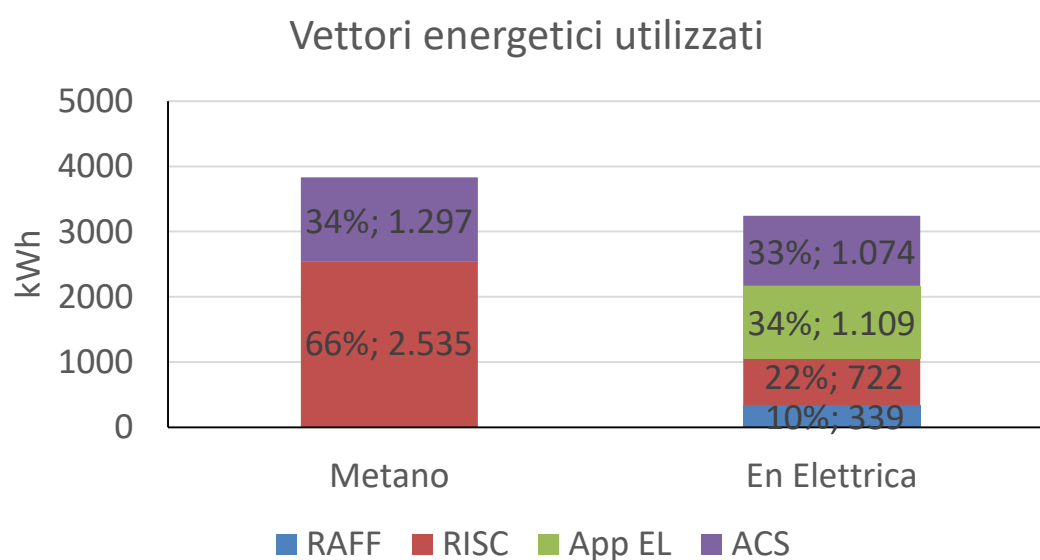


Figura 90. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-TO-2-DR1).

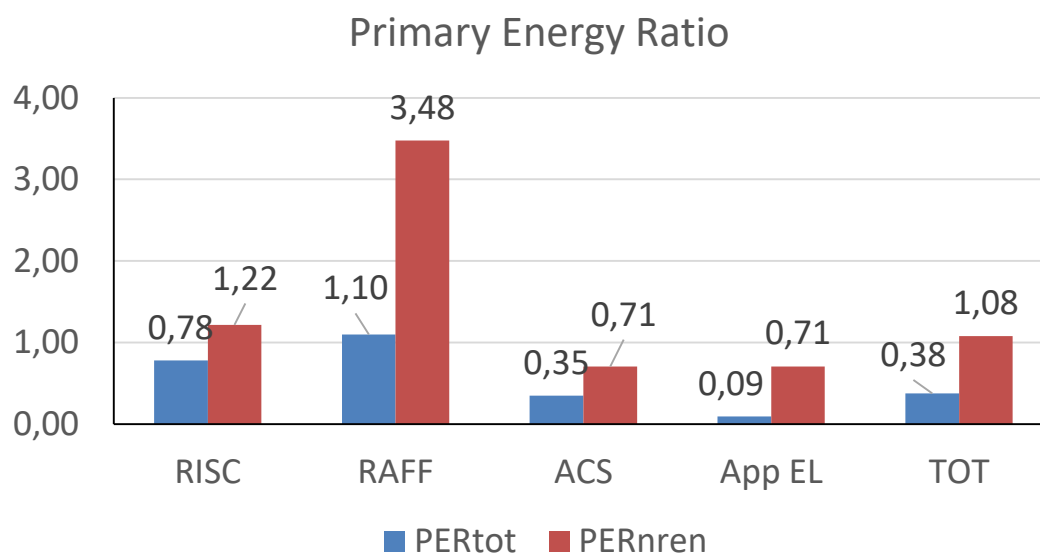


Figura 91. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-TO-2-DR1).

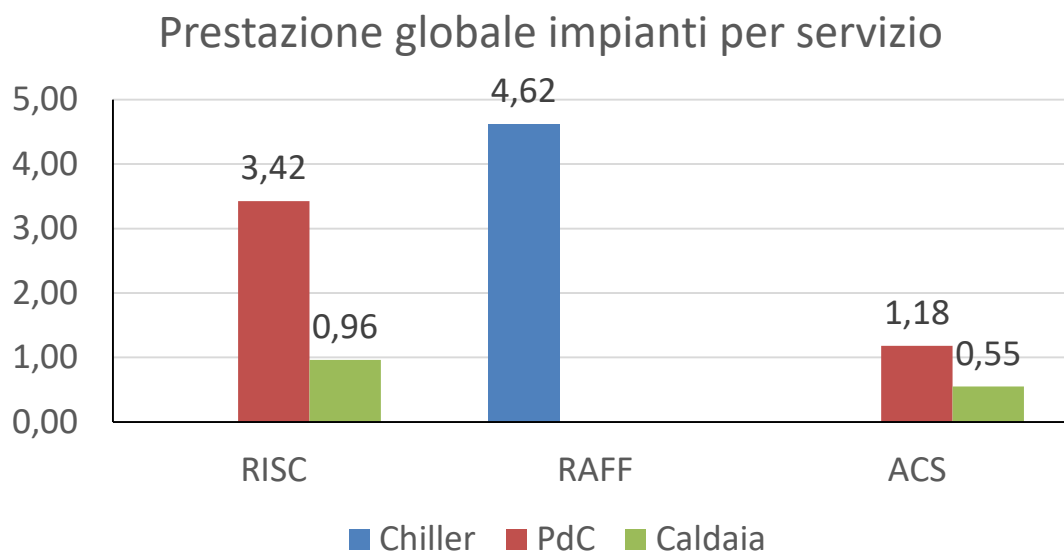


Figura 92. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2-DR1).

Prestazione stagionale generatori

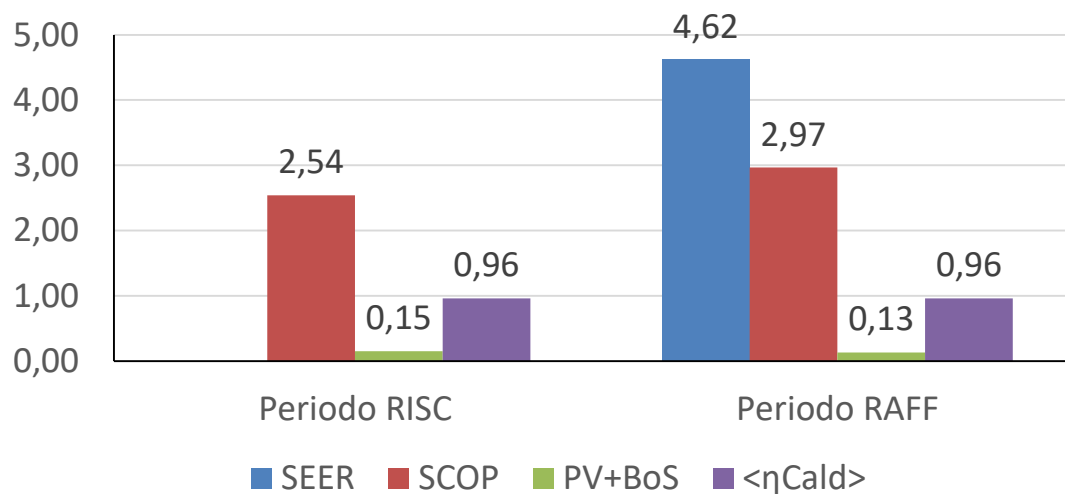


Figura 93. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-TO-2-DR1).

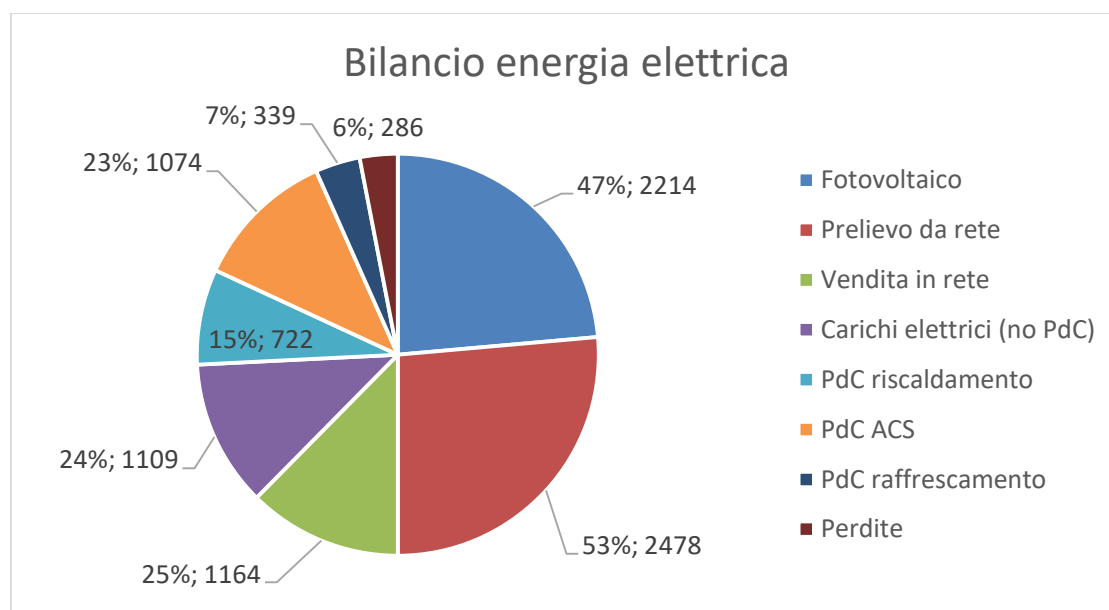


Figura 94. Bilancio energia elettrica (Vp-TO-2-DR1).

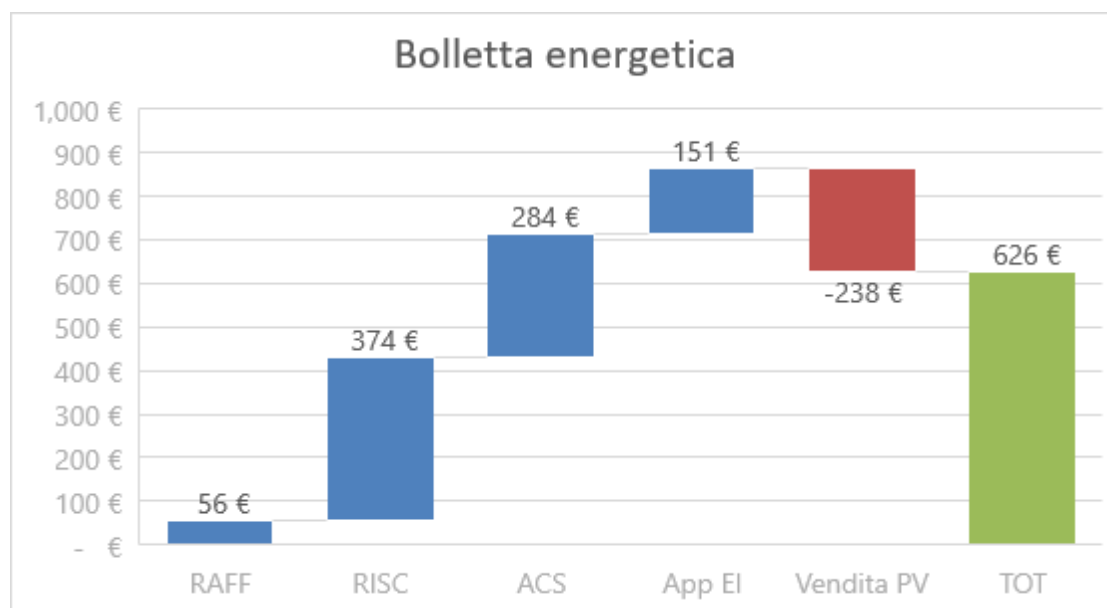


Figura 95. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-TO-2-DR1).

2.3.3.5 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato a Torino: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

Come nel caso precedente del caso studio della Villa con utenza pensionato a Catania, il sistema ibrido in esame ha delle prestazioni migliori rispetto a quelle che sono state trovate per il caso studio "Appartamento". Ciò è dovuto alla presenza del terminale "pannello radiante", con le cui temperature di mandata più basse è possibile sfruttare maggiormente la pompa di calore per il servizio di riscaldamento.

La caldaia viene sfruttata soprattutto per il servizio di ACS, abbinata all'accumulo. La pompa di calore può ottimizzare la quota di energia fornita per questo servizio tramite l'accumulo attraverso la scelta dei periodi di precarica dell'accumulo, che sono generalmente previsti dalle 11:00 alle 16:30. A meno di logiche di costo di tipo DR, risulta più conveniente usare la caldaia per il servizio di ACS, a meno che non si sfruttino condizioni particolarmente favorevoli (temperature alte esterne). La produzione di energia elettrica da fotovoltaico contribuisce alla riduzione della quota di energia elettrica prelevata dalla rete, anche se l'effetto sui costi complessivi imputati all'utente dipende dalle tariffe di vendita/acquisto. Anche se l'utenza pensionato è, tra le varie utenze studiate, quella che sfrutta l'abitazione in modo più continuativo, risulta comunque una quota di consumi nelle ore serali/notturne non riducibile, che non possono essere soddisfatte con energia proveniente da fotovoltaico a meno dell'installazione di batterie elettrochimiche. In generale, quindi, come nel caso precedente, la tariffa migliore per l'utente risulta essere quella DR1, mentre quella peggiore la DR2.

Rispetto al caso della Villetta con utenza pensionato a Catania, si ottengono quindi risultati qualitativamente simili anche se quantitativamente diversi.

2.3.4 Villa a copertura inclinata (30° sud) con utenza famiglia a Torino

2.3.4.1 Villa con controllo tradizionale (Vf-TO-0) – Caso benchmark

Anche in questo caso, l'edificio utilizza pannelli radianti come terminali di emissione. Il controllo tradizionale Vf-TO-0 utilizza la pompa di calore solo se la temperatura esterna è maggiore di un valore soglia (T_{switch}); per temperature inferiori, viene attivata la caldaia. Il servizio di ACS, invece, viene soddisfatto in maniera istantanea dalla caldaia. Entrambi i generatori possono essere utilizzati sia per il servizio di riscaldamento che per il servizio di ACS.

L'accumulo per la produzione di ACS viene controllato come descritto nel paragrafo 2.3.3.1. La pompa di calore viene utilizzata anche come chiller in estate, fornendo il servizio di raffrescamento all'edificio tramite i pannelli radianti, con temperatura di mandata fissa (15 °C). Può comunque essere utilizzata come

generatore per riscaldare l'accumulo di ACS, in alternativa alla caldaia. Anche in questo caso, viene considerata la produzione elettrica proveniente da 12 m² di moduli fotovoltaici per diminuire la richiesta di energia elettrica dalla rete. La produzione solare contribuisce al soddisfacimento dei carichi elettrici (apparecchiature) e alle richieste di energia della pompa di calore per tutti e tre i servizi: riscaldamento, raffrescamento e produzione ACS.

Come nel caso AI-CT-0, il valore di T_{switch} è stato ottimizzato in termini energetici ed economici. In questo caso studio, la temperatura ottima è risultata essere pari alla temperatura di progetto dell'edificio; in altre parole, la logica individuata favorisce l'utilizzo della pompa di calore quanto più possibile, compatibilmente con le richieste di calore provenienti dal serbatoio ACS, a cui viene data priorità.

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 96, Figura 97, Figura 98, Figura 99, Figura 100, Figura 101 e Figura 102.

Le prestazioni dell'impianto della pompa di calore sono inferiori rispetto al caso Vp-TO-0, ($SCOP_{risc} \sim 3.4$ rispetto a $SCOP_{risc} \sim 3.6$) a causa di una temperatura media esterna di circa 2.5 °C, dovuta all'utilizzo principalmente serale dell'edificio. L'ottimizzazione della temperatura di commutazione, T_{switch} , ha comunque mostrato anche in questo clima un vantaggio nel predisporre la pompa di calore come generatore privilegiato per il servizio di riscaldamento, con temperatura di commutazione ottimale pari alla temperatura di progetto. Rispetto all'utilizzo di un valore standard per la commutazione tra i generatori (es. $T_{switch} = 7\text{ °C}$) si ottengono costi analoghi (863 € rispetto a 865 €), ma una significativa riduzione dell'energia primaria globale non rinnovabile utilizzata (8032 kWh rispetto 10875 kWh). La pompa di calore è il generatore principale per il servizio di riscaldamento (2744 kWh forniti, pari al 62 % del totale, vedi Figura 96, Figura 97 e Figura 99); la caldaia viene accesa nel caso di contemporanea richiesta di calore da parte dell'edificio e del serbatoio ACS. Per quanto riguarda quest'ultimo servizio, la pompa di calore soddisfa la maggior parte delle richieste nel periodo invernale, mentre la caldaia soddisfa quelle estive. Le prestazioni energetiche per questo servizio sono basse ($SCOP_{ACS} \sim 1.2$ e $\eta_{c,ACS} \sim 0.6$, vedi Figura 99) a causa delle elevate temperature di mandata necessarie a riscaldare l'accumulo ($\sim 51\text{ °C}$) e delle perdite del serbatoio stesso, incluse nel calcolo dello $SCOP_{ACS}$ e del rendimento della caldaia. Le prestazioni per raffrescamento risultano invece favorevoli ($SEER \sim 5.7$), maggiori rispetto al caso Vp-TO-0, sempre a causa dell'utilizzo dell'edificio in ore serali.

Il rendimento medio annuale BOS del sistema fotovoltaico (comprendente i moduli, sistema MPPT e inverter) è di circa il 13 % (vedi Figura 100). Come si nota dal bilancio in Figura 101, l'energia elettrica da fonte solare in ingresso il sistema è circa il 42% del totale (2336 kWh sul totale 5561 kWh), di questa, il 31% viene autoconsumata, mentre la rimanente parte viene ceduta in rete (1606 kWh). Ricordiamo che nel caso studio non sono presenti accumuli elettrochimici. Il contributo solare è confermato dai valori di PER riportati in Figura 98: il valore elevato del $PER_{gl,nren}$ è pari a 1.01, mentre il corrispondente $PER_{gl,tot}$ è pari a 0.36 servizio, corrispondente ad un 64 % di quota di energia rinnovabile. L'energia primaria globalmente utilizzata non rinnovabile è pari a 8699 kWh

Nel complesso, i costi operativi annuali sono dovuti per la maggior parte ai servizi di riscaldamento e produzione ACS, mentre quelli relativi alle richieste di raffrescamento sono marginali grazie all'elevata efficienza dell'involucro, agli elevati valori di $SEER$ e al contributo fotovoltaico. I ricavi conseguenti la vendita di energia elettrica sono pari a circa il 18% della spesa totale.

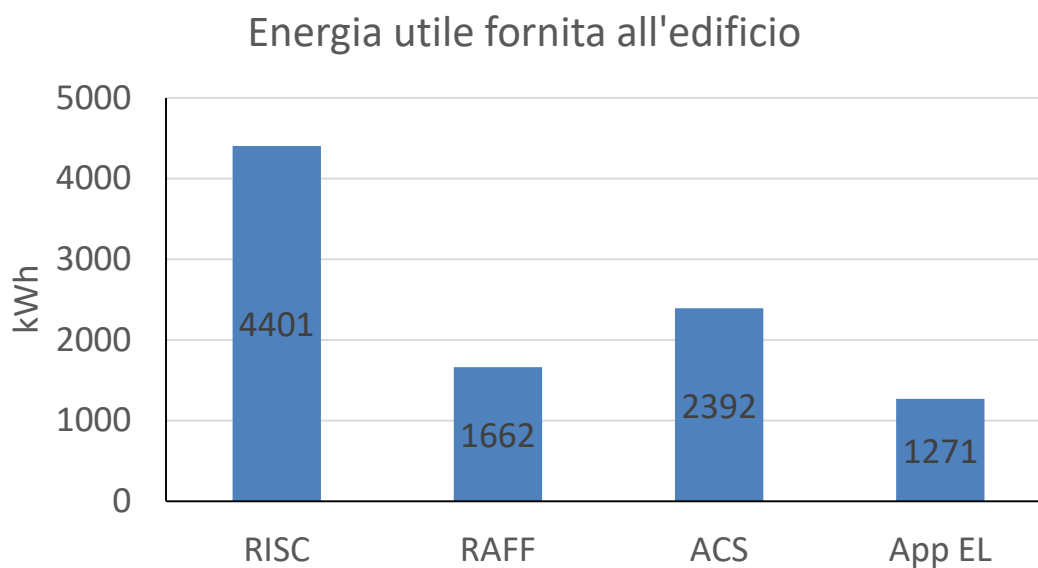


Figura 96. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vf-TO-0).

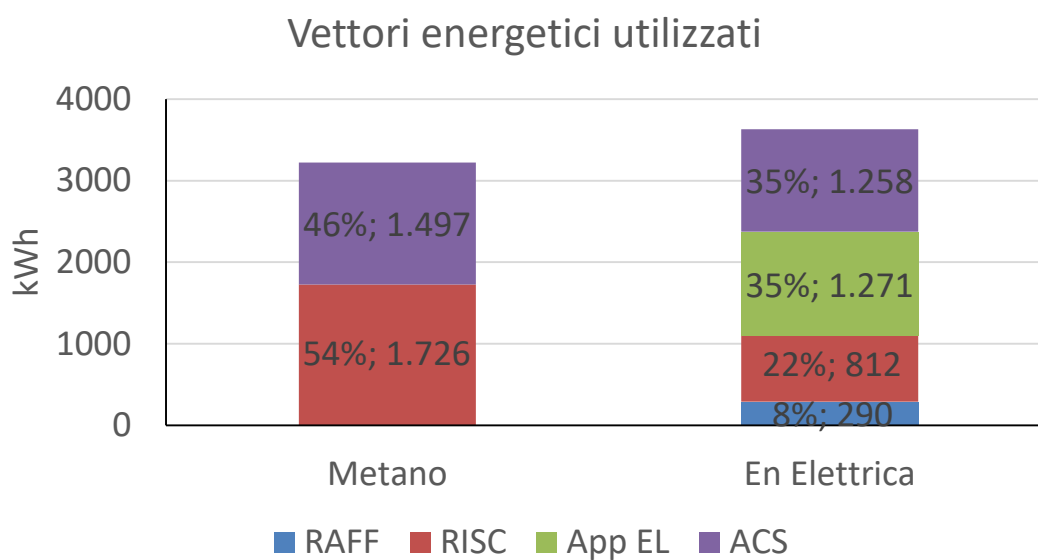


Figura 97. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vf-TO-0).

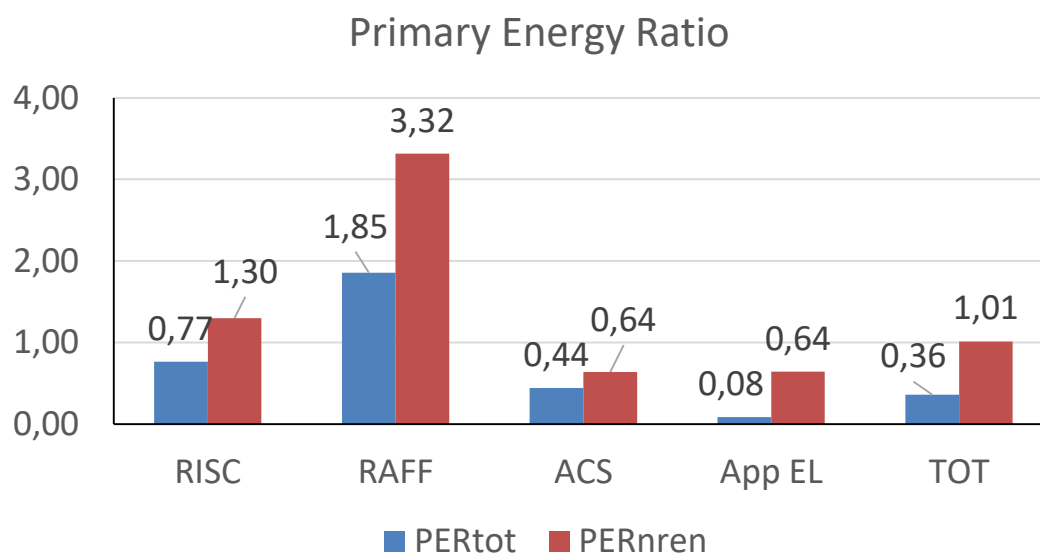


Figura 98. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vf-TO-0).

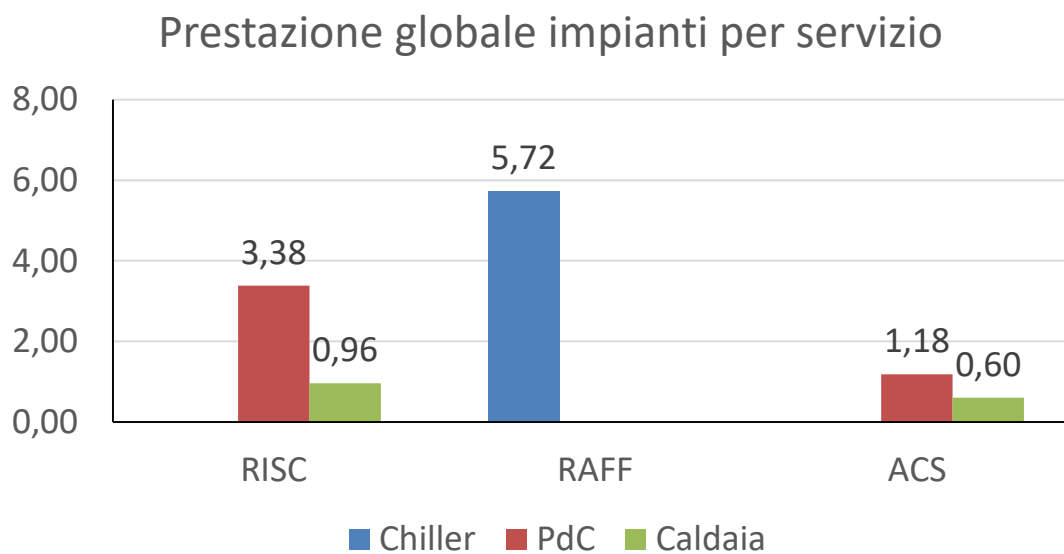


Figura 99. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vf-TO-0).

