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

Ministero della Transizione Ecologica

Ricerca di Sistema elettrico

# Progettazione di nuove architetture dell'impianto ibrido sperimentale e di una nuova piattaforma per migliorare la consapevolezza dei consumi nei condomini dotati di sistemi di contabilizzazione individuale smart

B. Di Pietra, L. La Notte, G. Landi, A.L. Palma,
A. Ciappa, E. Monno M. De Monaco

Report RdS/PTR2021/127

# PROGETTAZIONE DI NUOVE ARCHITETTURE DELL'IMPIANTO IBRIDO SPERIMENTALE E DI UNA NUOVA PIATTAFORMA PER MIGLIORARE LA CONSAPEVOLEZZA DEI CONSUMI NEI CONDOMINI DOTATI DI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE SMART

B. Di Pietra, L. La Notte, G. Landi, A.L. Palma, A. Ciappa, E. Monno (ENEA)
M. De Monaco (Dottoranda Università di Cassino-ENEA)

Con il contributo di: E. Allegrini, G. Azzolini, F. Erice, A. Martelli, D.A. Matera, D. Prisinzano

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: *LA3.2 - Nuove architetture e funzionalità dell'impianto ibrido e dei sistemi di contabilizzazione individuale nei condomini*
Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi
Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra

# Indice


SOMMARIO ..... 6

1 INTRODUZIONE ..... 7

2 IMPIANTO SPERIMENTALE S.A.P.I.EN.T.E. ..... 9

2.1 SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E. - BREVE DESCRIZIONE DEL SISTEMA PRIMA DEGLI INTERVENTI DI INTEGRAZIONE ..... 9
2.2 IL SISTEMA S.A.P.I.EN.T.E. NEL CONTESTO DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE NAZIONALI ..... 16
2.3 NUOVO SCHEMA IMPIANTISTICO DEL SISTEMA SPERIMENTALE S.A.P.I.EN.T.E. ..... 18
2.4 PROGETTAZIONE E INSTALLAZIONE IMPIANTO FV DA 11,4 KWP ..... 21
*2.4.1 Sintesi delle soluzioni progettuali ..... 21*
*2.4.2 Realizzazione e montaggio impianto fotovoltaico da 11,4 kWp ..... 33*
2.5 PROGETTAZIONE E INSTALLAZIONE NUOVO SISTEMA DI ACCUMULO A SUPERCONDENSATORI CON CONVERTITORE IBRIDO E NUOVO IMPIANTO TERMO-FOTOVOLTAICO DI TIPO PVT (PHOTOVOLTAIC AND THERMAL) ..... 37
*2.5.1 Dimensionamento nuovo sistema di accumulo a supercondensatori ..... 37*
*2.5.2 Progettazione del nuovo impianto termo-fotovoltaico (PVT) ..... 39*
*2.5.3 Quadro elettrico Q3 per alimentazione nuovo campo fotovoltaico PVT ..... 45*
*2.5.4 Nuova cabina per installazione componenti impianto PVT e supercondensatori ..... 50*
*2.5.5 Dimensionamento e progettazione della sezione termica dell'impianto PVT ..... 54*
*2.5.6 Lavori di installazione del nuovo campo fotovoltaico PVT con supercondensatori presso il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. ..... 61*
2.6 PROGETTAZIONE CONNESSIONE TERMICA DEL SISTEMA S.A.P.I.EN.T.E. ALL'EDIFICIO F83 ..... 71
*2.6.1 Caratteristiche edilizie e impiantistiche dell'edificio uffici F83 ..... 71*

3 PROVE SPERIMENTALI CON IL SISTEMA SPERIMENTALE S.A.P.I.EN.T.E. IN CONFIGURAZIONE MICROCOMUNITÀ ENERGETICA E LOGICHE DEMAND-RESPONSE ..... 82

3.1 DESCRIZIONE DEGLI AGGIORNAMENTI APPORTATI ALL'INTERFACCIA WEB PER GESTIRE LA NUOVA CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E. ..... 82
*3.1.1 Interfaccia gestione Pompa di calore ..... 82*
*3.1.2 Interfaccia PID per controllo automatico della pompa di calore ..... 85*
*3.1.3 Interfaccia PID LOAD ..... 88*
*3.1.4 Interfaccia gestione resistenze elettriche ..... 90*
*3.1.5 Interfaccia TEST WRITE ..... 91*
3.2 RISULTATI DELLE PROVE SPERIMENTALI CONDOTTE CON IL SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E.: APPLICAZIONE DELLA LOGICA INSEGUIMENTO FOTOVOLTAICO ALLA POMPA DI CALORE ..... 93
*3.2.1 Caratterizzazione sperimentale del sistema installato per l'emulazione dei profili di carico termico ..... 93*
*3.2.2 Prova n°1: Validazione della logica inseguimento profilo fotovoltaico con controllore PID applicato al numero di giri del compressore della pompa di calore ..... 95*
*3.2.3 Prova n°2: inseguimento profilo di potenza fotovoltaico con buchi di produzione ..... 98*
*3.2.4 Prova n°3: Applicazione curva tipo fotovoltaico invernale ..... 103*
*3.2.5 Definizione delle curve di carico elettrico d'utenza con logiche Demand-Response per prove sperimentali con sistema S.A.P.I.EN.T.E. ..... 107*
*3.2.6 Prova n°4: Applicazione curva di produzione da fotovoltaico al netto dei consumi elettrici di edificio non ottimizzati 108*
*3.2.7 Prova n°5: Applicazione curva fotovoltaico in presenza di consumi elettrici di edificio ottimizzati mediante logiche demand-response ..... 114*

4 MODELLIZZAZIONE DEL SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E. E DEI NUOVI COMPONENTI PER L'APPLICAZIONE AD UN CONTESTO DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO ..... 119

4.1 MODELLIZZAZIONE NUOVI COMPONENTI SISTEMA IBRIDO S.A.P.I.EN.T.E. ..... 119
4.2 INTEGRAZIONE DI NUOVI MODELLI PER LA SIMULAZIONE DELLO SCHEMA DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO (AUC) CON IMPIANTO IBRIDO TIPO S.A.P.I.EN.T.E. ..... 125
*4.2.1 Modello termico semplificato del condominio ..... 125*
*4.2.2 Modello termo-fotovoltaico ..... 126*

*4.2.3 Modellizzazione delle tariffe elettriche e dei meccanismi di incentivazione per la configurazione dell'Autoconsumo Collettivo condominiale (AUC) ..... 132*
*4.2.4 Modello di ripartizione dei ricavi tra i singoli utenti dell'Autoconsumo collettivo secondo il criterio energetico 136*
*4.2.5 Modellizzazione degli indici energetici ..... 138*
4.3 SIMULAZIONE E ANALISI DI UNA CONFIGURAZIONE AUC CONDOMINIALE: DEFINIZIONE DEI CASI STUDIO ..... 140
*4.3.1 Studio statistico del parco edilizio nazionale per l'individuazione degli edifici condominiali di riferimento 140*
*4.3.2 Modellizzazione degli edifici condominiali tipici e definizione dei casi studio ..... 141*
*4.3.3 Il caso studio del sud Italia (Palermo) ..... 141*
*4.3.4 Il caso studio del centro Italia (Roma) ..... 145*
*4.3.5 Il caso studio del nord Italia (Milano) ..... 147*
4.4 SIMULAZIONE E ANALISI DI UNA CONFIGURAZIONE AUC CONDOMINIALE CON SISTEMA IBRIDO TIPO S.A.P.I.EN.T.E.: DEFINIZIONE DEGLI SCENARI DI SIMULAZIONE ..... 150
*4.4.1 Scenario tradizionale di riferimento: scenario 0 ..... 153*
*4.4.2 Scenario (0-F): tradizionale con caldaia a gas centralizzata e impianto fotovoltaico ..... 153*
*4.4.3 Descrizione dello scenario (1-F): sostituzione della caldaia a gas con una PdC centralizzata integrata ad un impianto FV in configurazione di AUC ..... 154*
*4.4.4 Scenario 2-F: impianto costituito da FV integrato alla PdC centralizzata controllata con logiche di inseguimento FV in una configurazione di autoconsumo collettivo ..... 154*
*4.4.5 Logiche demand-response applicate ai carichi elettrici flessibili degli utenti negli scenari 0-AUC e 2F ..... 155*
*4.4.6 Simulazione dello scenario (1-E): sostituzione della caldaia con una PdC integrata ad un impianto eolico in configurazione di AUC ..... 157*
*4.4.7 Simulazione dello scenario (2-E): impianto costituito da microeolico e PdC centralizzata controllata ad inseguimento eolico in una configurazione di autoconsumo collettivo ..... 158*
*4.4.8 Simulazione dello scenario 2-F con capacità dell'accumulo termico doppia ..... 158*
4.5 SIMULAZIONE E ANALISI DI UNA CONFIGURAZIONE AUC CONDOMINIALE: RISULTATI DI SIMULAZIONE E CONSIDERAZIONI ENERGETICHE ED ECONOMICHE ..... 159
*4.5.1 Caso studio Sud Italia ..... 159*
*4.5.2 Caso studio Centro Italia ..... 163*
*4.5.3 Caso studio Nord Italia ..... 166*
*4.5.4 Analisi dei risultati di simulazione dell'impianto PVT ..... 169*
*4.5.5 Analisi dei risultati di simulazione dell'impianto microeolico condominiale ..... 170*
*4.5.6 Analisi sul contributo dell'accumulo elettrico allo schema di autoconsumo collettivo ..... 172*
*4.5.7 Simulazione della configurazione AUC e sistema S.A.P.I.EN.T.E. con capacità doppia dell'accumulo termico 173*

5 IMPLEMENTAZIONE NUOVA PIATTAFORMA WEB PER MIGLIORARE LA CONSAPEVOLEZZA DEI CONSUMI TERMICI DEGLI UTENTI FINALI NEI CONDOMINI CON SISTEMA DI CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE DEL CALORE ..... 175

5.1 INDICI QUALITATIVI SEMPLIFICATI DEI CONSUMI TERMICI PER MIGLIORARE LA CONSAPEVOLEZZA DEGLI UTENTI NEI CONDOMINI CON SISTEMA DI CONTABILIZZAZIONE INDIVIDUALE DEL CALORE ..... 175
5.2 SISTEMI ICT INSTALLATI PRESSO I CONDOMINI INDIVIDUATI COME CASI STUDIO ..... 178
5.1 GRANDEZZE TERMICHE E ED ELETTRICHE ACQUISITE DAL PORTALE WEB ..... 182
IL PORTALE ACQUISISCE IN TELE LETTURA E IN FORMA GREZZA DIVERSE GRANDEZZE TERMICHE ED ELETTRICHE PER ELABORARE GLI INDICATORI SEMPLIFICATI IN FORMA GRAFICA E NUMERICA IN MODO DA RENDERLI DISPONIBILI AI SINGOLI UTENTI DEL CONDOMINIO TRAMITE LO LORO PAGINA WEB. SI RIPORTANO DI SEGUITO LE GRANDEZZE ACQUISITE DAL PORTALE ..... 182
5.2 STRUTTURA PORTALE WEB PER INFORMAZIONE CONTINUA AGLI UTENTI SULLA QUALITÀ DEI PROPRI CONSUMI TERMICI ..... 183
5.3 SIMULAZIONE DEI TRE CONDOMINI MONITORATI PER DETERMINARE IL FABBISOGNO TERMICO ATTESO DI RIFERIMENTO NECESSARIO PER IL CALCOLO DELL'INDICE ENERGETICO ..... 191
*5.3.1 Risultati di simulazione Condominio 1 ..... 191*
*5.3.2 Risultati di simulazione Condominio 3 ..... 194*

6 SRI – SMART READINESS INDICATOR- ANALISI E OTTIMIZZAZIONE DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO PER IL CONTESTO NAZIONALE ..... 198

6.1 ANALISI METODO DI CALCOLO PREVISTO DAL REGOLAMENTO DELEGATO DELLA COMMISSIONE EUROPEA ..... 198

6.2 SINTESI DELLA PROCEDURA PREVISTA DAL REGOLAMENTO ESECUTIVO DELLA COMMISSIONE EUROPEA PER IL RECEPIMENTO FACOLTATIVO DELLO SRI DA PARTE DEGLI STATI MEMBRI ..... 200
6.3 PRIMA ANALISI DI MERCATO DELLE TECNOLOGIE INTELLIGENTI PER POSSIBILE ADATTAMENTO DEL CATALOGO DEI SERVIZI TECNICI AL CONTESTO NAZIONALE ..... 201
6.4 CALCOLO DELLO SRI – APPLICAZIONE DELLA PRIMA VERSIONE DEL CATALOGO OTTIMIZZATO A CASI STUDIO NAZIONALI ..... 203
7 CONCLUSIONI ..... 206
8 BIBLIOGRAFIA ..... 208

# Sommario

Nel presente documento sono riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nell'ambito della linea di attività 3.2 prevista dal WP3 del Progetto 1.5 dell'accordo di Programma ENEA – MiTE sulla Ricerca del Sistema Elettrico Piano Triennale 2019-2021.

Lo studio descritto nei seguenti capitoli è stato diviso in tre principali sessioni: i) Progettazione di nuovi componenti impiantistici per integrare le sezioni di generazione e accumulo del sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. al fine di poter provare diverse configurazioni dello schema di Autoconsumo Collettivo (AUC) applicato a contesti condominiali come definito dall'art. 42 bis del DL 30 dicembre 2019 e dal D.Lgs. 199/2021; ii) Implementazione di un portale per migliorare la consapevolezza degli utenti nei condomini con impianti termici centralizzati e dotati di sistemi di contabilizzazione individuale del calore teleleggibili; iii) Applicazione della metodologia prevista dal Regolamento Delegato della Commissione Europea per il calcolo dello Smart Readiness Indicator (SRI) utilizzando una versione del catalogo dei servizi intelligenti ottimizzato a seguito di una prima indagine di mercato delle tecnologie intelligenti che caratterizzano gli edifici dello stock nazionale.

Integrando le funzioni del PLC e del web server del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. è stato ampliato il sistema di controllo per poter applicare nuove logiche del tipo "power to heat" in grado di massimizzare l'autoconsumo tramite la modulazione dei consumi elettrici della pompa di calore per inseguire il profilo di potenza del fotovoltaico locale.

Inoltre, per verificare le prestazioni del sistema ibrido a servizio di un'utenza reale, durante il secondo anno si è proceduto alla progettazione dell'impianto termico per connettere il sistema S.A.P.I.EN.T.E. ad una parte dell'edificio F83 dell'ENEA, adibito ad uffici e ubicato a pochi metri dallo stesso impianto sperimentale.

Per verificare la flessibilità del sistema ibrido sperimentale, nel corso di questa annualità in collaborazione con i co-beneficiari del progetto, sono state provate da remoto altre logiche di gestione dell'impianto come descritto nel Report RdS/PTR2021/141 dell'Università di Pisa e nel Report RdS/PTR2021/130 dell'Università di Bologna.

In parallelo alla progettazione e alle prove sperimentali sono state condotte le simulazioni di sistemi ibridi applicati a edifici condominiali nazionali al fine di valutare i potenziali benefici energetici ed economici ottenibili con la configurazione AUC e un sistema tipo S.A.P.I.EN.T.E. Lo studio è stato condotto per edifici condominiali-tipo situati nel sud, nel centro e nel nord Italia. Per l'analisi economica è stato sviluppato un modello specifico in Matlab/Simulink in grado di valorizzare l'energia elettrica condivisa da ciascun utente della configurazione AUC secondo il piano incentivante previsto dal DM 16 Settembre 2020.

Continuando lo studio avviato durante la prima annualità, sono state approfondite le potenziali opportunità che possono fornire le nuove tecnologie IoT applicate alla contabilizzazione del calore nei condomini con impianti centralizzati. In particolare, è stata progettata e realizzata una piattaforma software capace di interagire con i singoli contabilizzatori termici o ripartitori di costo delle unità immobiliari per fornire ai singoli condomini un feedback istantaneo sulla qualità dei propri consumi. La piattaforma web è accessibile da remoto dagli utenti di tre condomini del centro e del nord Italia i quali possono visionare giornalmente gli indici energetici semplificati calcolati per valutare la qualità dei consumi e, in alcuni casi, anche la qualità dell'aria rispetto ad un benchmark di riferimento.

Inoltre, durante la linea di attività in oggetto è stata effettuata un'analisi di mercato delle tecnologie intelligenti al fine di adattare al contesto nazionale il catalogo dei servizi intelligenti proposto dallo studio tecnico europeo per il calcolo del nuovo indice SRI. Obiettivo dello studio è stato quello di valutare, attraverso una prima indagine di mercato, quali tra i servizi intelligenti presenti nel catalogo siano realmente applicabili per gli edifici nazionali. È stato inoltre valutato come l'adattamento del catalogo dei servizi, possa influenzare il calcolo dello SRI attraverso l'applicazione a tre edifici nazionali caratterizzati da elevati standard di automazione.

# 1 Introduzione

Nel presente rapporto tecnico vengono descritti gli studi svolti e i risultati ottenuti nell'ambito del Piano Triennale dell'accordo di Programma ENEA – MiTE sulla Ricerca del Sistema Elettrico relativamente alla Linea di Attività LA 3.2 (Nuove architetture e funzionalità dell'impianto ibrido e dei sistemi di contabilizzazione individuale nei condomini) del Progetto di Ricerca 1.5.

Le attività descritte nei seguenti paragrafi sono state svolte proseguendo gli studi avviati nella annualità precedente (Linea di Attività 3.1) e si possono suddividere nelle tre principali sessioni: i) Progettazione e installazione di nuovi componenti impiantistici per ampliare le funzionalità del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. e conduzione di prove sperimentali per valutare l'efficacia dello logiche, implementate con il web server, per incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (FV) locale; ii) Implementazione di un nuovo portale web per consentire agli utenti di condomini con impianti termici centralizzati e con sistemi di contabilizzazione individuale del calore di migliorare la consapevolezza dei propri consumi; iii) Applicazione della metodologia di calcolo per lo Smart Readiness Indicator ad edifici del parco edilizio nazionale e valutazione del possibile adattamento del catalogo dei servizi sulla base di una prima indagine di mercato delle tecnologie e soluzioni intelligenti per la gestione degli impianti negli edifici nazionali.

Con la modellizzazione in Matlab/Simulink delle nuove funzionalità dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. sono state analizzate le possibili configurazioni dei sistemi ibridi impiegabili nella realizzazione dello schema di autoconsumo collettivo nei condomini introdotto dall'art. 42 bis del recente DL 30 dicembre 2019, n. 162.
In particolare, il modello descritto nei seguenti capitoli consente di migliorare la condivisione fisica dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico condominiale tramite una funzione "power to heat" che prevede la gestione ottimizzata della pompa di calore centralizzata attraverso il controllo del compressore e l'accoppiamento ad un di accumulo termico.
Inoltre, con la piattaforma di simulazione in Matlab/Simulink è stato valutato come l'introduzione di sistemi di accumulo elettrico e delle logiche Demand – Response, applicate ai carichi programmabili delle singole unità abitative, possano incrementare la quota di autoconsumo virtuale tra gli utenti condominiali.
Utilizzando la stessa piattaforma di simulazione sono stati proposti e studiati nuovi metodi per la suddivisione dei ricavi ottenuti dall'incentivazione dell'energia virtualmente condivisa dagli utenti che prendono parte alla configurazione di Autoconsumo Collettivo condominiale.

Nel corso della linea di attività in oggetto sono stati progettati e installati nuovi impianti per ampliare la sezione generazione e accumulo del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E., al fine di provare sperimentalmente funzionalità e nuove architetture di microcomunità energetiche applicati ai contesti condominiali. In particolare, sono stati installati: i) un impianto fotovoltaico da 11,4 kWp; ii) un impianto termo-fotovoltaico da 6 kWp caratterizzato da sistema per il recupero termico per la produzione contemporanea di acqua calda sanitaria; iii) un sistema di supercondensatori da 12 kW con inverter ibrido. Inoltre, per verificare le prestazioni del sistema ibrido a servizio di un'utenza reale, durante il secondo anno si è proceduto alla progettazione del sistema termico necessario per connettere l'impianto S.A.P.I.EN.T.E. ad una parte dell'edificio F83, adibito ad uffici, ubicato a pochi metri dallo stesso impianto.

Integrando le funzioni del PLC e del web server del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. sono state ampliate le nuove funzioni del sistema di controllo dell'impianto sperimentale secondo i seguenti punti: i) è stato implementato un controllore PID per gestire i dry cooler, i circolatori e le valvole del sistema di emulazione dei carichi termici al fine di riprodurre profili di carico standard e ottimizzati con logiche DR; ii) è stato implementato un controllore PID per modulare in automatico la potenza assorbita dalla pompa di calore al fine di inseguire la potenza prodotta dal fotovoltaico locale e massimizzare l'autoconsumo.
Continuando lo studio avviato durante la prima annualità, sono state approfondite le opportunità date dalle nuove tecnologie IoT applicate alla contabilizzazione del calore nei condomini con impianti centralizzati. In

particolare, è stata progettata e realizzata una piattaforma software capace di interagire con i singoli ripartitori di costo, già presenti nelle unità immobiliari, per fornire ai singoli condomini un feedback istantaneo sulla qualità dei propri consumi. La piattaforma web è stata resa accessibile agli utenti di tre condomini i quali possono visualizzare, oltre ai consumi storici e giornalieri, anche alcuni indici energetici semplificati utili a valutare la qualità dei consumi rispetto ad un benchmark di riferimento.
La maggiore frequenza di informazione dell'utente sui propri consumi termici è previsto anche dall'art. 19 del D.lgs. 73 del 2020 in merito alla frequenza minima delle informazioni di fatturazione o consumo e informazioni minime in fattura nei casi di installazione di contabilizzatori termici individuali leggibili da remoto.
Con l'accesso alla piattaforma web gli utenti possono migliorare la consapevolezza sul proprio comportamento energetico ottimizzando la gestione degli impianti e riducendo i consumi termici.
Inoltre, nel corso della linea di attività in oggetto è stato esteso lo studio sul nuovo indicatore Smart Readiness Indicator avviato nelle precedenti annualità; è stata effettuata un'analisi di mercato delle tecnologie intelligenti disponibili nel settore impiantistico ed edilizio al fine di adattare al contesto nazionale il catalogo dei servizi tecnici europeo. È stata applicata a tre casi studio nazionali la metodologia di calcolo dello SRI previsto dal Regolamento Delegato emanato dalla Commissione Europea, confrontando i valori ottenuti utilizzando il catalogo dei servizi adattato con la prima analisi di mercato e i risultati ottenuti applicando il catalogo completo europeo.

# 2 Impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.

## *2.1 Sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. - breve descrizione del sistema prima degli interventi di integrazione*

In questo paragrafo vengono brevemente descritte le sezioni del sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. e il suo sistema di controllo come realizzate nelle precedenti annualità, prima degli interventi di integrazione con nuovi componenti progettati e installati nella linea di attività in oggetto.
Il sistema S.A.P.I.EN.T.E. - Sistema di Accumulo e Produzione Integrata di ENergia Termica ed Elettrica - installato nell'area Capanna del C.R. Casaccia, è allocato nel piazzale retrostante dell'edificio F83 (Figura 1).

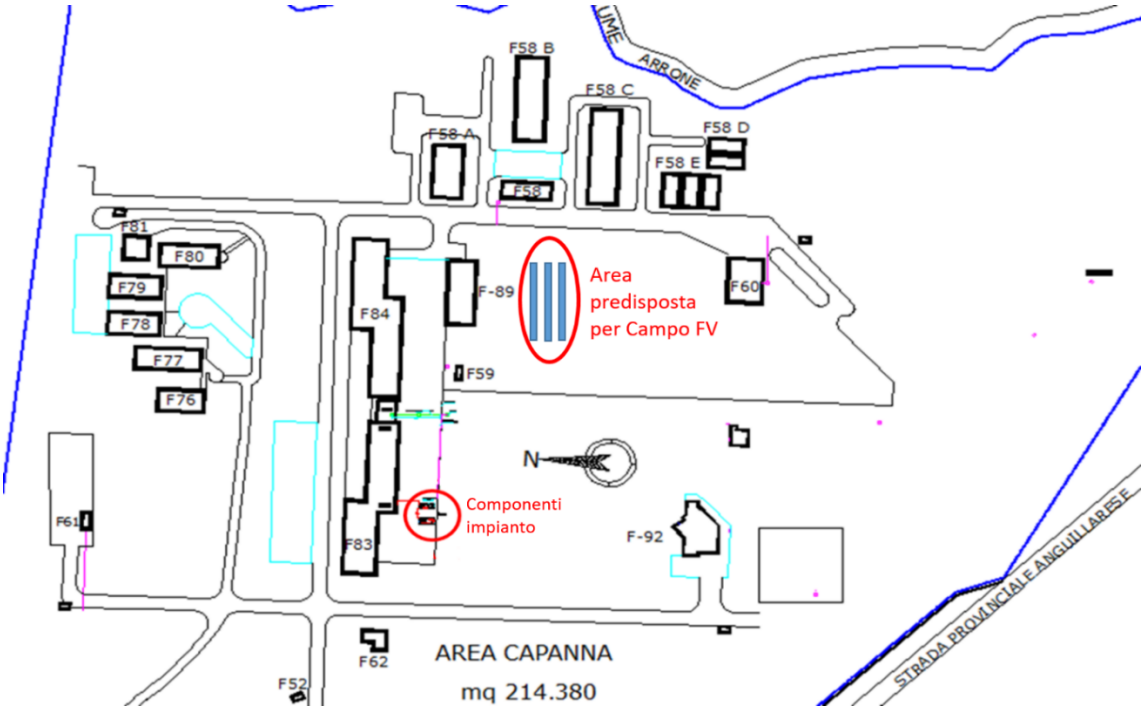



**Figura 1: Sistema S.A.P.I.EN.T.E. installato nell'area Capanna nel C.R. Casaccia.**

Il sistema sperimentale consente di provare, in scala reale, soluzioni integrate che possano garantire un elevato autoconsumo delle fonti rinnovabili locali anche in contesti di microcomunità energetiche utilizzando sistemi d'accumulo termici ed elettrici. La strumentazione e i componenti del sistema sono installati all'esterno e all'interno di cabine prefabbricate in cemento come riportato in Figura 2.

**Figura 2: Alcuni dei componenti del sistema S.A.P.I.EN.T.E. installato nel C.R. Casaccia.**

In particolare, la configurazione del sistema sperimentale, prima delle modifiche ed integrazioni attuate nella presente annualità, risulta composta, come da schema di Figura 3, dai seguenti componenti:

Sezione termica:
- Una pompa di calore di tipo aria/acqua con compressore modulabile da controllo esterno;
- Un accumulo ACS da 1000 lt;
- Due accumuli inerziali caldo/freddo da 1500 lt;
- Due dry cooler da 70 kW per emulare il carico termico e il profilo di ACS.

Sezione elettrica:
- Un compensatore statico con sistema di accumulo a litio da 16 kWh nominali (sistema sostituito nella presente annualità con accumulo a supercondensatori e inverter ibrido);
- Un carico elettronico da 10 kW in grado di generare profili di carico elettrico;
- Predisposizione per connessione nuovo campo fotovoltaico.

Tutti i componenti sono interfacciati via modbus con un Controllore Logico Programmabile (PLC) come rappresentato in Figura 3. La gestione esterna della pompa di calore consente di regolarne il punto di lavoro e, quindi, l'assorbimento elettrico per inseguire la produzione del nuovo campo fotovoltaico e accumulare l'energia termica prodotta in eccesso.

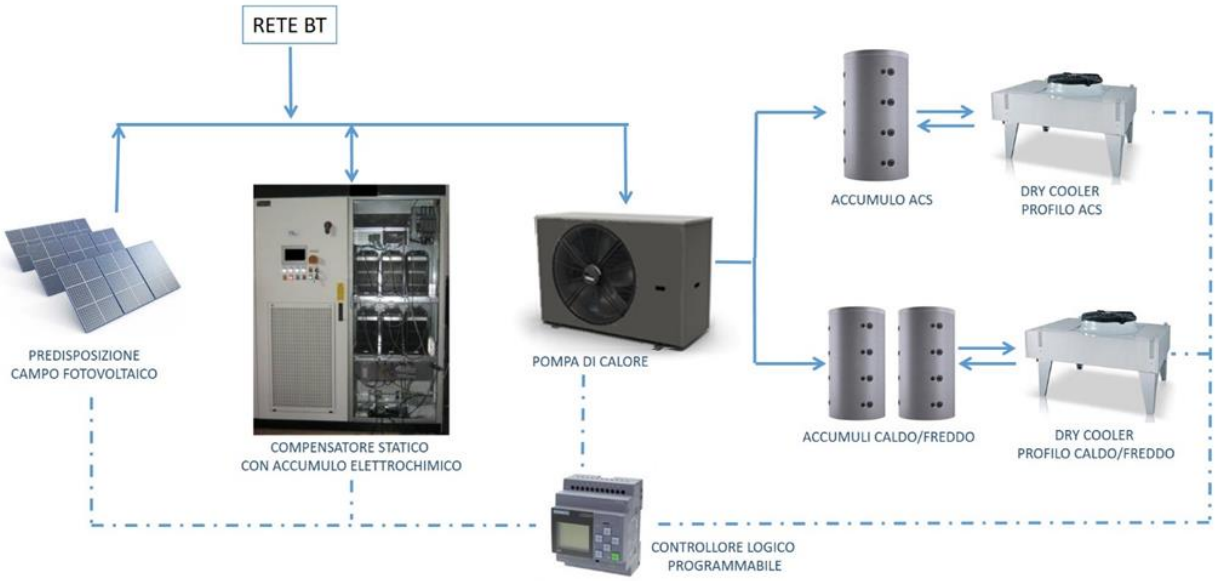



**Figura 3: Schema semplificato dell'attuale configurazione dell'Impianto S.A.P.I.EN.T.E.**

La pompa di calore e i due dry cooler sono installati all'esterno della cabina 2 come mostrato in Figura 2. La pompa di calore dimensionata per soddisfare il profilo di carico di un piccolo condominio ha le seguenti caratteristiche:

- Potenza termica nominale in riscaldamento 33 kW;
- Potenza termica nominale in raffrescamento 27 kW;
- COP nominale 4.95;
- EER nominale 3.24.

La configurazione dei principali parametri della pompa di calore è gestibile sia dal suo terminale di controllo esterno (Figura 5) sia dalle logiche di controllo esterne implementate in questo studio su PLC e trasmesse via Modbus al controllore della pompa di calore. In particolare, come descritto nelle prove sperimentali riportate di seguito, da PLC oltre a impostare da remoto i set-point di temperatura, è possibile gestire la pompa di calore in modalità manuale in modo da stabilire dal controllo esterno il punto di lavoro del compressore e, quindi, il suo numero di giri, al fine di modulare la potenza elettrica assorbita per inseguire il profilo di produzione elettrica della fonte rinnovabile locale (logica ad inseguimento FV).

I dry cooler installati ai lati della pompa di calore, come riportato in Figura 2, vengono utilizzati per riprodurre e applicare un carico termico agli accumuli inerziali e all'accumulo ACS modulando la velocità delle ventole secondo profili impostabili tramite il web server del PLC. In particolare, in Figura 4 è mostrato il modulo di interfaccia installato sui dry cooler che consente di regolare la velocità dei ventilatori sia con un segnale da 0–10 V sia tramite un segnale Modbus generato dal PLC.

**Figura 4: Sinistra: connessione idraulica dei dry cooler, della pompa di calore e dei vasi di espansione installati all'esterno della cabina. Destra: terminale di controllo del dry cooler per impostare i parametri di regolazione della velocità delle ventole via Modbus.**

In Figura 5 è riportato il quadro elettrico generale della sezione termica con la foto di dettaglio del terminale di controllo della pompa di calore per le impostazioni manuali della stessa.

**Figura 5: Sinistra: quadro elettrico generale della sezione termica dell'impianto. Destra: terminale di controllo della pompa di calore.**

In Figura 6 sono riportate le immagini degli accumuli termici installati in cabina e utilizzati per poter azionare la pompa di calore in modalità inseguimento fotovoltaico anche nelle ore di assenza di carico termico. In

particolare, sono presenti i) due accumuli termici inerziali da 1500 litri ciascuno senza scambiatore per il funzionamento riscaldamento-raffrescamento, ii) un accumulo per ACS da 1000 litri con scambiatore interno alimentato dall'acqua tecnica. Tutti gli accumuli sono dotati di sensori di temperatura ad immersione (due per gli accumuli inerziali e quattro per l'accumulo ACS) inseriti ai vari livelli al fine di monitorare la stratificazione della temperatura dell'acqua. Inoltre, ogni accumulo è provvisto di un elemento riscaldante elettrico ausiliario con regolatore di temperatura per poter riprodurre diversi scenari di gestione e autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile locale nei momenti di eccesso di produzione rispetto al carico termico.

**Figura 6: Sinistra: accumuli inerziali caldo/freddo. Destra: accumulo ACS.**

In Figura 7 si riportano le immagini dei dettagli relativi all'installazione dei componenti circuitali per gestire i flussi di potenza termica accumulata e dissipata con i dry cooler. La componentistica comprende: i) circolatori a portata variabile tramite segnale Modbus per regolare la potenza termica dissipata dai dry cooler secondo un profilo di carico impostato, ii) valvole motorizzate a due vie in abbinamento ai circolatori e controllate con segnale 0-10 V per aprire e chiudere il circuito e regolare finemente la portata , iii) valvola motorizzata a tre vie per gestire i flussi di potenza tra i due accumuli inerziali, iv) heat meters costituiti da un flussimetro a ultrasuoni e due sonde di temperatura PT 500 per la misura di tutti i flussi di potenza nel circuito pompa di calore - accumuli e nei circuiti accumuli - dry cooler.
Tutti i sopraindicati elementi sono stati cablati e connessi al PLC.

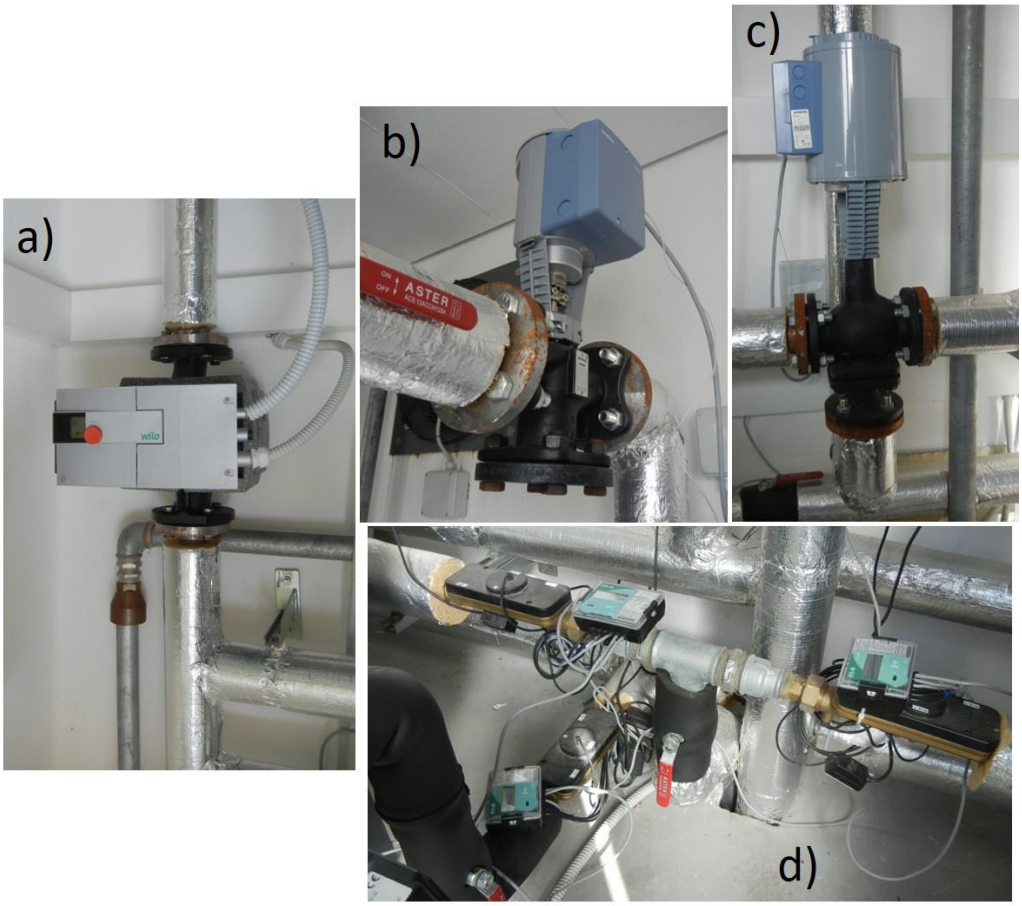



**Figura 7: a) Circolatore, b) valvola a due vie motorizzata, c) valvola a tre vie motorizzata e d) heat meters.**

Il PLC e i relativi moduli analogici e digitali sono posizionati all'interno di un unico quadro in resina (Figura 8) installato in cabina in prossimità del quadro elettrico centrale.

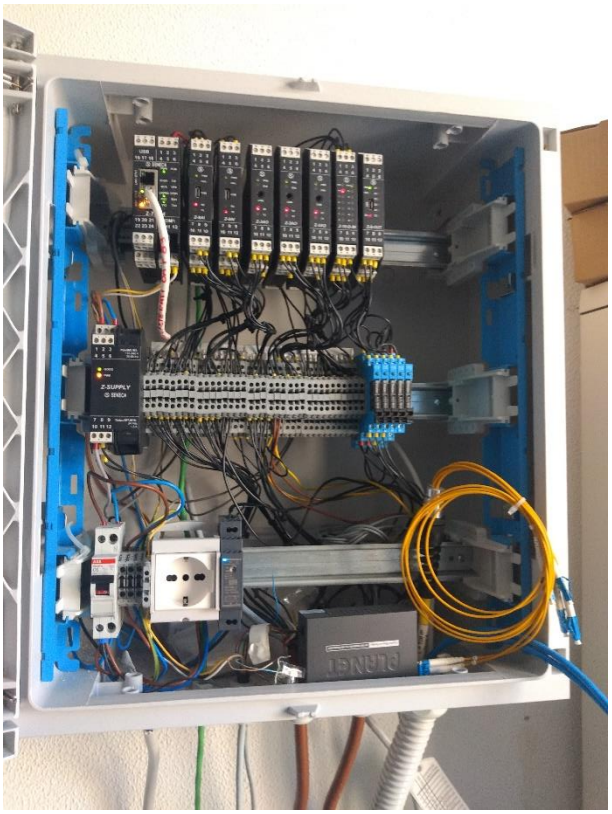


**Figura 8: Quadro elettrico contenente il modulo PLC e i moduli analogici e digitali.**

Il PLC è dotato di un web server per implementare sia i cruscotti associati al monitoraggio delle grandezze elettriche e termiche sia le interfacce utente necessarie per impostare i parametri delle logiche di controllo. In particolare, sono state progettate e implementate nel web server del PLC specifiche pagine di interfaccia utente attraverso le quali è possibile:

- accendere e spegnere manualmente ciascun componente d'impianto;
- impostare i parametri del sistema di controllo automatico (es. temperatura accumulo di set-point, costanti controllore PID);
- impostare manualmente le condizioni di funzionamento (es. numero giri compressore pompa di calore)
- monitorare le grandezze istantanee;
- programmare uno schedule orario di funzionamento (es. profilo di carico termico attraverso accensione dry cooler);
- visualizzare lo stato dei componenti e dispositivi del layout d'impianto.

In Figura 9 è riportata, ad esempio, l'interfaccia implementata per la gestione della pompa di calore con la quale è possibile:

1) impostare il funzionamento automatico della pompa di calore settando i set-point di temperatura per l'accumulo ACS e i set-point di temperatura in riscaldamento e in condizionamento per i due accumuli inerziali;
2) impostare manualmente il numero di giri del compressore e, di conseguenza, modificare la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore sia nel funzionamento caldo/freddo sia nel funzionamento in ACS. (in questo caso vengono bypassati i set-point di temperatura utilizzati per il funzionamento automatico);
3) monitorare i valori istantanei di temperatura degli accumuli, nonché la temperatura dell'aria esterna.

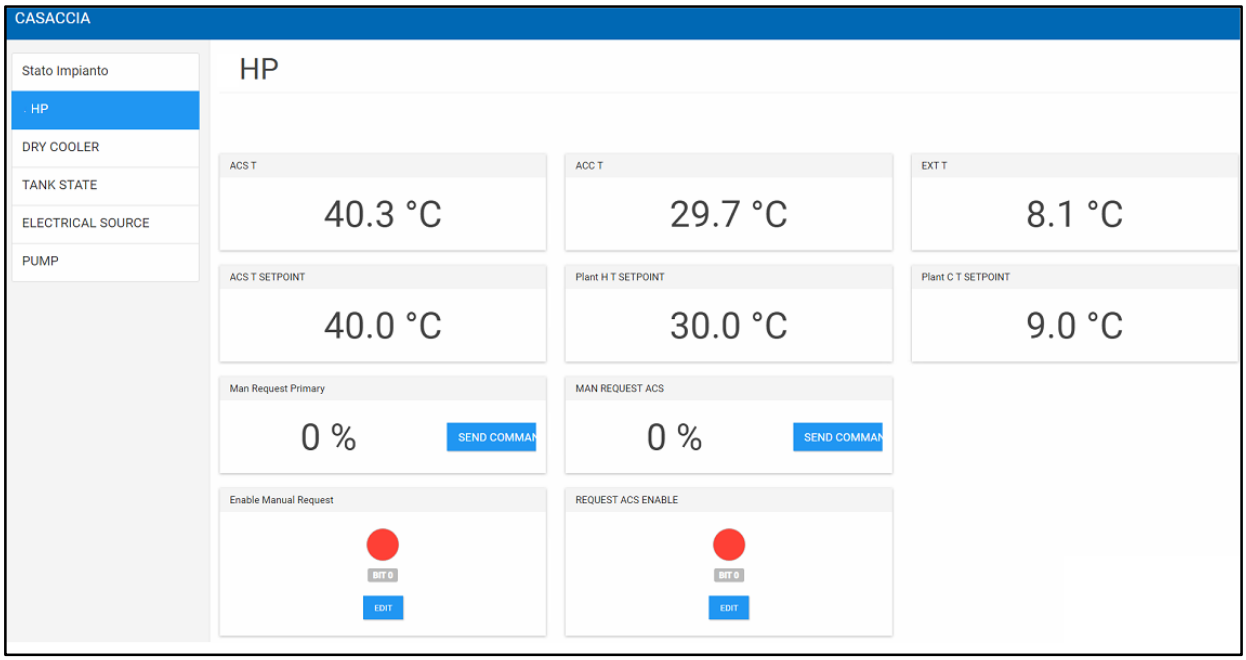



**Figura 9: Web server del PLC impiegato su S.A.P.I.EN.T.E.: interfaccia per il monitoraggio e controllo della pompa di calore.**

Nella studio in oggetto è stata progettata l'espansione dell'attuale sistema ibrido sperimentale schematizzato in Figura 3 con:
- un impianto fotovoltaico da 11.4 kWp da installare in un campo nelle vicinanze dell'impianto (Figura 1);
- un impianto fotovoltaico del tipo PVT - Hybrid PhotoVoltaic Thermal collectors - da 6 kWp. La produzione termica dell'impianto PVT integrerà la pompa di calore per la produzione di ACS;
- un sistema di supercondensatori con inverter ibrido connesso all'impianto PVT in sostituzione dell'attuale sistema di accumulo elettrico costituito da batterie a litio.

Con il sistema supercondensatori-inverter ibrido si potranno gestire le variazioni rapide dell'impianto FV locale che non possono essere seguite dalla modulazione della pompa di calore e che sarebbero compensate dalla rete.

## 2.2 *Il sistema S.A.P.I.EN.T.E. nel contesto delle comunità energetiche nazionali*

Lo studio effettuato durante la presente linea di attività trova una rispondenza con la recente evoluzione normativa e legislativa che ha portato ad una definizione più precisa e dettagliata delle configurazioni di comunità energetiche e della relativa valorizzazione economica.
In questo studio, sulla base dei risultati ottenuti nella precedente annualità (Report RdS/PTR2019/046), vengono analizzati, in simulazione e sperimentalmente, gli schemi di impianti ibridi basati sulla configurazione del sistema S.A.P.I.EN.T.E. di ENEA che possano massimizzare i benefici energetici ed economici dell'autoconsumo collettivo da rinnovabile previsto per i condomini dall'art. 42 bis del Dl 162/2019.
In particolare, il suddetto decreto introduce nel regolamento nazionale in modalità transitoria le comunità energetiche di energia rinnovabile (CER) e le associazioni di autoconsumatori che agiscono collettivamente (AUC, es. condominio); l'obiettivo principale delle suddette associazioni è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri piuttosto che profitti finanziari.
Nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti a fonte rinnovabile sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di

trasformazione media tensione/bassa tensione. Con il più recente D.lgs. 199/2021 il perimetro delle comunità energetiche è stato esteso agli utenti alimentati dalla stessa cabina primaria di alta/media tensione Nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli utenti si trovano nello stesso edificio o condominio.
L'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nell'ambito della comunità energetica o presso gli edifici o i condomini oggetto di autoconsumo collettivo.
Per valutare con maggiore chiarezza i modelli di autoconsumo collettivo condominiale simulati nei successivi paragrafi, si riportano di seguito le definizioni fornite dalla Delibera n. 318 del 4/8/2020 dell'ARERA:
- gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente: è un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio;
- autoconsumatore di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti ubicati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;
- energia elettrica condivisa per l'autoconsumo è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei propri punti di connessione del gruppo di autoconsumatori (utenti finali).
Ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa, la stessa delibera 318/2020 dell'AREA, individua anche i prelievi di clienti finali non facenti parte della configurazione, purché titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio.
E' evidente una prima differenza rispetto al regime di scambio sul posto[1]; infatti, quest'ultimo consente di autoconsumare virtualmente l'energia elettrica prodotta in loco, ma non contestualmente consumata, utilizzando la rete elettrica nazionale come sistema d'accumulo. Il meccanismo permette ai produttori da fonte rinnovabile di compensare economicamente su base annua l'energia elettrica immessa in rete con il valore associabile all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.
L'accesso allo scambio sul posto da parte di un condominio con un impianto fotovoltaico comune ne potrebbe limitare i benefici economici in quanto l'energia elettrica prelevata dalla rete è limitata ai soli consumi comuni (esempio; illuminazione scale, ascensore, autoclave se sono presenti), limitando di conseguenza l'energia in conto scambio oggetto di valorizzazione.
Il nuovo schema di autoconsumo collettivo consente la condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico centralizzato per tramite della rete pubblica con i singoli utenti del condomino; la condivisione consente di aumentare il coefficiente di autoconsumo e la valorizzazione economica rispetto al consumo delle sole utenze condominiali. Diversamente dallo scambio sul posto, l'autoconsumo collettivo come da definizione, deve avvenire nella stessa ora di produzione e non su base annuale. Per tale motivo l'energia condivisa nello schema di autoconsumo collettivo comprende anche quella accumulata in batteria durante le ore di basso consumo per essere immessa in rete e consumata eventualmente nelle ore serali.
Uno dei principali obiettivi dello studio condotto in questa annualità è stato quello di individuare le configurazioni impiantistiche e i sistemi di controllo che possano ottimizzare la resa energetica ed economica di una configurazione di autoconsumo collettivo applicato ad un contesto condominiale. Per tale scopo nel corso della presente linea di attività sono stati:
- progettati e realizzati le estensioni dell'impianto ibrido S.A.P.I.EN.T.E. ottenendo una test facility sperimentale che consente di provare in scala reale nuove configurazioni di autoconsumo collettivo e i relativi sistemi di controllo per valutarne le prestazioni energetiche. Nei successivi paragrafi sono descritte le attività di progettazione e i lavori di realizzazione dei nuovi impianti per integrare le funzioni del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

[1] Introdotto in Italia con la legge n. 133/99, è attualmente regolamentato dalla Delibera ARERA 570/2012/R/efr

- modellizzati e simulati i possibili schemi di autoconsumo collettivo associati all'applicazione di un sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. al condominio;
- sviluppati modelli per ripartire e valorizzare e l'energia condivisa tra i singoli utenti secondo l'incentivo previsto dal Decreto Ministeriale 16 settembre 2020; quest'ultimo prevede che l'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte delle configurazioni di autoconsumo collettivo e che risulti condivisa, ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a 110 €/MWh.

In Figura 10 si riporta un confronto tra un esempio di schema di autoconsumo collettivo condominiale secondo la definizione riportata dall'art. 42 bis del Dl 162/2019 e lo schema ottenuto applicando una configurazione impiantistica tipo S.A.P.I.EN.T.E. agli impianti condominiali; quest'ultimo consentirebbe ai singoli utenti di incrementare la quota autoconsumata attraverso: i) la produzione e accumulo di energia termica prodotta dalla pompa di calore centralizzata controllata con logica ad inseguimento FV, ii) l'accumulo dell'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto FV condominiale e l'utilizzo nelle ore di maggior consumo da parte degli utenti.

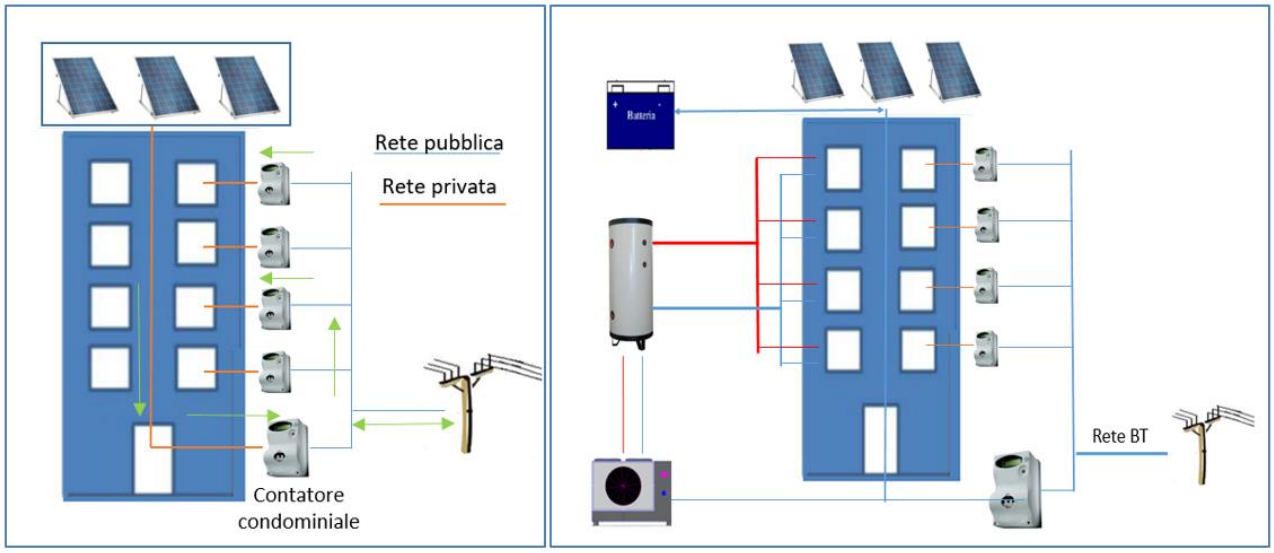



**Figura 10: Esempio configurazione autoconsumo collettivo (sinistra) – schema autoconsumo collettivo condominiale con sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. (destra).**

Le simulazioni in regime dinamico di seguito descritte hanno consentito di valutare sia l'impatto energetico in termici di incremento di autoconsumo da FV sia quello economico valutando la maggiore valorizzazione economica per singolo utente dell'energia generata dall'impianto condominiale.

## *2.3 Nuovo schema impiantistico del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.*

Si riporta di seguito lo schema semplificato del sistema S.A.P.I.EN.T.E. aggiornato con l'integrazione dei nuovi componenti, descritti nel dettaglio nei successivi paragrafi; come si evince dalla stessa Figura 12, con i nuovi impianti il sistema sperimentale assume una connotazione di test facility consentendo di provare su scala reale diverse configurazioni di microcomunità energetiche ed autoconsumo collettivo da impianti rinnovabili nei condomini o piccoli quartieri.

In particolare, come si evince dal confronto tra gli schemi impiantistici riportati in Figura 11 e in Figura 12, il sistema ibrido sperimentale è stato integrato con i seguenti impianti:

- impianto fotovoltaico con moduli monocristallini da 11,4 kWp e inverter grid-connected;
- impianto termo-fotovoltaico PVT connesso termicamente all'accumulo ACS;
- sistema d'accumulo a supercondensatori da 14 kWh con inverter ibrido;

- impianto termico per connessione del sistema S.A.P.I.EN.T.E. all'impianto di riscaldamento del vicino edificio uffici;
- impianto termo-fotovoltaico da 2 kWp monofase con inverter ibrido e sistema d'accumulo a litio;
- pompa di calore per produzione di ACS con accumulo da 500 litri.

Gli ultimi due impianti anche se integrati nel sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E., sono oggetto di studio nella linea di attività LA 4.2 e LA 4.3 dello stesso progetto 1.5 e descritti nei Report RdS/PTR2020/140 e RdS/PTR2021/146; dove gli stessi impianti sono studiati come possibili soluzioni ottimali per la riduzione dei consumi energetici nelle isole minori non interconnesse.

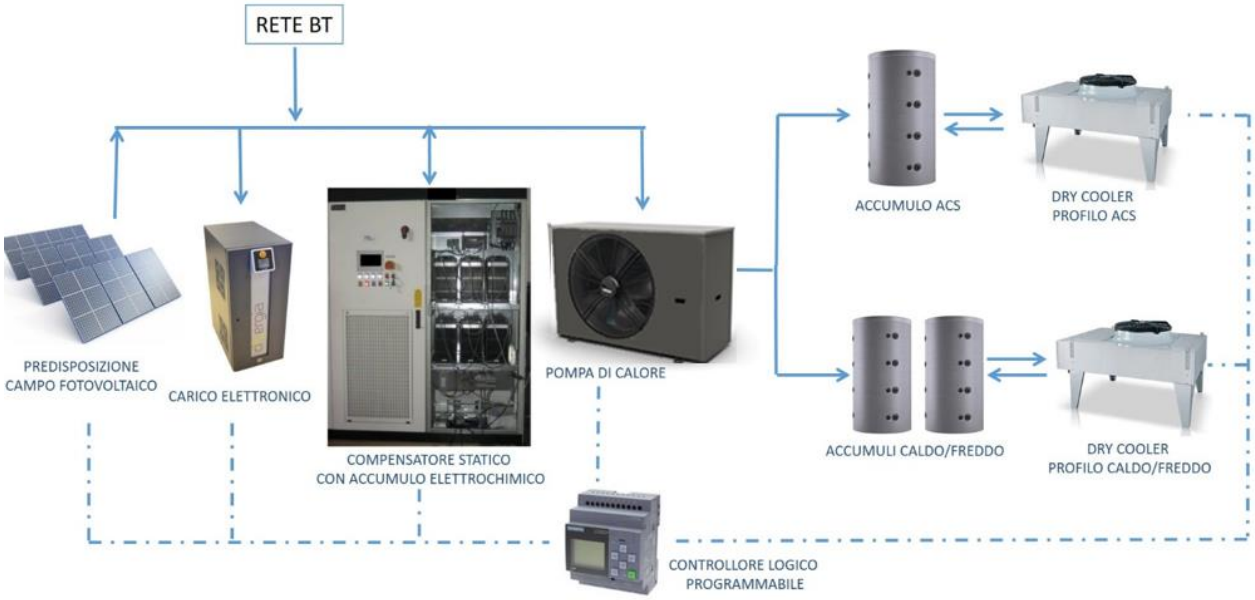



**Figura 11: Schema sistema Ibrido S.A.P.I.EN.T.E. prima degli interventi di sostituzione e integrazione impiantistica previsti nella linea di attività in oggetto.**

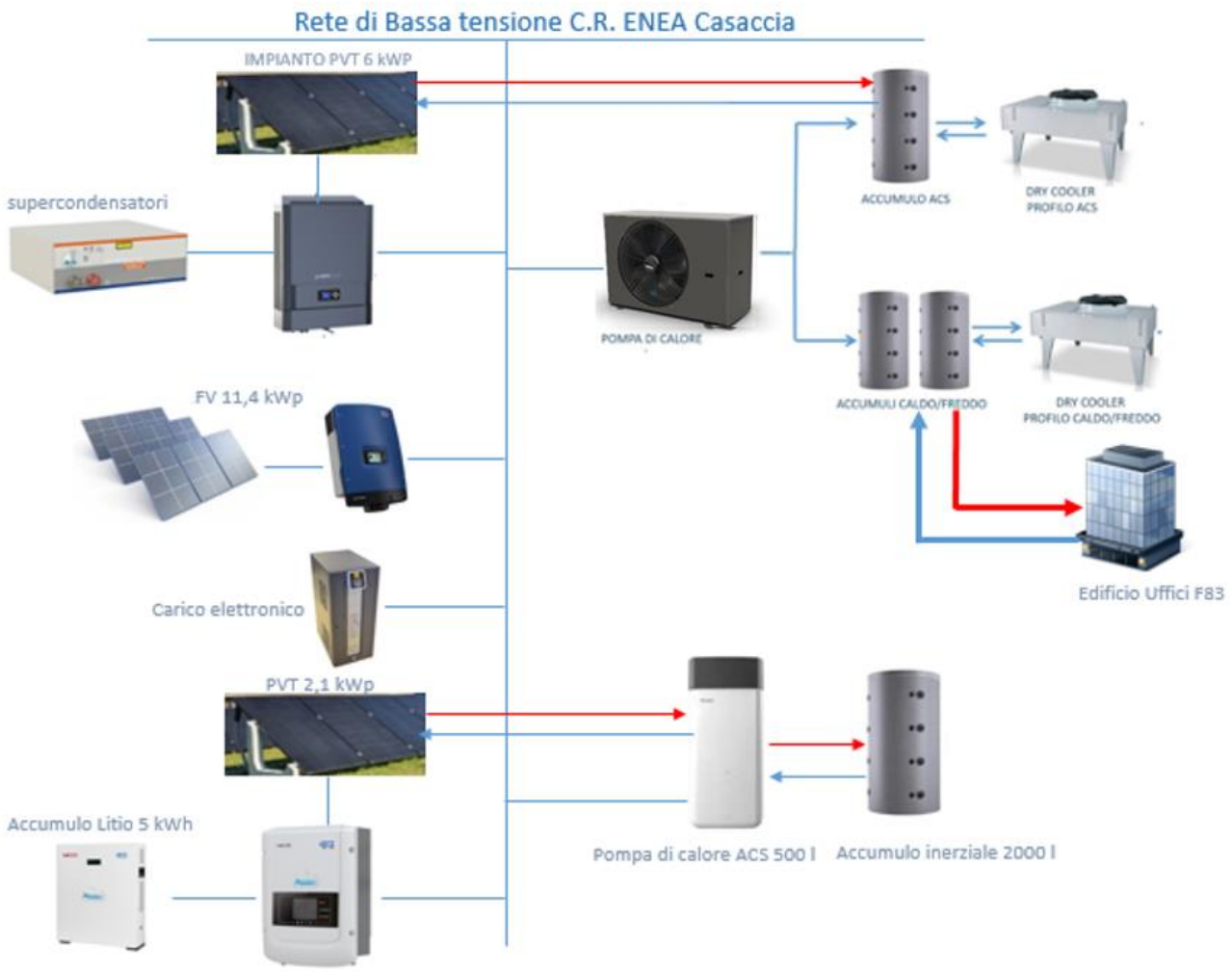



**Figura 12: Schema sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. post progettazione e integrazione dei nuovi componenti impiantistici.**

Si riporta in Figura 13 lo schema della disposizione del sistema di misura elettrico installato per monitorare la prestazione complessiva del sistema S.A.P.I.EN.T.E. e dei singoli componenti d'impianto.

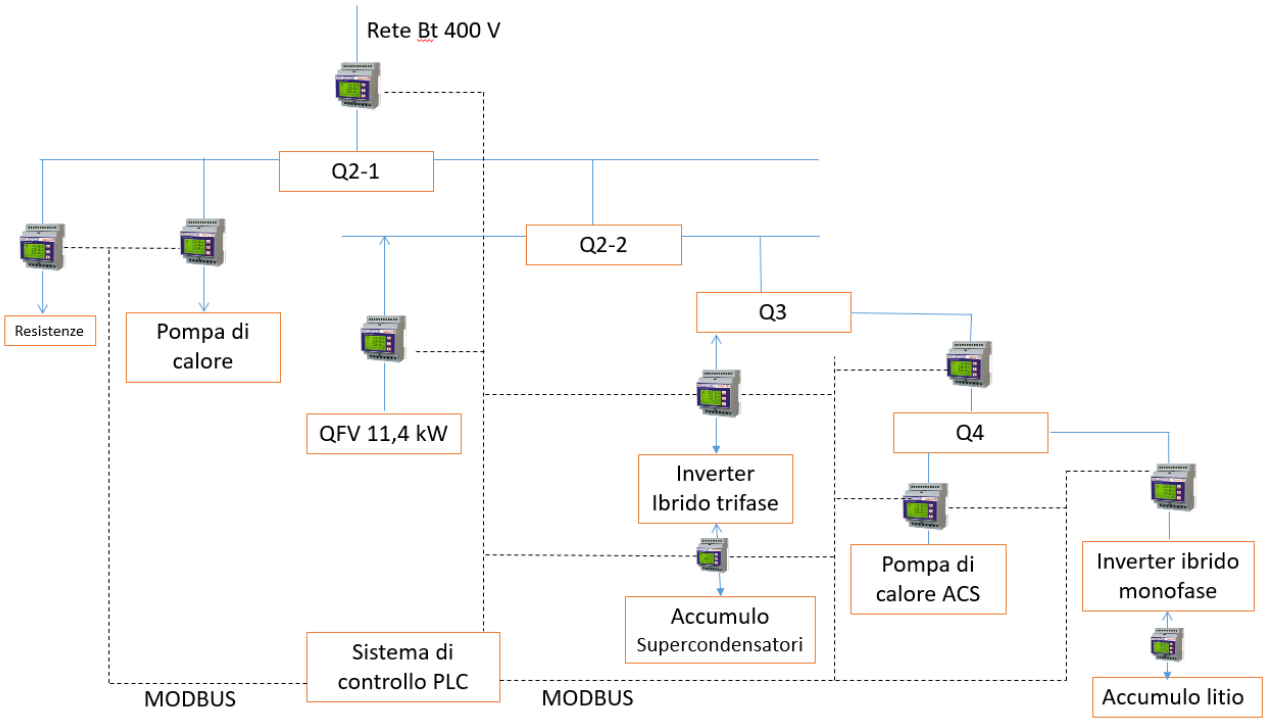



**Figura 13: Schema connessione quadri elettrici impianto S.A.P.I.EN.T.E. post integrazione e disposizione degli smart meter elettrici.**

## *2.4 Progettazione e installazione impianto FV da 11,4 kWp*

### *2.4.1* Sintesi delle soluzioni progettuali

In questa sezione si riporta una sintesi della progettazione esecutiva e della successiva fase realizzativa dell'impianto fotovoltaico installato presso il C.R. ENEA Casaccia e connesso al sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.
Le scelte progettuali sono state effettuate in funzione delle predisposizioni già presenti e secondo le prime valutazioni fatte nelle precedenti annualità come descritte nel Report RdS/PAR2016/070.
Per il sito di installazione del nuovo impianto, come indicato nella foto satellitare di Figura 14, è stata individuata un'area quanto più vicina al sistema ibrido sperimentale e allo stesso tempo non soggetta a fenomeni di ombreggiamento da parte della vegetazione e delle vicine strutture edilizie.

**Figura 14: Sito di installazione del nuovo campo fotovoltaico connesso al sistema ibrido sperimentale. S.A.P.I.EN.T.E.**

Come si evince dalla Figura 14 e dalle successive foto relative alla fase di installazione, il nuovo campo FV è stato collocato a circa 70 m dall'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E., in un'area pianeggiante caratterizzata da terriccio argilloso libera da ostacoli in direzione sud e non soggetta in nessuna ora ad ombreggiamenti generati dagli arbusti di alto fusto presenti nei terreni circostanti.
Il campo FV è stato dimensionato per coprire in condizioni STC (radiazione 1000 W/mq, temperatura ambiente 25°C) la massima potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore installata presso il sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. Questa scelta consente l'applicazione alla pompa di calore delle logiche per controllarne, tramite PID, l'assorbimento elettrico al fine di inseguire la produzione del campo fotovoltaico e ottimizzare l'autoconsumo locale.
In particolare, è stato dimensionato il campo FV e il relativo inverter per ottenere in condizioni STC una potenza, Pca, maggiore o uguale alla potenza massima, Pmax, assorbita dalla pompa di calore già installata presso il sistema sperimentale.
La pompa di calore è di tipo aria/acqua ad inverter da 33 kW termici con possibilità di modulare il numero di giri del compressore. È costituita da un compressore scroll la cui velocità può essere variata tramite un inverter; si riportano di seguito le principali caratteristiche.

Tabella 1: Caratteristiche pompa di calore del sistema ibrido in progetto.

| | Temperature di riferimento | | | Min | Nominal | Max |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Riscaldamento | Air 7°C – Water 30/35°C | Potenza riscaldamento | kW | 9.77 | 18.27 | 33.6 |
| | | Potenza elettrica assorbita | kW | 2.21 | 3.69 | 8.11 |
| | | COP | | 4.42 | 4.95 | 4.14 |
| | Air 7°C – Water 40/45°C | Potenza riscaldamento | kW | 9.56 | 17.75 | 33.5 |
| | | Potenza elettrica assorbita | kW | 2.57 | 4.33 | 8.89 |
| | | COP | | 3.72 | 4.1 | 3.77 |
| Raffrescamento | Air 35°C – Water 12/7°C | Potenza raffrescamento | kW | 5.65 | 12.65 | 22.3 |
| | | Potenza elettrica assorbita | kW | 1.78 | 3.51 | 8.75 |
| | | EER | | 3.18 | 3.6 | 2.55 |
| | Air 35°C – Water 23/18°C | Potenza raffrescamento | kW | 7.5 | 16.5 | 29 |
| | | Potenza elettrica assorbita | kW | 1.92 | 3.75 | 9.25 |
| | | EER | | 3.9 | 4.4 | 3.14 |

Per il dimensionamento del campo FV si è fatto riferimento alla potenza massima assorbita nelle condizioni Temp Aria 7°C e Temp acqua 35°C indicata in Tabella 1 pari a 8,11 kW.
Pertanto, considerando una potenza erogata dall'inverter lato corrente alternata superiore al 75% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, si ottiene una potenza installata del campo fotovoltaico pari a:
P_FV = 8,11/0,75 = 10,81 kWp
L'effettivo dimensionamento del campo FV è stato effettuato, come di seguito riportato, considerando le caratteristiche commerciale dell'inverter e dei moduli.

## Caratteristiche inverter

Per la realizzazione del nuovo campo fotovoltaico è stato individuato un inverter trifase senza trasformatore ad elevato rendimento (fino al 98,3%) tipo SMA modello Sunny Tripower 12000TL-20 avente le caratteristiche riportate in Tabella 2, conforme alla norma CEI 0-21.

Tabella 2: Caratteristiche inverter individuato per nuovo campo fotovoltaico

| | |
|---|---|
| Potenza massima lato CC | 18 kWp |
| Potenza nominale lato CA | 12 kWp |
| Corrente massima lato CA | 17,3 A |
| Temperatura operativa | -25°C a 60°C |
| Intervallo di tensione per MPP/nominale [V] | 400 V - 800V /580 V |
| Massima tensione ingresso CC [V] | 1000 V |
| Numero di ingressi MPPT indipendenti lato CC | 2 |
| Massima Corrente di ingresso in A/ in B [A] | 18 A/10 A |
| Campo di lavoro frequenza di rete | 50 Hz – 60 Hz |
| Tensione di funzionamento Rete (±10%) | 220 V – 240V |
| Fattore di potenza alla potenza massima | 1 |
| Rendimento max [%] | 98,3 |
| Grado di protezione IP | 65 |
| Monitoraggio corrente di dispersione lato CC | si |
| Larghezza / Altezza / Profondità | 470 / 730 / 240 [mm] |
| Peso | 38 Kg |

Come descritto nel dettaglio di seguito, l'inverter individuato essendo caratterizzato da un grado di protezione IP65 è stato installato in campo subito a valle del quadro di parallelo stringhe, al fine di ridurre le perdite nel collegamento tra il campo FV e il quadro generale posto presso la cabina dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. indicata in Figura 14.

Dimensionamento campo fotovoltaico

Il modulo individuato per la realizzazione del campo fotovoltaico è del tipo monocristallino conforme alle norme tecniche IEC 61215, IEC 61730-1/-2e presenta una garanzia pari a 12 anni sui difetti di fabbricazione, 25 anni sulla garanzia lineare (decadimento annuale 0,6%). Si riportano in Tabella 3 le caratteristiche principali del modulo fotovoltaico.

**Tabella 3: Caratteristiche modulo fotovoltaico monocristallino scelto per il nuovo campo fotovoltaico.**

| | |
|---|---|
| Potenza di picco modulo Pn | 285 W |
| Tensione alla massima potenza Vmpp | 31,8 V |
| Tensione a circuito aperto Voc | 38,7 V |
| Corrente alla massima potenza Ipm | 8,99 A |
| Corrente di corto circuito Isc | 8,6 A |
| Efficienza del modulo | 17,4 % |
| Lunghezza | 1640 mm |
| Larghezza | 1000 mm |
| Spessore | 40 mm |
| Peso modulo | 17,0 kg |
| Superfice singolo modulo | 1,64 mq |
| Coeff. di temperatura Pmpp - | -0,420 %/°C |
| Coeff. di temperatura Voc | -0,30 %/°C |
| Coeff. di temperatura Isc | 0,003 %/°C |

Per il corretto dimensionamento del campo fotovoltaico è necessario verificare che le caratteristiche di stringa rispettino le condizioni di ingresso dell'inverter. In particolare, è necessario verificare le seguenti condizioni di funzionamento alle condizioni estreme di temperatura esterna:

-massima tensione ingresso inverter > massima tensione a vuoto stringa (valutato alla temperatura minima del sito);
- minima tensione MMP Inverter < tensione MMP stringa (valutata alla temperatura massima);
- massima tensione MMP inverter > tensione MMP stringa (valutata alla temperatura minima).
Inoltre, il dimensionamento dell'inverter e del campo fotovoltaico deve essere tale che il rapporto di potenza nominale (Potenza CC massima inverter/potenza di picco campo fotovoltaico) rispetti un intervallo di valori compresi tra il 95% e il 115%.
Si riporta di seguito il dimensionamento della singola stringa.