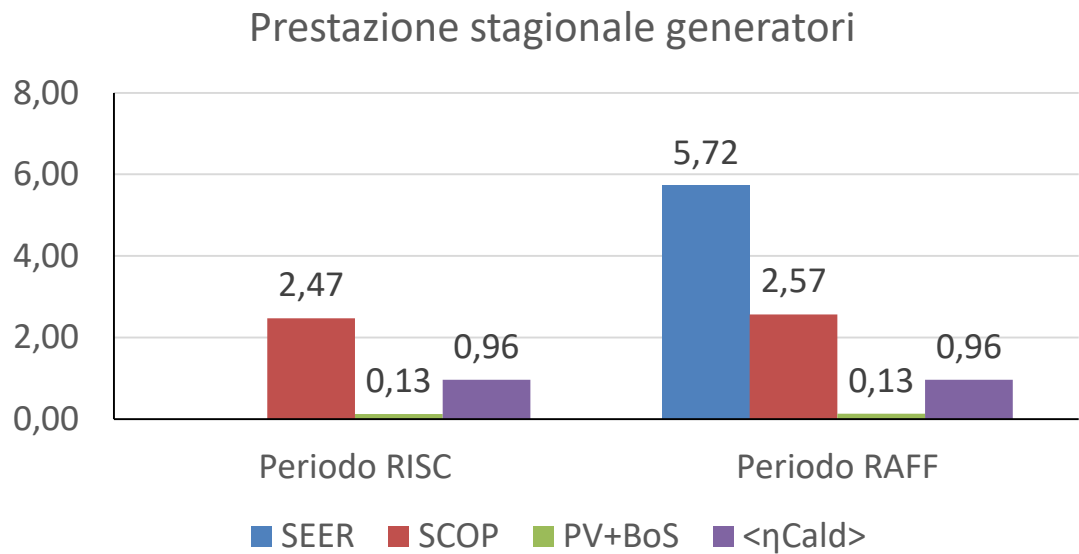


Figura 100. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vf-TO-0).

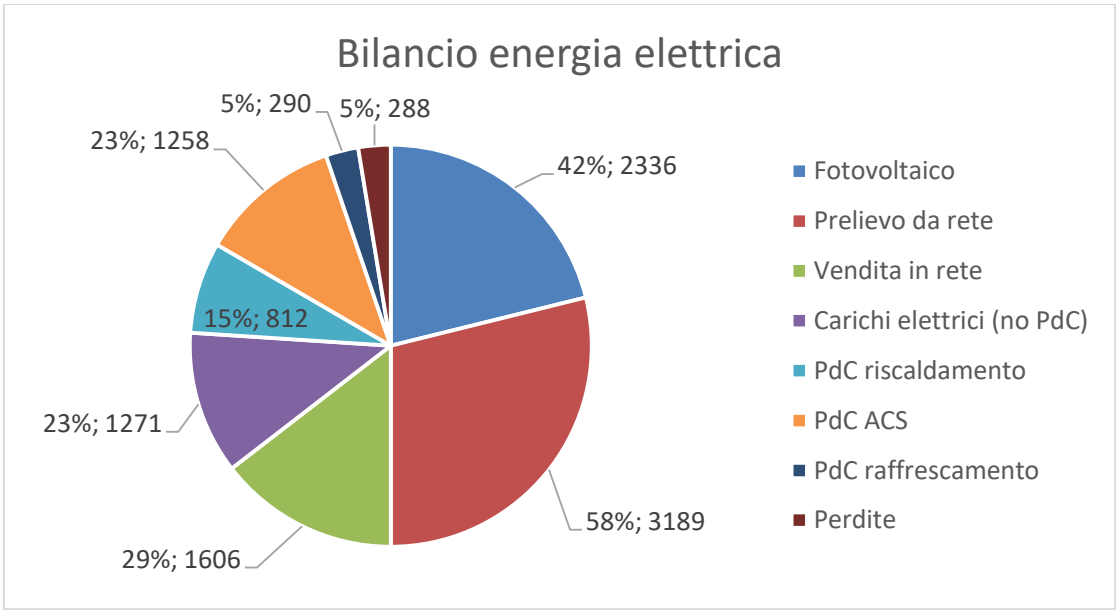


Figura 101. Bilancio energia elettrica (Vf-TO-0).

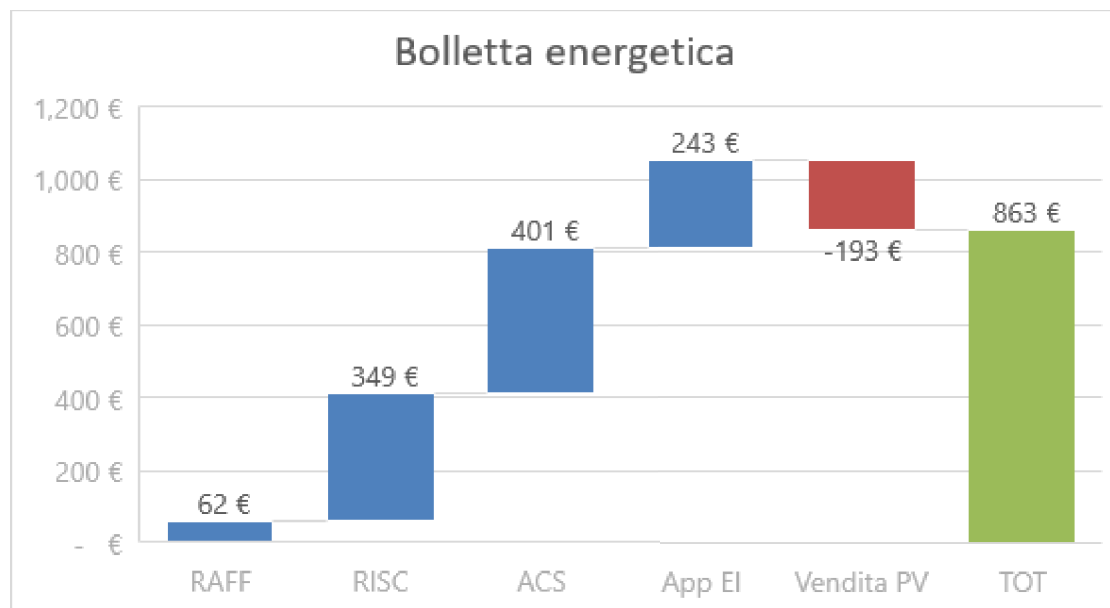


Figura 102. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vf-TO-0).

2.3.4.2 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-1)

La logica di controllo Vf-TO-1 è analoga a quella descritta nella sezione 3.4.2.2, ovvero si basa su un ottimizzatore predittivo che ha come funzione obiettivo la minimizzazione dell'energia primaria non rinnovabile. I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 103, Figura 104, Figura 105, Figura 106, Figura 107, Figura 108 e Figura 109. L'ottimizzazione degli orari per la precarica ha individuato la fascia oraria dalle 11.00 alle 16.30, andando a massimizzare la quota solare utilizzata.

Rispetto al caso Vf-TO-0, la caldaia viene utilizzata maggiormente (vedi Figura 104): il consumo di metano per il servizio di riscaldamento aumenta da 1726 kWh a 2434 kWh (+41%), così come per il servizio di ACS dove i consumi aumentano da 1497 kWh a 1877 kWh (+25%). Al contrario, diminuisce il contributo della caldaia per il servizio di produzione ACS (-6% di metano utilizzato). La pompa di calore viene quindi maggiormente utilizzata per mantenere in temperatura l'accumulo di ACS, anche nella stagione estiva, andando a sfruttare la produzione fotovoltaica. I valori di $PER_{nren,ACS}$ sono infatti aumentati da 0.55 nel caso Vp-TO-0 a 0.72 nel caso Vp-TO-1, mentre l'energia elettrica ceduta in rete è diminuita da 1606 kWh nel caso Vf-TO-0 a 1388 kWh (-13%).

Rispetto al caso Vf-TO-0, si nota in Figura 109 una lieve riduzione dei costi per riscaldamento (-1%): anche se ci sono delle piccole differenze nei costi del riscaldamento e nella vendita dell'energia elettrica da fotovoltaico, la maggiore differenza tra i costi finali di energia si verifica sul costo del servizio di ACS, che passa da 401 € (caso Vf-TO-0) a 341 € con la modalità di gestione migliorata basata sugli orari scelti dall'ottimizzatore per precaricare l'accumulo.

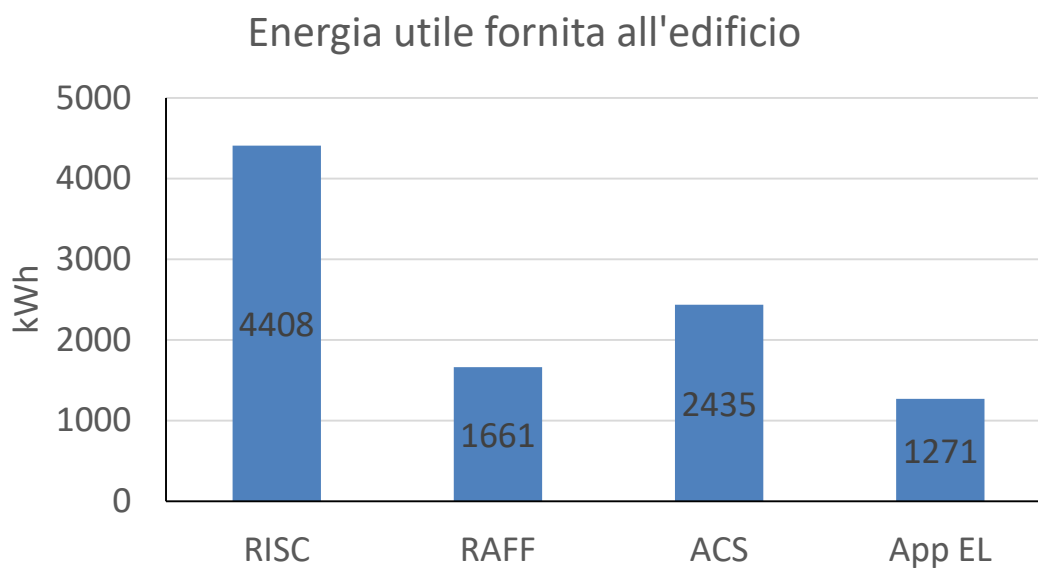


Figura 103. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vf-TO-1).

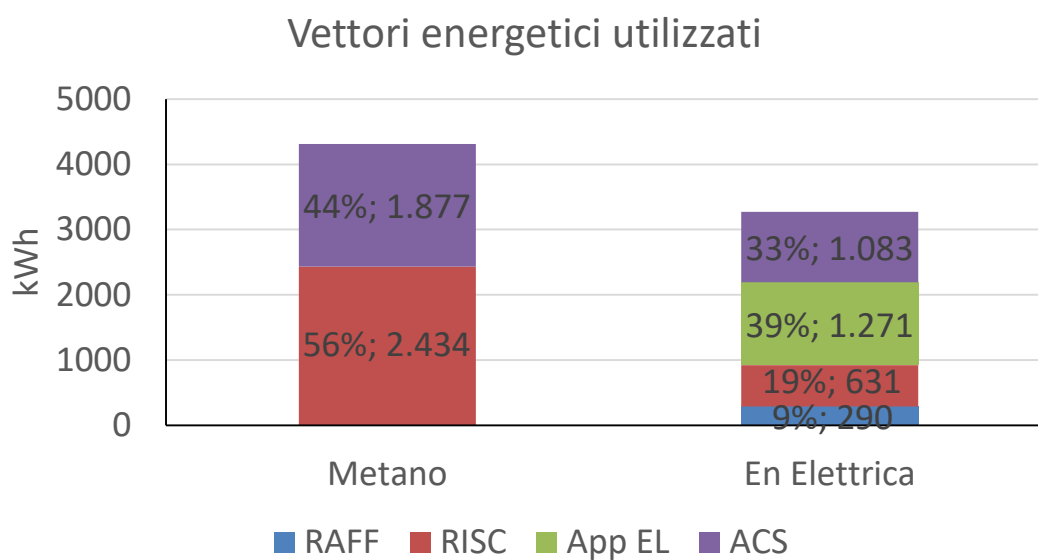


Figura 104. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vf-TO-1).

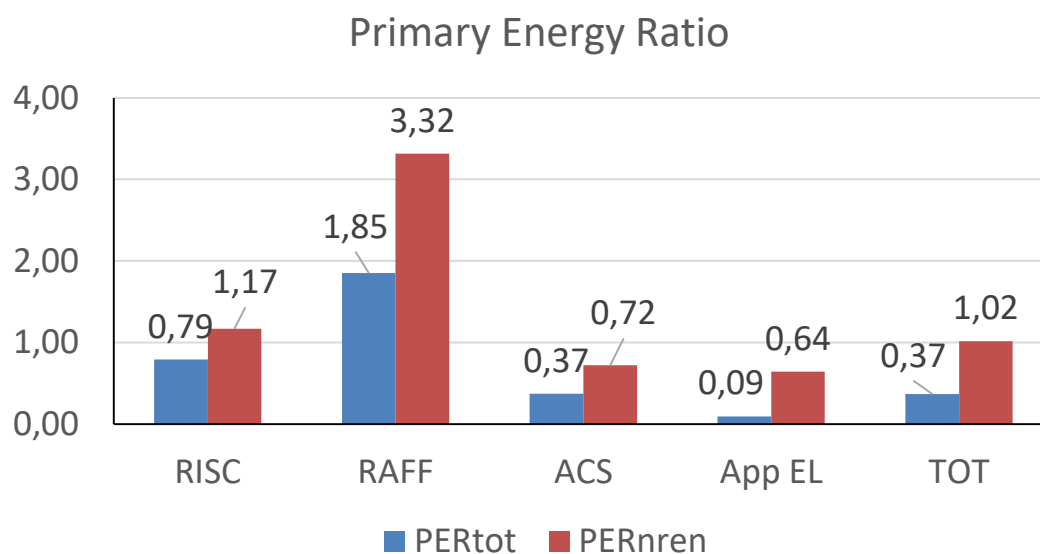


Figura 105. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile(Vf-TO-1).

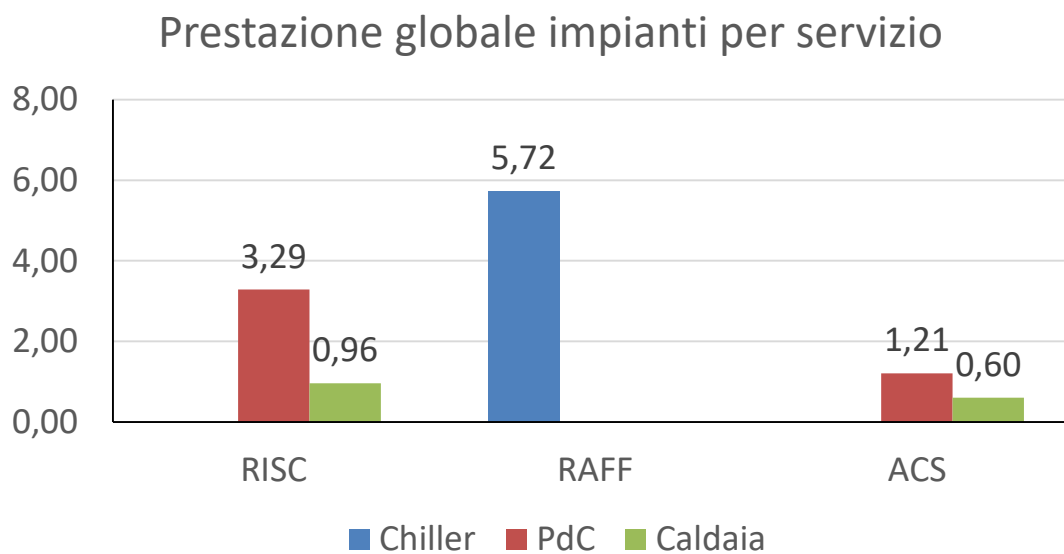


Figura 106. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vf-TO-1).

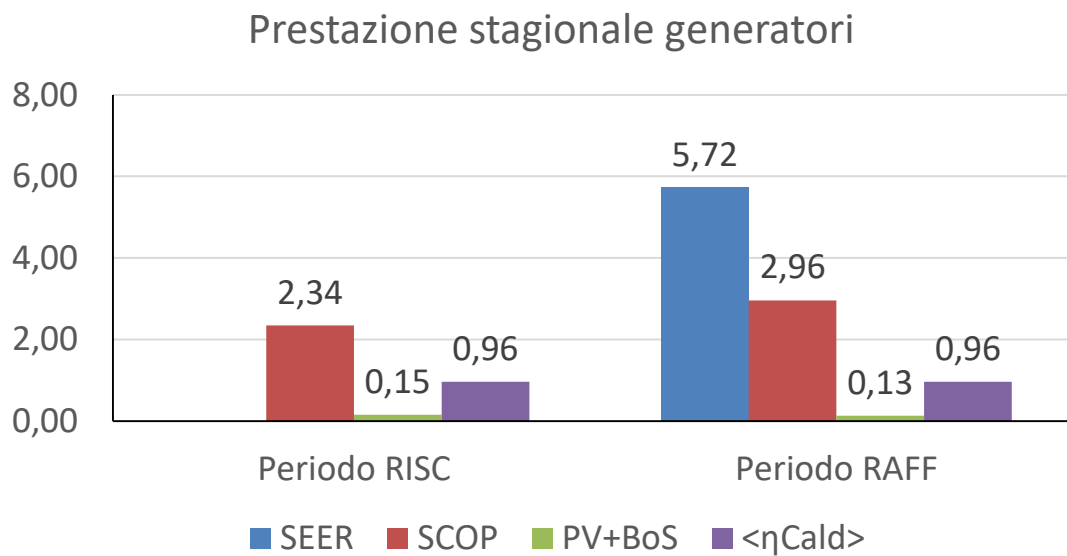


Figura 107. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vf-TO-1).

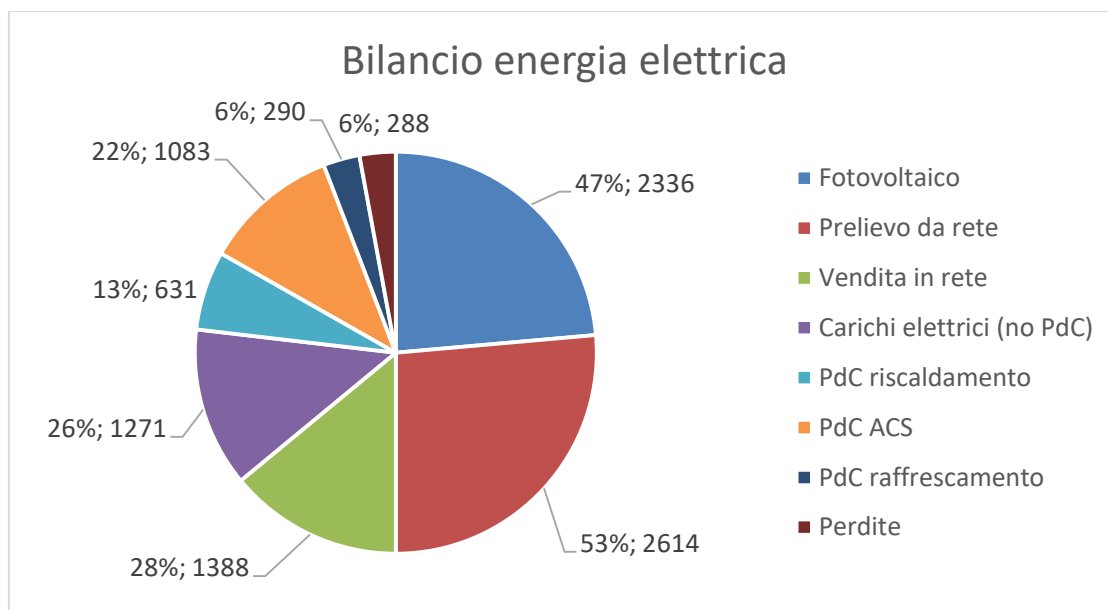


Figura 108. Bilancio energia elettrica (Vf-TO-1).

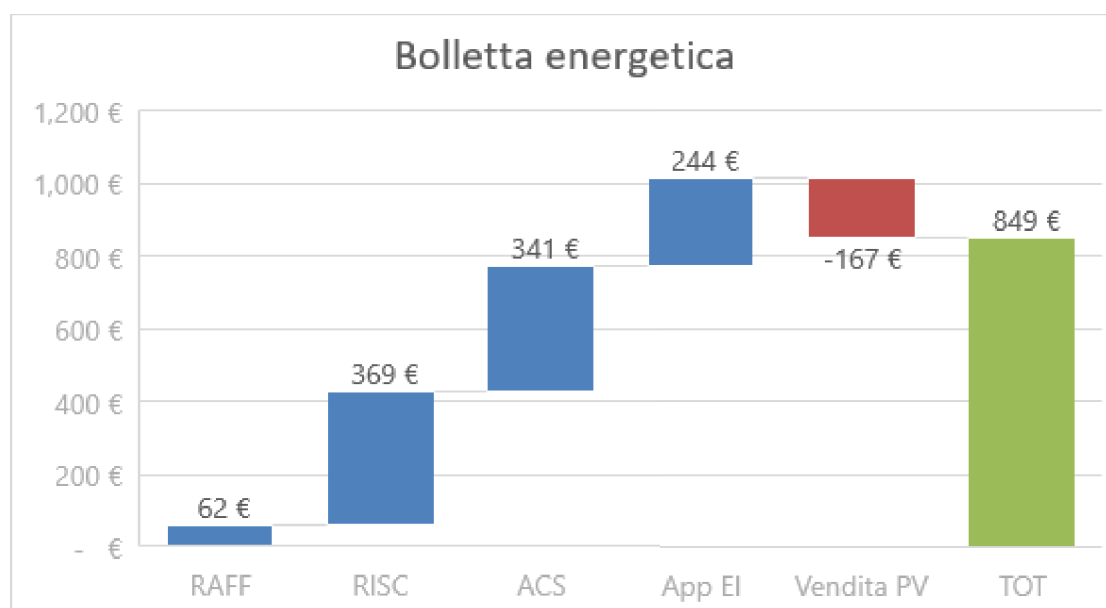


Figura 109. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vf-TO-1).

2.3.4.3 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2)

La logica di controllo Vf-TO-2 è analoga a quella precedentemente descritta nella sezione 2.3.3.3, ovvero si basa su un ottimizzatore predittivo che ha come funzione obiettivo la minimizzazione dei costi finali dell'utente, anche considerando la vendita in rete dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico. I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati in Figura 110, Figura 111, Figura 112, Figura 113, Figura 114, Figura 115 e Figura 116.

Come negli altri casi con la logica di controllo analoga, la caldaia viene utilizzata di più sia per il servizio di riscaldamento (+9%) che per il servizio di ACS (+3%). Ciò è dovuto al fatto che il COP di convenienza economica è maggiore del COP di convenienza energetico, facendo quindi diminuire il numero di momenti in cui risulta conveniente l'utilizzo della pompa di calore per soddisfare i servizi.

In ogni caso, le differenze tra i casi Vf-TO-1 e Vf-TO-2 sono minime per quanto riguarda gli indicatori prestazionali e anche gli indicatori economici: le due soluzioni risultano quasi coincidenti. La soluzione che minimizza i costi si differenzia solo per una leggera diminuzione del prelievo da rete (-4%) e un aumento dell'autoconsumo intorno all'1%. I costi finali sono però sostanzialmente invariati.

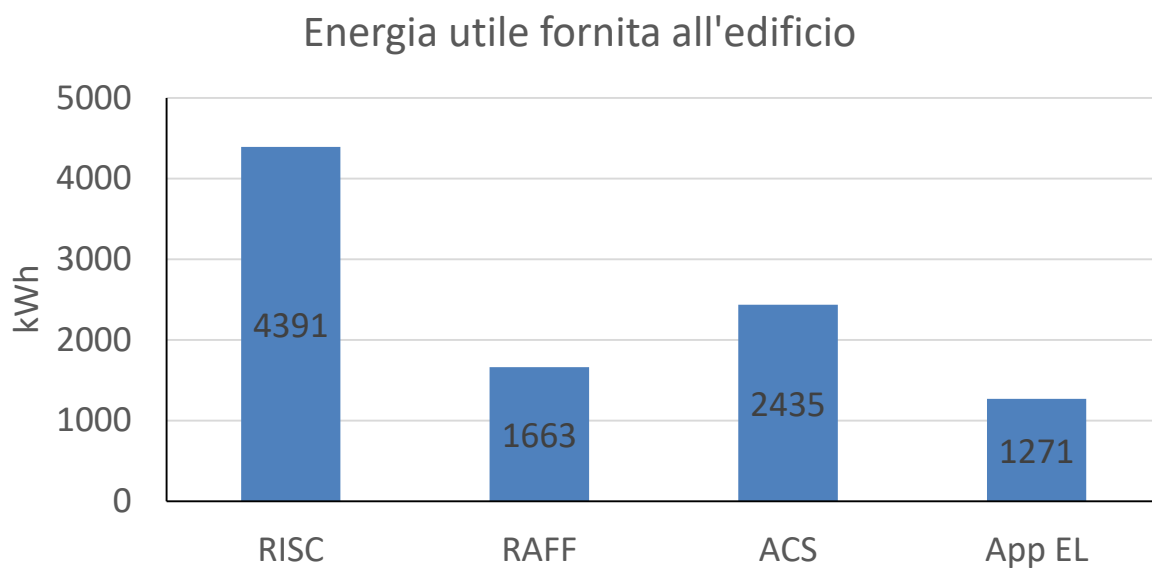


Figura 110. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2).

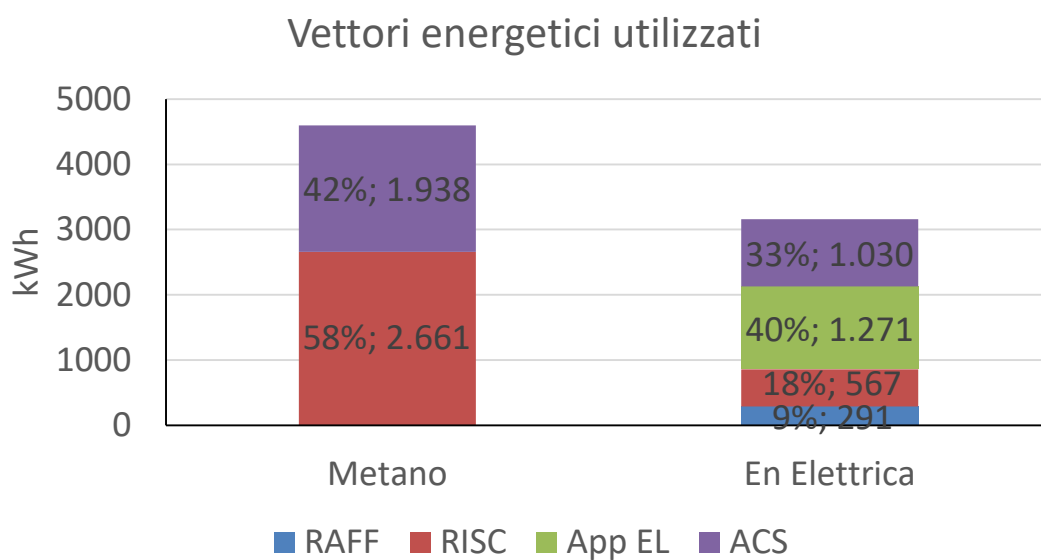


Figura 111. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vf-TO-2).

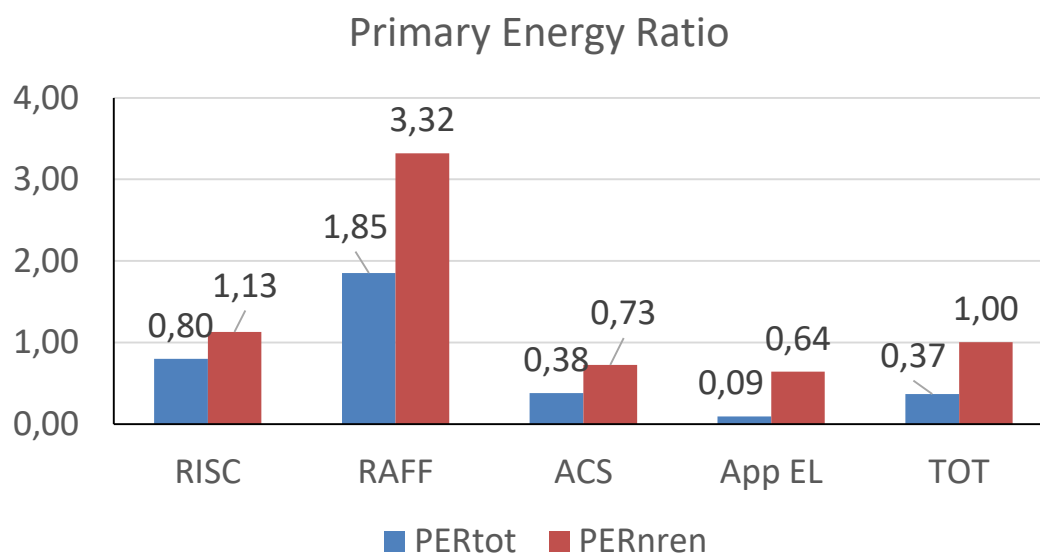


Figura 112. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vf-TO-2).

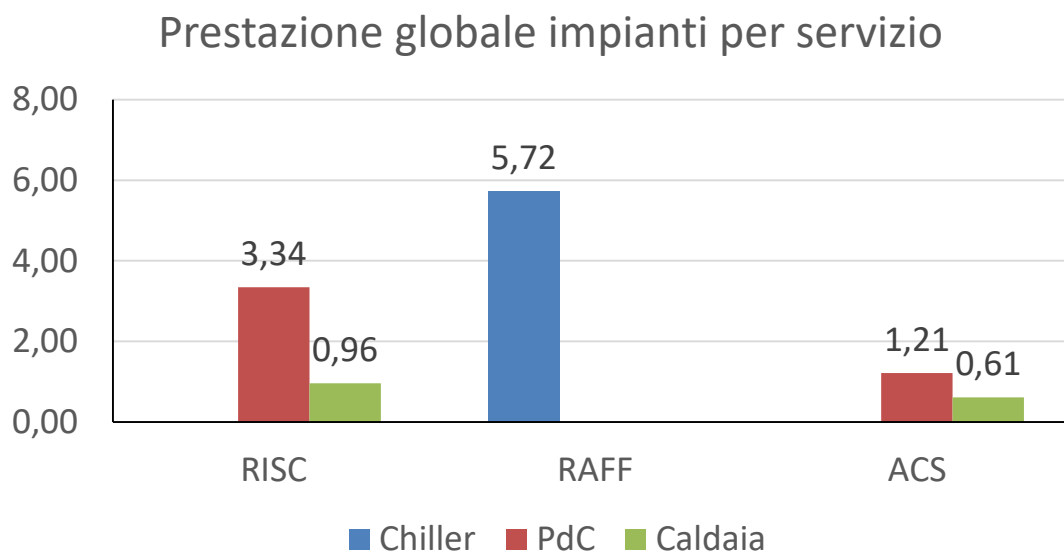


Figura 113. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2).

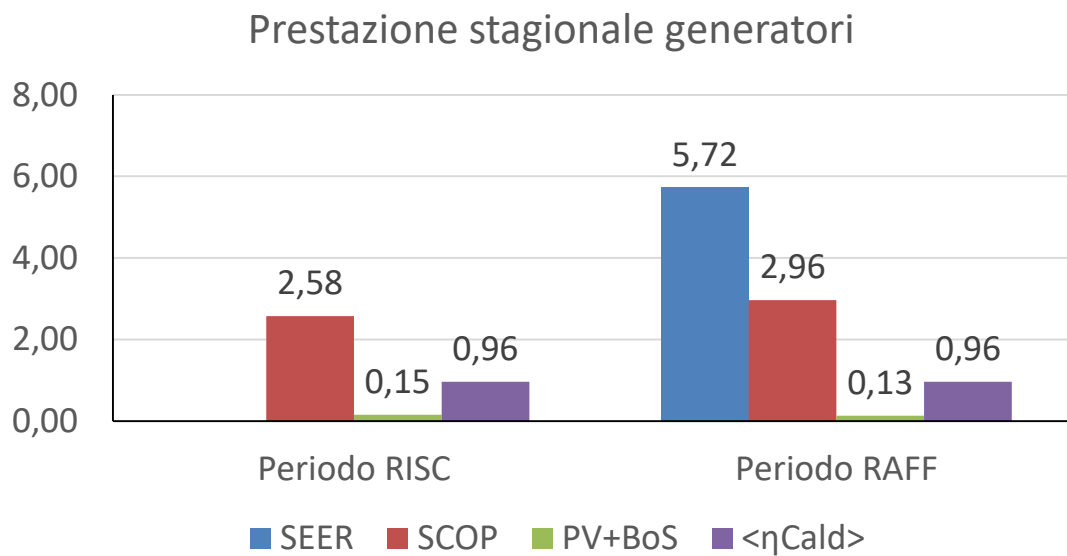


Figura 114. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vf-TO-2).

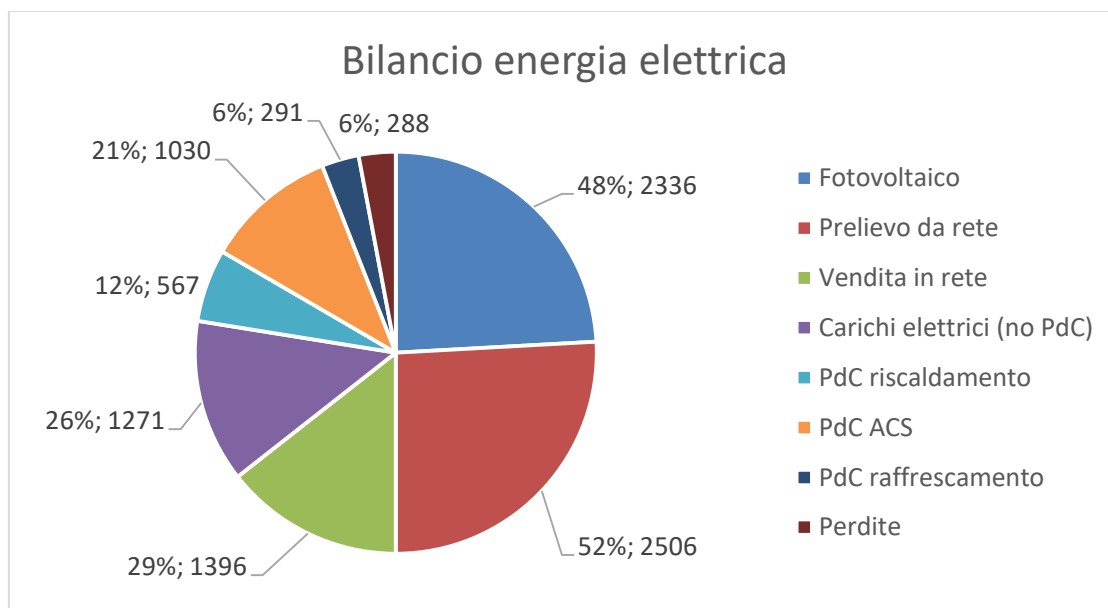


Figura 115. Bilancio energia elettrica (Vf-TO-2).

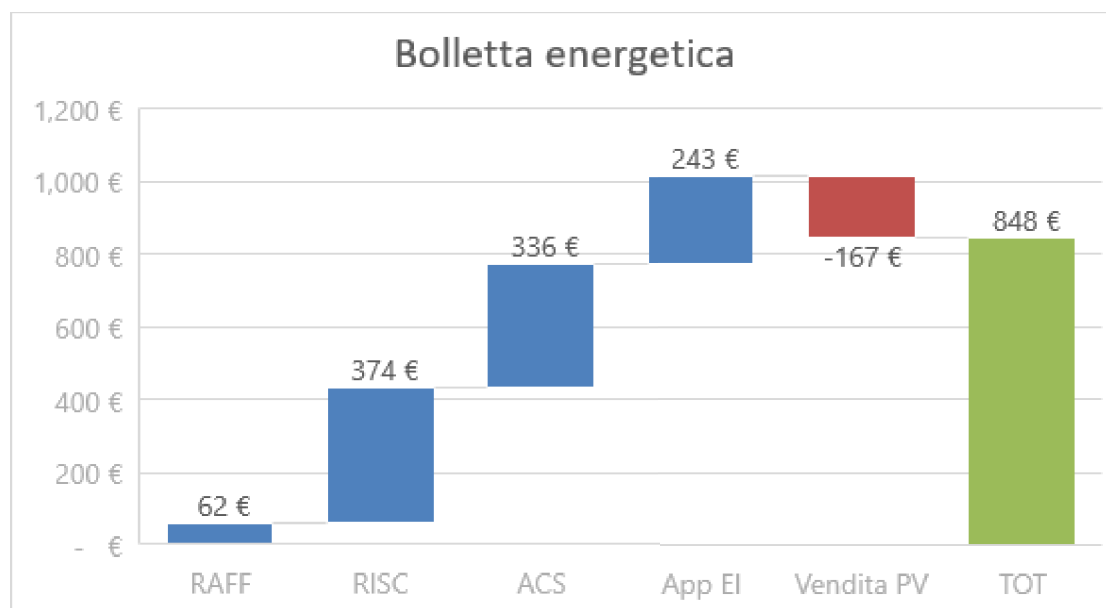


Figura 116. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vf-TO-2).

2.3.4.4 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2 DR1)

Nel caso di variazione della tariffazione di vendita/acquisto dell'energia elettrica con logica demand-response DR1, i risultati ottenuti sono quelli riportati nelle seguenti figure (Figura 117, Figura 118, Figura 119, Figura 120, Figura 121 e Figura 122).

Dall'analisi dei risultati si nota che com'è ovvio, non vengono modificate le prestazioni energetiche del sistema nel suo complesso. La differenza tra la tipologia di controllo Vf-TO-2 e Vf-TO-2-DR1 è il costo finale dell'utente, che passa da 848 € a circa 600 € (-29%). Una differenza significativa che causa la differenza di costo finale è la vendita di energia prodotta da fotovoltaico, che passa da 168 € a quasi 300 €, a fronte della stessa quantità venduta (1396 kWh).

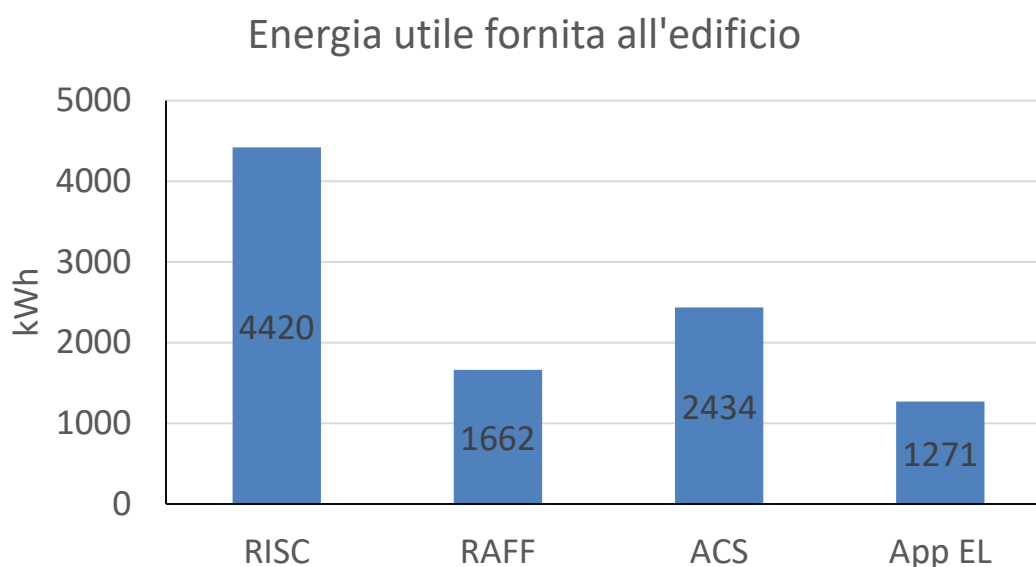


Figura 117. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2-DR1).

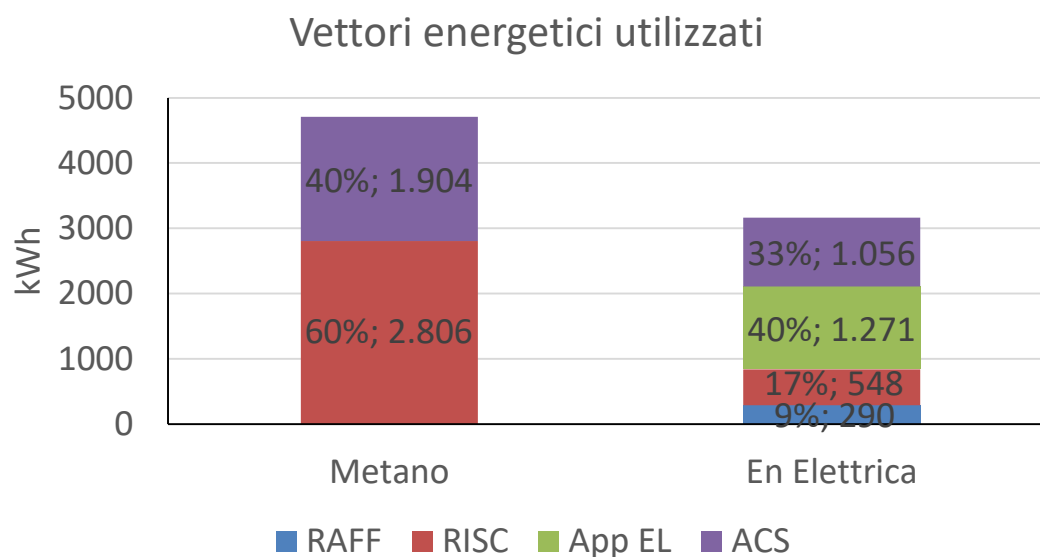


Figura 118. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vf-TO-2-DR1).

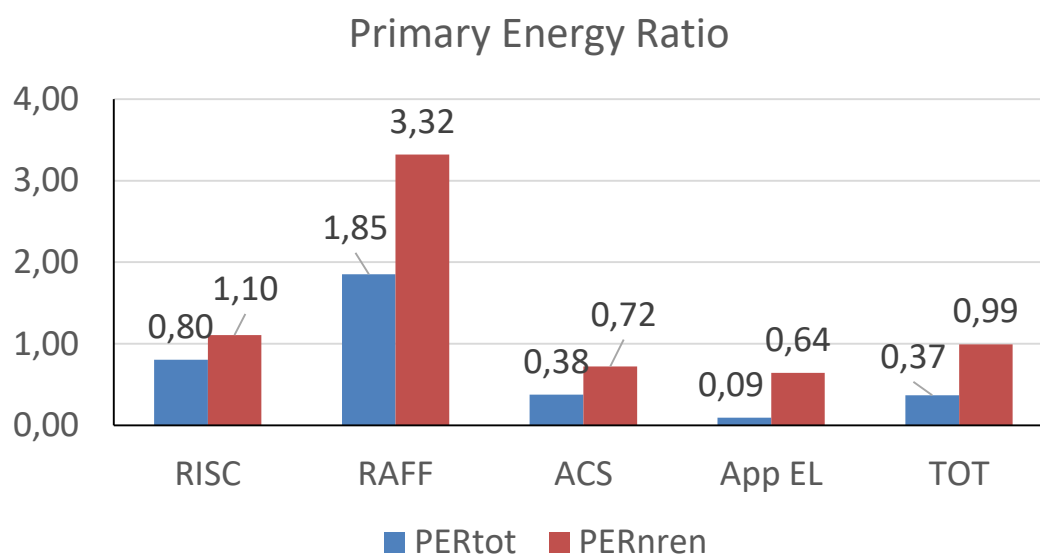


Figura 119. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vf-TO-2-DR1).

Prestazione globale impianti per servizio

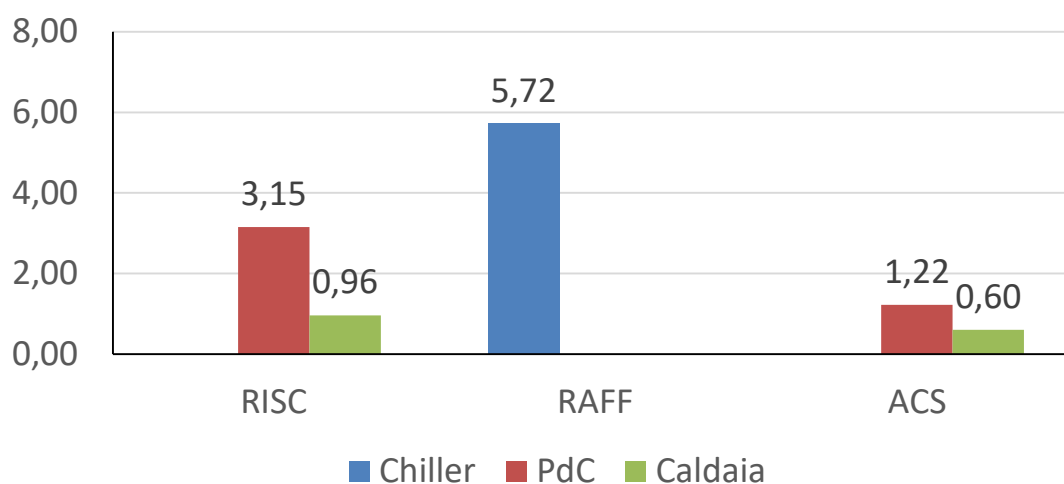


Figura 120. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2-DR1).

Prestazione stagionale generatori

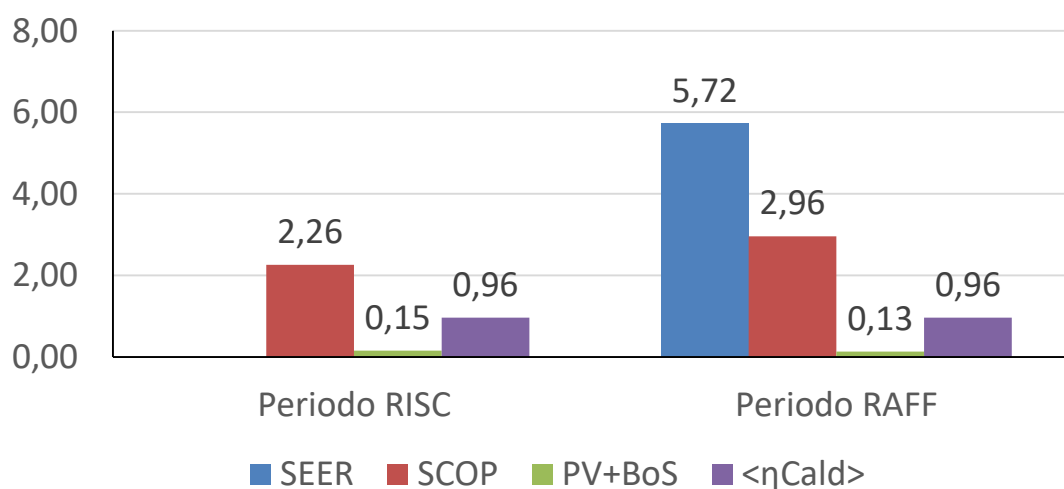


Figura 121. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vf-TO-2-DR1).

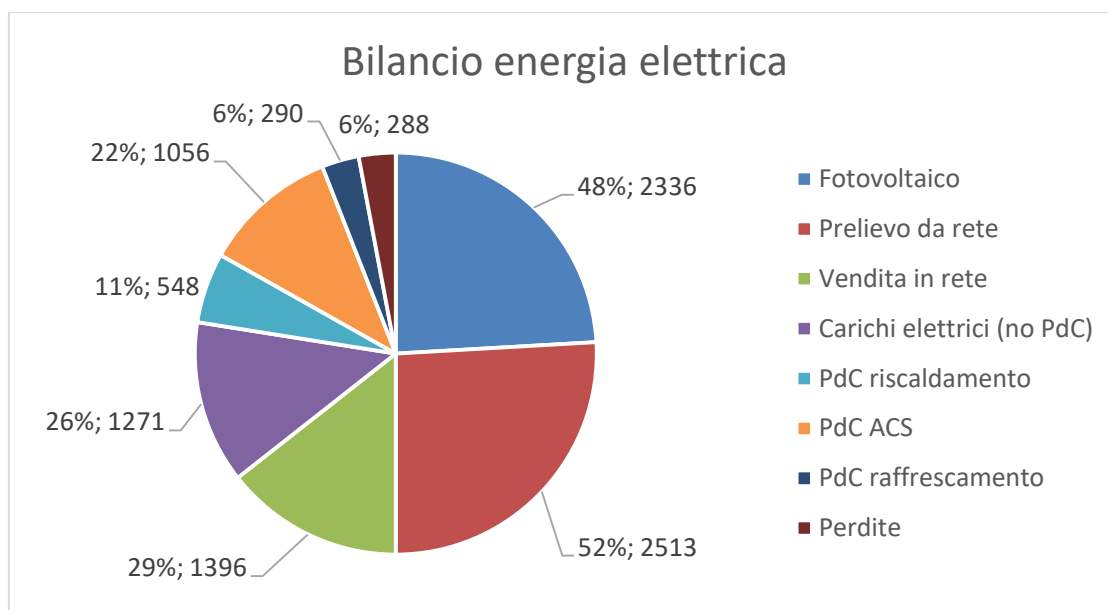


Figura 122. Bilancio energia elettrica (Vf-TO-2-DR1).

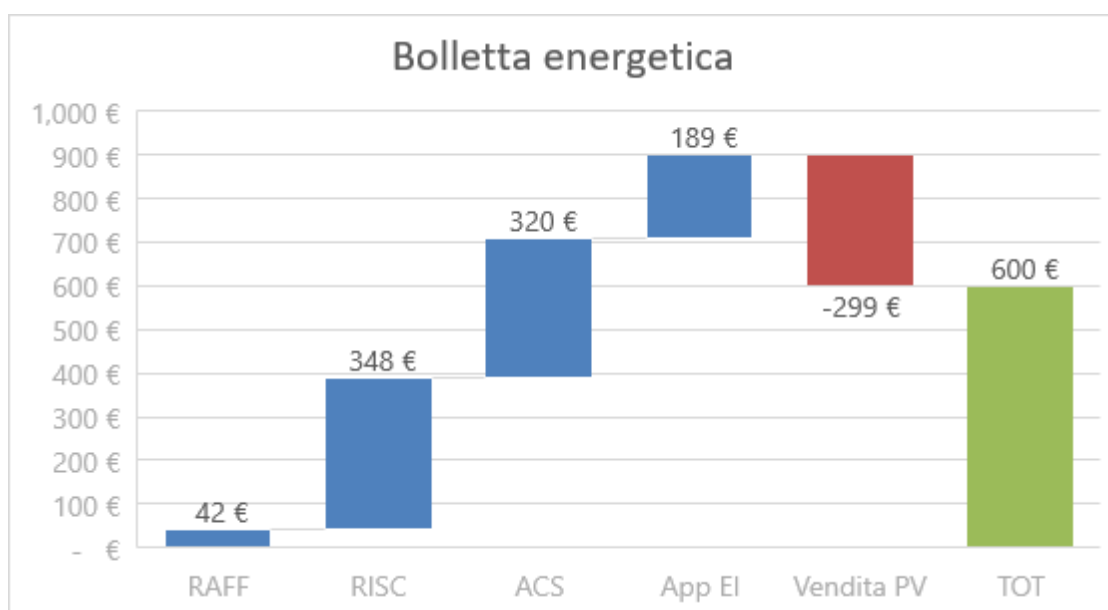


Figura 123. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vf-TO-2-DR1).

2.3.4.5 Villa con controllo avanzato (Vf-TO-2 DR2)

L'ultima tipologia di controllo analizzata per questo caso studio è quella che prevede il controllo predittivo con funzione obiettivo la minimizzazione dei costi finali dell'utente, con demand-response. La tariffa DR2 è quella che prevede costi bassi per l'energia elettrica nelle ore diurne. In questi orari, la vendita di energia elettrica è gratuita.

Ovviamente questa tipologia di tariffazione porta ad usare maggiormente il metano come vettore energetico, anche se si può sfruttare l'autoconsumo del fotovoltaico. I costi risultati sono molto elevati: 983 € contro i 600 € del precedente caso (+63%). Le prestazioni stagionali sono le stesse del caso precedente.

Energia utile fornita all'edificio

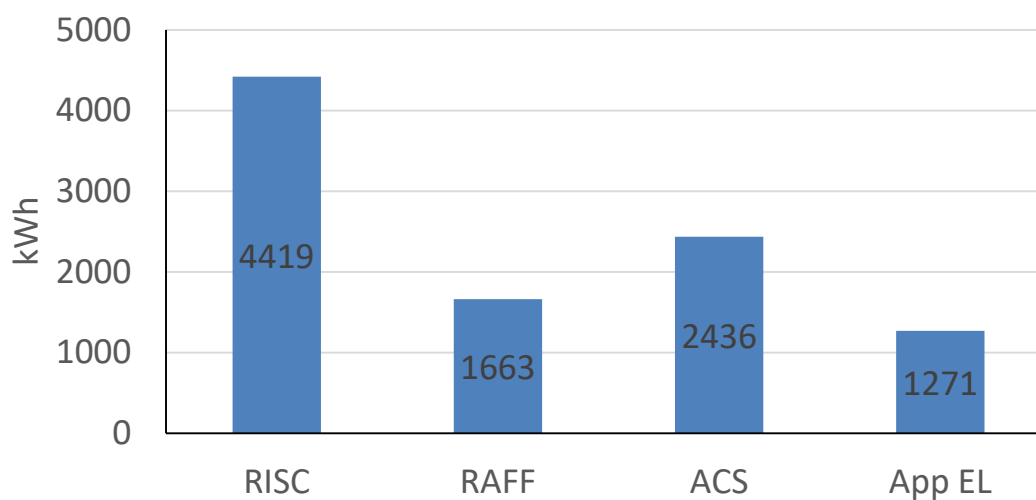


Figura 124. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2-DR2).