**Tabella 4: Caratteristiche di ciascuna stringa del campo fotovoltaico.**

| | | |
|---|---|---|
| Funzionamento elettrico | flottante | |
| Numero di Moduli per Stringa | 20 | |
| Tensione Stringa a 50°C (MPP) | 572 | V |
| Tensione Stringa a 70°C (MPP) | 526 | V |
| Voc: tensione a vuoto singola Stringa (-10°) | 851 | V |
| Corrente stringa (MPP) | 8,99 | A |
| Corrente di Corto Circuito | 8,60 | A |
| Potenza singola Stringa in STC | **5,70** | **kWp** |

Dalla Tabella 4 si evince come le caratteristiche di stringa rispettino le caratteristiche di ingresso d'inverter riportate in Tabella 2 in quanto i punti di lavoro della stringa alle condizioni estreme di temperatura rientrano nel range di funzionamento dell'inverter lato CC.
Per raggiungere la potenza P_FV individuata nei precedenti paragrafi, necessaria ad implementare le logiche di controllo ad inseguimento fotovoltaico della pompa di calore, sono state connesse ai due ingressi indipendenti dell'inverter due stringhe con caratteristiche riportate in Tabella 4 ottenendo un campo fotovoltaico avente una potenza totale pari a 11,4kWp con le caratteristiche di seguito riportate:

**Tabella 5: Caratteristiche del campo fotovoltaico in progetto.**

| Potenza di Picco dell'impianto in STC | **11,4** | **kWp** |
|---|---|---|
| N° sotto campi | 1 | |
| N° stringhe totali | 2 | |
| N° Moduli totali | 40 | |
| N° inverter totali | 1 | |
| Superficie netta occupata in pianta | 20 | $m^2$ |
| Totale corrente di cortocircuito lato CC | 8,6 | A |

I 40 moduli che costituiscono il nuovo campo fotovoltaico sono stati fissati con specifica struttura portante e sistema di ancoraggio al suolo come indicato in Figura 15 e in Figura 16.
La struttura di sostegno è realizzata mediante profilati in lamiera zincata a caldo tenuti fra loro mediante bulloneria in acciaio inox. L'ancoraggio della struttura al suolo è garantito mediante puntazze sagomate infisse al suolo.
La struttura, come indicato nella planimetria progettuale di Figura 18, sostiene due file da 20 moduli orientati a Sud (azimut 0°) con altezza minima da terra di 80 cm e inclinati con un tilt di 30°.

**Figura 15:- Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.**

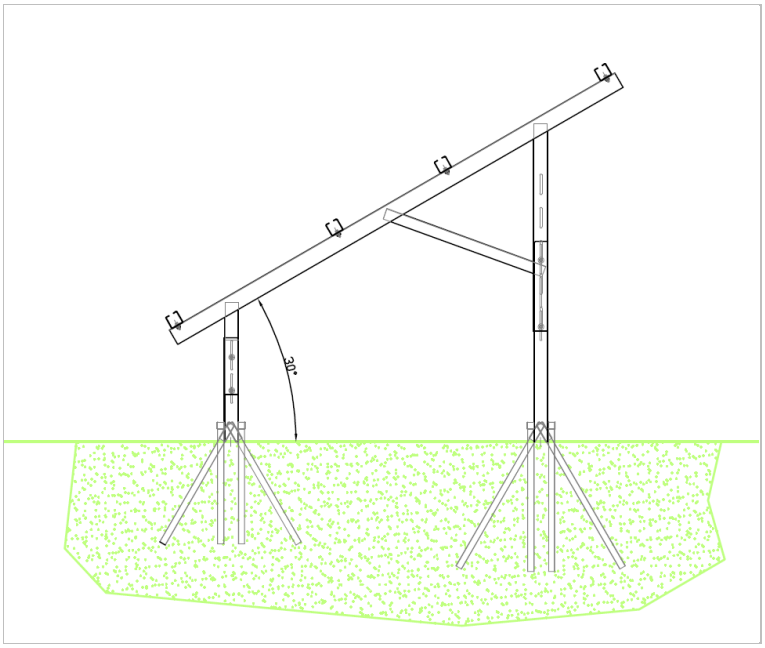



**Figura 16: Particolare costruttivo e modalità di installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.**

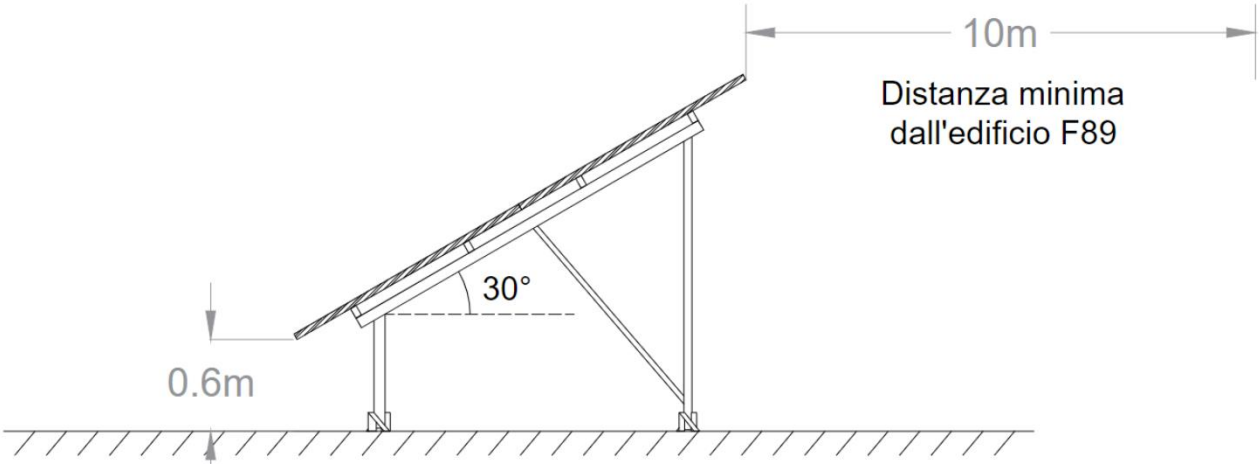



**Figura 17: Dettaglio vista laterale posizionamento moduli su struttura portante.**

Come riportato nella planimetria di Figura 18, la connessione dell'inverter al quadro generale è effettuata tramite un cavo pentapolare da 16 mmq del tipo FG160R16 posto in un cavidotto interrato per la prima parte ed entro canalina a parete per la seconda parte. In Figura 18 è riportato anche il dettaglio con cui è stato realizzato lo scavo per la posa del cavidotto.

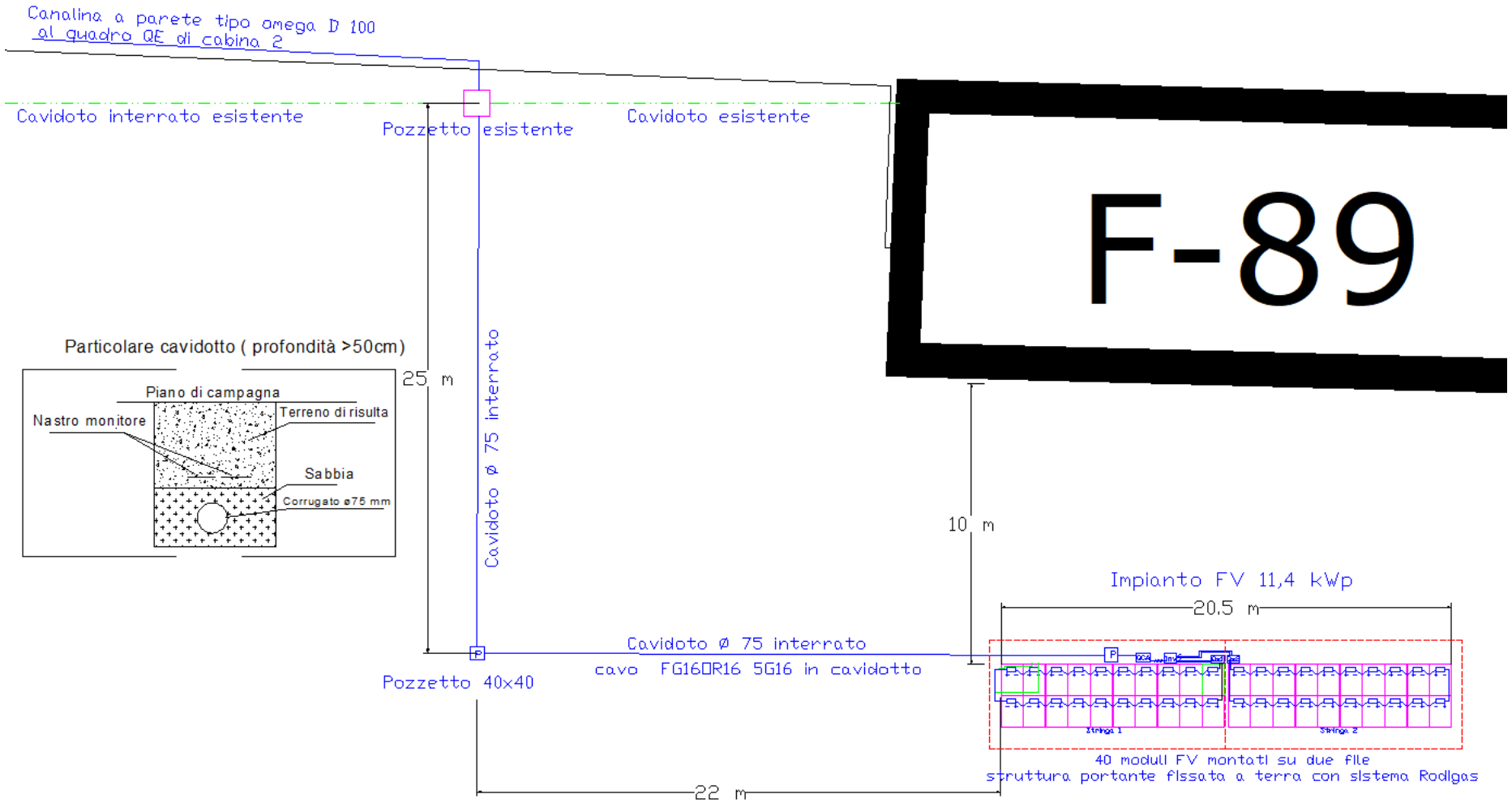



**Figura 18: Planimetria progettuale generale con posizione campo fotovoltaico e realizzazione cavidotto per connessione al quadro generale posizionato in cabina 2.**

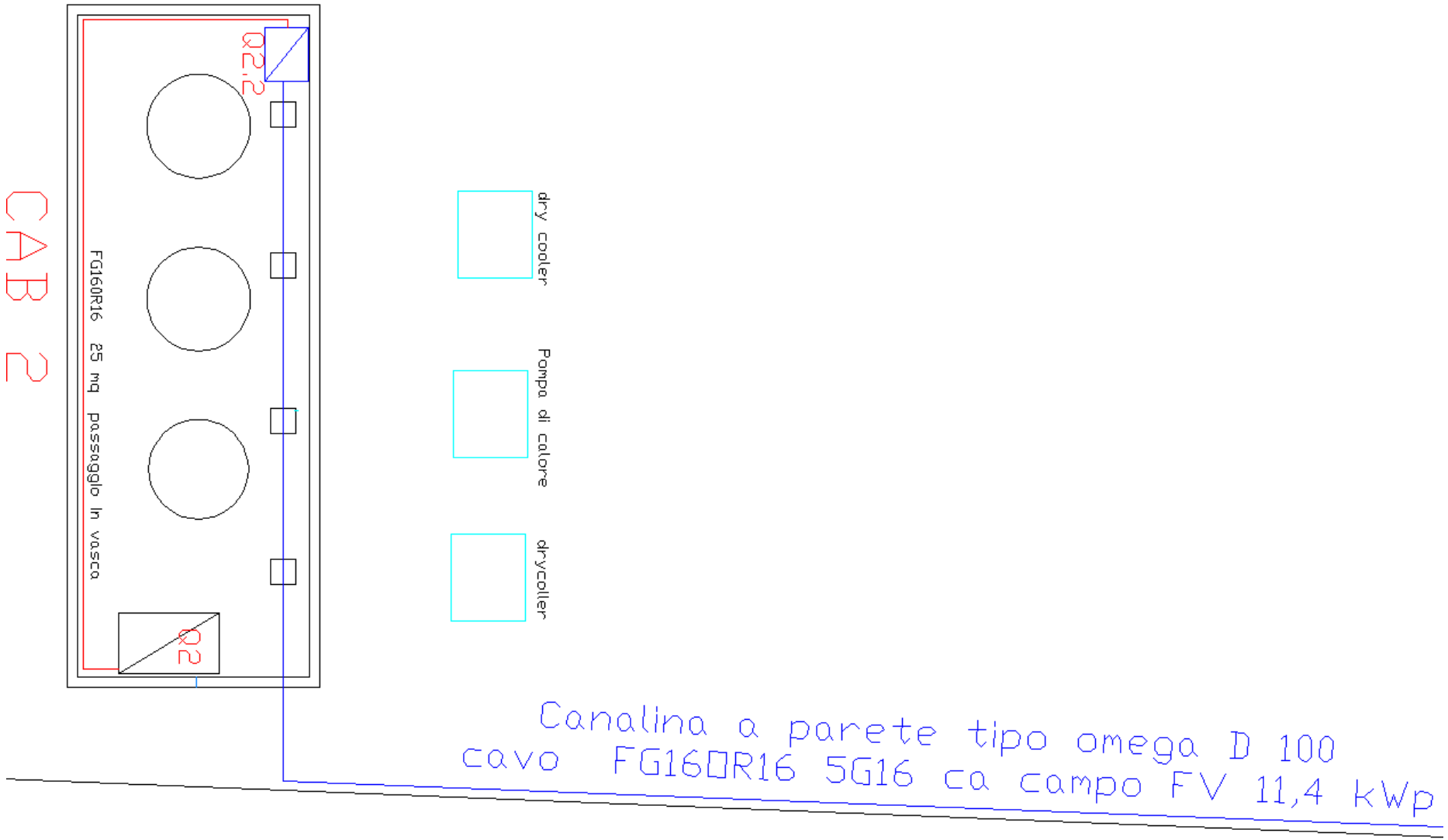



**Figura 19: Planimetria con dettaglio posa cavo di connessione del campo FV con il quadro di in corrente alternata Q2.2 posto in cabina 2.**

Come indicato in Figura 20 le due stringhe da 10 moduli sono posizionate sulla struttura portante in modo speculare e connesse a due quadri di sezionamento disposti in posizione centrale.
I moduli della singola stringa sono posizionati su due file parallele e posti in modo che le cassette di connessione siano affiancate in modo da ridurre l'area della spira formata dalla connessione in serie dei moduli; ridurre l'area della spira limita effetti di sovratensione indotte per esempio per fenomeni di fulminazione indiretta.
Le due stringhe sono cablate con cavo solare da 6 mmq e connesse ai due quadri di sezionamento e ai due ingressi indipendenti dell'inverter trifase da 12 kW; quest'ultimo e fissato alla stessa struttura portante come da foto dettagliate riportate di seguito. A valle dell'inverter il quadro QE_FV alimenta il cavo di connessione al quadro generale di cabina dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E.

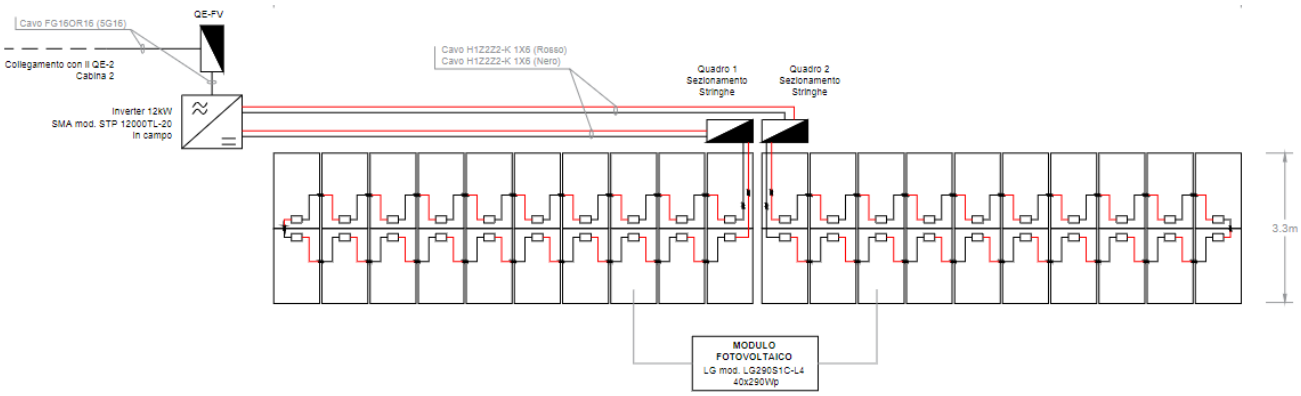



**Figura 20: Dettaglio connessione stringa 1 e stringa 2 sulla struttura portante.**

In Figura 21 è riportato lo schema di dettaglio dei due quadri di sezionamento stringa; ciascuno è costituito da un sezionatore per corrente continua e da uno scaricatore di sovratensione per limitare gli effetti di eventuali fulminazioni indirette.

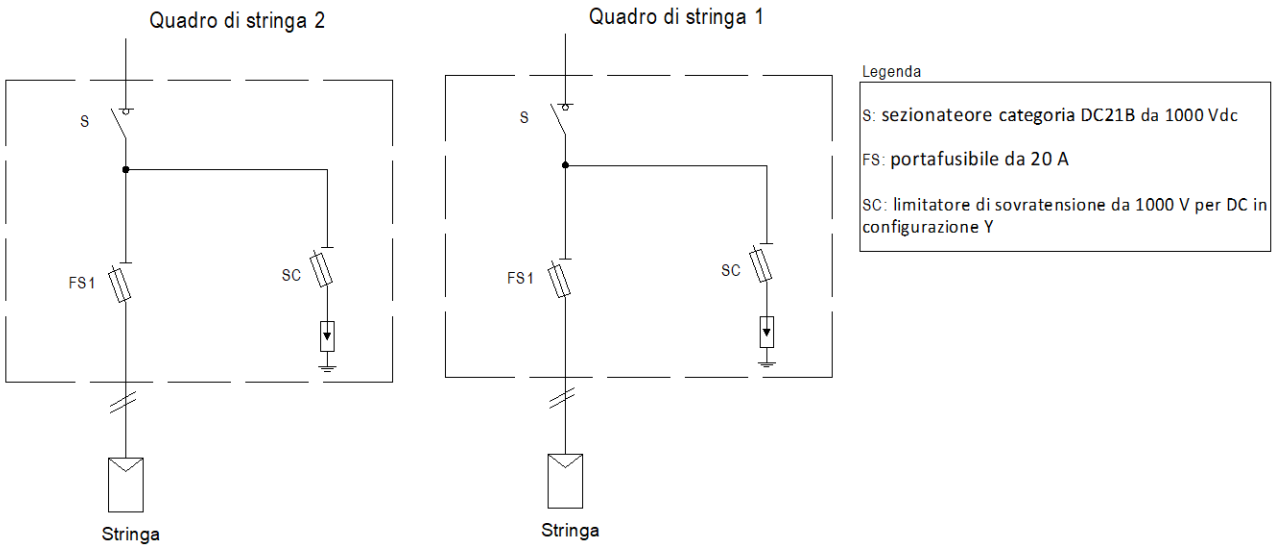



**Figura 21: Schema di dettaglio dei quadri di sezionamento stringhe.**

Si riporta di seguito lo schema del quadro elettrico QE_FV installato a valle dell'inverter.

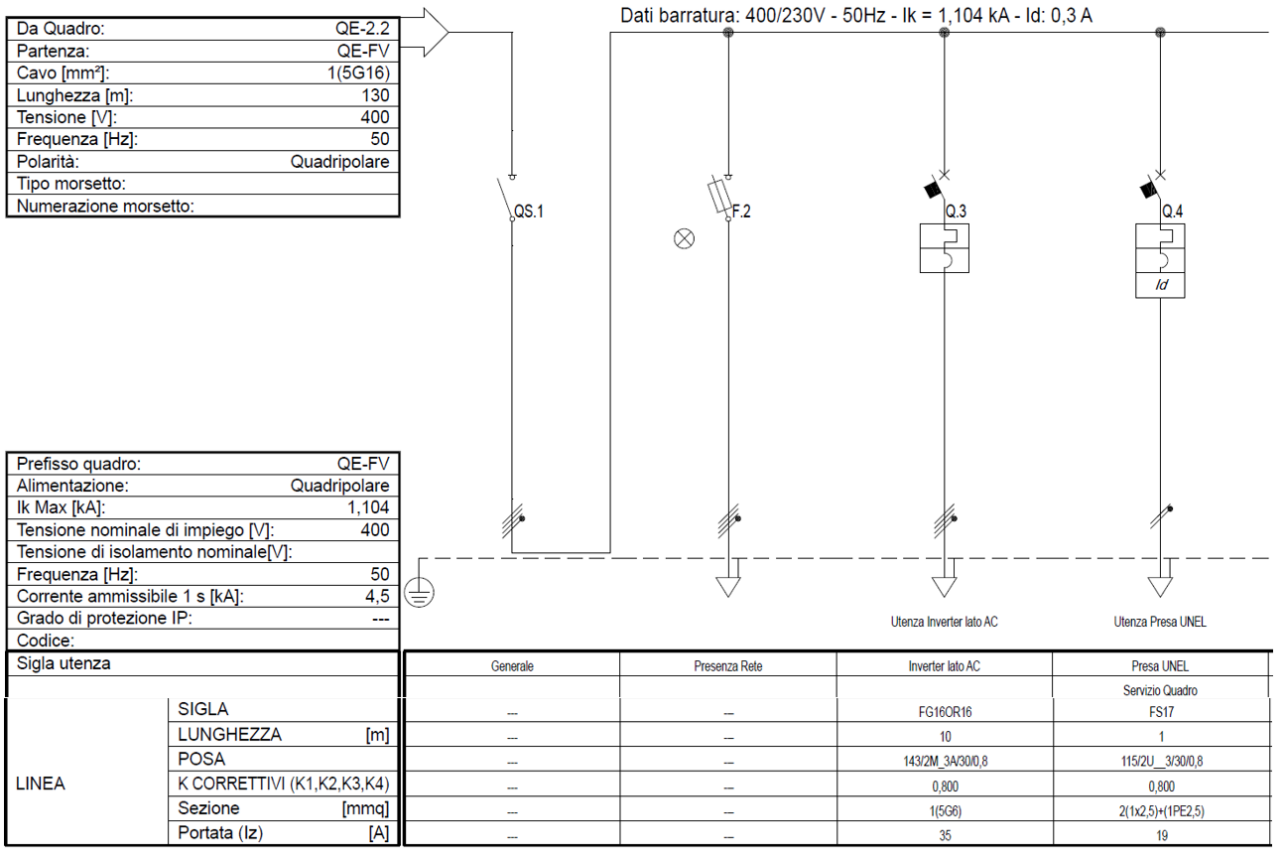
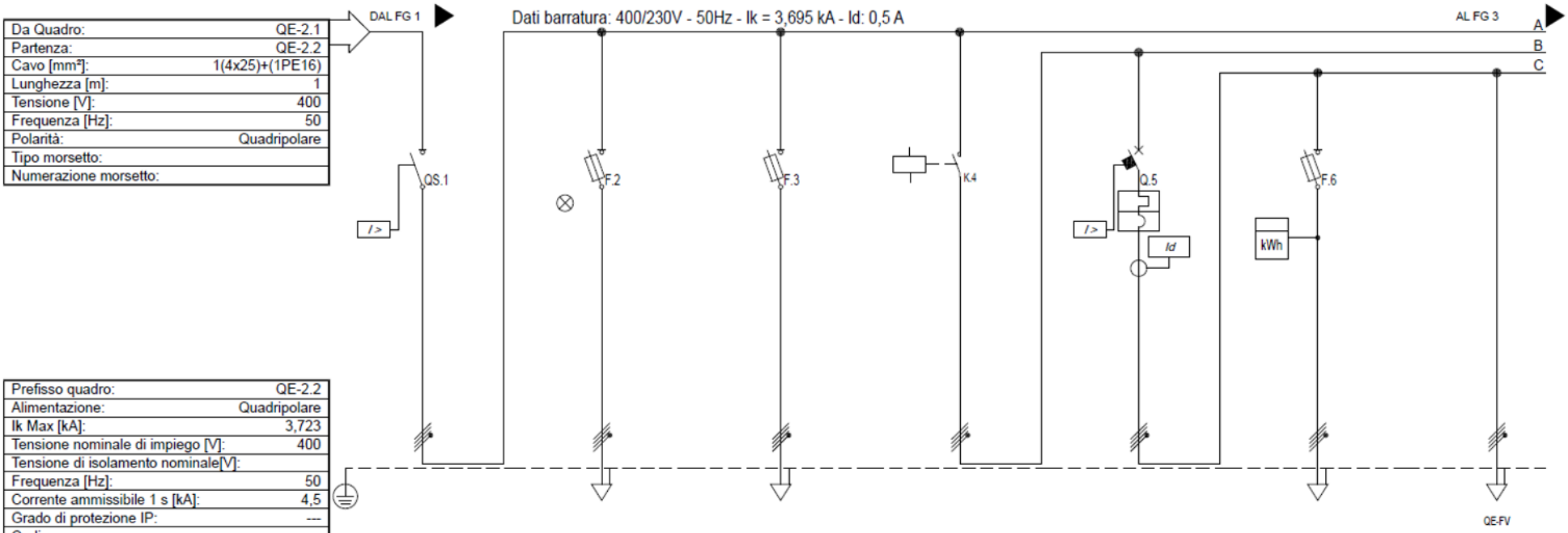



**Figura 22: Schema elettrico quadro QE_FV per protezione linea AC a valle dell'inverter.**

Dal quadro QE_FV, riportato in Figura 22, è derivata la linea di connessione trifase che connette l'uscita AC dell'inverter al di sotto quadro di zona QE_2.2 posto in cabina 2. Il cavo trifase è posato per la prima parte in cavidotto interrato e per la seconda posto a parete come indicato negli schemi di Figura 18 e Figura 19.
E' stato necessario installare il nuovo sotto quadro QE_2.2 per alimentare i nuovi componenti del sistema sperimentale. Infatti, come riportato in Figura 23, il sotto quadro QE_2.2, oltre all'impianto FV da 11,4 kWp, alimenta il nuovo impianto termo-fotovoltaico (PVT) da 6 kWp con supercondensatori e descritto nei successivi paragrafi.
Nel quadro QE_2.2 è installato un dispositivo di interfaccia (DDI) previsto dalla CEI-021 la cui funzione è svolta dal dispositivo di generatore (DDG); quest'ultimo, come indicato dallo schema, è costituito da un contattore quadripolare (EN 60947-4-1) di categoria AC-3. Il dispositivo di interfaccia è comandato da una bobina a mancanza di tensione alimentata in serie ai contatti di scatto dei relè del sistema di protezione di interfaccia (SPI).
L'SPI, come previsto dalla CEI 0-21 invia il comando di apertura al DDI e successivamente all'eventuale dispositivo di rincalzo:
- se i valori di tensione e di frequenza escono dai limiti previsti dalla CEI 0-21;
- in caso di guasto al sistema di protezione di interfaccia (autoprotezione).
Il dispositivo in interfaccia, come previsto dalla CEI 0-21, è integrato con la funzione rincalzo svolta dall'interruttore generale per eventuale mancata apertura del DDG.
La funzione di rincalzo è realizzata con una bobina di minima tensione comandata dallo stesso sistema di protezione di interfaccia (SPI) con un ritardo massimo di 0,5 secondi rispetto al comando di apertura del DDI. Ciò garantisce la separazione dell'impianto di produzione dalla rete anche se il dispositivo di interfaccia è bloccato nella posizione di chiuso.

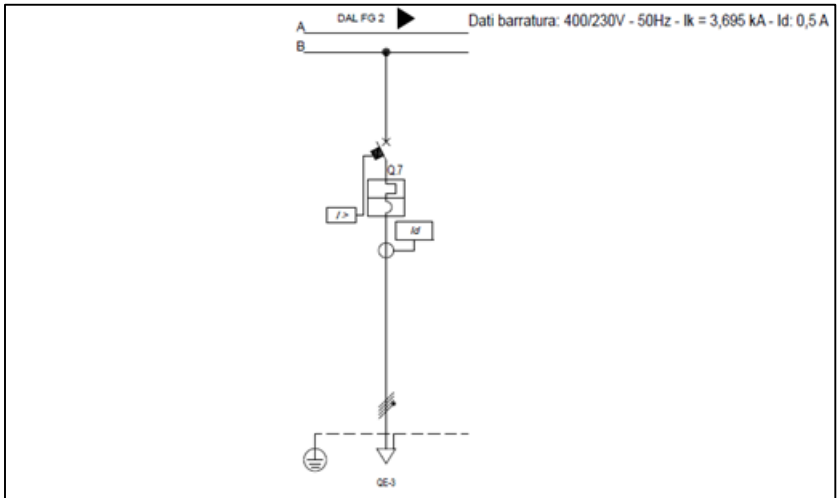



| | |
|---|---|
| Da Quadro: | QE-2.1 |
| Partenza: | QE-2.2 |
| Cavo [mm²]: | 1(4x25)+(1PE16) |
| Lunghezza [m]: | 1 |
| Tensione [V]: | 400 |
| Frequenza [Hz]: | 50 |
| Polarità: | Quadripolare |
| Tipo morsetto: | |
| Numerazione morsetto: | |

| | |
|---|---|
| Prefisso quadro: | QE-2.2 |
| Alimentazione: | Quadripolare |
| Ik Max [kA]: | 3,723 |
| Tensione nominale di impiego [V]: | 400 |
| Tensione di isolamento nominale[V]: | |
| Frequenza [Hz]: | 50 |
| Corrente ammissibile 1 s [kA]: | 4,5 |
| Grado di protezione IP: | --- |
| Codice: | |

| Sigla utenza | | Generale QE-2.2 | Presenza Rete | Voltmetriche | DDG | Campo FV | Multimetro | QE-FV |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Descrizione | | con Rincalzo | | Relè Interfaccia | | | Produzione Fotovoltaica | |
| LINEA | SIGLA | -- | -- | -- | -- | -- | -- | FG16OR16 |
| | LUNGHEZZA [m] | -- | -- | -- | 0 | -- | -- | 130 |
| | POSA | -- | -- | -- | 143/3M13_/30/0,8 | -- | -- | 143/2M_5A/30/0,8 |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | -- | -- | -- | 0,800 | -- | -- | 0,800 |
| | Sezione [mmq] | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 1(5G16) |
| | Portata (Iz) [A] | -- | -- | -- | -- | -- | -- | 64 |

**Figura 23: Schema elettrico quadro QE_2.2. Quadro di alimentazione del campo FV 11,4 kWp e del campo termo-fotovoltaico (PVT) 6 kWp (Quadro QE_3, posto in cabina 3) - parte 1.**




| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Sigla utenza | | QE-3 | | | |
| Descrizione | | Impianto PVT | | | |
| POTENZA CONTEMPORANEA | [kW] | 27 | | | |
| CORRENTE (Ib) | [A] | 50 | | | |
| CosFi | | 0,95 | | | |
| COEFF. DI CONTEMPORANEITA' | [%] | 100 | | | |
| SCHEMA FUNZIONALE | | | | | |
| PROTEZIONE | MARCA | | | | |
| | MODELLO | | | | |
| | ESECUZIONE | Esecuzione Fissa | | | |
| | TIPOLOGIA | MagnetoTermico+Differenziale | | | |
| | In max/min/Reg. [A] | —/— / 63 | | | |
| | Im max/min/Reg. [A] | —/—/630 | | | |
| | P.d.I. / Curva [kA] | 10 / C | | | |
| | Id max/min/Reg./Classe [A] | 30,00/0,03/0,3 - Cl. A | | | |
| DISTRIBUZIONE | | Quadripolare | | | |
| CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE | [%] | 1,82 | | | |
| VOLTMETRO / AMPEROMETRO | | | | | |
| LINEA | SIGLA | FG16OR16 | | | |
| | LUNGHEZZA [m] | 50 | | | |
| | POSA | 143/2M22A/300,8 | | | |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | | | | |

**Figura 24: Schema elettrico quadro QE_2.2. Quadro di alimentazione del campo FV 11,4 kWp e del campo termo-fotovoltaico (PVT) 6 kWp (Quadro QE_3, posto in cabina 3) - parte 2.**

### *2.4.2* Realizzazione e montaggio impianto fotovoltaico da 11,4 kWp

Si riportano di seguito le foto dell'installazione dei principali componenti che costituiscono il nuovo impianto fotovoltaico posizionato nell'area verde prospiciente l'edificio F89 come indicato nello schema di Figura 18. In Figura 25 è riportata la foto della struttura portante realizzata con profilati in lamiera zincata e montata secondo lo schema di Figura 15 e Figura 16. Come mostra la foto, sono state infisse nel terreno le puntazze sagomate atte a garantire l'ancoraggio della struttura al suolo.

**Figura 25: Particolare della struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici in fase di installazione.**

Il campo con i 40 moduli fotovoltaici, posizionati come mostrato in Figura 26, sono stati fissati alla struttura portante tramite le staffe in acciaio inox imbullonate al telaio della struttura portante.

**Figura 26: Visuale dell'impianto fotovoltaico a valle dell'installazione dei pannelli.**

Come si può osservare dalle foto riportate in Figura 27, i moduli sono stati posizionati montando le due file parallele con le scatole di giunzione vicine in modo da ridurre il più possibile l'area della spira composta dal collegamento in serie della singola stringa.

**Figura 27: Foto dettaglio connessine elettrica in serie dei moduli fotovoltaici.**

Nella foto di Figura 28 sono riportati i due quadri di sezionamento stringhe, l'inverter trifase da 12 kW e il quadro in corrente alternata (QE_FV) ancorati alla stessa struttura portante del campo FV.

**Figura 28: Da sinistra verso destra: quadri di sezionamento stringhe, inverter Sunny TriPower, quadro di campo fotovoltaico (QE_FV).**

Si riportano di seguito le foto di dettaglio dei singoli componenti.

**Figura 29: Foto di dettaglio del quadro di sezionamento stringa.**

**Figura 30: Foto di dettaglio del inverter trifase e delle informazioni fornite dal display.**

**Figura 31: Dettagli sezione superiore e inferiore quadro corrente alternata del campo fotovoltaico QE_FV.**

L'uscita AC del campo fotovoltaico è connessa, come prima descritto, al sotto quadro QE_2.2 installato in Cabina 2 come indicato nella foto di Figura 32. Il sottoquadro QE_2.2 è alimentato dal quadro generale del sistema S.A.P.I.EN.T.E. installato nella stessa cabina 2.

**Figura 32: Quadro QE_2.2 installato in Cabina 2: Alimentazione inverter campo FV 11,4 kWp – alimentazione inverter ibrido termo-fotovoltaico (PVT) 6 kWp – con Dispositivo di interfaccia (DDI) e Sistema di protezione di interfaccia (SPI).**

Come si osserva dalla foto di Figura 32, il quadro QE_2.2 presenta un unico Sistema di Protezione di interfaccia (SPI) che agisce su un contattore trifase (non visibile, installato all'interno del quadro) e sull'interruttore generale (funzione di rincalzo). Il quadro QE_2.2, con i due interruttori magnetotermici differenziali (installati nella parte bassa), alimenta il Quadro QE_FV e il quadro generale di cabina 3 (QE_3) dove sono installati, come descritto nel successivo paragrafo, l'inverter ibrido e i supercondensatori dell'impianto PVT da 6 kWp.

## 2.5 *Progettazione e installazione nuovo sistema di accumulo a supercondensatori con convertitore ibrido e nuovo impianto termo-fotovoltaico di tipo PVT (PhotoVoltaic and Thermal)*

Al fine di realizzare una espansione delle capacità operative dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. per poter provare in scala reale nuove soluzioni e nuove configurazione di autoconsumo collettivo in piccoli condomini anche in presenza di più utenti attivi (schema previsto dall'art. 42 bis del decreto n. 162/2019 e dalla delibera 318/2020/R/eel), il sistema sperimentale è stato integrato con una nuova tecnologia di accumulo basata su supercondensatori (SC) con inverter ibrido e un secondo impianto fotovoltaico del tipo ibrido PhotoVoltaic and Thermal (PVT). Si riporta nei successivi paragrafi la descrizione dell'attività di progettazione e successiva installazione dei nuovi componenti presso l'impianto S.A.P.I.EN.T.E.
L'installazione del suddetto impianto e della nuova Cabina prefabbricata è stata preceduta dalla preparazione di una documentazione necessaria per la comunicazione dei lavori al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti per la richiesta dell'autorizzazione urbanistica secondo l'applicazione del regime semplificato previsto dalla Circolare del Ministero LL.PP. n. 363 del 09-04-1990.

### *2.5.1* Dimensionamento nuovo sistema di accumulo a supercondensatori

Al fine di realizzare una espansione delle capacità operative dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. nella precedente annualità è stata analizzata la possibilità di sostituire il sistema di accumulo a litio con la tecnologia a supercondensatori (SC).
Il nuovo accumulo è stato dimensionato per provare come il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. possa fornire ad una configurazione di autoconsumo collettivo condominiale sia un servizio di load shifting (accumulare energia da FV nelle ore in cui il carico dei singoli utenti è basso o nullo) sia un servizio di peak shaving (compensare i transitori del controllo ad inseguimento fotovoltaico della pompa con potenza erogata o assorbita dai supercondensatori). Per erogare quest'ultimo servizio è necessario che il sistema d'accumulo e il relativo inverter riescano a gestire una elevata velocità di carica e scarica mantenendo un'alta efficienza di conversione.
Come nuovo sistema di accumulo da integrare con il sistema S.A.P.I.EN.T.E. nella precedente annualità è stata esaminata la tecnologia a supercondensatori, tipicamente formata da due elettrodi polarizzabili, un separatore, usualmente a base di cellulosa, e un elettrolita. L'accumulo di energia elettrica avviene all'interfaccia tra elettrolita ed elettrodi ed è un processo fisico, in cui non avvengono reazioni chimiche di ossidoriduzione. Ciò contribuisce a dotare i supercondensatori di un tempo di vita molto superiore rispetto agli altri sistemi d'accumulo; considerando questo parametro espresso in termini di quantità di cicli di carica-scarica, il tempo di vita dei supercondensatori si attesta tra 100.000 e 1 milione di cicli.
Tra le altre principali caratteristiche importanti per le applicazioni sperimentali con il sistema S.A.P.I.EN.T.E., i supercondensatori sono caratterizzati da: i) una potenza specifica dell'ordine di 10 kW/kg, ii) energia specifica nell'ordine dei 40-80 Wh/kg, iii) una efficienza su ciclo da 85-95%, iv) flussi di carica e scarica simmetrici, ovvero, diversamente da altre tecnologie, possono essere caricati e scaricati alla stessa potenza.
Si riportano in Tabella 6 le caratteristiche del banco di supercondensatori individuato a seguito di una analisi di mercato con caratteristiche ottimali per la possibile integrazione con l'impianto sperimentale.

**Tabella 6: Principali caratteristiche tecniche del banco di SC considerato per l'installazione nell'impianto S.A.P.I.EN.T.E.**

| | |
|---|---|
| Tensione nominale | 48 VDC |
| Capacità | 3550 Wh |
| Massima corrente di carica 0-100 % SOC | 124 A |
| Massima corrente di scarica 100%-0% SOC | 125 A |
| Massima Tensione | 55 V |
| Efficienza conversione DC/DC | 99.1% |
| Isolamento galvanico | 1000 V |
| Cicli da progetto | 1.000.000 |
| Vita utile da progetto | 45 anni |
| Controllo da remoto | si |

In particolare, a valle della ricerca di mercato, è stato individuato come modulo base da integrare con il nuovo impianto PVT il modello Sirius 3550-48 V; ciascun modulo presenta: i) tensione nominale pari a 48 Vdc, ii) massima tensione di carica pari a 54 Vdc, iii) tensione di cut-off in scarica pari a 44 Vdc. Inoltre, il singolo modulo può essere caricato o scaricato alla massima corrente (125 A) in soli 35 minuti.

Al fine di sperimentare e valutare le prestazioni della tecnologia basata sui supercondensatori, si è sostituito con tale tecnologia il comparto di batterie al litio precedentemente impiegato nell'ambito dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. Pertanto, si è progettata l'installazione di un sistema in grado di accumulare una quantità energetica dello stesso ordine di grandezza di quello basato su batterie agli ioni di litio già presente nel citato impianto. Pertanto, si sono acquisiti n.4 moduli SC da 3.55 kWh ciascuno, per un totale di 14.2 kWh.
Per la connessione del pacco di supercondensatori con l'inverter ibrido garantendo una tensione e una corrente di carica e scarica equilibrata tra ciascun modulo, è stato progettato un sistema di barraggio riportato in Figura 33 per: i) collegare in parallelo i singoli moduli, ii) mantenere l'equipotenzialità tra i morsetti, iii) garantire una corrente di carica e scarica uguale per ciascun modulo e inferiore al proprio valore limite (125 A).

**Figura 33: Schema del barraggio per installazione in parallelo dei 4 moduli di supercondensatori e la connessione all'ingresso dell'inverter ibrido.**

### 2.5.2 *Progettazione del nuovo impianto termo-fotovoltaico (PVT)*

Nella linea di attività in oggetto è stata eseguita la progettazione esecutiva e l'installazione di un impianto termo-fotovoltaico (PVT) il cui studio e dimensionamento preliminare è stato avviato nella precedente annualità. In particolare, sono state elaborate le soluzione integrabili con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. eseguendo i) una progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico PVT per connettere la stringa al quadro di sezionamento e all'inverter ibrido con supercondensatori installati in una nuova cabina (Cabina 3), ii) una progettazione idraulica per la connessione della sezione termica del PVT all'accumulo dell'acqua calda sanitaria da 1000 litri installato nelle precedenti annualità in cabina 2 come riportato nel paragrafo 3.1. Si riporta di seguito una descrizione sintetica degli elaborati e delle soluzioni progettuali.
Per la scelta del sito di installazione è stata individuata una area, riportata in Figura 34, prossima sia alla nuova cabina 3 di installazione dell'inverter ibrido sia alla cabina 2 dell'accumulo termico; inoltre, l'area individuata non è soggetta a fenomeni di ombreggiamento da parte della vegetazione di alto fusto e delle vicine strutture edilizie.

**Figura 34: Foto satellitare con indicazione area di intervento oggetto di installazione del nuovo campo termo-fotovoltaico.**

Nella scelta del sito è stata esclusa l'area di terreno a sud delle cabine in quanto, come visibile dalla foto satellitare di Figura 34, pur essendo libera, è soggetta in alcuni periodi dell'anno ad ombreggiamento per la presenza di vegetazione di alto fusto.

Si riporta in Figura 35 uno schema funzionale semplificato della sezione di S.A.P.I.EN.T.E. costituita dall'impianto fotovoltaico ibrido e dal sistema di accumulo a supercondensatori.
La potenza elettrica prodotta dai moduli PVT viene autoconsumata dalla pompa di calore e convertita in energia termica o accumulata dai supercondensatori per compensare gli scambi di potenza con la rete nei transitori in cui il controllo applicato al compressore della pompa di calore non riesce a seguire la potenza prodotta dal fotovoltaico.
La potenza termica recuperata dal raffreddamento dei moduli PVT fornisce un contributo alla produzione di acqua calda sanitaria consentendo alla pompa di calore di modulare l'assorbimento elettrico e seguire con più facilità il profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico.

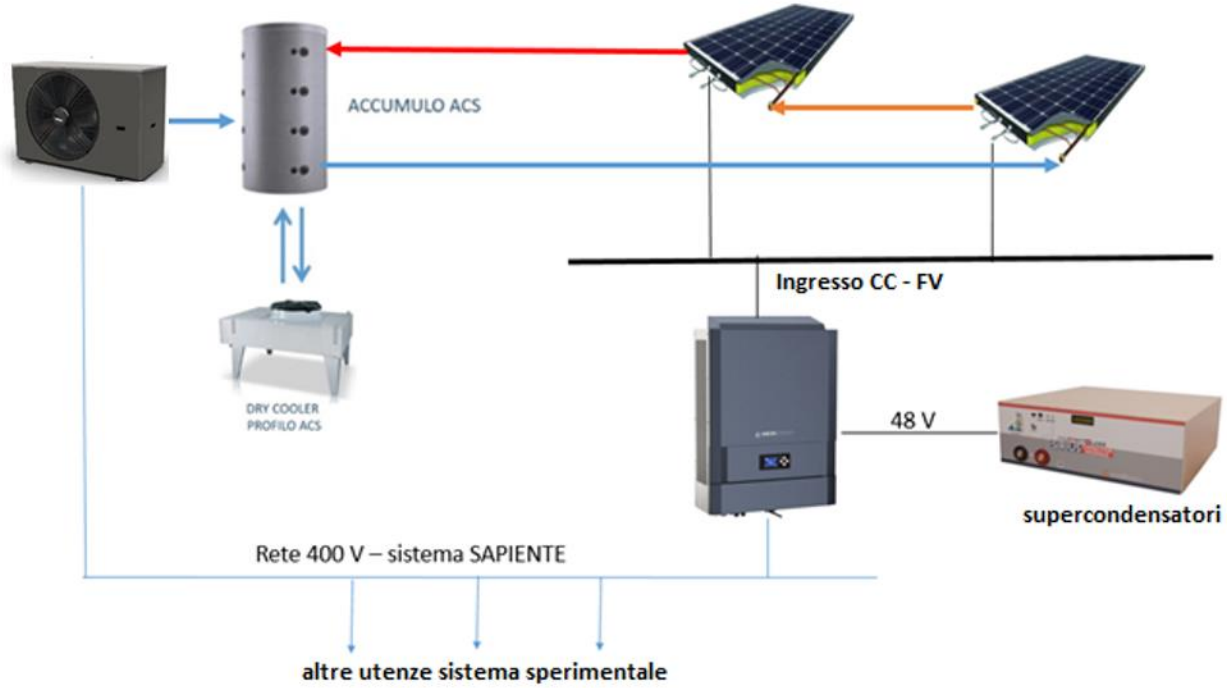



**Figura 35: Schema funzionale nuovo impianto termo-fotovoltaico con inverter ibrido e supercondensatori – connessione ai componenti del sistema S.A.P.I.EN.T.E.**

## Dimensionamento elettrico impianto PVT

Il dimensionamento preliminare dell'impianto PVT è stato effettuato nella precedente annualità prevedendo una potenza elettrica generata in condizioni STC (radiazione 1000 W/mq, temperatura esterna 25°C) corrispondente al 65% della potenza massima assorbita della pompa di calore del sistema S.A.P.I.EN.T.E.
La scelta di installare una taglia minore rispetto al primo campo FV da 11,4 kW descritto in precedenza, è motivata dalla possibilità di ampliare il set di prove sperimentali previste con il sistema S.A.P.I.EN.T.E. per: i) verificare la replicabilità del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. a scala ridotta presso utenze monofamiliari, ii) provare l'applicazione del sistema ibrido a piccoli condomini con impianto centralizzato e più utenti attivi, iii) provare le logiche che ottimizzano l'autoconsumo condominiale riducendo il campo di modulazione del compressore della pompa di calore per inseguire la potenza prodotta dall'impianto PVT, iv) provare con la pompa di calore le logiche di inseguimento dell'impianto PVT funzionante contemporaneamente all'impianto fotovoltaico tradizionale da 11,4 kWp.
Inoltre, il sottodimensionamento dell'impianto PVT rispetto alla pompa di calore permette di verificare come la produzione contemporanea di energia elettrica e termica consentirebbe sia una riduzione della superficie solare sia la possibilità di continuare a gestire la pompa di calore locale in modalità inseguimento FV

raggiungendo comunque elevati valori di autoconsumo e autosufficienza energetica, in particolare per la produzione di ACS.
Per quanto sopra indicato, la potenza nominale del nuovo campo termo-fotovoltaico (P_PVT) è stata scelta pari al 65% della potenza elettrica massima assorbita dalla pompa di calore (PmaxPDC) come di seguito indicato:

- PamxPDC= 8,89 kW (aria 7°C/acqua 45°C)
- P_PVT = 0,65 x PmaxPDC = 5,77 kWp

L'effettivo dimensionamento del campo dipende dalle caratteristiche del modulo scelto e dalle condizioni da rispettare per un corretto accoppiamento con l'inverter.
Per la realizzazione dell'impianto PVT è stato individuato un modulo ibrido del tipo commerciale con le caratteristiche elettriche e termiche riportate in Tabella 7 e in Tabella 8.

**Tabella 7: Caratteristiche elettriche modulo PVT installato**

| | | |
|---|---|---|
| Potenza nominale | 320 | Wp |
| Tensione di cortocircuito | 40,4 | V |
| Tensione alla massima potenza | 33,2 | V |
| Corrente di corto circuito | 10,06 | A |
| Corrente alla massima potenza | 9,64 | A |
| Efficienza modulo | 19,67 | % |
| n°celle | 60 | |
| Coefficiente di temperatura (Potenza) | -0,38 | % |
| Coefficiente di temperatura (Tensione) | -0,29 | % |

**Tabella 8: Caratteristiche termiche modulo PVT installato**

| | | |
|---|---|---|
| Area lorda | 1,63 | $m^2$ |
| Rendimento termico | 47 | % |
| Potenza termica nominale | 827 | W |
| Portata | 1,5-2,5 | l/min |
| Perdita di carico | 400-900 | $mmH_2O$ |
| Volume fluido vettore | 0,9 | l/min |
| Coefficiente α1 | 7,96 | $W/m^2K$ |

Il modulo termo-fotovoltaico è conforme alle norme IEC/EN 61215 (ed. 2016), IEC/EN 61730, Solar Keymark.
Per la connessione dell'impianto PVT è stata condotta un'analisi di mercato al fine di individuare un inverter ibrido avente caratteristiche compatibili con la gestione del sistema di accumulo a supercondensatori.
In particolare in collaborazione con la ditta fornitrice del sistema di supercondensatori si sono analizzate diverse opzioni, che rispettassero comunque le seguenti condizioni:

- Capacità di gestire in sicurezza e in modo rapido ed efficiente sistemi di accumulo dalle performance elevate quali i SC;
- Possibilità di integrazione sistemi di generazione dell'energia elettrica da fotovoltaico;
- Possibilità di controllo dell'inverter tramite Modbus;
- Conformità con la regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT (CEI 0-21).

A valle di una approfondita analisi delle alternative presenti sul mercato, si è individuata come migliore soluzione un inverter ibrido avente caratteristiche compatibili (come riportato dal costruttore) con i supercondensatori scelti le cui specifiche sono di seguito riportate.

**Tabella 9: Caratteristiche tecniche dell'inverter ibrido scelto per l'impianto PVT con supercondensatori.**

| | |
|---|---|
| **RETE AC (ON-GRID e OFF-GRID)** | |
| Potenza nominale | 9000 W |
| Potenza in uscita massima (3 sec) | 12000 W |
| Tensione AC / Frequenza (input e output) | 3/N/PE; 230/400 Vac (±15%) / 50 Hz, 60 HZ (±5 Hz) |
| Corrente in uscita nominale | 13 A / fase |
| Corrente in ingresso massima | 17,5 A / fase |
| | |
| **INSTALLAZIONE SOLARE** | |
| Potenza in ingresso massima | 12000 Wp |
| Intervallo di tensione MPPT (Vmpp) | 380 V - 750 V |
| Corrente massima in ingresso (Impp) | 2 x 18 A |
| Corrente di corto circuito massima (Isc) | 2 x 23 A |
| Tensione in ingresso massima (Voc) | 850 V |
| Efficienza massima | DC to AC: >94,5% |
| | |
| **BATTERIE E CARICA** | |
| Tensione DC nominale | 48 Vdc |
| Corrente di scarica massima | 200 A |
| Corrente di carica massima | 160 A |
| Efficienza massima | FV -> batterie: > 94% / Batterie -> FV: > 93% |

Tra le caratteristiche riportate in Tabella 9, si evince come l'inverter ibrido individuato sia compatibile con le specifiche tecniche in termini di tensione e corrente del sistema di accumulo a supercondensatori descritti nel paragrafo precedente.
Infatti, l'inverter ibrido individuato per l'impianto PVT: i) riesce a gestire la carica e scarica dal sistema di accumulo con una corrente compatibile con la corrente massima dei supercondensatori modello Sirius 3.55kWh (125 A), ii) presenta una tensione nominale lato batteria pari a 48 V, coincidente con la tensione nominale del singolo modulo Sirius 3.55 kWh, iii) un range di regolazione della tensione lato batteria da 42 V a 62 V, compatibile con il supercondensatore Sirius che presenta un valore massimo di tensione di carica pari a 54 Vdc e una tensione di cut-off in scarica pari a 44 Vdc.
Inoltre, lo stesso produttore individua gli stessi supercondensatori Sirus come compatibili con il proprio inverter ibrido sviluppando dei driver specifici per configurare la connessione tra i moduli SIRIUS 3.55kWh e il convertitore, gestendo in modo ottimale la carica e la scarica.

La corrente di scarica massima di 200 A e la corrente di carica fino a 160 A, tra le altre caratteristiche dell'inverter ibrido riportate in Tabella 9, consentono di compensare da supercondensatori i transitori della logica ad inseguimento FV applicato alla pompa di calore nei seguenti casi: i) riduzione rapida della potenza prodotta per nuvola passante, l'inverter ibrido può fornire da supercondensatori una potenza fino alla potenza massima della pompa di calore; ii) transitorio rapido di spegnimento della pompa di calore, l'inverter ibrido può caricare i supercondensatori fino alla potenza di picco dell'impianto FV ibrido.

Per dimensionamento della sezione elettrica del campo PVT si sono seguite le stesse regole adottate per l'impianto FV del tipo tradizionale; si è proceduto alla verifica del numero ottimale di moduli collegabili in serie nella stringa verificando il rispetto dei limiti superiore ed inferiore di tensione all'interno del quale l'inverter assicura l'inseguimento del punto di massima potenza (Maximum Power Point Tracking – MPPT). In particolare, sono state verificate le seguenti condizioni:

- massima tensione a vuoto stringa < massima tensione ingresso inverter (VOC valutato alla temperatura minima del sito);
- tensione MMP stringa > minima tensione MMP Inverter (valutata alla temperatura massima);
- tensione MMP stringa < massima tensione MMP inverter (valutata alla temperatura minima);
- corrente totale < massima corrente ingresso inverter (valutata alla temperatura massima del sito).

Si riporta in Tabella 10 il dimensionamento della singola stringa e la verifica delle condizioni di ingresso dell'inverter con un numero di moduli pari a 20:

**Tabella 10: Dimensionamento stringa campo PVT – verifica parametri di ingresso inverter ibrido.**

| CARATTERISTICA STRINGA | | | Caratteristiche ingresso corrente continua inverter ibrido | |
|---|---|---|---|---|
| Numero di stringhe in parallelo | 1,0 | | | |
| Numero di Moduli per Stringa | 20,0 | V | | |
| Tensione a vuoto singolo modulo | 40,4 | V | | |
| Tensione a vuoto stringa | 808,0 | V | 850 V | Tensione ingresso max VOC |
| Tensione MPPT modulo (temp cella 70°C) | 27,9 | V | | |
| Tensione MPPT stringa (temp cella 70°C) | 558,6 | V | 380 V | Tensione minima MMPT |
| Tensione MMP modulo (temp cella - 5°C) | 36,1 | V | | |
| Tensione MMP stringa (temp cella - 5°C) | 721,8 | V | 750 V | Tensione massima MMPT |
| Corrente modulo MPP - (temp cella -5°C) | 9,8 | A | | |
| Corrente stringa MPP - (temp cella -5°C) | 9,8 | A | 18 A | Corrente massima MMPT |
| Corrente di Corto Circuito | 10,2 | A | | |
| Potenza Stringa in STC | **6400,0** | **Wp** | 12000 Wp | Potenza massima ingresso |

Come riportato in Tabella 10, il campo PVT è costituito da una sola stringa con una potenza installata pari a 6,4 kWp con caratteristiche compatibili con le condizioni di ingresso dell'inverter lato corrente continua. La scelta di dimensionare il campo PVT con una sola stringa consente di far lavorare l'inverter con una tensione di ingresso più elevata vicina alla massima tensione di MMPT e una corrente minore garantendone un rendimento di conversione maggiore.

In Figura 36 è mostrato lo schema relativo alla connessione elettrica dei 20 moduli del campo fotovoltaico termo elettrico e il collegamento all'inverter ibrido.

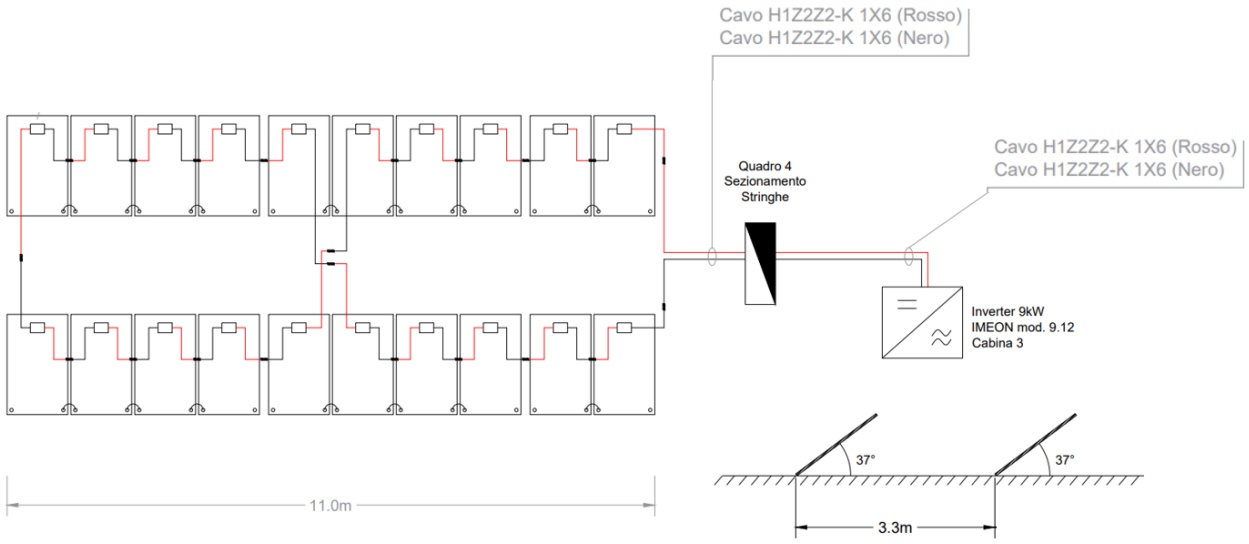



**Figura 36: Schema progettuale: connessione elettrica stringa campo PVT e collegamento ad inverter tramite quadro di sezionamento stringa – dimensionamento cavo solare**

Come riportato nello schema di Figura 36, i moduli della stringa sono connessi in serie alternando le file in modo da ridurre l'area della spira formata dai cavi di collegamento per minimizzare il rischio di sovratensione indotta in caso di fulminazione indiretta. La stringa è connessa al quadro di sezionamento e all'inverter ibrido tramite un cavo solare da 6 mmq dentro corrugato; la posa di quest'ultimo è facilitata dall'apposita vasca passacavi sottostante alla cabina e dalla botola a pavimento in corrispondenza del quadro di sezionamento e dell'inverter.
Il dimensionamento del cavo oltre ad avere una portata superiore alla corrente massima di stringa verifica la massima caduta di tensione inferiore al 4 % della tensione nominale di stringa.
Le due file, come indicato nello schema di Figura 36, sono installate ad una distanza di 3,3 m al fine di evitare il mutuo ombreggiamento in corrispondenza della massima altezza solare nel giorno del solstizio invernale.
La struttura di sostegno del campo PVT, come indicato successivamente nelle foto dell'impianto installato, è realizzata con un sistema costituito da 22 triangoli in calcestruzzo che permettono di posizionare i 20 moduli con un'inclinazione di 30° senza l'ausilio di ulteriori profilati. Il sistema ha, infatti, una doppia funzione: i) supporto dei moduli con fissaggio e inclinazione ottimale (30°), ii) zavorra al suolo limitando l'interramento solo allo scopo di garantire una posa livellata.
Si riporta in Figura 37 la planimetria con il posizionamento dei 20 moduli della stringa fotovoltaica rispetto alla cabina 3 e all'edificio F83.

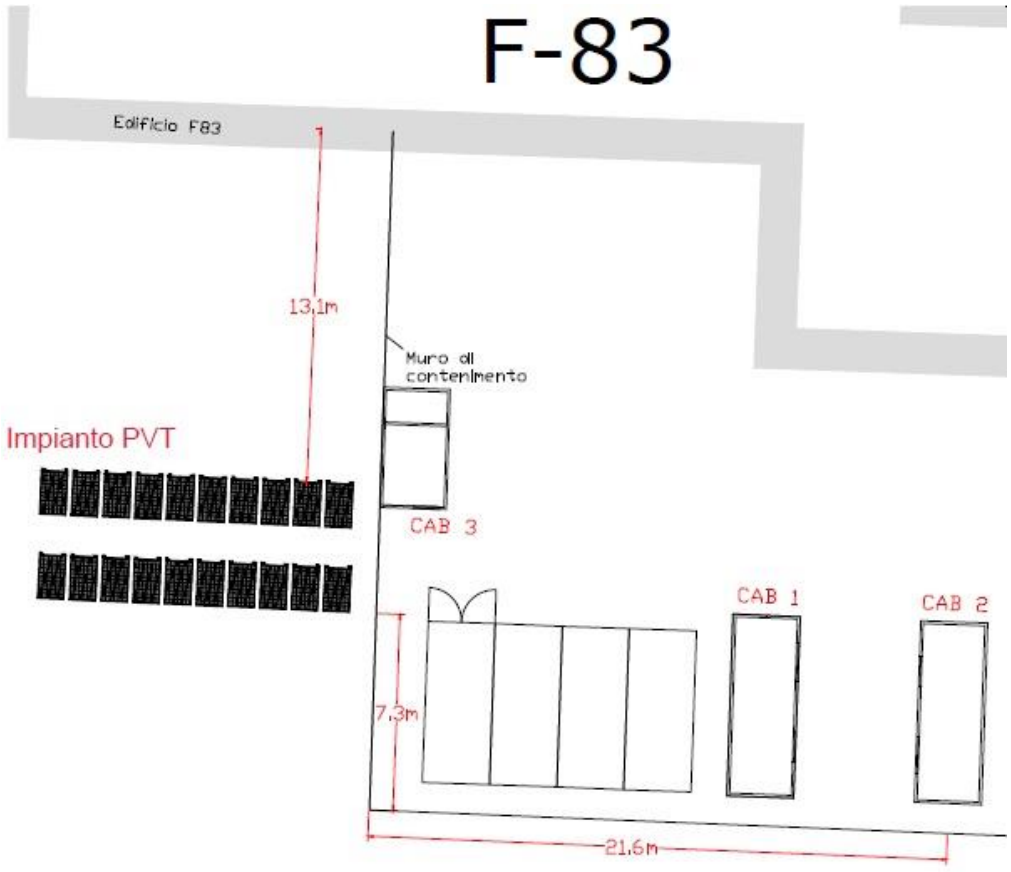



**Figura 37: Vista in pianta del sito di installazione dell'impianto PVT e della cabina 3 rispetto all'edificio F83.**

Il nuovo impianto fotovoltaico PVT, come indicato nello schema unifilare riportato in Figura 38, è alimentato dal quadro Q3 installato nella nuova cabina 3; nella stessa cabina è prevista l'installazione dei singoli componenti dell'impianto PVT: quadro di sezionamento stringa, inverter ibrido, supercondensatori.

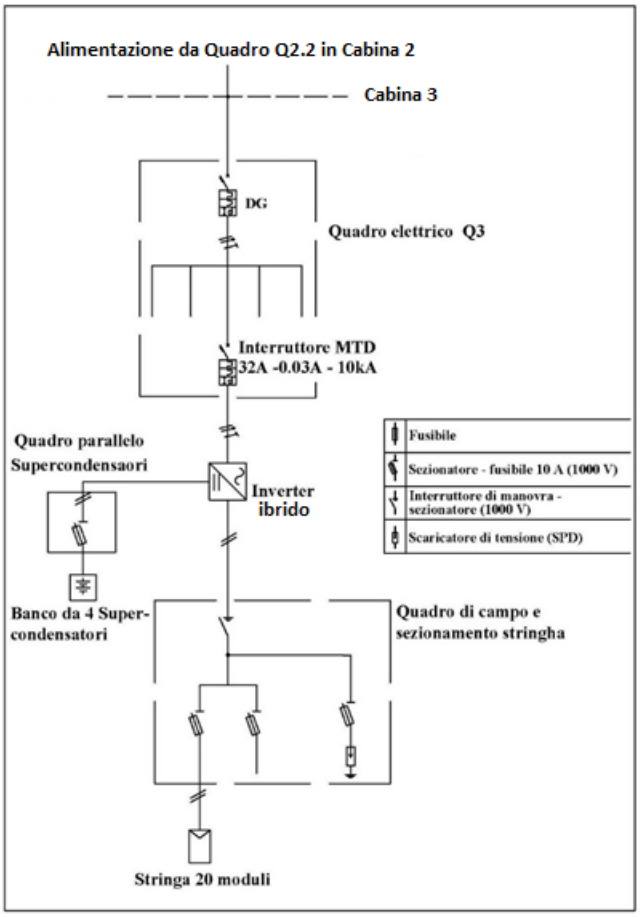


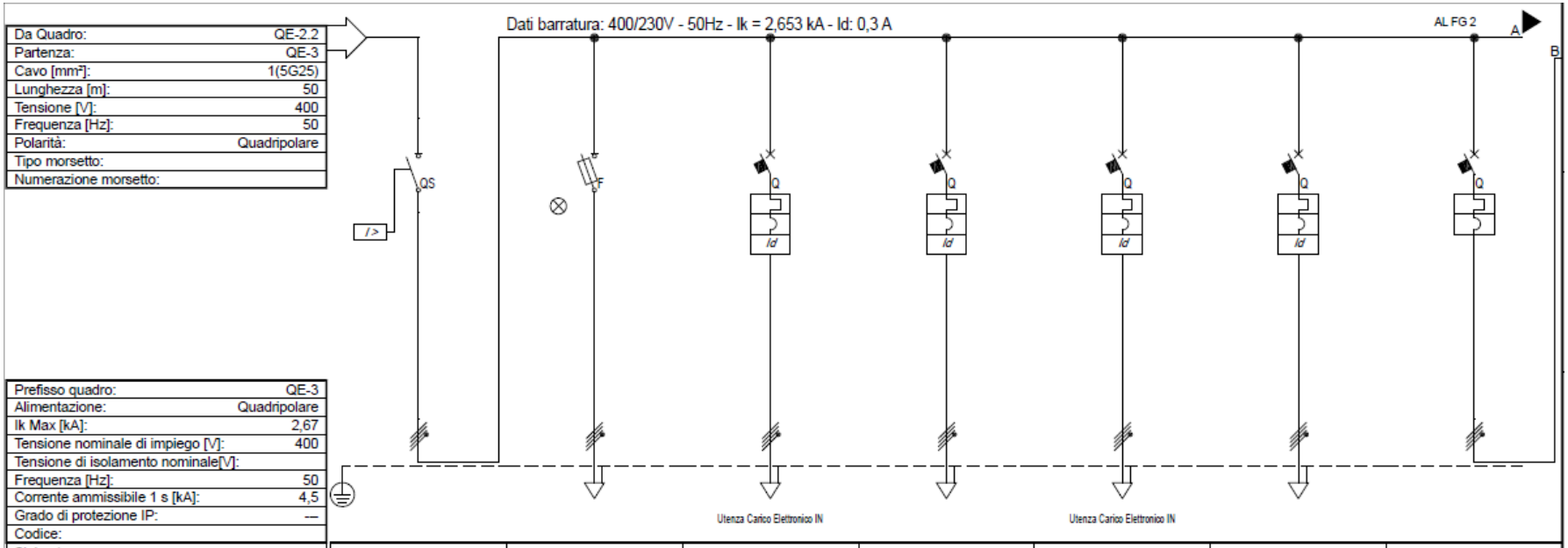

**Figura 38: Schema unifilare sezione elettrica impianto PVT con inverter ibrido e supercondensatori per ampliamento S.A.P.I.EN.T.E.**

Il quadro di campo indicato nello schema di Figura 38 presenta due sezionatori in quanto è predisposto per una eventuale espansione dell'impianto fotovoltaico.
Lo schema unifilare non riporta il dispositivo di interfaccia previsto dalla CEI 021, in quanto quest'ultimo è installato in cabina 2 nel quadro Q E2.2 a monte dei due impianti fotovoltaici connessi al sistema S.A.P.I.EN.T.E., come riportato nello schema unifilare di Figura 23.

### *2.5.3* Quadro elettrico Q3 per alimentazione nuovo campo fotovoltaico PVT

Per l'alimentazione dei componenti del nuovo impianto PVT è stato progettato e realizzato uno specifico quadro elettrico installato nella nuova cabina che ne costituisce anche il quadro generale. In particolare, con il nuovo quadro elettrico vengono alimentati i seguenti componenti come meglio dettagliato nel seguente schema elettrico unifilare:
- inverter ibrido trifase per impianto fotovoltaico PVT e supercondensatori;
- circolatore solare per sezione termica moduli fotovoltaici termo elettrici;
- carichi elettronici per emulazione profili di utenza elettrica;
- circuito a 24 V per alimentazione strumenti di misura;
- quadro di reparto QE4 per alimentazione sistema PVT con batteria a litio e pompa di calore per acqua calda sanitaria. L'impianto è integrato con il sistema S.A.P.I.EN.T.E. ma oggetto di attività sperimentale della linea 4.2 dello stesso progetto 1.5 relativo allo studio di tecnologie per l'efficientamento energetico delle isole minori;
- servizi di cabina: linea luce, linea prese, estrattore aria, climatizzatore.