Vettori energetici utilizzati

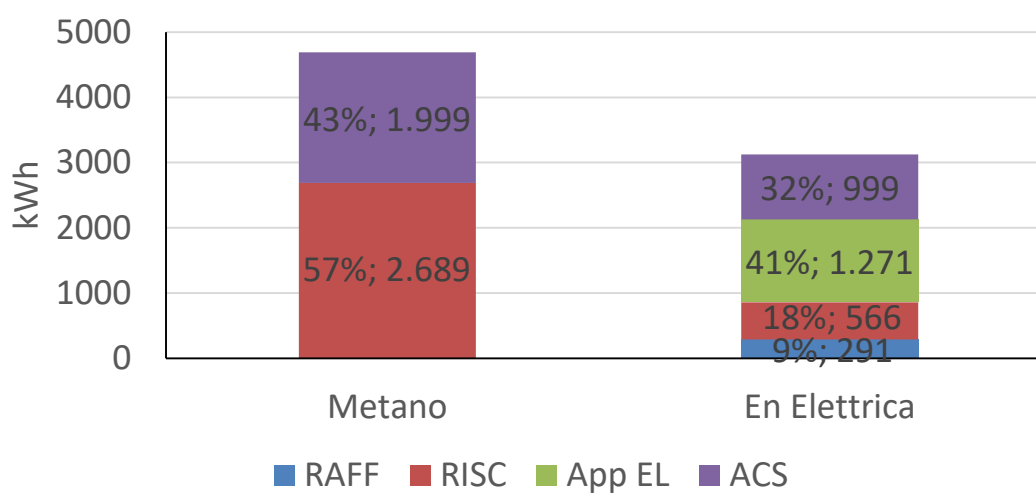


Figura 125. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vf-TO-2-DR2).

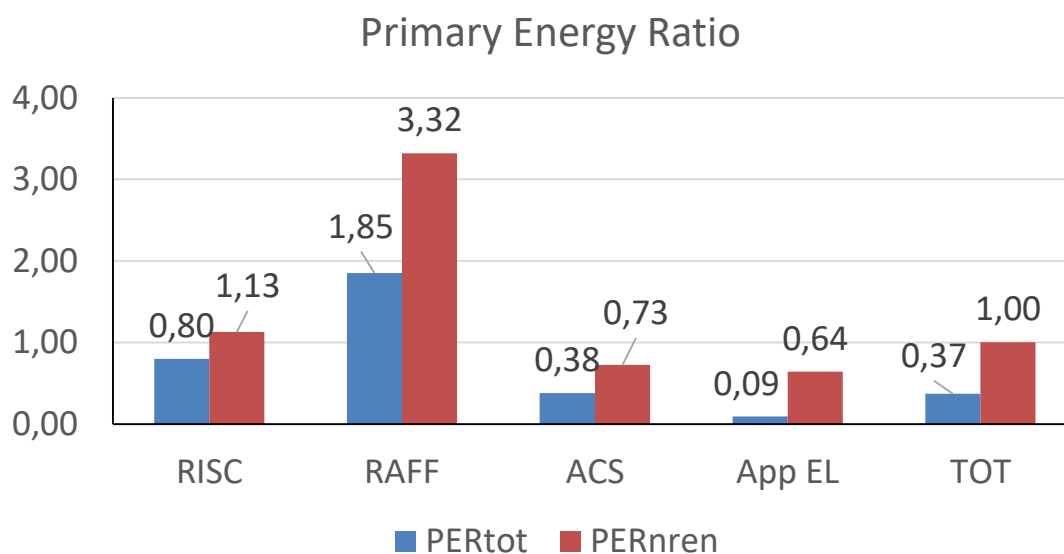


Figura 126. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vf-TO-2-DR2).

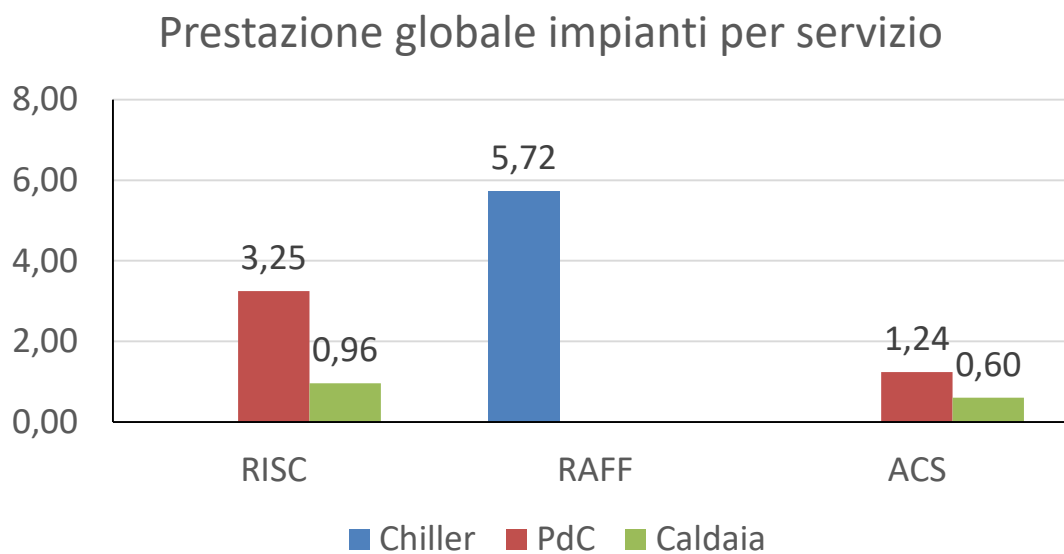


Figura 127. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vf-TO-2-DR2).

Prestazione stagionale generatori

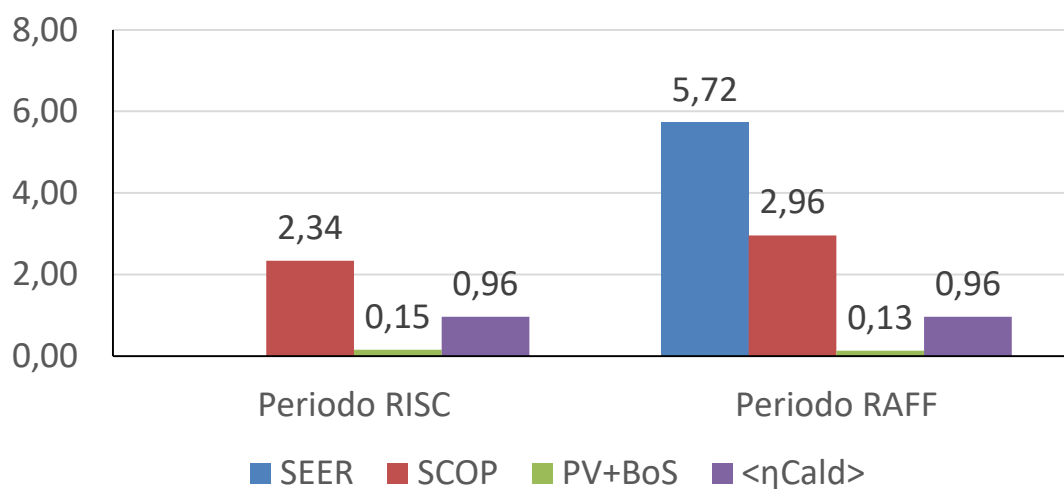


Figura 128. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vf-TO-2-DR2).

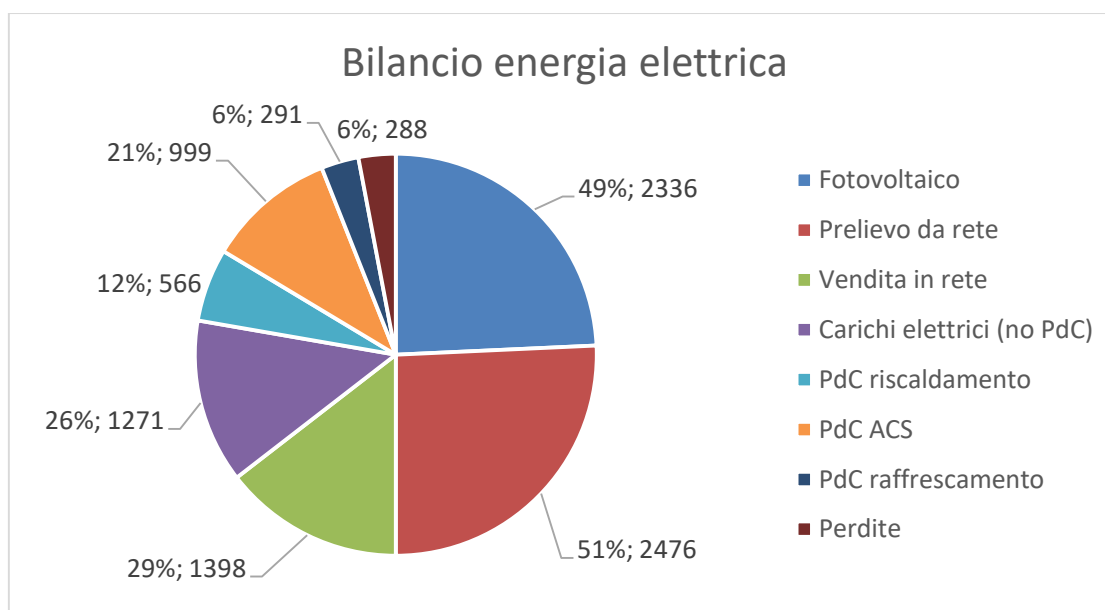


Figura 129. Bilancio energia elettrica (Vf-TO-2-DR2).

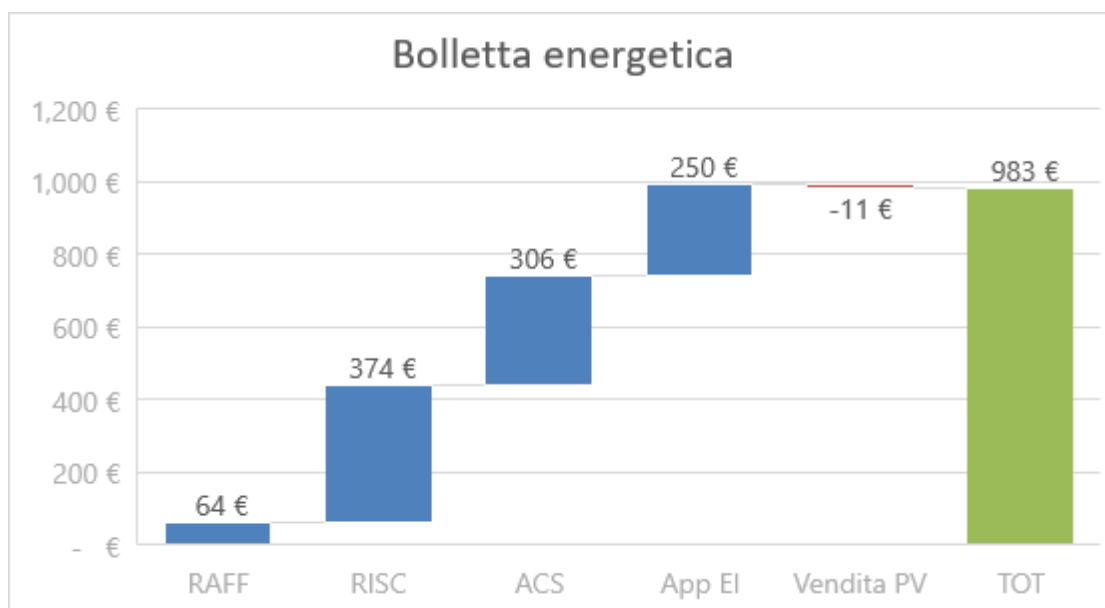


Figura 130. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vf-TO-2-DR2).

2.3.4.6 Villa con copertura inclinata (30° sud) con utenza famiglia a Torino: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

I risultati trovati per il caso studio “Villa con utenza famiglia a Torino” risultano molto simili a quelli già individuati per il precedente caso studio (“Villa con utenza pensionato a Torino”), evidenziando che il profilo di utenza modifica solo in minima parte i risultati che si trovano con le varie tipologie di controllo.

I costi associati all’utenza famiglia sono maggiori rispetto all’utenza pensionato per effetto delle richieste maggiori di apparecchiature elettriche e ACS; ma gli effetti delle strategie di controllo portano a riduzioni paragonabili di energia primaria e di costi. Le strategie di ottimizzazione basate sulla minimizzazione dei costi e demand-response portano a risultati migliori nel caso in cui si riesca a sfruttare meglio la produzione di energia elettrica da fotovoltaico, vista l’assenza di batterie elettrochimiche. Questo effetto è addirittura enfatizzato, rispetto al caso dell’utenza “pensionato”, a causa dei ridotti carichi elettrici del profilo “famiglia” nelle ore di produzione elettrica; per tale motivo, risulta molto più conveniente vendere l’energia prodotta ad un prezzo alto rispetto che autoconsumarla per poi comprarla nelle ore di utilizzo (serale/notturne).

2.3.4.7 Villa con controllo avanzato (Vp-TO-2 DR2)

La logica implementata nel caso Vp-CT-2 DR2 è analoga a quella del caso Vp-CT-2 DR1 e Vp-CT-2. La scelta del generatore da utilizzare tra pompa di calore e caldaia avviene sempre su base economica, ma, al contrario del caso Vp-CT-2 DR1, la logica di demand-response prevede che i costi di acquisto di energia elettrica siano minori nelle ore diurne. Negli stessi orari, la vendita di energia elettrica è nulla. I risultati ottenuti sono riportati in Figura 131, Figura 132, Figura 133, Figura 134, Figura 135, Figura 136 e Figura 137.

Dal punto di vista dei servizi, vengono modificate leggermente le quote dei servizi forniti dai generatori: il riscaldamento viene fornito di più dalla pompa di calore, sfruttando le ore diurne in cui le temperature più calde e i costi minori dell'energia contribuiscono a rendere questo generatore più conveniente rispetto alla caldaia; ciò non avviene invece per il servizio di ACS, per il quale si hanno temperature maggiori e richieste anche in orari serali.

Rispetto al caso precedente, la situazione è decisamente peggiorativa per l'utente, con costi finali che sono decisamente aumentati (860 € in questo caso, mentre erano circa 626 € nel caso precedente con logica DR1), a causa della mancata vendita in rete dell'energia elettrica da fotovoltaico, nonostante alcuni costi degli usi di energia siano minori (es. costi per raffrescamento e ACS).

Dal punto di vista degli indici di prestazione energetici (Figura 133), questi sono sostanzialmente uguali a quelli già riscontrati per il caso DR1.

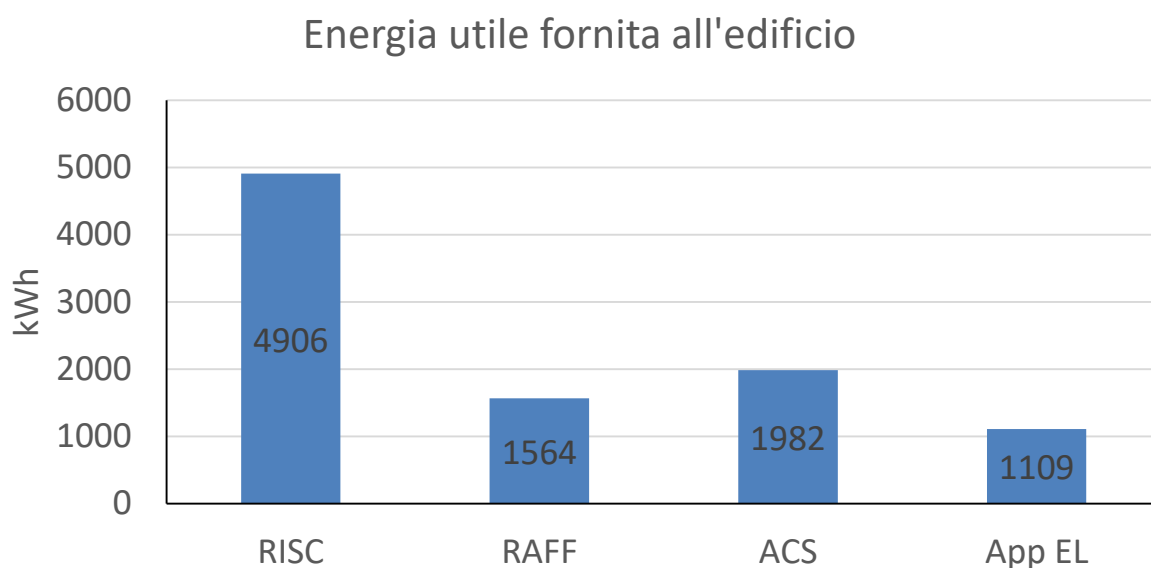


Figura 131. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2-DR2).

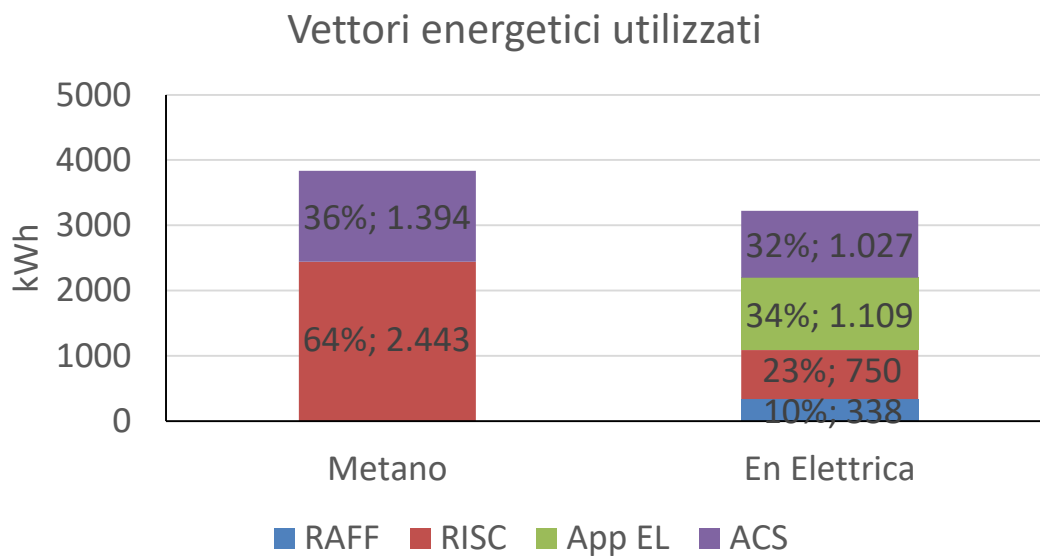


Figura 132. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (Vp-TO-2-DR2).

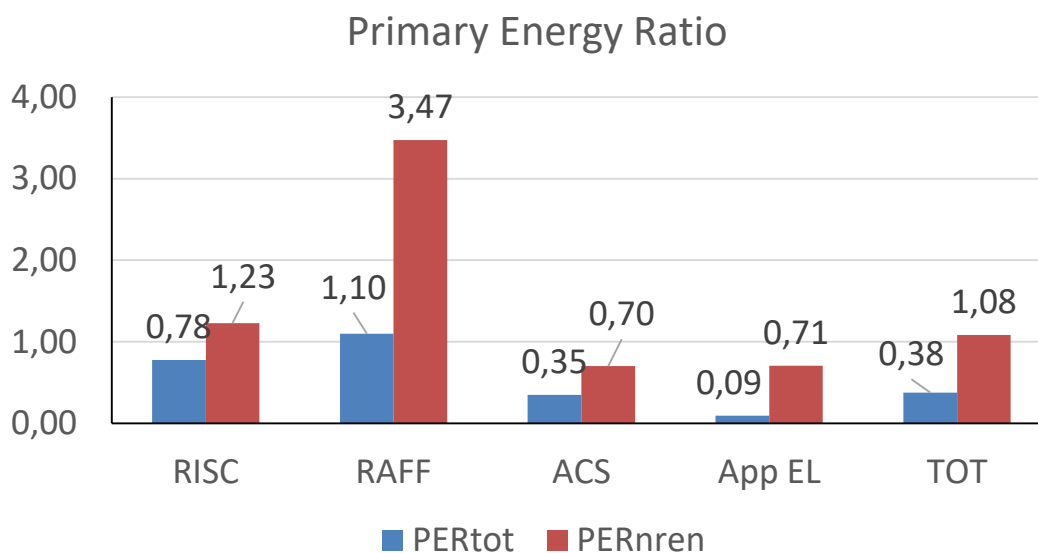


Figura 133. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (Vp-TO-2-DR2).

Prestazione globale impianti per servizio

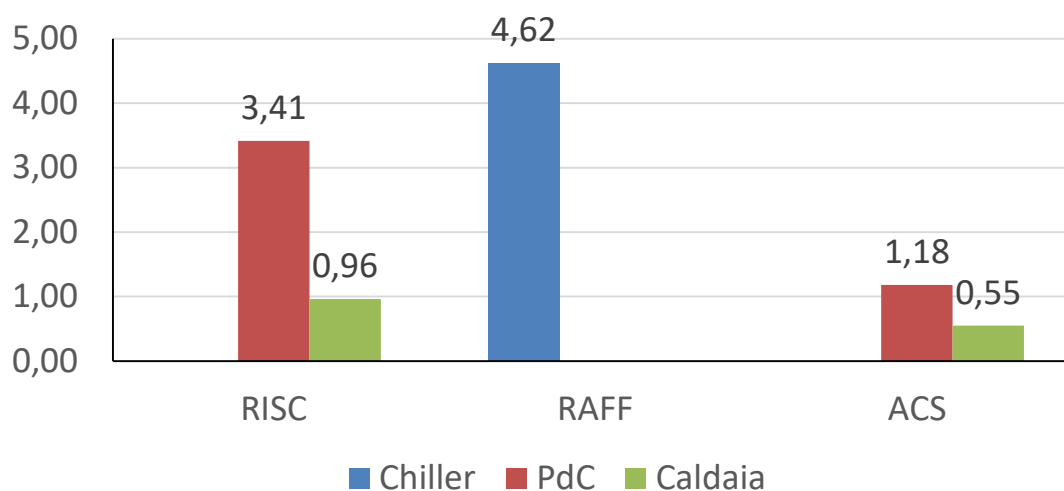


Figura 134. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (Vp-TO-2-DR2).

Prestazione stagionale generatori

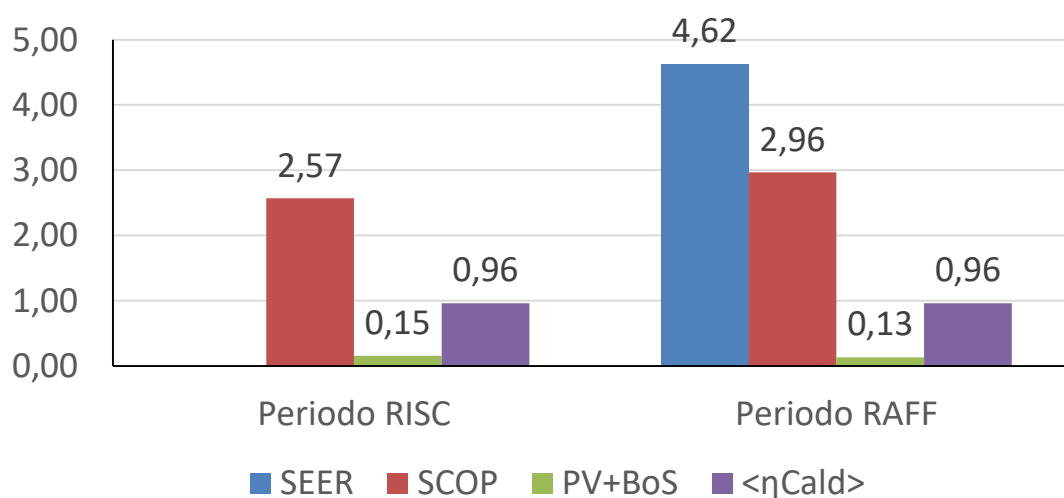


Figura 135. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (Vp-TO-2-DR2).

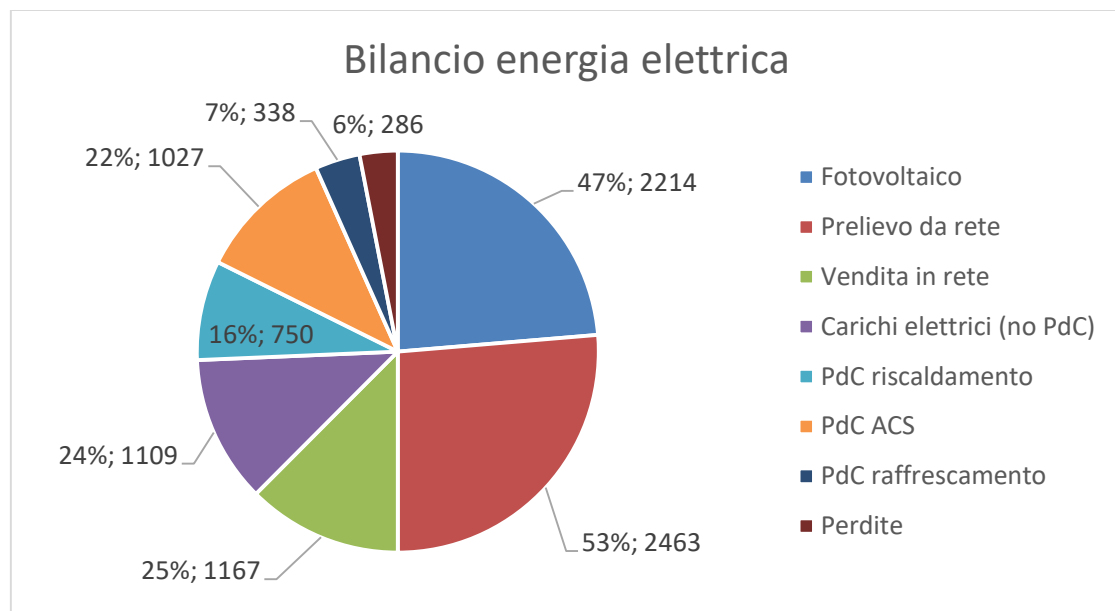


Figura 136. Bilancio energia elettrica (Vp-TO-2-DR2).