Si riporta nelle seguenti figure (da Figura 39 a Figura 42) lo schema unifilare competo del nuovo quadro con indicazione di dettaglio del dimensionamento dei singoli interruttori e delle singole linee.

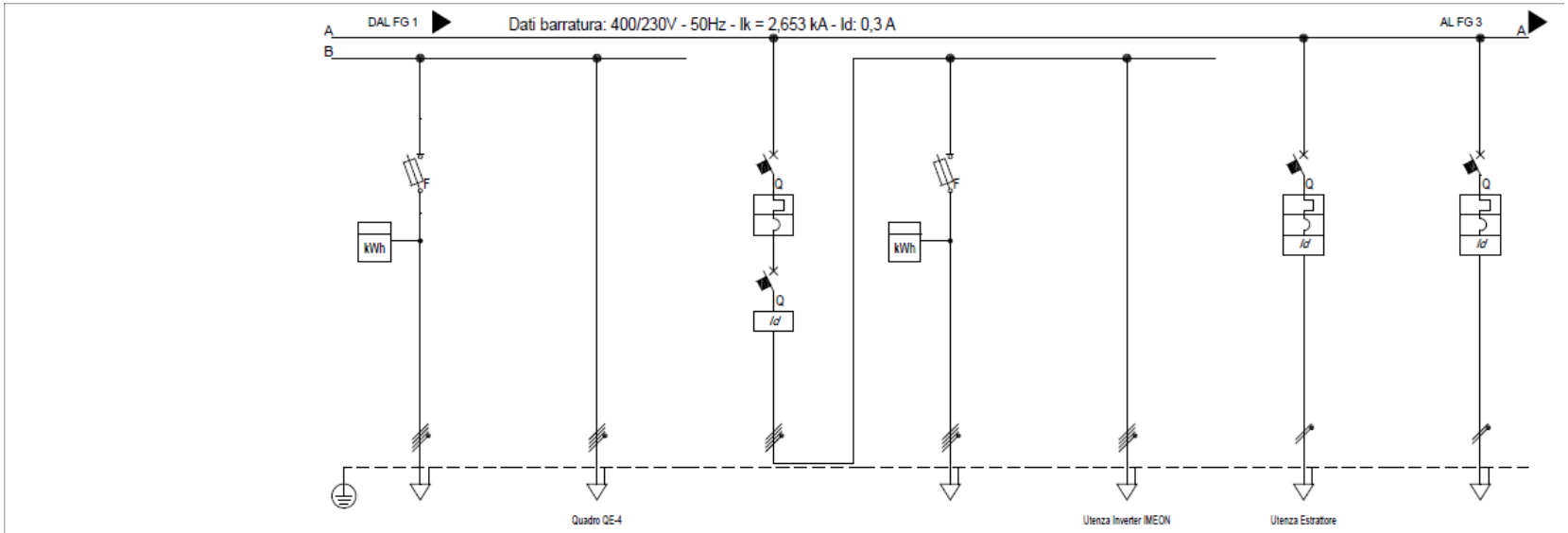



| | |
|---|---|
| Da Quadro: | QE-2.2 |
| Partenza: | QE-3 |
| Cavo [mm²]: | 1(5G25) |
| Lunghezza [m]: | 50 |
| Tensione [V]: | 400 |
| Frequenza [Hz]: | 50 |
| Polarità: | Quadripolare |
| Tipo morsetto: | |
| Numerazione morsetto: | |

| | |
|---|---|
| Prefisso quadro: | QE-3 |
| Alimentazione: | Quadripolare |
| Ik Max [kA]: | 2,67 |
| Tensione nominale di impiego [V]: | 400 |
| Tensione di isolamento nominale[V]: | |
| Frequenza [Hz]: | 50 |
| Corrente ammissibile 1 s [kA]: | 4,5 |
| Grado di protezione IP: | --- |
| Codice: | |

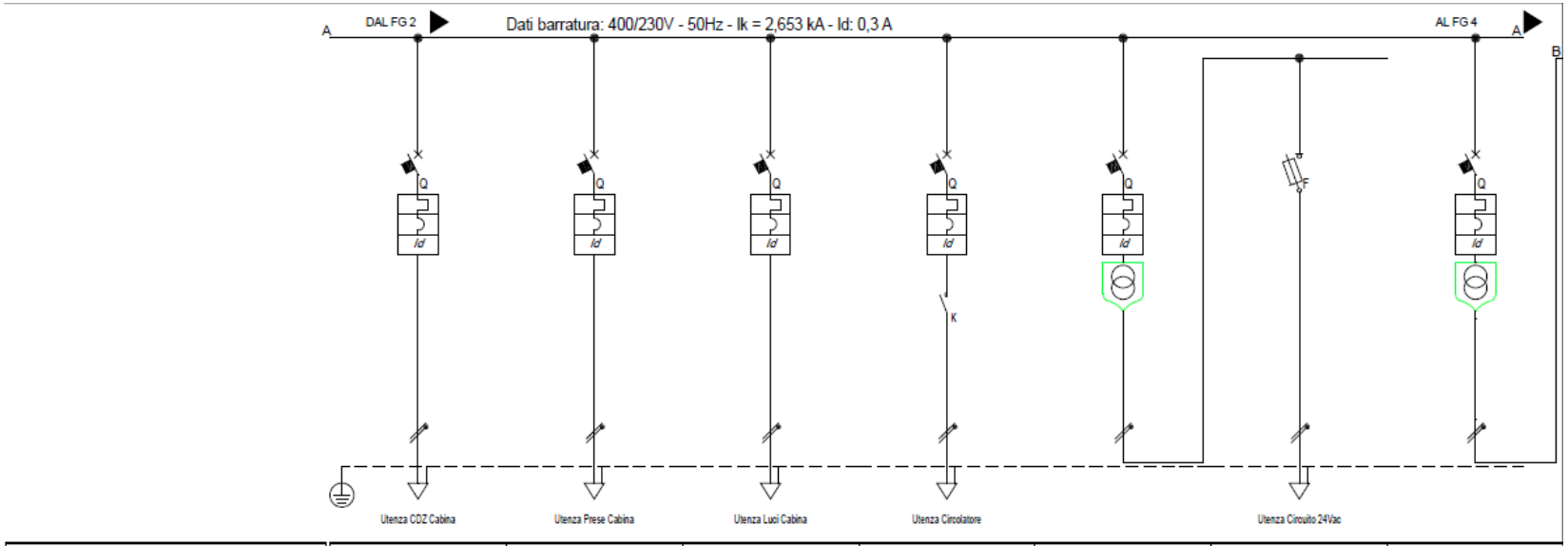
| Sigla utenza | | | Generale | Presenza Rete | Carico Elettronico IN | Carico Elettronico OUT | Carico Elettronico IN | Carico Elettronico OUT | QE4 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Descrizione | | | | | 20 kW | 20 kW | 10kW | 10kW | |
| POTENZA CONTEMPORANEA | | [kW] | 25 | 0 | 20 | 0 | 10 | 0 | 3 |
| CORRENTE (Ib) | | [A] | 43 | 0 | 30 | 0 | 15 | 0 | 4,558 |
| CosFi | | | 0,95 | --- | 0,95 | --- | 0,95 | --- | 0,95 |
| COEFF. DI CONTEMPORANEITA' | | [%] | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SCHEMA FUNZIONALE | | | | | | | | | |
| PROTEZIONE | MARCA | | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER |
| | MODELLO | | iSW-NA | STI Gr. 10.3x38 | iC40a+Vigi A | iC40a+Vigi A | iC60N RCBO | iC60N RCBO | iC60a |
| | ESECUZIONE | | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa |
| | TIPOLOGIA | | Sezionatore | Fusibile | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermico |
| | In max/min/Reg. | [A] | --/-- / 80 | --/-- / 2 | --/-- / 40 | --/-- / 40 | --/-- / 32 | --/-- / 32 | --/-- / 32 |
| | Im max/min/Reg. | [A] | --/--/-- | --/--/4,9 | --/--/400 | --/--/400 | --/--/320 | --/--/320 | --/--/320 |
| | P.d.I. / Curva | [kA] | 0 / -- | 100 / gL | 6 / C | 6 / C | 6 / C | 6 / C | 6 / C |
| | Id max/min/Reg./Classe | [A] | -- | -- | 0,03 - Cl. A | 0,03 - Cl. A | 0,03 - Cl. A | 0,03 - Cl. A | -- |
| DISTRIBUZIONE | | | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare |
| CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE | | [%] | 1,29 | 1,29 | 1,59 | 1,29 | 1,53 | 1,29 | 1,29 |
| VOLTMETRO / AMPEROMETRO | | | | | | | | | |
| LINEA | SIGLA | | -- | -- | FG16OR16 | FG16OR16 | FG16OR16 | FG16OR16 | -- |
| | LUNGHEZZA | [m] | -- | -- | 10 | 10 | 10 | 10 | -- |
| | POSA | | -- | -- | 143/2M_4A/30/0,8 | 143/2M_4A/30/0,8 | 143/2M_4A/30/0,8 | 143/2M_4A/30/0,8 | -- |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | | -- | -- | 0,800 | 0,800 | 0,800 | 0,800 | -- |
| | Sezione | [mmq] | -- | -- | 1(5G10) | 1(5G10) | 1(5G6) | 1(5G6) | -- |
| | Portata (Iz) | [A] | -- | -- | 48 | 48 | 35 | 35 | -- |

**Figura 39: Schema unifilare del quadro QE_3 presente all'interno della cabina 3 – parte 1.**



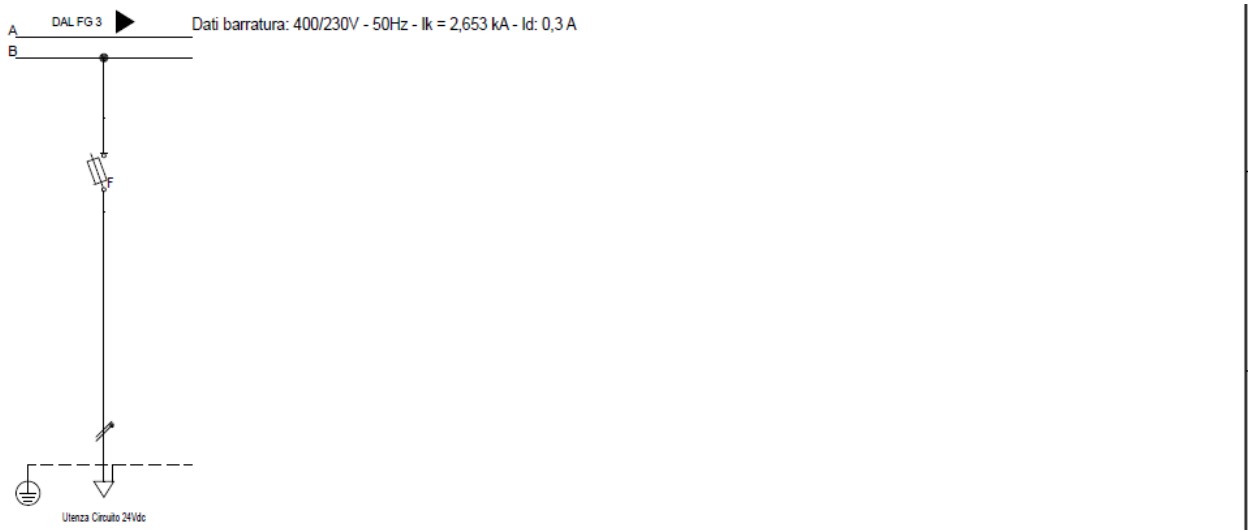

| Sigla utenza | | Multimetro | QE-4 | Inverter IMEON | Multimetro | Inverter IMEON | Estrattore | Riserva |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Descrizione | | Generale | | | Generale | | | |
| POTENZA CONTEMPORANEA | [kW] | 0 | 3 | 0 | 0 | 12 | 0,3 | 0 |
| CORRENTE (Ib) | [A] | 0 | 4,558 | 0 | 0 | 18 | 1,387 | 0 |
| CosFi | | -- | 0,95 | -- | -- | 0,95 | 0,95 | -- |
| COEFF. DI CONTEMPORANEITA' | [%] | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SCHEMA FUNZIONALE | | | | | | | | |
| PROTEZIONE | MARCA | SCHNEIDER | -- | SCHNEIDER | SCHNEIDER | -- | SCHNEIDER | SCHNEIDER |
| | MODELLO | STI Gr. 10.3x38 | -- | iC40a+ID-B | STI Gr. 10.3x38 | -- | iCV40a | iCV40a |
| | ESECUZIONE | Esecuzione Fissa | -- | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | -- | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa |
| | TIPOLOGIA | Fusibile | No Protezione | MagnetoTermico+Differenziale | Fusibile | No Protezione | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. |
| | In max/min/Reg. [A] | --/-- / 10 | --/-- / -- | --/-- / 25 | --/-- / 10 | --/-- / -- | --/-- / 16 | --/-- / 16 |
| | Im max/min/Reg. [A] | --/--/28 | --/--/-- | --/--/250 | --/--/28 | --/--/-- | --/--/160 | --/--/160 |
| | P.d.I. / Curva [kA] | 100 / gL | -- / -- | 6 / C | 100 / gL | -- / -- | 4,5 / C | 4,5 / C |
| | Id max/min/Reg./Classe [A] | -- | -- | 0,3 - Cl. B | -- | -- | 0,03 - Cl. AC | 0,03 - Cl. AC |
| DISTRIBUZIONE | | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Quadripolare | Monofase L1+N | Monofase L2+N |
| CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE | [%] | 1,29 | 1,36 | 1,29 | 1,29 | 1,58 | 1,39 | 1,29 |
| VOLTMETRO / AMPEROMETRO | | | | | | | | |
| LINEA | SIGLA | -- | FG16OR16 | -- | -- | FG16OR16 | FG16OR16 | -- |
| | LUNGHEZZA [m] | -- | 10 | -- | -- | 10 | 10 | -- |
| | POSA | -- | 143/2M_4A/30/0,8 | -- | -- | 143/2M_5A/30/0,8 | 143/2M_3A/30/0,8 | -- |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | -- | 0,800 | -- | -- | 0,800 | 0,800 | -- |
| | Sezione [mmq] | -- | 1(5G6) | -- | -- | 1(5G6) | 1(3G2,5) | -- |
| | Portata (Iz) [A] | -- | 35 | -- | -- | 35 | 24 | -- |

**Figura 40: Schema unifilare del quadro QE_3 presente all'interno della cabina 3 – parte 2.**




| Sigla utenza | | | CDZ Cabina | Prese Cabina | Luci Cabina | Circolatore | Trasformatore 24Vac | Circuito 24Vac | Alimentatore 24Vdc |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Descrizione | | | | | | | | | |
| POTENZA CONTEMPORANEA | | [kW] | 2,5 | 2,5 | 1 | 0,2 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| CORRENTE (Ib) | | [A] | 11 | 11 | 4,558 | 0,912 | 2,279 | 2,279 | 2,279 |
| CosFi | | | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| COEFF. DI CONTEMPORANEITA' | | [%] | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| SCHEMA FUNZIONALE | | | | | | | | | |
| PROTEZIONE | MARCA | | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER | SCHNEIDER |
| | MODELLO | | iCV40a | iCV40a | iCV40N | iCV40N | iCV40a | STI Gr. 8.5x31.5 | iCV40a |
| | ESECUZIONE | | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa | Esecuzione Fissa |
| | TIPOLOGIA | | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | MagnetoTermicoDiff. | Fusibile | MagnetoTermicoDiff. |
| | In max/min/Reg. | [A] | --/-- / 16 | --/-- / 16 | --/-- / 10 | --/-- / 10 | --/-- / 10 | --/-- / 10 | --/-- / 10 |
| | Im max/min/Reg. | [A] | --/--/160 | --/--/160 | --/--/100 | --/--/100 | --/--/100 | --/--/27 | --/--/100 |
| | P.d.I. / Curva | [kA] | 4,5 / C | 4,5 / C | 6 / C | 6 / C | 4,5 / C | 50 / gL | 4,5 / C |
| | Id max/min/Reg./Classe | [A] | 0,03 - Cl. AC | 0,03 - Cl. AC | 0,03 - Cl. AC | 0,03 - Cl. AC | 0,03 - Cl. AC | -- | 0,03 - Cl. AC |
| DISTRIBUZIONE | | | Monofase L2+N | Monofase L3+N | Monofase L2+N | Monofase L1+N | Monofase L3+N | Monofase L3+N | Monofase L1+N |
| CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE | | [%] | 2,16 | 2,16 | 1,85 | 1,4 | 1,3 | 1,36 | 1,3 |
| VOLTMETRO / AMPEROMETRO | | | | | | | | | |
| LINEA | SIGLA | | FG16OR16 | FG16OR16 | FG16OR16 | FG16OR16 | -- | FG16OR16/FS17 PE | -- |
| | LUNGHEZZA | [m] | 10 | 10 | 10 | 10 | -- | 1 | -- |
| | POSA | | 143/2M_3A/30/0,8 | 143/2M_3A/30/0,8 | 143/2M_3A/30/0,8 | 143/2M_4A/30/0,8 | -- | 143/3M13_/30/0,8 | -- |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | | 0,800 | 0,800 | 0,800 | 0,800 | -- | 0,800 | -- |
| | Sezione | [mmq] | 1(3G2,5) | 1(3G2,5) | 1(3G1,5) | 1(3G1,5) | -- | 1(2x1,5)+(1PE1,5) | -- |
| | Portata (Iz) | [A] | 24 | 24 | 18 | 18 | -- | 21 | -- |

**Figura 41: Schema unifilare del quadro QE_3 presente all'interno della cabina 3 – parte 3.**




| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sigla utenza | | Circuito 24Vdc | | | | | | |
| Descrizione | | | | | | | | |
| POTENZA CONTEMPORANEA | [kW] | 0,5 | | | | | | |
| CORRENTE (Ib) | [A] | 2,279 | | | | | | |
| CosFi | | 0,95 | | | | | | |
| COEFF. DI CONTEMPORANEITA' | [%] | 100 | | | | | | |
| SCHEMA FUNZIONALE | | | | | | | | |
| PROTEZIONE | MARCA | SCHNEIDER | | | | | | |
| | MODELLO | STI Gr. 8.5x31.5 | | | | | | |
| | ESECUZIONE | Esecuzione Fissa | | | | | | |
| | TIPOLOGIA | Fusibile | | | | | | |
| | In max/min/Reg. [A] | --/-- / 10 | | | | | | |
| | Im max/min/Reg. [A] | --/--/27 | | | | | | |
| | P.d.I. / Curva [kA] | 50 / gL | | | | | | |
| | Id max/min/Reg./Classe [A] | -- | | | | | | |
| DISTRIBUZIONE | | Monofase L1+N | | | | | | |
| CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE | [%] | 1,36 | | | | | | |
| VOLTMETRO / AMPEROMETRO | | | | | | | | |
| LINEA | SIGLA | FG16OR16/FS17 PE | | | | | | |
| | LUNGHEZZA [m] | 1 | | | | | | |
| | POSA | 143/3M13_/0/0,8 | | | | | | |
| | K CORRETTIVI (K1,K2,K3,K4) | 0,800 | | | | | | |
| | Sezione [mmq] | 1(2x1,5)+(1PE1,5) | | | | | | |
| | Portata (Iz) [A] | 21 | | | | | | |

**Figura 42: Schema unifilare del quadro QE_3 presente all'interno della cabina 3 – parte 4.**

Si riporta in Tabella 11 l'elenco dettagliato dei componenti installati nel quadro QE3:

**Tabella 11: Elenco delle apparecchiature installate all'interno del quadro elettrico di cabina.**

| POS. | DESCRIZIONE COMPONENTE | Q.TA' |
|---|---|---|
| 1 | E204 100G - Sezionatore di manovra sottocarico 4x100 A - Serie E 204 con sganciatore di apertura per minima tensione | 1 |
| 2 | E 93N 32 - Sezionatore portafusibile taglia 10,3x38 - 3P+N 32 A - Manovra sottocarico | 2 |
| 3 | E219-C - Lampada spia modulare a LED - Colore rosso - 230 Vac | 3 |
| 4 | DS202L C16-30 mA-AC - Interruttore magnetotermico differenziale monoblocco modulare 2x16 A - P.I. 4,5 kA (Icn) - Curva C - Idn=30 mA - Tipo AC | 3 |
| 5 | E92/32 - Sezionatore portafusibile taglia 10,3x38 - 2x32 A - Manovra sottocarico | 2 |
| 6 | TS25/12-24 - Trasformatore di sicurezza per uso generale in esecuzione modulare per installazione su barra DIN - Potenza 25 VA - Rapporto di trasformazione 230 Vac - 12-24 Vac - Protezione termica integrata | 1 |
| 7 | CP-D - Alimentatore switching monofase serie CD - Tensione di ingresso 100-240Vac - Tensione di uscita 24Vdc - Corrente nominale 2,5 A | 1 |
| 8 | DS202L C10-30 mA-AC - Interruttore magnetotermico differenziale monoblocco modulare 2x10 A - P.I. 4,5 kA (Icn) - Curva C - Idn=30 mA - Tipo AC | 3 |
| 9 | S204-C40 - Interruttore automatico magnetotermico modulare 4x40 A - P.I. 6 kA (Icn) - Curva C | 1 |
| 10 | DDA204 A 40-30 mA - Blocco differenziale quadripolare modulare per correnti nominali fino a 40 A - Sensibilità 30 mA - Tipo A | 1 |
| 11 | S204-C20 - Interruttore automatico magnetotermico modulare 4x20 A - P.I. 6 kA (Icn) - Curva C | 1 |
| 12 | DDA204 A 25-30 mA - Blocco differenziale quadripolare modulare per correnti nominali fino a 25 A - Sensibilità 30 mA - Tipo A | 1 |
| 13 | S204-C25 - Interruttore automatico magnetotermico modulare 4x25 A - P.I. 6 kA (Icn) - Curva C | 1 |
| 14 | DDA204 A-AP-R 40A - 30 mA - Blocco differenziale quadripolare modulare per correnti nominali fino a 40 A - Sensibilità 30 mA - Tipo A - Antiperturbazione scatti intempestivi | 1 |
| 15 | DMTME - Multimetro modulare ad inserzione indiretta tramite TA con display digitale a LED per la misura delle principali grandezze elettriche compresi valori massimi/minimi/medi di alcuni parametri (tensione concatenata, tensione di fase, frequenza, corrente di fase, potenza attiva, potenza reattiva, fattore di potenza, Energia attiva e reattiva) | 1 |
| 16 | S204-C32 - Interruttore automatico magnetotermico modulare 4x32 A - P.I. 6 kA (Icn) - Curva C | 1 |
| 17 | CT PRO XT 80 - Trasformatore amperometrico con rapporto di trasformazione 80/5 A - Classe 3 - 2 VA | 3 |

### *2.5.4* Nuova cabina per installazione componenti impianto PVT e supercondensatori

Per l'installazione del sistema composto da supercondensatori e relativo inverter è stata acquisita e installata una nuova cabina in cemento (cabina 3 indicata nella planimetria di Figura 37). Da una ricerca di mercato è stata individuata la cabina di serie CEP P44 del tipo monoblocco scatolare realizzata con calcestruzzo confezionato in stabilimento mediante centrale di betonaggio automatica e additivato con idonei fluidificanti e impermeabilizzanti. L'armatura è realizzata con rete elettrosaldata a doppia maglia, irrigidita agli angoli da barre a doppio T, onde conferire al manufatto una struttura monolitica e una gabbia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura (gabbia di Faraday). Lo spessore delle pareti laterali è di 13 cm; il pavimento, costituito da una soletta piana dello spessore di 12 cm, è dimensionato per sostenere il carico trasmesso dalle apparecchiature elettromeccaniche. Si riportano di seguito le principali caratteristiche della nuova cabina:

- Dimensioni di ingombro 4,48 m x 2,50m x 3,00
- N°1 porta a due ante in PVC colore bianco con doppio vetro 1400Xh2500

- Impianto di illuminazione interna con due plafoniere LED 21W con emergenza
- Punto presa interbloccata 2P+T 16 A, e bi-presa Europea
- N°1 Aspiratore A-E454M completo di serranda e termostato a parete
- N°1 Pompa di calore 9000 btu installata a parete
- N°1 Vasca con fori a frattura prestabilita per il passaggio dei cavi MT/BT, guarnizione di sigillatura tra cabina e vasca.
- Elementi costruttivi (copertura e pareti) della cabina conformi ai requisiti di resistenza al fuoco ai sensi del D.M. 16/02/2007, rispettivamente per le classi REI 60 e REI 30.
- Impianto elettrico e di terra interno alla cabina

La cabina è stata personalizzata secondo le indicazioni fornite al costruttore per renderla idonea ad installare in modo ottimale i nuovi impianti previsti per il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.
Si riporta di seguito la planimetria della nuova cabina con indicazione dei punti presa, dei fori a pavimento per il passaggio cavi tramite vasca di contenimento e del sistema di illuminazione posizionati per facilitare il cablaggio e l'utilizzo dei singoli componenti.

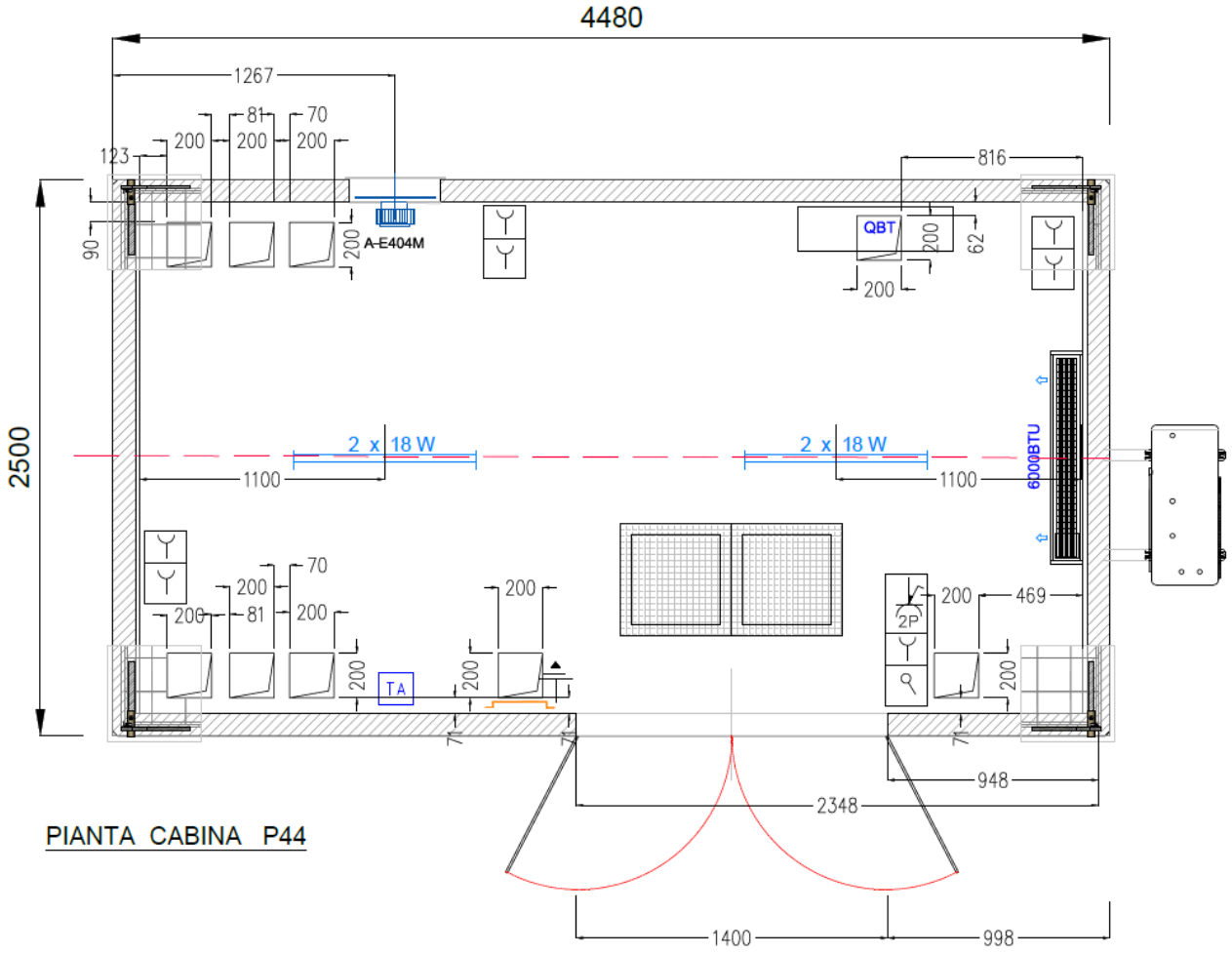



**Figura 43: Schema tecnico-progettuale della nuova cabina CEP P44 installata nell'ambito dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. (fonte CEP s.r.l.)**

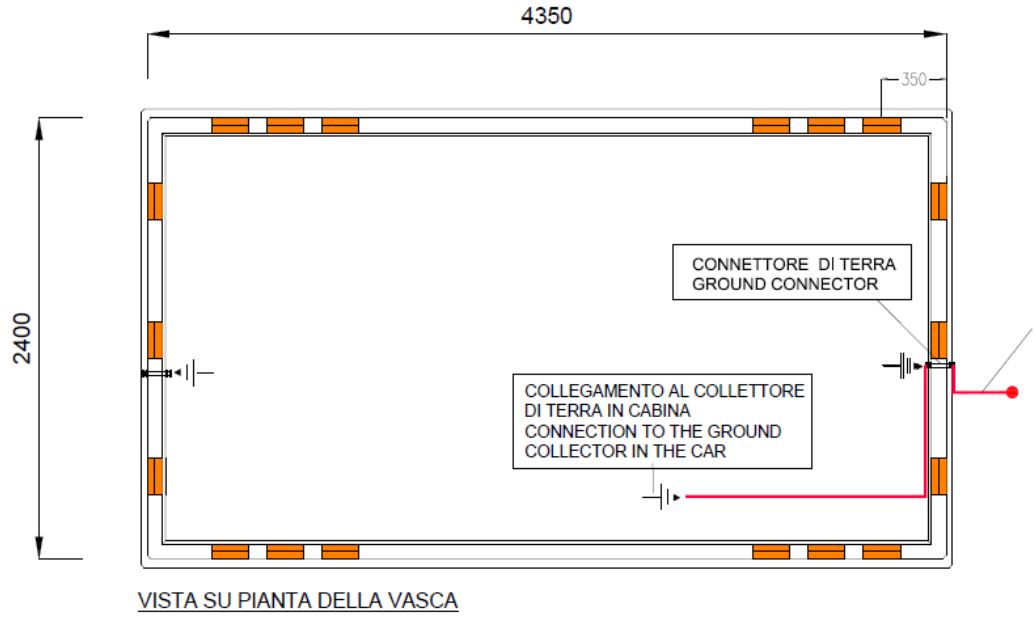



**Figura 44: Schema su pianta della vasca di fondazione cabina CEP P44 con evidenziati i collegamento di terra.**

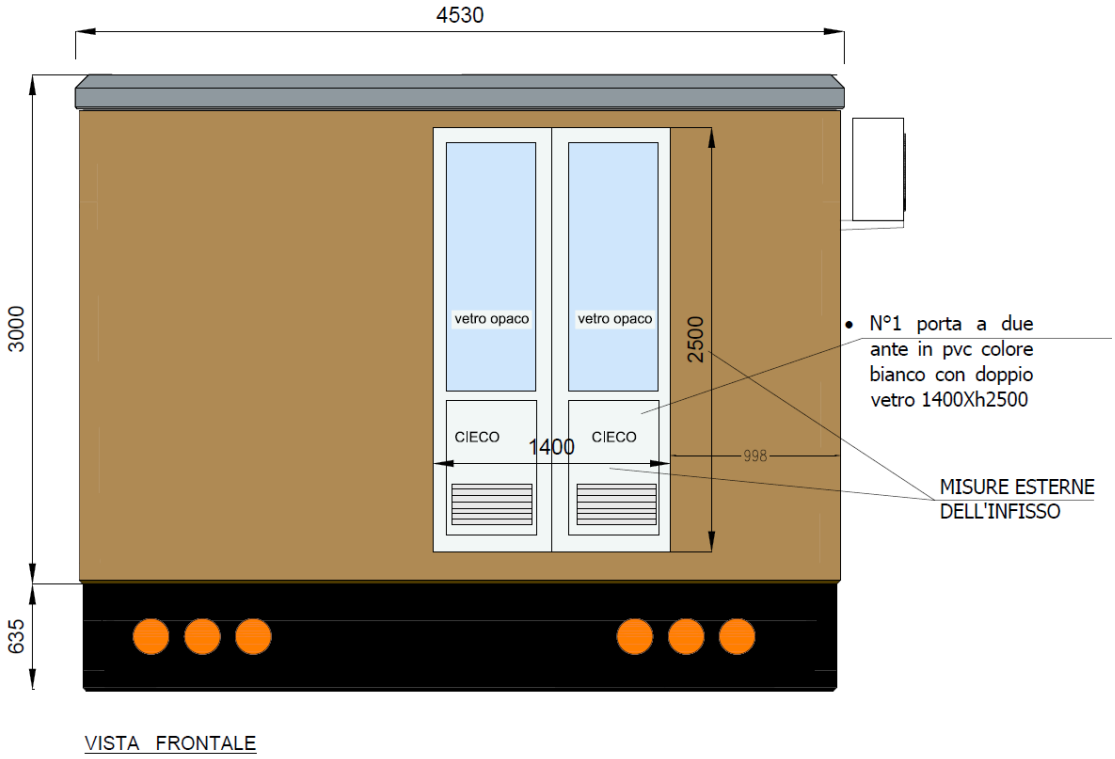



**Figura 45: Vista frontale progettuale della nuova cabina CEP P44 e della sottostante vasca di fondazione. (Fonte CEPs.r.l.)**

Si riporta di seguito la planimetria e prospetto di cabina con indicazione del posizionamento dei componenti del nuovo impianto PVT con supercondensatori:

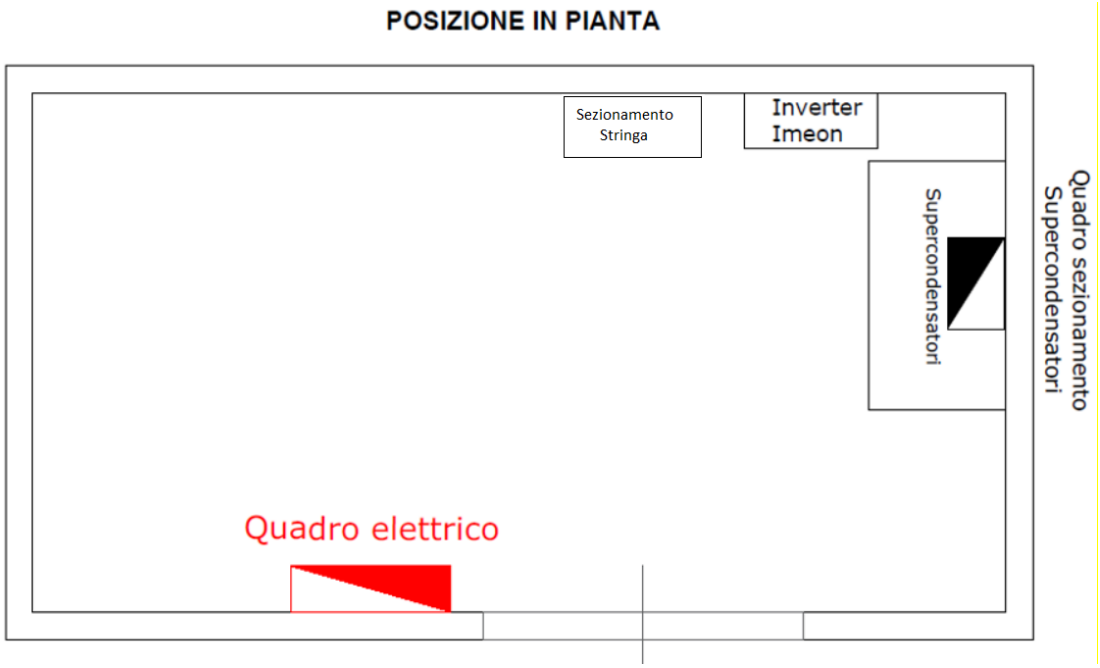



**Figura 46: Posizionamento in pianta dei componenti installati nella nuova cabina afferente all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.**

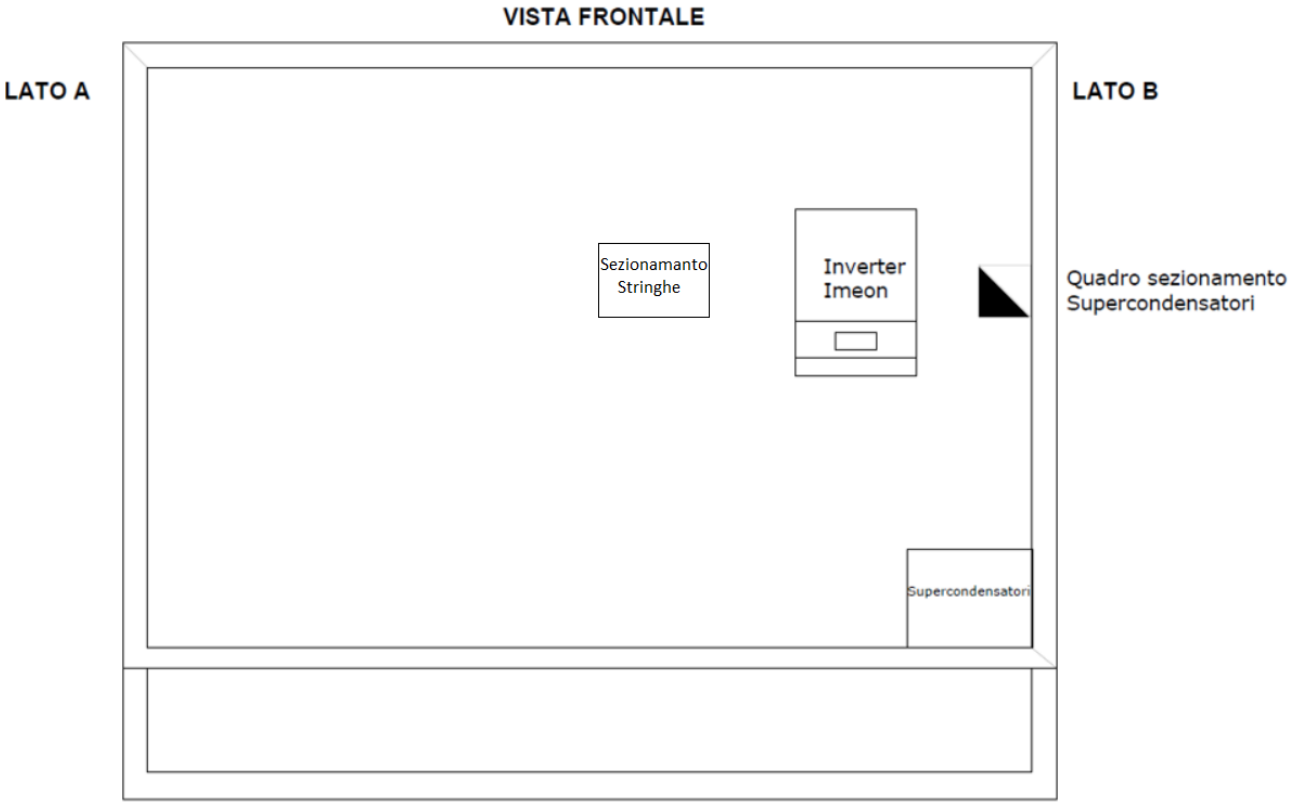



**Figura 47: Rappresentazione schematica della vista frontale della nuova cabina afferente all'impianto S.A.P.I.EN.T.E. con evidenziati i nuovi componenti installati.**

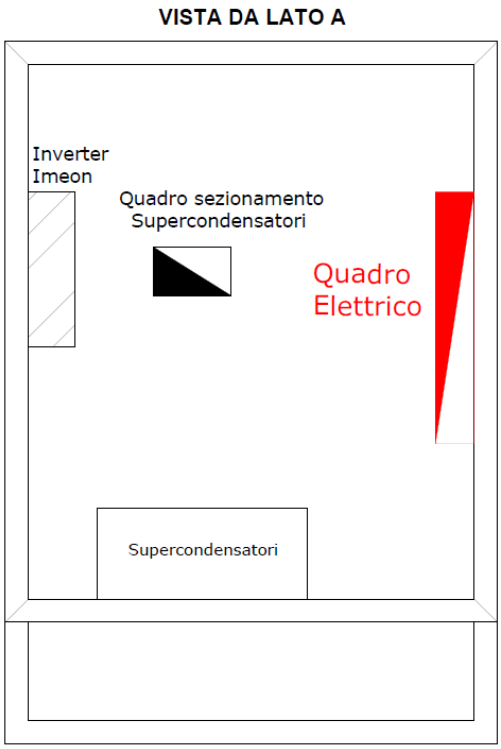



**Figura 48: Rappresentazione schematica della vista laterale della nuova cabina afferente all'impianto S.A.P.I.EN.T.E. con evidenziati i nuovi componenti installati.**

### 2.5.5 Dimensionamento e progettazione della sezione termica dell'impianto PVT

Come descritto nello schema sinottico di Figura 35, la sezione termica dell'impianto PVT sarà collegata all'accumulo ACS installato in cabina 2. La potenza termica recuperata dall'impianto PVT supporterà la PdC nella produzione di ACS facilitando l'applicazione della logica di inseguimento fotovoltaico al compressore della pompa di calore.
Per evitare che nei periodi di scarso o nullo irraggiamento il circuito solare termico vada a raffreddare l'accumulo ACS, il sistema di controllo implementato nel PLC interrompe il circolatore solare quando la temperatura dell'acqua calda generata dal collettore termico risulta inferiore rispetto a quella di ingresso dell'accumulo termico.
Si riporta in Figura 49 lo schema dell'accumulo da 1000 l per ACS installato in cabina 2 al quale verrà connessa la sezione termica del PVT.
Per massimizzare il rendimento termico del campo solare, la connessione idraulica dell'accumulo ACS al circuito di mandata e ritorno dell'impianto PVT verrà effettuato utilizzando gli attacchi liberi dello scambiatore a serpentina inferiore. Grazie alla stratificazione termica dell'accumulo, la temperatura di ritorno risulta la più bassa possibile massimizzandone il rendimento del collettore solare.

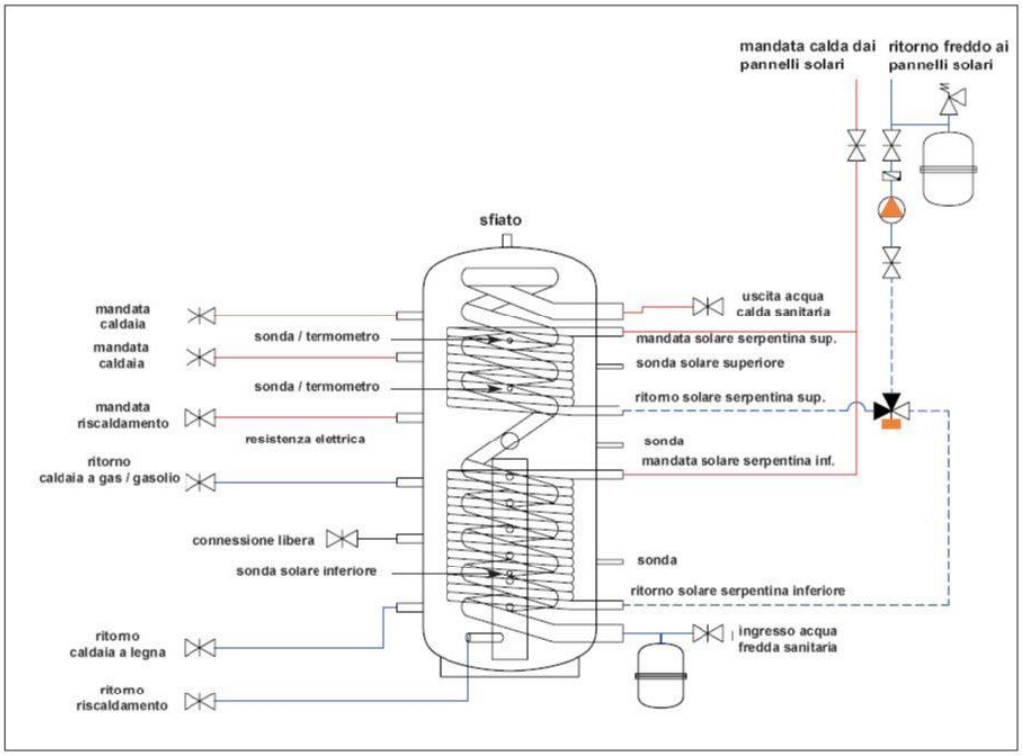



**Figura 49: Schema descrittivo accumulo termico per ACS connesso al campo solare PVT**

I 20 moduli PVT saranno connessi con l'obiettivo di massimizzare il salto termico tra mandata e ritorno dall'accumulo ACS in modo da ottenere il maggior apporto termico dal calore di scarto del campo PVT ma allo stesso tempo migliorare il rendimento elettrico delle celle solari riducendone il surriscaldamento.
Per la prima prova con l'impianto PVT è stato scelto di seguire le indicazioni del produttore che prevede una connessione in serie di massimo 4 collettori per garantire il raffreddamento uniforme dei moduli.
Si riporta in Figura 50 lo schema di connessione idraulica dei 20 moduli PVT.

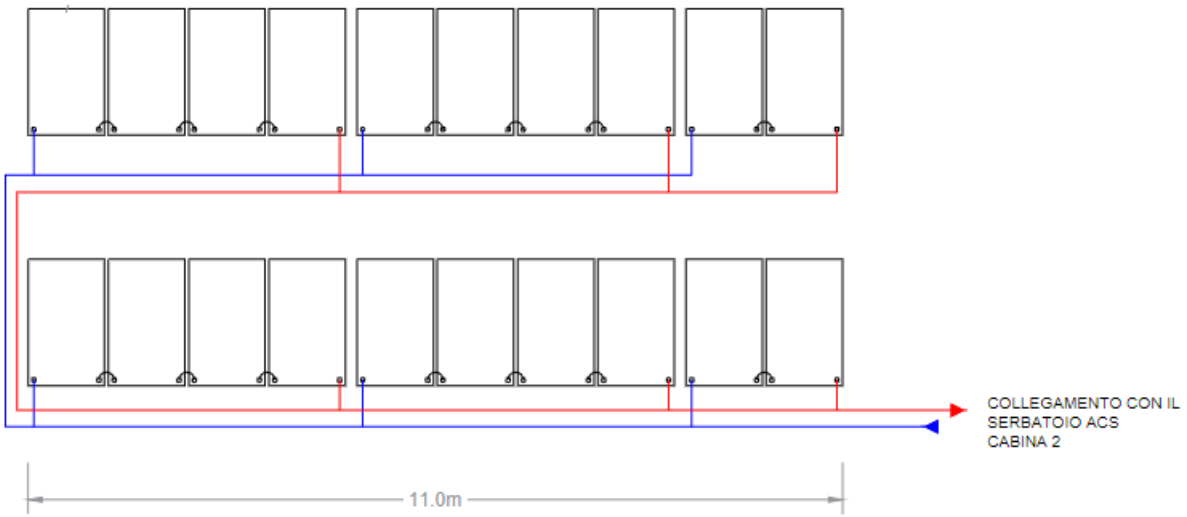



**Figura 50: Schema idraulico: connessione termica 20 moduli PVT.**

Per il dimensionamento idraulico del circuito solare sono state considerate le caratteristiche termiche del singolo modulo PVT riportate in Tabella 12:

**Tabella 12: Caratteristiche termiche PVT**

| | |
|---|---|
| Area aperta [$m^2$] | 1.56 |
| Rendimento termico | 56% |
| Potenza termica nominale [W] | 874 |
| Portata [l/min] | 1.5 – 2.5 |
| Perdita di carico [$mmH_2O$] | 400-900 |
| Volume fluido vettore [l] | 9.12 |
| Capacità termica effettiva [kJ/K] | 20 |

Rispettando la portata di riferimento del modulo PVT riportata in Tabella 12 e le velocità limite del fluido nei tubi, al fine di evitare possibili vibrazioni che causino rumori, è stato dimensionato il circuito solare calcolando le perdite di carico totali ottenute dalla somma di quelle distribuite e di quelle concentrate secondo gli schemi impiantistici di seguito riportati:

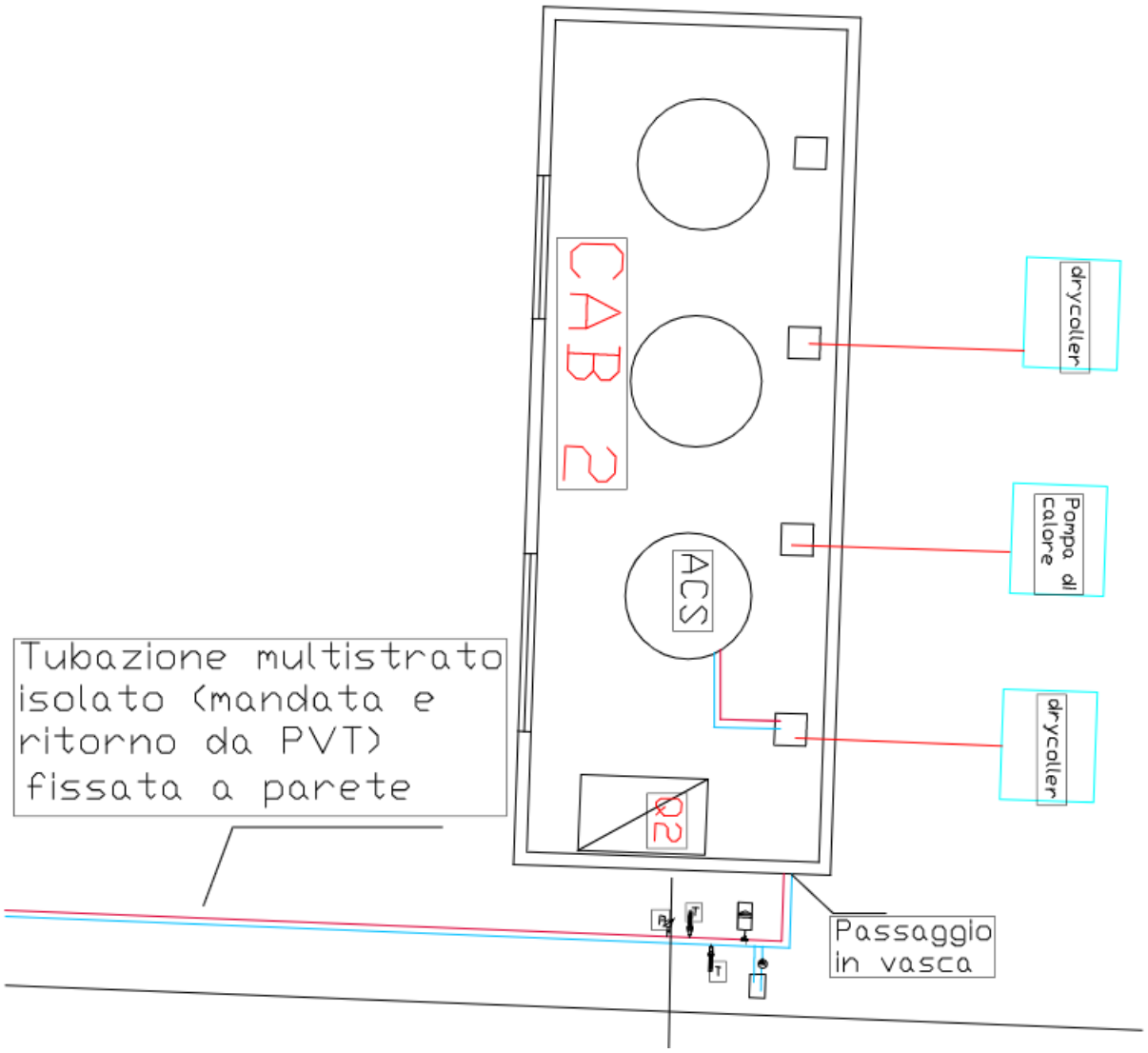



**Figura 51: Vista in pianta ingresso in cabina 2 della tubazione di mandata e ritorno del circuito solare in progetto**

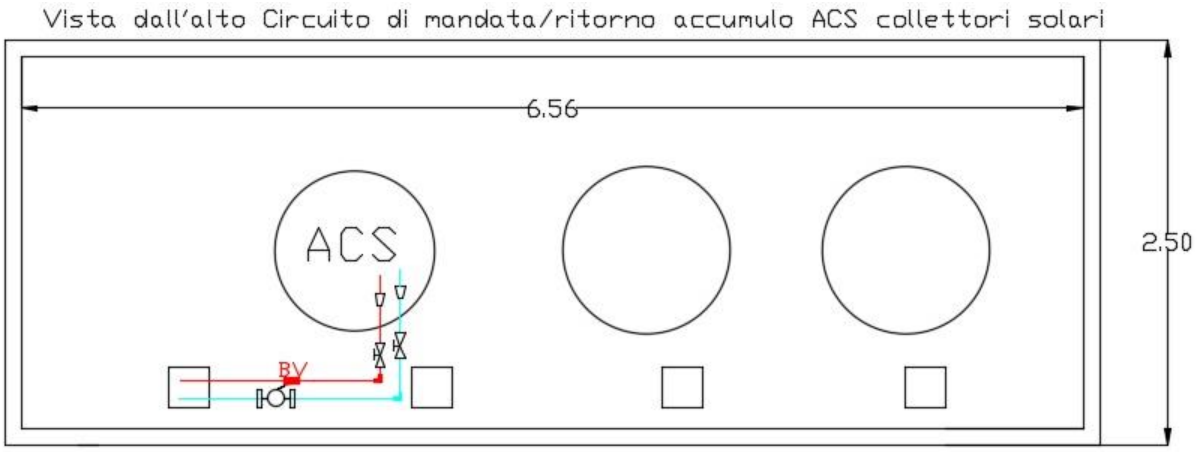



**Figura 52: Vista dall'alto del circuito in progetto con dettaglio posizionamento contatermie e connessione all'accumulo ACS dentro la cabina 2.**

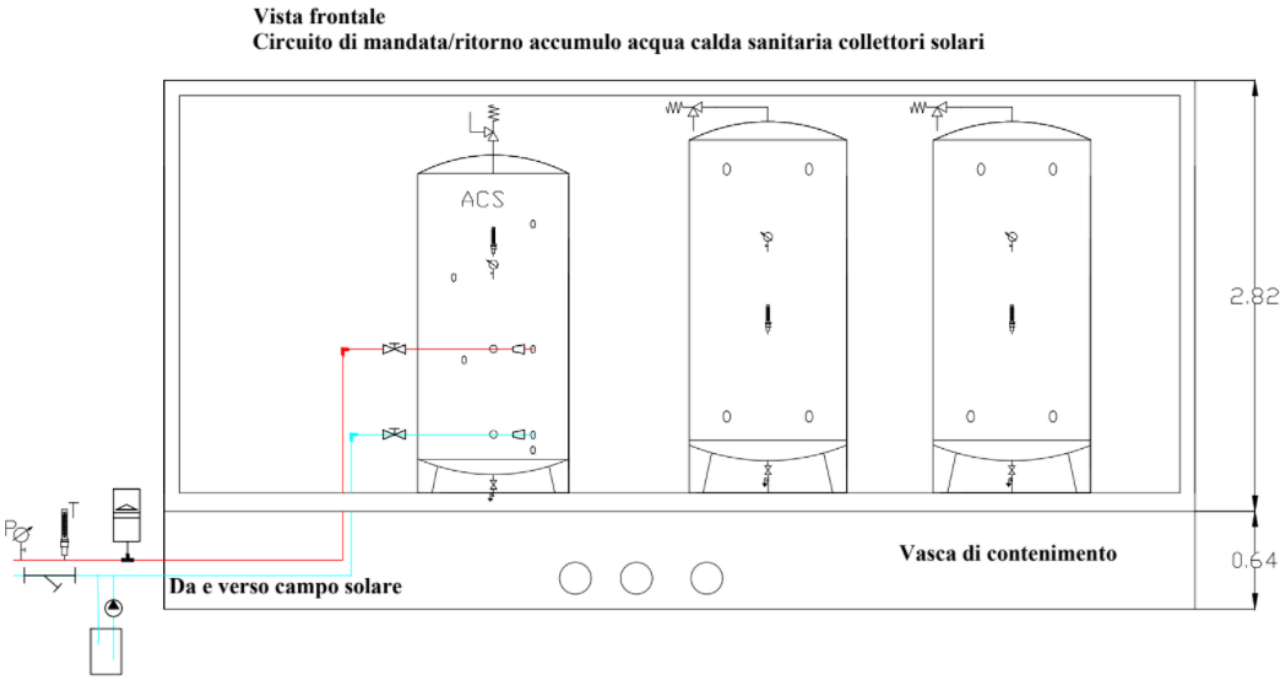



**Figura 53: Vista frontale dell'ingresso in cabina 2 e della connessione all'accumulo ACS del circuito solare in progetto con disposizione all'esteno, in prossimità della cabina, dei principali componenti del circuito: vaso di espansione misuratori di temperatura e pressione, circuito di precarica e filtro a Y.**

Come riportato in Figura 51, per la connessione idraulica del campo PVT all'accumulo ACS è prevista da progetto con una tubazione multistrato isolata e posta a parete entro corrugato.
Per il dimensionamento del circuito idraulico è stata considerata una portata pari a 90 l/h corrispondente alla minima portata che può circolare all'interno dei collettori solari PVT. Tale scelta deriva dalla necessita di mantenere basse le perdite di carico all'interno dei 20 collettori (pari a 400 mmH2O per singolo modulo) in modo da limitare la spesa energetica di pompaggio.
Inoltre alla portata minima corrisponde una maggiore variazione di temperatura del fluido termovettore tra mandata e ritorno.
Considerando la connessione in serie di 4 moduli, come riportato in Figura 50, il circuito di connessione all'accumulo ACS è stato dimensionato per una portata totale, Qtot, pari a:

Qtot: 90 l/h x 5 = 450 l/h

Utilizzando il foglio di calcolo riportato in Figura 54, sono state calcolate le perdite di carico concentrate e distribuite corrispondente ad una portata di:
- 450 l/h nel circuito di mandate e ritorno
- 90 l/h nei 4 collettori solari collegati in serie. Con lo stesso foglio di calcolo di Figura 54 è stato dimensionato il circuito idraulico e il vaso di espansione ed è stata calcolata la prevalenza totale per la scelta del circolatore.

***Dimensionamento idraulico Connessione impianto PVT 20 moduli ad accumulo ACS di cabina 2***

| Componente | Portata [lt/h] | Lungh.(m) Numero | D.N. [mm] | D.int. [mm] | Vel. [m/s] | Dp distr. [kPa] | Δp loc. [kPa] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Perdite distribuite mandata | 450 | 40,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | 5,77 | |
| Perdite distribuite ritorno | 450 | 40,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | 5,77 | |
| Allargamenti mandata | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Restringimenti mandata | 450 | 1,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,08 |
| Allargamenti ritorno | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Restringimenti ritorno | 450 | 1,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,08 |
| Curve mandata | 450 | 6,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,47 |
| Curve ritorno | 450 | 6,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,47 |
| Valv.a sfera Diretta mandata | 450 | 2,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,16 |
| Valv. A sfera Diretta ritorno | 450 | 4,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,32 |
| Valvola di regolazione a globo | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Valv. A tre vie mandata | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Valv. A tre vie ritorno | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Confluenza a t ritorno | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Confluenza a t mandata | 450 | 0,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,00 |
| Valvola a ritegno | 450 | 1,00 | **3/4"** | **20,0** | 0,40 | | 0,08 |
| Misuratore di portata | 450 | | | | | Tabellato | 0,00 |
| Perdite nella serpentina (bar) | 2000 | 18,84 | **1"** | **32,0** | 0,69 | 0,13 | 4,48 |
| Perdite in 4 collettori in serie | 90 | | **1/2"** | **15,0** | 0,14 | Tabellato | 16,00 |

| | |
|---|---|
| Volume acqua impianto [l] | 47,1 |
| Volume vaso di spansione [l] | 3,45 |
| Diametro tubo vaso di espansione [mm] | 3,88 |
| Valvola di sicurezza (kg/h) | 30,14 |

| **Incrostazioni e corrosione** maggiorazione 15% **Incremento per glicole fino a -12 °C** fattore correttivo 1,1 | | |
|---|---|---|
| Δp tot. [kPa] | Δp tot. [m] | Δp tot.+incrementi [m] |
| 33,80 | 3,45 | **12,36** |

**Figura 54: Dimensionamento circuito idraulico di connessione dell'impianto ibrido fotovoltaico e termico all'accumulo ACS di cabina 2.**

La condotta di mandata e ritorno è stata dimensionata con un diametro di ¾" a cui corrisponde una velocità fluido 0,4 m/s inferiore al valore massimo di 0,9 m/s per evitare rumori e vibrazioni.
Dai calcoli di Figura 54 al dimensionamento del circuito solare corrisponde una perdita di carico complessiva di 33,67 kPa e una prevalenza totale pari a 12,36 m.
Dai risultati ottenuti è stato scelto il circolatore tipo Wilo-TOP-STG 25/13 la cui curva caratteristica di funzionamento è riportata in Figura 55.

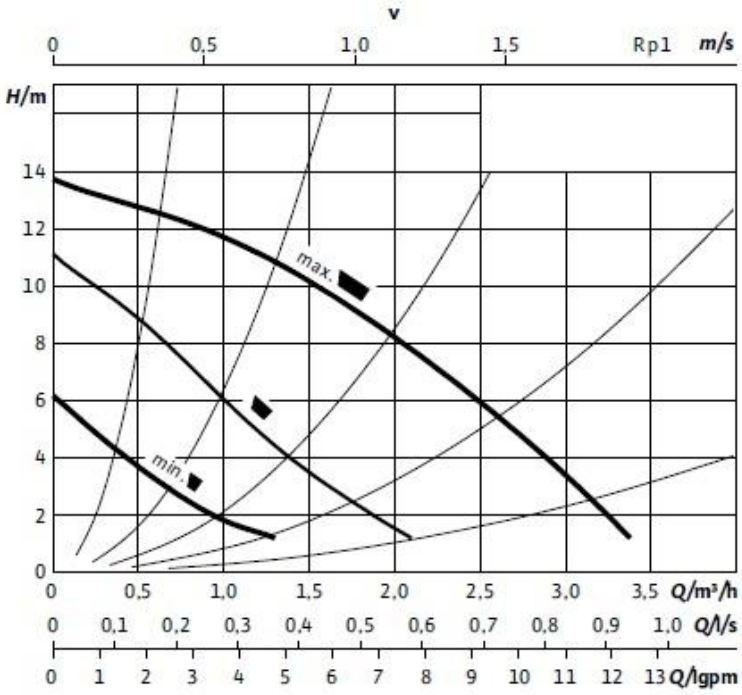



**Figura 55: Curve di funzionamento caratteristiche del circolatore solare scelto.**

Si riporta in Figura 56 lo schema idraulico dettagliato dell'impianto PVT.

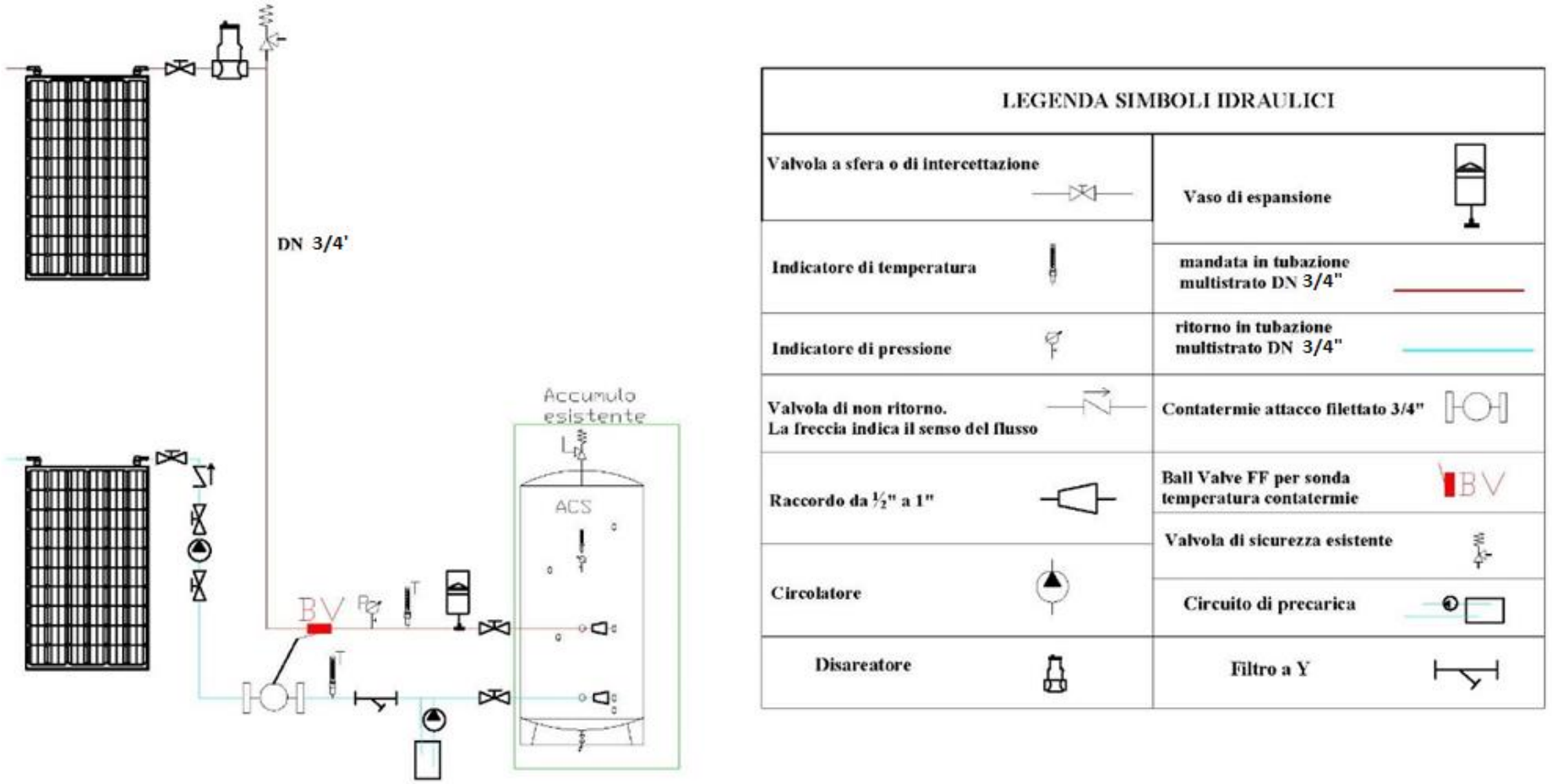



**Figura 56: Schema con dettaglio componenti installati nel circuito idraulico del campo termo-fotovoltaico (PVT).**

Nello schema d'impianto mostrato in Figura 56 è possibile individuare tutti i componenti idraulici che costituiscono il circuito del sistema termo-fotovoltaico in progetto; in particolare, sul ramo di mandata dal collettore solare sono installati: i) un disaeratore, ii) una valvola di sicurezza iii) sonda di temperatura associata al contatore termico, iv) misuratori di temperatura e portata, v) un vaso di espansione posto all'esterno della cabina.
Nel circuito di ritorno ai collettori solari sono presenti: i) un circuito di precarica ii) un filtro a Y, iii) contatore termico con misuratore di portata ad ultrasuoni, iv) circolatore con valvole di intercettazione a monte e a valle, v) valvola di ritegno per evitare l'inversione del flusso, vi) un'ulteriore valvola di intercettazione prima dell'attacco d'ingresso del collettore.

### *2.5.6* Lavori di installazione del nuovo campo fotovoltaico PVT con supercondensatori presso il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E.

Sono descritte di seguito le fasi di installazione e posizionamento del nuovo campo fotovoltaico PVT integrato con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. esistente.
In particolare, si riporta di seguito le foto relative al posizionamento della cabina prefabbricata e della relativa vasca di fondazione.

**Figura 57: Trasporto cabina e vasca di fondazione prima dell'installazione.**

**Figura 58: Movimentazione con gru della cabina e della vasca di fondazione.**

**Figura 59: Operazioni di posizionamento della cabina sulla vasca di fondazione.**

Figura 60: Posizionamento della vasca di fondazione e della cabina nel sito di installazione.

Figura 61: Installazione della cabina completa con scala di accesso.

Il quadro elettrico generale (QE3) della nuova cabina è stato dimensionato e posizionato come indicato negli schemi di Figura 39 e Figura 46; si riporta di seguito la foto del quadro QE3 installato all'interno della cabina.

**Figura 62: Quadro elettrico QE_3 installato all'interno della cabina 3.**

Nella nuova cabina 3 è stato installato il nuovo sistema di accumulo a supercondensatori e l'inverter ibrido connesso all'impianto fotovoltaico PVT. I quattro supercondensatori sono stati posizionati su due file da due moduli ciascuna come indicato nello schema di Figura 63.

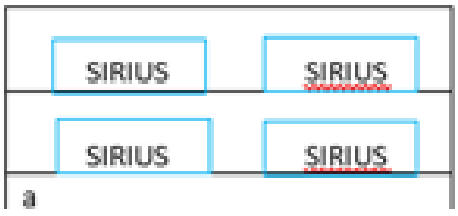



**Figura 63: Posizionamento dei 4 supercondensatori.**

L'inverter ibrido è stato fissato alla parete della cabina e cablato con il quadro di sezionamento stringa e con il suo smart meter come da foto di seguito riportate.

**Figura 64: Inverter ibrido installato nella nuova cabina. A sinistra il quadro di sezionamento stringhe e a destra il quadro contenente lo smart meter dell'inverter ibrido.**

Utilizzando le misure dello smart meter l'inverter ibrido, funzionando in modalità "smart grid", regola automaticamente la potenza prelevata e immessa dai supercondensatori per compensare la differenza tra produzione fotovoltaica e carico con l'obiettivo di annullare lo scambio con la rete.
Si riporta in Figura 65 la foto con il cablaggio dello smart meter ad inserzione diretta sulle tre fasi. Nella stessa figura si mostra anche la connessione dell'inverter ibrido al banco di SC.