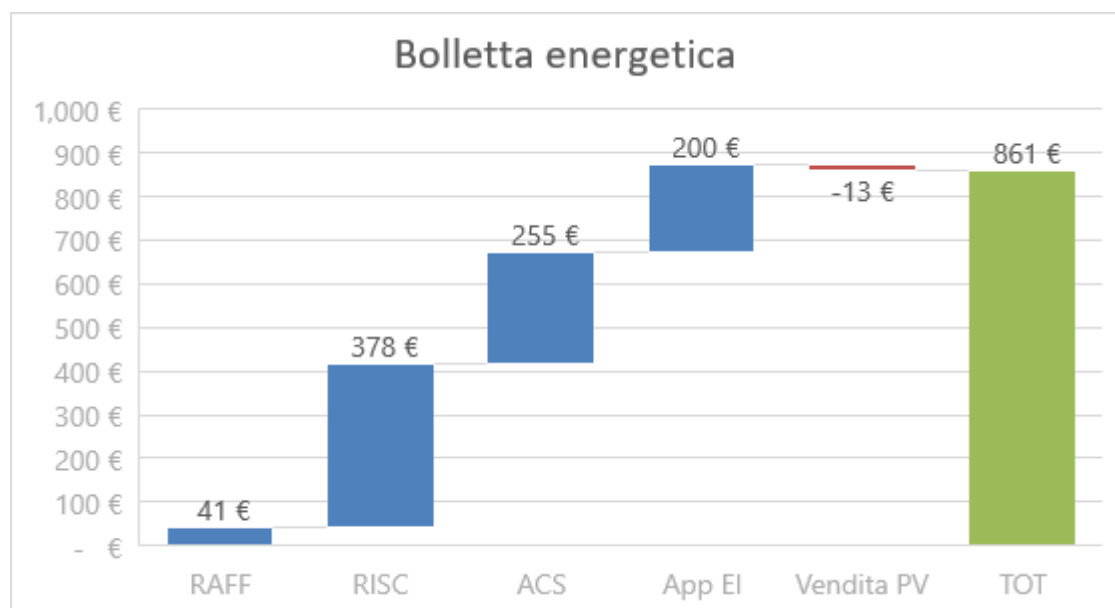


Figura 137. Ripartizione della bolletta energetica per i vari servizi energetici (Vp-TO-2-DR2).

3 Interfaccia semplificata per l'individuazione dei parametri di controllo in sistemi ibridi a pompa di calore

Un ulteriore risultato dello studio è la creazione di un'interfaccia semplificata per fornire ad un utente generico alcune indicazioni su metodologie di controllo semplificate per il funzionamento del sistema ibrido a pompa di calore. L'obiettivo dell'interfaccia è quello di permettere un facile accesso ai risultati dello studio, attraverso un numero limitato di input facilmente rilevabili senza necessità di una diagnosi completa dell'edificio, ma semplicemente dalla conoscenza di pochi dati che possono essere rilevati in sede di installazione del sistema ibrido.

L'interfaccia semplificata è stata creata su foglio di calcolo allegato al report e presenta tre diverse sezioni:

- Una sezione di "input", nella quale vengono inseriti i dati caratteristici del sistema edificio-impianto in analisi;
- Una sezione di "note" di disambiguazione, nel quale vengono riepilogati brevemente i dati inseriti;
- Una sezione di "output", in cui vengono riepilogati i risultati proposti dall'interfaccia semplificata.

Figura 138. Interfaccia semplificata, sezione di input.

I dati da inserire, come si vede da Figura 138, sono:

- Fascia Climatica (da scegliere tra C, D, E)
- Tipologia di Edificio-impianto (tra appartamento con radiatori, villetta con pannelli radianti, ufficio con fancoil);
- Tipologia di profilo di utenza (famiglia, lavoratore, pensionato, per i casi residenziale, e lavoratore per il caso ufficio);
- Tipologia di controllo (ottimizzazione economica o energetica);
- Costi dei vettori energetici (energia elettrica e gas naturale, in €/kWh).

Tra le tipologie di edificio-impianto, sono state previsti solamente gli edifici oggetto di analisi nel triennio di attività (appartamento, villetta, ufficio), nelle tre zone climatiche e con i vari profili di utenza individuati. Sarà l'utente ad individuare la tipologia di edificio più simile a quello del caso in esame, anche aiutandosi con la seconda sezione (sezione "note", Figura 139), in cui vengono riepilogati alcuni dei dettagli sulla tipologia edificio-impianto scelta che vengono utilizzati nell'interfaccia.

Interfaccia semplificata		
Note		
3 Tipologia di edificio	Unità abitativa di medie dimensioni, trasmittanza pareti verticali 0.27 W/(m2K), infissi a triplo vetro	
4 Tipologia di impianto	Pannelli radianti a pavimento per riscaldamento e raffrescamento; sistema ibrido pompa di calore reversibile aria/acqua e caldaia a condensazione; accumulo caldo per riscaldamento e ACS; moduli fotovoltaici	
5 Tipologia di carico	1 persona con variabilità di presenza sia durante il giorno che durante la settimana	

Figura 139. Interfaccia semplificata, sezione di note.

Infine, nell'ultima sezione vengono riportati i risultati del controllo (Figura 140). Vengono riportati:

- Il codice identificativo della soluzione controllistica ottimizzata, da poter confrontare sulla presente relazione o sulla relazione della LA 3.29;
- I COP di convenienza economica, calcolati sulla base dei costi dei vettori energetici di energia elettrica e del gas naturale forniti dall'utente;
- Il COP di convenienza energetica, calcolato sulla base dei fattori di conversione dell'energia primaria forniti dal Decreto Requisiti Minimi;
- Una breve spiegazione della soluzione controllistica ottimizzata, con eventuali proposte di modifica della tariffa elettrica in logica demand-response;
- Una soluzione semplificata, basata su regole semplici rispetto alle soluzioni controllistiche precedentemente descritte, di più facile applicazione sul campo.

Le varie soluzioni semplificate proposte sono state scelte sulla base dei risultati forniti dalle simulazioni dei vari casi studio analizzati, che hanno evidenziato modalità di funzionamento semplificate rispetto a controlli complessi, a fronte di una riduzione dei risparmi. Ad esempio, il caso "appartamento" aveva evidenziato che, nella totalità dei casi, le alte temperature necessarie ai radiatori facevano sì la pompa di calore lavorasse sempre al di sotto dei COP di convenienza economica, e che quindi fosse meglio non utilizzare questo generatore per riscaldamento in caso di ottimizzazione economica.

Interfaccia semplificata		
OUTPUT		
3 Codice soluzione proposta	VL-D-2	
4 COP convenienza economica massimo	2,08	
5 COP convenienza economica minimo	1,68	
6 COP convenienza energetica	1,78	
7 Spiegazione soluzione proposta	Controllore predittivo che fa accendere la PdC o la caldaia per il/i servizio/servizi richiesti (ACS/RISC) sulla base della minor spesa, considerando anche la vendita di energia elettrica da fotovoltaico. Se disponibile, scegliere una tariffa dell'energia elettrica con costo minore nei giorni festivi e nelle ore notturne	
8 Semplificazione soluzione proposta	Riscaldamento dei pannelli radianti con pompa di calore, soddisfare servizio ACS con caldaia. Se si vuole utilizzare un accumulo termico, valutare l'installazione di solare termico	

Figura 140. Interfaccia semplificata, sezione di output.

4 Esecuzione della campagna sperimentale per implementazione del controllo ottimo su un edificio reale

L'attività sperimentale eseguita durante l'inverno 2021-2022 ha avuto come obiettivo quello dell'esecuzione di una campagna sperimentale relativa all'impianto ibrido sperimentale *S.A.P.I.EN.T.E* (*Sistema per l'Accumulo e la Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica*) installato presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia (RM) e collegato ad un carico termico di riscaldamento che può essere, in maniera alternativa, richiesto dall'edificio denominato "F83" o da un drycooler di adeguata potenza e controllato dinamicamente, in analogia a quanto fatto nella LA 3.29. L'interfaccia di monitoraggio e controllo è stata sviluppata dal DESTEC e permette l'esecuzione delle prove "da remoto", ovvero da Pisa. Le componenti di impianto oggetto della sperimentazione sono mostrate nella Figura 141.

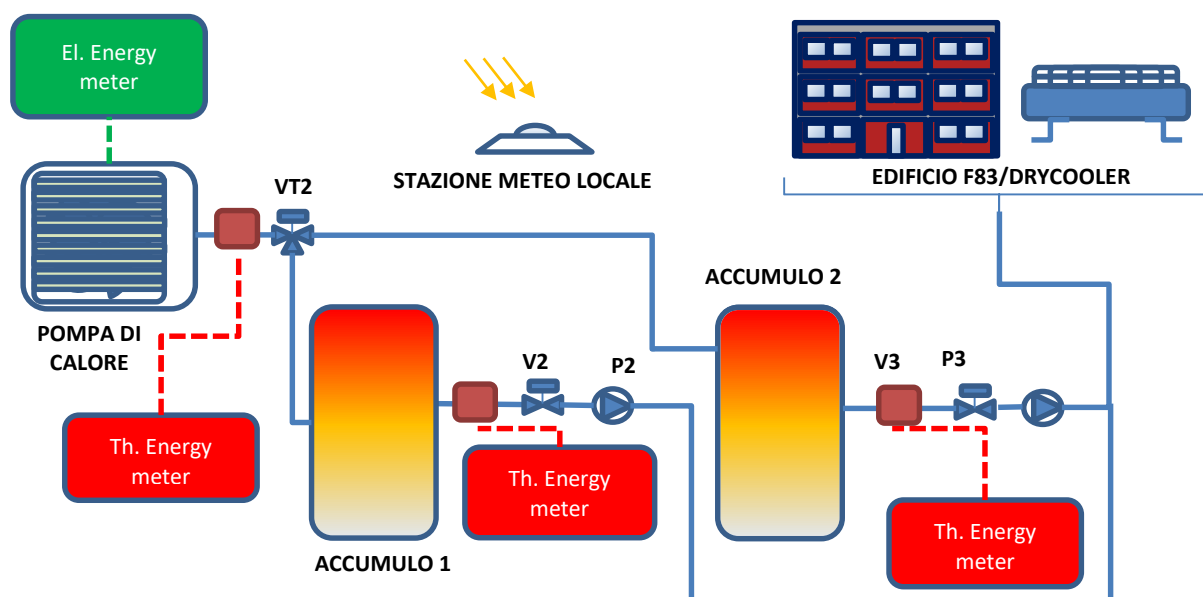


Figura 141. Schema e componenti dell'impianto *S.A.P.I.EN.T.E* utilizzati nella campagna sperimentale.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche dei componenti monitorati/controllati.

Pompa di calore: generatore di calore con potenza nominale 30 kW, di tipo aria/acqua, con compressore modulabile da controllore esterno. Oltre ai dati di targa riportati in Tabella 3, la macchina è stata oggetto di caratterizzazione sperimentale delle prestazioni come illustrato nel paragrafo 4.3.1. La temperatura massima di produzione di acqua calda è 55 °C.

Tabella 3. Prestazioni a pieno carico della pompa di calore (dati del costruttore) [13].

Full load performance						
	35		45		55	
	Resa termica – [kW]	COP	Resa termica – [kW]	COP	Resa termica – [kW]	COP
-20	15.5	2.27	14.6	1.95	13.8	1.61
-15	19.25	2.42	18.5	2.13	17.7	1.78
-10	21.38	2.64	21.18	2.35	20.97	2.00
-7	23.86	2.89	22.5	2.48	21.8	2.06
2	29.88	3.56	29.1	3.11	28.8	2.69
7	31.9	4.14	31.4	3.41	30.3	2.75
12	33.5	4.33	33.1	3.59	32.4	2.91

Accumuli termici 1 e 2: serbatoi inerziali caldo/freddo da 1500 litri ciascuno, a quattro vie, privi di serpentine e installati in serie alla pompa di calore. Il prelievo di acqua calda/fredda dai serbatoi è possibile tramite il controllo delle pompe P2 e P3 in Figura 141. Il coefficiente di perdita globale, k_{boll} , è pari a 2 W/K. Maggiori dettagli sulla struttura generale dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E e dei suoi componenti è disponibile in [4].

I principali obiettivi della campagna sperimentale sono stati la verifica del funzionamento del sistema di monitoraggio e controllo predittivo sviluppato dal DESTEC, la caratterizzazione dinamica dei componenti dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E e dell'accoppiamento con i carichi dinamici per il riscaldamento dell'edificio F83 al fine di valutare i risparmi energetici stagionali conseguibili tramite l'applicazione di un algoritmo predittivo per il controllo della pompa di calore. I risultati aggregati sull'intera stagione di riscaldamento sono stati ottenuti tramite simulazione dinamica, nella quale i modelli dei componenti sono stati calibrati sulla base dei dati sperimentali raccolti. L'attività è stata svolta in sinergia con il gruppo di ricerca ENEA, impegnato nell'analisi sperimentale di ulteriori possibili strategie di controllo avanzate per sistemi ibridi basate su controllori PID e non predittivi (LA3. 3 [5]). Grazie alla collaborazione DESTEC – ENEA, al termine del PTR, sarà disponibile una panoramica più completa sulle varie possibili strategie di controllo avanzate e delle relative prestazioni. L'obiettivo dell'approccio predittivo è quello di cercare di minimizzare le oscillazioni del segnale di controllo, a vantaggio della regolarità di funzionamento e delle prestazioni della pompa di calore.

4.1 Sistema di monitoraggio e controllo - generale

Il sistema di controllo e monitoraggio del S.A.P.I.EN.T.E. presente *in loco* è descritto nella relazione [4]. Nel presente paragrafo, viene descritto il sistema di controllo e monitoraggio da remoto sviluppato a Pisa, che è stato utilizzato per interfacciarsi con l'impianto S.A.P.I.EN.T.E. durante la campagna sperimentale. Il principale componente di interfaccia è un PLC. Il PLC agisce come gateway, concentrando le variabili di interesse ed esponendole tramite protocollo Modbus su rete Ethernet. In Tabella 4 è presentato l'elenco delle variabili predisposte per il monitoraggio.

Tabella 4. Elenco e descrizione delle variabili monitorate (lettura e scrittura).

Descrizione	Nome variabile	Indirizzo Modbus	Lettura / scrittura
Temperatura mandata della pompa di calore	TM_PdcVt2	2000	Lettura
Temperatura ritorno della pompa di calore	TR_PdcVt2	2001	Lettura
Portata di acqua del circuito pompa di calore	Q_PdcVt2	2002	Lettura
Potenza termica utile fornita pompa di calore	PT_PdcVt2	2003	Lettura
Temperatura mandata del circuito utilizzatore tra l'accumulo 1 e il carico termico	TM_Acc1Dry	2004	Lettura
Temperatura ritorno del circuito utilizzatore tra l'accumulo 1 e il carico termico	TR_Acc1Dry	2005	Lettura
Portata di acqua del circuito utilizzatore tra l'accumulo 1 e il carico termico	Q_Acc1Dry	2006	Lettura
Potenza termica / Carico termico in uscita dall'accumulo 1	PT_Acc1Dry	2007	Lettura
Temperatura mandata del circuito utilizzatore tra l'accumulo 2 e il carico termico	TM_Acc2Dry	2008	Lettura
Temperatura ritorno del circuito utilizzatore tra l'accumulo 2 e il carico termico	TR_Acc2Dry	2009	Lettura

Portata di acqua del circuito utilizzatore tra l'accumulo 2 e il carico termico	Q_Acc2Dry	2010	Lettura
Potenza termica / Carico termico in uscita dall'accumulo 2	PT_Acc2Dry	2011	Lettura
Temperatura mandata del circuito utilizzatore tra l'accumulo ACS e il carico termico	TM_AcsDry	2012	Lettura
Temperatura ritorno del circuito utilizzatore tra l'accumulo ACS e il carico termico	TR_AcsDry	2013	Lettura
Portata di acqua del circuito utilizzatore tra l'accumulo ACS e il carico termico	Q_AcsDry	2014	Lettura
Potenza termica / Carico termico in uscita dall'accumulo ACS	PT_AcsDry	2015	Lettura
Accensione pompa P1	P1_OnOff	2016	Lettura
Numero di giri pompa P1	P1_Rps	2017	Lettura
Portata pompa P1	P1_Q	2018	Lettura
Prevalenza pompa P1	P1_P	2019	Lettura
Potenza elettrica pompa P1	P1_Pow	2020	Lettura
Accensione pompa P2	P2_OnOff	2021	Lettura
Numero di giri pompa P2	P2_Rps	2022	Lettura
Portata pompa P2	P2_Q	2023	Lettura
Prevalenza pompa P2	P2_P	2024	Lettura
Potenza elettrica pompa P2	P2_Pow	2025	Lettura
Accensione pompa P3	P3_OnOff	2026	Lettura
Numero di giri pompa P3	P3_Rps	2027	Lettura
Portata pompa P3	P3_Q	2028	Lettura
Prevalenza pompa P3	P3_P	2029	Lettura
Potenza elettrica pompa P3	P3_Pow	2030	Lettura
Stato apertura valvola V1	V1_State	2031	Lettura
Stato apertura valvola V2	V2_State	2032	Lettura
Stato apertura valvola V3	V3_State	2033	Lettura
Stato apertura valvola VT	VT_State	2034	Lettura
Irraggiamento solare	IrSol	2035	Lettura
Temperatura accumulo ACS	ACS_T1	2036	Lettura
Temperatura accumulo ACS	ACS_T2	2037	Lettura
Temperatura accumulo ACS	ACS_T3	2038	Lettura
Temperatura accumulo ACS	ACS_T4	2039	Lettura
Temperatura accumulo 1	ACC1_T5	2040	Lettura
Temperatura accumulo 1	ACC1_T6	2041	Lettura
Temperatura accumulo 2	ACC2_T7	2042	Lettura
Temperatura accumulo 2	ACC2_T8	2043	Lettura
Tensione fase 1 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_V1	2044	Lettura
Tensione fase 2 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_V2	2045	Lettura
Tensione fase 3 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_V3	2046	Lettura
Corrente fase 1 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_I1	2047	Lettura

Corrente fase 2 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_I2	2048	Lettura
Tensione fase 3 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_I3	2049	Lettura
Potenza attiva fase 1 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_P1	2050	Lettura
Potenza attiva fase 1 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_P2	2051	Lettura
Potenza attiva fase 1 da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_P3	2052	Lettura
Potenza totale da multimetro su linea alimentazione pdc	PDC_EM_PT	2053	Lettura
Velocità del compressore	PDC_CompSpeed	2054	Lettura
Stepoint di riscaldamento	PDC_HeatSet	2055	Lettura
Temperatura aria esterna	PDC_ExtT	2056	Lettura
COP istantaneo	PDC_Cop	2057	Lettura
Velocità del rotore	PDC_RotSpeed	2058	Lettura
Stato accensione pompa di calore	PDC_OnOff	2059	Lettura
Potenza attiva assorbita dalla pompa di calore da multimetro interno	PDC_TotE_Pow	2060	Lettura
Potenza termica utile fornita dalla pompa di calore da contacalorie interno	PDC_TE_Pow	2061	Lettura
Percentuale di parzializzazione del compressore	PDC_PurcComp	2062	Lettura
Setpoint di mandata temperatura PdC	Set_Plant_H_T_SETPOINT_W	3001	Lettura
Parzializzazione Compressore (%)	uni_MAN_REQUEST_COMP_W	3002	Scrittura
Convalida valore in scrittura	GeneralCommand_W	3003	Scrittura

Tra le variabili disponibili, la percentuale di parzializzazione del compressore è la sola modificabile in scrittura: il controllo della pompa di calore verrà effettuato regolando questo valore. Il dato di irradianza solare sul piano orizzontale, non presente tra i dati di sistema ma necessario per implementare la strategia di controllo, è stato ricavato scaricando i dati via web da una stazione meteo locale; di seguito si riporta uno schema con il flusso dati *da e verso* il sistema di acquisizione e monitoraggio situato a Pisa (Figura 142).

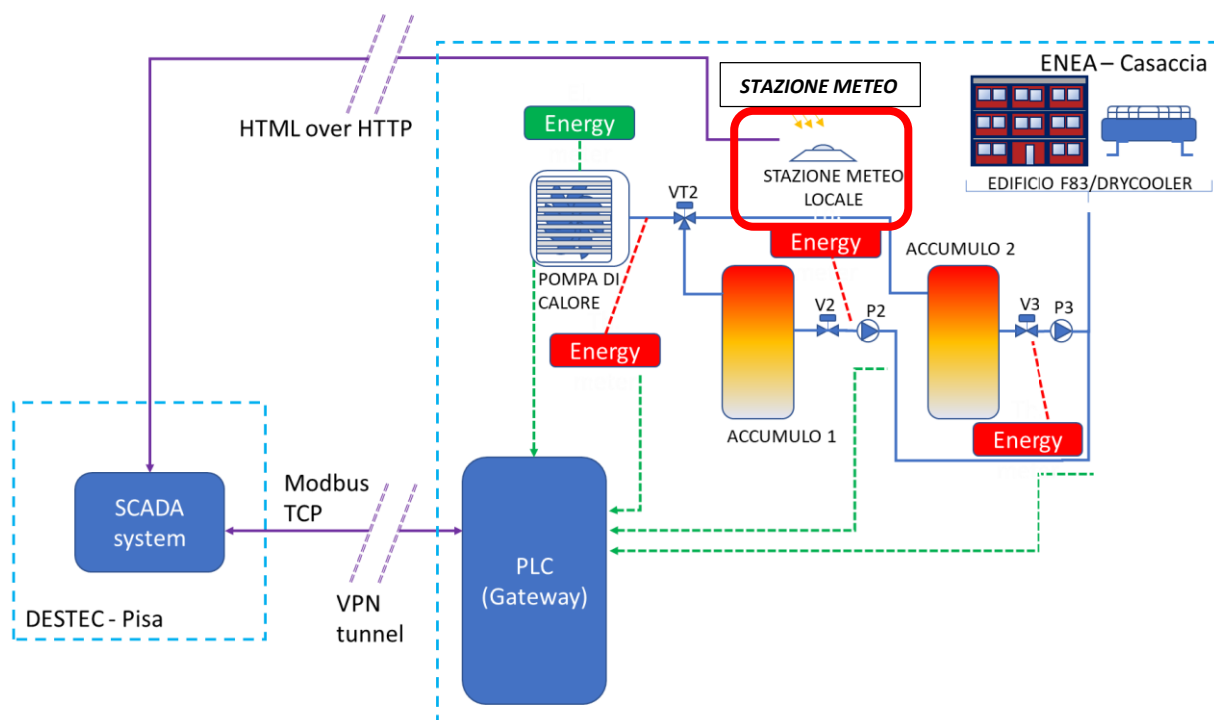


Figura 142. Comunicazione dati tra sistema S.A.P.I.EN.T.E. e SCADA Pisa.

4.2 Descrizione del sistema di controllo e monitoraggio

Il sistema di controllo è stato sviluppato in ambiente LabView e si compone di diverse sotto-routine, operanti in parallelo, ognuna delle quali è dedicata a svolgere una particolare funzione:

- lettura dei dati su PLC (Modbus TCP/IP su Ethernet);
- lettura dati da stazione meteo locale (HTML su HTTP);
- gestione degli eventi che comportano una scrittura sui registri Modbus del PLC;
- generazione di eventi di scrittura su registri Modbus tramite interazione diretta con l'utente
- implementazione dell'algoritmo di controllo: processo dei dati, generazione degli output, generazione degli eventi di scrittura degli output sui registri del PLC;
- salvataggio delle variabili.

Ciascuna sotto - routine ha una temporizzazione indipendente in modo da poter gestire al meglio le risorse di sistema.

Come emerge dalla descrizione delle funzionalità implementate nel software, per la scrittura delle variabili sul server-PLC è stata scelta la logica della programmazione a eventi. La programmazione a eventi infatti permette di non sovraccaricare il server presente sul PLC, andando a scrivere sui registri soltanto quando necessario, ossia quando l'utente decide di impostare un valore di registro "manualmente" oppure, se la gestione tramite algoritmo è attiva, quando dalla simulazione emerge la necessità di cambiare il valore degli output di regolazione.

L'interfaccia del sistema è organizzata in sezioni: nella scheda "Letture – generale" vengono visualizzati tutti i dati esposti dai registri del PLC (Figura 143); nel pannello "Sinottico" (Figura 144) è possibile visualizzare lo schema generale dell'impianto, con i dati relativi ai processi termici forniti dai misuratori di potenza termica disposti nelle sezioni dell'impianto:

- misuratore 1, collocato all'uscita dalla pompa di calore, fornisce Tmandata, Tritorno, portata, potenza termica istantanea;
- misuratore 2, collocato all'uscita dal primo serbatoio di accumulo, fornisce Tmandata, Tritorno, portata, potenza termica istantanea consegnata al drycooler/edificio F83;

- misuratore 2, collocato all'uscita dal secondo serbatoio di accumulo, fornisce Tmandata, Tritorno, portata, potenza termica istantanea consegnata al drycooler/edificio F83.

Nel pannello sono inoltre esposti i dati relativi all'irradianza solare totale sul piano orizzontale della località di installazione dell'impianto e la percentuale di parzializzazione delle valvole che controllano i flussi termici:

- VT2: regola la ripartizione della portata d'acqua in uscita dalla pompa di calore tra l'accumulo n°1 e l'accumulo n°2;
- V2: regola la portata d'acqua in uscita dal serbatoio n°1;
- V3: regola la portata d'acqua in uscita dal serbatoio n°2.

Sempre a questo livello vengono visualizzate le temperature dei due serbatoi di accumulo utilizzati nei test, ciascun serbatoio è dotato di due sonde di temperatura collocate ad altezze diverse.

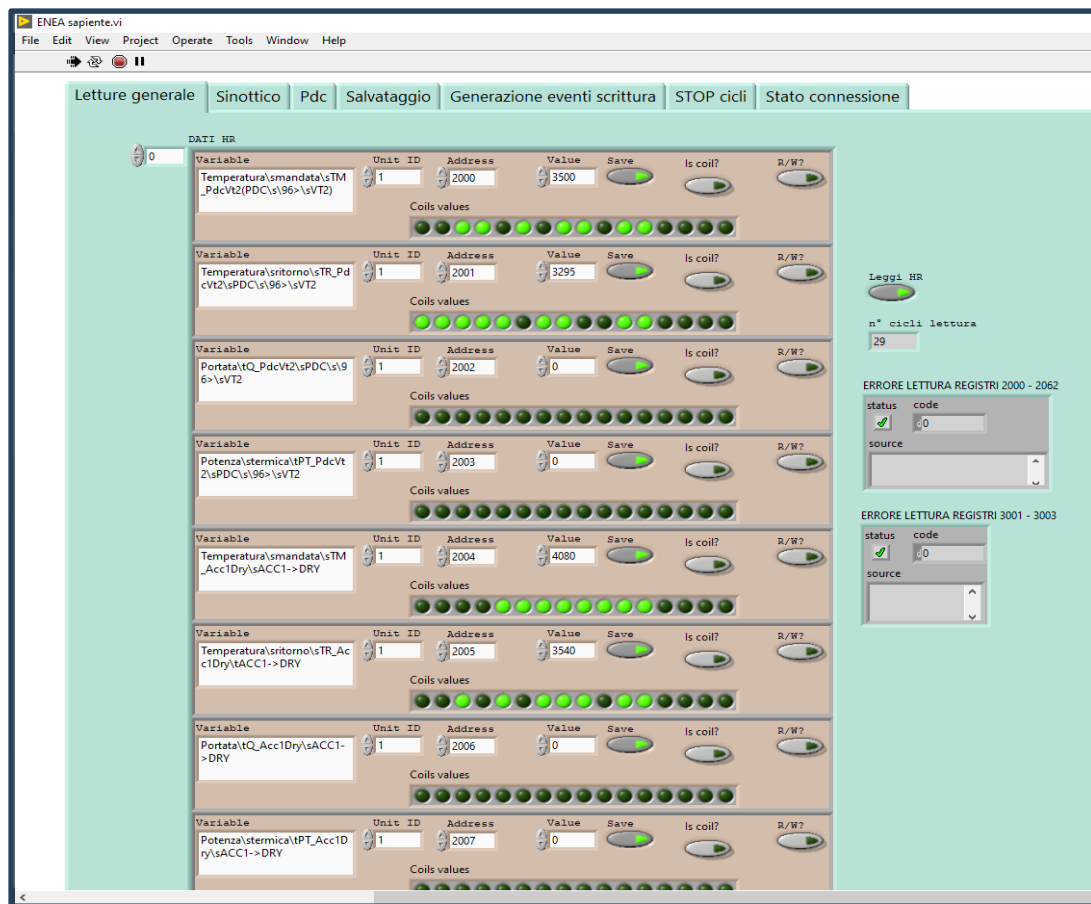


Figura 143. Sistema di acquisizione, scheda "LETTURE - GENERALE".

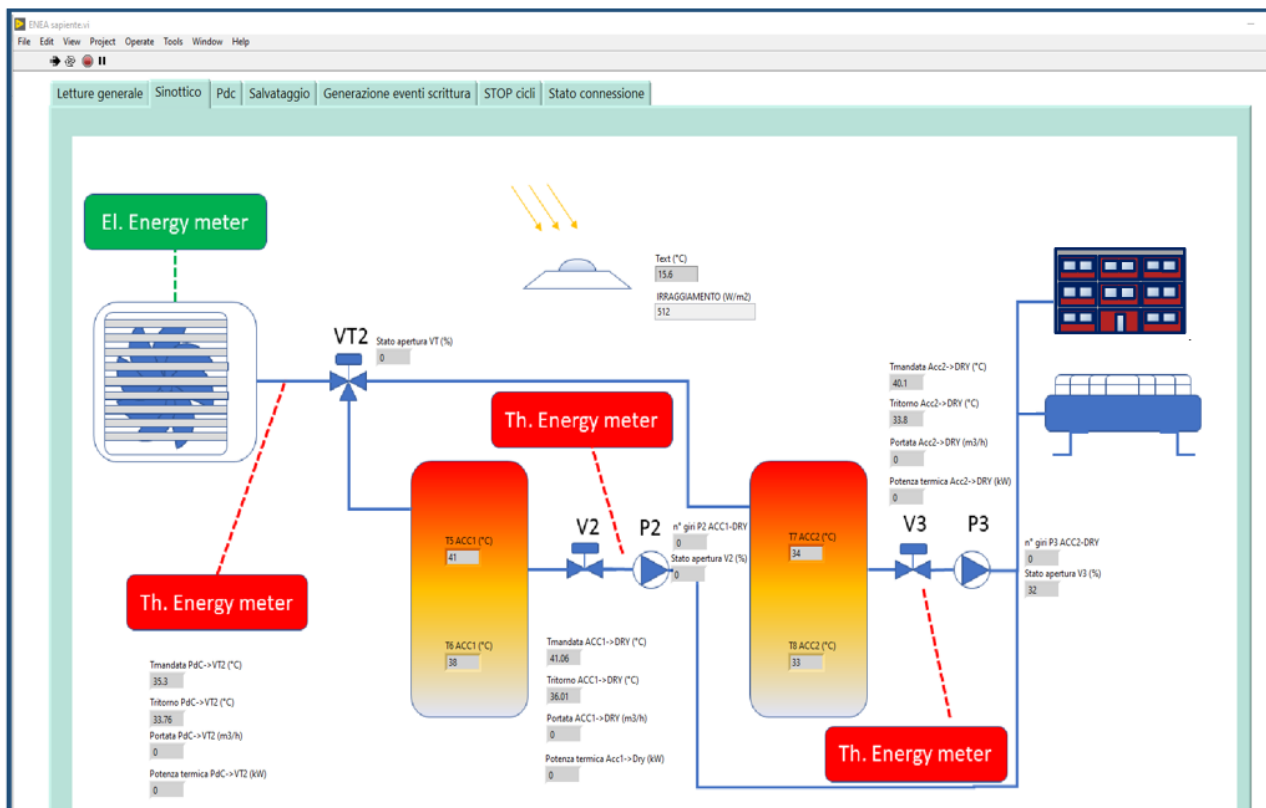


Figura 144. Sistema di acquisizione, scheda "SINOTTICO".

Un'altra sezione dell'interfaccia grafica (Figura 145) è dedicata alla visualizzazione dei dati provenienti dal contatore elettrico trifase collocato a monte dell'alimentazione di tutto il sistema (SET 1) e alla visualizzazione dei dati provenienti dalla scheda elettronica a bordo della pompa di calore (SET 2); nel SET 1 sono presenti voltaggio, corrente e potenza attiva su ciascuna delle tre fasi, nel SET 2 lo stato della PdC:

- velocità del compressore, rpm/hz;
- setpoint di temperatura, °C;
- potenza termica, W;
- potenza elettrica assorbita, W;
- COP istantaneo;
- parzializzazione della velocità di rotazione del compressore, %;
- setpoint di velocità di parzializzazione del compressore, %.



Figura 145. Sistema di acquisizione, scheda "PdC".

La scheda “Scritture registri” (Figura 146) consente di visualizzare e impostare le modalità di attuazione delle variabili di controllo.

Figura 146. Sistema di acquisizione, scheda "SCRITTURE REGISTRI".

Le modalità di controllo del sistema sono due, denominate convenzionalmente: “manuale” e “previsione/simulazione”.

4.2.1 Modalità manuale

l'utente può compilare i campi nell'area verde dell'interfaccia (Figura 146) impostando l'indirizzo del registro e il valore che intende attribuirgli, dopodiché può convalidare la scelta cliccando sul tasto “genera evento”.

4.2.2 Modalità “previsione/simulazione”

Nella modalità simulazione l'evento di scrittura e il valore da impostare vengono generati in automatico applicando l'algoritmo di controllo del sistema; i dati di input sono i dati climatici del luogo e lo stato delle variabili dell'impianto (temperature serbatoi, carico termico da soddisfare, ora del giorno e giorno della settimana), l'algoritmo è implementato in LabView tramite MatlabScript: la Figura 147, che mostra l'interfaccia di programmazione relativa all'implementazione del calcolo, visualizza il flusso dei dati all'interno della sotto-routine.

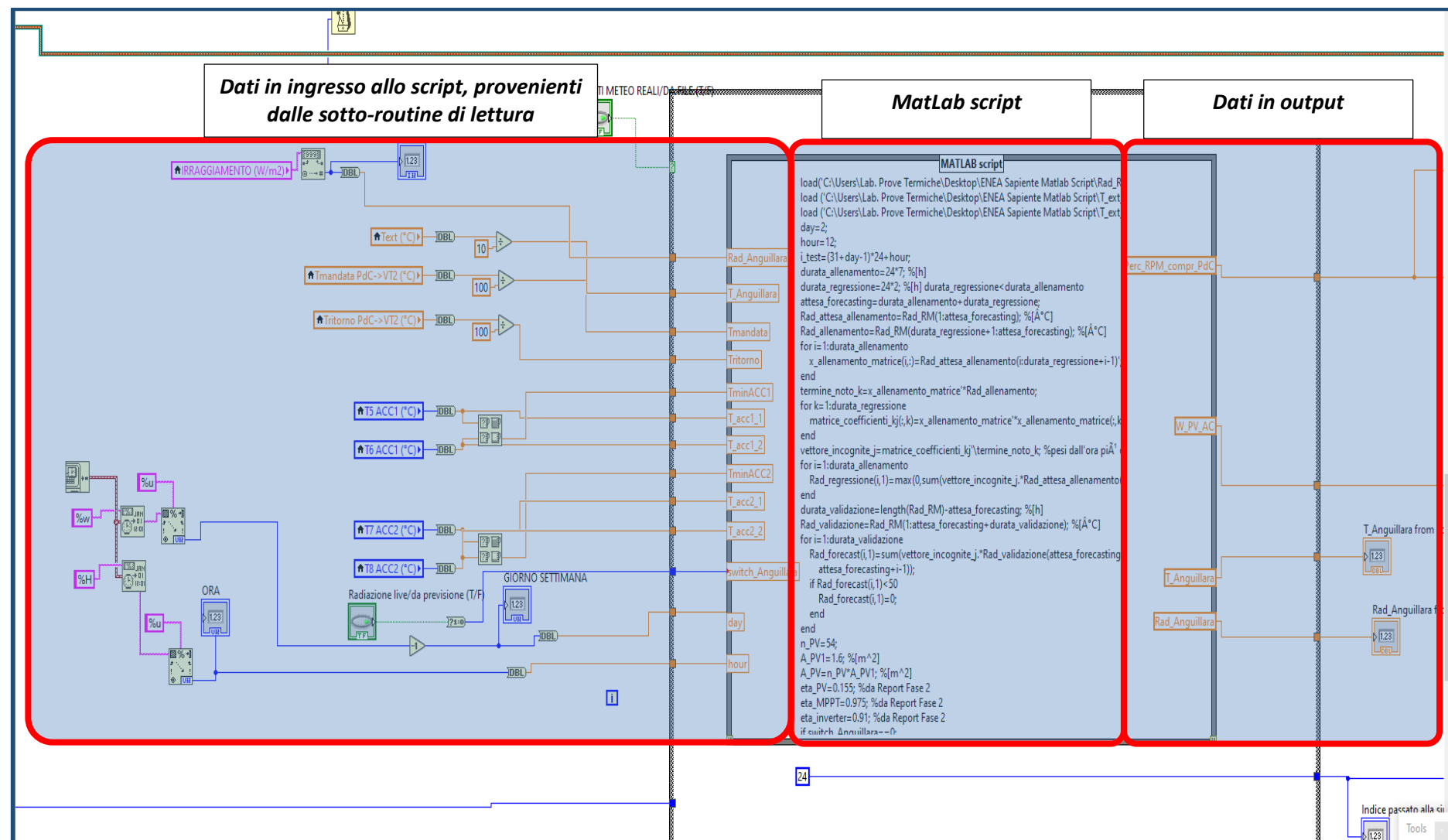


Figura 147. Sistema di acquisizione, MatLab script per il calcolo della parzializzazione del compressore a partire dai dati di input dell'impianto e dai dati meteo della località.

Per quanto riguarda la selezione dei dati meteo da utilizzare per la simulazione, è possibile scegliere tra tre opzioni:

- importazione dei dati da file di testo;
- utilizzo dei dati in tempo reale;
- utilizzo dei dati in tempo reale per fare una previsione del loro valore nei passi temporali successivi, utilizzando anche i valori previsti nelle strategie di controllo.

La scheda “*Scritture registri*” contiene anche un campo impostabile relativo alla frequenza di ricalcolo degli output. L’ultima scheda interattiva, “Salvataggio”, è una scheda di dialogo per l’impostazione della frequenza di salvataggio dei dati.

4.3 Prove sperimentali di controllo e monitoraggio del sistema S.A.P.I.EN.T.E

4.3.1 Prova di accensione, controllo e monitoraggio prestazioni da remoto in modalità manuale

Il primo gruppo di prove ha riguardato la possibilità di controllo della pompa di calore da remoto tramite l’interfaccia descritta nella sezione 4.2. La Figura 148 e la Figura 149 mostrano un esempio di accensione manuale comandato da remoto e le relative grandezze monitorate dall’interfaccia di controllo sviluppata dal DESTEC – Pisa.

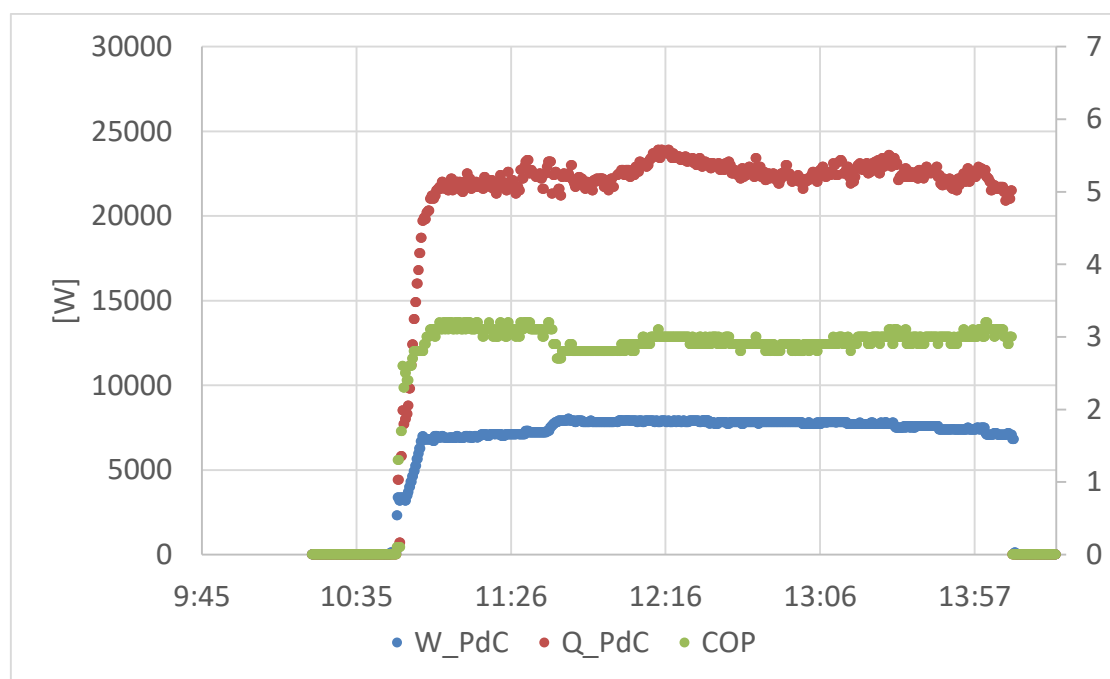


Figura 148. Esempio di prova di accensione, controllo e monitoraggio della pompa di calore del sistema S.A.P.I.EN.T.E da remoto (DESTEC – Pisa), in modalità “manuale”. Potenza elettrica e termica.

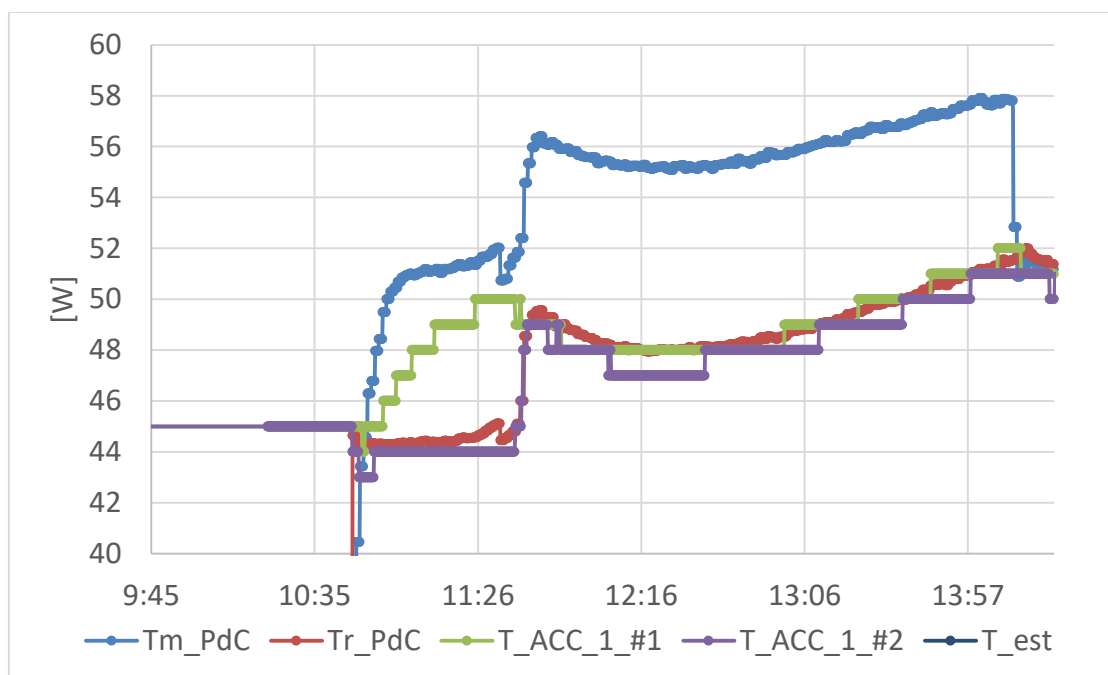


Figura 149. Esempio di prova di accensione, controllo e monitoraggio della pompa di calore del sistema S.A.P.I.EN.T.E da remoto (DESTEC – Pisa), in modalità “manuale”. Temperature.

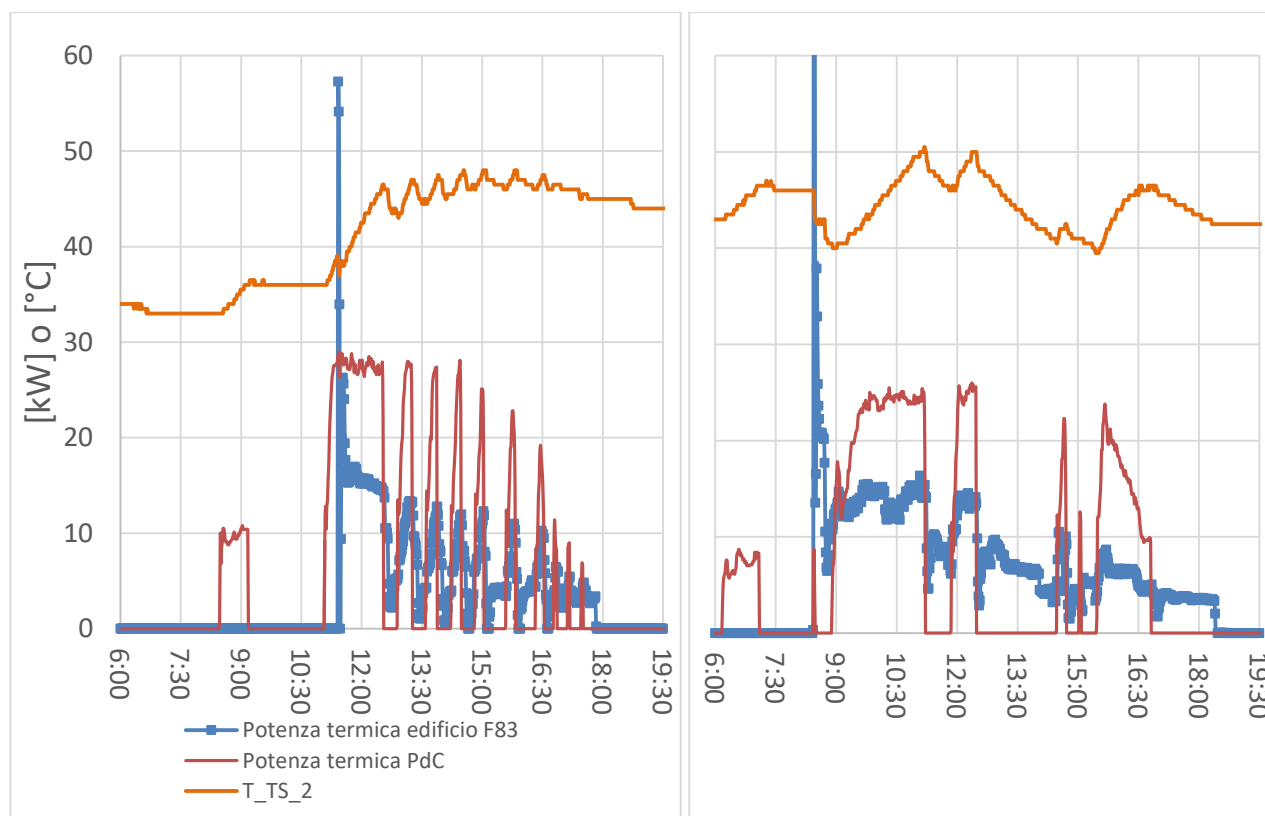


Figura 150. Andamento del carico termico misurato dell'edificio F83 in due tipici giorni invernali.

La Figura 150 mostra l'andamento del carico termico di riscaldamento misurato, per l'edificio F83, in due giorni lavorativi invernali. La massima richiesta si verifica nelle prime ore della mattina quando l'impianto viene attivato per riscaldare l'edificio. Il picco di potenza è in realtà dovuto alla messa in temperatura dell'impianto. Nel pomeriggio invece i carichi vanno a ridursi, con diversi momenti di disattivazione della pompa di calore. Nel test mostrato in Figura 150, si è utilizzato un solo un serbatoio di accumulo. Il profilo

testimonia la potenzialità di un sistema di accumulo giornaliero che possa accumulare energia termica anche nelle ore pomeridiane, sfruttando la produzione solare, per poi utilizzarlo nella mattina successiva.

Attraverso i test di accensione, controllo e monitoraggio della pompa di calore, si è provveduto a sviluppare una correlazione sperimentale da utilizzare come funzione di trasferimento dell'algoritmo di controllo predittivo descritto nel paragrafo 4.3.2. La correlazione sperimentale (1) permette di controllare il livello di parzializzazione del compressore in funzione della potenza elettrica assorbita (prodotta dal sistema fotovoltaico) e delle temperature operative. L'accuratezza della correlazione è stata valutata tramite il valore del coefficiente di determinazione, R^2 , pari a 0.99:

- n_{comp} : numero di giri del compressore;
- RT : rapporto tra le temperature (in kelvin) di mandata e dell'aria esterna;
- $\dot{W}_{Pdc}$: potenza elettrica attiva assorbita dalla pompa di calore.

$$n_{comp} = p_{00} + p_{10} * \dot{W}_{Pdc} + p_{01} * RT + p_{20} * (\dot{W}_{Pdc})^2 + p_{11} * \dot{W}_{Pdc} * RT + p_{02} * (RT)^2 \quad (1)$$

dove:

$$p_{00} = 937.5 \quad p_{10} = 0.04579 \quad p_{01} = 1736 \quad p_{20} = -6.743 \times 10^{-7} \quad p_{11} = -0.02384 \quad p_{02} = -803.5$$

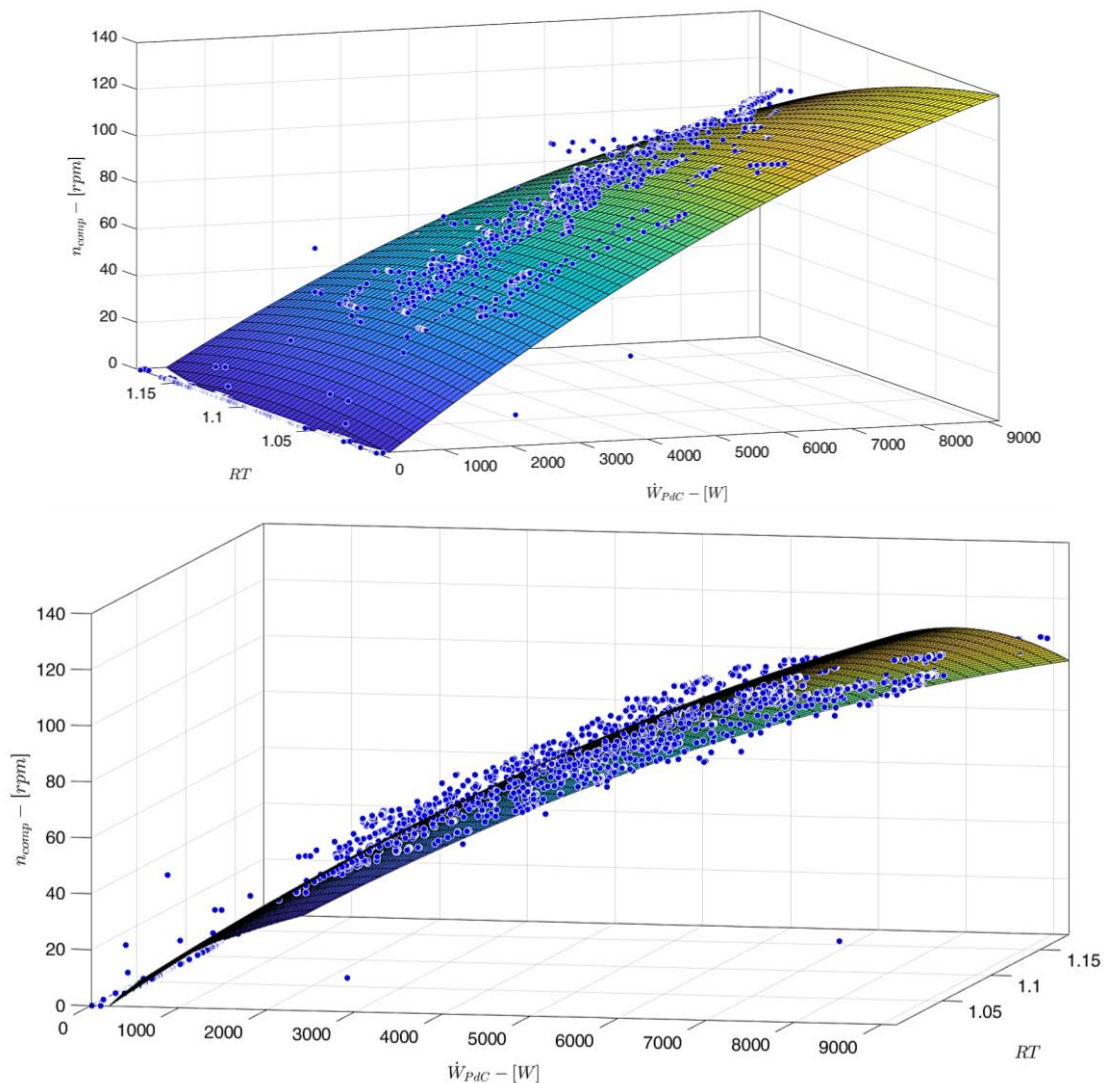


Figura 151. Correlazione sperimentale per il controllo del numero di giri del compressore ($R^2=0.99$).