**Figura 65: Foto di dettaglio del cablaggio ad inserzione diretta dello smart meter connesso all'inverter ibrido e foto del collegamento dell'inverter ibrido con un banco di supercondensatori.**

È stato effettuato il setup dell'inverter in prima accensione, garantendo il corretto riconoscimento dei supercondensatori. Per le prime prove l'inverter è stato collegato ad un solo banco di SC. Nella cabina 3 è stato installato anche il modulo PLC (Figura 66) per le funzionalità del sistema di controllo implementate per asservire le nuove integrazioni all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.

Figura 66: Quadro elettrico contenente il modulo PLC installato in Cabina 3

L'installazione dei moduli termo-fotovoltaici è stata eseguita su terreno pianeggiante prospicente l'edificio F83: per la posa, come riportato nelle seguenti foto, è stato utilizzato un sistema di supporto costituito da zavorre in calcestruzzo che permettono di posizionare i moduli con una inclinazione di 30°; la struttura di fissaggio svolge quindi sia la funzione di supporto che di ancoraggio. I moduli PVT sono agganciati sul supporto tramite graffa terminale e/o centrale attraverso delle viti M8 avvitate nella boccola annegata nel getto di supporto.

Figura 67: Zavorra scelta per il supporto dell'impianto PVT.

Nelle seguenti foto si riportano le fasi e i dettagli di installazione della sezione termica dei 20 moduli PVT.

Figura 68: Impianto PVT con zavorre e pannelli in fase di installazione.

Seguendo lo schema di connessione elettrico (Figura 36) e termico (Figura 50), i moduli PVT sono stati posizionati come indicato nelle seguenti figure.
In particolare, dalle foto di Figura 69 e Figura 70 si può osservare come è stata realizzata la connessione idraulica tra il gruppo di moduli PVT collegati in serie e come ogni serie di 4 moduli viene allacciata alla condotta principale di mandata e ritorno.

Figura 69: Vista posteriore dell'impianto PVT ultimato.

Sono state realizzate le connessioni in serie dei pannelli e, dunque, in parallelo delle cinque serie realizzate, seguendo lo schema sopra illustrato.

**Figura 70: Dettaglio della connessione in serie tra i moduli PVT.**

Figura 71: Dettaglio della connessione al circuito di mandata e ritorno tra due serie di moduli PVT.

Figura 72: Dettaglio del disaeratore in ottone installato sul circuito di ritorno.

Figura 73: Vista frontale dell'impianto PVT ultimato.

Si riportano di seguito i dettagli del gruppo circolatore – vaso di espansione installati nel circuito solare dell'impianto PVT.

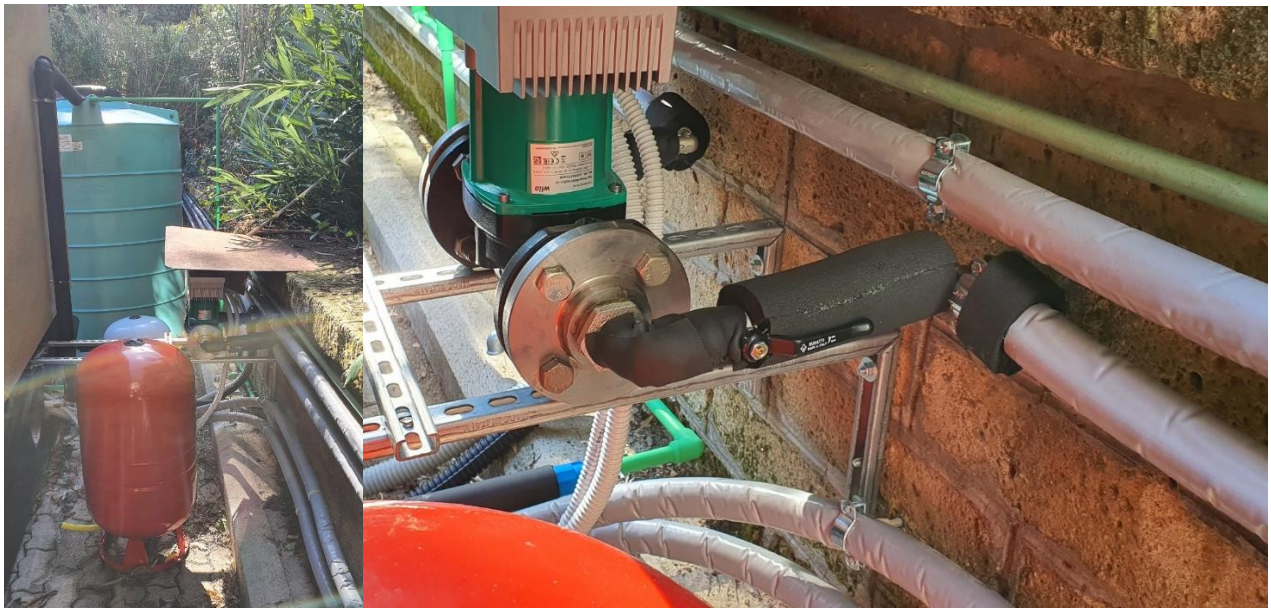


Figura 74: Dettaglio dell'installazione del circolatore nel circuito di ritorno dal campo PVT.

Il circuito idraulico costituito dal tubo in multistrato isolato da ¾" è stato connesso allo scambiatore dell'accumulo da 1000 litri per ACS del sistema S.A.P.I.EN.T.E. come indicato in Figura 75. Come si può osservare dalla stessa figura, nello stesso circuito è stato installato un energy meter costituito da un misuratore di portata a ultrasuoni e da due PT 500 per la misura dell'energia termica fornita dal campo PVT.

Figura 75: Dettaglio della connessione del campo PVT all'accumulo ACS.

## 2.6 Progettazione connessione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. all'edificio F83

Come previsto dalla programmazione della linea di attività, nell'annualità in oggetto, per verificare le prestazioni del sistema ibrido sperimentale a servizio di un'utenza reale, è stata eseguita la progettazione esecutiva della connessione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. ad una parte dell'edificio uffici F83 ubicato a pochi metri dallo stesso impianto.
In particolare si riporta nei seguenti paragrafi: i) la descrizione delle caratteristiche edilizie e impiantistiche dell'Edificio F83, ii) la simulazione termica dell'edifico F83 per quale sezione possa essere climatizzata con la pompa di calore dell'impianto sperimentale S.A.P.I.EN.T.E., iii) la progettazione della connessione termica dell'impianto sperimentale all'edificio F83.

### 2.6.1 Caratteristiche edilizie e impiantistiche dell'edificio uffici F83

Come riportato nella foto aerea di Figura 76, l'edifico individuato per la connessione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E., si trova a pochi metri dalla cabina 2 dove, come descritto nell'introduzione, è presente la sezione termica del sistema ibrido sperimentale (pompa di calore, accumuli caldo/freddo, accumuli ACS). L'intervento in progetto riguarda principalmente la posa della tubazione indicata in Figura 76 e i relativi accessori (es. valvole motorizzate) per collegare i sistemi di accumulo termico, presenti in cabina 2, con il sistema di distribuzione dell'edificio uffici.

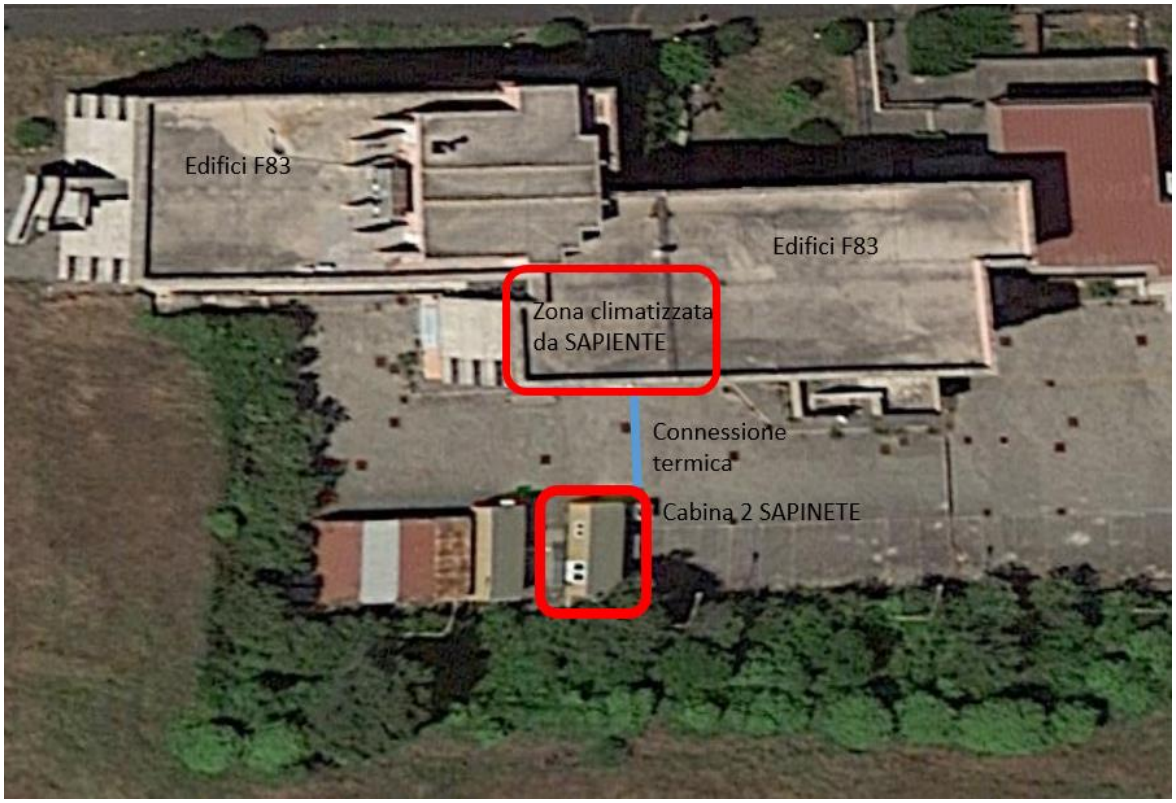



**Figura 76: Foto aerea con individuazione dell'area di intervento per la connessione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. all'edificio uffici.**

In particolare, in fase di progettazione è stato analizzato nel dettaglio il sistema di distribuzione dell'impianto di riscaldamento e condizionamento esistente al fine di individuare la sezione più idonea per essere connessa all'impianto termico sperimentale di S.A.P.I.EN.T.E.
Per la scelta del punto di connessione sono stati valutati: i) la vicinanza alla cabina 2 per ridurre al minimo le predite termiche e ridurre le opere di scavo del pavimento carrabile che separa l'impianto dall'edificio, ii) la facilità di connessione idraulica con l'impianto esistente per ridurre al minimo gli interventi di sezionamento

delle tubazioni esistenti iii) la facilità di commutare l'alimentazione dell'impianto esistente da S.A.P.I.EN.T.E. alla centrale termica di edificio, iv) il carico termico della sezione dell'edificio riscaldata, v) la facilità di verificare le condizioni di confort degli ambienti riscaldati dall'impianto sperimentale.
L'edificio per uffici, la cui planimetria del piano tipo è riportata in Figura 77, è costituito da due blocchi principali, simmetrici rispetto ad una sezione centrale; l'edificio presenta tre livelli fuori terra aventi ciascuno una superficie di circa 900 mq e una altezza interpiano pari a circa 3 m.
Si riportano nella seguente tabella le caratteristiche principali dell'impianto di riscaldamento e raffrescamento esistente dell'edificio.

**Tabella 13: Principali caratteristiche impianto termico edificio uffici.**

| | | |
|---|---|---|
| Riscaldamento: caldaia a gas | 200 | kW |
| Raffrescamento: gruppo frigo | 280 | kW |
| Trattamento Aria: UTA | 5500 | mc/h |
| Trattamento Aria: UTA | 6500 | mc/h |
| Sistema di emissione | fancoil | |
| Sistema di regolazione temperatura | termostato ambiente | |
| Potenza singolo fancoil (60°C/50°C) | 3,96 | kW |
| Portata nominale singolo fancoil (riscaldamento) | 681,58 | kg/h |
| Potenza fancoil raffrescamento (Delta T 5°C) | 1,50 | kW |
| Portata nominale singolo fancoil (raffrescamento) | 258,18 | kg/h |

Il sistema di distribuzione dell'energia termica è realizzato da colonne montanti esterne (DN 100) con le quali viene alimentano il circuito dei ventilconvettori presenti nei singoli ambienti.
Per facilitare l'allaccio del nuovo impianto termico alla rete dell'edificio sono state individuate le colonne montanti prossime alla cabina 2 del sistema S.A.P.I.EN.T.E. e le relative potenze termiche installate dei ventilconvettori serviti dalle stesse colonne montanti.

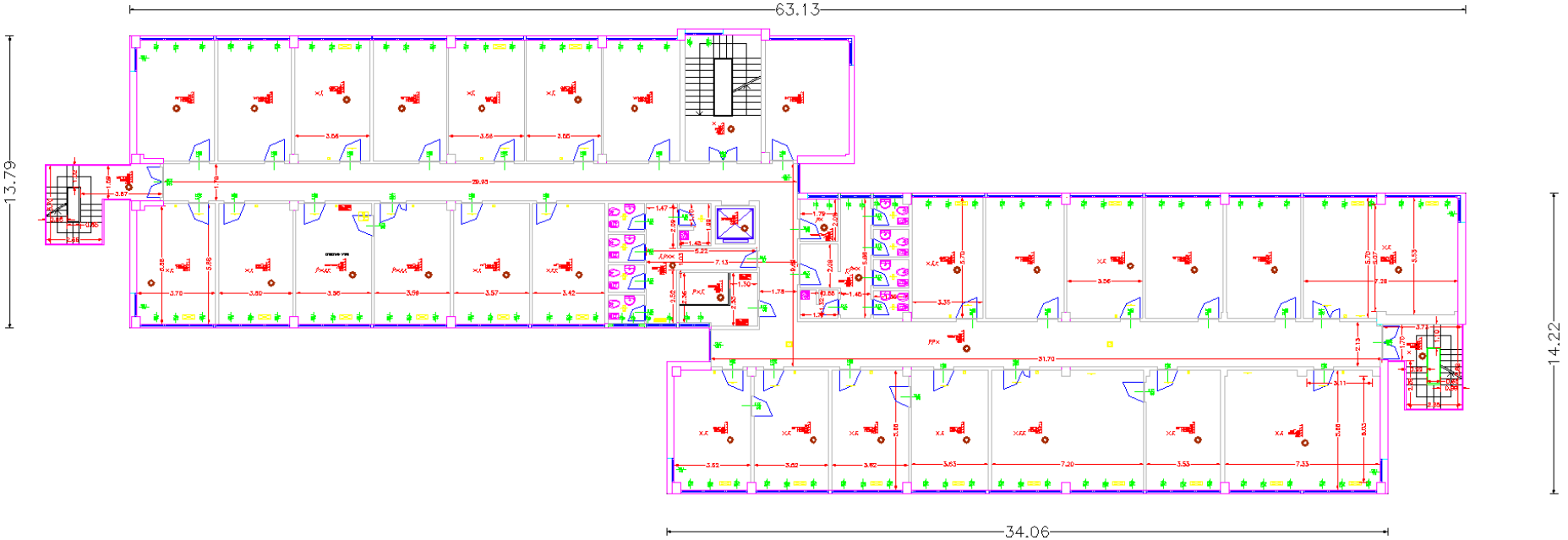



**Figura 77: Piano tipo edificio uffici connesso alla sezione termica del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. – quote esterne in metri.**

Per la scelta della connessione termica ottimale dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. con l'edificio uffici, si riporta di seguito il dettaglio della planimetria del sito con indicazione della posizione della cabina 2 (contenente la sezione termica dell'impianto sperimentale) rispetto alla parete a sud dell'Edificio F83 sulla quale sono collocate alcune delle colonne montanti dell'impianto termico.

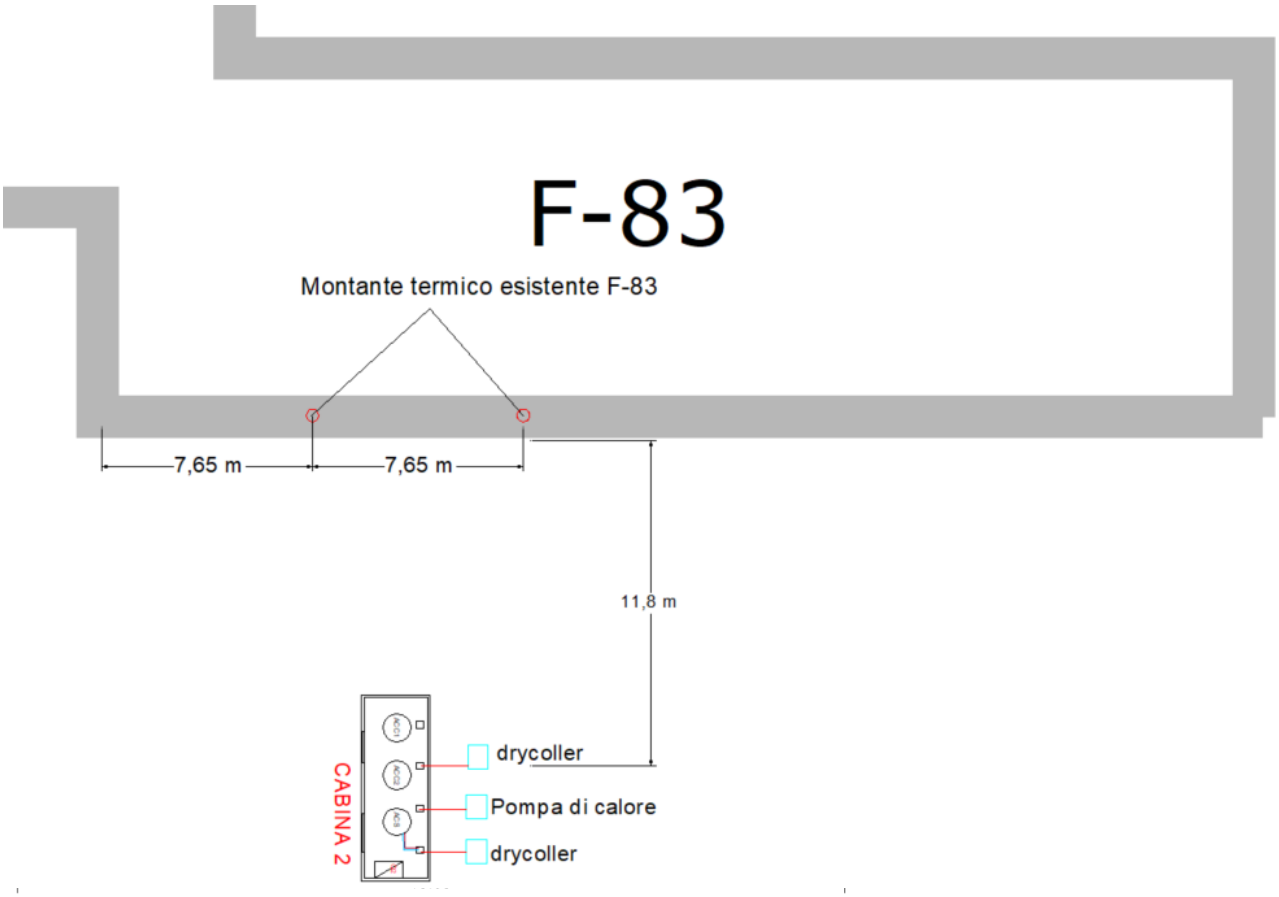



**Figura 79: Dettaglio colonne montanti e sistema di emissione – parete edificio prossima all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.**

Nella seguente tabella si riportano i calcoli della potenza totale servita da ciascuna delle due colonne.

**Tabella 14: Caratteristiche ventilconvettori serviti dalle colonne montanti e potenza totale installata**

| | Piano terra | | Piano primo | | Piano secondo | | Potenza tot riscaldamento della colonna [kW] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | N°fancoil | Potenza riscal [kW] | N°fancoil | Potenza riscal [kW] | N°fancoil | Potenza riscal [kW] | |
| Colonna 1 | 3 | 11,88 | 3 | 11,88 | 3 | 11,88 | **35,64** |
| Colonna 2 | 2 | 7,92 | 2 | 7,92 | 2 | 7,92 | **23,76** |

Dalle caratteristiche riportate in Tabella 14 si può osservare che la totale potenza termica della colonna 1 è pari a circa 36 kW prossima alla potenza nominale della pompa di calore riportata in Tabella 1.
Per verificare l'effettivo carico termico annuale, la sezione dell'edificio servita dal montante termico 1 è stata modellizzata con il software di simulazione dinamica: ODESSE (Optimal DESign for Smart Energy) [9], sviluppato da ENEA nelle precedenti annualità del programma di Ricerca di Sistema Elettrico.
Si riportano di seguito i dati di input utilizzati per la simulazione dinamica della parte di edificio climatizzata con la colonna montante 1.

Tabella 15: Caratteristiche sezione edificio servito dal montante termico 1.

| | | |
|---|---|---|
| Altezza edificio | 10 | m |
| N° piani | 3 | |
| N° Uffici per piano | 3 | |
| N° fancoil per montante | 9 | |
| Sup. media ufficio | 20,164 | $m^2$ |
| Lunghezza media ufficio | 5,68 | m |
| Larghezza media ufficio | 3,55 | m |
| Sup. media piano tipo | 60,492 | $m^2$ |
| Sup. med. tot. riscaldata | 181,476 | $m^2$ |
| Superficie singolo vetro | 0,882 | $m^2$ |
| Altezza singolo vetro | 1,05 | m |
| Larghezza singolo vetro | 0,84 | m |
| Superficie singolo telaio | 0,3024 | $m^2$ |
| Sup.opaca giac. 0° (Sud) | **111,5** | **$m^2$** |
| Sup. vetrata Giac. 0° (Sud) | 23,814 | $m^2$ |
| Sup. telaio. Giac. 0° (Sud) | 8,1648 | $m^2$ |
| Sup. opaca 90° (Ovest) | 62,7 | $m^2$ |
| Sup. vetrata Ovest | 2,646 | $m^2$ |
| Sup. telaio. Ovest | 0,9072 | $m^2$ |

I dati generali relativi al sito e alle caratteristiche geometriche dell'edifico simulato sono riportate nell'interfaccia utente del simulatore ODESSE come di seguito indicato.

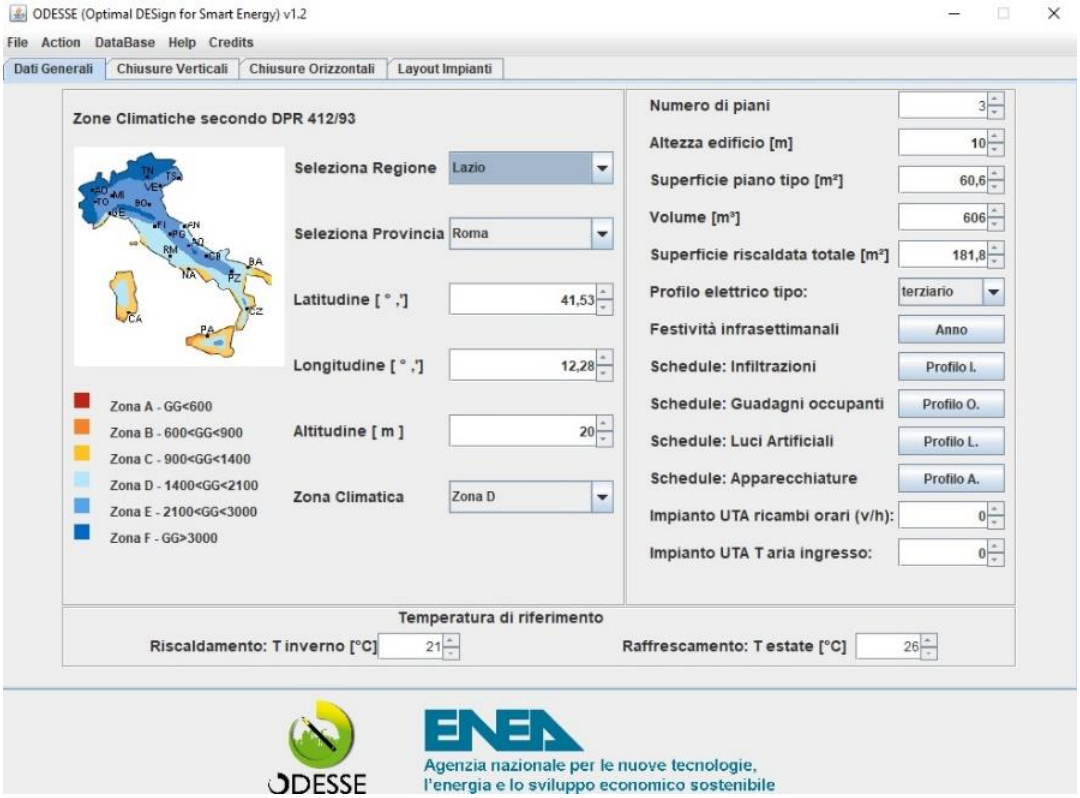


Figura 80: Interfaccia utente "Dati Generali" della sezione dell'edificio F83 simulato.

In Figura 141 sono riportate le caratteristiche termofisiche delle chiusure verticali opache e delle chiusure vetrate della sezione dell'edificio simulata.

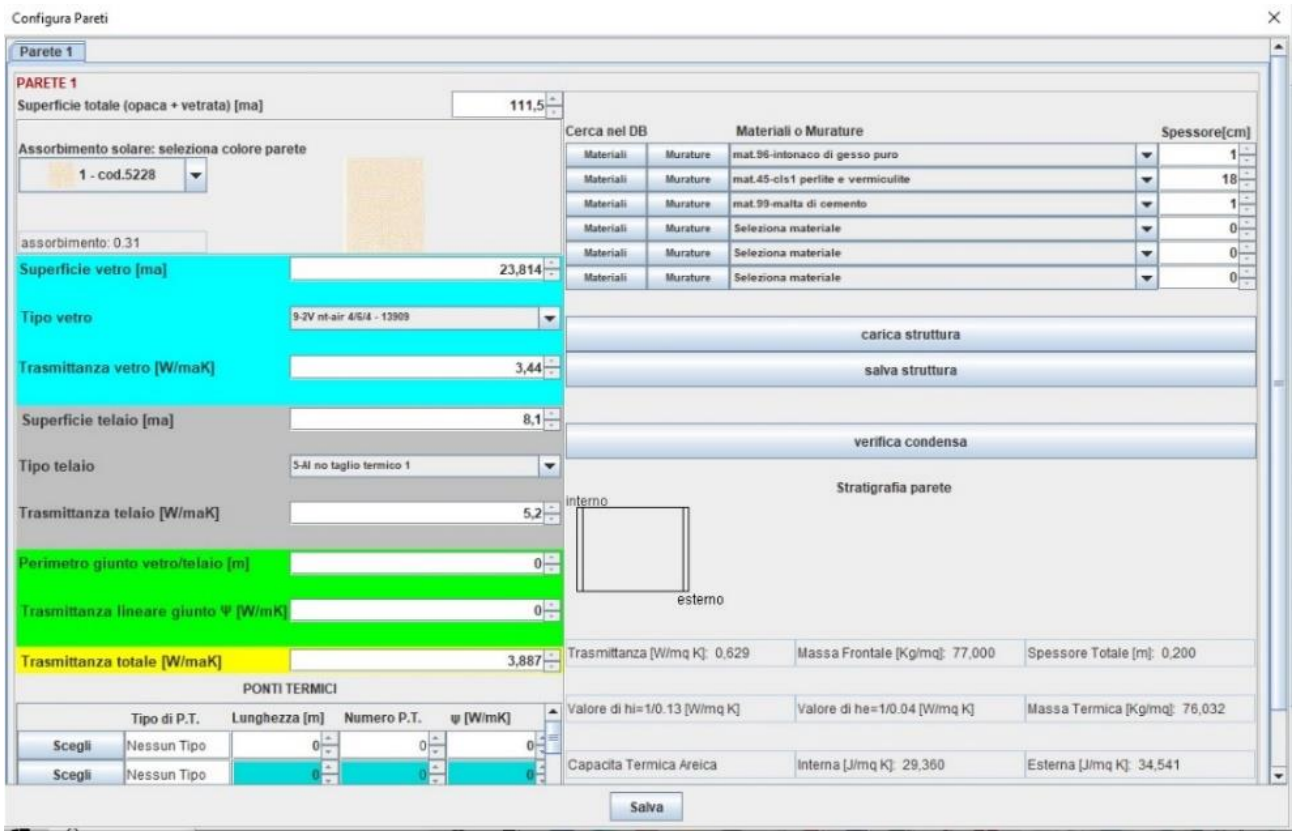



**Figura 81: Finestra di "Configurazione delle pareti" dell'interfaccia ODESSE**

La principale parete della zona simulata ha una giacitura a 0° (verso Sud) e presenta una superficie totale di circa 111 mq, uno spessore di circa 20 cm e una trasmittanza di 0,63 W/m$^2$K; la superficie vetrata ha una incidenza di circa il 20% della totale parete a sud ed è realizzata con doppio vetro e telaio in alluminio, no a taglio termico, con trasmittanza complessiva 3,88 W/m$^2$K.
Per la simulazione dell'impianto termico è stato scelto un sistema tradizionale come indicato nell'interfaccia di Figura 82 costituito da caldaia e da gruppo frigo. L'attivazione giornaliera dell'impianto simulato è stabilita con uno schedule giornaliero indicato dall'interfaccia di Figura 83; come si evince da quest'ultima gli impianti vengono attivati nelle ore lavorative dalle 5:00 alle 18:00 solo nei giorni feriali.

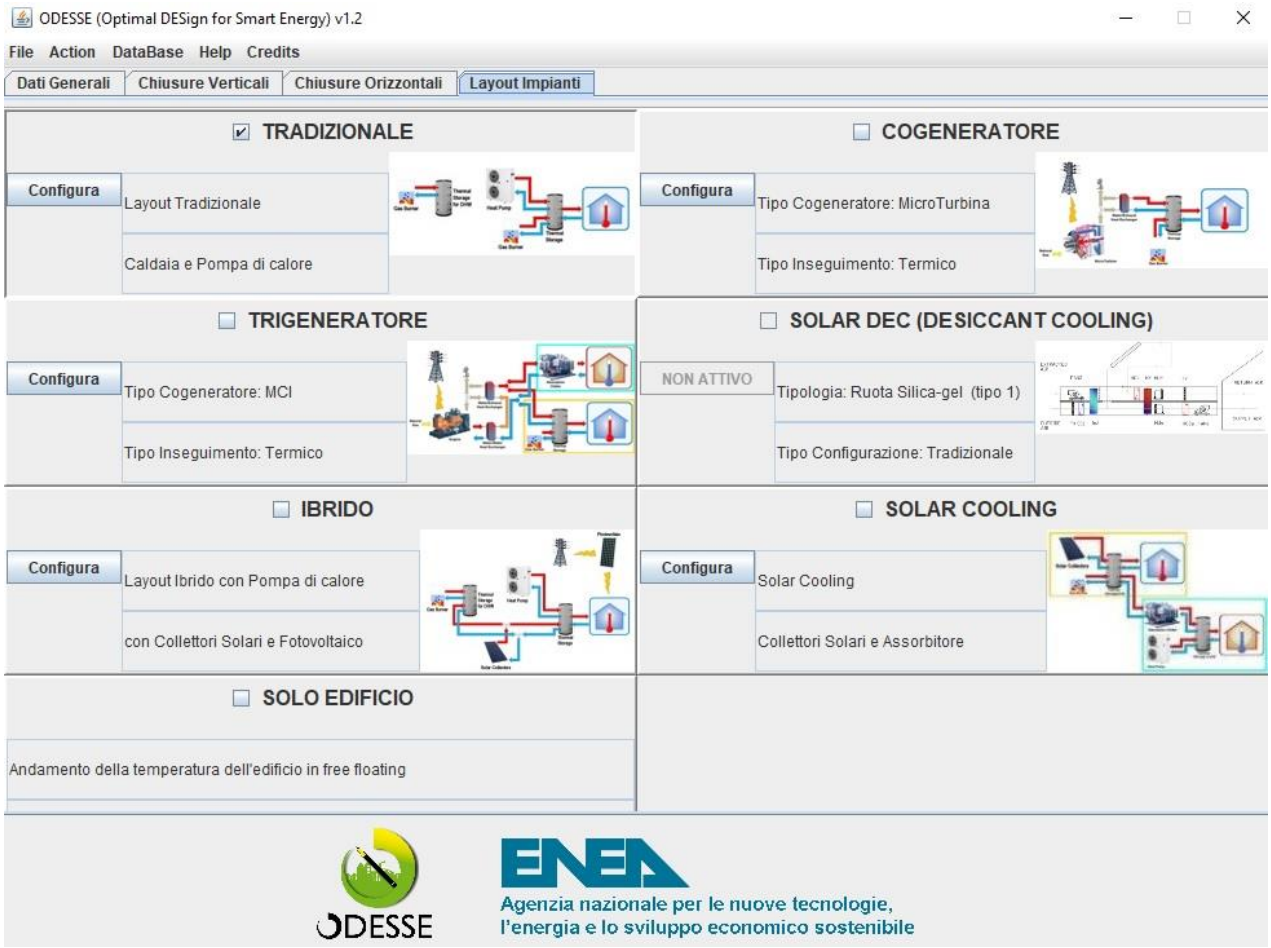



**Figura 82: Finestra "Layout Impianti" dell'interfaccia utente di ODESSE.**

**Figura 83: Finestra per l'impostazione dello schedule di funzionamento dell'impianto.**

Nei grafici riportai di seguito vengono mostrati alcuni dettagli dei risultati di simulazione dell'edificio relativi all'andamento annuale del carico termico (invernale ed estivo) e al dettaglio per tre del mese di gennaio.

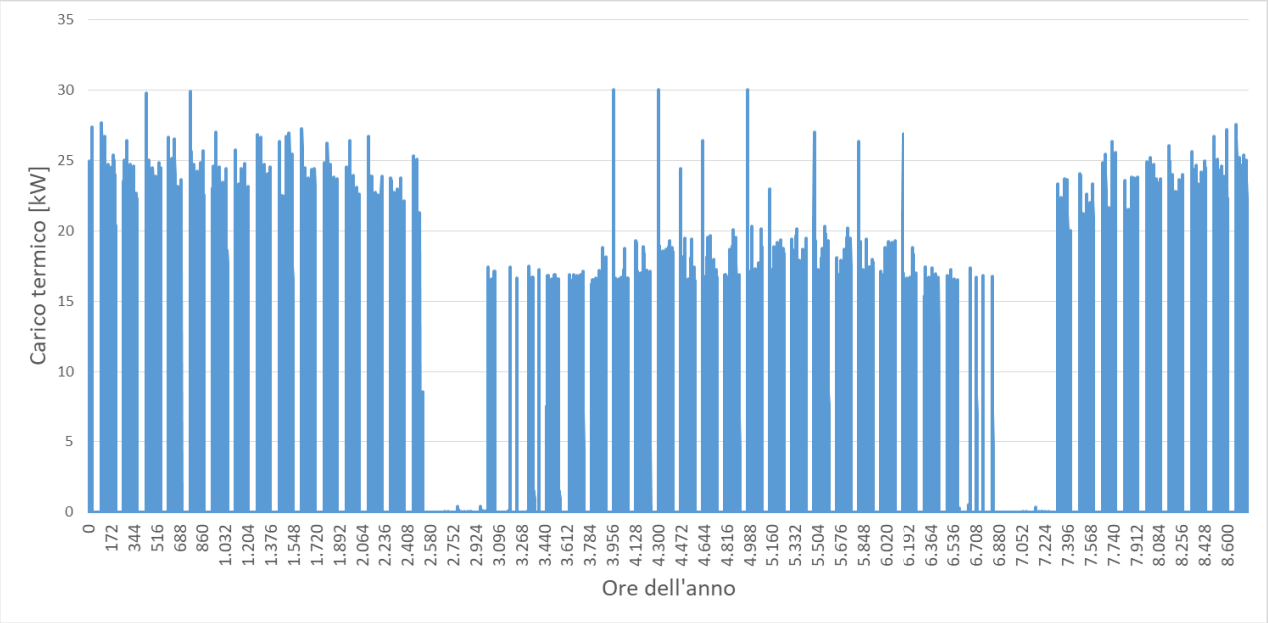



**Figura 84: Risultati di simulazione sezione edificio F83 - Carico termico annuale invernale ed estivo.**

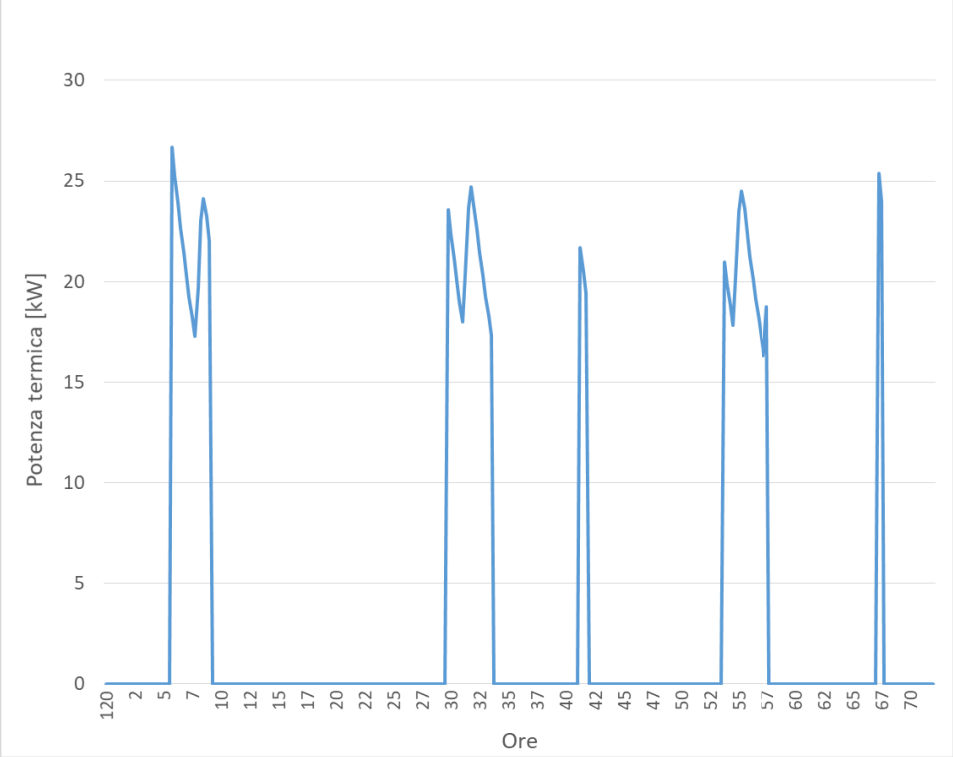



**Figura 85: Risultati di simulazione edificio F83: dettaglio andamento carico termico per tre giorni del mese di Gennaio.**

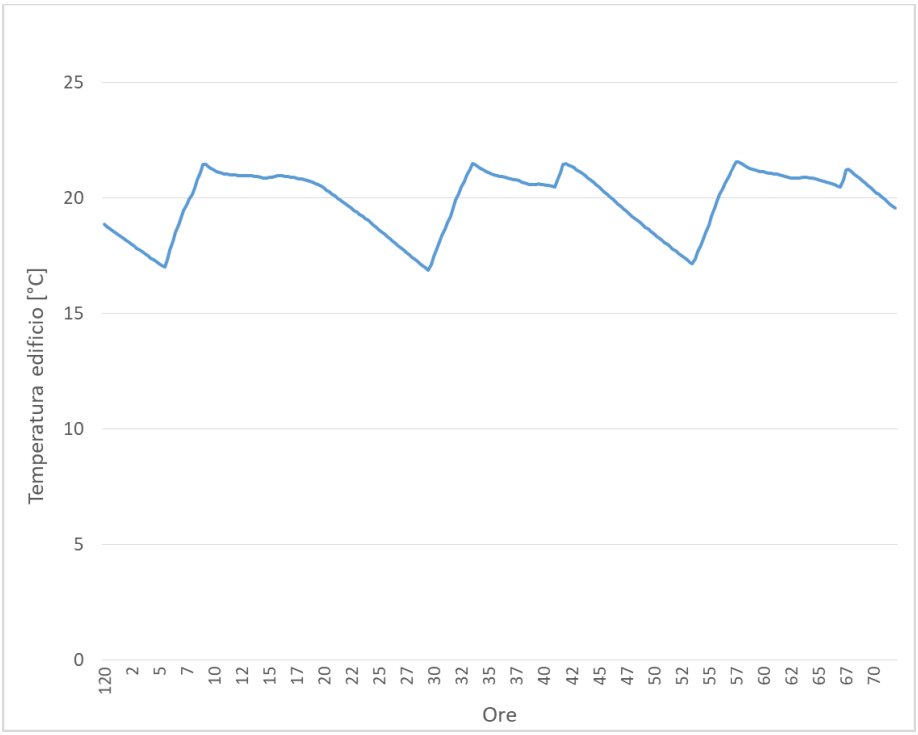



**Figura 86: Risultati di simulazione edificio F83: Dettaglio andamento temperatura ambiente per tre giorni del mese di Gennaio.**

Dal dettaglio dei risultati di simulazione si può osservare come la potenza di picco sia inferiore alla potenza installata dei ventilconvettori grazie all'esposizione a sud della principale parate esterna e all'importante superficie finestrata che comporta un elevato guadagno da irraggiamento solare nelle ore centrali della giornata.

I risultati di simulazione confermano la possibilità di alimentare dalla sezione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. gli uffici connessi al montante termico 1, come riportato nello schema di Figura 79, per tale motivo è stato dimensionato il circuito per la connessione idraulica tra i due impianti.

Come da schema riportato in Figura 87, la connessione tra i due impianti viene effettuata sezionando il circuito del dry cooler di cabina 2 e il montante termico 1 in corrispondenza della dorsale principale proveniente dalla centrale termica di edificio.

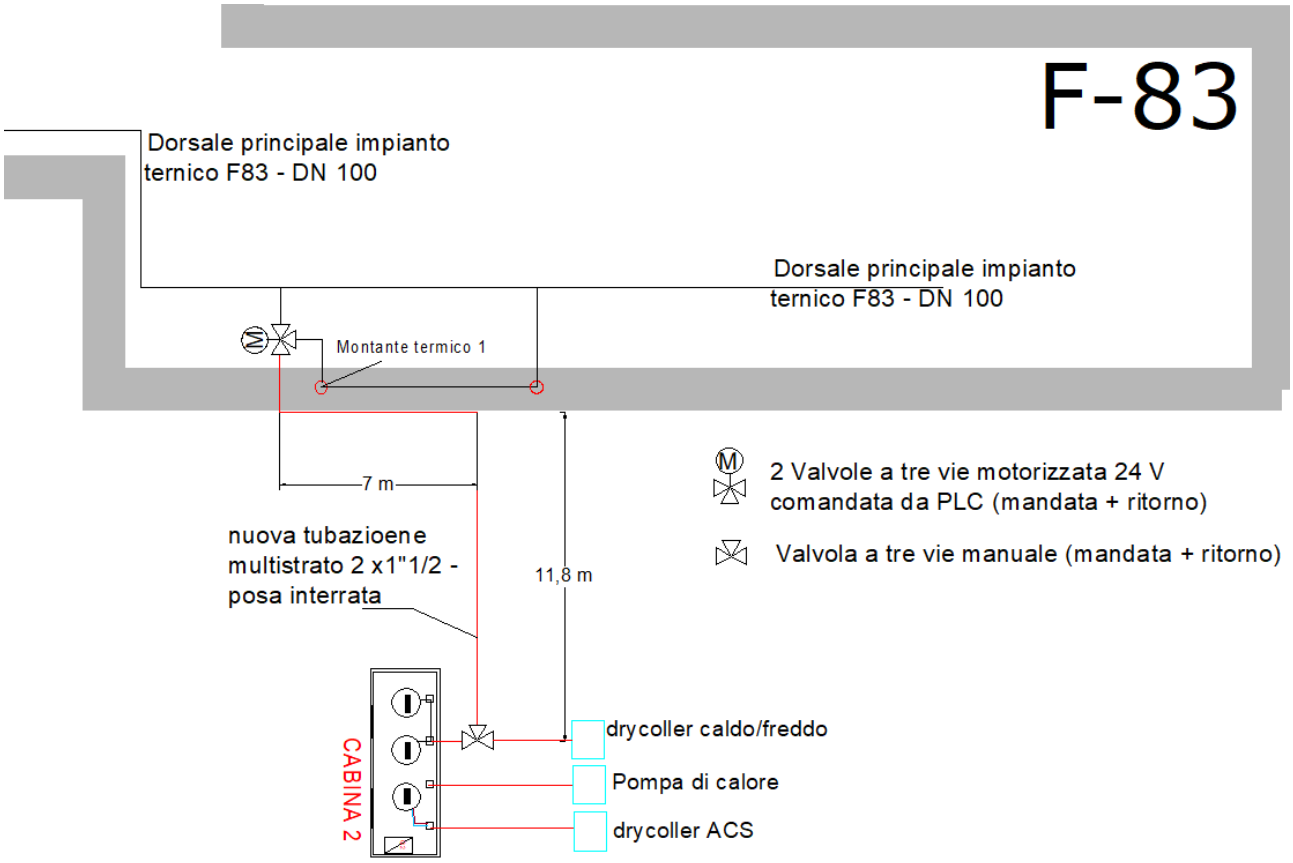



**Figura 87: Planimetria con schema connessione impianto termico S.A.P.I.EN.T.E. – montante termico edificio F83.**

Il circuito dei dry cooler, viene sezionato installando nella tubazione di mandata e ritorno una valvola a tre vie del tipo manuale con la quale l'alimentazione viene deviata verso l'edificio.
Nell'edificio viene sezionata la derivazione dalla dorsale termica installando una valvola a tre vie del tipo motorizzata per commutare da PLC l'alimentazione della colonna montante dalla dorsale principale all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.; l'attuatore della valvola è alimentato a 24 V è comunica con il PLC del sistema sperimentale con un segnale analogico 0-10 V.
Per il dimensionamento della tubazione e la scelta del circolatore sono state calcolate: i) le perdite di carico nell'impianto termico preesistente di cabina 2, ii) le perdite di carico nel circuito termico dell'edificio, iii le predite di carico nella tubazione di connessione tra l'impianto termico di S.A.P.I.EN.T.E. e la colonna montante dell'edificio, iv) le perdite di carico nella tubazione da 4" della colonna montante, v) le perdite localizzate nei fancoil ottenute da schede tecniche.
Per il calcolo delle perdite distribuite è stata considerata la portata nominale dei singoli fancoil moltiplicata per il numero degli stessi.

**Tabella 16: Calcoli di verifica idraulica del circuito di connessione dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E. al montante termico dell'edificio F83.**

| *Circuito dry cooler preesistente* | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Componente** | **Portata** [lt/h] | **Lunghezza** [m] | **D.N.** [mm] | **D.int.** [mm] | **Vel.** [m/s] | **Dp distr.** [kPa] | **Δp loc.** [kPa] | **Δp gravitazionale** [kPa] |
| Perdite distribuite mandata | 4320 | 7.90 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | 2.60 | | -19.12 |
| Perdite distribuite ritorno | 4320 | 9.67 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | 3.18 | | 3.92 |
| Allargamenti mandata | 4320 | 3.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 1.37 | |
| Restringimenti mandata | 4320 | 0.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.00 | |
| Allargamenti ritorno | 4320 | 0.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.00 | |
| Restringimenti ritorno | 4320 | 3.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.68 | |
| Curve mandata | 4320 | 7.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 3.19 | |
| Curve ritorno | 4320 | 6.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 2.73 | |
| Valvole a sfera mandata | 4320 | 2.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.18 | |
| Valvole a sfera ritorno | 4320 | 2.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.18 | |
| Valvola di regolazione a globo | 4320 | 1.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 2.99 | |
| Valvole a tre vie mandata | 4320 | 2.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 7.29 | |
| Valvole a tre vie ritorno | 4320 | 0.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.00 | |
| Confluenze a t mandata | 4320 | 0.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.00 | |
| Confluenze a t ritorno | 4320 | 1.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 1.37 | |
| Valvole di ritegno | 4320 | 1.00 | **1"1/2** | **40.0** | 0.95 | | 0.46 | |
| *circuito connessione idraulica al montante termico dell' F-83* | | | | | | | | |
| Valvola a tre vie mandata | 4320 | 1.00 | **2"** | **60.3** | 0.42 | | 0.71 | |
| Confluenze a t ritorno | 4320 | 1.00 | **2"** | **60.3** | 0.42 | | 0.26 | |
| Perdite distribuite mandata | 4320 | 22.50 | **2"** | **60.3** | 0.42 | 0.95 | | |
| Perdite distribuite ritorno | 4320 | 22.50 | **2"** | **60.3** | 0.42 | 0.95 | | |
| Curve mandata | 4320 | 3.00 | **2"** | **60.3** | 0.42 | | 0.26 | |
| Curve ritorno | 4320 | 3.00 | **2"** | **60.3** | 0.42 | | 0.26 | |
| Perdita colonna montante mandata | 4320 | 9.00 | **4"** | **114.3** | 0.12 | 0.02 | | |
| Perdita colonna montante ritorno | 4320 | 9.00 | **4"** | **114.3** | 0.12 | 0.02 | | |
| Perdite localizzate fancoils | 4320 | 9.00 | | | | | 54.60 | |
| Perdite circuito di distribuzione | 1440 | 30.00 | | **33.7** | 0.45 | 2.98 | | |

| | **Incrostazioni e corrosioni** maggiorazione 15 % **Incremento per glicole fino a -12 °C** maggiorazione 10 % | | |
|---|---|---|---|
| | **Δp tot.** [kPa] | **Δp tot.** [m] | **Δp tot.+incrementi** [m] |
| Circuito dry cooler (esistente) | 11.02 | 1.12 | 1.42 |
| Circuito connessione F-83 | 61.01 | 6.22 | 7.87 |
| TOT | 72.03 | 7.35 | 9.29 |

Dalla Tabella 16 si può osservare come la perdita totale del circuito idraulico è paria 72 kPa con una prevalenza complessiva pari a circa 9,3 m. Per il dimensionamento della condotta di connessione tra l'impianto sperimentale e l'edificio è stata scelta una tubazione da un 1"1/2 del tipo multistrato.
Il punto di lavoro può essere soddisfatto dagli attuali circolatori già installati a valle degli accumuli termici lato dry cooler la cui caratteristica è riportata in Figura 88.

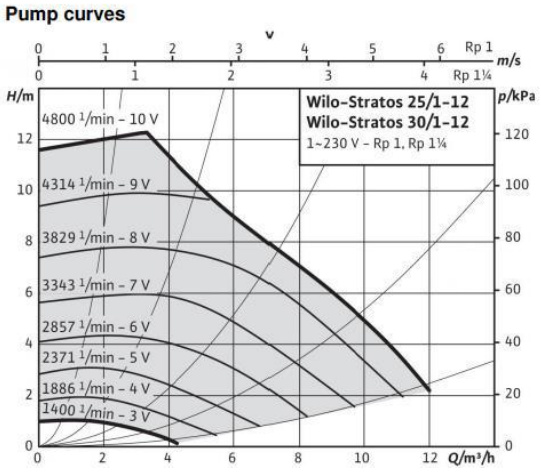



**Figura 88 Caratteristica del circolatore esistente nel circuito degli accumuli inerziali.**

Dalla caratteristica di Figura 88 si evince come il circolatore ad una portata di 4 mc/h garantisce una prevalenza di circa 11 m, garantendo il punto di lavoro individuato per il circuito di connessione all'edificio uffici.

# 3 Prove sperimentali con il sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. in configurazione microcomunità energetica e logiche demand-response

## *3.1 Descrizione degli aggiornamenti apportati all'interfaccia web per gestire la nuova configurazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.*

Il web server del sistema di controllo dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E, nella presente linea di attività è stato sottoposto ad un'operazione di upgrade per consentire la gestione dei nuovi impianti, descritti nelle precedenti sezioni, e l'implementazione di i) nuove logiche che massimizzano l'autoconsumo attraverso l'inseguimento della produzione elettrica del fotovoltaico locale, ii) nuove logiche del tipo demand-response applicate ai profili di carico termico ed elettrico, iii) nuove logiche per la gestione della connessione termica con l'edificio F83.

### *3.1.1* Interfaccia gestione Pompa di calore

Di seguito si riporta l'interfaccia web per la gestione della pompa di calore prima degli aggiornamenti effettuati in questa annualità.

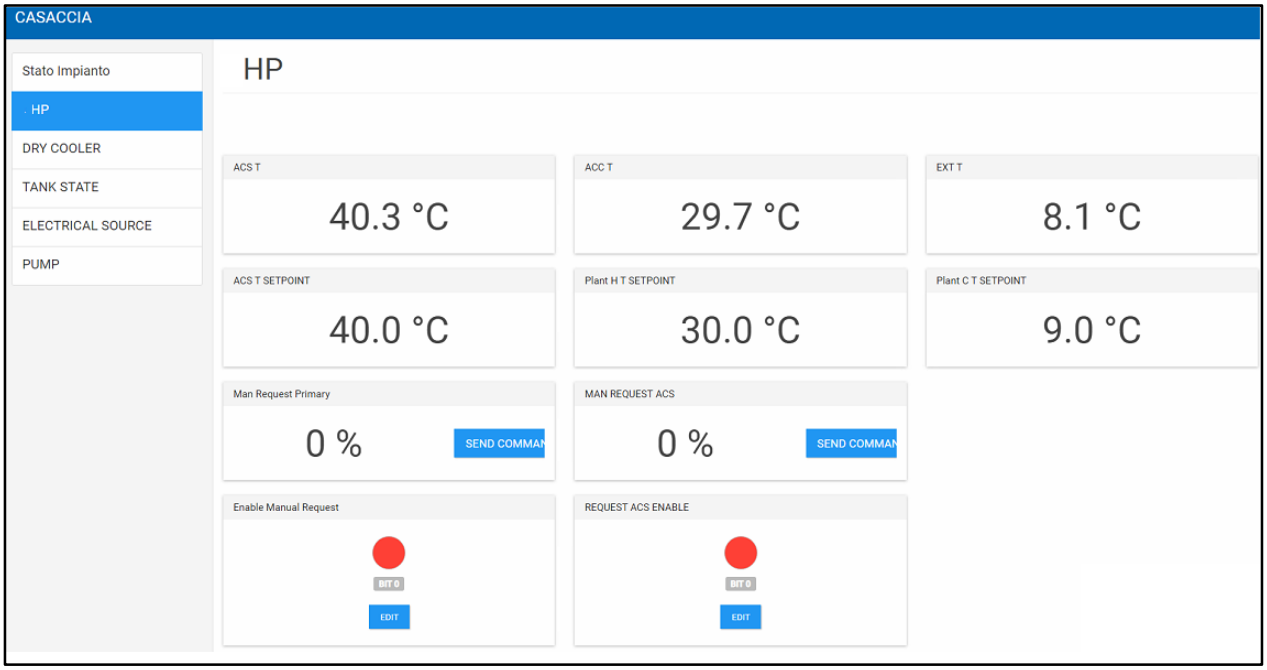



**Figura 89: Interfaccia per il monitoraggio e controllo della pompa di calore prima dell'upgrade.**

L'interfaccia web di Figura 89 è stata estesa con nuove funzionalità per consentire una gestione completa della pompa di calore e del compressore al fine di poter provare da remoto nuove logiche di controllo che ottimizzano l'autoconsumo e l'autosufficienza nel contesto della microcomunità energetica condominiale. Si riporta in Figura 90 lo screenshot della nuova interfaccia web del sistema S.A.P.I.EN.T.E. con la descrizione delle principali nuove funzioni.

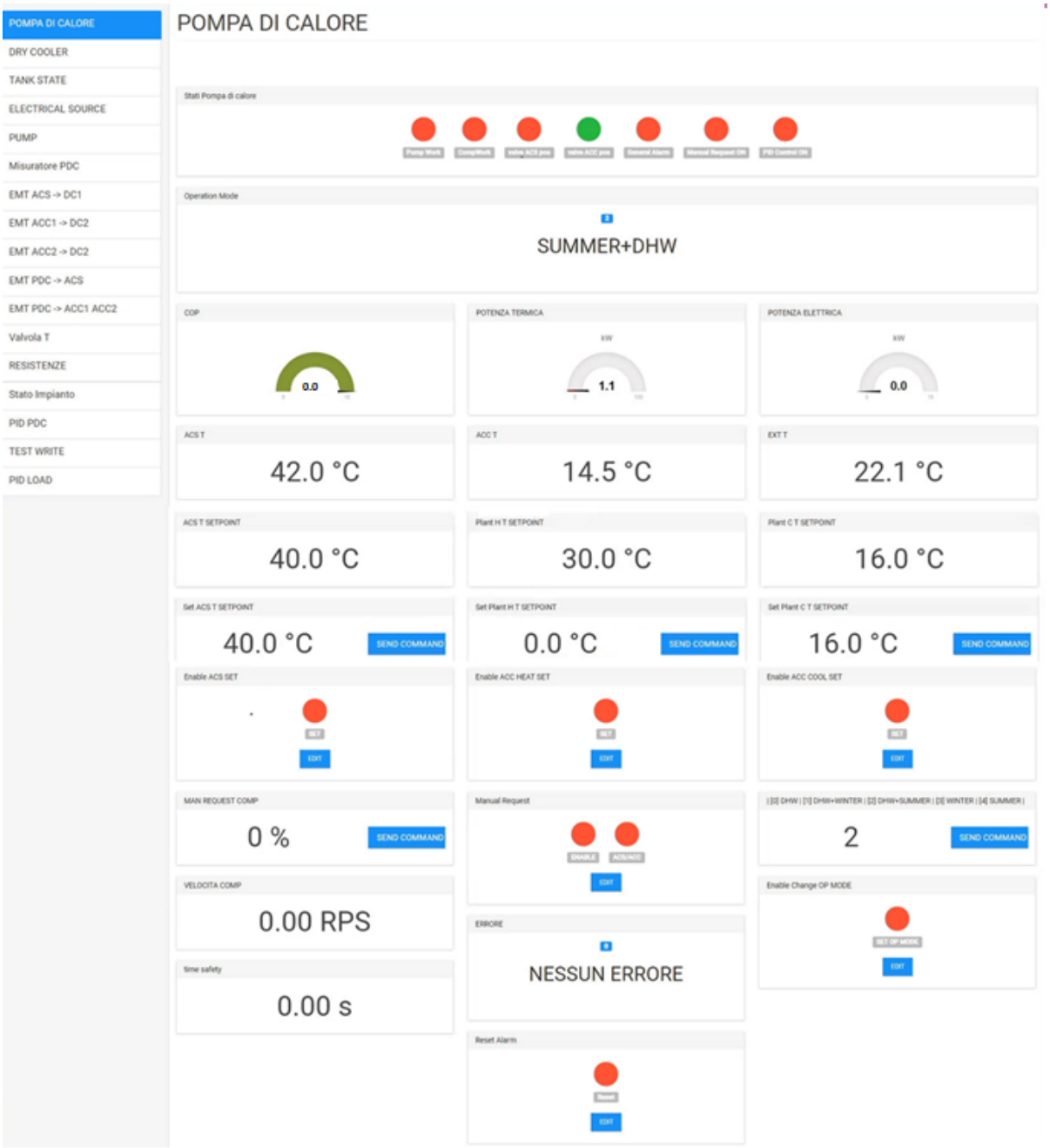



**Figura 90: Schermata del web server relativa alla pompa di calore.**

Stati pompa di calore -verde=ON / rosso=OFF

Indicano lo stato di funzionamento della pompa di calore e dei suoi componenti in funzione delle condizioni di lavoro e dei settaggi effettuati dall'utente nelle altre pagine.

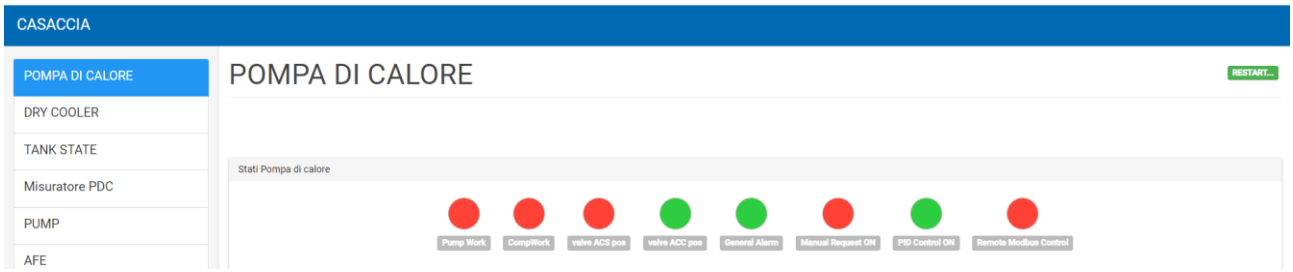



**Figura 91: Dettaglio interfaccia web – stato pompa di calore.**

- Pump work – stato di attivazione circolatore acqua della pompa di calore.
- CompWork – stato di funzionamento del compressore della pompa di calore.
- Valve ACS position / Valve ACC position – Indicazione sull'utenza servita dalla pompa di calore (ACS o accumulo caldo/freddo).
- General alarm - Segnalazione di allarme generico (e.g. malfunzionamento pompa di calore). L'allarme specifico è riportato nel riquadro "Errore". La segnalazione di allarme può essere resettata tramite il comando sotto "Reset alarm".
- Manual request ON – Indicazione dello stato della modalità di controllo manuale (se è attivo il punto di funzionamento del compressore viene impostato manualmente con una apposita interfaccia).
- PID Control ON – Indicazione dello stato della modalità di controllo del compressore tramite PID.
- Remote Modbus control: se è attivo, il controllo della pompa di calore da parte del PLC viene bypassato e ceduto ai segnali generati da un sistema esterno inviati tramite protocollo Modbus su TCP/IP.

Se non sono attivati né la modalità di controllo manuale né quella tramite PID, la pompa lavora con la propria logica di controllo ad inseguimento termico.
Quest'ultima si basa, come indicato in Figura 92, sull'impostazione dei set-point di temperatura per ACS (riquadro "SET ACS T SETPOINT") e accumulo caldo/freddo (rispettivamente SET PLANT H T SETPOINT e SET PLANT C T SETPOINT); le temperature di set-point scelte vengono confermate mediante i comandi presenti nei riquadri "Enable ACS/ACC HEAT/ACC COOL Set". Lo stato attuale della temperatura esterna e degli accumuli è mostrato nei riquadri EXT T, ACS T e ACC T.

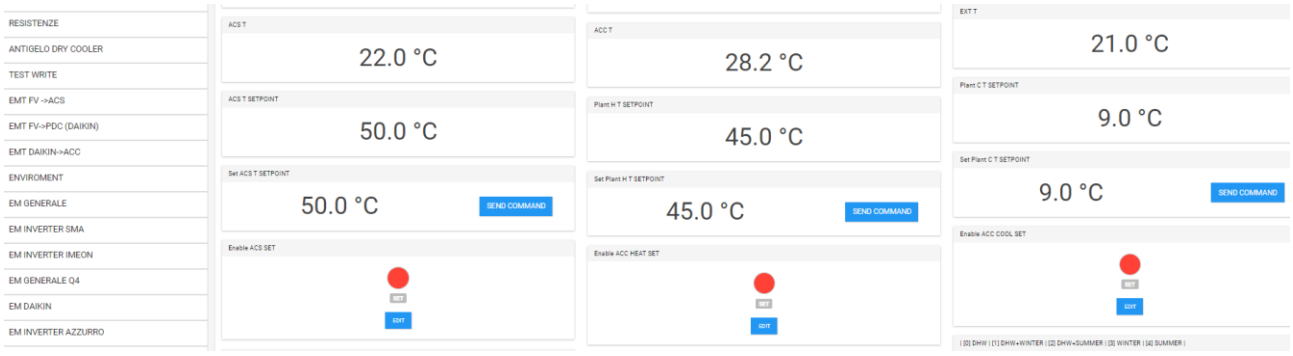



**Figura 92: Dettaglio interfaccia web pompa di calore – impostazione set-point temperatura ACS e caldo/freddo.**

Operation mode

Indica la modalità operativa (riscaldamento, condizionamento, acqua calda sanitaria) impostata per la pompa di calore tramite il comando dedicato riportato nell'interfaccia pompa di calore: [0] ACS, [1] inverno + ACS, [2] estate + ACS, [3] inverno, [4] estate.

Manual request

Permette di: i) impostare manualmente il valore percentuale corrispondente al punto di funzionamento del compressore della pompa di calore, ii) scegliere se alimentare l'accumulo di ACS o l'accumulo caldo/freddo.

Altri parametri

L'interfaccia mostra parametri della pompa di calore come la potenza termica emessa, la potenza elettrica assorbita e il relativo Coefficient Of Perfomance (COP). Inoltre, è visualizzata la velocità del compressore espressa in routes per second (rps).

Il riquadro Time Safety mostra lo stato di avanzamento del timer di sicurezza preimpostato in fabbrica che serve a preservare il compressore nel caso di eventuali continue ripartenze.

### *3.1.2* Interfaccia PID per controllo automatico della pompa di calore

Per modulare in modo automatico l'assorbimento elettrico della pompa di calore con una logica che consente di inseguire la potenza elettrica istantanea del fotovoltaico locale (logica "inseguimento fotovoltaico") è stato sviluppato e implementato nel web server un controllore PID (Proporzionale-Integrativo-Derivativo). Come indicato nello schema funzionale di Figura 93, al PID viene inviata via Modbus la misura della potenza istantanea prodotta dal fotovoltaico da 11,4 kWp e la potenza assorbita dalla pompa di calore; la differenza tra le due misure (errore) viene processato dall'azione proporzionale e dall'azione integrale del PID, generando un segnale in uscita (Xout) da 0% al 100% con il quale viene modulato il numero di giri del compressore variandone la potenza elettrica assorbita fino ad annullare la differenza con la potenza prodotta del FV.

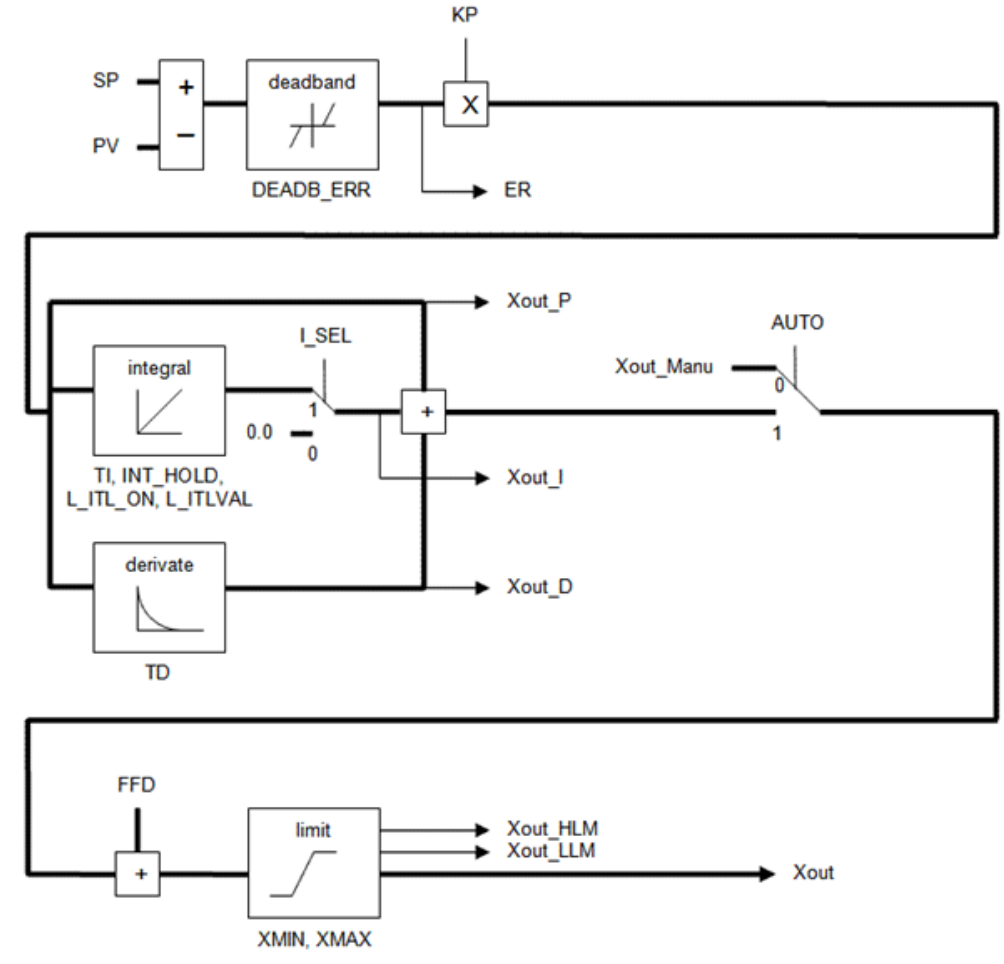



**Figura 93: Schema funzionale del controllore PID implementato nel web server di S.A.P.I.EN.T.E.**

Si riporta in Figura 94 la pagina web completa del controllo PID.