Come presentato in 4.2.2, la correlazione (1) è stata implementata nell'interfaccia di controllo tramite MatlabScript. Inoltre, sono stati confermati i limiti massimi di temperatura di mandata ottenibile (55 °C) e la minima potenza elettrica necessaria all'attivazione del generatore (circa 3 kW).

La seconda correlazione sperimentale che è stata ricavata dalle prove di accensione, controllo e monitoraggio della pompa di calore è quella relativa alle prestazioni energetiche della macchina. Tale risultato rappresenta un modello dinamico utilizzabile per estendere i risultati ottenuti durante i test sperimentali ad un'intera stagione di riscaldamento, in modo da valutare i risparmi effettivamente ottenibili dall'implementazione del controllore avanzato. I parametri della correlazione sono:

- η^{II} : rendimento di secondo principio della pompa di calore;
- $\dot{Q}_{PdC}$: potenza termica utile prodotta dalla pompa di calore;
- RT : rapporto tra le temperature (in kelvin) di mandata e dell'aria esterna.

$$n_{comp} = p_{00} + p_{10} * \dot{Q}_{PdC} + p_{01} * RT + p_{20} * (\dot{Q}_{PdC})^2 + p_{11} * \dot{Q}_{PdC} * RT \quad (2)$$

dove:

$$p_{00} = -0.2662 \quad p_{10} = 7.383 \times 10^{-6} \quad p_{01} = 0.251 \quad p_{20} = -1.013 \times 10^{-9} \quad p_{11} = 2.917 \times 10^{-5}$$

Anche nel caso della correlazione (2), l'accuratezza è stata valutata tramite il valore del coefficiente di determinazione, R^2 , pari a 0.94.

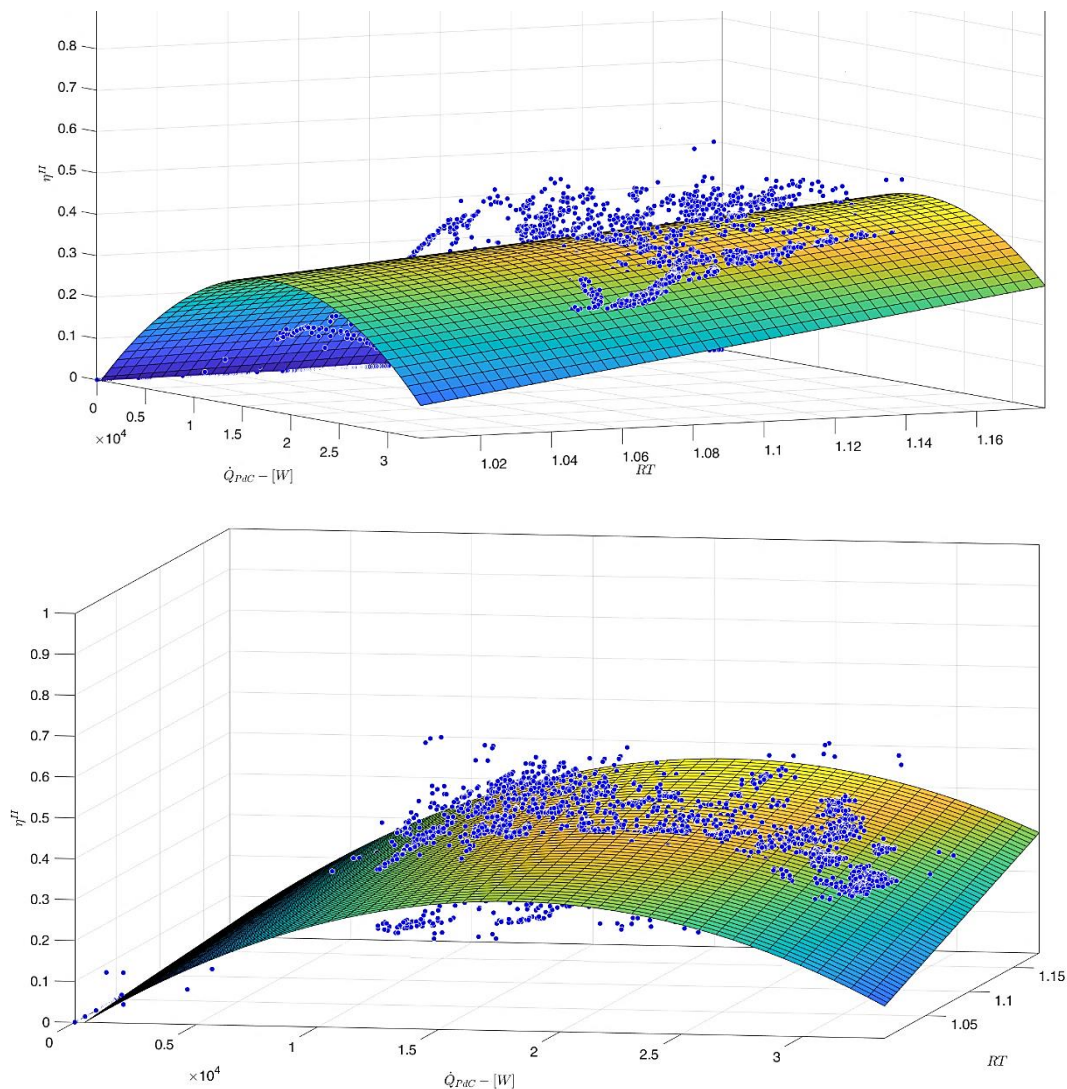


Figura 152. Correlazione sperimentale per la valutazione delle prestazioni energetiche della pompa di calore ($R^2=0.94$).

4.3.2 Prova di accensione, controllo e monitoraggio prestazioni da remoto in modalità “previsione/simulazione”

Nella modalità simulazione, l'evento di scrittura e il valore da impostare vengono generati in automatico applicando l'algoritmo di controllo del sistema; i dati di input sono i dati climatici del luogo e lo stato delle variabili dell'impianto (temperature serbatoi, carico termico da soddisfare, ora del giorno e giorno della settimana). La logica di controllo è la seguente:

1. Il sistema di monitoraggio e controllo acquisisce e memorizza i dati di radiazione solare;
2. Tramite un algoritmo di previsione autoregressivo AR, implementato nel MatlabScript, viene prevista la produzione fotovoltaica attesa per il quarto d'ora successivo. L'algoritmo previsionale utilizza 192 coefficienti di regressione determinati con un periodo di allenamento pari a una settimana. I coefficienti vengono poi utilizzati per predire la radiazione solare nel timestep successivo sulla base dei valori di radiazione solare monitorati nei due giorni precedenti all'istante di previsione;
3. L'equazione (1) viene utilizzata per determinare il numero di giri del compressore da impostare nel successivo quarto d'ora a seconda della produzione fotovoltaica prevista nel punto precedente e del valore delle temperature delle sorgenti. L'obiettivo è quello di controllare in maniera predittiva il valore di assorbimento elettrico della pompa di calore in modo da massimizzare l'autoconsumo di produzione fotovoltaica.
4. L'interfaccia di monitoraggio e simulazione genera l'evento di scrittura per il quarto d'ora successivo.

La particolarità dell'algoritmo implementato è quella di affidarsi completamente alla previsione, senza utilizzare un controllore PID che potrebbe portare a fluttuazioni nei segnali di controllo del compressore, con rischi di malfunzionamenti e riduzione della qualità del servizio. L'attività svolta è quindi finalizzata anche a verificare l'effettiva efficacia del sistema di controllo nel prevedere la potenza elettrica prodotta e utilizzarla completamente con la pompa di calore senza cessione in rete.

La Figura 153 mostra un esempio di applicazione del controllo predittivo della pompa di calore in base alla produzione fotovoltaica. La sovrapposizione tra la curva blu e la curva verde dimostra come l'interfaccia sviluppata riesca ad adattare il punto di funzionamento del generatore in base alla radiazione solare prevista.

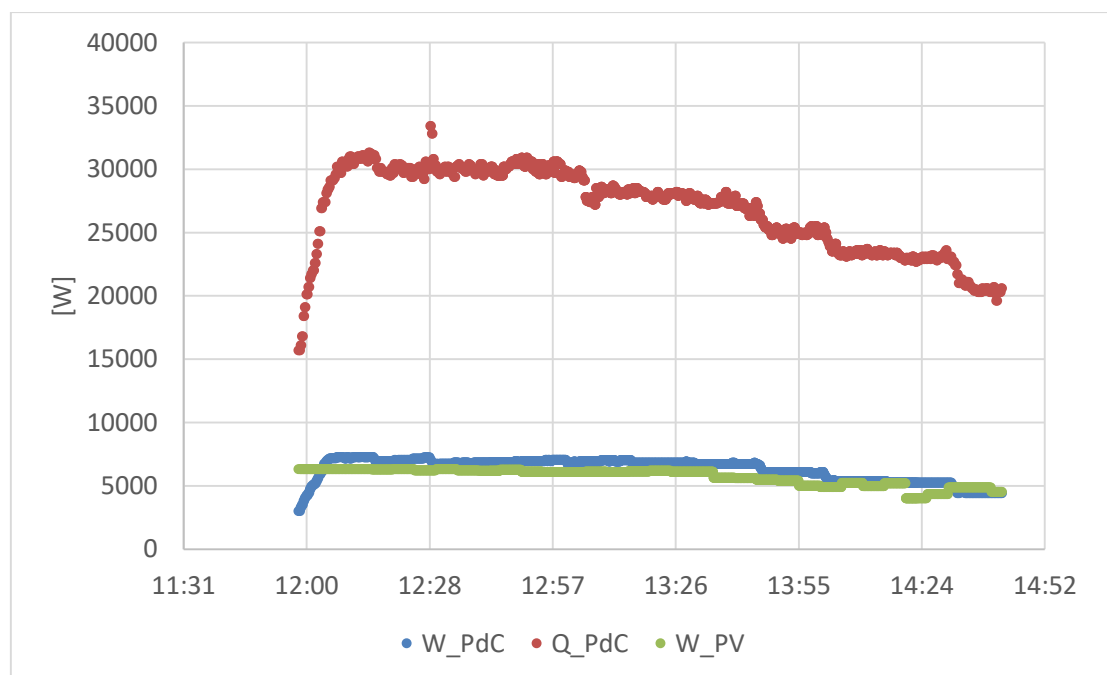


Figura 153. Esempio di applicazione dell'algoritmo di controllo predittivo della pompa di calore in base alla produzione fotovoltaica.

5 Valutazione dei risparmi effettivi ottenibili con un impianto ibrido e controllo predittivo

Nel paragrafo 4.3.2, è stato presentato l'algoritmo di controllo predittivo della pompa di calore e la sua applicazione tramite l'interfaccia di controllo e monitoraggio sviluppata dal DESTEC - Pisa in accoppiamento con l'impianto S.A.P.I.EN.T.E presso l'edificio F83 del Centro Ricerche Casaccia a Roma.

Tramite i modelli sperimentali dinamici dei componenti elettrico-termici di impianto presentati nella Sezione 4, si sono ottenuti i risultati energetici relativi all'intera stagione di riscaldamento dell'edificio F83. In particolare, si sono confrontate 2 logiche di controllo:

- Controllo tradizionale a banda morta per il mantenimento della temperatura di setpoint dei due accumuli termici (vedi paragrafo 5.1);
- Controllo avanzato e predittivo (paragrafo 4.3.2) per la massimizzazione dell'autoconsumo dell'energia fotovoltaica prodotta (vedi paragrafo 5.2).

Per le valutazioni stagionali sono stati utilizzati i dati climatici di temperatura e irraggiamento solare dell'anno meteorologico tipo forniti dal CTI [14].

5.1 Logica tradizionale

Nella logica tradizionale, la pompa di calore è dedicata al mantenimento della temperatura degli accumuli, all'interno del seguente range di controllo, secondo un classico algoritmo a setpoint/banda morta:

- Stagione invernale: $T_{TS,min} = 45\text{ °C}$ e $T_{TS,max} = 50\text{ °C}$ (banda morta di controllo: 5 K)
- Stagione estiva: $T_{TS,min} = 7\text{ °C}$ e $T_{TS,max} = 10\text{ °C}$ (banda morta di controllo: 3 K)

Grazie alla configurazione "in serie" tra pompa di calore e accumuli (vedi Figura 141), quando attivata, la pompa di calore riesce a lavorare alla massima potenza utile possibile, fermo restando il vincolo della massima potenza utile (30 kW) e massima temperatura di mandata (55 °C).

Non essendo prevista alcuna strategia di ottimizzazione per lo sfruttamento della produzione fotovoltaica, l'eventuale contributo solare verrà utilizzato unicamente nei momenti di coincidenza tra presenza di sufficiente radiazione solare e richiesta di calore da parte degli accumuli, altrimenti l'energia elettrica sarà ceduta in rete.

5.2 Logica avanzata predittiva

L'obiettivo di questa logica di controllo è quello di massimizzare l'autoconsumo di energia solare nella produzione di calore utile per il riscaldamento e il raffrescamento dell'edificio F83. Non essendo previsto un accumulo elettrolitico, la pompa di calore verrà controllata in maniera predittiva al fine di entrare sempre in funzione quando viene prevista una produzione fotovoltaica sufficiente ad attivare la macchina termica ($W_{PdC,min} = 3\text{ kW}$). In questo senso, i due serbatoi, oltre a separare i momenti di generazione e di fornitura di calore all'edificio, rappresentano anche i dispositivi di accumulo per l'energia solare.

L'algoritmo di controllo è quello descritto nel paragrafo 4.2.2. I vincoli all'algoritmo sono:

- la pompa di calore non può comunque produrre una temperatura di mandata superiore alla massima consentita (55 °C). Questo vincolo limita l'accumulo di energia quando i due serbatoi sono "caldi";
- la pompa di calore non può comunque fornire una potenza termica utile superiore a quella nominale (30 kW).
- l'algoritmo di predizione non viene eseguito se entrambi gli accumuli si trovano ad una temperatura inferiore a quella minima consentita ($T_{TS,min} = 45\text{ °C}$). In questo caso, per salvaguardare la qualità del servizio di riscaldamento, la pompa di calore esegue il controllo tradizionale.
- Il controllo tradizionale viene eseguito quando non è prevista produzione fotovoltaica.

5.3 Risultati stagionali

Le Figura 154, Figura 155, Figura 156 e Figura 157 mostrano un esempio di applicazione dell'algoritmo avanzato. Notiamo che rispetto al controllo tradizionale, la pompa di calore viene attivata intorno alle ore

10:00 per la previsione di una produzione fotovoltaica. Nella logica tradizionale, invece, la temperatura degli accumuli è ancora superiore al valore minimo di attivazione. Nella Figura 155, invece, la pompa di calore si attiva portando la temperatura dell'accumulo al valore più alto possibile (55 °C), immagazzinando energia solare per i momenti successivi della giornata (rispetto al controllo tradizionale, è possibile evitare un momento di accensione nel pomeriggio con assorbimento di energia dalla rete).

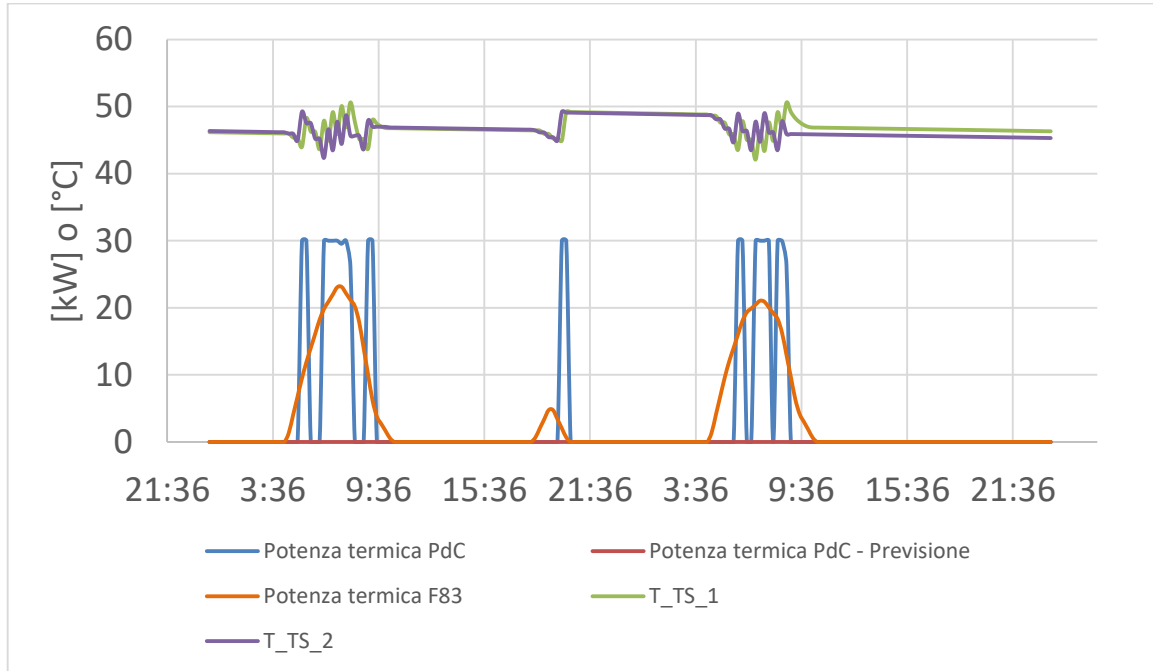


Figura 154. Esempio di applicazione dell'algoritmo di controllo tradizionale.

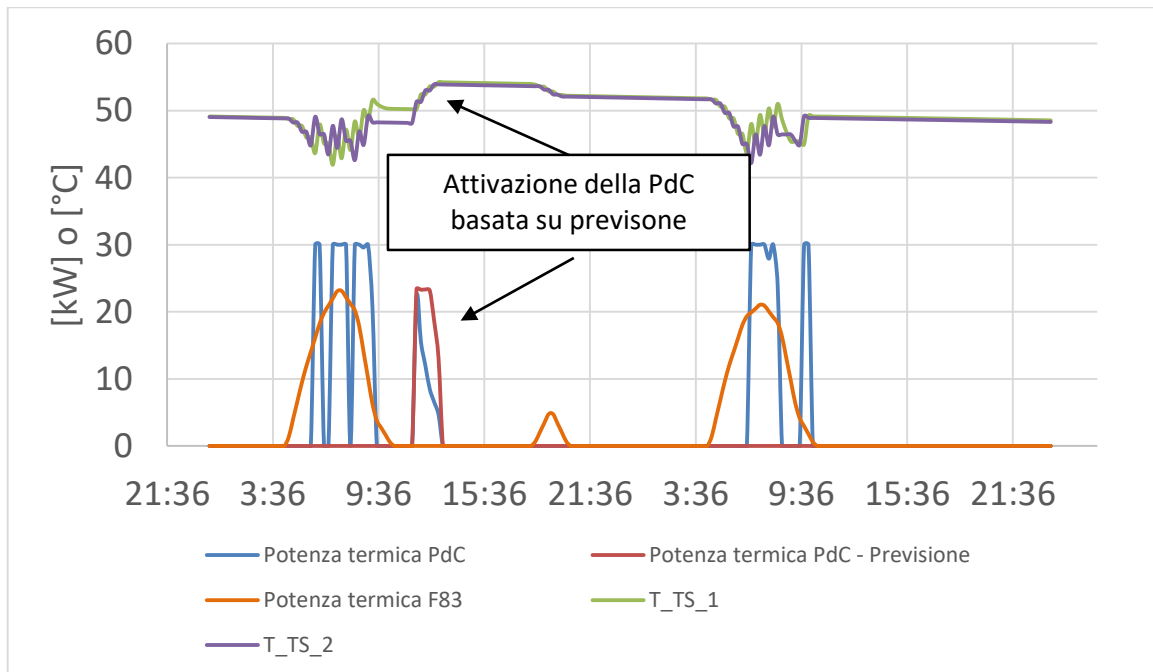


Figura 155. Esempio di applicazione dell'algoritmo predittivo per la precarica dell'accumulo termico in risposta ad una previsione di produzione fotovoltaica.

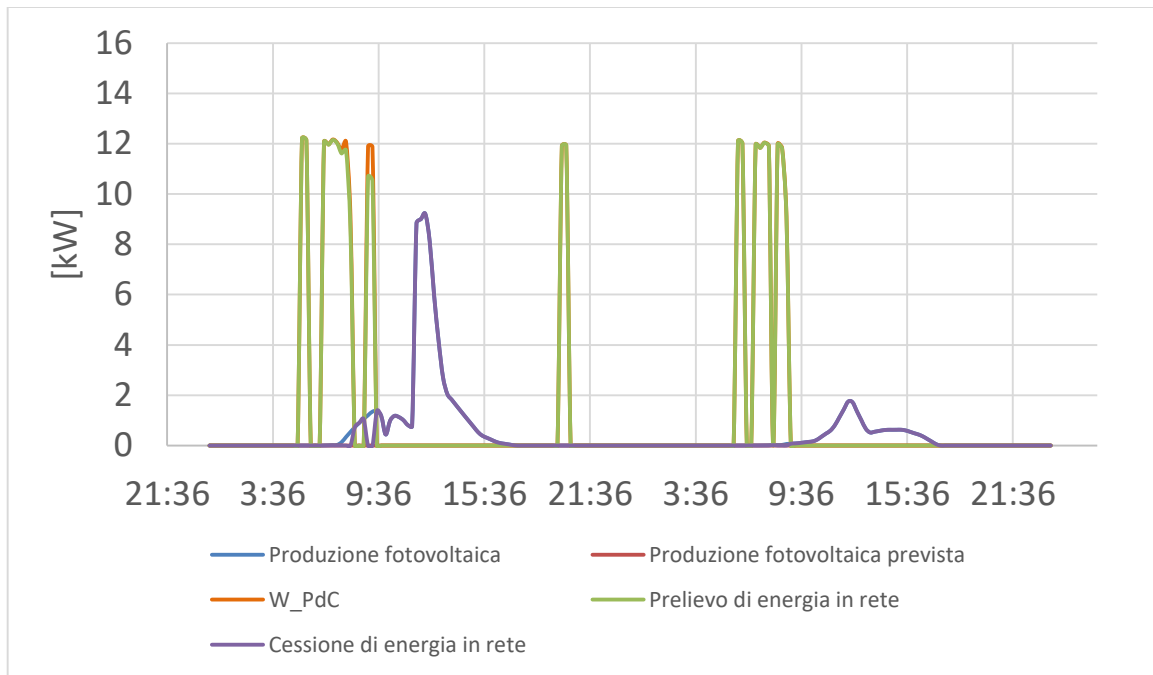


Figura 156. Bilancio elettrico del sistema nel caso di applicazione della logica “tradizionale”.

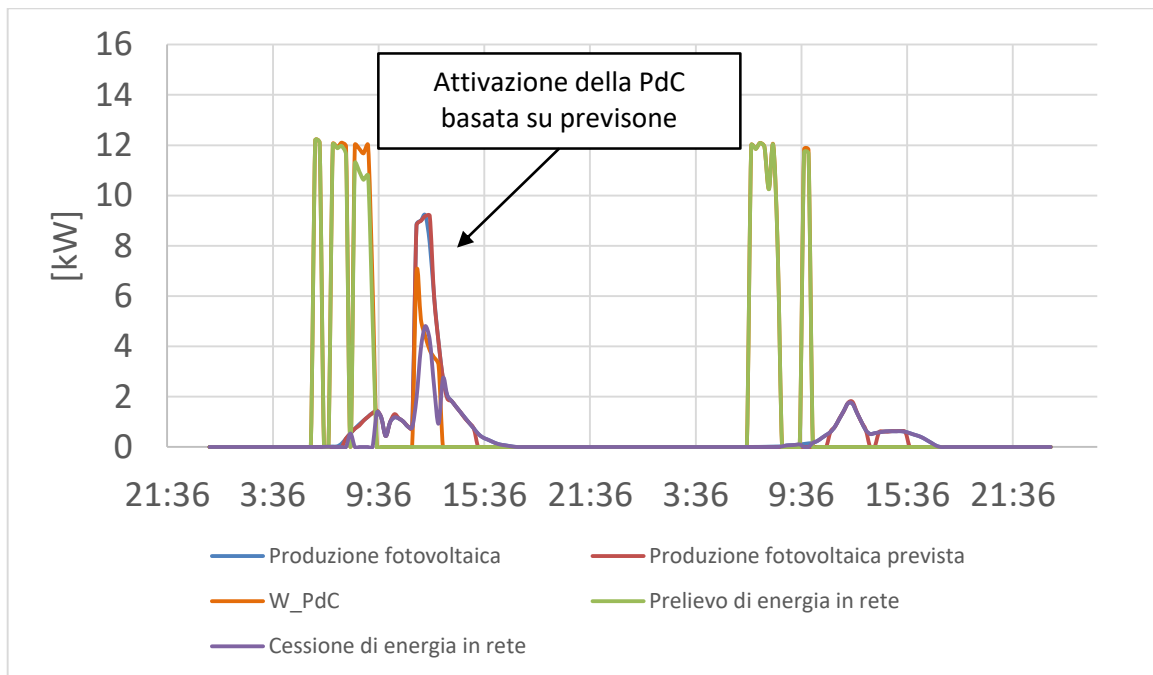


Figura 157. Bilancio elettrico del sistema nel caso di applicazione della logica “avanzata”.



Figura 158. Confronto tra radiazione solare e valori previsti per il controllo della pompa di calore.

La Tabella 5 mostra i principali indicatori prestazionali relativi alla stagione di riscaldamento, nel caso di applicazione del controllo tradizionale e avanzato.

Tabella 5. Principali grandezze e indici di prestazione energetici in funzione della strategia di controllo utilizzata.