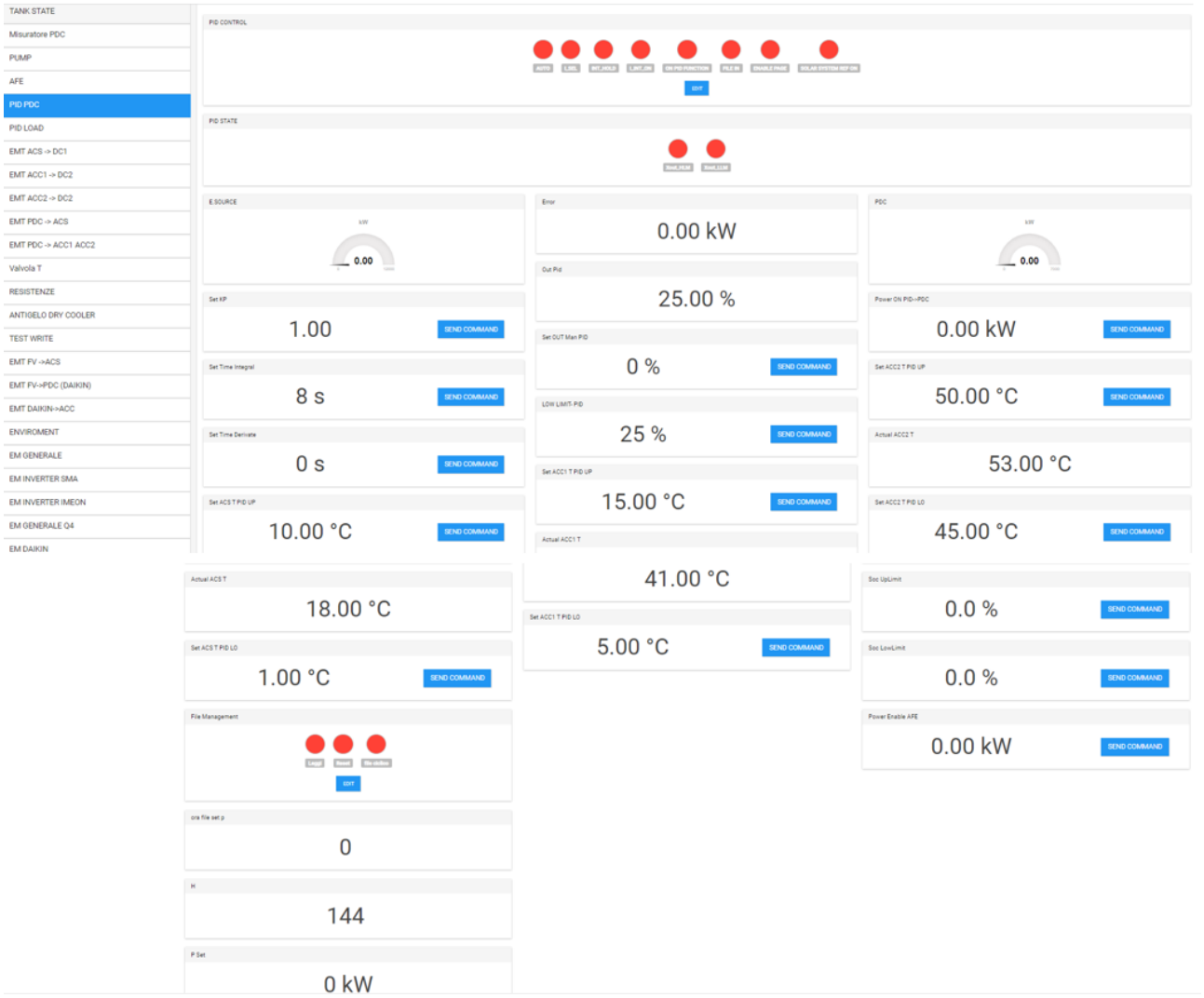



**Figura 94: Schermata del web server relativa al controllo tramite PID della pompa di calore.**

Nel pannello “PID Control” della pagina PID (dettaglio riportato in Figura 95) è possibile abilitare le seguenti funzioni:

- On PID Function attiva il PID
- I_SEL attiva l’azione integrale
- INT_HOLD ferma l’integrazione lasciando un valore costante
- I_INT_ON resetta il registro di integrazione.

La funzione PID è abilitata anche dall’attivazione del controllo AUTO, viceversa l’output del PID segue l’impostazione manuale costante nel riquadro “Set OUT Man PID”.
Il pannello “PID State” indica i livelli di saturazione (in %) dell’uscita del PID al limite inferiore e superiore.

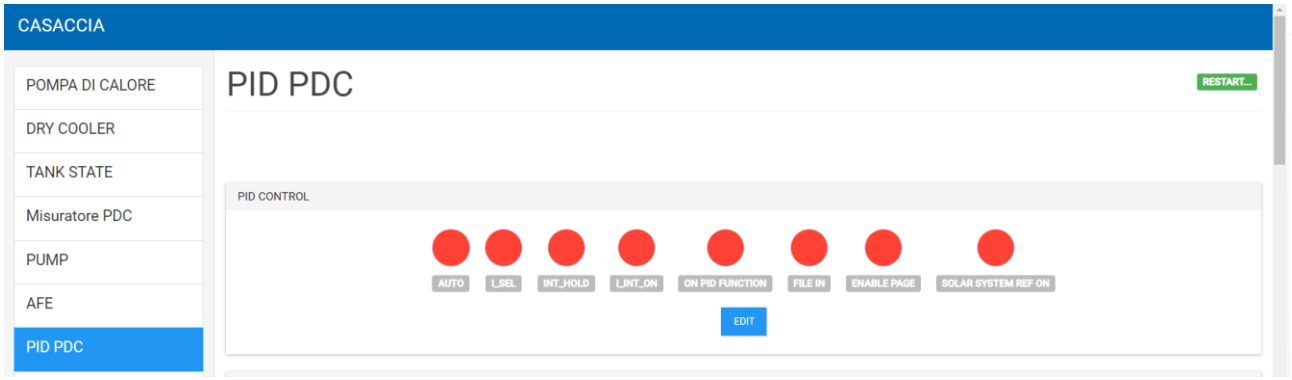



Figura 95: Web server PID - Dettaglio pannello PID Control.

Per rendere quando più stabile possibile il controllo del numero di giri del compressore e per limitare le sovra elongazioni rispetto alla variazione della potenza del FV da inseguire, l'utente con una serie di prove può ottimizzare la velocità con cui il PID adatta il segnale di uscita (Xout) modificando i valori della costante proporzionale (Set KP), il tempo di integrazione (set time Integral) e il tempo di derivazione (set time Derivate) riportate negli appositi pannelli della pagina web come riportato nel dettaglio di Figura 96.

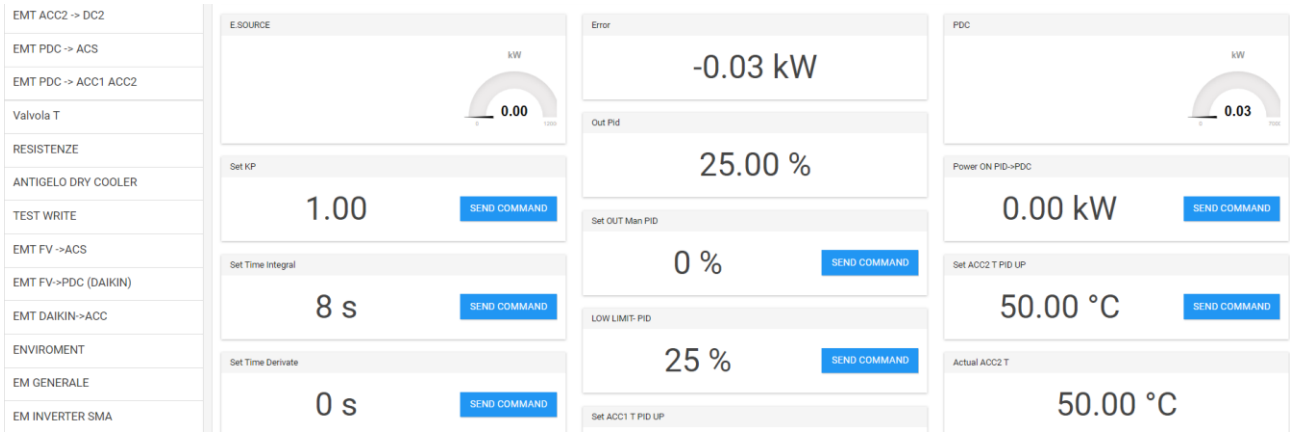



Figura 96: Web server - dettaglio pagina PID PDC.

Per visualizzare in tempo reale l'azione del PID sul compressore della pompa di calore, l'interfaccia, come indicato in Figura 96, mostra: i) la potenza elettrica generata dal FV reale da 11,4kWp (E source) installato come descritto nei precedenti paragrafi, ii) la potenza assorbita dalla pompa di calore (PDC), iii) l'errore in termini di differenza tra i due valori menzionati (Error), iv) l'uscita del PID applicato al numero di giri del compressore.

Poiché, da prove effettuate, il compressore ha un valore minimo di modulazione del numero di giri sotto il quale la pompa di calore si spegne, è stata introdotta la possibilità di inserire una saturazione inferiore del PID (Low Limit PID) per evitare che la macchina si spenga per transitori di produzione del FV dovuti a nuvola passante; da prove effettuate questo valore è stato impostato pari a 25%.

Per provare come il PID e la modulazione del compressore possa rispondere alle diverse dinamiche di produzione della sorgente fotovoltaica (E source), è possibile sostituire la misura dell'impianto FV reale con un "profilo prova" letto dal web server da un file Excel; in questo modo è possibile riprodurre un qualsiasi profilo di potenza che si vuole testare con una a scansione temporale fino al secondo.

Per attivare la lettura del "profilo prova", viene abilitata la funzione "file in" nel pannello PID control di Figura 95 e il pannello "file management" il cui dettaglio è indicato in Figura 97; quest'ultimo oltre ad attivare la lettura del file Excel precaricato nel web server, indica in tempo reale il valore della potenza del FV emulato, l'orario reale e l'orario del successivo set-point di potenza.

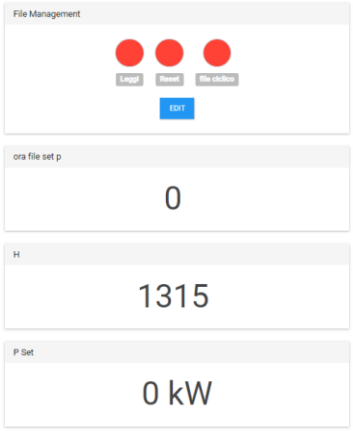



**Figura 97: Dettaglio web server PID – impostazione lettura file Excel per emulare profili di potenza FV.**

Tramite l'interfaccia è possibile impostare i set-point di temperatura inferiore e superiore relativi ai tre accumuli termici. Il sistema agirà sulla pompa di calore accumulando energia termica al fine di mantenere le temperature rilevate degli accumuli all'interno del range definito da tali set-point. Il sistema di default inizia ad accumulare energia termica nell'accumulo ACS per poi passare ad ACC1 e, quindi, ad ACC2. Quando tutti gli accumuli hanno raggiunto il set-point superiore, il PID si disattiva per riattivarsi quando uno degli accumuli scende sotto al relativo set-point inferiore.

### *3.1.3* Interfaccia PID LOAD

Una ulteriore metodologia che impiega una logica PID viene sfruttata anche lato utenza per l'inseguimento di profili di carico termico per riscaldamento e ACS. La schermata dell'interfaccia del controllo PID dei carichi termici è mostrata in Figura 98.

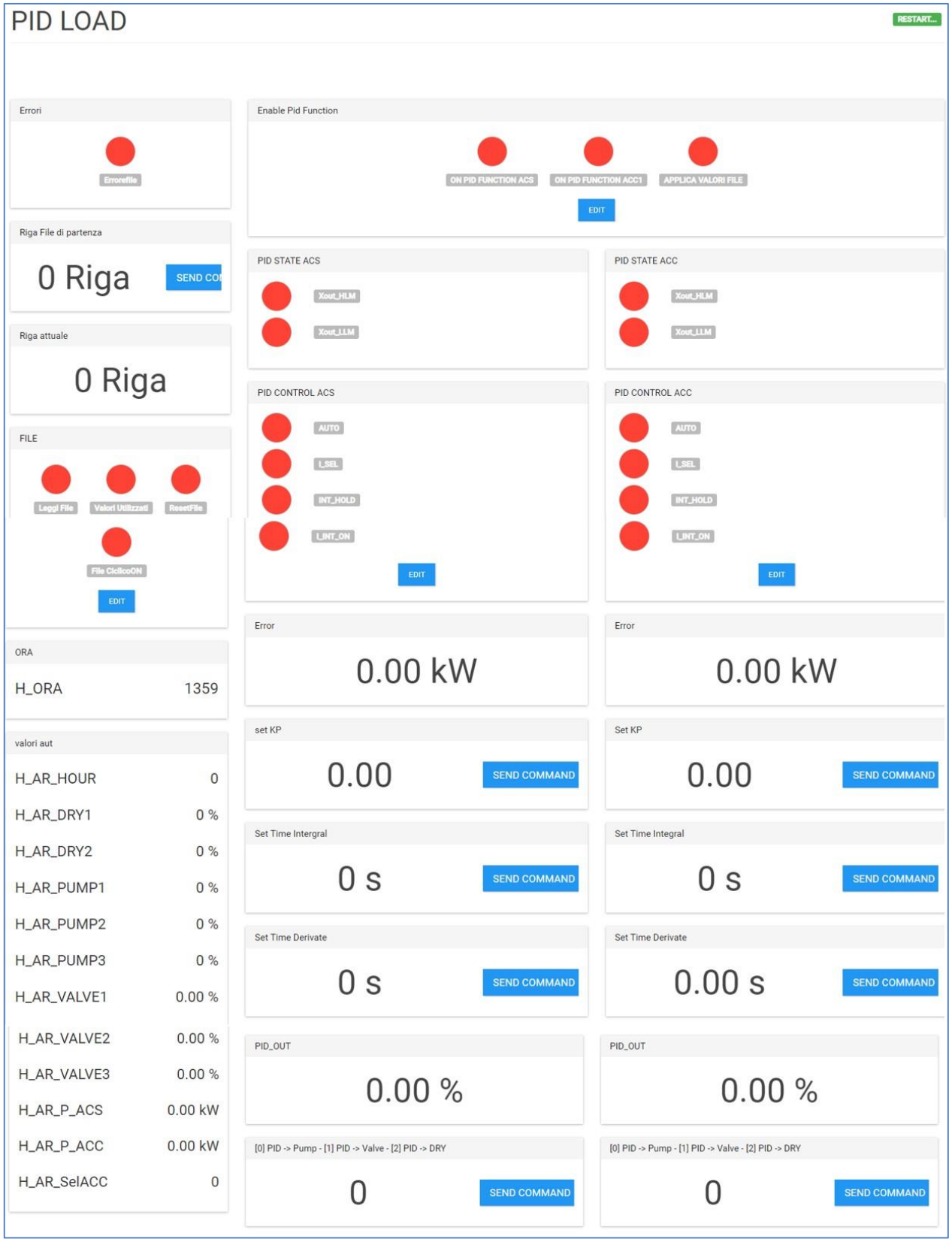



**Figura 98: Schermata del web server per impostare i parametri del controllore PID dei carichi termici.**

Tramite il riquadro FILE è possibile caricare un file .csv contenente una tabella che riporta i seguenti parametri:

- Ora: orario in cui vengono applicati i parametri;

- Dry1_ACS: percentuale di pilotaggio del dry cooler afferente al circuito ACS;
- Dry2_ACC: percentuale di pilotaggio del dry cooler afferente al circuito ACC;
- Pompa1_ACS: percentuale di pilotaggio del circolatore presente tra accumulo ACS e dry cooler ACS;
- Pompa2_ACC1: percentuale di pilotaggio del circolatore presente tra accumulo ACC1 e dry cooler ACC;
- Pompa3_ACC2: percentuale di pilotaggio del circolatore presente tra accumulo ACC2 e dry cooler ACC;
- V1_ACS: percentuale di pilotaggio della valvola presente tra accumulo ACS e dry cooler ACS;
- V2_ACC1: percentuale di pilotaggio della valvola presente tra accumulo ACC1 e dry cooler ACC;
- V3_ACC2: percentuale di pilotaggio della valvola presente tra accumulo ACC2 e dry cooler ACC;
- SelAcc1Acc2: selezione dell'accumulo caldo/freddo su cui agire;
- PT_ACS[kW]: carico termico ACS;
- PT_ACC[kW]: carico termico ACC.

Nel riquadro "Enable PID Function" è possibile abilitare la funzione PID applicata all'accumulo ACS (PID ACS) o applicata ai due accumuli termici (PID ACC).
Al pari del PID applicato alla pompa di calore, nei relativi riquadri "PID Control" è possibile abilitare l'azione integrale (I_SEL), fermare l'integrazione lasciando un valore costante (INT_HOLD) oppure resettare il registro di integrazione (I_INT_ON).
L'indicazione "PID State" indica i livelli di saturazione (in %) dell'uscita del PID al limite inferiore e superiore. I valori di KP, tempo di integrazione e tempo di derivazione possono essere impostati nei rispettivi riquadri (Set KP, Set Time Integral e Set Time Derivate).
Abilitando le funzioni PID ACS o ACC, si impone al PID di inseguire i valori di carico termico impostati nel file agendo su uno dei parametri (circolatore, valvola o dry cooler) che si può scegliere nei rispettivi riquadri "[0] PID -> Pump - [1] PID -> Valve - [2] PID -> DRY". Gli altri due parametri assumeranno i valori impostati nel file.
L'output del PID, il cu valore è riportato nel riquadro "PID_OUT", tenderà a compensare la differenza tra la potenza di carico impostata nel file e quella letta dai misuratori termici afferenti all'impianto S.A.P.I.EN.T.E.
Nel riquadro "Enable PID Function" è possibile, alternativamente, abilitare la funzionalità "Applica valori file". In tal caso, il PID non sarà in funzione e verranno applicati i valori relativi ai parametri circolatore, valvola o dry cooler presenti nel file. Infine, esiste l'opzione di impostare nell'interfaccia la lettura di una determinata riga del file (Riga File di partenza).

### *3.1.4* Interfaccia gestione resistenze elettriche

Il web server, come indicato in Figura 99, consente di attivare le resistenze elettriche installate in ciascuno dei tre accumuli termici del sistema S.A.P.I.EN.T.E. riportati in Figura 6. L'attivazione della resistenza, per un tempo limitato, consente di provare logiche che ottimizzano l'autoconsumo da FV quando la pompa di calore raggiunge la temperatura massima di funzionamento o più in generale nei casi in cui la produzione disponibile del FV eccede la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore.

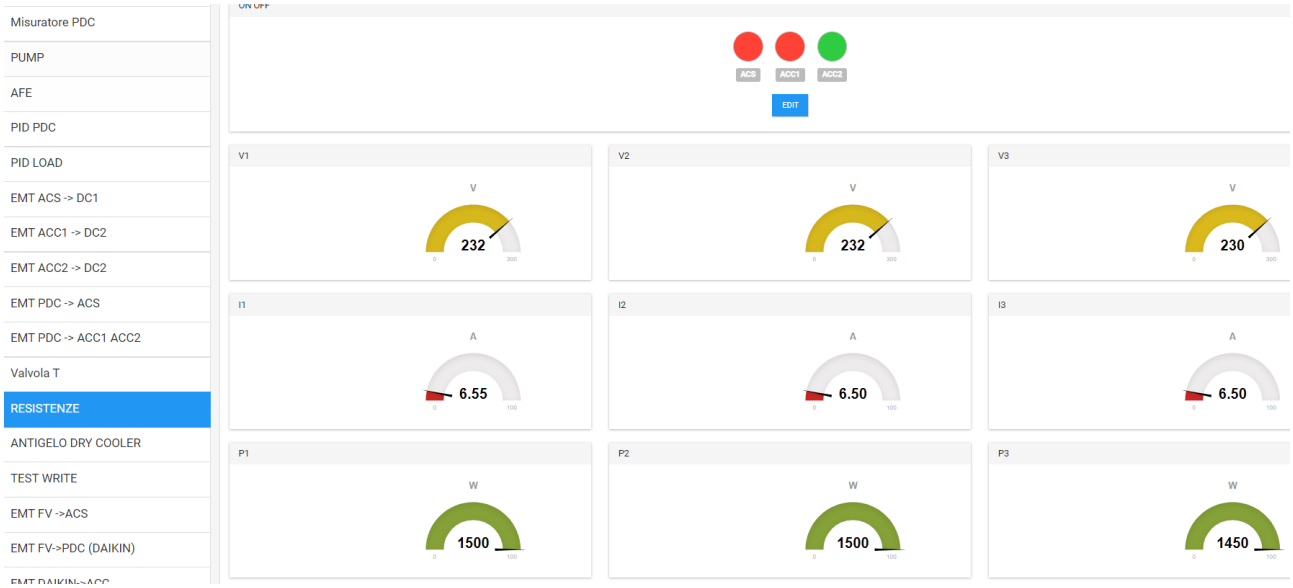



**Figura 99: Interfaccia Web server per gestire l'attivazione delle resistenze elettriche disposte nei tre accumuli termici del Sistema S.A.P.I.EN.T.E. .**

Per consentire un inseguimento modulare della produzione FV in eccesso, le tre resistenze vengono attivate separatamente con scalini da 1500 W per una potenza massima assorbita pari a 4500 W.

### *3.1.5* Interfaccia TEST WRITE

L'interfaccia Test Write, indicata in Figura 100, svolge le seguenti funzioni: i) permette di impostare l'intervallo di tempo con cui il PLC salva le misure delle prove sperimentali (Time Log) ii) permette di attivare manualmente il circolatore solare dell'impianto PVT da 6,4 kWp (20 moduli), iii) tramite il link Gestione File consente di accedere e scaricare i file giornalieri contenente le misure campionate, iv) dal link Gestione File inoltre è possibile caricare i file excel con i profili di produzione emulato de fotovoltaico letto dal PID PDC e il file con il profilo di carico termico emulato letto dal PID LOAD (Figura 101).

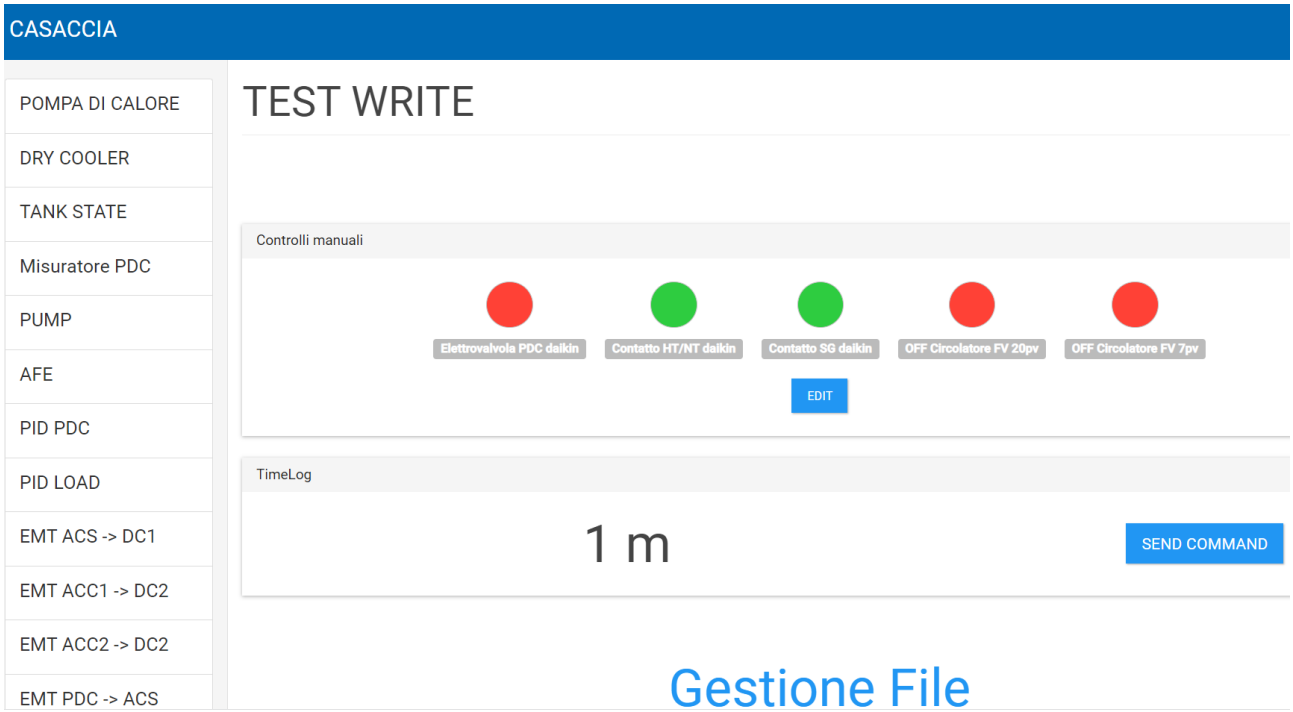



**Figura 100: Schermata dell'interfaccia Test Write.**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 20211225 | Folder | 25.12.21 17:40 | 0777 | root:root | |
| 20211226 | Folder | 26.12.21 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20211227 | Folder | 27.12.21 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20211228 | Folder | 28.12.21 17:44 | 0777 | root:root | |
| 20211229 | Folder | 29.12.21 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20211230 | Folder | 30.12.21 17:40 | 0777 | root:root | |
| 20211231 | Folder | 31.12.21 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220101 | Folder | 01.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220102 | Folder | 02.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220103 | Folder | 03.01.22 17:40 | 0777 | root:root | |
| 20220104 | Folder | 04.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220105 | Folder | 05.01.22 17:40 | 0777 | root:root | |
| 20220106 | Folder | 06.01.22 17:40 | 0777 | root:root | |
| 20220107 | Folder | 07.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220108 | Folder | 08.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220109 | Folder | 09.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220110 | Folder | 10.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220111 | Folder | 11.01.22 17:54 | 0777 | root:root | |
| 20220112 | Folder | 12.01.22 17:42 | 0777 | root:root | |
| 20220113 | Folder | 14.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220114 | Folder | 14.01.22 17:41 | 0777 | root:root | |
| 20220118 | Folder | 18.01.22 17:39 | 0777 | root:root | |
| 20220119 | Folder | 20.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220120 | Folder | 21.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220121 | Folder | 22.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220122 | Folder | 23.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220123 | Folder | 24.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220124 | Folder | 25.01.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| 20220201 | Folder | 01.02.22 01:08 | 0777 | root:root | |
| 20220202 | Folder | 03.02.22 01:00 | 0777 | root:root | |
| EneaConfigSapiente | Folder | 28.01.22 18:23 | 0777 | root:root | |
| log1 | Folder | 30.01.20 19:01 | 0777 | root:root | |
| System Volume Information | Folder | 20.12.19 14:04 | 0777 | root:root | |

Full size: 0 B, files: 0, folders: 403

**Figura 101: Schermata interfaccia di gestione file con la memorizzazione delle misure giornaliere e la cartella con i profili di produzione e carico letti dal PID**

## 3.2 Risultati delle prove sperimentali condotte con il sistema Ibrido S.A.P.I.EN.T.E.: applicazione della logica inseguimento fotovoltaico alla pompa di calore

Al fine di definire con maggiore dettaglio le prove sperimentale condotte durante questa linea di attività, si riporta di seguito lo schema funzionale della sezione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. con indicazione dei principali componenti gestiti dal sistema di controllo durante il funzionamento.

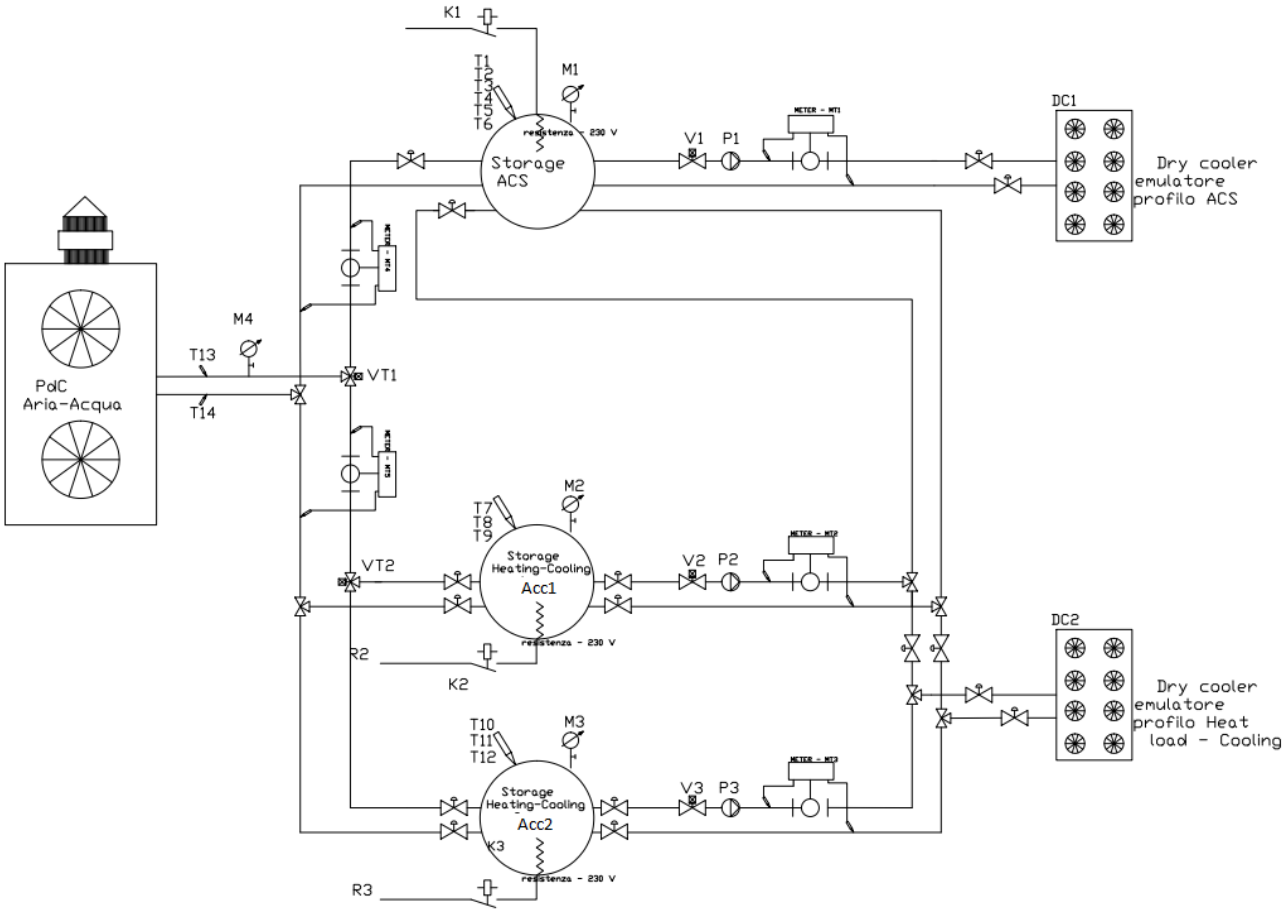



**Figura 102: schema funzionale della sezione termica del sistema S.A.P.I.EN.T.E. utilizzata durante le prove sperimentali.**

### 3.2.1 Caratterizzazione sperimentale del sistema installato per l'emulazione dei profili di carico termico

Nel corso della presente attività di ricerca sono state condotte campagne di misura al fine di effettuare una più approfondita caratterizzazione delle varie parti dell'impianto S.A.P.I.EN.T.E..

Sono state analizzate le velocità di risposta delle valvole motorizzate V1, V2 e V3 presenti nei circuiti idraulici degli accumuli caldo/freddo e ACS verso i rispettivi dry cooler. In particolare è stata verificata la corrispondenza tra il segnale proporzionale al valore di apertura della valvola, imposto manualmente o dal controllo, e lo stato di apertura effettivo assunto dalla singola valvola. I risultati di tale caratterizzazione sono riportati nella Tabella 17 e rappresentati in Figura 93.

**Tabella 17:** Corrispondenza tra i valori percentuali impostati e i valori effettivi dell'apertura delle valvole presenti ni circuiti di carico ACS, ACC1 e ACC2.

| ACS | |
|---|---|
| Valve command | ACS Valve state |
| 5 | 2 |
| 10 | 7 |
| 15 | 13 |
| 20 | 18 |
| 30 | 29 |
| 40 | 39 |
| 50 | 50 |
| 60 | 60 |
| 70 | 71 |
| 80 | 80 |
| 90 | 92 |
| 100 | 98 |

| ACC1 | |
|---|---|
| Valve command | ACC1 Valve state |
| 5 | 7 |
| 10 | 20 |
| 15 | 32 |
| 20 | 42 |
| 30 | 58 |
| 40 | 69 |
| 50 | 77 |
| 60 | 82 |
| 70 | 86 |
| 80 | 90 |
| 90 | 94 |
| 100 | 98 |

| ACC2 | |
|---|---|
| Valve command | ACC2 Valve state |
| 5 | 7 |
| 10 | 20 |
| 15 | 32 |
| 20 | 42 |
| 30 | 58 |
| 40 | 70 |
| 50 | 77 |
| 60 | 83 |
| 70 | 86 |
| 80 | 89 |
| 90 | 94 |
| 100 | 98 |

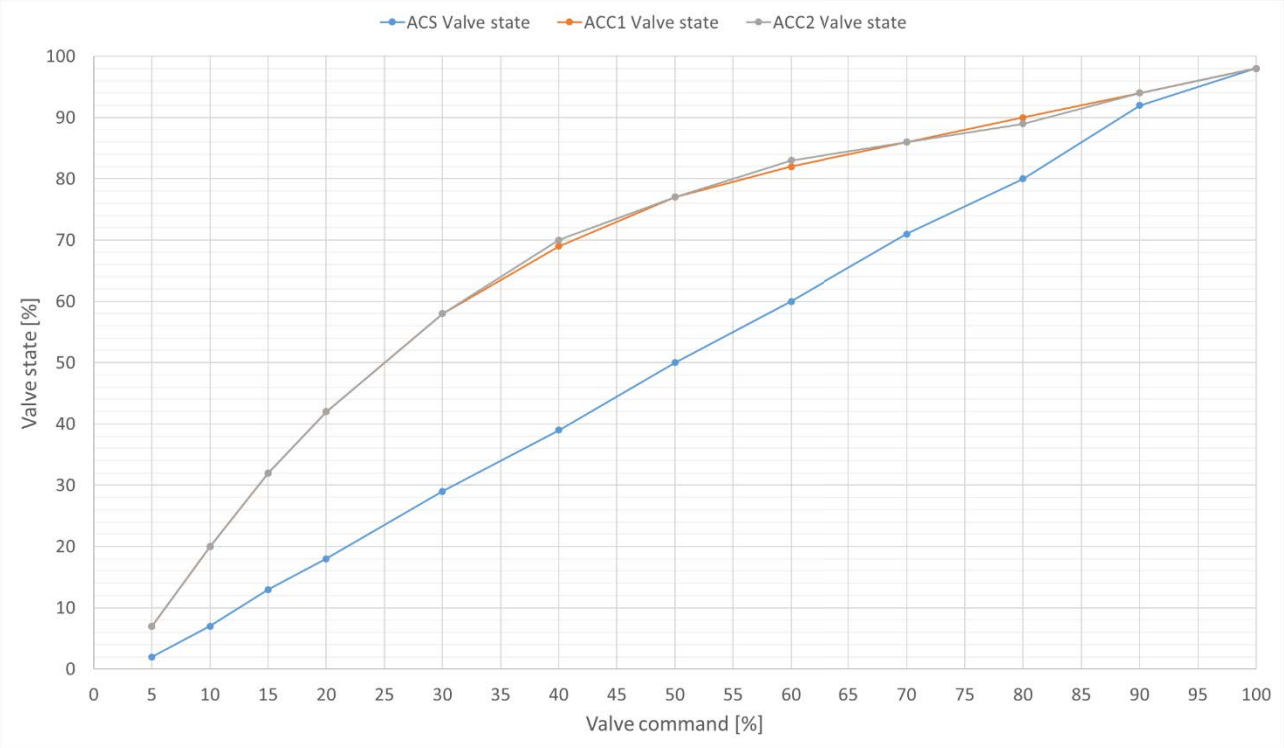



**Figura 103:** Andamento del rapporto tra percentuale di comando impostata e percentuale di apertura delle valvole dei circuiti di carico di ACS, ACC1 e ACC2.

Dai risultati riportati in Figura 103, risulta evidente come le valvole rispondono in maniera diversa agli input di controllo. In particolare, mentre la valvola del circuito ACS (V1) risponde in modo lineare al segnale di controllo, la risposta delle valvole dei due accumuli caldo/freddo (V2, V3) presentano un andamento parabolico, portandosi a valori effettivi di apertura superiori rispetto al relativo valore del segnale analogico generato dal sistema di controllo.
I risultati così ottenuti saranno utili nell'espletamento delle prove sperimentali che prevedono la gestione delle tre valvole per riprodurre diversi profili di carico termico per l'impianto.

### 3.2.2 Prova n°1: Validazione della logica inseguimento profilo fotovoltaico con controllore PID applicato al numero di giri del compressore della pompa di calore

Nella prova descritta in questa sezione è stata validato il funzionamento del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. con modalità "power to heat" ovvero l'applicazione della logica ad inseguimento fotovoltaico applicata al compressore della pompa di calore. In particolare, la prova prevede l'utilizzo del controllore PID, implementato nel web server , per modulare il numero di giri del compressore della pompa di calore al fine di adattarne l'assorbimento elettrico alla potenza istantanea prodotta dal fotovoltaico.
In particolare. in ingresso al PID vengono applicati la misura della potenza elettrica realmente assorbita dalla pompa di calore e un profilo di potenza prodotta da un impianto FV emulato cin un file di testo; il segnale di uscita del PID (0-100%) è applicato via Modbus al numero di giri del compressore della pompa di calore.
Le condizioni di prova sono di seguito elencate:
- impianto FV emulato 10 kWp;
- intervallo di campionamento delle misure: 10 min;
- logica applicata alla pompa di calore: modulazione compressore con PID per inseguire la curva di produzione del FV;
- accumulo termico utilizzato: Accumulo 1 (1500 litri) – Accumulo 2 (1500 litri);
- accumulo ACS: nessuno;
- intervallo set-point temperatura accumulo caldo: 45°C - 50°C;
- accumulo elettrico: no;
- profilo di carico termico d'utenza: carico prova applicato con dry cooler;
- profilo di carico elettrico d'utenza: non applicato.

I parametri di funzionamento sono stati impostati nel web server come riportato in Figura 104.
In questa prova è stato escluso l'accumulo ACS impostando i relativi set-point di temperatura nell'interfaccia PID in modo da essere inferiori alla temperatura reale dello stesso accumulo (26°C come nella Figura 104). In tal modo, il sistema di controllo esclude l'accumulo ACS in quanto soddisfa già le condizioni impostate nel web server.

**Figura 104: Condizioni termiche iniziali e valori impostati nell'interfaccia PID PDC.**

Durante la prova sono state registrate le seguenti grandezze:

i) andamento dell'uscita del PID,
ii) numero di giri del compressore della PDC,
iii) andamento del COP della pompa di calore (PDC),
iv) andamento della potenza assorbita dalla PDC,
v) andamento delle temperature degli accumuli ACC1 e ACC2,
vi) potenza termica generata dalla PDC.

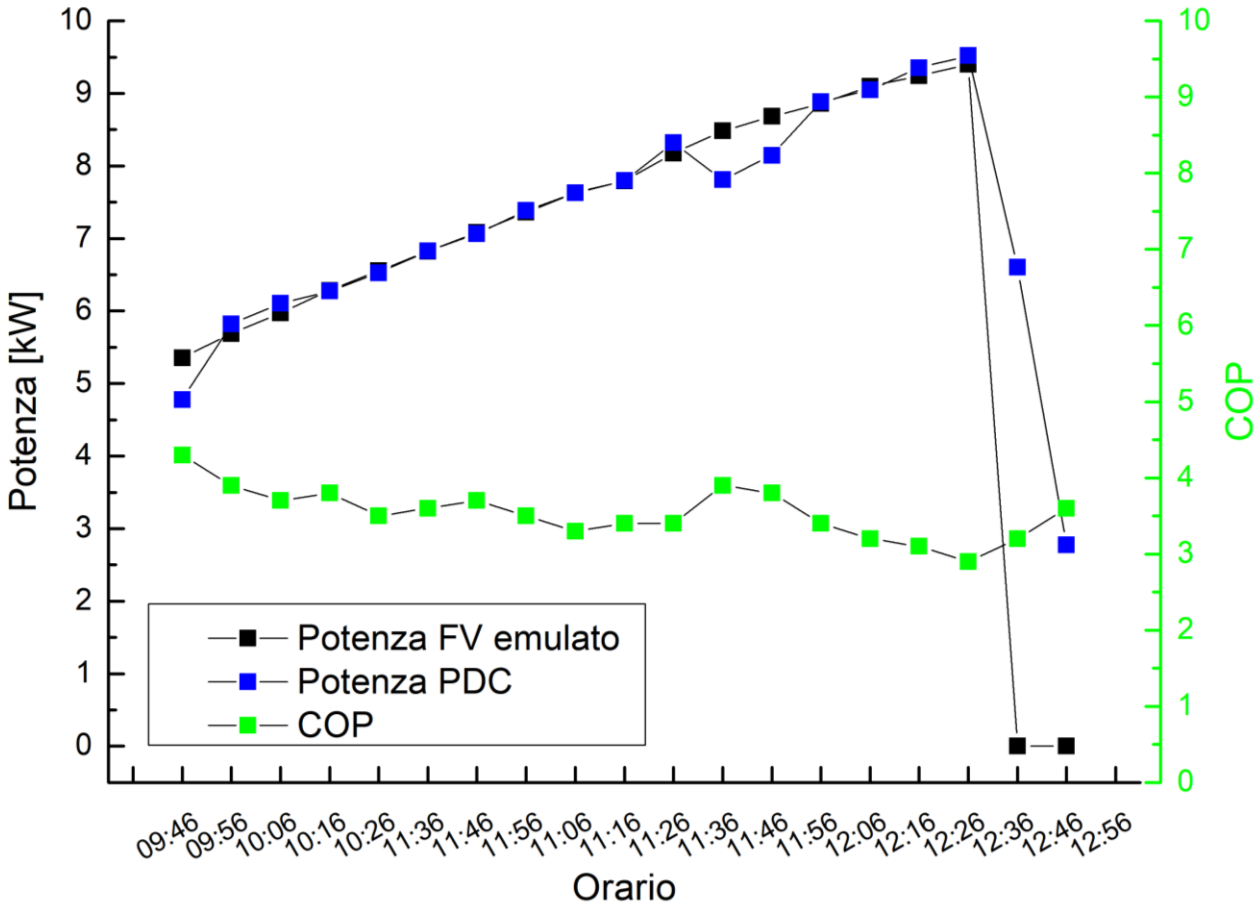



**Figura 105: Andamento temporale della potenza del fotovoltaico emulato in ingresso al PID, della potenza e del COP della pompa di calore (PDC).**

Dalla Figura 105 si può osservare come la modulazione della potenza elettrica assorbita dalla PDC riesce ad inseguire e a sovrapporsi (per buona parte della prova) al profilo di potenza emulato del campo FV da 10 kWp.
I periodi di latenza che si sono manifestati all'avvio della prova e durante i transitori di funzionamento sono dovuti alle dinamiche interne della PDC (Time Safety impostato in fabbrica al fine di preservare il compressore da accensioni troppo frequenti) e alle impostazioni dei parametri caratteristici del PID. In particolare, la causa del transitorio di potenza assorbita dalla PDC avvenuto intorno alle ore 11:36 è dovuto ad una variazione delle condizioni di lavoro che determinano un innalzamento del COP e un conseguente abbassamento della potenza assorbita a parità di giri del compressore (Figura 106). In questo caso, il PID regola la sua uscita per ridurre il numero di giri ma con una velocità di poco più lenta rispetto alla dinamica dell'evento.

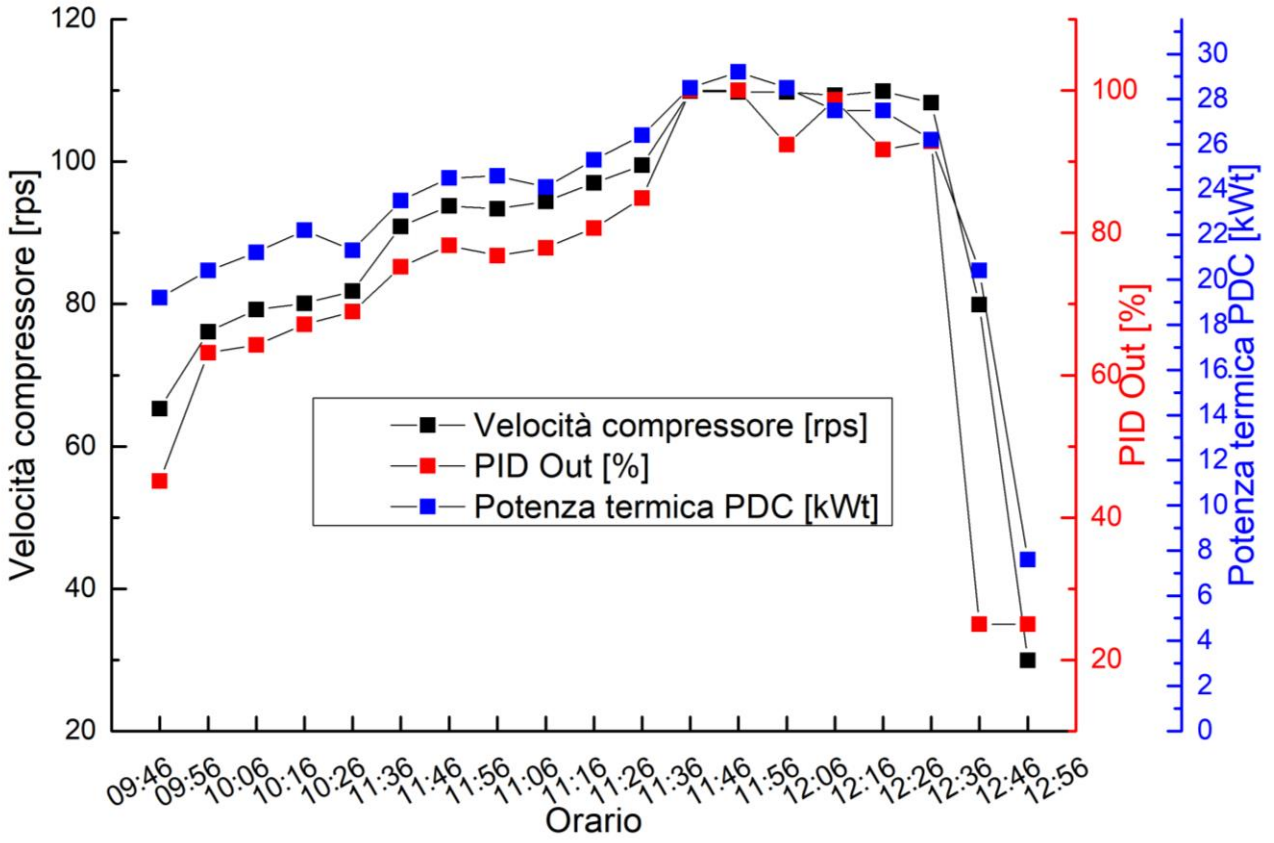



**Figura 106:** Andamento temporale dell'uscita del PID, della velocità del compressore e della potenza termica della PDC.

Come si osserva dalla Figura 107, all'avvio della prova il sistema di controllo che gestisce i sistemi di accumulo in funzione della loro temperatura, regola la valvola a tre vie VT2 (Figura 102) in modo da fornire potenza termica prima all'accumulo ACC1; solo quando la temperatura di quest'ultimo si avvicina alla temperatura di set-point (50°C), il sistema di controllo agisce sulla valvola a tre vie VT2 per deviare il flusso termico verso l'ACC2.

Attivando il dry cooler per dissipare l'energia termica dell'Acc1 (Figura 107) quest'ultimo raggiunge la temperatura minima del range di regolazione (45 °C, Figura 104) quindi il PLC commuta nuovamente la valvola VT2 verso ACC1, consentendo alla pompa di calore di non fermarsi e continuare a funzionare in modalità inseguimento fotovoltaico.

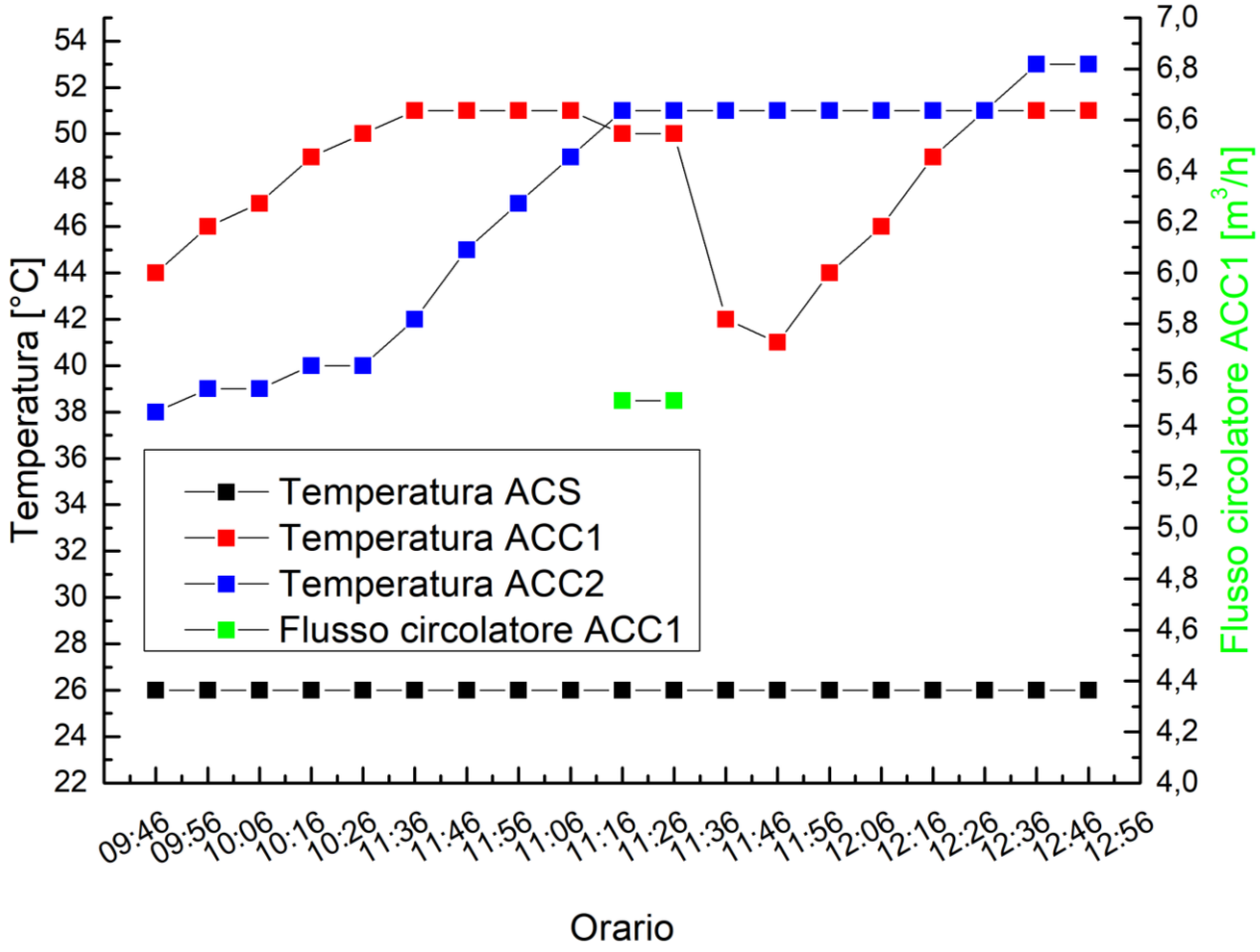



**Figura 107:** Andamento temporale delle temperature di ACS, ACC1 e ACC2.

### *3.2.3* Prova n°2: inseguimento profilo di potenza fotovoltaico con buchi di produzione

Per caratterizzare la logica d controllo ad inseguimento fotovoltaico anche in condizioni di funzionamento con variazioni rapide di produzione, come riferimento al PID è stata ne web server una curva di produzione del FV con transitori rapidi di potenza caratteristici dei fenomeni di ombreggiamento momentanei dovuti a nuvole passanti; queste ultime infatti possono generare notevoli e rapidi abbassamenti della potenza prodotta dal FV. Scopo della prova e valutare come reagisce il sistema di controllo nel caso di dinamiche come quelle prima descritte.
Per la prova, diversamente dalla precedente, è stato utilizzato sia l'accumulo per ACS sia i due accumuli termici caldo/freddo. La prova è stata condotta riproducendo un profilo di produzione giornaliero di un campo FV da 10 kWp.
Le condizioni di prova sono di seguito elencate:

- impianto FV emulato 10 kWp;
- intervallo di campionamento delle misure: 1 min;
- logica applicata alla pompa di calore: modulazione compressore con PID per inseguire la curva di produzione del FV;
- accumulo termico utilizzato: ACC1 (1500 litri) – ACC2 (1500 litri),
- accumulo ACS: 1000 litri;
- intervallo set-point temperatura accumulo caldo: 45°C - 50°C;
- intervallo set-point temperatura accumulo ACS: 45°C - 50°C;
- accumulo elettrico: no;

- profilo di carico termico d'utenza: non applicato;
- profilo di carico elettrico d'utenza: non applicato.

I parametri di funzionamento sono stati impostati nel web server come riportato in Figura 108.

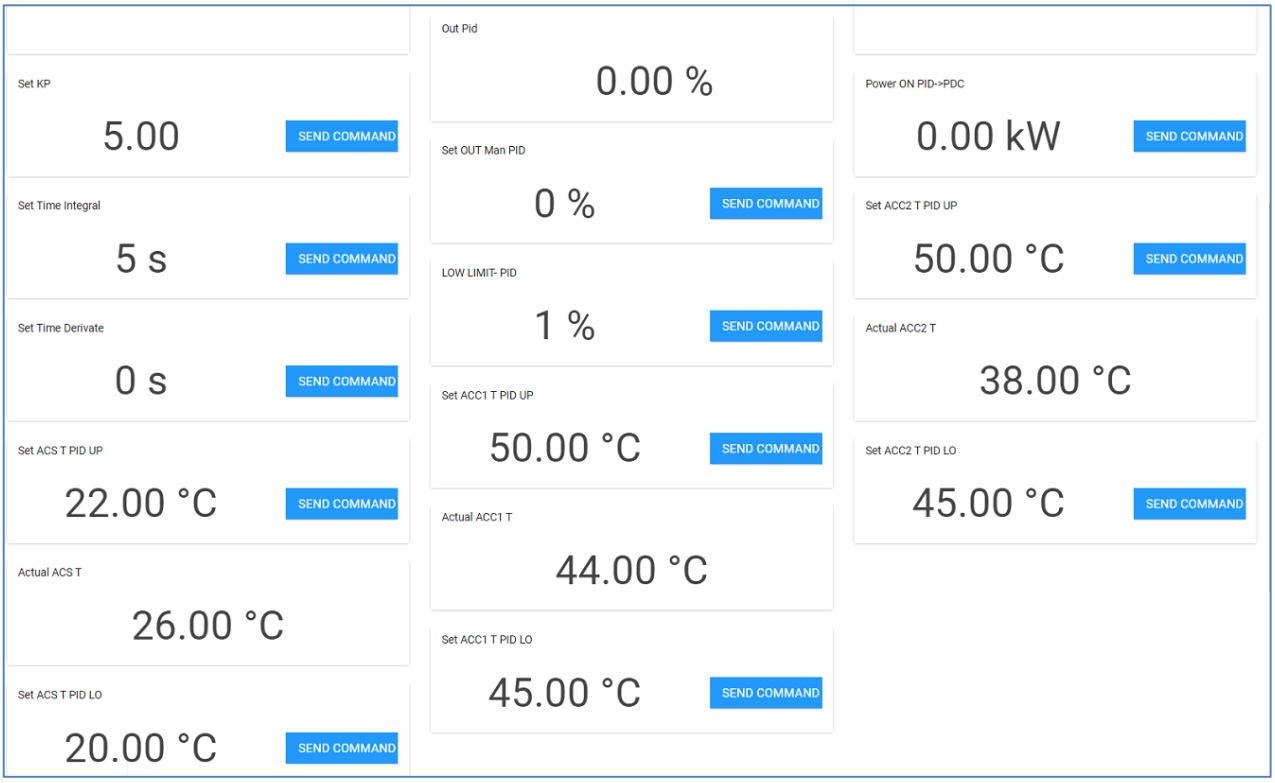



**Figura 108:** Condizioni termiche iniziali e valori impostati nell'interfaccia PID PDC.

Si riportano di seguito i grafici con i principali risultati della prova sperimentale.

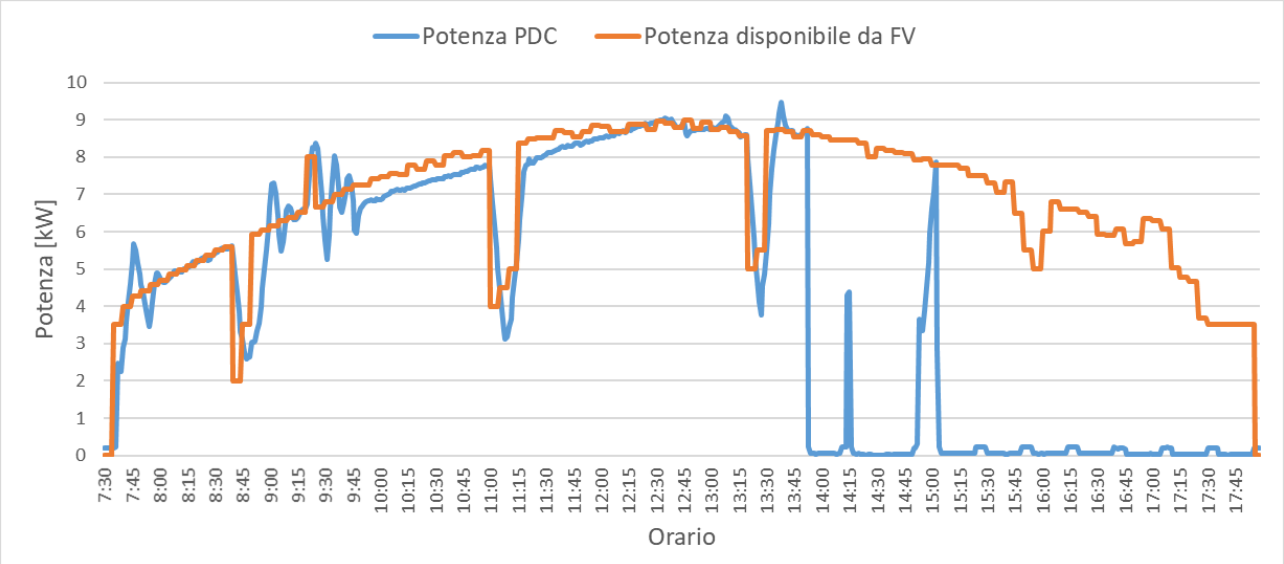



**Figura 109:** Andamento temporale della potenza prodotta da fotovoltaico emulato e della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore

Come si può notare dalla Figura 109, il PID riesce a modulare il numero di giri del compressore adattando l'assorbimento della pompa di calore alla curva di produzione del FV.

In particolare dalla Figura 110 si osserva come durante i transitori della potenza prodotta dal FV, il PID modula rapidamente il numero di giri del compressore riducendo la potenza assorbita dalla pompa di calore.

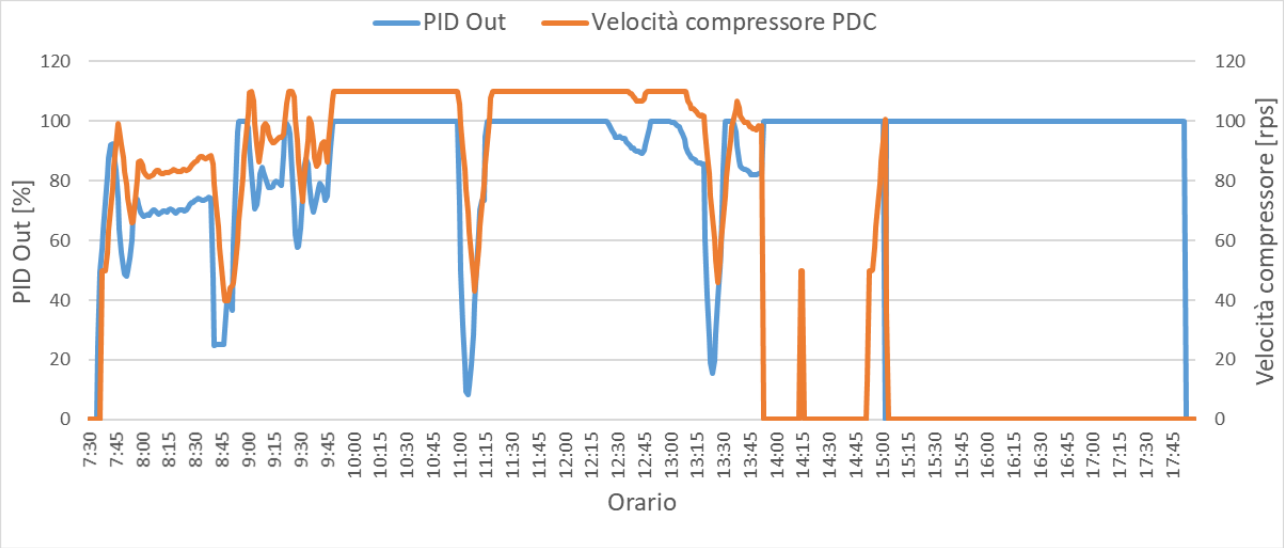



**Figura** 110**:** Andamento temporale dell'uscita del PID e del numero di giri del compressore della PDC

I ritardi, se pur limitati, con cui la pompa di calore si adegua al punto di lavoro impostato dal PID sono dovuti alle inerzie del sistema, inoltre il controllo interno della macchina limita le escursioni rapide di potenza per salvaguardare il compressore.
L'assorbimento elettrico della pompa di calore continua ad inseguire la potenza prodotta dal fotovoltaico fino a quando la temperatura degli accumuli termici non raggiunge il valore di set-point impostato da web server.
L'effetto del controllo ad inseguimento della potenza prodotta dal fotovoltaico si può osservare anche dal grafico di Figura 111, dove è riportata la potenza scambiata con la rete; si nota, infatti, come quest'ultima durante il periodo di inseguimento sia limitata solo a brevi transitori di pochi kW ottimizzando l'autoconsumo sul posto della PDC.

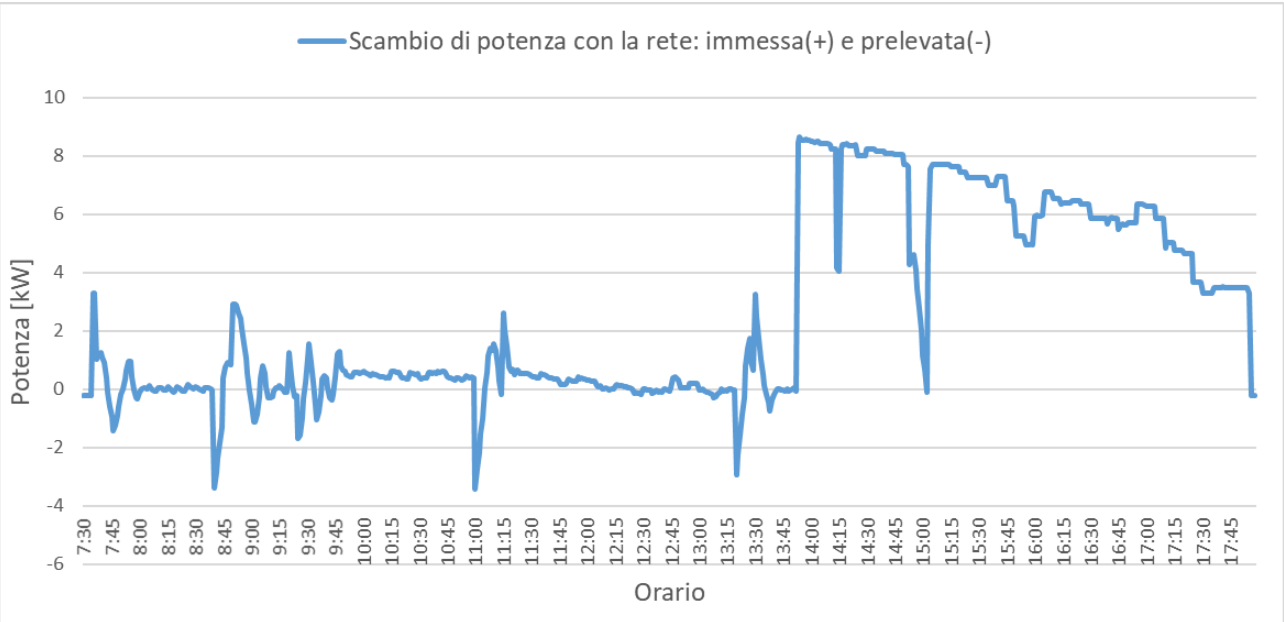



**Figura 111:** Andamento temporale dello scambio di potenza con la rete: (+) potenza immessa in rete; (-) potenza prelevata dalla rete.

Le oscillazioni della potenza assorbita dalla pompa di calore rispetto alla potenza di riferimento del FV, potrebbero essere ulteriormente ridotte o annullate effettuando un tuning dei parametri Kp e Ti del PID riportai nell'interfaccia del web server.
In Figura 112 si riporta l'andamento della potenza termica generata dalla pompa di calore e del COP durante la prova sperimentale. Dalla Figura 113 si osserva come, in assenza di carico termico, l'applicazione alla pompa di calore del controllo ad inseguimento della potenza prodotta dal FV determina l'innalzamento della temperatura dell'accumulo ACS e dei accumulo inerziali (ACC 1 e Acc2).
Quando i tre accumuli raggiungono le rispettive temperature di set-point la pompa di calore spegne.
Nel caso dell'ACC2 è stata impostata una temperatura di set-point pari a 56°C (superiore al limite tecnico pari a 55°C) al fine di verificare l'intervento delle protezioni interne della macchina. Infatti raggiunta tale temperatura (Figura 113) la PDC è andata in protezione

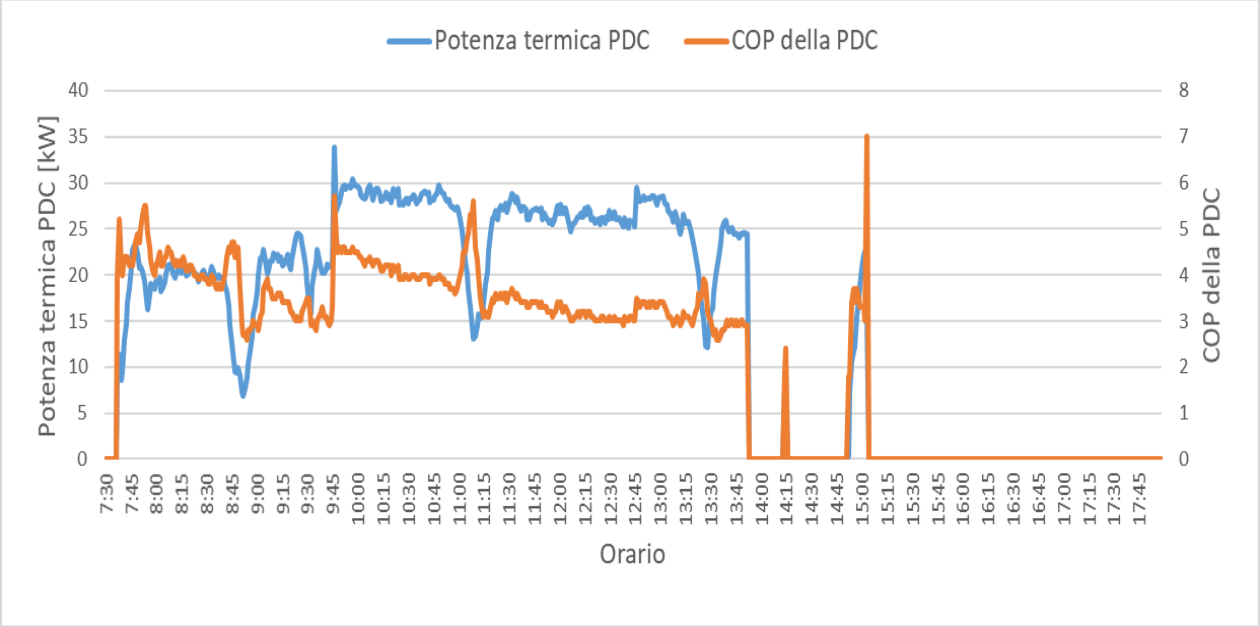



**Figura 112:** Andamento temporale della potenza termica e del COP della PDC.

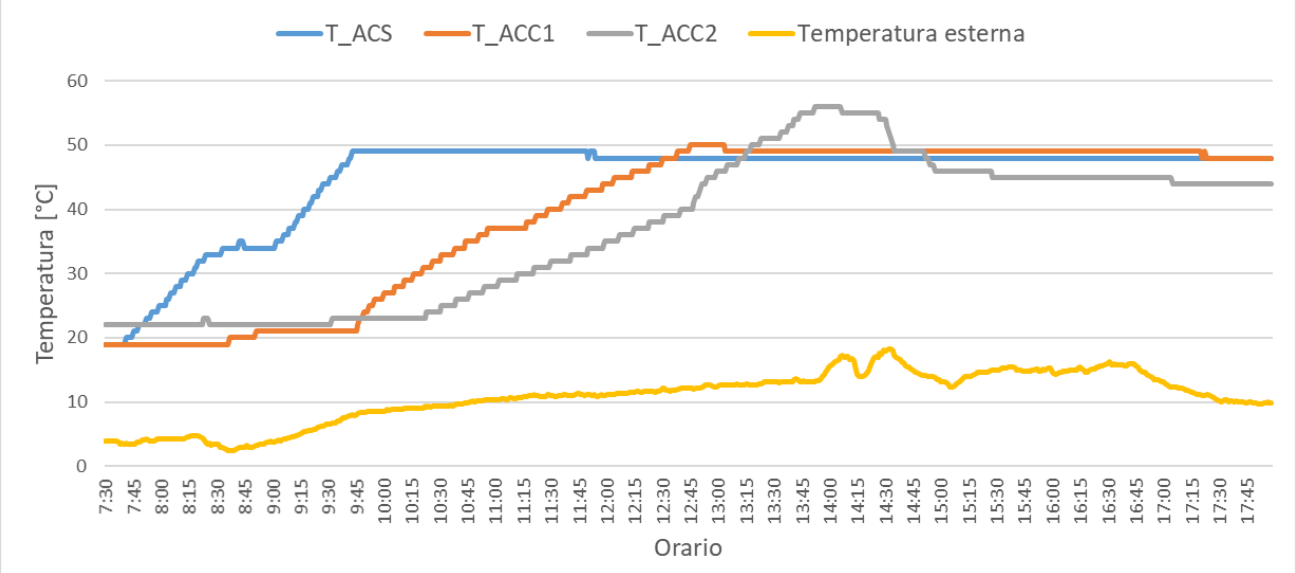



**Figura 113:** Andamento temporale delle temperature rilevate negli accumuli ACS, ACC1 e ACC2 e della temperatura esterna.