	Controllo standard	Controllo avanzato
$Q_{utile,RISC}$ - kWh	8451	8451
$Q_{PdC,RISC}$ - kWh	9287	9374
$W_{PdC,RISC}$ - kWh	3576	4007
$SCOP_{PdC}$	2.60	2.34
$W_{PV,RISC}$ - kWh	5114	5114
$W_{grid,IN,RISC}$ - kWh	3384	2486
$W_{grid,out,RISC}$ - kWh	4922	3593
% autoconsumo	4%	30%
$SCOP_{sys,RISC}$	2.50	3.40
$PER_{nren,RISC}$	1.28	1.74

La strategia di controllo avanzata aumenta, come previsto, l'utilizzo della pompa di calore in quanto questa viene attivata sulla base della presenza di produzione fotovoltaica. Il valore di $SCOP_{PdC}$ risulta inferiore nel caso di controllo avanzato in quanto la temperatura degli accumuli è mediamente più alta. Questo indicatore però fornisce una visione solo parziale delle prestazioni di tutto il sistema, che include i pannelli fotovoltaici e gli scambi energetici con la rete. Grazie all'algoritmo previsionale e all'utilizzo dei serbatoi come accumulo energetico per il fotovoltaico, $SCOP_{sys,RISC}$ aumenta da 2.50 a 3.40 (+36 %), così come l'indice $PER_{nren,RISC}$ che aumenta da 1.28 a 1.74 (+36 %) grazie al minore utilizzo di energia elettrica dalla rete (-26%). La percentuale di autoconsumo è infatti aumentata dal 4% al 30%.

La Tabella 6 mostra l'efficacia del sistema di previsione e controllo, in termini di produzione fotovoltaica prevista e produzione di calore dalla pompa di calore.

Tabella 6. Prestazioni stagionali dell'algoritmo di cprevisione della produzione fotovoltaica e dell'energia utile fornita dalla pompa di calore

	Previsione	Reale	Scostamento
$W_{PV,RISC}$ - kWh	4855	5114	- 5%
$Q_{PdC,RISC}$ - kWh	10512	9374	+12 %

5.4 Confronto con sistema ibrido pompa di calore - caldaia

L'efficacia del controllo predittivo è stata analizzata anche nel caso in cui l'impianto fosse dotato di una caldaia a metano, che funzioni in alternativa alla pompa di calore. In questo scenario, si sono ipotizzate cinque possibili strategie di controllo:

- **Controllo standard:** la pompa di calore viene attivata solo nel caso che la temperatura dell'aria esterna sia superiore ad un valore soglia, impostato convenzionalmente a 7 °C;
- **Controllo avanzato con criterio economico:** in base ai prezzi dell'energia proposti nella sezione 2 e un rendimento della caldaia pari a 0.96, il valore minimo di COP necessario affinché la pompa di calore sia economicamente conveniente rispetto alla caldaia è pari a 2.56.
- **Controllo avanzato con criterio energetico:** in base ai coefficienti di conversione in energia primaria non rinnovabile, descritti nella sezione 2, e un rendimento della caldaia pari a 0.96, il valore minimo di COP necessario affinché la pompa di calore sia economicamente conveniente rispetto alla caldaia è pari a 1.78.
- **Controllo avanzato con criterio economico e algoritmo predittivo per la produzione fotovoltaica:** in questo scenario di controllo, al criterio di attivazione basato sui prezzi dell'energia viene associato anche l'algoritmo di predizione utilizzato per il controllo del sistema S.A.P.I.EN.T.E descritto nel paragrafo 4.3.2 e paragrafo 5.2.
- **Controllo avanzato con criterio energetico e algoritmo predittivo per la produzione fotovoltaica:** in questo scenario di controllo, al criterio di attivazione basato sui coefficienti di conversione in energia primaria non rinnovabile viene associato anche l'algoritmo di predizione utilizzato per il controllo del sistema S.A.P.I.EN.T.E descritto nel paragrafo 4.3.2 e paragrafo 5.2.

I risultati e gli indici di prestazione ottenibili con le diverse strategie di controllo sono presentati in Tabella 7.

Tabella 7. Principali indici di prestazione per il riscaldamento dell'edificio F83, nel caso di sistema ibrido pompa di calore e caldaia a metano.

	Controllo standard ($T_{est,switch} = 7^{\circ}C$)	Controllo avanzato ($COP_{switch,ECO}$)	Controllo avanzato ($COP_{switch,EN}$)	Controllo avanzato predittivo (algoritmo predittivo + $COP_{switch,ECO}$)	Controllo avanzato predittivo (algoritmo predittivo + $COP_{switch,EN}$)
$Q_{utile,RISC}$ - kWh	8451	8451	8451	8451	8451
$Q_{PdC,RISC}$ - kWh	5134	3380	9287	4028	9374
$W_{PdC,RISC}$ - kWh	1937	1216	3576	1366	4007
$SCOP_{PdC}$	2.65	2.79	2.60	2.95	2.34
$Q_{cald,RISC}$ - kWh	4153	5908	0	4454	0
$Q_{cald,IN}$ - kWh	4327	6154	0	4639	0
$W_{PV,RISC}$ - kWh	5114	5114	5114	5114	5114
$W_{grid,IN,RISC}$ - kWh	1772	1094	3384	757	2486
$W_{grid,out,RISC}$ - kWh	4950	4992	4922	4505	3593
% autoconsumo	3%	2%	4%	12%	30%
$PER_{nren,RISC}$	1.06	0.98	1.28	1.33	1.74
$\Delta\epsilon$	-	-1.5%	0.4%	-73.5%	-25.0%

Nello scenario “standard”, i due generatori forniscono una quota di energia termica utile pari al 60 % (pompa di calore) e al 40 % (caldaia). La prestazione stagionale della pompa di calore è pari a 2.65 e il $PER_{nren,RISC}$ è pari a 1.06. Il livello di autoconsumo della produzione fotovoltaica è pari al 3%.

Per il controllo avanzato con criterio economico, viene privilegiato l’utilizzo della caldaia. Il suo contributo aumenta infatti fino al 70 %. In questa situazione, tutti gli indici globali di prestazione energetica diminuiscono: il livello di autoconsumo scende al 2% e il $PER_{nren,RISC}$ è pari a 0.98. Il risparmio economico basato sui costi operativi è comunque limitato rispetto al controllo benchmark.

Per il controllo avanzato con criterio energetico, la pompa di calore è l’unico generatore, in quanto la configurazione in serie con gli accumuli 1 e 2, permette al generatore di lavorare sempre a fattore di carico elevato, garantendo sempre COP superiori a 1.78. Questo scenario coincide di fatto con il caso base presentato nel paragrafo 5.3. Il livello di autoconsumo è comunque pari al 4%, indicando uno sfasamento tra le richieste di riscaldamento da parte degli accumuli e la produzione fotovoltaica. Non si riscontrano risparmi economici significativi.

Abbinando il controllo predittivo al criterio economico, si ottiene un miglioramento delle prestazioni generali: l’autoconsumo aumenta al 12 % e la quota di utilizzo della pompa di calore aumenta fino al 47 % (rispetto al 30% del solo criterio economico). Questi dati dimostrano l’efficacia del controllo predittivo proposto, difatti anche l’indice $PER_{nren,RISC}$ aumenta fino a 1.33. In questo scenario si realizzano i maggiori risparmi economici (-74 % di spesa) in quanto la produzione fotovoltaica viene destinata principalmente alla vendita in rete.

La migliore strategia di controllo dal punto di vista energetico (algoritmo predittivo insieme al criterio di commutazione energetico) di fatto coincide con quella analizzata nel paragrafo 5.3, ovvero quella che abbinerebbe l’uso esclusivo della pompa di calore all’algoritmo predittivo (confronta Tabella 5 e Tabella 7). In questo caso si raggiunge anche un buon livello di risparmio economico (-25% di spesa).

6 Conclusioni

La presente relazione tecnica ha presentato le attività e i risultati ottenuti nel terzo anno di attività del PTR 2019-2021. La linea di attività 3.30 del WP 3, dal titolo “Sviluppo di interfacce semplificate per la regolazione di sistemi ibridi a pompa di calore e implementazione del controllo ottimo su un edificio reale” ha riguardato il completamento dell’analisi dei casi studio per il confronto delle prestazioni di controlli tradizionali e avanzati nelle zone climatiche C ed E. Successivamente, a partire dall’analisi congiunta dei risultati di tutti i casi studio, è stata sviluppata un’interfaccia semplificata che permette ad un utente generico di individuare la migliore strategia di controllo per impianti ibridi a pompa di calore, da applicare ad ogni tipologia di edificio analizzato in funzione del contesto climatico, della tipologia di edificio, dei profili di utilizzo, delle caratteristiche di impianto e dei terminali, dei prezzi dei combustibili. A completamento di tutta l’attività, è stata effettuata un’analisi sperimentale tramite l’impianto *S.A.P.I.EN.T.E.*, messo a disposizione da ENEA, costituito da un sistema ibrido a pompa di calore presso l’edificio F83 del Centro Ricerche ENEA Casaccia (RM). L’impianto è stato controllato e monitorato da remoto tramite un’interfaccia sviluppata e gestita dal DESTEC – Pisa. Si sono quindi valutati i risparmi stagionali ottenibili tramite un algoritmo predittivo per il controllo dell’impianto, rispetto ad una gestione tradizionale.

Per quanto riguarda l’edificio-tipo “appartamento”, situato a Catania, con profilo di utenza “lavoratore”, si sono ottenute indicazioni di controllo analoghe a quelle riscontrate nella seconda annualità per il clima di Pisa. La destinazione d’uso concentra le richieste energetiche nelle ore serali e nei finesettimana; il clima più mite diminuisce la richiesta stagionale di riscaldamento, mentre aumenta ovviamente quella relativa al condizionamento estivo. Nel caso dell’ “appartamento”, il sistema ibrido consiste nella presenza di due generatori (pompa di calore e caldaia). Non sono presenti accumuli termici né elettrochimici, è quindi possibile ottimizzare solo i momenti di attivazione dell’uno o dell’altro generatore. Essendo il fabbisogno di energia limitato dalle caratteristiche di involucro, dal profilo di utilizzo e dal clima (Zona C), i margini di risparmio per le regole di controllo avanzate sono comunque limitati rispetto alla situazione benchmark. Un ulteriore elemento di criticità che viene confermato riguarda l’elevata temperatura di mandata richiesta dai radiatori e il ridotto fattore di carico che penalizzano le prestazioni della pompa di calore. Nell’edificio appartamento, quindi, anche a Catania, le condizioni di lavoro portano la pompa di calore a lavorare a PER inferiori a quelli della caldaia, e in generale gli ottimizzatori predittivi cercano di massimizzare l’utilizzo della caldaia sia per obiettivi energetici, sia economici. L’unico scenario in cui si verifica una sostanziale differenza dei costi è quello DR1, corrispondente ad un prezzo molto basso dell’energia elettrica nelle ore serali (DR1), ovvero sono concentrate le richieste di riscaldamento e di elettricità da parte dell’utenza “lavoratore”. I risparmi economici che si hanno per il caso base sono però dovuti alla differente tariffazione e non ad una reale massimizzazione dell’utilizzo della pompa di calore rispetto alla caldaia.

L’edificio-tipo “villetta” è stato analizzato con i profili di utenza “famiglia” a Torino (Zona E) e “pensionato” a Torino e Catania. A differenza dell’ “appartamento”, questa tipologia di edificio è favorevole all’impiego dei sistemi ibridi per la presenza di terminali di emissione a bassa temperatura (pannelli radianti) e per la possibilità di installazione di pannelli fotovoltaici che aumentano il PER della pompa di calore. I controlli avanzati di tipo predittivo hanno quindi una maggiore potenzialità di sfruttamento della pompa di calore. Per questa tipologia di edificio, si è inoltre ottimizzato il periodo di precarica dell’accumulo ACS, vale a dire i momenti in cui si innalza al massimo il setpoint dell’accumulo (da 50 °C a 55°C) in modo da massimizzare la quota di energia fotovoltaica immessa nel sistema. L’orario migliore per la precarica è infatti risultato 11:00 – 16.30, ovvero nelle ore centrali della giornata. Per il controllo tradizionale basato sulla temperatura esterna (strategia benchmark), la temperatura di switch ottimale è quella che limita il servizio di riscaldamento alla sola pompa di calore. Difatti, le caratteristiche dei terminali a bassa temperatura rendono quasi sempre vantaggioso l’utilizzo della pompa di calore rispetto alla caldaia per tutti i climi considerati. Nel caso di controllo avanzato, l’algoritmo predittivo ha effetti diversi rispetto alla zona climatica: per la zona C, anche grazie all’utilizzo continuo dell’utenza “pensionato”, la pompa di calore viene dedicata al mantenimento della temperatura nel serbatoio ACS, in modo da massimizzare il contributo fotovoltaico nelle ore centrali della giornata. Il carico di riscaldamento, vista la sua limitata entità, può essere soddisfatto dalla caldaia nei

momenti in cui la pompa di calore è attiva per l'altro servizio. Nella zona E, valgono indicazioni analoghe, ma vista la diversa entità del carico di riscaldamento, si ottengono risultati diversi: la strategia di base è sempre quella di privilegiare l'autoconsumo della produzione fotovoltaica, andando ad attivare la pompa di calore durante le ore centrali della giornata per il servizio di ACS. Nel clima di Torino, per l'utenza "pensionato", questo comporta un aumento significativo dell'utilizzo di gas metano per riscaldamento, ma vista l'importanza relativa del carico di ACS e delle perdite di accumulo, non si hanno sostanziali differenze nei costi totali e nel consumo globale di energia primaria non rinnovabile. La strategia benchmark con la temperatura di commutazione pari a quella di progetto, in questo caso, può ritenersi ottimale. Per l'utenza "famiglia" e più in generale per i profili di utilizzo concentrati nelle ore serali, la pompa di calore non riesce ad utilizzare correttamente il potenziale dell'energia fotovoltaica vista l'assenza di carico durante le ore di produzione e l'assenza di accumulatori elettrochimici. Anche in questo caso, la strategia migliore è quello di impostare la strategia di controllo benchmark con la temperatura di commutazione pari a quella di progetto. L'utilizzo di algoritmi predittivi non comporta miglioramenti ed espone invece l'edificio ad una maggiore complessità del sistema di controllo ed errori di previsione. I due casi con demand-response rappresentano una particolarità dal punto di vista economico, in quanto cambiano la remunerazione dell'energia esportata durante il giorno, che risulta molto elevata specialmente nel caso dell'utenza "famiglia". Nel caso, infatti, di DR1 (costo energia elettrica basso di notte, e di conseguenza convenienza nella vendita di giorno), il controllore incentiva la vendita dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, riducendo le già limitate richieste della pompa di calore. Nel caso di DR2, invece, durante il giorno il costo di vendita è nullo, per cui l'energia elettrica da fotovoltaico viene maggiormente impiegata per la pompa di calore, anche in situazioni di bassa efficienza, in quanto la quota ceduta alla rete ha valore praticamente nullo. Si capisce quindi, che dal punto di vista economico, lo scenario DR1 risulta particolarmente favorevole, ma non corrisponde ad un utilizzo più efficiente dell'energia all'interno dell'edificio. Come detto precedentemente, tutti i risultati ottenuti sono stati inseriti in un'interfaccia semplificata che permette ad un utente generico di individuare la migliore strategia di controllo per impianti ibridi a pompa di calore.

Infine, attraverso una collaborazione con ENEA, si è svolta una campagna sperimentale sull'impianto S.A.P.I.EN.T.E. presso l'edificio F83 del Centro Ricerche di Casaccia (RM). L'attività sperimentale ha dimostrato la possibilità di implementazione della logica di controllo anche da un sistema installato su calcolatori "in remoto". Inoltre, è stato dimostrato la possibilità di soddisfare il carico termico di riscaldamento dell'edificio analizzato tramite l'utilizzo e lo "stoccaggio" della produzione solare all'interno degli accumuli termici. Questo è stato fatto utilizzando unicamente l'algoritmo predittivo, in alternativa ad un controllo retroattivo di tipo PID (analizzato da ENEA nella LA3.3 del PTR [5]). Sulla base dei risultati sperimentali si è poi provveduto a valutare i risparmi effettivi ottenibili in un'intera stagione di riscaldamento in diversi scenari di controllo con algoritmi standard, avanzati e predittivi, con sistema a solo pompa di calore e ibrido con caldaia a metano. Nel caso dell'edificio F83, l'indice di prestazione energetica $PER_{nren,RISC}$ è aumentato del 36 % utilizzando unicamente la pompa di calore e l'algoritmo predittivo, rispetto ad un caso base in cui il generatore controlla la temperatura degli accumuli attraverso un setpoint e una banda morta. Il maggiore autoconsumo (dal 4% al 30%) diminuisce anche l'utilizzo di energia elettrica dalla rete del -26%. Per quanto riguarda l'analisi del sistema ibrido pompa di calore e caldaia, sono stati valutati i risparmi ottenibili rispetto ad un controllo standard basato su una temperatura di commutazione fissa di 7°C. Anche in presenza del generatore a combustione, è stato dimostrato come la soluzione a pompa di calore con previsione e "stoccaggio" dell'energia fotovoltaica rappresenti la migliore strategia di controllo rispetto a criteri di scelta basati sul rapporto di prezzo o energia primaria del vettore elettrico e del gas.

7 Riferimenti bibliografici

I riferimenti bibliografici devono essere richiamati nel testo con numeri progressivi tra parentesi quadre e riportati a fine testo con il seguente formato:

1. ENEA, RSE, CTI con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico. “Piano d’Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero (PANZEB)”, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PANZEB_13_11_2015.pdf, (2015), pp. 1 – 37.
2. P. Conti, M. Barbieri, D. Della Vista, E. Schito, D. Testi, “Messa a punto dell’apparato sperimentale e definizione dei test sulle logiche di controllo avanzate per impianti ibridi in edifici ad alta efficienza”, Report RdS/PTR2019/052, (2019), pp. 1–80.
3. P. Conti, E. Schito, D. Della Vista, D. Testi, “Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati”, Report RdS/PTR2020/139, (2020), pp. 1–211.
4. B. Di Pietra, A. Ciappa, L. La Notte, G. Landi, E. Monno, A.L. Palma, A. Parisi, “Analisi tecnico economica dell’applicazione dei sistemi ibridi avanzati e i sistemi di contabilizzazione individuale smart nei contesti edilizi condominiali per l’incremento di utilizzo delle fonti rinnovabili”, Report RdS/PTR2019/046, (2019), pp. 1–172.
5. B. Di Pietra, M. De Monaco, L. La Notte, G. Landi, A.L. Palma, A. Ciappa, E. Monno, “Prove sperimentali con impianto ibrido per l’autoconsumo collettivo e analisi della nuova piattaforma utente applicata a condomini con sistemi di contabilizzazione individuale smart”, Report RdS/PTR2021/128 (2021).
6. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Decreto Interministeriale “Requisiti Minimi”, 26/06/2015.
7. UNI/TS 11300-5:2016, “Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 5: Calcolo dell’energia primaria e della quota di energia da fonti rinnovabili”, UNI - Ente Nazionale Italiano di Unificazione, Milano.
8. Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, “Regolamento recante norme per la progettazione, l’installazione, l’esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell’art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10. (GU Serie Generale n.242 del 14-10-1993 - Suppl. Ordinario n. 96).
9. Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), “Prezzi finali dell’energia elettrica per i consumatori domestici per l’anno 2019 (fascia di consumo 1000-5000 kWh/anno) - UE e area Euro, Nazione: Italia”, <https://www.arera.it/it/dati/eepcf1.htm>
10. Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), “Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici per l’anno 2019 (fascia di consumo 525-5253 Sm3/anno) - UE e area Euro, Nazione: Italia”, <https://www.arera.it/it/dati/gpcfr1.htm>
11. M.H. Albadi, E.F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets”, Electric Power Systems Research, 78 (2008), pp. 1989-1996.
12. EN 16147:2017, « Heat pumps with electrically driven compressors - Testing, performance rating and requirements for marking of domestic hot water units», European Committee for Standardization, Brussels, 2017.
13. UNI EN 14511-2:2018, “Condizionatori, refrigeratori di liquido e pompe di calore con compressore elettrico per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti e refrigeratori per cicli di processo con compressore elettrico - Parte 2: Condizioni di prova”, UNI - Ente Nazionale Italiano di Unificazione, Milano
14. CTI - Comitato Termotecnico Italiano, <https://shop.cti2000.it/>

Breve curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Paolo Conti, nato a Jesi (AN) nel 1987, ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria “Leonardo da Vinci” Energetica Elettrica e Termica presso l’Università di Pisa, discutendo la tesi “Sustainable design of ground-source heat pump systems: optimization of operative life performances”. Dal 2015 al 2017 è stato Assegnista di Ricerca e Borsista presso il Dipartimento di Ingegneria dell’Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC), Università di Pisa. Da aprile 2017 ad aprile 2020 è stato Ricercatore a Tempo Determinato di tipo A e dal settembre 2021 è Ricercatore a Tempo Determinato di tipo B, sempre presso il DESTEC. Dal 2020 è abilitato al ruolo di Professore Associato di Fisica Tecnica. Le sue attività principali riguardano la progettazione e la gestione ottimizzata degli impianti per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici. I suoi settori d’interesse professionale sono: gli impianti di climatizzazione ad acqua e ad aria, lo sviluppo di modelli al calcolatore per la simulazione e la valutazione delle prestazioni energetiche dei sistemi edificio-impianto, lo studio e sviluppo di metodologie per la diagnosi energetica negli edifici, l’individuazione di buone pratiche di progettazione e gestione dei sistemi edificio-impianto. È autore di 36 articoli indicizzati sui database internazionali della ricerca. Socio AiCARR, FTI e dell’American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE). Nel triennio 2015- 2017 è stato membro del Consiglio UGI e nominato Segretario esecutivo. Membro dell’International Geothermal Association (IGA) Heat Experts Committee e del gruppo di lavoro IGA-UNECE (International Geothermal Association, United Nations Economic Commission for Europe) per la stesura delle specifiche riguardanti l’applicazione del protocollo UNFC-2009 alle applicazioni geotermiche (pompe di calore incluse). Dal 2011 al 2015 ha supportato il Gestore Servizi Energetici (GSE) nella rilevazione dati e nel monitoraggio dello sviluppo in Italia delle applicazioni geotermiche per usi termici. I risultati di questo lavoro sono stati adottati dal Ministero dello Sviluppo Economico e compaiono nei dati Eurostat. Docente e relatore in numerosi corsi di formazione su diagnosi e certificazione energetica degli edifici e seminari in ambito geotermico. Attualmente è titolare del corso di Termoenergetica dell’Edificio, Laurea in Ingegneria dell’Energia, e del modulo di Risparmio Energetico in Edilizia, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica.

Davide Della Vista, nato a Cascina (PI) nel 1977, laureato con lode in Ingegneria Aerospaziale all’Università di Pisa (2004). Tecnico di laboratorio ed elaborazione dati dal 2004 presso il DESTEC, Università di Pisa, con esperienza nella realizzazione di programmi di acquisizione dati, nella messa a punto di apparecchiature sperimentali, nell’esecuzione di misure termofluidodinamiche e di monitoraggio energetico degli ambienti abitati e nella simulazione dinamica dei sistemi edificio-impianto. Ha collaborato alla stesura del Piano Energetico della Provincia di Pisa (2009) e ha partecipato a numerosi progetti di ricerca per enti istituzionali e aziende in ambito termotecnico. È autore di 7 pubblicazioni scientifiche su rivista internazionale.

Eva Schito, nata a Pisa nel 1990, è attualmente Ricercatrice a tempo determinato presso l’Università di Pisa. È codocente dei corsi di Risparmio Energetico in Edilizia e di Impianti Termotecnici Integrati (Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica). Ha conseguito con lode la Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica presso l’Università di Pisa (luglio 2013), discutendo la tesi dal titolo “Modellizzazione dinamica di un sistema pompa di calore – edificio”. Ha ottenuto l’Attestato di Merito previsto per gli studenti del Percorso di Eccellenza. Nel 2017 ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria dell’Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni presso l’Università di Pisa, con una tesi intitolata “Methods and tools for a rational and efficient use of energy in museum environments”. Dal 2017 al 2022 è stata assegnista di ricerca, lavorando su tematiche quali diagnosi energetica, modellizzazione cycle-based delle pompe di calore, riqualificazione energetica degli edifici, anche di valore storico, ed ambienti museali, progettazione ottimizzata e simulazione di impianti integrati a fonti rinnovabili e impianti di generazione ibridi per la climatizzazione efficiente degli edifici. È autrice di 29 articoli indicizzati sui database internazionali della ricerca. Esperto Junior CasaClima e Socia FTI e AiCARR. Docente in numerosi corsi di formazione su diagnosi e certificazione energetica degli edifici.

Daniele Testi, nato a Pietrasanta (LU) nel 1977, dal 2014 è Professore Associato di Fisica Tecnica presso il Dipartimento di Ingegneria dell’Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC) dell’Università di Pisa. Dal 2018 è abilitato al ruolo di Professore Ordinario di Fisica Tecnica. Laureato con lode in Ingegneria Aerospaziale (2002), Dottore di Ricerca in Energetica Elettrica e Termica (2006), Assegnista di Ricerca (2006-

2009), Borsista di Ricerca (2010-2011) e Ricercatore Universitario a tempo indeterminato (2011-2014) presso l'Università di Pisa. Ha svolto supporto alla didattica per i corsi di Termodinamica Applicata, Fisica Tecnica e Termoenergetica dell'Edificio. È stato codocente dei corsi di Teoria dei Sistemi, Laurea in Ingegneria Energetica, e di Risparmio Energetico in Edilizia, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. È stato Presidente del Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica (2016-2021) e attualmente è Presidente del Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia e docente per i corsi di Fisica Tecnica e Metodi per la Sostenibilità Energetica, Laurea in Ingegneria dell'Energia, e Termofluidodinamica, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. Principali campi di studio: termofluidodinamica monofase e bifase, tecniche d'incremento dello scambio termico convettivo, tecniche di misura nella fisica tecnica, scambiatori e dissipatori di calore, microgravità, termofisica degli ambienti abitati, impianti di climatizzazione, efficienza energetica in edilizia, simulazione, integrazione e ottimizzazione di sistemi energetici, pianificazione energetica. Autore di oltre 100 pubblicazioni su riviste internazionali o in atti di congressi. Docente in numerosi corsi di formazione, master e seminari sulla gestione dell'energia, la diagnosi e la certificazione energetica degli edifici e gli impianti termotecnici. Titolare di consulenze o collaboratore per vari contratti di ricerca nell'ambito della diagnosi, dell'efficienza, della normativa, della pianificazione e della conversione energetica. È stato responsabile scientifico dello sviluppo del software nazionale SEAS per la diagnosi energetica negli edifici.