Sulla base dei dati rilevati è stata effettuata un'analisi energetica del sistema ricavando i coefficienti di autoconsumo del fotovoltaico e di autosufficienza della pompa di calore relativi alla prova sperimentale eseguita.
In particolare, come si evince dalle misure riportate in **Tabella 18** e in **Tabella 19**, grazie alla logica "power to heat" applicata alla pompa di calore (inseguimento della potenza prodotto dal fotovoltaico locale per accumulare l'energia elettrica sotto forma termica) si ottiene un coefficiente di autosufficienza energetica prossima al 100 % con un autoconsumo dell'impianto fotovoltaico superiore 60%. Si fa notare che spesso risulta difficile ottenere contemporaneamente valore alti per i due coefficienti, contrariamente da quanto ottenuta dalla prova sperimentale, in quanto, in assenza del sistema di controllo "power to heat", una elevata autosufficienza si potrebbe raggiungere sovradimensionando l'impianto fotovoltaico a discapito dell'autoconsumo.

**Tabella 18:** Prova 2- valori giornalieri di energia elettrica e termica dell'impianto FV e della pompa di calore

| | | |
|---|---|---|
| Energia elettrica prodotta da FV | 71,44 | kWh |
| Energia elettrica assorbita dalla pdc | 44,88 | kWh |
| Energia termica prodotta dalla pdc | 150,66 | kWh |
| Energia elettrica immessa in rete | 27,55 | kWh |
| Energia elettrica prelevata dalla rete | 0,99 | kWh |

**Tabella 19:** Coefficienti energetici e COP medio inerenti la sessione sperimentale in analisi.

| Calcolo Coefficienti energetici | |
|---|---|
| Coefficiente di autoconsumo impianto FV | 0,61 |
| Coefficiente di autosufficienza energetica pdc | 0,98 |
| COP medio | 3,36 |

Si riportano di seguito la rappresentazione grafica delle principali grandezze energetiche riferite ai risultati della prova 2:

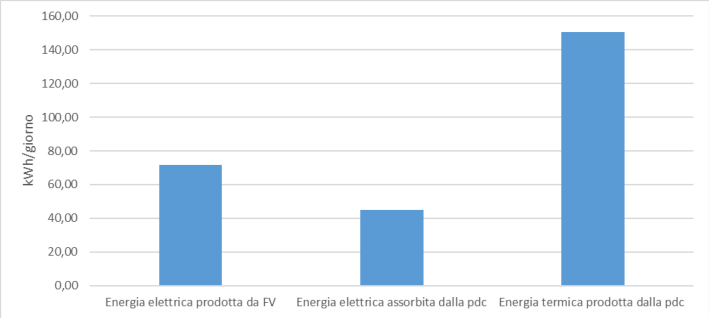



**Figura 114:** prova 2 - valori giornalieri di energia elettrica e termica relativi all'impianto FV e alla pompa di calore

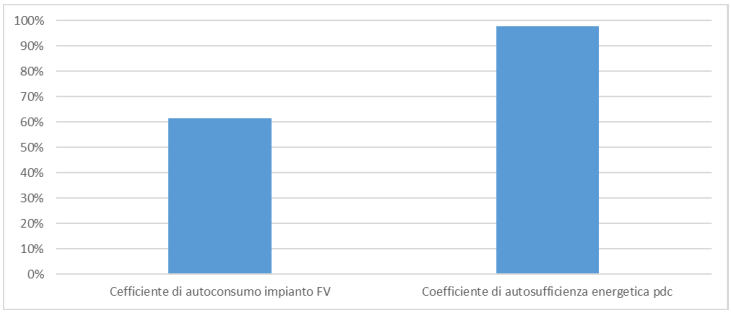



**Figura 115:** Prova 2 –autoconsumo impianto FV emulato e autosufficienza della pompa di calore ottenuta con la prova sperimentale.

Come si nota dalla Figura 115, il coefficiente di autosufficienza della pompa di calore non raggiunge il 100% in quanto la stessa preleva circa 1 kWh dalla rete a causa dei transitori della potenza prodotta dal FV. Si effettueranno delle prove per verificare se i transitori di potenza prelevati dalla rete si possono limitare o annullare con l'impiego dei supercondensatori.
Il coefficiente di autoconsumo, anche se elevato rispetto ai valori della madia nazionale (circa il 30 % per abitazioni domestiche) risulta limitato al 61% in quanto la prova non ha previsto l'applicazione dei un carico termico durante la produzione dell'impianto FV, l'imitando il periodo di funzionamento della pompa di calore al tempo necessario a portare in temperatura i tre accumuli.

### *3.2.4* Prova n°3: Applicazione curva tipo fotovoltaico invernale

Nella prova di seguito riportata la pompa di calore del sistema S.A.P.I.EN.T.E. è controllata fornendo al PID un profilo orario di produzione del impianto fotovoltaico di tipo invernale con potenza ridotta rispetto alla prova precedente
La terza prova è stata condotta con la configurazione di seguito indicata

- taglia impianto FV emulato 10 kWp – giorno di produzione tipo: invernale
- intervallo di campionamento delle misure: 1 min;
- logica applicata alla pompa di calore: "power to heat" modulazione compressore della pompa di calore con PID per inseguire la curva di produzione del FV;
- accumulo termico: ACC 1 (1500 litri) – ACC 2 (1500 litri),
- accumulo termico ACS: 1000 litri;
- set-point temperatura accumulo caldo: 42°C;
- set-point temperatura accumulo ACS: 45°C;
- accumulo elettrico: no;
- profilo di carico termico d'utenza: non applicato;
- profilo di carico elettrico d'utenza: non applicato.

Si riporta in Figura 116 l'andamento della potenza prodotta dal FV emulato e la potenza assorbita dalla pompa di calore modulata dal PID durante la giornata di prova.

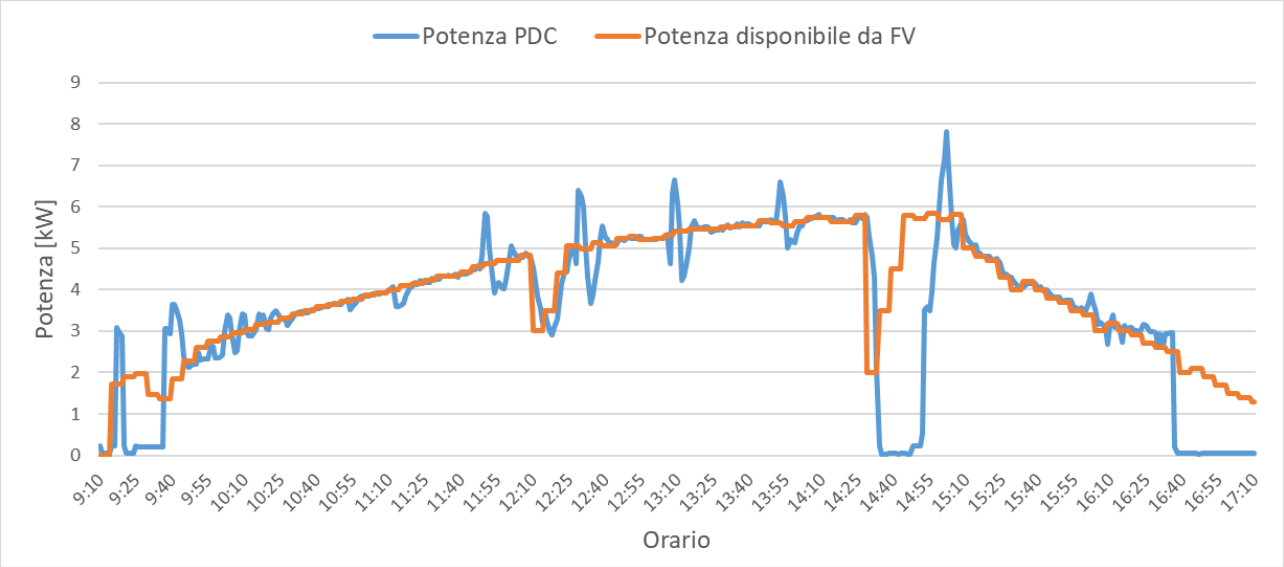



**Figura 116: Andamento temporale della potenza disponibile da fotovoltaico emulato e della potenza assorbita dalla pompa di calore.**

Rispetto alla prova precedente si può osservare come, il PID riesce a modulare la potenza assorbita dalla pompa di calore in modo da farla coincidere con la potenza prodotta dall'impianto FV per quasi l'intera giornata d funzionamento.
In questo caso, infatti, riducendosi la potenza generata dall'impianto FV rispetto alla prova 2, la pompa di calore parzializza maggiormente la potenza elettrica assorbita e la potenza termica generata portando in temperatura gli accumuli solo a fine giornata. Anche in questo caso non è stato applicato un carico termico durante la prova.
Come riportato in Figura 117, superato il transitorio di avvio, necessario per raggiungere la potenza minima di funzionamento della pompa di calore, il segnale generato dal PID riesce a modulare il numero di giri del compressore per regolare la potenza elettrica assorbita in funzione della potenza elettrica generata dal FV.
Alle 14:30 circa, per inseguire il transitorio rapido di potenza del FV, il PID genera una riduzione del segnale sotto la soglia minima di modulazione del compressore determinandone lo spegnimento. Per salvaguardare il compressore la pompa di calore si riavvia solo dopo un tempo di sicurezza.
Il problema dello spegnimento della pompa di calore durante i transitori di potenza del FV è stato risolto impostando un valore minimo del segnale generato dal PID (LOW Limit PID - Figura 108) pari al 25%. Introducendo una saturazione minima all'uscita del PID si evita lo spegnimento della pompa di calore nei transitori di produzione del FV aumentando le ore di funzionamento e il coefficiente di autoconsumo.

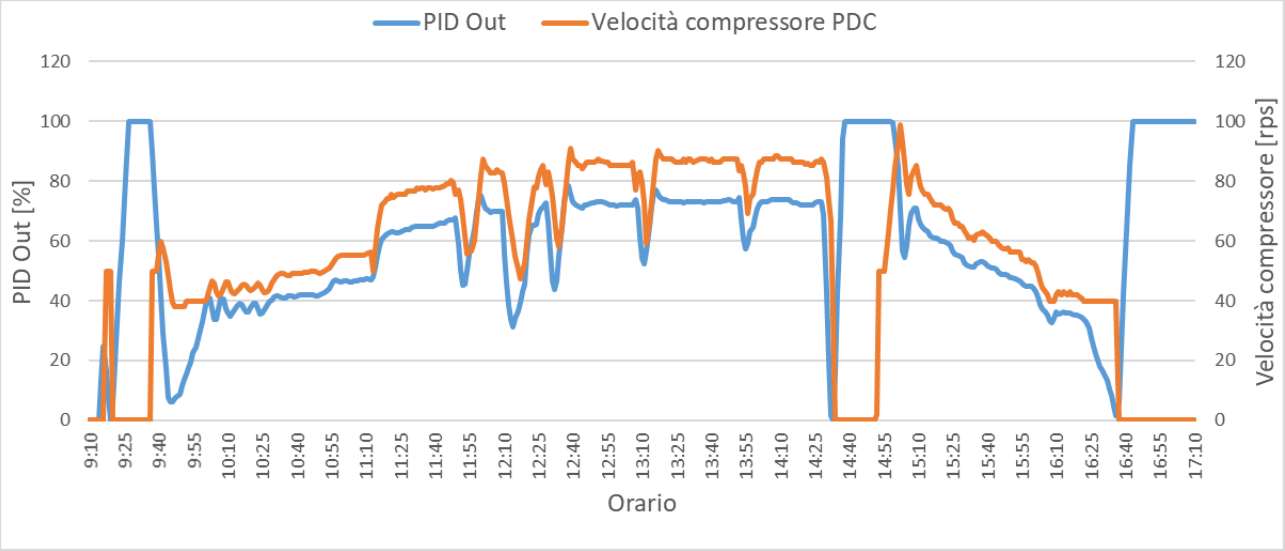



**Figura 117: Andamento temporale dell'uscita del PID_PDC e della velocità del compressore della PDC.**

I migliori risultati della prova 3 rispetto alle precedente si possono osservare anche dal grafico di Figura 118, dove l'andamento della potenza scambiata con la rete si mantiene prossima a zero per quasi tutta la durata delle prova tranne durante i transitorio rapidi di potenza.

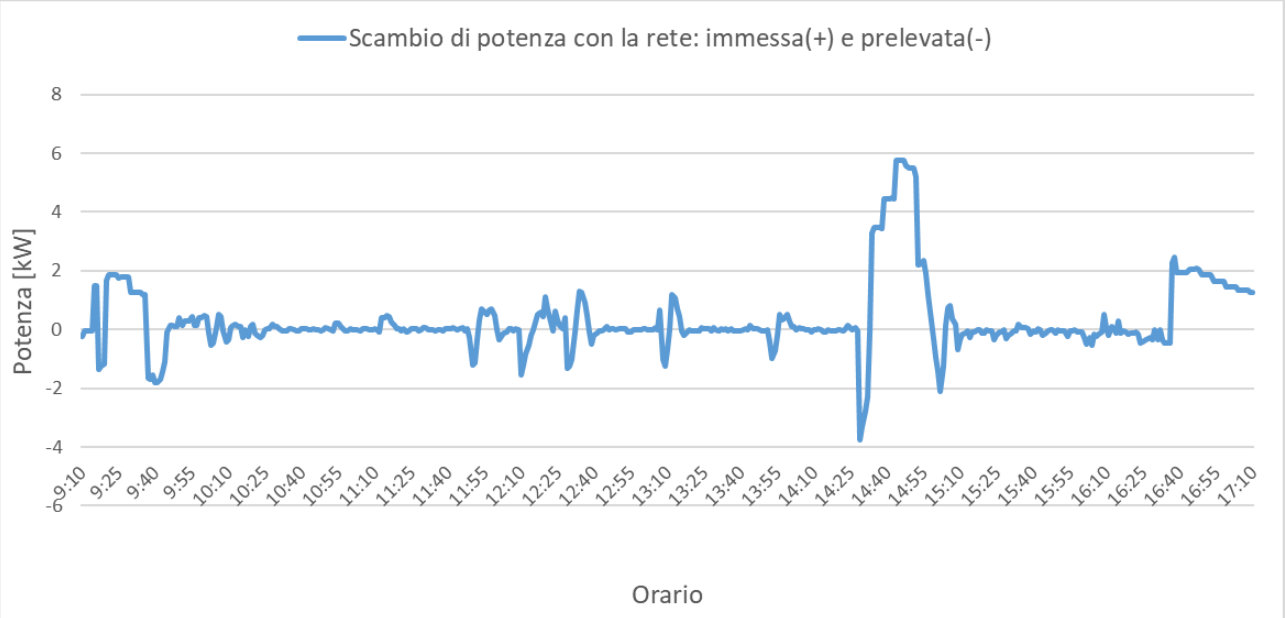



**Figura 118: Andamento temporale dello scambio di potenza con la rete: (+) potenza immessa in rete; (-) potenza prelevata dalla rete.**

Si riporta in Figura 119 l'andamento istantaneo della potenza termica prodotta dalla pompa di calore e il relativo COP durante tutta la durata della prova.

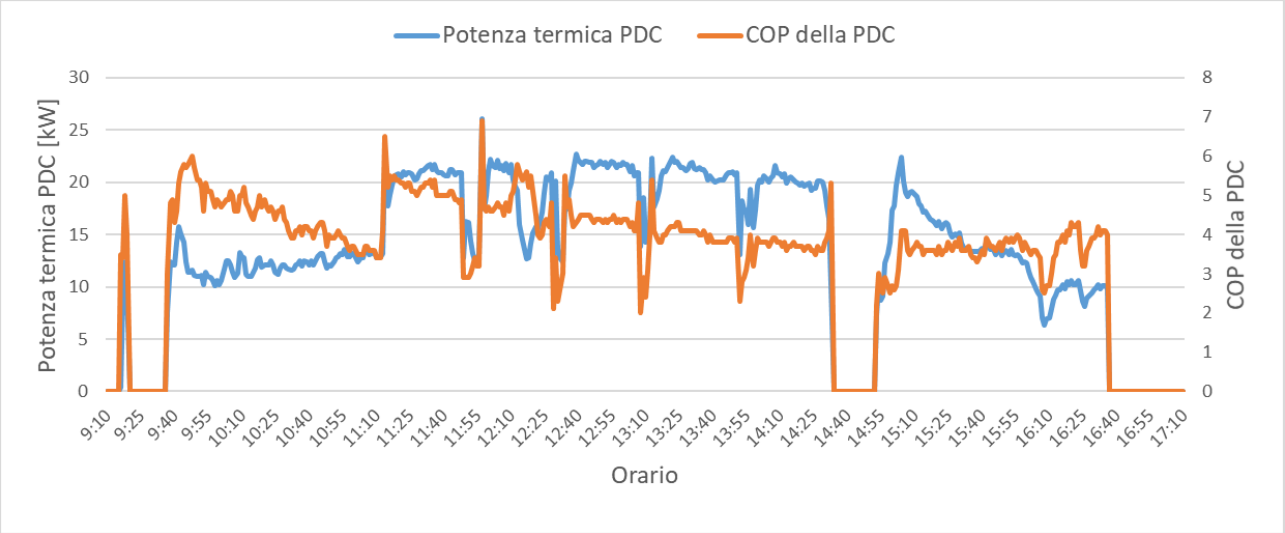



**Figura 119: Andamento temporale della potenza termica e del COP della PDC.**

Il sistema di controllo, come riportato in Figura 120, gestisce gli accumuli termici dando priorità all'ACS e riscaldando l'Acc1 e l'Acc2 contemporaneamente.

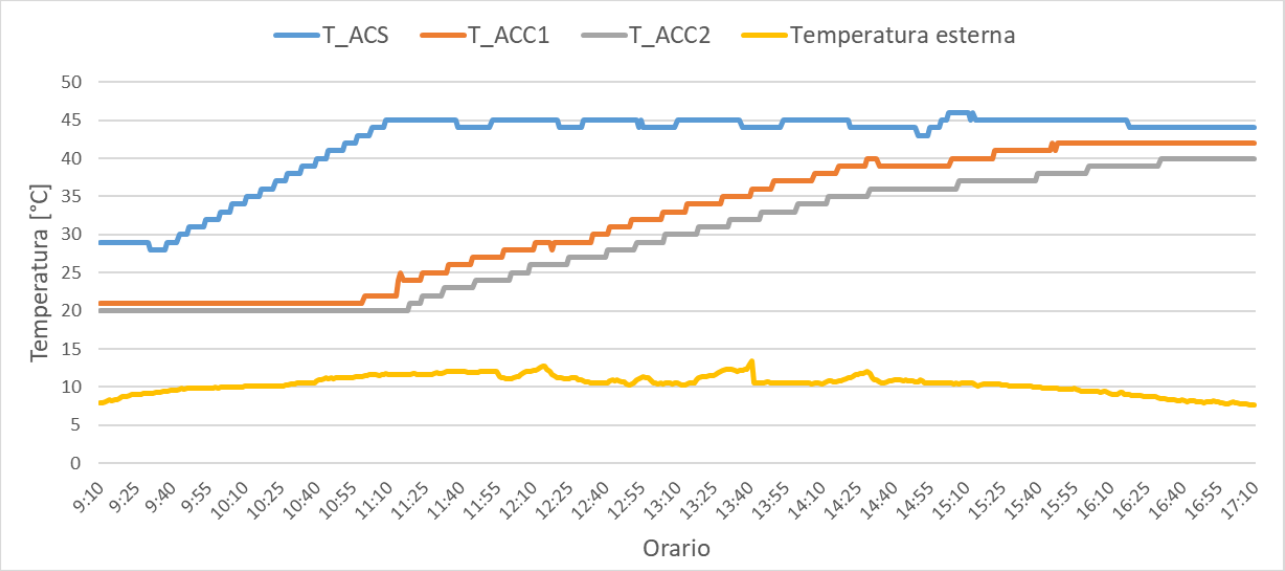



**Figura 120: Andamento temporale delle temperature rilevate negli accumuli ACS, ACC1 e ACC2 e della temperatura esterna.**

Dall'analisi energetica, riportata nelle seguenti tabelle e figure, si può osservare come per la nuova prova si è ottenuto un incremento del coefficiente di autoconsumo ottenendo un valore pari all'88%, mente risulta equivalente alla prova precedente il coefficiente di autosufficienza della pompa di calore.
Come si evince dai valori riportati in Tabella 20, la pompa di calore durante la prova assorbe solo 1,2 kWh dalla rete rispetto a circa 30 kWh forniti sul posto dal FV grazie al controllo ad inseguimento.
Si può osservare inoltre come il COP medio sia aumentato avendo impostato un set-point di temperatura più basso rispetto alla prova precedente.

Tabella 20: Valori giornalieri di energia elettrica e termica inerenti la sessione sperimentale in analisi.

| | | |
|---|---|---|
| Energia elettrica prodotta da FV | 31,66 | kWh |
| Energia elettrica assorbita dalla pdc | 29,13 | kWh |
| Energia termica prodotta dalla pdc | 108,27 | kWh |
| Energia elettrica immessa in rete | 3,74 | kWh |
| Energia elettrica prelevata dalla rete | 1,21 | kWh |

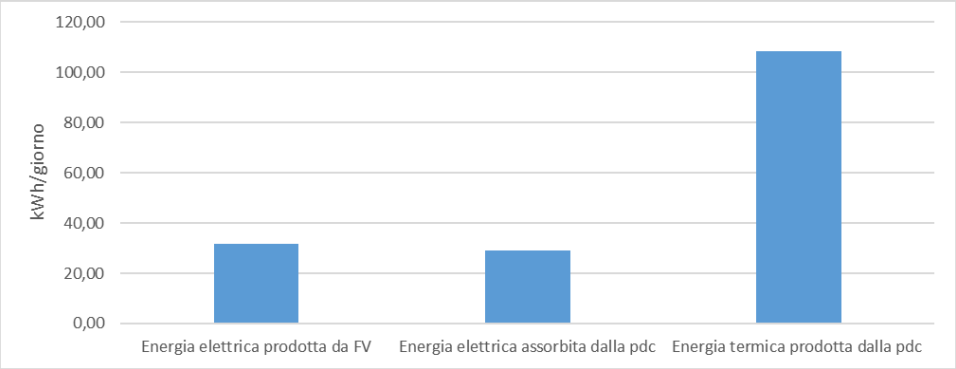



Figura 121: Rappresentazione grafica dei valori giornalieri di energia elettrica e termica inerenti la sessione sperimentale in analisi.

Tabella 21: Coefficienti energetici e COP medio inerenti la sessione sperimentale in analisi.

| Calcolo Coefficienti energetici | |
|---|---|
| Coefficiente di autoconsumo impianto FV | 0,88 |
| Coefficiente di autosufficienza energetica pdc | 0,96 |
| COP medio | 3,72 |

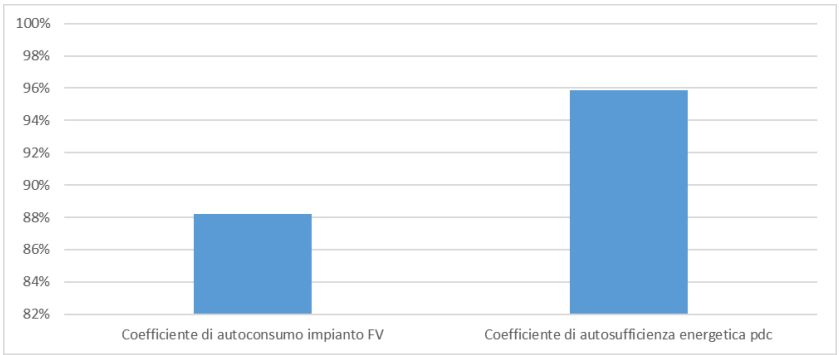



Figura 122: Rappresentazione grafica dei coefficienti energetici inerenti la sessione sperimentale in analisi.

### *3.2.5* Definizione delle curve di carico elettrico d'utenza con logiche Demand-Response per prove sperimentali con sistema S.A.P.I.EN.T.E.

Per le prove riportate nei successivi paragrafi, sono stati definiti i profili elettrici di una utenza prova al fine di verificare le prestazioni del sistema S.A.P.I.EN.T.E. nel caso in cui il controllo ad inseguimento della pompa di calore risulti applicato all'effettiva potenza disponibile; quest'ultima è data dalla differenza tra la potenza istantanea prodotta dal fotovoltaico e la potenza elettrica totale assorbita dall'edificio.

In particolare per le successive prove sono stati definiti i profili riportati in Figura 123 costituiti da: i) una curva di carico di un piccolo condominio con quattro utenze, ii) la stessa curva di carico ottimizzata aggregando l'accensione di tutti i carichi programmabili dell'edificio nelle ore di produzione del campo FV secondo una logica del tipo Demand-Response.

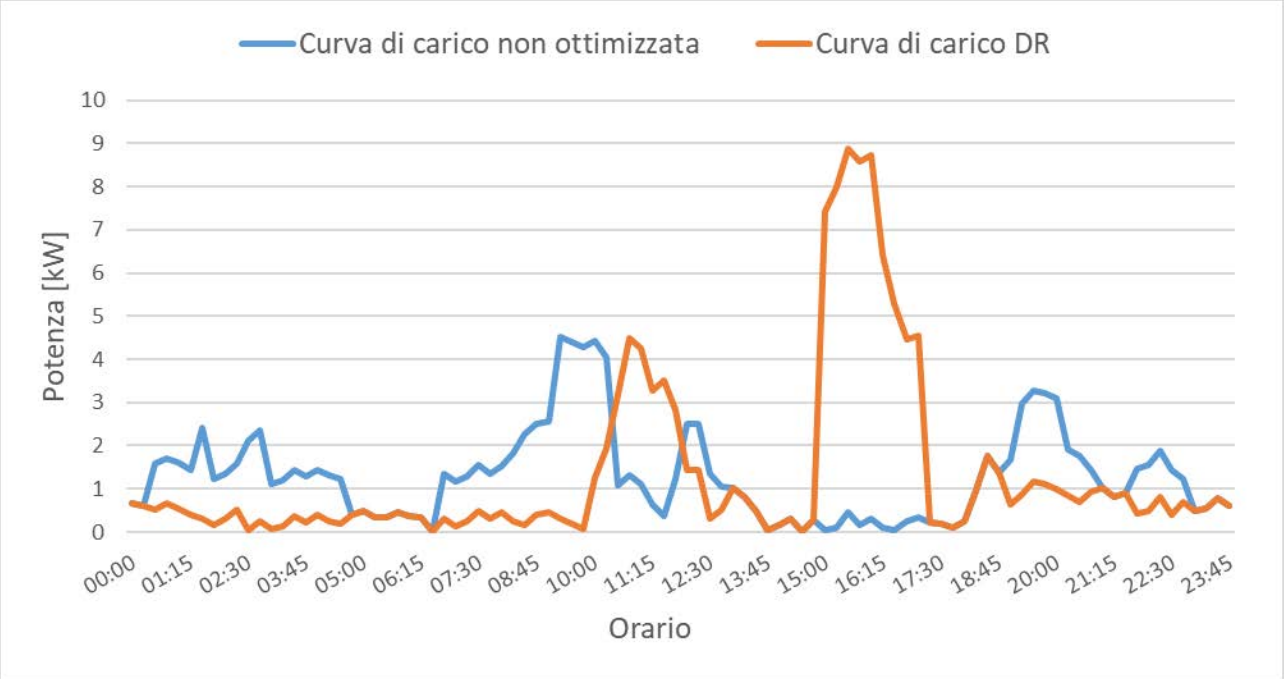



**Figura 123: Profili di carico elettrico non ottimizzato (blu) e ottimizzato tramite logiche demand-response (rossa) impiegate nelle successive sessioni sperimentali.**

Dalla Figura 123 si può notare che l'algoritmo di ottimizzazione ha rimodulato la curva di carico in modo da creare dei picchi di assorbimento nelle ore centrali della giornata, riducendo invece l'assorbimento dei carichi programmabili nelle tipiche ore di non produttività del fotovoltaico.

### *3.2.6* Prova n°4: Applicazione curva di produzione da fotovoltaico al netto dei consumi elettrici di edificio non ottimizzati

Nella nuova prova, diversamente dalle precedenti, si è tenuto conto della reale potenza disponibile prodotta dal campo fotovoltaico al netto della potenza consumata sul posto dalle utenze dell'edificio. Per la generazione del profilo di potenza disponibile, riprodotto in Figura 125, è stato utilizzato il profilo giornaliero della potenza prodotta da FV (profilo tipo estivo) e la curva di carico elettrico dell'edificio non ottimizzato come descritto nel precedente paragrafo; le due curve utilizzate per ottenere la potenza disponibile sono riportate in Figura 124. Nelle ore del giorno in cui la potenza prodotta dal fotovoltaico è inferiore alla potenza assorbita dall'edificio viene posta a zero la differenza tra le due curve.

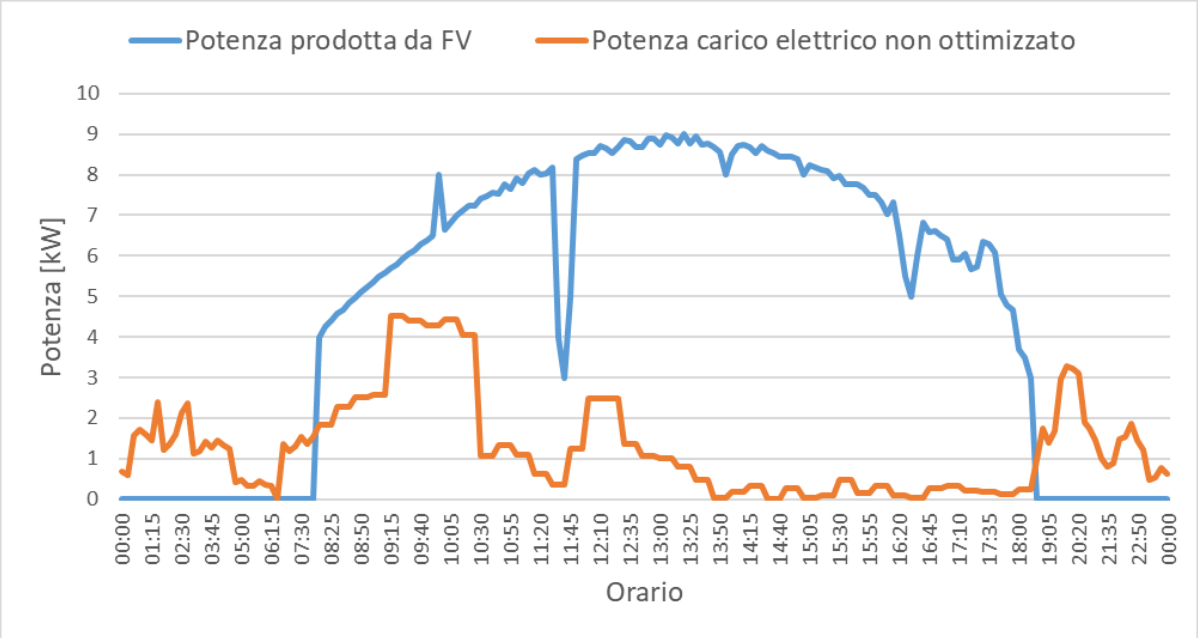



**Figura 124: Curva fotovoltaica e curva di carico elettrico non ottimizzato impiegate nella sessione sperimentale in oggetto.**

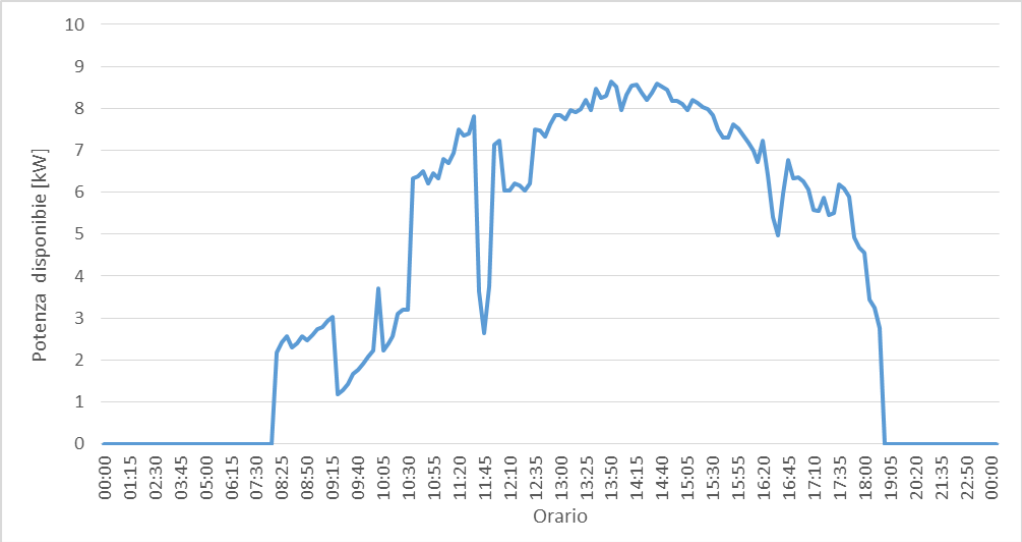



**Figura 125: Profilo di potenza disponibile, risultante dalla differenza tra la potenza generata dal fotovoltaica e la curva di carico non ottimizzata dell'utenza.**

La prova è stata condotta secondo con la seguente configurazione d'impianto:

- taglia impianto FV emulato 10 kWp;
- intervallo di campionamento delle misure: 1 min;
- logica applicata alla pompa di calore: "power to heat" -modulazione compressore con PID per inseguire la curva di potenza disponibile (produzione fotovoltaico al netto del carico elettrico dell'edificio);
- accumulo termico utilizzato: Accumulo 2 (1500 litri);
- accumulo ACS: 1000 litri;
- intervallo set-point temperatura accumulo caldo: 45°C-50°C;
- intervallo set-point temperatura accumulo ACS: 45°C- 50°C;
- accumulo elettrico: no;
- profilo di carico termico d'utenza: applicato con i dry cooler;
- profilo di carico elettrico d'utenza: utenza di prova, carico elettrico non ottimizzato sottratto alla potenza disponibile da FV.

Dai risultati della prova, riportati in Figura 126 e in Figura 127, si osserva come il sistema di controllo adegua la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore per inseguire la potenza disponibile da fotovoltaico al netto della potenza assorbita dall'edificio. Rispetto alle prove precedenti, la regolazione del numero di giri del compressore è meno stabile in quanto il profilo di riferimento da inseguire presenta in alcuni momenti ampie variazioni di potenza determinando oscillazione del segnale generato dal PID e della conseguente potenza assorbita dalla pompa di calore. Per rendere più stabile il funzionamento del sistema nel caso di profili di potenza poco regolari sarà necessario ottimizzare da web server i parametri kp e Ki del PID.

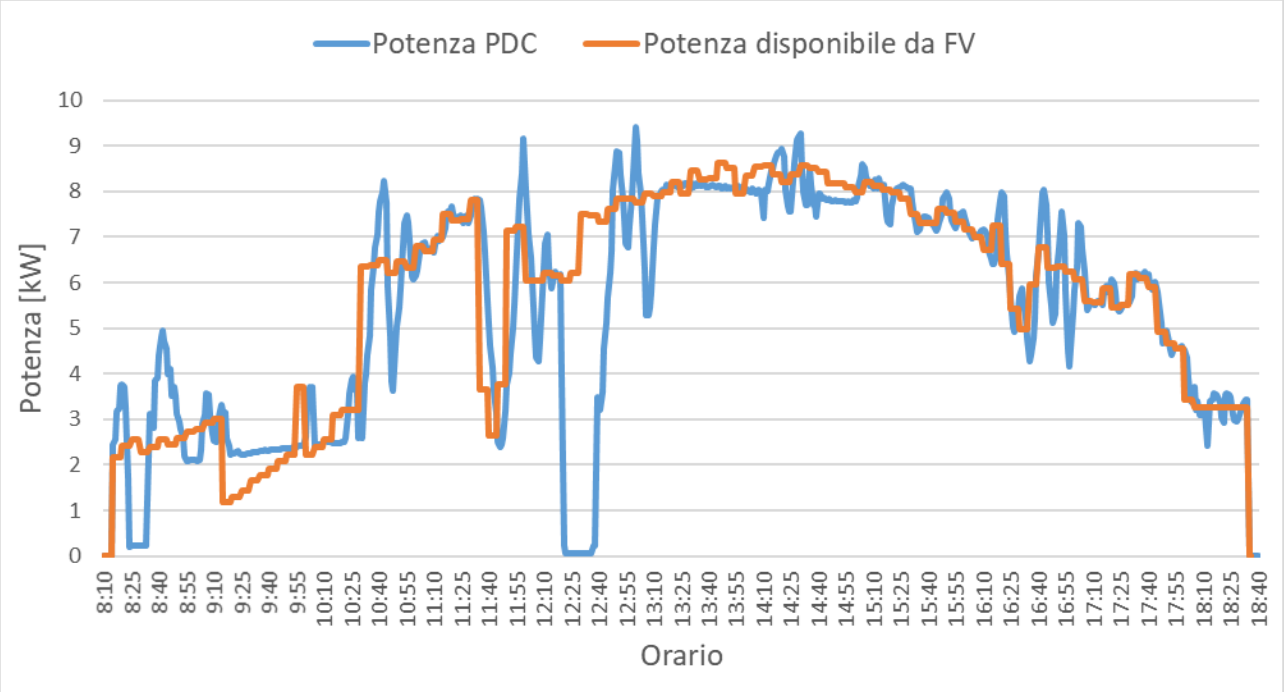



**Figura 126: Andamento temporale della potenza disponibile da fotovoltaico emulato e della potenza assorbita dalla PDC.**

Nella presente sessione sperimentale è stato introdotto un valore minimo al segnale del PID pari al 25% in modo da non modulare il numero di giri del compressore sotto la soglia di spegnimento della pompa di calore nei casi di buchi di potenza disponibile di breve durata. In particolare dalla Figura 126 e dalla Figura 127 si può notare che la pompa di calore, alle 9:15 circa, rimane accesa in corrispondenza di una riduzione della potenza disponibile a circa 1 kW, al di sotto della sua potenza minima di funzionamento; dalla Figura 127 si osserva inoltre come l'uscita del PID si sia bloccato al 25% par al valore minimo impostato da interfaccia.

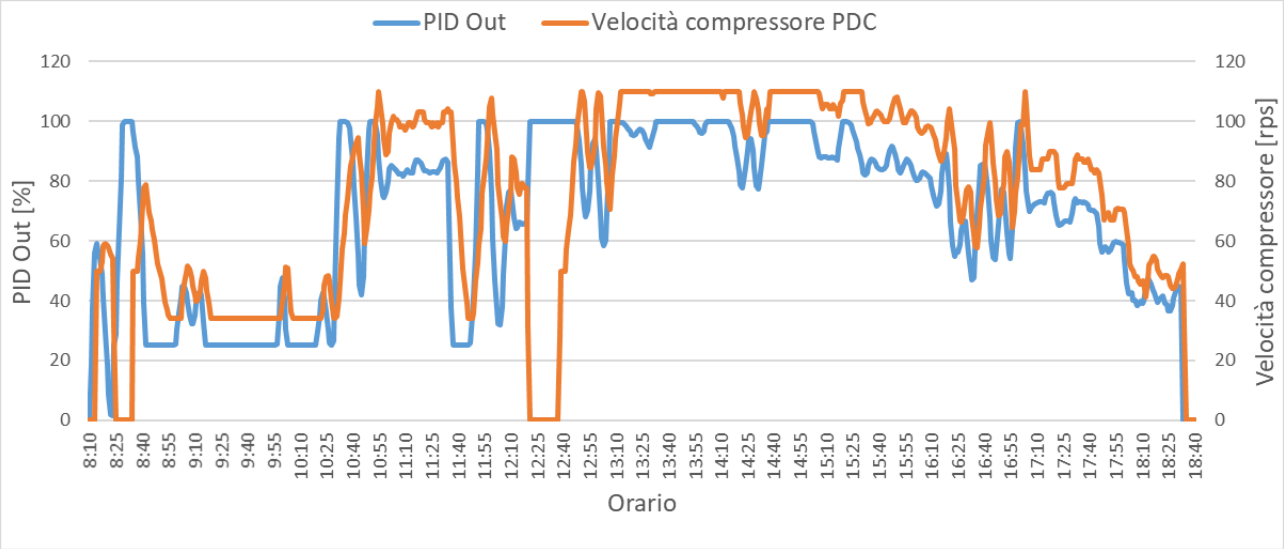



**Figura 127: Andamento temporale dell'uscita del PID_PDC e della velocità del compressore della PDC.**

Dalle figure precedenti si nota comunque come intorno alle 12:15 la pompa di calore si è spenta poiché la temperatura dei due accumuli ha raggiunto il valore di set-point impostato da web server.
La pompa di calore si riavvia subito dopo il proprio time safety riprendendo ad inseguire la curva di produzione disponibile; infatti, come riportato in Figura 129, la temperatura degli accumuli scende sotto il valore di set-point in quanto viene applicato il profilo di carico di Figura 130. Per generare il carico termico vengono attivati i circolatori di utenza (P1 e P3 dello schema di Figura 102) e i due dry cooler.
Si riporta in Figura 128 l'andamento della potenza termica generata dalla pompa di calore per tutto il periodo di prova e l'andamento del COP istantaneo.

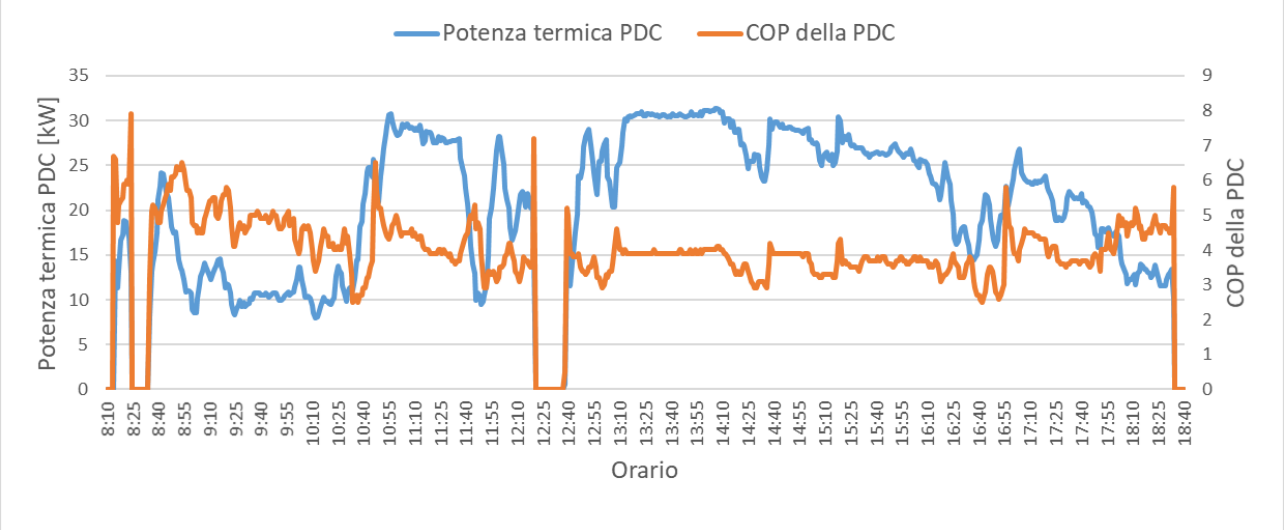



**Figura 128: Andamento temporale della potenza termica e del COP della PDC.**

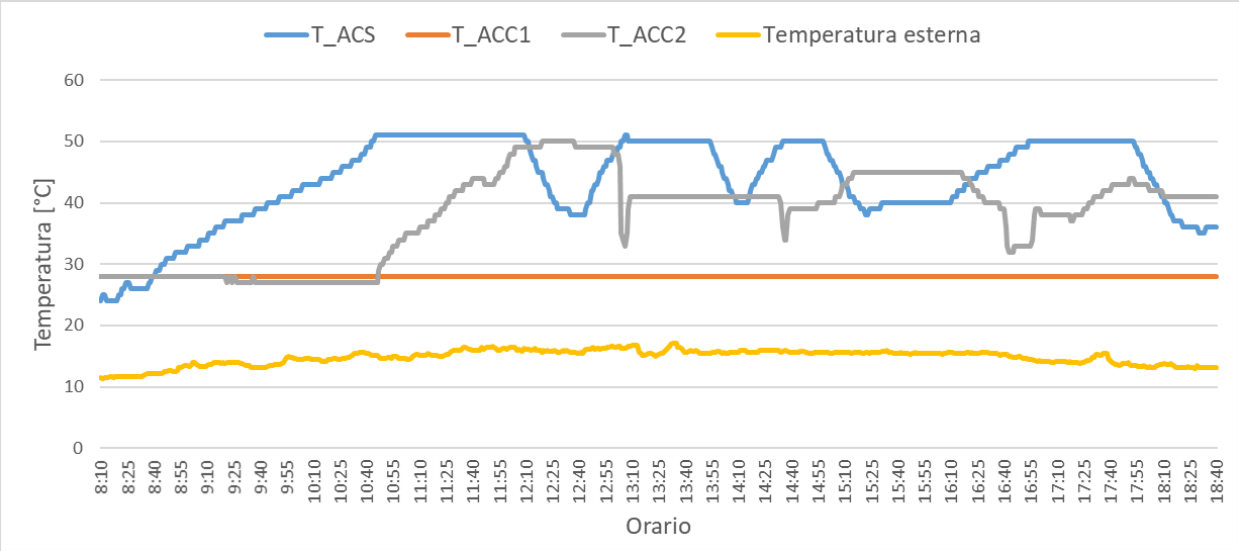



**Figura 129: Andamento temporale delle temperature rilevate negli accumuli ACS, ACC1 e ACC2 e della temperatura esterna.**

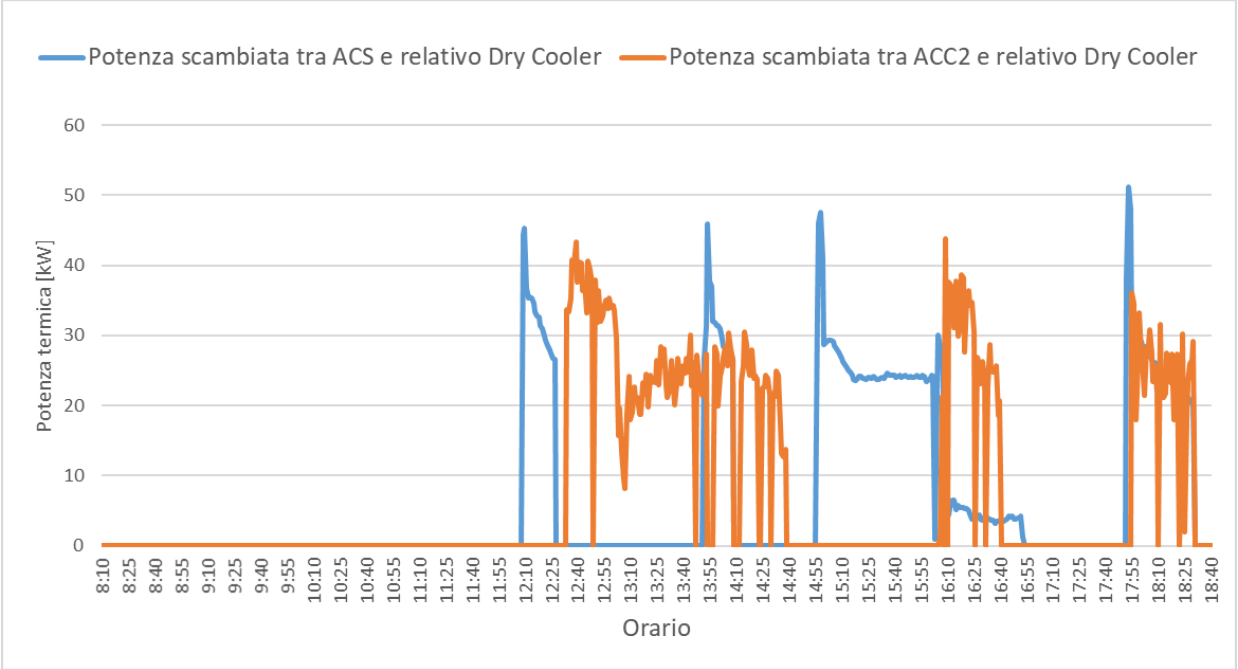



**Figura 130: Andamento della potenza termica scambiata tra ACS, ACC2 e i relativi Dry cooler.**

Come per le precedenti prove, è stata effettuata una analisi energetica del funzionamento del sistema e il calcolo dei principali parametri.

**Tabella 22: Prova 4 -Valori giornalieri di energia elettrica e termica perla sessione.**

| | | |
|---|---|---|
| Energia elettrica prodotta da FV | 71,04 | kWh |
| Energia elettrica assorbita dall'edificio | 31,19 | kWh |
| Energia elettrica disponibile (FV-carico elettrico edificio) | 59,76 | kWh |
| Energia elettrica assorbita dalla pompa di calore | 57,10 | kWh |
| Energia termica prodotta dalla pompa di calore | 210,00 | kWh |
| Energia termica dissipata con dry cooler (ACS + riscaldamento) | 149,13 | kWh |

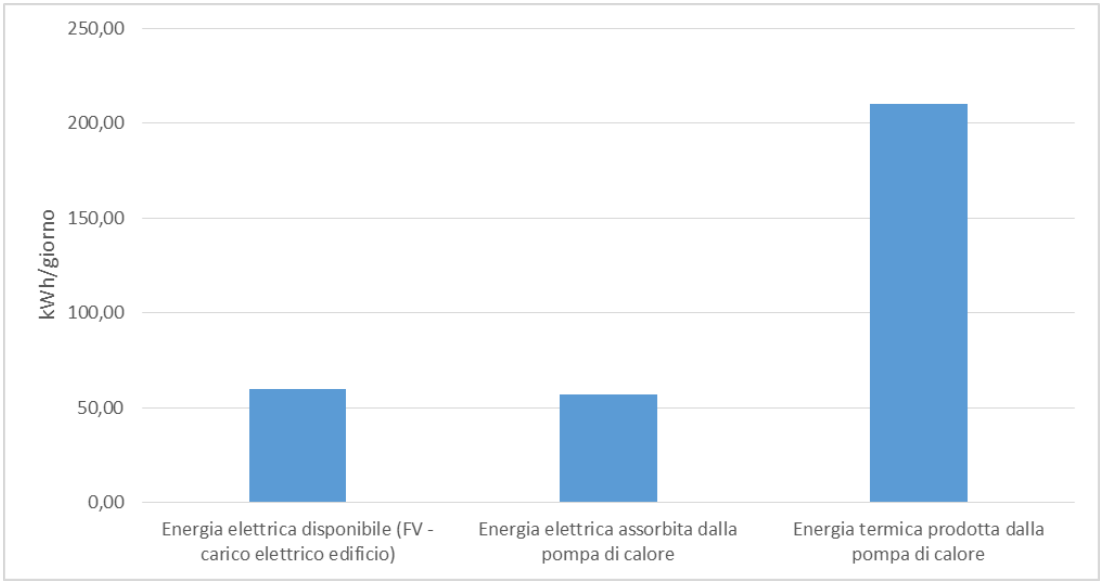



**Figura 131: Rappresentazione grafica dei valori giornalieri di energia elettrica e termica inerenti la sessione sperimentale in analisi.**

Dai valori riportati in Tabella 22 e dal grafico di Figura 131 si evince come con l'applicazione del controllo "power to heat" il consumo elettrico della pompa di calore coincide circa con l'energia effettivamente disponibile dal fotovoltaico al netto del consumo elettrico dell'edificio. L'energia termica prodotta in eccesso dalla pompa di calore rispetto a quella dissipata dai dry cooler è dovuto all'innalzamento della temperatura degli accumuli all'avvio della prova da circa 27°C a 50°C.

Dall'elaborazione degli indici energetici riportati in Tabella 23 e in Figura 132, si può osservare i seguenti risultati riferite alle condizioni della prova 4:

i) l'autoconsumo dell'impianto fotovoltaico passa da circa il 17% (valore calcolato in assenza della pompa di calore) a circa il 92% ottenuto dalla prova sperimentale applicando il controllo "power to heat" alla pompa di calore
ii) un incremento dell'autosufficienza energetica dell'edificio emulato dal 40% (calcolato dai profili di carico dell'edificio e del profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico) a circa il 74% (ottenuto dalle misure sperimentali) nonostante l'aumento dei consumi elettrici dovuti alla pompa di calore. l'incremento è giustificato dall'elevato valore di autosufficienza raggiunto dalla sola pompa di calore (95%) grazie all'applicazione del controllo ad inseguimento della potenza disponibile.

**Tabella 23: Coefficienti energetici e COP medio inerenti la sessione sperimentale in analisi.**

| | |
|---|---|
| Coefficiente di autoconsumo impianto FV in assenza di pompa di calore | 17% |
| Coefficiente di autoconsumo impianto FV in presenza di pompa di calore con controllo ad inseguimento della potenza disponibile | 92% |
| Coefficiente di autosufficienza energetica dell'edificio in assenza di pompa di calore | 40% |
| Coefficiente di autosufficienza energetica dell'edificio con pompa di calore e controllo ad inseguimento della potenza disponibile | 74% |
| Coefficiente di autosufficienza energetica della sola pompa di calore con controllo ad inseguimento della potenza disponibile | 95% |
| COP medio | 3,68 |

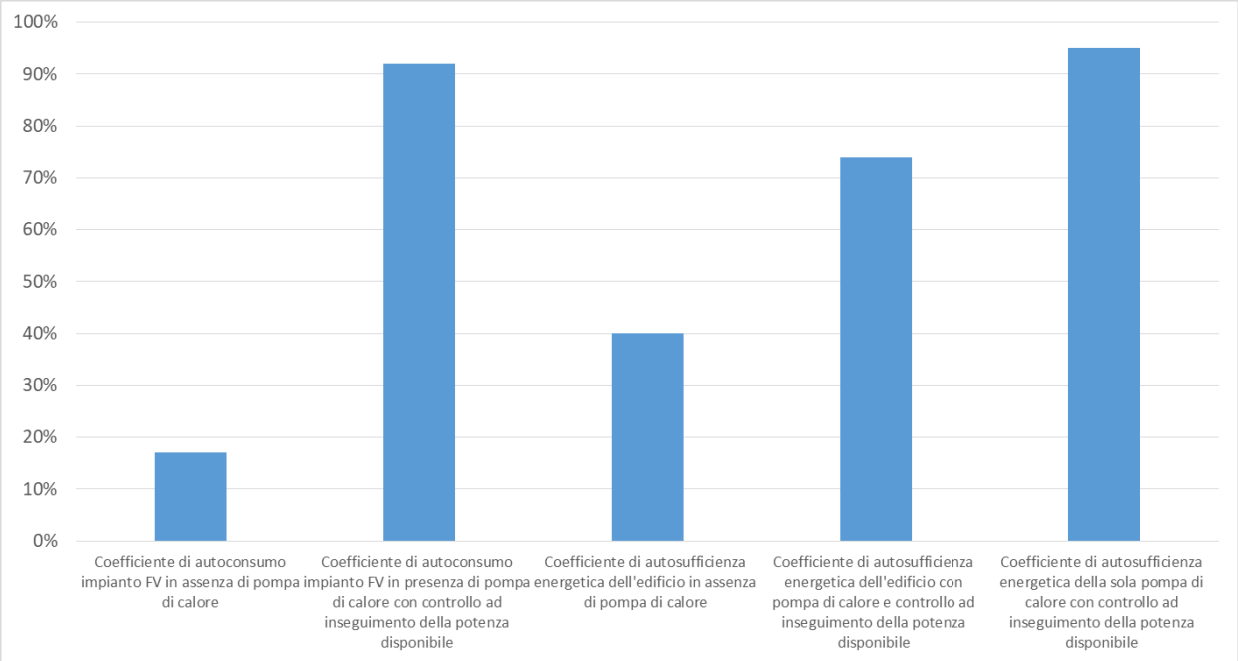



**Figura 132: Rappresentazione grafica dei coefficienti energetici inerenti la sessione sperimentale in analisi.**

### *3.2.7* Prova n°5: Applicazione curva fotovoltaico in presenza di consumi elettrici di edificio ottimizzati mediante logiche demand-response

Rispetto alla prova precedente è stata sostituita la curva di carico elettrico dell'edificio con la curva ottimizzata riportata in Figura 123, ottenuta spostando i maggiori prelievi di potenza nelle ore di produzione dell'impianto fotovoltaico a parità di consumo totale giornaliero.

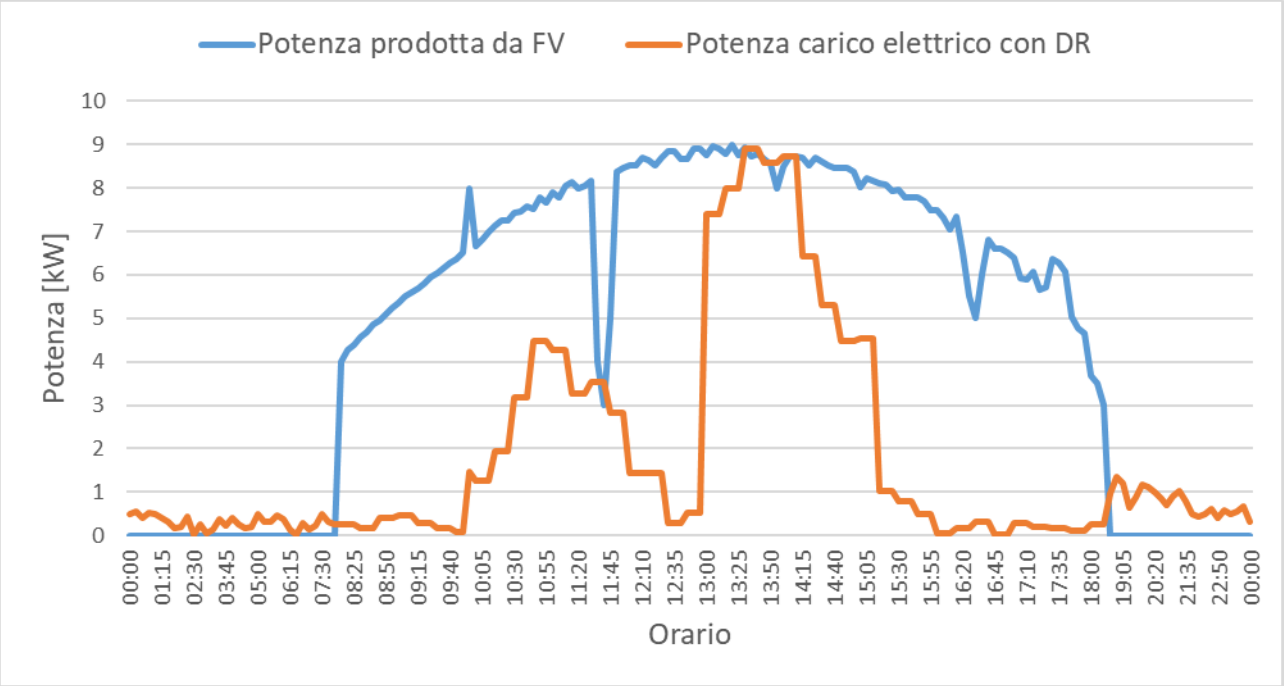



**Figura 133: Curva fotovoltaica e curva di carico elettrico ottimizzata tramite logiche demand-response impiegate nella sessione sperimentale in oggetto.**

La curva di potenza disponibile riportata in Figura 134 è stata ottenuta dalla differenza tra la curva di produzione del fotovoltaico e il profilo di carico elettrico ottimizzato di edificio riportato in Figura 133.

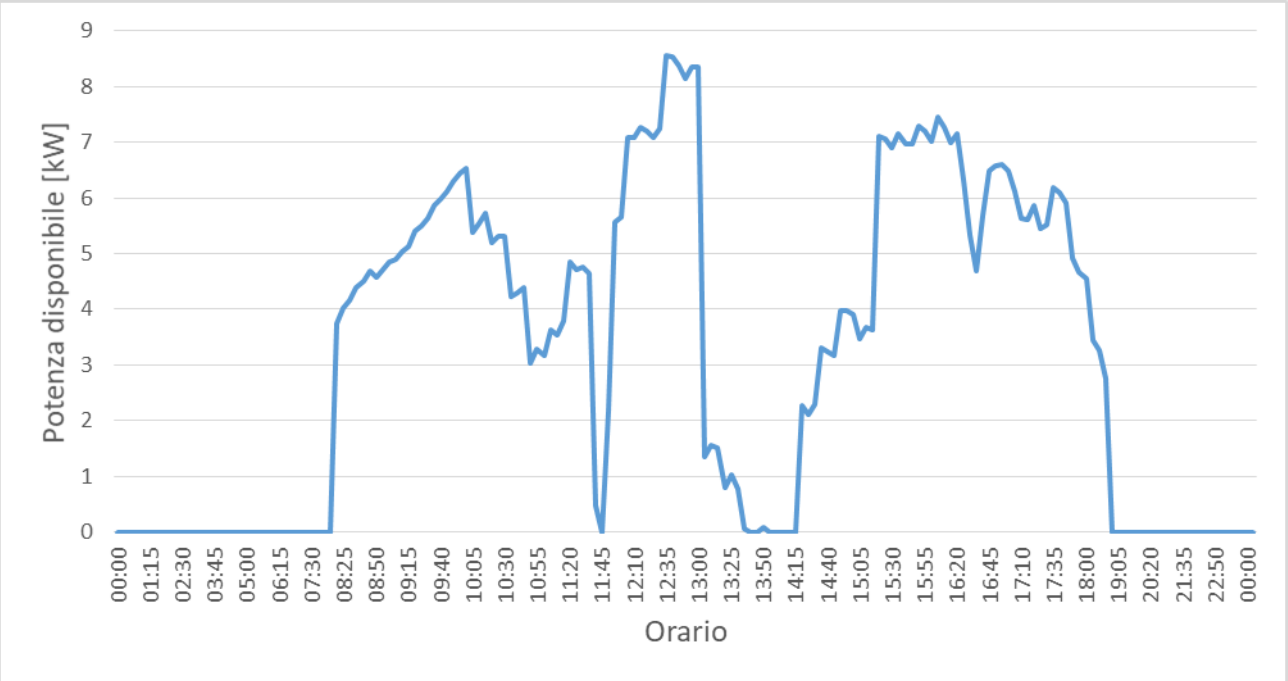



**Figura 134: Potenza disponibile risultante dalla sottrazione tra la potenza fotovoltaica e la potenza del carico elettrico complessivo dell'edificio.**

Le condizioni di prova riportate di seguito sono le stesse già applicate nella prova 4:

- taglia impianto FV emulato 10 kWp;
- intervallo di campionamento delle misure: 1 min;

- logica applicata alla pompa di calore: modulazione compressore con PID per inseguire la curva di potenza disponibile (produzione fotovoltaico al netto del carico elettrico dell'edificio);
- accumulo termico utilizzato: Accumulo 2 (1500 litri);
- accumulo ACS: 1000 litri;
- intervallo set-point temperatura accumulo caldo: 45°C - 50°C;
- intervallo set-point temperatura accumulo ACS: 45°C - 50°C;
- accumulo elettrico: no;
- profilo di carico termico d'utenza: non applicato;
- profilo di carico elettrico d'utenza: non applicato.

Dai risultati della prova sperimentale riportati in Figura 135 e Figura 136 si può osservare, come già avvenuto per la prova 4, una oscillazione del numero di giri del compressore in corrispondenza dei salti di potenza disponibile; per attenuare le suddette oscillazioni sarà necessario ottimizzazione i parametri kp e ki del PID.

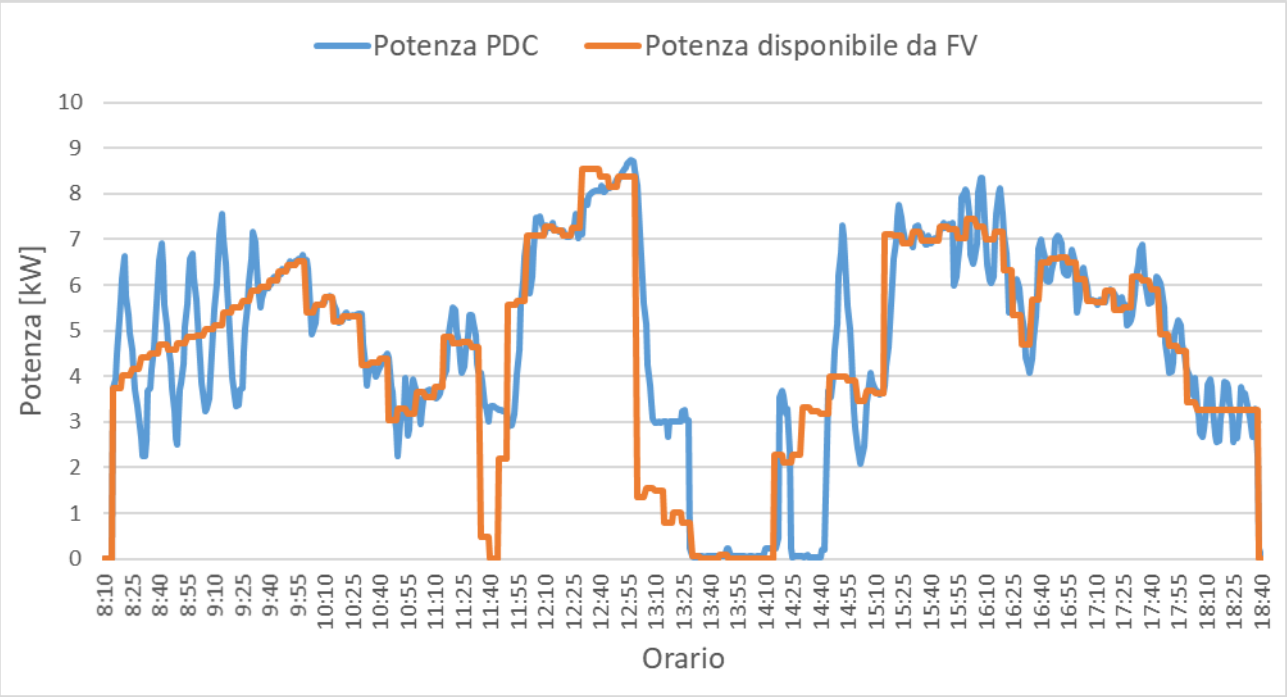



**Figura 135: Andamento temporale della potenza disponibile da fotovoltaico emulato e della potenza assorbita dalla PDC.**

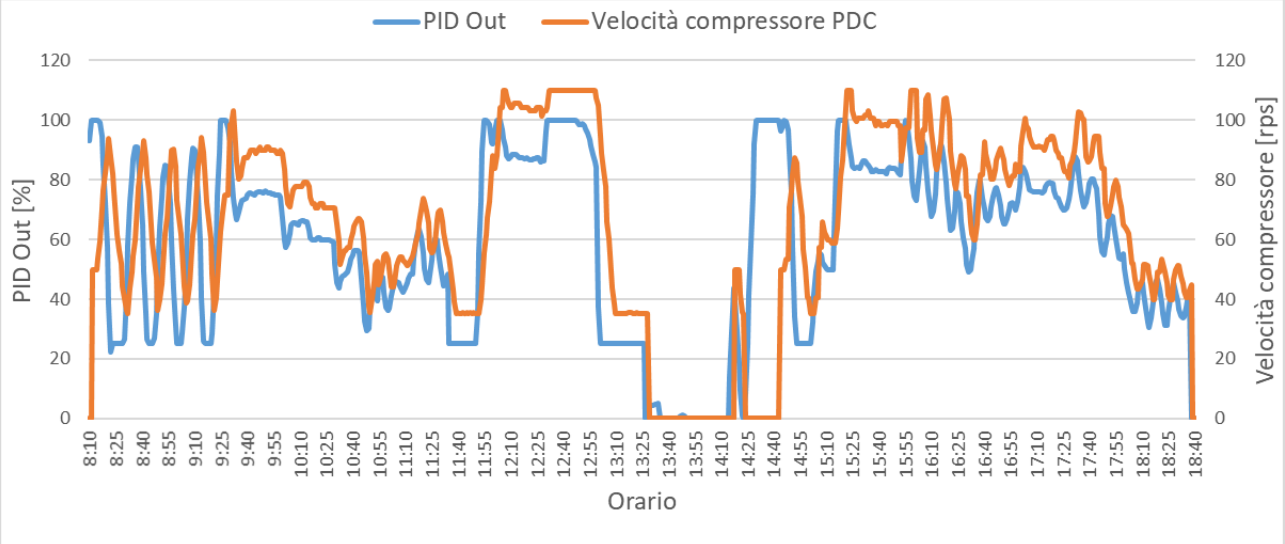



**Figura 136: Andamento temporale dell'uscita del PID_PDC e della velocità del compressore della PDC.**

Dalla Figura 135 e dalla Figura 136 si osserva inoltre come, durante i momenti in cui si azzera la potenza disponibile, il PID mantiene il compressore al 25% della sua capacità di funzionamento.
Inoltre, come si evince dalla stessa Figura 136, nel caso in cui la potenza disponibile si annulla per un tempo superiore a 5 min, al fine di evitare un prelievo eccessivo di potenza dalla rete, il valore minimo del segnale generato dal PID si azzera spegnendo la pompa di calore; quest'ultima si riavvia quando il valore di potenza disponibile torna a superiore la potenza minima di funzionamento.

Si riporta di seguito il profilo della potenza termica generata dalla pompa di calore, il relativo COP istantaneo e l'andamento della temperatura dei due accumuli ACS e Acc2. Come per la precedente prova, l'energia termica accumulata è stata dissipata imponendo con i due dry cooler il profilo di carico riportato in Figura 139.

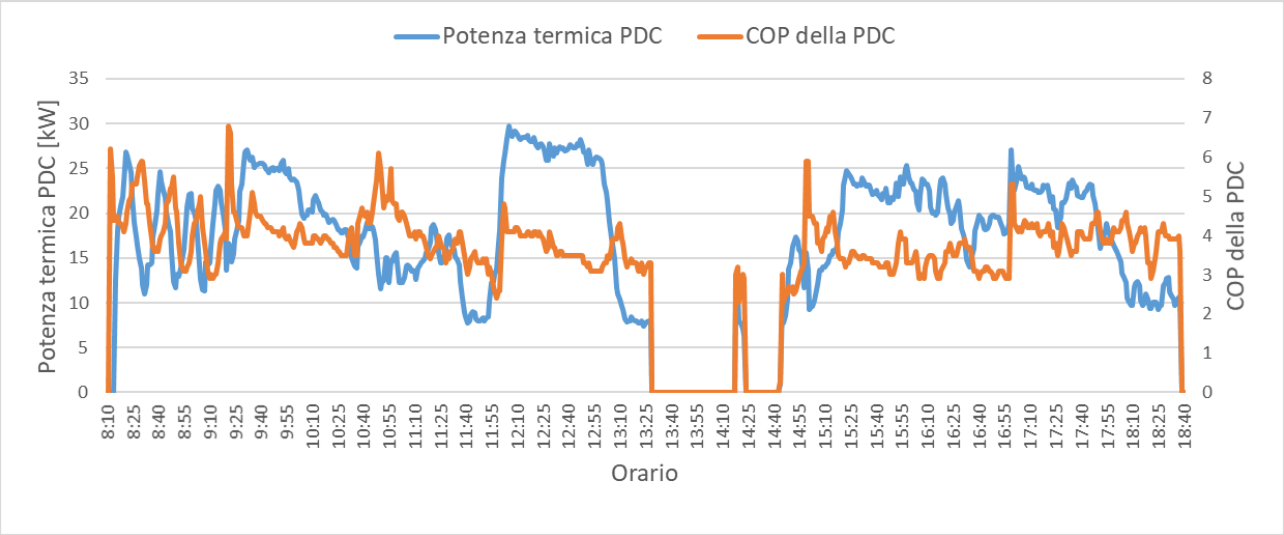



**Figura 137: Andamento temporale della potenza termica e del COP della PDC.**

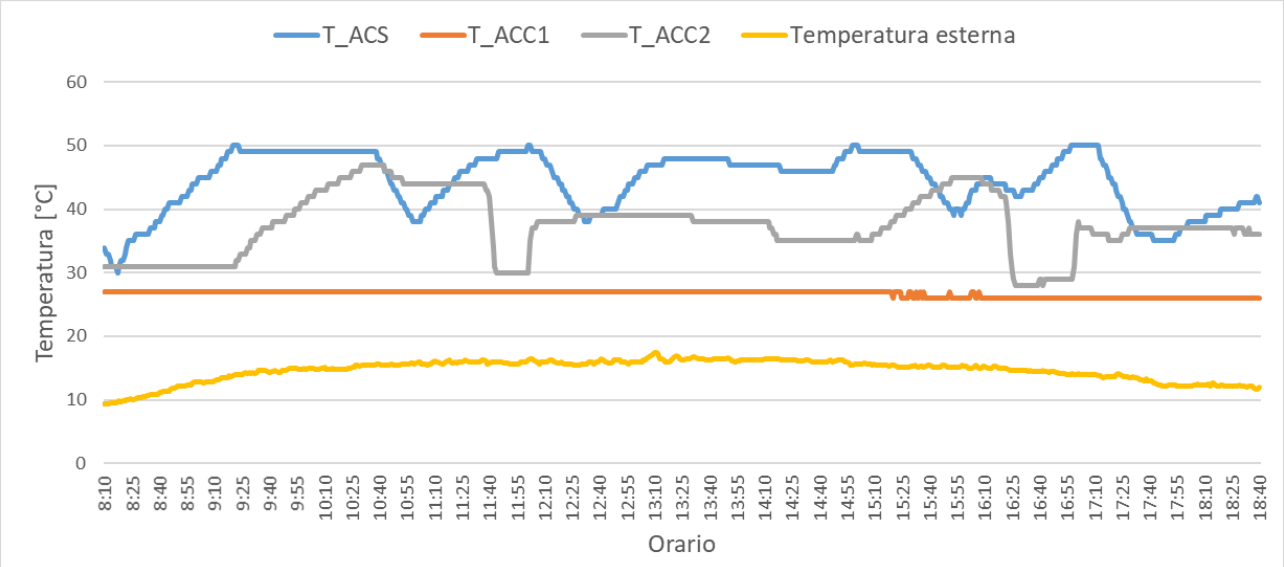



**Figura 138: Andamento temporale delle temperature rilevate negli accumuli ACS, ACC1 e ACC2 e della temperatura esterna.**

Sono stati, inoltre, emulati dei prelievi di potenza termica sia dal circuito ACS che dall'ACC2 (Figura 139).

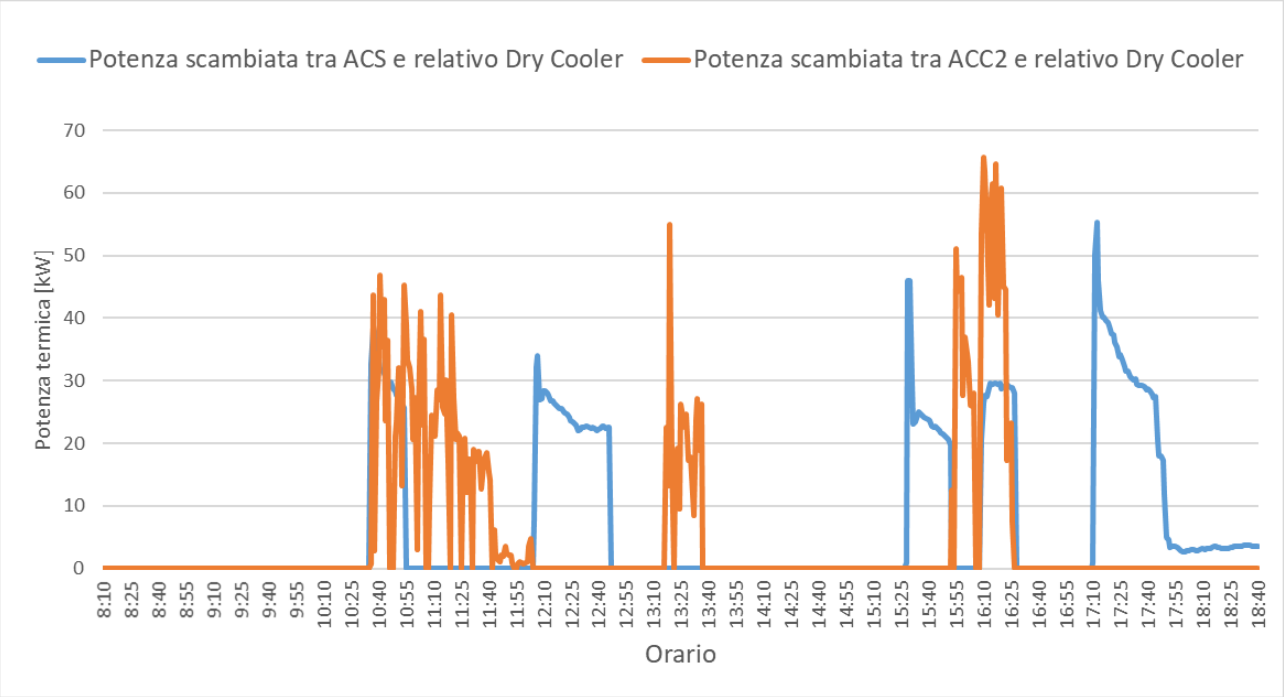



**Figura 139:** Andamento della potenza termica scambiata tra ACS, ACC2 e i relativi dry cooler.

Si riporta di seguito un confronto tra le ultime due sessioni sperimentali relative rispettivamente all'applicazione dei profili di carico elettrico di edificio non ottimizzato e ottimizzato con logica DR.

**Tabella 24: Confronto risultati energetici ottenuti per la prova 4 e per la prova 5.**

| | Carico non ottimizzato (prova 4) | Logica DR (prova 5) |
|---|---|---|
| Energia elettrica prodotta da FV | 71,04 | 71,04 |
| Energia elettrica assorbita dall'edificio | 31,19 | 31,19 |
| Energia elettrica disponibile (FV-carico elettrico edificio) | 59,76 | 48,29 |
| Energia elettrica assorbita dalla PDC | 57,10 | 49,08 |
| Energia termica prodotta dalla PDC | 210,00 | 171,89 |
| Energia termica consumata dall'edificio | 149,13 | 120,97 |

**Tabella 25: Confronto parametri energetici ottenuti per la prova 4 e per la prova 5.**

| Calcolo Coefficienti energetici | Carico non ottimizzato (prova 4) | Logica DR (prova 5) |
|---|---|---|
| Coefficiente di autoconsumo impianto FV | 0,92 | 0,95 |
| Coefficiente di autosufficienza energetica edificio + pompa di calore | 0,74 | 0,84 |
| Coefficiente di autosufficienza energetica della pompa di calore | 0,95 | 0,91 |
| COP medio | 3,68 | 3,50 |

Dai risultati energetici riportati in Tabella 24 si può osservare come nel caso di ottimizzazione del profilo di carco dell'edificio con logica Demand Response si ha una riduzione di circa il 17% dell'energia disponibile da FV per controllare con logica "power to heat" la pompa di calore; tuttavia, come si evince dai parametri riportati in Tabella 25, anche se questo comporta una leggera riduzione dell'autosufficienza della pompa di calore (dal 95% al 91%) nel complesso si osserva un miglioramento dell'autosufficienza dell'edificio emulato (dal 74% all'84%) e dell'autoconsumo dell'impianto FV (dal 92% al 95%).

# 4 Modellizzazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. e dei nuovi componenti per l'applicazione ad un contesto di autoconsumo collettivo

## *4.1 Modellizzazione nuovi componenti sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.*

In questa sezione, estendendo lo sviluppo avviato nelle precedenti annualità, viene descritta l'implementazione in Matlab/Simulink dei modelli che consentono di simulare il sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. con nuove tecnologie installate presso l'impianto pilota del C.R. ENEA Casaccia.
Per una descrizione completa della piattaforma di simulazione del sistema ibrido, si riporta di seguito un elenco dei principali modelli implementati nelle precedenti annualità e adattati alla nuova piattaforma di simulazione:

**Modello Simulatore climatico - Neural Weather Generator**

Per generare i dati climatici orari del sito oggetto di simulazione è stato integrato all'interno dello schema Simulink il simulatore climatico, Neural Weather Generator, presente nella piattaforma software ODESSE sviluppata da ENEA nell'ambito delle precedenti annualità del programma di Ricerca di Sistema Elettrico [1]. Il Neural Weather Generator è in grado di riprodurre su scala quarto d'ora i dati climatici (temperatura esterna, umidità esterna e radiazione solare per ciascuno orientamento e inclinazione), attraverso tecniche di 'soft computing' (reti neurali, algoritmi evolutivi, sistemi 'fuzzy' ed approcci ibridi).

**Modello impianto FV**

Per la modellizzazione in ambiente MATLAB-Simulink di una tale integrazione tra la tecnologia fotovoltaica e solare termica si è partiti dal modello di un fotovoltaico tradizionale sviluppato dall'ENEA nel corso di attività precedenti [2] di cui si riporta lo schema Simulink nella figura seguente:

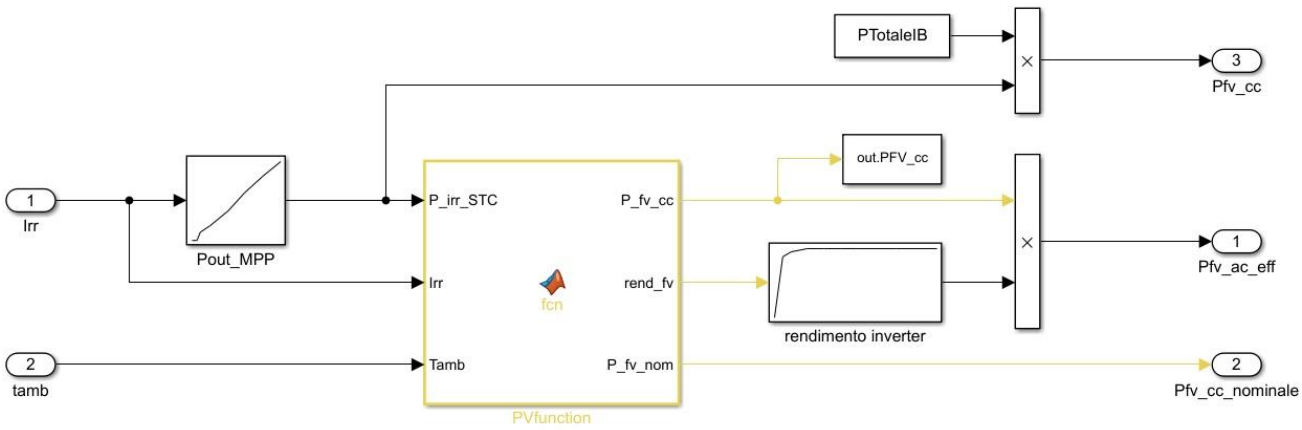



**Figura 140: Modello Simulink del fotovoltaico tradizionale.**

Con la lookup table "Pout_MPP" è stata implementata la funzione di inseguimento della massima potenza (Maximum Power Point Tracking - MPPT) del campo FV svolta dall'inverter in funzione della curva caratteristica del modulo FV simulato. Il blocco lookup table riceve dal "Weather Generator" il valore dell'irraggiamento totale sul piano dei moduli (in W/mq) e restituisce il corrispondente valore della massima potenza che il sistema FV è in grado di erogare per date condizioni al contorno (corrispondente al ginocchio della curva V-I del modulo FV).
In generale il modello riportato in Figura 140 ricevendo come input dal NWG la temperatura ambiente e l'irraggiamento solare (corretto in base all'inclinazione e all'azimut del pannello), restituisce in output la potenza elettrica prodotta dal campo FV valutando le perdite previste dalla norne CEI 82-25.
La potenza prodotta in corrente alternata è ricavata dal prodotto della produzione del campo FV in corrente continua e il rendimento dell'inverter. Quest'ultimo viene valutato con una tipica curva implementata secondo la Lookup table di Figura 140 (riportata dalla CEI 82-25), la quale ha in ingresso il punto di lavoro calcolato come rapporto tra potenza istantanea prodotta in corrente continua e la potenza nominale del convertitore in corrente continua.

**Modello carico elettrico del singolo utente e del carico elettrico condominiale**

La modellizzazione del profilo di carico elettrico della singola unità abitativa dell'edificio condominiale è stata implementata tramite specifiche Lookup Table riportate in Figura 141; queste ultime riproducono: i) il profilo orario di carico elettrico d'appartamento non flessibile generato con la Metodologia Montecarlo del Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Palermo; ii) i carichi elettrici flessibili dell'appartamento (quali ad esempio lavatrice e lavastoviglie); iii) il profilo di carico elettrico ottenuto dall'applicazione di logiche demand-response ai carichi elettrici flessibili.
Con il modello Simulink di Figura 141 è stato possibile valutare come l'ottimizzazione dei carichi flessibili possa influire positivamente sull'incremento dell'energia condivisa e sui benefici energetici ed economici dei singoli utenti che costituiscono lo schema di autoconsumo collettivo.

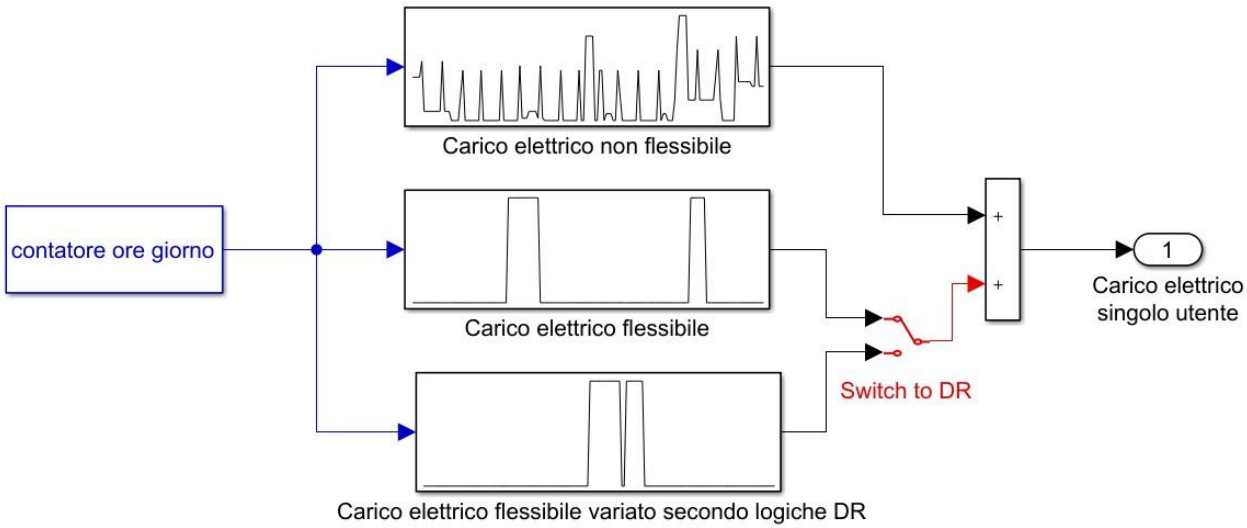



**Figura 141: Modello Simulink del carico elettrico del singolo appartamento.**

Per lo studio in oggetto sono stati implementati diversi profili di carico tra loro differenti per simulare in maniera distinta i diversi appartamenti del caso studio simulato.

**Modello sistema di accumulo elettrico**

Per la modellizzazione dell'accumulo elettrico sono stati adattati modelli già implementati in precedenti linee di attività di Ricerca di Sistema Elettrico [3].

Il modello rappresentato in Figura 142, oltre a riprodurre il comportamento reale dell'accumulo integrato nell'impianto ibrido, implementa le logiche che gestiscono i flussi di potenza scambiata tra rete e impianto di generazione locale.

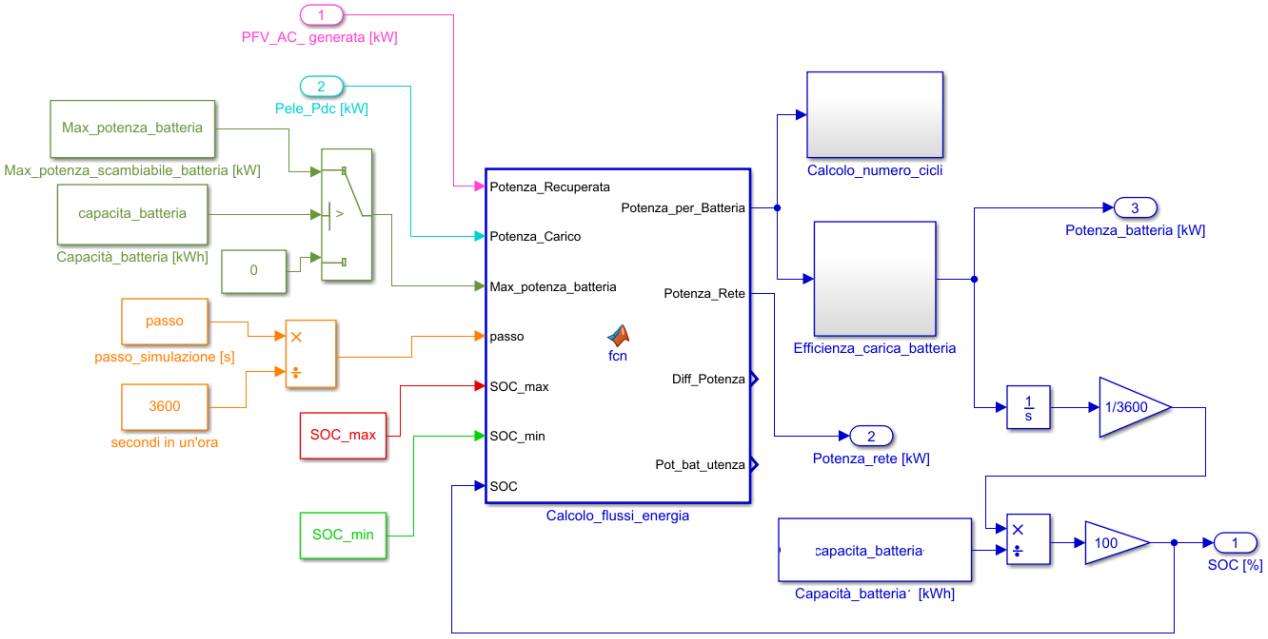



**Figura 142: Modello accumulo elettrico per sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E.**

Il modello dell'accumulo prevede in input i carichi elettrici dell'utenza (nel caso di simulazione di un sistema di autoconsumo collettivo il profilo di carico coinciderà con quelli comuni del condominio), il profilo di carico della pompa di calore centralizzata e la potenza generata (es. impianto FV condominiale).
Il modello, quindi, restituisce in output la potenza scambiata con la rete (positiva se immessa in rete e negativa se prelevata dalla rete), lo stato di carica dell'accumulo (SOC: State Of Charge), la potenza prodotta localmente e immagazzinata in batteria e la potenza ceduta dalla batteria alla pompa di calore.
In particolare, la gestione del sistema di accumulo prevede che l'eventuale surplus di potenza generata rispetto a quella richiesta dalla pompa di calore venga immessa in batteria fino al raggiungimento del massimo SOC possibile (parametro impostato a seconda della tecnologia di accumulo simulata) raggiunto il quale l'ulteriore eccedenza viene immessa in rete. Nel caso in cui vi sia un deficit di potenza generata rispetto a quella assorbita, l'accumulo fornirà energia alla pompa di calore fino al raggiungimento del SOC minimo possibile (parametro impostato a seconda della tecnologia di accumulo simulata) raggiunto il quale l'ulteriore deficit di potenza verrà prelevato dalla rete elettrica.
Le funzioni sopra descritte vengono implementate nel blocco Matlab Function di Figura 142 con l'utilizzo di cicli "if" che eseguono le seguenti funzioni.

***1)"potenza recuperata" > "potenza carico"***
a) Se il SOC (stato di carica della batteria) < SOCmax (parametro impostato al 90%):

La potenza generata in eccesso dal generatore locale viene accumulata in batteria secondo un rendimento di carica che dipende dalla tecnologia dell'accumulo valutato dal modello "Efficienza_carica_batteria"; per il modello a Litio Ferro fosfato il rendimento è stato valutato nelle precedenti annualità [11];

b) Se il SOC di batteria > SOCmax;
La potenza prodotta in eccesso dall'impianto locale rispetto al carico dell'utenza viene immessa in rete.

***2) "potenza recuperata" < "potenza carico"***

a) Se il SOC > SOCmin (parametro impostato al 20%)
La potenza in eccesso del carico locale rispetto a quella generata dalla fonte rinnovabile locale viene fornito al sistema di accumulo.
b) Se il SOC < SOCmin
Il sovraccarico rispetto alla produzione della fonte rinnovabile locale viene prelevato dalla rete.
Le funzioni vengono svolte dai blocchi di Figura 142 secondo le seguenti condizioni
- la potenza scambiata dalla batteria non può essere inferiore a quella minima di funzionamento dell'inverter (pari al 2% della capacità di batteria).
- la potenza nominale dell'inverter è pari al massimo tra la potenza nominale della pompa di calore e la potenza installata dell'impianto di generazione, al fine di permettere alla batteria di accumulare tutta la potenza prodotta o fornire tutta quella richiesta senza limitazioni
- il SOC è compreso nel range minimo e massimo impostato dall'utente (es. 20%-90%)

Come descritto di seguito nella linea di attività in oggetto il modello sopra descritto è stato modificato con specifiche funzioni al fine di poter valorizzare tra l'energia condivisa in uno schema di Autoconsumo Collettivo anche quella fornita dal sistema di accumulo.

## Modello pompa di calore

Il blocco Simulink della pompa di calore la cui modellizzazione è stata avviata nelle precedenti annualità [3], riproduce il comportamento dinamico di un modello tipo aria/acqua ad inverter, consentendo di variare il numero di giri del compressore dal 100 % al 25 % modulando i prelievi di potenza elettrica in funzione di un segnale generato dal sistema di controllo esterno.

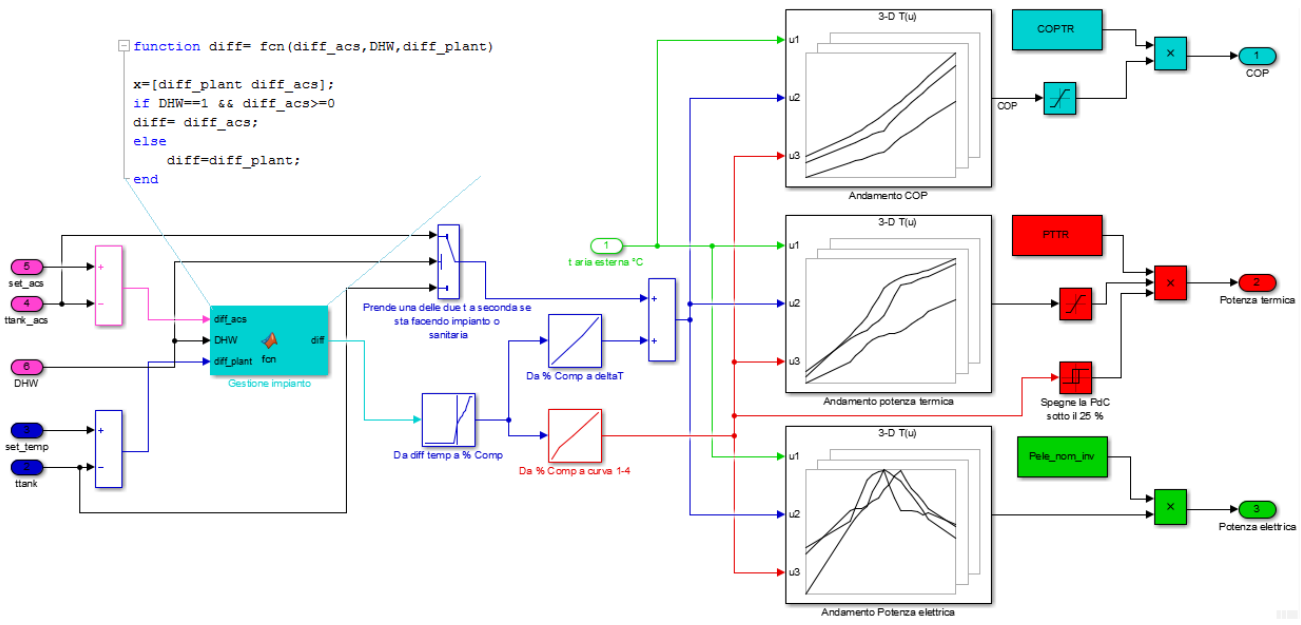



**Figura 143: Schema Simulink della pompa di calore nel suo funzionamento normale.**

Il modello Matlab/Simulink, riportato in Figura 143, comprende tre sottosistemi: i) il primo sottosistema implementa le logiche di controllo e gestione della macchina, ii) il secondo implementa il funzionamento in modalità PdC e produzione di ACS (tramite le tre lookup table riportate in Figura 143), iii) il terzo implementa il funzionamento in modalità chiller (tramite specifiche lookup table).
Note la temperatura dell'aria esterna, la temperatura di mandata del fluido e la percentuale del numero di giri, tre diverse lookup tables 3D, tramite un'interpolazione,

Il modello si basa sull'implementazione di matrici (lookup table 3D) con le quali vengono corretti i valori nominali del COP e dell'EER nominale in funzione delle condizioni operative reali corrispondenti a ciascuna coppia di temperatura della sorgente calda e fredda e del livello di parzializzazione del numero di giri del compressore. Inoltre, al variare delle condizioni operative le matrici forniscono in uscita i valori della potenza termica (o frigorifera) ceduta e della potenza elettrica assorbita dal compressore
Il modello utilizzato è dotato di due distinte logiche di gestione della pompa di calore: i) Inseguimento set-point termico: funzionamento normale ad inseguimento della temperatura di set-point dell'accumulo caldo o freddo, ii) Inseguimento fotovoltaico: modulazione del numero di giri del compressore per inseguire la produzione elettrica della fonte rinnovabile locale e massimizzare l'autoconsumo fisico.
Nel caso di gestione ad inseguimento fotovoltaico, il numero di giri del compressore viene regolato da un PID al fine di far assorbire alla pompa di calore la stessa potenza elettrica prodotta dalla fonte rinnovabile locale accumulandola sotto forma di energia termica indipendentemente dal set-point di temperatura dell'accumulo (la temperatura dell'accumulo sale o scende fino a raggiungere il limite tecnico della temperatura di mandata della pompa di calore).
Nell'ambito del presente lavoro tale logica è stata rivista e ampliata aggiungendo tramite delle Matlab functions le condizioni logiche per cui il controllo ad inseguimento non cessa quando la temperatura dell'accumulo raggiunge i valori superiori a quelli di funzionamento della macchina, ma continua di fatto ad inseguire il surplus per aumentare la temperatura dell'accumulo ACS. In tal modo, si include nella logica ad inseguimento anche l'accumulo ACS aumentando di fatto l'autoconsumo della potenza elettrica fotovoltaica disponibile.

## Modello della caldaia a gas

Al fine di poter effettuare l'analisi economiche e valutazioni energetiche del sistema ibrido rispetto ad un sistema tradizionale, nel presente studio è stato adattato il modello della caldaia a gas (Figura 144), sviluppato da ENEA nel corso delle precedenti annualità [4], per poter simulare lo scenario di riferimento costituito dall'edificio condominiale con impianto termico centralizzato.
La figura seguente mostra lo schema Simulink del modello matematico della caldaia:

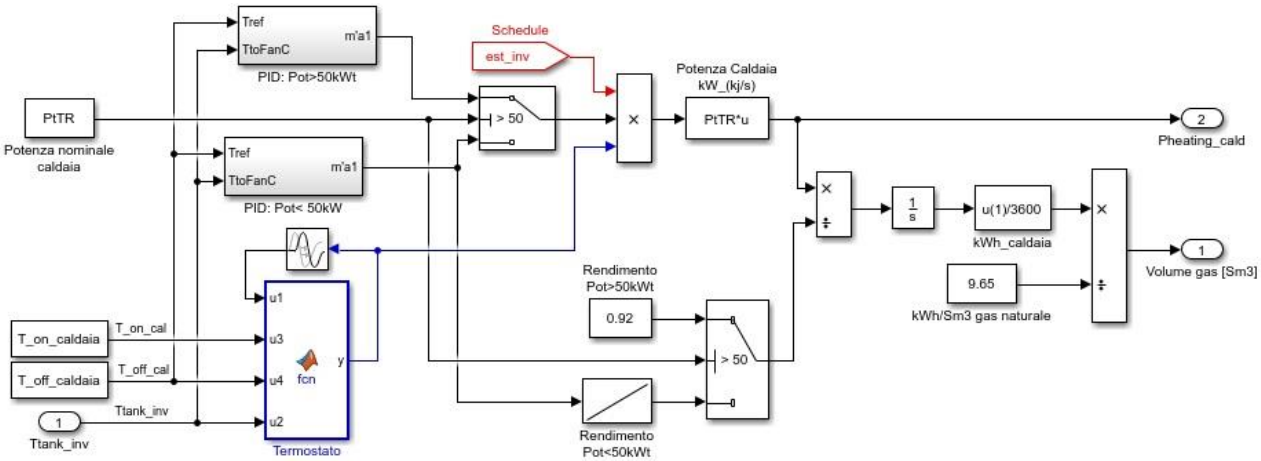



**Figura 144: Schema Simulink del modello della caldaia.**

Il modello Simulink di Figura 144 è costituito da blocchi di controllo e da blocchi con i quali viene simulata la conversione energetica, effettuata dalla caldaia, da energia primaria (gas) a energia termica. La caldaia è controllata con logica tipo termostato implementata tramite una Matlab function che confronta la temperatura dell'accumulo con due temperature di set-point che limitano superiormente e inferiormente il range di temperature dell'accumulo.

La potenza termica erogata dalla caldaia viene modulata da un controllo Proporzionale-Integrativo-Derivato (PID); quest'ultimo confronta il valore istantaneo della temperatura dell'accumulo con la temperatura di riferimento, riducendo la potenza erogata quando la temperatura si avvicina a quella di set-point. Il modello, come indicato in Figura 144, fornisce in uscita la potenza termica generata e il volume di gas consumato con il qual viene ricavato il costo della bolletta condominiale annua per riscaldamento e ACS.

**Modello accumulo termico**

Per simulare l'accumulo termico integrato con la pompa di calore o con la caldaia è stato adattato il modello implementato da ENEA nell'ambito delle precedenti annualità [4]. Il modello dell'accumulo consente di simulare i transitori e l'inerzia dell'impianto simulato in funzione del volume di acqua contenuto:

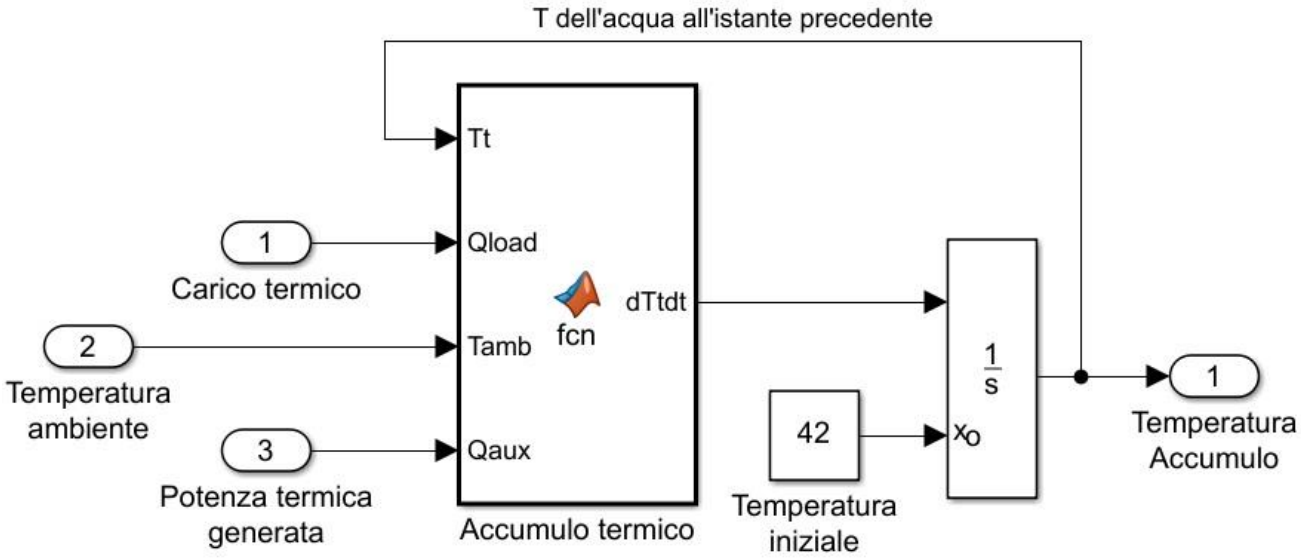



**Figura 145: Schema Simulink dell'accumulo termico.**

Il modello il cui schema Simulink è riportato in Figura 145, ha in input la temperatura ambiente (utile a calcolare le dispersioni verso l'esterno), il carico richiesto dall'utenza e la potenza fornita dal generatore (pompa di calore o caldaia); l'integrazione della seguente equazione differenziale, che regola la dinamica dell'accumulo termico, permette di calcolare la temperatura dell'acqua in ogni passo di simulazione:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\dot{Q}_{aux} - \dot{Q}_{load} - \left(\frac{KTR}{1000}\right) \cdot FFTR \cdot VaccTR \cdot (T_t - T_{amb})}{c_p \cdot 1000 \cdot VaccTR}.$$

Dove:

- $Q_{aux}$ la potenza fornita all'accumulo dalla PdC;
- $Q_{load}$ la potenza richiesta dall'utenza;
- KTR il valore della trasmittanza dell'accumulo $[W/m^2 \cdot K]$;
- FFTR il fattore di forma dell'accumulo che esprime la superficie disperdente in funzione del volume dell'accumulo; in genere per gli impianti residenziali vale 0,3;
- $c_p$ il calore specifico dell'acqua $[kJ/kg \cdot K]$.

## 4.2 *Integrazione di nuovi modelli per la simulazione dello schema di Autoconsumo Collettivo (AUC) con impianto ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E.*

In questa sezione vengono descritte le integrazioni fatte ai modelli già sviluppati nelle precedenti annualità per simulare una configurazione di Autoconsumo collettivo (AUC) previsto dall'art. 42 bis del Decreto Legge 30 dicembre 2019, n. 162, applicata ad un edificio condominiale con sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E.
Si riportano di seguito le principali modifiche effettuate alla piattaforma di simulazione implementata nelle precedenti annualità.

### *4.2.1* Modello termico semplificato del condominio

Al fine di semplificare l'analisi e la simulazione delle configurazioni AUC estesa a diverse tipologie di condomini siti in diverse zone climatiche, in questo studio è stato sostituito il blocco Simulink utilizzato per simulare il comportamento dinamico dell'edificio [5] con un blocco che consente di caricare e leggere profili di carico termico pre-calcolati associati a diverse tipologie edilizie.
Il nuovo blocco consente di applicare facilmente la piattaforma di simulazione della configurazione AUC a una casistica estesa di condomini anche se non si conoscono nel dettaglio le caratteristiche termofisiche dell'involucro edilizio. Tale scelta, anche se potrebbe penalizzare la simulazione dinamica del comportamento termico dell'edifico, facilita la simulazione delle configurazioni AUC applicate a diverse tipologie di sistema condominio – impianto.
In tal modo, dopo aver acquisito una casistica esaustiva dei profili di carico termico tipici dello stock edilizio nazionale, è possibile utilizzare la piattaforma di simulazione scegliendo il profilo di carico termico dell'edifico più simile a quello da simulare senza dover necessariamente obbligare l'utente ad inserire manualmente i parametri termofisici necessari alla simulazione dinamica.
Nell'ambito di questo studio i profili di carico termico condominiale associati alle diverse tipologie edilizie e alle diverse zone climatiche sono stati generati con la piattaforma di simulazione dinamica ODESSE (Optimal DESign for Smart Energy) sviluppata da ENEA [5].
Il modello Simulink implementato per leggere i profili di carico termico condominiale è riportato in Figura 146; tramite una Lookup Table Dynamic i componenti di un vettore costituito da 35041 valori del carico termico condominiale (input "Ptot_dis") vengono associato a ciascun quarto d'ora dell'anno (input "contatore ore").
Il profilo di carico termico (Ptot_dis) generato con ODESSE viene letto da un file Excel e caricato nel workspace di Matlab prima di lanciare la simulazione. Come indicato nello schema di Figura 146, due switch comandati da un segnale "est_inv" attivano il carico termico invernale in un determinato periodo dell'anno dipendente dalla zona climatica come stabilito dal DPR n. 412/1993 e smi; l'attivazione del periodo di raffrescamento è complementare al periodo di riscaldamento.

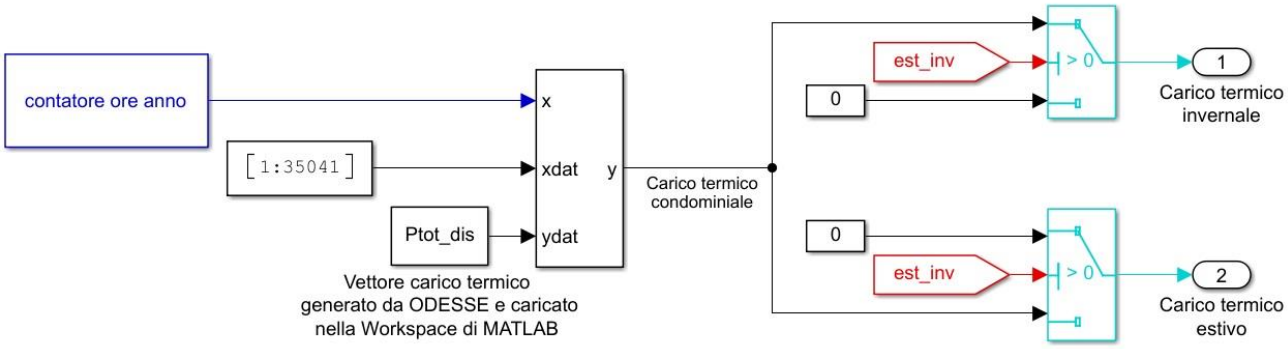



**Figura 146: Dettaglio dello schema Simulink per leggere e simulare il carico termico condominiale (estivo ed invernale).**

Come riportato nello schema completo di Figura 147, il carico generato con il modello di Figura 146, è uno degli input dell'accumulo termico descritto nel precedente paragrafo.

Il simulatore come indicato nello schema Simulink prevede la modellizzazione separata dell'accumulo termico per riscaldamento e dell'accumulo termico estivo anche se il modello fisico è unico.

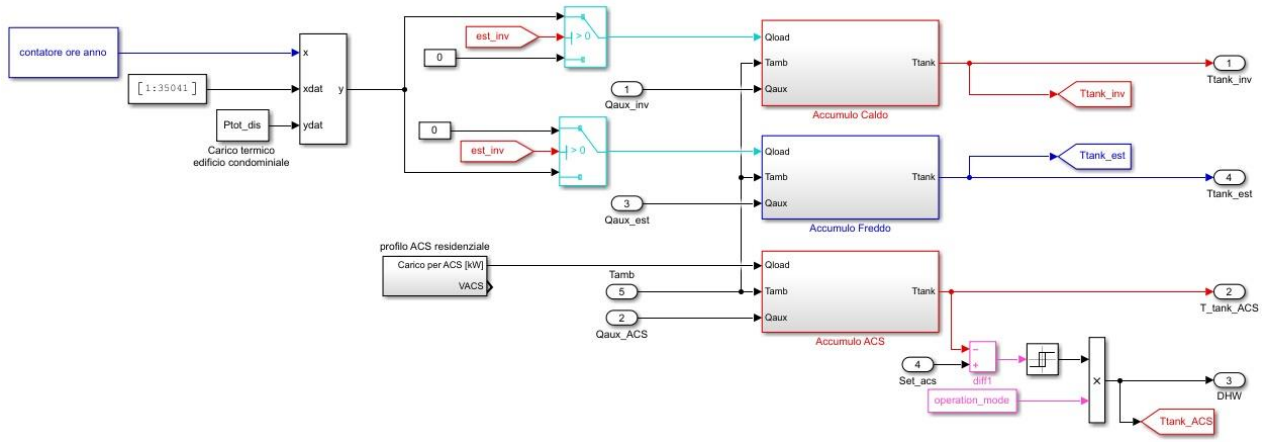



**Figura 147: Schema completo del modello Simulink per simulare il modello edificio-impianto.**

Nel nuovo modello edificio – impianto le condizioni di comfort dell'edificio non vengono verificate dall'andamento della temperatura interna dell'edificio (in quanto questa non viene simulata) ma dall'andamento della temperatura degli accumuli caldo/freddo e ACS; infatti se il dimensionamento del generatore (pompa di calore o caldaia) e il suo sistema di controllo è corretto, la potenza fornita al modello dell'accumulo (Qaux) consente di bilanciare il profilo di carico (input "Qload") mantenendo lo stesso ad una temperatura maggiore o uguale a quella necessaria al corretto funzionamento degli elementi terminali garantendone le condizioni di comfort. In Figura 148 si riporta un esempio del dell'andamento dell'accumulo caldo durante la stagione di riscaldamento e durante il periodo di raffrescamento in cui lo stesso non è attivo.

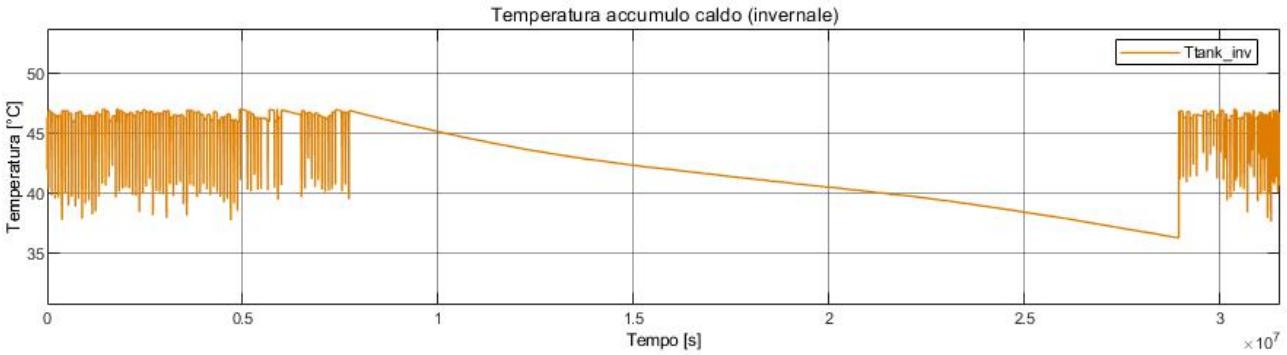



**Figura 148: Profilo annuale della temperatura dell'accumulo caldo durante la stagione invernale.**

### *4.2.2* Modello termo-fotovoltaico

Nell'ambito del presente lavoro è stato implementato in Simulink il modello di un modulo termo-fotovoltaico (PVT) installato, come descritto nei precedenti capitoli, presso il sistema S.A.P.I.EN.T.E. del Centro di Ricerche ENEA di Casaccia. L'integrazione del suddetto modello nella piattaforma di simulazione consente di ottimizzare le logiche di controllo e verificare le prestazioni del sistema ibrido con l'impianto fotovoltaico termo elettrico applicato alla configurazione di autoconsumo collettivo (AUC) condominiale.
Con il nuovo modello PVT riportato nello schema Simulink di Figura 149 è possibile valutare: i) l'incremento della potenza prodotta dal modulo fotovoltaico dovuta alla riduzione della temperatura di esercizio della cella grazie alla potenza termica asportata dall'acqua di raffreddamento, ii) il recupero della potenza termica di scarto per la produzione di ACS.

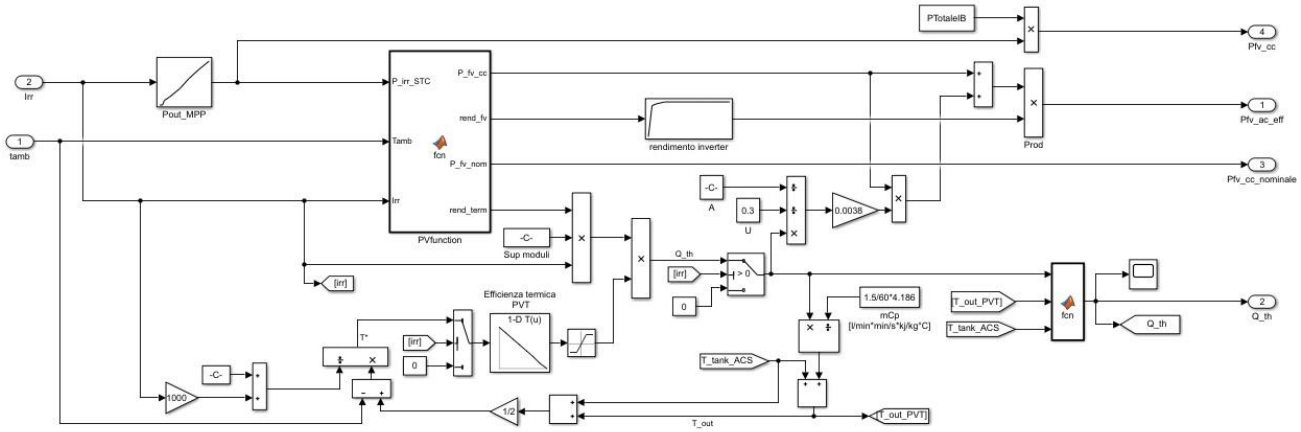



**Figura 149: Modello Simulink del fotovoltaico ibrido PVT.**

La potenza termica Pth_FV resa disponibile dal singolo modulo fotovoltaico ibrido è ricavata con la seguente relazione:

$$P_{th_FV} = \eta_{PV} \cdot S_{PV} \cdot Irr \qquad [W].$$

Dove:
ηPV = 1 – Perdite$_{term}$ – 0.08 è il rendimento termico del modulo fotovoltaico tradizionale.
Perdite$_{term}$: perdite di potenza per temperatura della cella quando supera la temperatura STC di 25°C, ottenute dal modello del fotovoltaico tradizionale descritto nei precedenti paragrafi;
SPV è la superficie fotovoltaica espressa in [m$^2$];
Irr: irraggiamento solare espresso in [W/mq];

Lo scambiatore di calore posto nella parte posteriore del pannello fotovoltaico e caratterizzato da un'efficienza di scambio termico per cui solo una parte della potenza termica di scarto è asportata come potenza termica utile dal fluido termovettore.
Il modello Simulink dell'efficienza termica del modulo PVT è stato implementato analizzando i risultati ottenuti dallo studio condotto dal Dipartimento di Ingegneria di Palermo [6]; in quest'ultimo sono riportati i risultati delle prove di validazione di un modello TRNSYS condotte utilizzando come valori di riferimento sia dati sperimentali sia i dati nominali ottenuti dalla scheda tecnica di un modulo termo-fotovoltaico commerciale.
Dai risultati dello studio [6] sono stati diagrammati le tre curve caratteristiche del rendimento termico in funzione della temperatura ridotta T*m (Figura 150) definita come:

$$T_m^* = \frac{t_m - t_{amb}}{I_{sun}}.$$

Dove:

- $t_m$ è la temperatura media del fluido termovettore [°C];
- $t_{amb}$ è la temperatura ambiente [°C];
- $I_{sun}$ è l'irraggiamento solare [W/m$^2$].

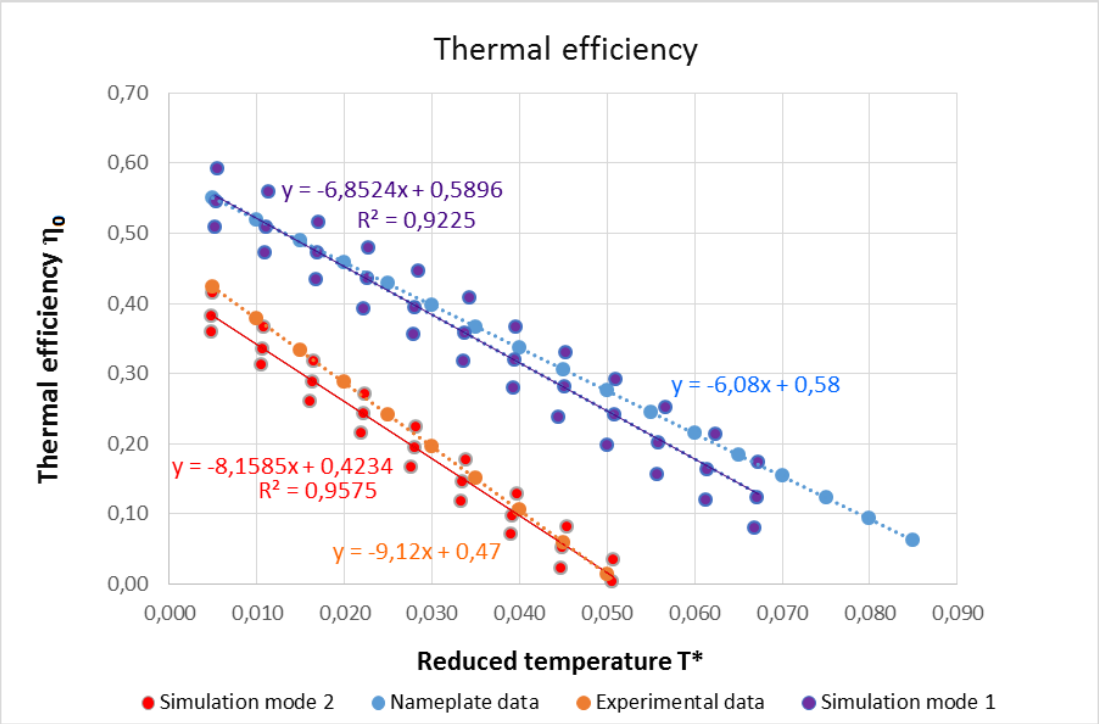



**Figura 150: Curve caratteristiche dell'efficienza termica di un collettore PVT [6].**

In questo studio per l'implementazione del modello PVT si è fatto riferimento alla curva caratteristica di Figura 150 ottenuta dai valori di riferimento sperimentali (Simulation mode 1) è approssimata dalla seguente equazione della retta :

$$\eta_0 = -6{,}8524 \cdot T^* + 0{,}5896$$

Il rendimento di scambio termico $\eta_0$ è stato implementato nel modello attraverso una Lookup Table riportata nello schema di dettaglio di Figura 151.
L'effettiva potenza termica prodotta in uscita dal modulo FV termo elettrico Qth, come indicato dallo schema Simulink di Figura 151, è data dalla seguente relazione:

$$Q_{th} = P_{th_FV} * \eta_0$$

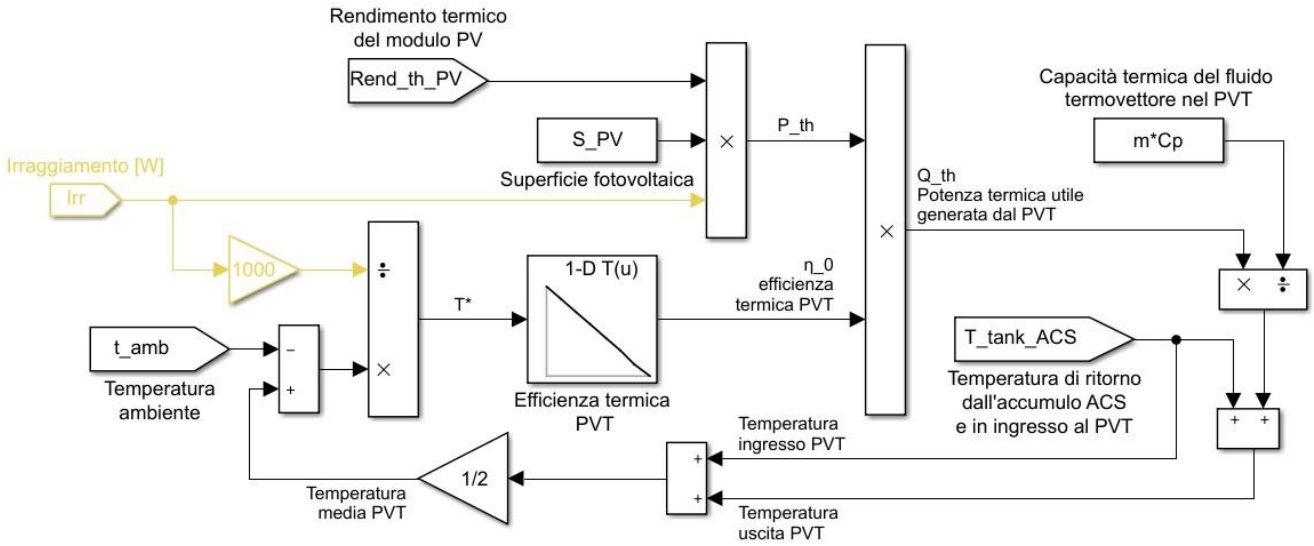



**Figura 151: Schema Simulink di dettaglio per il calcolo della potenza termica utile generata dal modulo PVT.**

Secondo la seguente relazione è stata calcolata la variazione della potenza elettrica generata dal pannello fotovoltaico a seguito della riduzione della temperatura operativa della cella come riportato nel modello Simulink dettagliato di Figura 152:

$$\Delta P_{nom,CC} = \frac{Q_{th}}{U \cdot A} \cdot \gamma \quad [\mathrm{W}]$$

Dove:

- Qth = Pth_FV·η0 [W] è la potenza termica asportata dal collettore solare;
- γ = 0,38 [%/°C] è il coefficiente di temperatura che esprime la variazione percentuale in aumento o diminuzione della potenza nominale generata dal fotovoltaico al variare della temperatura operativa della cella, ottenibile dai dati tecnici del pannello PVT;
- A è la superficie di interfaccia tra il collettore solare termico e il pannello fotovoltaico [$m^2$], ottenibile dai dati tecnici del pannello PVT;
- U è la trasmittanza termica complessiva della superficie di interfaccia tra il collettore solare termico e il pannello fotovoltaico [$W/m^2K$].

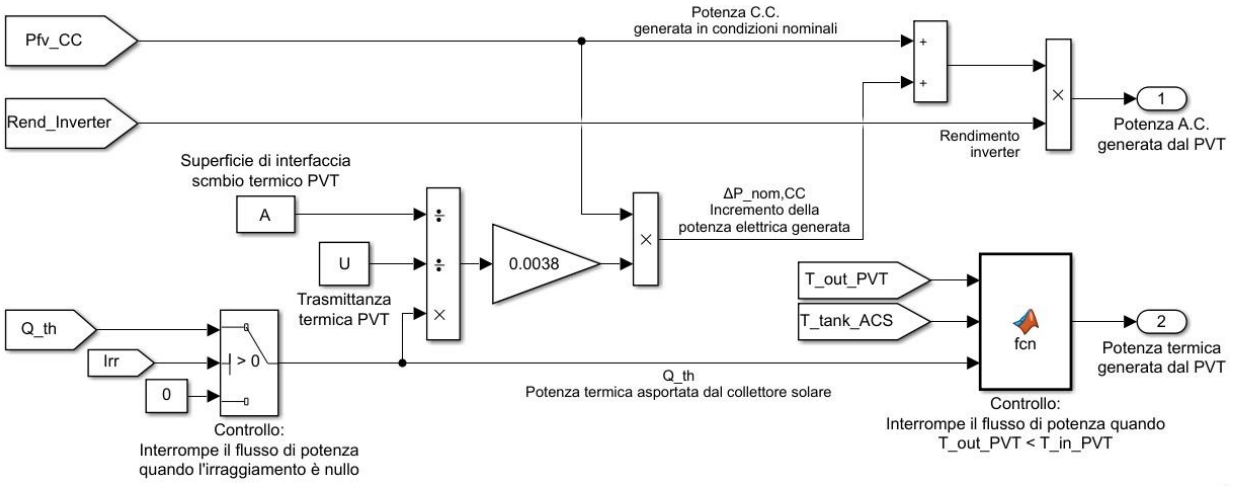



**Figura 152: Schema Simulink di dettaglio per il calcolo dell'incremento di potenza fotovoltaica generata a seguito della riduzione della temperatura operativa della cella.**

Nel modello Simulink di Figura 152 è stato implementato, inoltre, il sistema di controllo della potenza trasferita dal modulo PVT con le seguenti funzioni: i) si interrompe il trasferimento di potenza termica verso l'accumulo ACS nel caso in cui l'irraggiamento è nullo; ii) si interrompe il trasferimento di potenza nel caso in cui la temperatura in uscita dallo scambiatore del modulo PVT risulta minore rispetto alla temperatura dell'accumulo di ACS evitandone il raffreddamento.
Si riportano di seguito gli output dei flussi di potenza elettrica e termica generati dal modello del collettore PVT rispettivamente durante due giorni invernali e due giorni estivi.
In particolare, è stato provato in simulazione un singolo modulo PVT aventi le caratteristiche elettriche e termiche del modello installato presso il sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

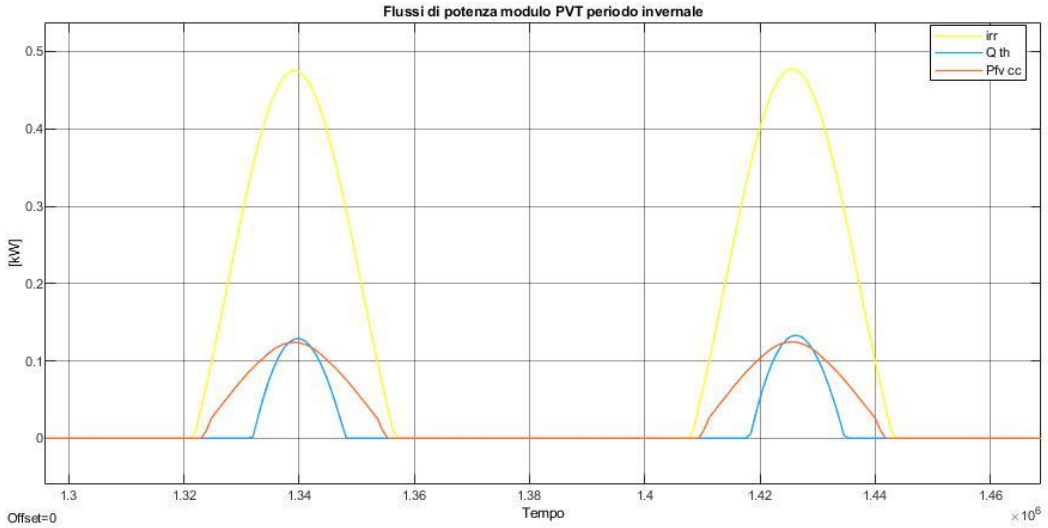



**Figura 153: Output della potenza elettrica e termica generata dal modello del PVT durante due giornate invernali.**

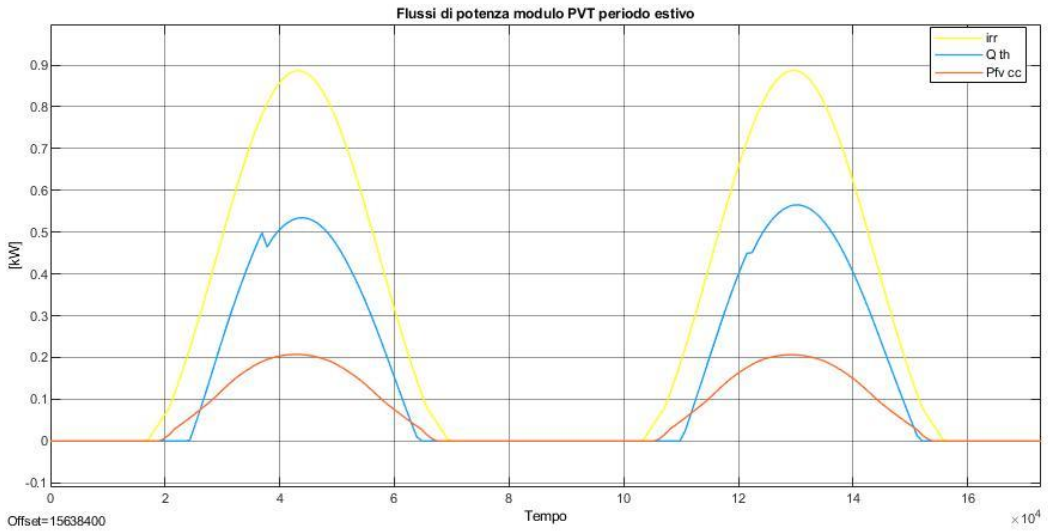



**Figura 154: Output della potenza elettrica e termica generata dal modello del PVT durante due giornate estive.**

Dal confronto dei grafici di Figura 153 e Figura 154 si evince come durante il periodo estivo si genera un incremento della potenza elettrica erogata dal fotovoltaico proporzionale all'incremento dell'irraggiamento mentre la potenza termica aumenta di circa 5 volte rispetto alla simulazione nel giorno invernale.
Nelle figure seguenti invece si riporta l'andamento del rendimento elettrico e termico generati dal modello del collettore PVT rispettivamente durante i due giorni invernali ed estivi:

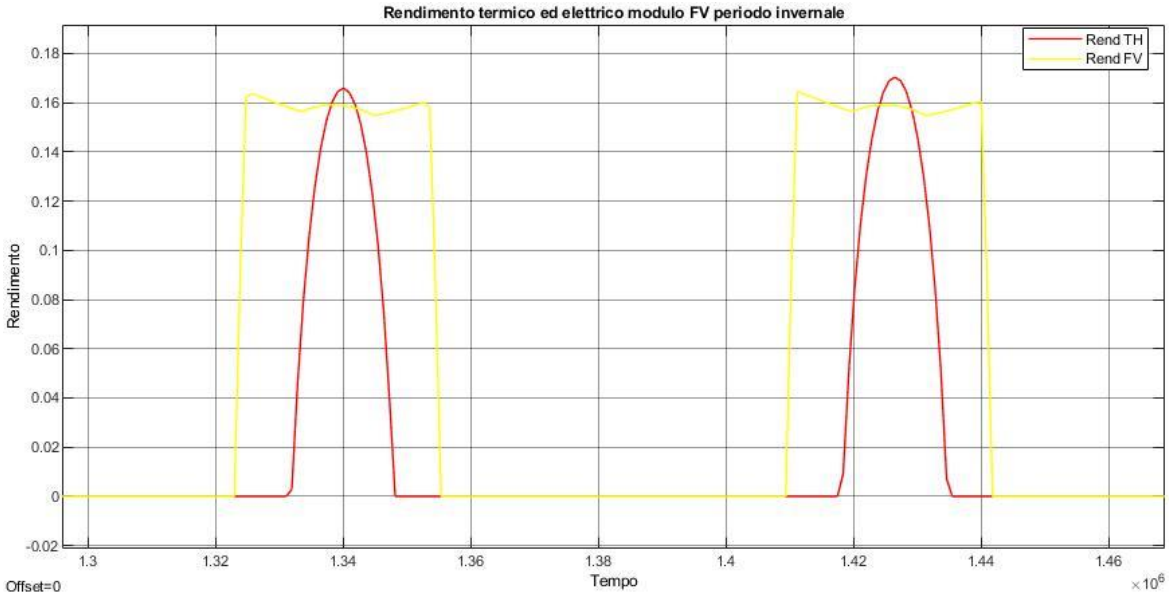



**Figura 155: Rendimento termico (Rend TH) ed elettrico (Rend FV) in output dal modello del PVT durante due giornate invernali.**

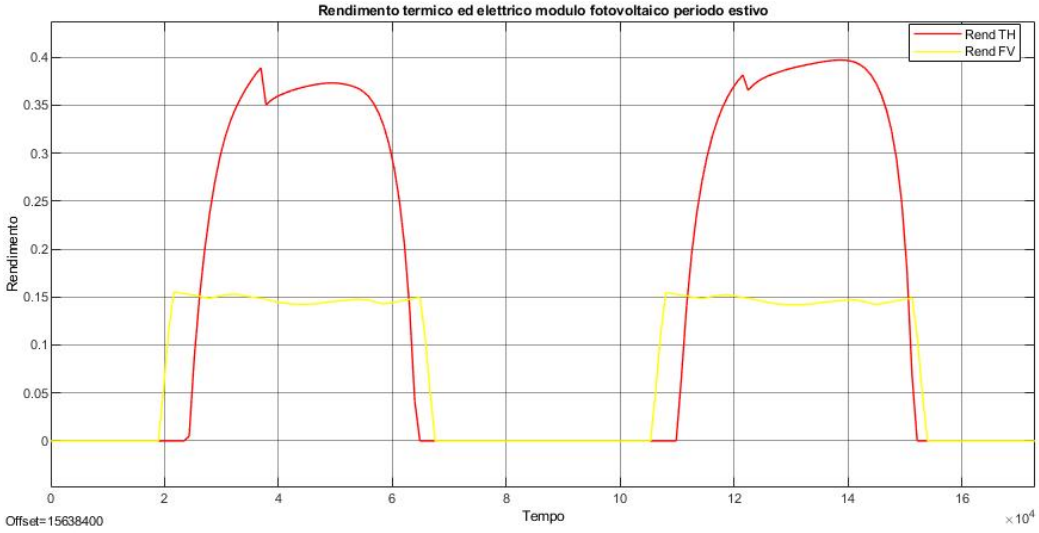



**Figura 156: Rendimento termico ed elettrico in output dal modello del PVT durante due giornate estive.**

Dal confronto dei grafici di Figura 155 e di Figura 156 si nota come dal periodo invernale a quello estivo il rendimento termico del modulo PVT subisce un significativo incremento giustificando l'incremento notevole rispetto alla variazione di irraggiamento della potenza termica erogata come riportato in Figura 154. Il rendimento elettrico risulta equivalente tra il periodo invernale e quello estivo pur aumentando notevolmente la temperatura in estate; ciò è riconducibile al fatto che nel periodo estivo la maggior potenza termica asportata dal collettore solare posto sotto le celle fotovoltaiche raffredda le stesse limitando il decremento del rendimento elettrico.

### 4.2.3 Modellizzazione delle tariffe elettriche e dei meccanismi di incentivazione per la configurazione dell'Autoconsumo Collettivo condominiale (AUC)

Si riporta in questa sezione la descrizione dei modelli Simulink implementati nella piattaforma di simulazione per calcolare le spese e i ricavi associati alla gestione dello schema di autoconsumo collettivo condominiale da parte del referente della stessa configurazione.
In particolare, si identifica come soggetto referente della configurazione AUC (soggetto aggregatore) il condominio o il soggetto terzo quale ad esempio l'amministratore che svolgerà il ruolo di gestore dello schema di autoconsumo collettivo. Il soggetto referente si occupa: i) della compravendita dell'energia elettrica prelevata dalle utenze comuni condominiali, ii) della vendita dell'energia immessa in rete dall'impianto fotovoltaico comune con meccanismo del Ritiro Dedicato (RID), iii) della suddivisione tra i partecipanti alla configurazione dei ricavi derivanti da incentivo previsto per l'autoconsumo collettivo e dalla vendita dell'energia immessa in rete Nel paragrafo successivo viene descritto il modello proposto e il criterio con cui i suddetti guadagni vengono ripartiti ai singoli membri della configurazione AUC.
Nello schema Simulink di Figura 157 si riporta il modello implementato per la valorizzazione dell'energia gestita dal soggetto referente (aggregatore) secondo quanto previsto per la configurazione AUC.

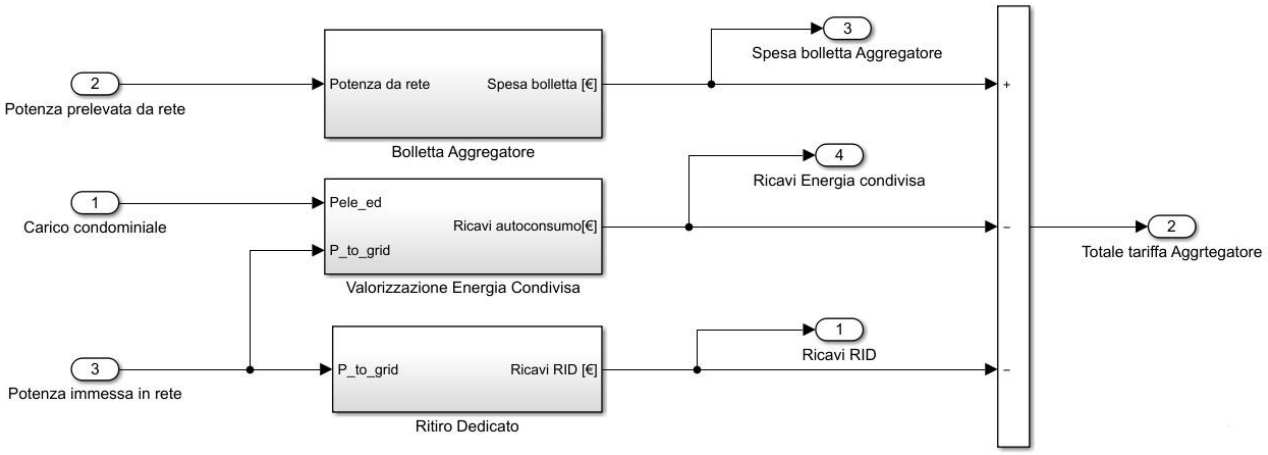



**Figura 157: Schema Simulink per calcolo spesa e ricavo per il soggetto referente della configurazione AUC.**

Come indicato nello schema Simulink di Figura 157, il soggetto referente gestisce i seguenti flussi economici: i) la spesa relativa alla bolletta elettrica delle utenze condominiali (nel caso in studio riportato nei successivi paragrafi, si considera come utenza condominiale la sola PdC centralizzata); ii) il guadagno ottenuto dall'incentivo dell'energia condivisa virtualmente dall'Autoconsumo Collettivo condominiale iii) i ricavi dall'energia prodotta dalla fonte rinnovabile locale e immessa in rete e valorizzata con il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID).
In particolare la spesa relativa alla tariffa elettrica delle utenze condominiali (PdC centralizzata) è stata modellizzata in ambiente Simulink (blocco "Bolletta aggregatore" di Figura 157) con riferimento alla tariffa trioraria BTA6 applicata agli utenti con potenza impiegata oltre 16,5 kW per usi diversi dall'abitazione (piccoli consumatori, garage, condomini o piccole imprese) [8] Nello specifico, per i casi studio riportati di seguito, le componenti di prezzo implementate nel modello sono riassunte nella seguente tabella:

Tabella 26: Componenti di prezzo della tariffa trioraria BTA6 relativa al periodo marzo 2021.

| Marzo 2021 | Spesa per la materia energia | | | Spesa per il trasporto e la gestione del contatore | Spesa per oneri di sistema |
|---|---|---|---|---|---|
| **Quota energia [€/kWh]** | fascia F1<br>0,076540 | fascia F2<br>0,072560 | fascia F3<br>0,058920 | 0,009490 | 0,049113 |
| **Quota fissa [€/mese]** | 10,286500 | | | 2,078300 | 1,976100 |
| **Quota potenza [€/kW/mese]** | - | | | 2,471900 | 2.350300 |

Le singole componenti previste per la tariffa elettrica delle utenze condominiali di Tabella 26 (materia energia, servizi di rete, oneri di sistema e imposte) sono state implementate secondo lo schema Simulink riportato in Figura 158.

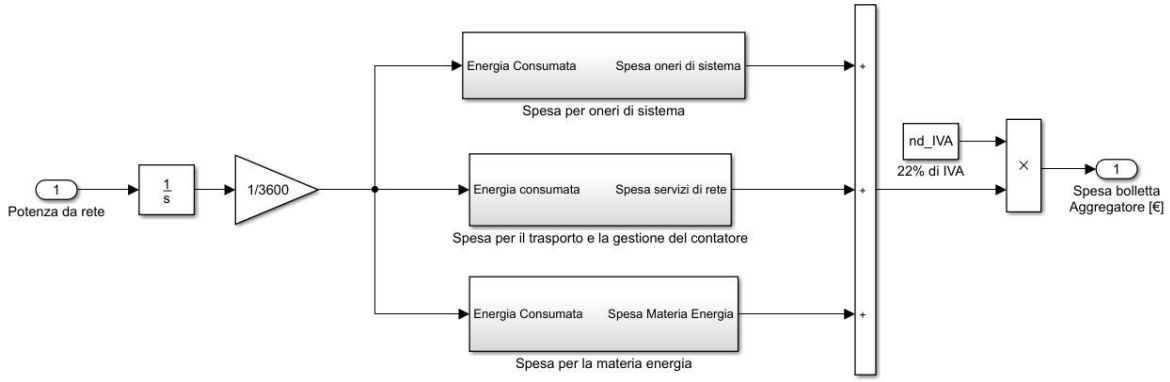



Figura 158: Schema Simulink per il calcolo della bolletta elettrica delle utenze condominiali.

Nello specifico la spesa per la materia energia è stata implementata, come indicata nello schema di Figura 159, tramite la somma di una componente associata alla quota variabile (c€/kWh) diversa per le tre diverse fasce orarie (nd_ME_F1, nd_ME_F2, nd_ME_F3) e una quota fissa mensile (nd_ME_QF):

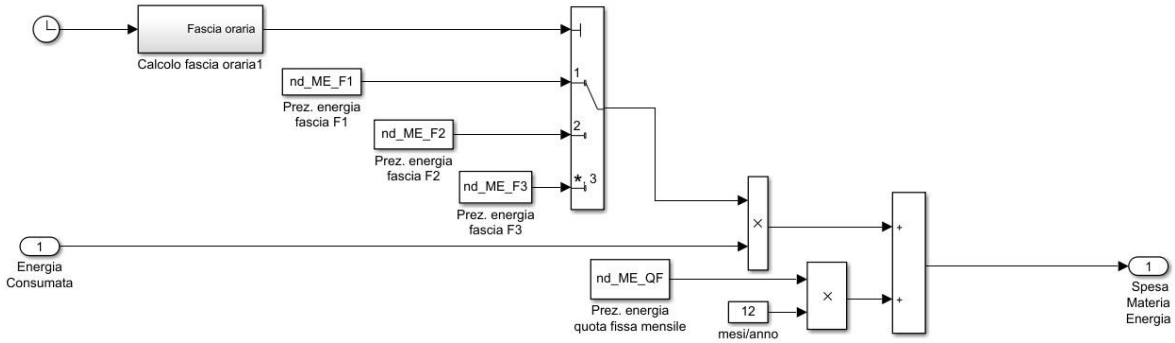



Figura 159: Schema Simulink per il calcolo della spesa della materia energia delle utenze condominiali.

La spesa per i servizi di rete è stata implementata, come indicato in Figura 160, tramite la somma di una quota fissa (nd_TGC_QF, €/mese) , una quota energia e una quota fissa dipendente dalla potenza installata (c€/kW/mese) :

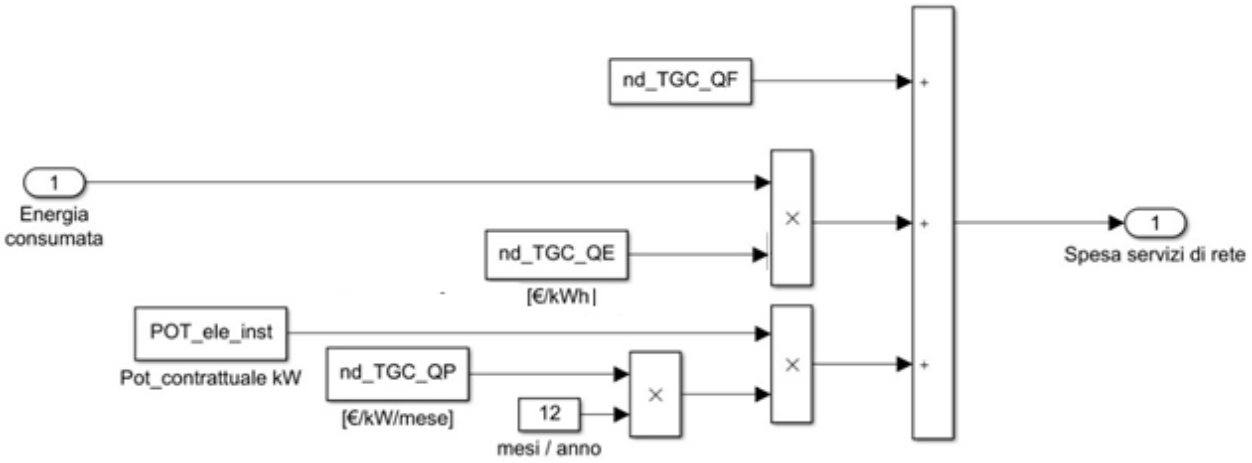



**Figura 160: Schema Simulink per il calcolo della spesa relativa ai servizi di rete delle utenze condominiali.**

Il modello per il calcolo della spesa per gli oneri di sistema è stata implementata secondo lo schema di Figura 161, tramite la somma di una in quota energia (nd_OS_QE, nd_accisa), una quota fissa (nd_OS_QF) e una in quota potenza (nd_QS_QP).

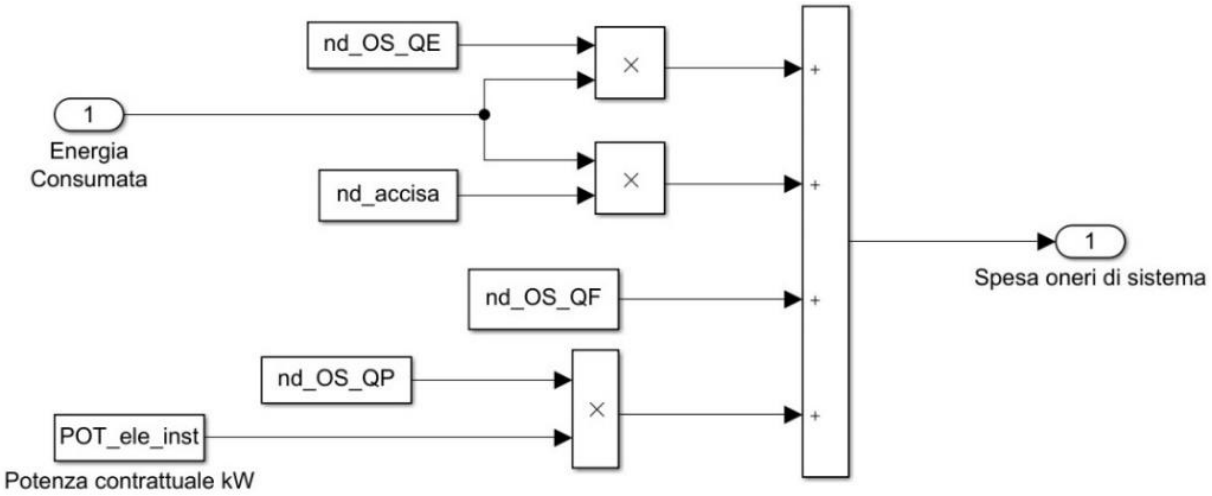



**Figura 161: Schema Simulink per il calcolo della spesa relativa agli oneri di sistema per le utenze condominiali.**

L'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto a fonte rinnovabile condominiale può essere valorizzata interamente attraverso il meccanismo del Ritiro Dedicato: l'energia viene ceduta al Gestore del Sistema Energetico (GSE) il quale riconosce un Prezzo Minimo Garantito (PMG) che varia a seconda della fonte e dello scaglione di energia e che viene stabilito annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico). Per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale rispetto al il Prezzo Zonale Orario (Pz) (che si forma dal mercato elettrico in base all'ora e alla zona di immissione), in modo da remunerare i produttori con il prezzo più vantaggioso.
L'implementazione del modello che riproduce in Simulink il meccanismo del Ritiro Dedicato è riportato nello schema di Figura 162.

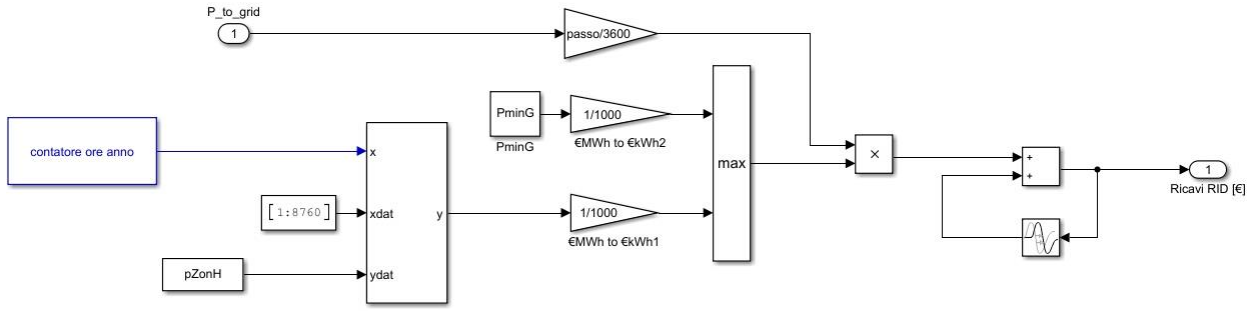



**Figura 162: Schema Simulink del meccanismo incentivante del Ritiro Dedicato.**

Il modello di Figura 162 prevede la lettura del Prezzo Minimo Garantito e del valore istantaneo del Prezzo Zonale Orario da due file precaricati prima di lanciare la simulazione.

Come precedentemente riportato, il modello per valutare i ricavi del condominio prevede la valorizzazione dell'energia condivisa secondo lo schema di Autoconsumo Collettivo. Ai sensi dell'art. 42 bis del DL 162/2009, l'energia elettrica condivisa è definita come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati alla configurazione AUC [9].
L'incentivo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa è riconosciuto alla configurazione AUC dal GSE ed è pari alla somma dei seguenti componenti (riportati nello schema Simulink di Figura 163):

a) Tariffa premio MiSE (DM 16 settembre 2020): prodotto tra l'energia elettrica condivisa EAC e un corrispettivo unitario pari a 10 c€/kWh (TP_MiSE schema di Figura 163);
b) Corrispettivo previsto dalla Delibera ARERA 318/2020/R/eel: restituzione per la quota dell'energia elettrica condivisa EAC delle parti variabili della tariffa di trasmissione e distribuzione (TRAS_E+ BTAU, Figura 163);
c) Corrispettivo previsto dalla Delibera ARERA 318/2020/R/eel: contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate per la quota di energia elettrica condivisa EAC ("corrsp_perd_BT" Figura 163).

Si riportano nella seguente tabella i valori medi di riferimento per il calcolo dell'incentivo totale previsto per l'energia condivisa dal Condominio.

**Tabella 27: Valori medi per il calcolo semplificato dell'incentivo dell'energia elettrica condivisa dalla configurazione AUC.**

| | |
|---|---|
| CORRISPETTIVO UNITARIO<br>ARERA | Tariffa di trasmissione in BT<br>0,761 c€/kWh<br>+ |
| | Valore componente variabile distribuzione BTAU<br>0,061 c€/kWh<br>+ |
| | Perdite di rete in BT<br>0,130 c€/kWh |
| TARIFFA PREMIO MiSE | 10 c€/kWh |

Nello schema di Figura 163 si riporta il modello Simulink implementato per simulare il meccanismo di incentivazione dell'energia condivisa dalla configurazione Autoconsumo Collettivo condominiale secondo le componenti riportate in Tabella 27:

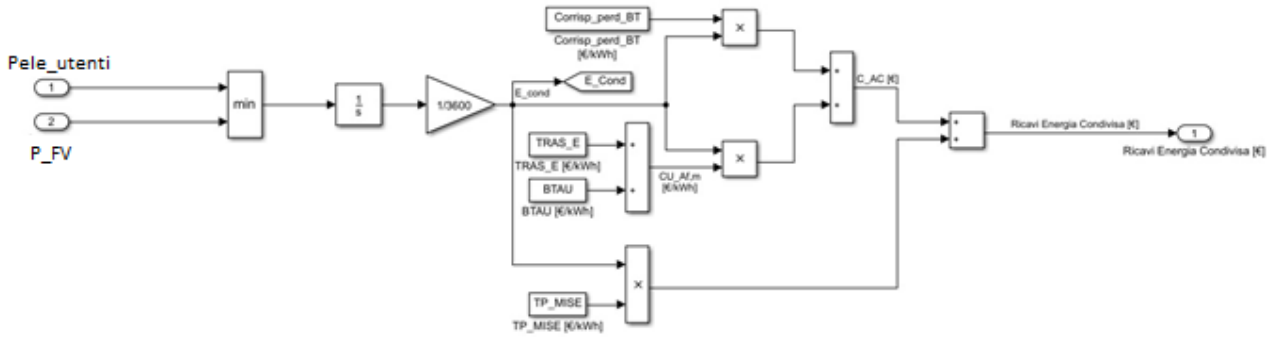



**Figura 163: Schema Simulink per calcolo dell'energia condivisa e relativa incentivazione.**

Il modello calcola in ogni time-step di simulazione il minimo tra il carico elettrico complessivo degli utenti condominiale e la potenza generata dall'impianto locale (es. fotovoltaico)
L'energia condivisa viene moltiplicata rispettivamente per la tariffa premio riconosciuta dal DM 16 settembre 2020 e per il corrispettivo unitario riconosciuto da ARERA secondo i valori riportati in Tabella 27.

### *4.2.4* Modello di ripartizione dei ricavi tra i singoli utenti dell'Autoconsumo collettivo secondo il criterio energetico

Il calcolo della spesa relativa alla bolletta elettrica dei singoli utenti è stata implementata con riferimento alla tariffa riservata ai clienti domestici del mercato di maggior tutela secondo; per i casi studio di seguito riportate sono state utilizzate le componenti tariffarie aggiornate al 1 gennaio 2021 dall'ARERA.
Nello specifico le componenti di prezzo implementate nel modello sono riassunte nella seguente tabella:

| 1 gennaio - 31 marzo 2021 | Materia energia | | | Trasporto e gestione del contatore | Oneri di sistema |
|---|---|---|---|---|---|
| | Monorario | Biorario | | | |
| | *fascia unica* | *fascia F1* | *fascia F23* | | |
| **Quota energia (euro/kWh)** | 0.07325 | 0.08311 | 0.06827 | 0.00889 | 0.041776 |
| **Quota fissa (euro/anno)** | 51.6984 | | | 20.5200 | - |
| **Quota potenza (euro/kW/anno)** | - | | | 21.2400 | - |

**Tabella 28: Componenti di prezzo della tariffa per i clienti del mercato di maggior tutela (fonte www. ARERA.it).**

Uno degli obiettivi del presente studio è quello di implementare uno strumento che consenta di valutare i benefici energetici ed economici per i singoli utenti che decidono di associarsi ad una configurazione di Autoconsumo Collettivo condividendo l'energia prodotta dalla fonte rinnovabile condominiale.
A tal proposito è stato implemento all'interno della piattaforma di simulazione *un criterio energetico* per la redistribuzione tra i singoli utenti dei guadagni relativi all'incentivazione dell'energia condivisa e dell'energia prodotta e immessa in rete.
Nello specifico si è ipotizzato di suddividere in parti uguali tra i singoli membri i ricavi derivanti dall'applicazione del Ritiro Dedicato in quanto tale guadagno non dipende dal particolare profilo di carico degli utenti. Una considerazione diversa è stata fatta invece per quanto riguarda la suddivisione dei ricavi ottenuti dalla valorizzazione dell'energia condivisa.
Secondo lo schema di condivisione virtuale, descritta nei precedenti capitoli, il ricavo risulta tanto maggiore quanto più il profilo di carico dei singoli utenti risulti contemporaneo all'immissione in rete dell'energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile condominiale.
Per tale motivo si propone di seguito un metodo di suddivisione basato sul modello Simulink riportato in Figura 164; il modello suddivide ai singoli membri della configurazione AUC i ricavi totali associati all'energia

condivisa virtualmente in modo tale da premiare l'utente che consuma una maggiore quantità di energia elettrica nello stesso periodo di produzione e immissione in rete dell'energia prodotta da parte dell'impianto fotovoltaico condominiale.

.

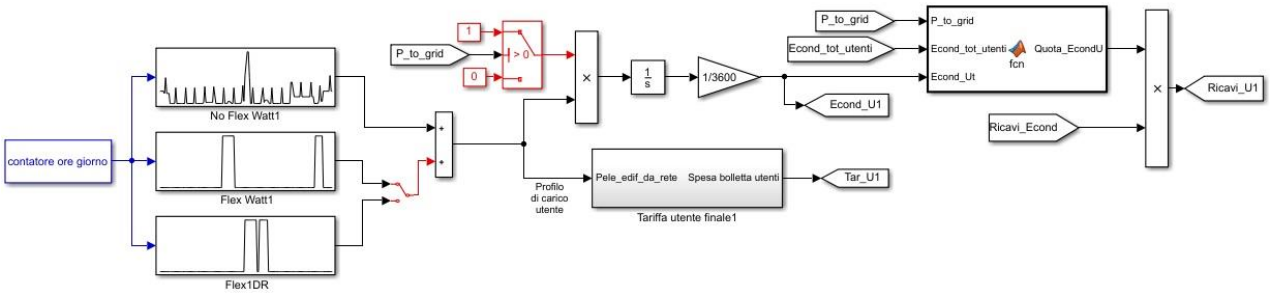



**Figura 164: Schema Simulink per il calcolo della ripartizione dei ricavi complessivi della configurazione AUC ai singoli utenti secondo un criterio energetico.**

Con lo schema dettagliato riportato in Figura 165 viene calcolato per ogni time step di simulazione la quota di energia elettrica consumata dall'utente nel periodo di immissione in rete dell'energia prodotta dall'impianto locale

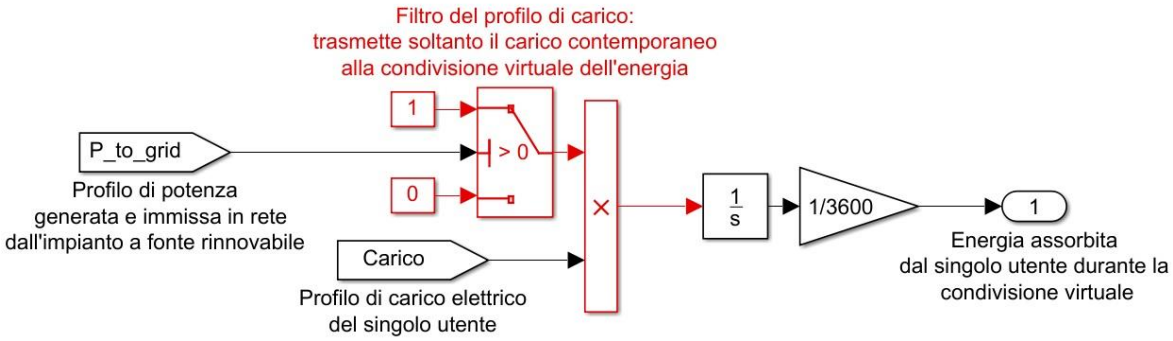



**Figura 165: Schema Simulink del dettaglio del calcolo dell'energia assorbita dall'utente durante la condivisione virtuale.**

Dal rapporto tra l'energia condivisa dal singolo membro e l'energia totale condivisa da tutti gli utenti condominiali durante lo stesso periodo, si ottengono le singole quote con cui ripartire il ricavo complessivo corrisposto al referente della configurazione dell'Autoconsumo Collettivo condominiale.
Il suddetto rapporto viene calcolato per ogni membro della configurazione AUC tramite il blocco Matlab function riportato nello schema dettagliato di Figura 166.

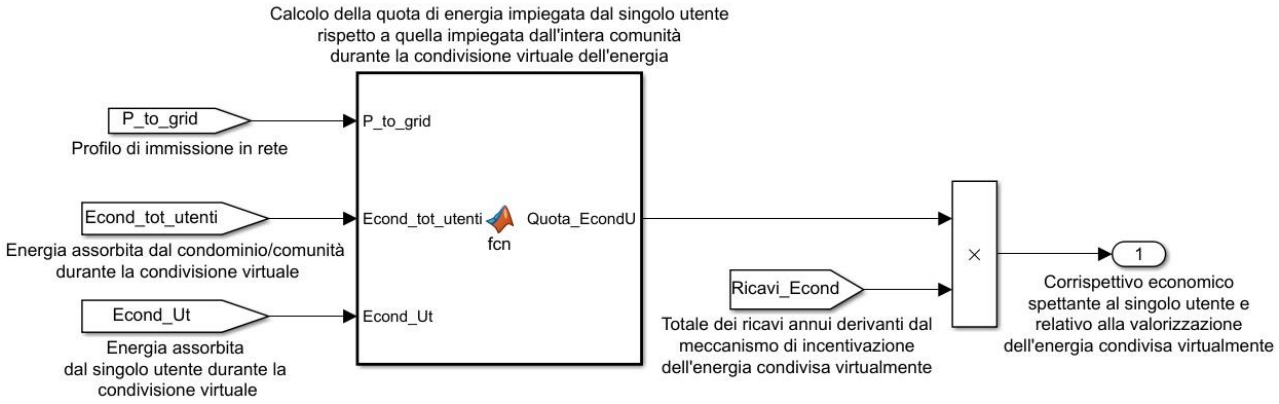



**Figura 166: Schema Simulink per il calcolo del corrispettivo economico spettante al singolo utente in base alla configurazione AUC secondo il criterio energetico.**

S riporta di seguito il codice implementato nella Matlab function per il calcolo della quota applicata ad ogni utente della configurazione AUC simulata per suddividere i ricavi complessivi.

```
function Quota_EcondU = fcn(P_to_grid, Econd_tot_utenti, Econd_Ut)
       if P_to_grid>0
           Quota_EcondU = Econd_Ut/Econd_tot_utenti;
       else
               Quota_EcondU = 0;
       end
```

### *4.2.5* Modellizzazione degli indici energetici

Il blocco degli indicatori implementato in Simulink fornisce tutti gli indici che servono per l'analisi energetica del sistema ibrido simulato. Il blocco riceve in input le grandezze energetiche, riportati in Tabella 29, che interessano l'impianto ibrido e la microcomunità energetica condominiale simulata.

**Tabella 29: Flussi energetici di input al blocco indicatori.**

| Sigla | Unità | Descrizione |
|---|---|---|
| $E_{generata}$ | kWh | Energia elettrica generata da PV o da eolico |
| $E_{condivisa}$ | kWh | Energia elettrica condivisa virtualmente tra gli utenti |
| $E_{unit,C}$ | kWh | Energia elettrica consumata dalla PdC in modalità chiller |
| $E_{pv,H}$ | kWh | Energia fotovoltaica consumata dalla PdC/DHW |
| $E_{unit,H}$ | kWh | Energia elettrica consumata dalla PdC in modalità PdC/DHW |
| $E_{pv,C}$ | kWh | Energia fotovoltaica consumata dal chiller |
| $E_{to,grid}$ | kWh | Energia elettrica immessa in rete |
| $E_{to,battery}$ | kWh | Energia elettrica fornita dalla batteria agli utenti |

A partire dalle grandezze di Tabella 29, il blocco calcola una serie di indici energetici definiti come segue:

- Autoconsumo fisico (APV): quantifica l'energia fotovoltaica (anche quella stoccata in batterie) autoconsumata direttamente dalla PdC centralizzata senza passare dalla rete pubblica

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{Energia\ fotovoltaica\ autoconsumata}{Energia\ fotovoltaica} = 100 \cdot \frac{E_{generata} - E_0}{E_{generata}}$$

- Condivisione virtuale (Cond): Quantifica l'energia fotovoltaica (anche quella stoccata in batterie) autoconsumata virtualmente dagli utenti della microcomunità energetica:

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{Energia\ condivisa\ virtualmente\ dagli\ utenti}{Energia\ fotovoltaica} = 100 \cdot \frac{E_{condivisa}}{E_{generata}}$$

- Autosufficienza PdC (APdC/DHW): quantifica la percentuale di energia fotovoltaica consumata dalla PdC in modalità riscaldamento e produzione ACS:

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{Energia\ fotovoltaica\ consumata\ dalla\ PdC/DHW}{Energia\ consumata\ dalla\ PdC/DHW} = 100 \cdot \frac{E_{PV,H}}{E_{unit,H}}$$

- Autosufficienza chiller (Achiller): quantifica la percentuale di energia fotovoltaica consumata dalla PdC in modalità chiller:

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{Energia\ fotovoltaica\ consumata\ dal\ CHILLER}{Energia\ consumata\ dal\ CHILLER} = 100 \cdot \frac{E_{PV,C}}{E_{unit,C}}$$

- Autosufficienza totale della PdC (Atot): quantifica la percentuale dei consumi totali della PdC coperti dall'energia fotovoltaica prodotta

$$A_{PV} = 100 \cdot \frac{E_{PV,H} + E_{PV,C}}{E_{unit,H} + E_{unit,C}}$$

## 4.3 Simulazione e analisi di una configurazione AUC condominiale: definizione dei casi studio

In questa sezione si riporta l'analisi dei benefici energetici ed economici ottenuti dall'applicazione del sistema sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. ad una configurazione AUC condominiale. L'analisi è stata condotta applicando la piattaforma di simulazione sopra descritta a casi studio costituiti da condomini individuati tramite una analisi statistica del parco edifico nazionale.
Gli stessi condomini sono stati simulati con il software ODESSE per generare i relativi profili di carico termico annuali letti dalla piattaforma di simulazione come descritto nei precedenti paragrafi.

### 4.3.1 Studio statistico del parco edilizio nazionale per l'individuazione degli edifici condominiali di riferimento

Secondo lo studio ISTAT il parco edilizio nazionale può essere suddiviso tra le diverse tipologie edilizie come riportato in Tabella 30.

**Tabella 30: Classificazione ISTAT degli edifici del parco edilizio nazionale**

| Dimensione edilizia | Appartamenti nell'edificio | Incidenza percentuale sul tot delle abitazioni |
|---|---|---|
| Monofamiliare | 1 | 19% |
| Bifamiliare | 2 | 17% |
| Multifamiliare | 3-4 | 15% |
| Multifamiliare | 5-8 | 14% |
| Multifamiliare | 9-15 | 13% |
| Blocco di appartamenti | 16 e più | 22% |

La classificazione riportata in tabella viene ulteriormente suddivisa in 9 epoche costruttive così suddivise: 1) prima del 1918; 2) tra il 1919 ed il 1945; 3) tra il 1946 ed il 1960; 4) tra il 1961 ed il 1970; 5) tra il 1971 ed il 1980; 6) tra il 1981 ed il 1990; 7) tra il 1991 ed il 2000; 8) tra il 2001 ed il 2005; 9) dopo il 2006.
Secondo lo studio TABULA [10], la tipologia edilizia nazionale è classificata a seconda della regione/zona climatica, dell'epoca di costruzione e della dimensione edilizia.
Il territorio nazionale è caratterizzato da sei zone climatiche secondo il D.P.R. n. 412/1993 (dalla A alla F) sulla base del numero dei gradi-giorno. Per ogni area climatica sono individuate otto classi che definiscono l'epoca di costruzione. Ciascuna classe rappresenta un determinato periodo storico che riflette specifiche tipologie dimensionali costruttive, significative dal punto di vista energetico. Infine ciascuna classe di epoca di costruzione è suddivisa in classi di dimensione edilizia; esse si riferiscono a specifiche tipologie dimensionali, ovvero costruzioni caratterizzate da una specifica estensione e geometria.
I criteri che hanno portato all'individuazione degli edifici di riferimento per il presente studio hanno tenuto in considerazione le caratteristiche dimensionali e termofisiche degli edifici. In funzione di tali caratteristiche sono stati scelti quegli edifici tipici che fossero maggiormente rappresentativi e idonei alla creazione di una configurazione AUC condominiale installando un impianto ibrido centralizzato tipo S.A.P.I.EN.T.E.
Secondo tale criterio, per quanto riguarda le caratteristiche dimensionali, si è ritenuto opportuno scegliere come edificio di riferimento per le simulazioni un edificio multifamiliare da otto alloggi con impianto di riscaldamento centralizzato. Si ritiene che la dimensione edilizia individuata sia un buon compromesso tra le classi di dimensioni edilizie tipiche, riportate in Tabella 30, in quanto risulta essere la classe intermedia tra quelle classificate e allo stesso tempo garantisce una adeguata integrazione con l'impianto ibrido.

Per quanto riguarda le caratteristiche termofisiche degli edifici, il criterio che ha portato all'individuazione della classe di epoca costruttiva di riferimento per il presente studio ha tenuto in considerazione la storia normativa che ha regolamentato l'efficienza energetica dei condomini. Secondo tale linea guida sono state individuate due classi di riferimento ovvero la classe di epoca costruttiva dal 1970 al 1980 e la classe di epoca

costruttiva successiva al 2006. Scegliendo la classe di epoca costruttiva dal 1970 al 1980 si è voluto di fatto considerare gli edifici costruiti in un'epoca antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici: legge n. 373 emanata nel 1976 che per la prima volta regolamentava gli impianti di produzione del calore e gli annessi sistemi di termoregolazione nonché l'isolamento termico degli edifici.
In maniera duale, si è scelto di considerare la classe di epoca costruttiva più recente e quindi successiva al 2006 in modo tale da considerare quegli edifici che da un punto di vista delle caratteristiche termofisiche dell'involucro edilizio rispettano i più recenti limiti di legge. Nello specifico per quest'ultima classe sono stati considerati, per ogni zona climatica, edifici in linea con i valori limite riportati nell'allegato C del D. LGS. 311/2006 relativi alla trasmittanza termica utile delle strutture componenti l'involucro edilizio.

### *4.3.2* Modellizzazione degli edifici condominiali tipici e definizione dei casi studio

Si è ritenuto necessario definire i casi studio oltre che per epoca costruttiva anche per zona climatica; in particolare sono stati modellizzati tre diversi condomini siti al nord, centro e sud Italia. Per ognuno di questi si considerano edifici di epoca costruttiva tra il 1970 e il 1980 ed edifici di epoca costruttiva successiva al 2006 secondo i criteri esposti nel paragrafo precedente.
I dati relativi alle caratteristiche dimensionali e termofisiche degli edifici simulati con la piattaforma ODESSE sono tratti dal progetto di ricerca TABULA [10] nel quale con un particolare focus sugli edifici residenziali vengono individuate le tipologie costruttive nazionali che riguardano le tecnologie d'involucro che si considerano tipiche all'interno di un dato periodo storico.
La seguente tabella riassume le principali informazioni riguardo i casi studio e gli edifici di riferimento individuati:

**Tabella 31: Riepilogo dei casi studio.**

| | **Casi studio** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Sud** | | **Centro** | | **Nord** | |
| **Località** | Palermo | | Roma | | Milano | |
| **Zona climatica** | B | | D | | E | |
| **Dimensione edilizia** | Multifamiliare 8 alloggi | | Multifamiliare 8 alloggi | | Multifamiliare 8 alloggi | |
| **Epoca Costruttiva** | 1970-1980 | Successiva al 2006 | 1970-1980 | Successiva al 2006 | 1970-1980 | Successiva al 2006 |

In particolare per gli edifici di recente costruzione il valore di trasmittanza termica dei casi studio è stato ricavato dai valori limiti riportati nel D. LGS. 311/2006 per le diverse zone climatiche per edifici costruiti dopo il 2010, mentre per gli edifici di epoca costruttiva compresa tra il 1970 e il 1980 si è tenuto in considerazione il valore di trasmittanza tipico per epoca e per regione riportato nello studio TABULA.
Dai valori di trasmittanza di riferimento indicate dallo studio Tabula e dal D. lgs. 3011/2006 è stato possibile risalire alla stratigrafia delle pareti secondo le indicazioni riportate nell'Abaco delle strutture costituenti l'involucro opaco degli edifici [11].

### *4.3.3* Il caso studio del sud Italia (Palermo)

Di seguito sono descritte le caratteristiche principali dell'edificio di riferimento per il caso studio relativo al sud Italia. L'edificio è del tipo multifamiliare da 8 appartamenti suddivisi su 4 piani sito nella città di Palermo. Il profilo di carico termico è stato ottenuto simulando il condominio con la piattaforma ODESSE, utilizzando come dati in input per gli edifici delle due epoche costruttive i parametri termofisici caratteristici dell'involucro tratti dallo studio TABULA e dal D. lgs. 3011/2006. Nella seguente tabella si riportano i principali dati utilizzati per la simulazione del condominio:

**Tabella 32: Dati generali input interfaccia ODESSE nel caso studio del sud Italia.**

| | |
|---|---|
| Localizzazione:<br>(Lat; Long; Zona climatica) | Palermo<br>(38,11°; 13,34°; B) |
| N° abitazioni per edificio | 8 |
| N° piani | 4 |
| Superficie piano tipo | 203 $m^2$ |
| Superficie riscaldata totale | 812 $m^2$ |
| Infiltrazioni (h24, 7/7) | 0,3 vol/h |
| Guadagno occupanti:<br>n° occupanti:<br>Schedule occupazione:<br><br><br>Attività: | 75 W sensibile; 75 W latente<br>32<br>13:00-9:00 feriali;<br>17:00-10:00 sabato;<br>0:00-24:00 domenica e festivi<br>Seduti, lavoro leggero, pc |
| Guadagno illuminazione:<br>LPD media:<br>Area illuminata:<br>Schedule illuminazione | <br>7,5 $W/m^2$<br>400 $m^2$<br>18:00-00:00 |

Gli edifici di entrambe le epoche costruttive di riferimento, sono stati simulati considerando quattro chiusure verticali secondo le quattro principali giaciture (nord, sud, est, ovest) delle quali risultano finestrate soltanto le chiusure verticali delle giaciture a nord e a sud.
Si riportano di seguito le interfacce del software ODESSE utilizzate per inserire i dati relative all'involucro edilizio per il condominio degli anni 70 e per il condominio di recente costruzione (2006).

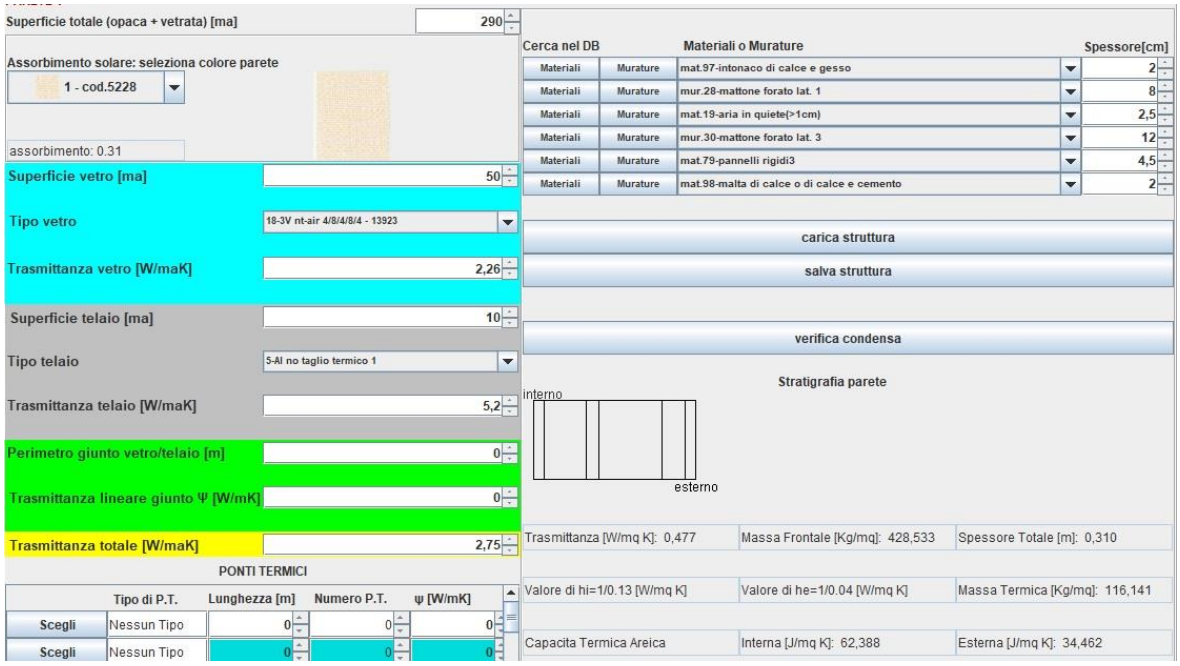



**Figura 167: Interfaccia utente ODESSE, configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di recente epoca costruttiva nel caso studio del sud Italia.**

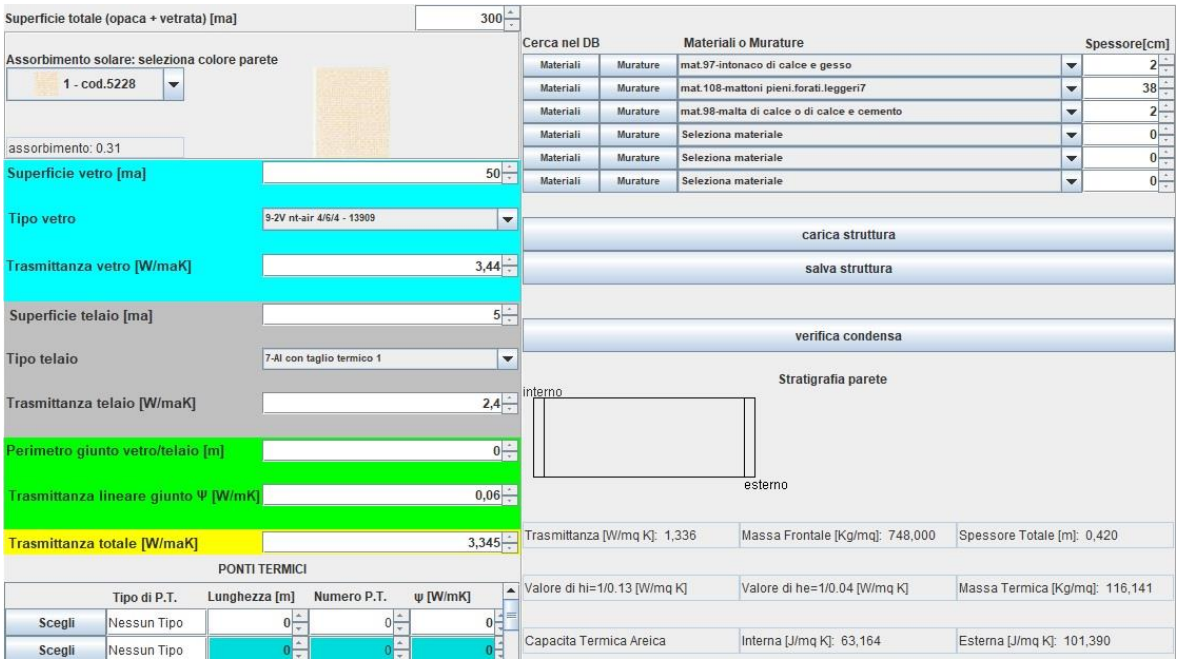



**Figura 168: Interfaccia utente software ODESSE, configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di epoca costruttiva '70-'80 nel caso studio del sud Italia.**

L'edificio di epoca costruttiva '70 -'80 presenta una trasmittanza pari a 1,336 W/m$^2$K che risulta essere più che doppia rispetto all'edificio più recente di trasmittanza 0,477 W/m$^2$K; mentre la capacità termica areica esterna dell'edificio degli anni '70 -'80 risulta essere circa 3 volte maggiore rispetto a quella dell'edificio più recente.

Per la tipologia di impianto di climatizzazione, per ogni caso studio si è scelto un impianto centralizzato a pompa di calore, la cui taglia è stata individuata in funzione del fabbisogno termico dell'edificio simulato.

Per ogni caso studio si è scelto inoltre uno schedule di attivazione d'impianto nelle fasce orarie 05:00-11:00 e 14:00-21:00 senza distinzioni tra i giorni feriali e festivi.

Nella figura seguente si mostra a titolo d'esempio la schermata di ODESSE con la configurazione delle caratteristiche dimensionali e dello schedule di funzionamento dell'impianto a servizio dell'edificio più recente:

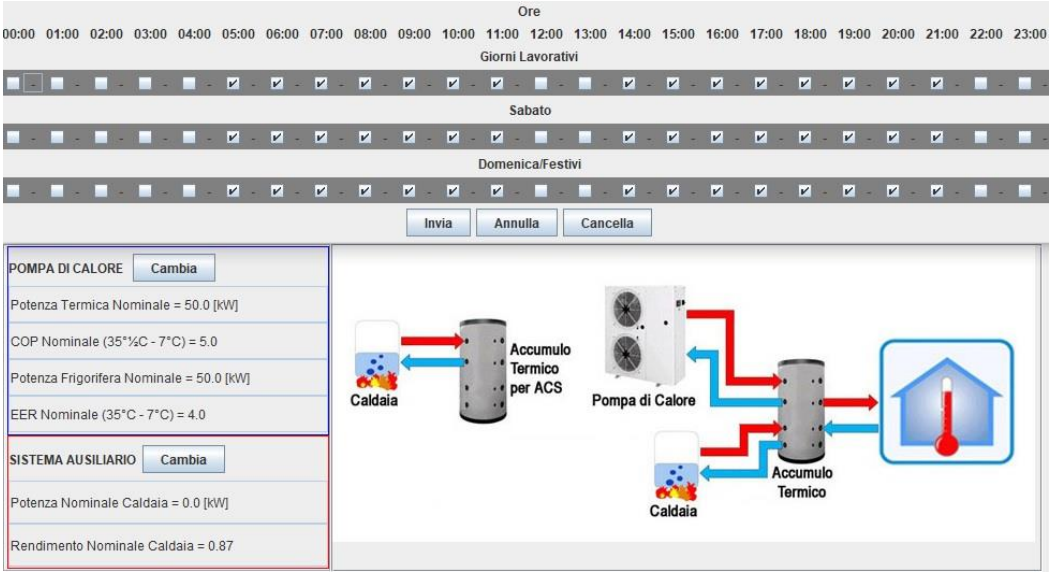



**Figura 169: Caratteristiche e schedule di funzionamento dell'impianto a servizio dell'edificio di recente costruzione.**

Come mostrato in figura, l'impianto è stato dimensionato con una potenza termica e frigorifera nominale di 50 kW.
In maniera analoga, l'impianto a servizio dell'edificio di epoca costruttiva meno recente è stato dimensionata con una potenza termica e frigorifera nominale di 180 kW.
Nelle figure seguenti si riportano rispettivamente il profilo di carico termico ottenuto per l'edificio condominiale costruito dopo il 2010 e il profilo di carico termico annuale per l'edificio di epoca costruttiva tra il 1970 e il 1980:

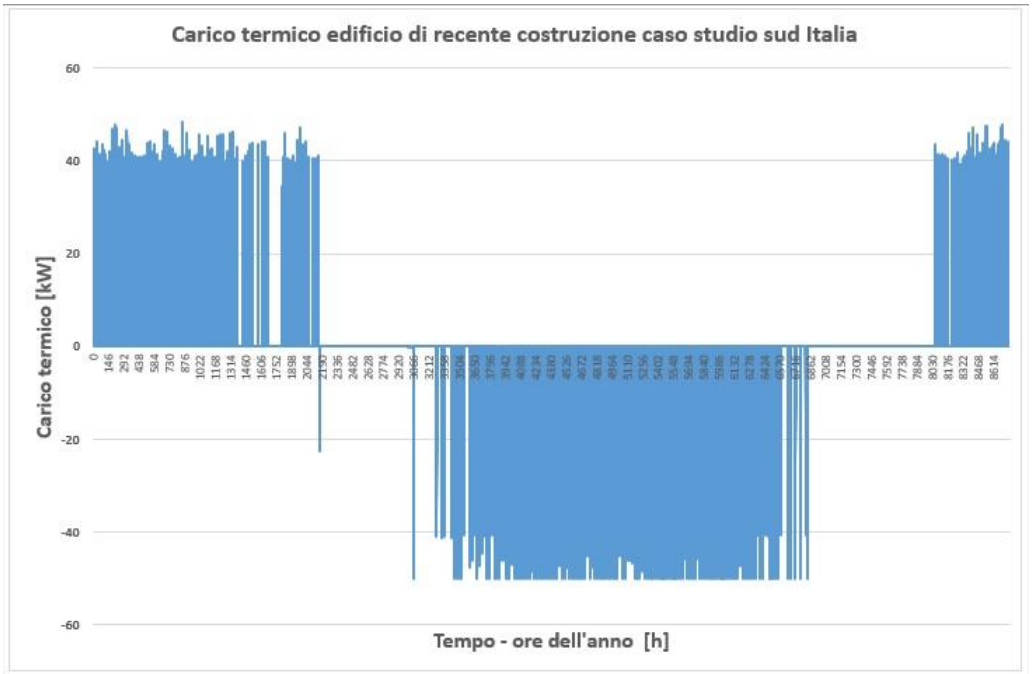



**Figura 170: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del sud Italia costruito dopo il 2010.**

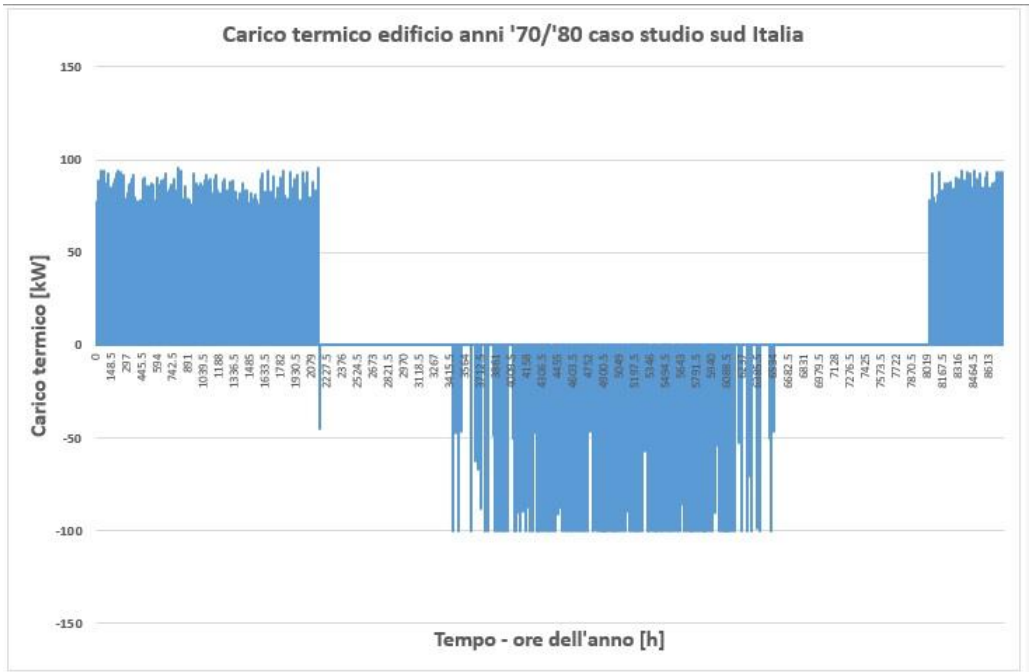



**Figura 171: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del sud Italia costruito tra il 1970 e il 1980.**

### 4.3.4 Il caso studio del centro Italia (Roma)

Per ottenere il carico termico nel caso studio del centro Italia si è seguita una procedura analoga a quella esposta nel paragrafo precedente usando come dati di input alla piattaforma ODESSE quelli relativi ai due edifici multifamiliari da 8 alloggi siti nella città di Roma rispettivamente per l'epoca costruttiva successiva al 2006 e per l'epoca costruttiva che va dal 1970 al 1980. Nella seguente tabella si riportano i principali parametri forniti in input nell'interfaccia di ODESSE per il calcolo del profilo di carico termico.

| | |
|---|---|
| Localizzazione:<br>(Lat; Long; Zona climatica) | Roma<br>(41,53°; 12,28°; D) |
| N° abitazioni per edificio | 8 |
| N° piani | 4 |
| Superficie piano tipo | 184 $m^2$ |
| Superficie riscaldata totale | 736 $m^2$ |
| Infiltrazioni (h24, 7/7) | 0,3 vol/h |
| Guadagno occupanti:<br>n° occupanti:<br>Schedule occupazione:<br><br><br>Attività: | 75 W sensibile; 75 W latente<br>32<br>13:00-9:00 feriali;<br>17:00-10:00 sabato;<br>0:00-24:00 domenica e festivi<br>Seduti, lavoro leggero, pc |
| Guadagno illuminazione:<br>LPD media:<br>Area illuminata:<br>Schedule illuminazione | <br>7,5 $W/m^2$<br>400 $m^2$<br>18:00-00:00 |

**Tabella 33: Dati generali input interfaccia ODESSE nel caso studio del centro Italia.**

Anche in questo caso gli edifici di entrambe le epoche costruttive di riferimento, sono stati simulati considerando quattro chiusure verticali secondo le quattro principali giaciture (nord, sud, est, ovest) delle quali risultano finestrate soltanto le chiusure verticali delle giaciture a nord e a sud.
Si riportano di seguito le schermate dell'interfaccia di ODESSE con le carettaristiche termofisiche delle chiusure verticali e degli infissi per gli edifici delle due epoche costruttive.

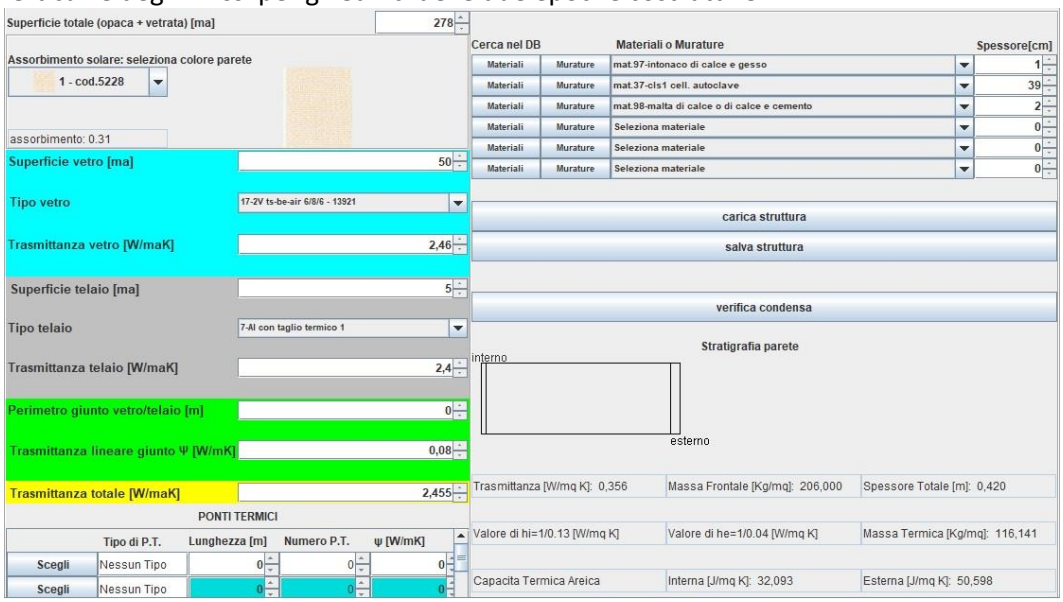



**Figura 172: Configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di epoca costruttiva successiva al 2006 per il caso studio del centro Italia.**

Osservando invece la figura seguente, è possibile notare come per l'edificio appartenente all'epoca costruttiva dal 1970 al 1980 variano le caratteristiche termofisiche dell'involucro a causa della diversa stratigrafia caratteristica dell'epoca costruttiva:

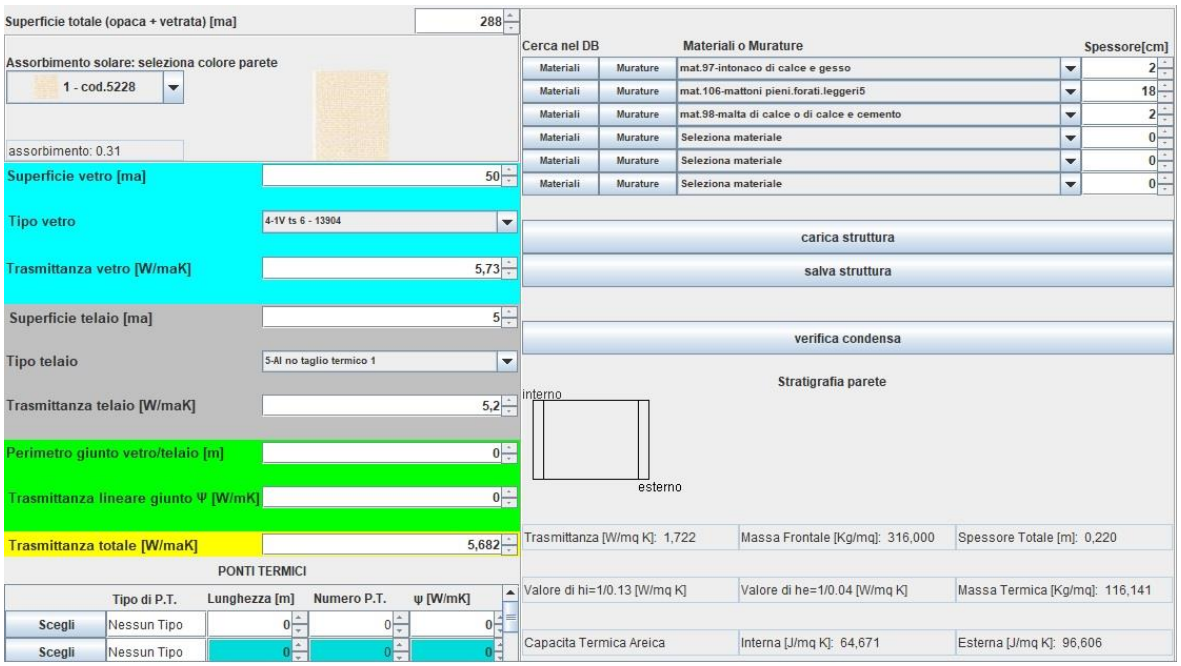



**Figura 173: Configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di epoca costruttiva dal 1970 al 1980 per caso studio del centro Italia.**

In maniera analoga a quanto esposto nel paragrafo precedente, per entrambe le epoche costruttive considerate, è stato configurato l'impianto centralizzato a pompa di calore e il sistema di distribuzione a ventilconvettori. Nella seguente tabella si riassumono le principali caratteristiche dell'impianto per le due diverse epoche costruttive:

**Tabella 34: Riepilogo caratteristiche impianto centralizzato per il caso studio del centro Italia.**

| | Caso studio centro Italia (Roma) | |
|---|---|---|
| | **Epoca costruttiva successiva al 2006** | **Epoca costruttiva tra il 1970 e il 1980** |
| **Potenza termica nominale [kW]** | 70 | 150 |
| **COP nominale (35,5°C - 7°C)** | 5 | 5 |
| **Potenza frigorifera nominale [kW]** | 70 | 150 |
| **EER nominale (35°C – 7°C)** | 4 | 4 |
| **Potenza sistema ausiliario [kW]** | 0 | 0 |

Nelle figure seguenti si riportano rispettivamente il profilo di carico termico ottenuto per l'edificio condominiale costruito dopo il 2010 e di quello costruito tra il 1970 e il 1980 per il caso studio del Centro Italia:

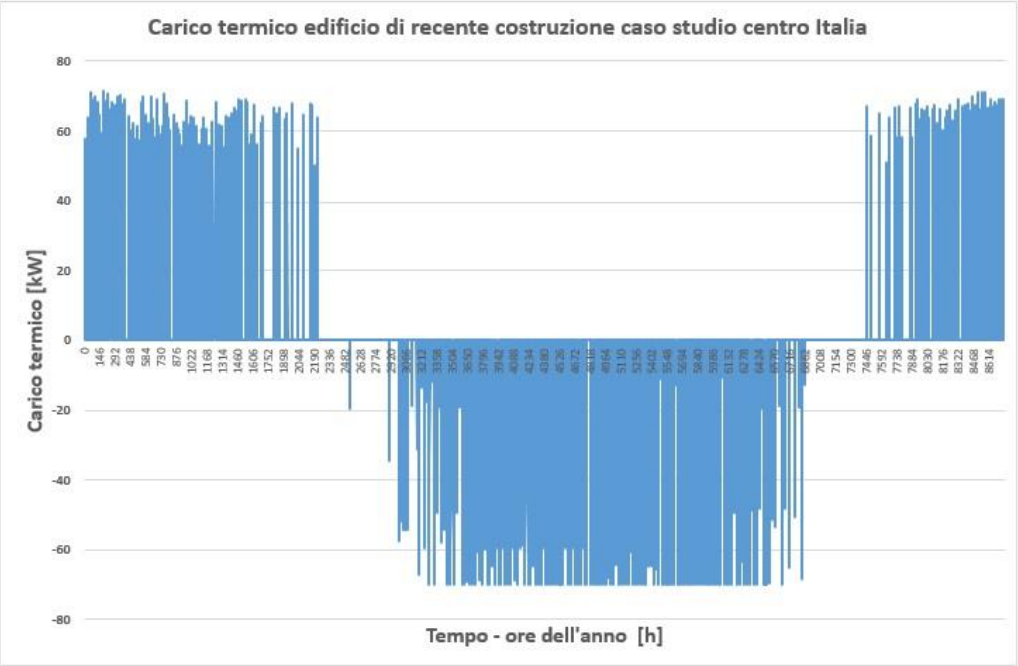



**Figura 174: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del centro Itali costruito dopo il 2010.**

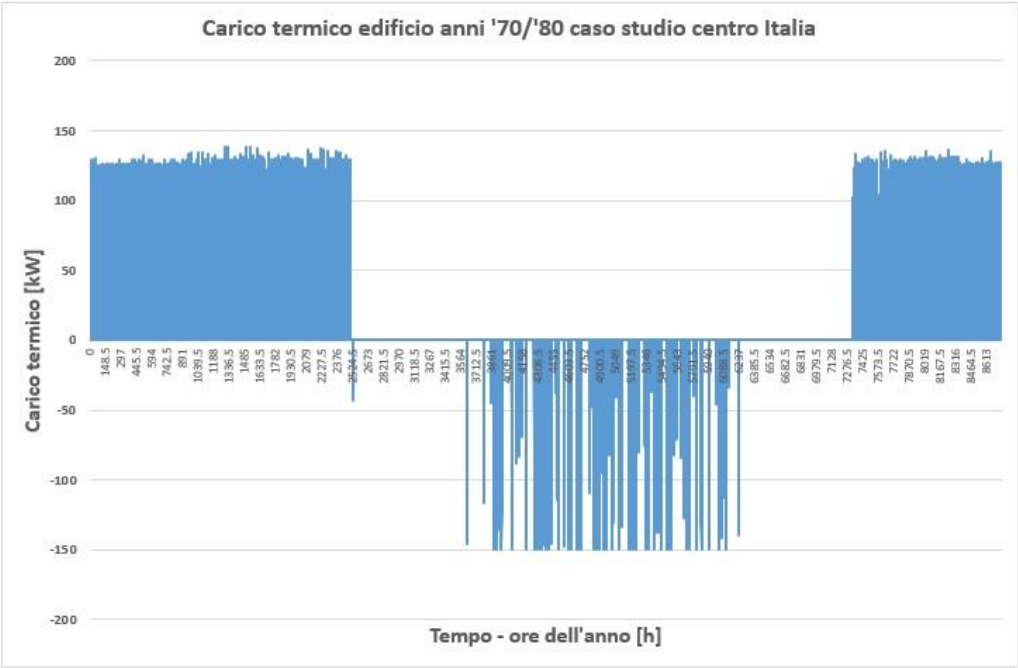



**Figura 175: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del centro Italia costruito tra il 1970 e il 1980.**

### *4.3.5* Il caso studio del nord Italia (Milano)

Per il caso studio del nord Italia è stato simulato in ODESSE un condominio sito a Milano con le caratteristiche di seguito riportate

**Tabella 35: Dati generali input interfaccia ODESSE nel caso studio del nord Italia.**

| | |
|---|---|
| Localizzazione:<br>(Lat; Long; Zona climatica) | Milano<br>(45,27°; 9,11°; E) |
| N° abitazioni per edificio | 8 |
| N° piani | 4 |
| Superficie piano tipo | 176 $m^2$ |
| Superficie riscaldata totale | 703 $m^2$ |
| Infiltrazioni (h24, 7/7) | 0,3 vol/h |
| Guadagno occupanti:<br>n° occupanti:<br>Schedule occupazione:<br><br><br>Attività: | 75 W sensibile; 75 W latente<br>32<br>13:00-9:00 feriali;<br>17:00-10:00 sabato;<br>0:00-24:00 domenica e festivi<br>Seduti, lavro leggero, pc |
| Guadagno illuminazione:<br>LPD media:<br>Area illuminata:<br>Schedule illuminazione | <br>7,5 $W/m^2$<br>400 $m^2$<br>18:00-00:00 |

Anche nel caso studio del nord Italia gli edifici di entrambe le epoche costruttive di riferimento, sono stati simulati considerando quattro chiusure verticali secondo le quattro principali giaciture (nord, sud, est, ovest) delle quali risultano finestrate soltanto le chiusure verticali delle giaciture a nord e a sud.

Nelle figure seguenti si mostrano le schermate di configurazione di ODESSE con le caratteristiche termofisiche delle chiusure verticali e degli infissi per l'edifico di epoca successivo al 2006 e per l'edificio ostruito negli anni '70 –'80.

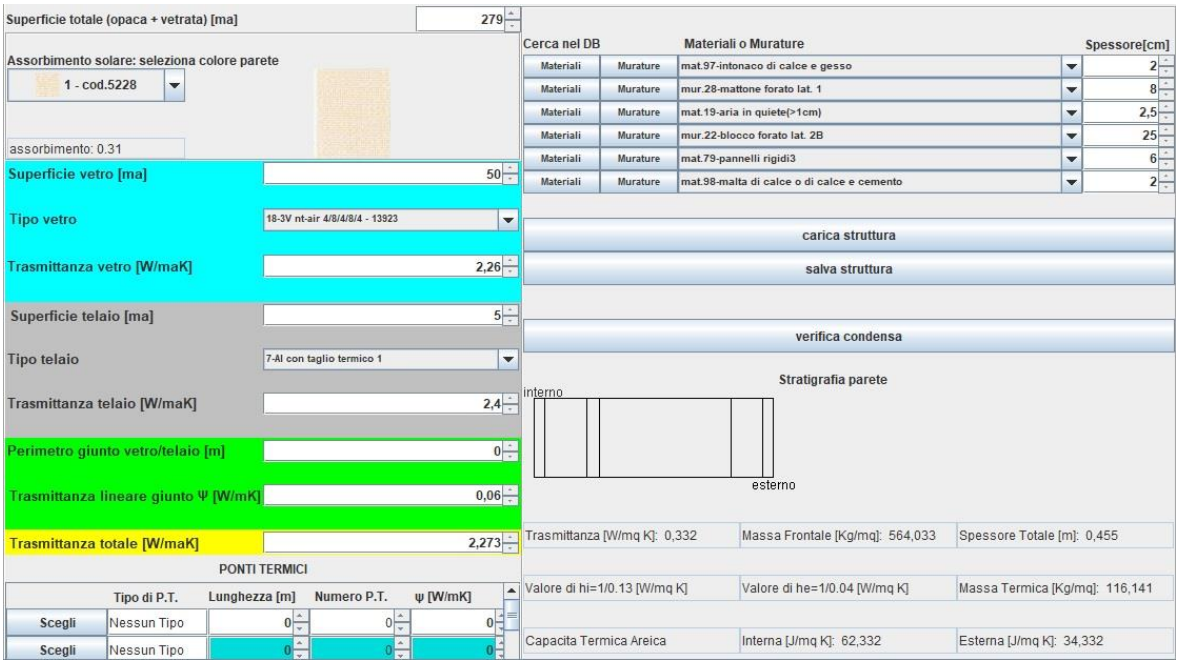



**Figura 176: Configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di epoca costruttiva successiva al 2006 per il caso studio del nord Italia.**

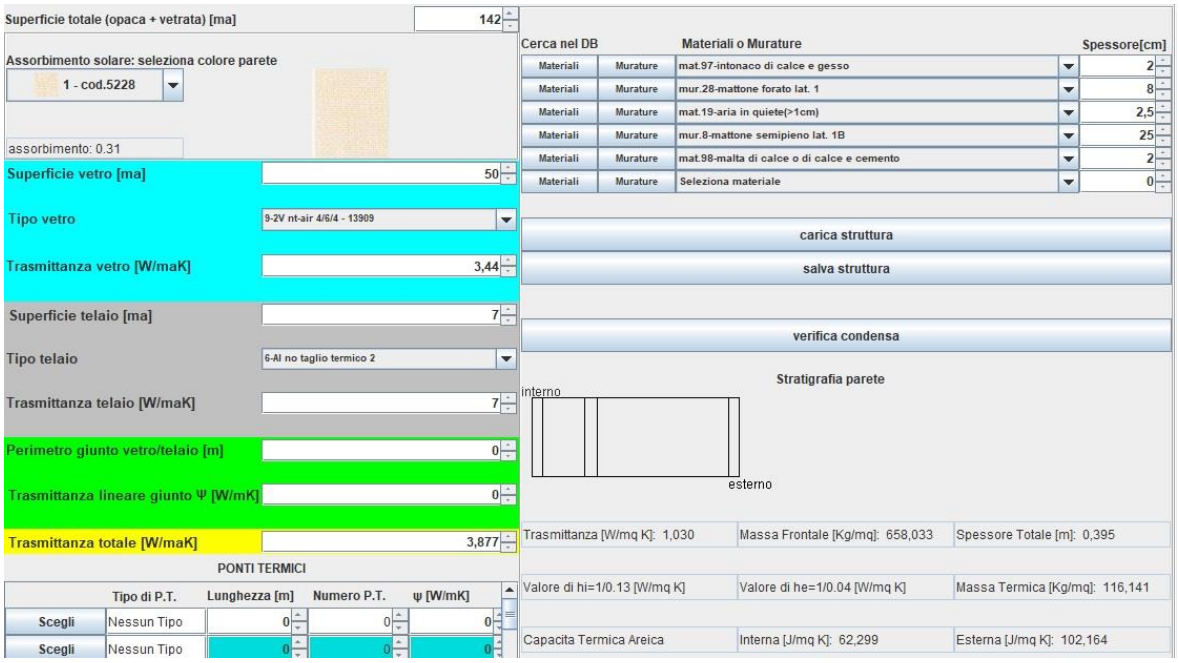



**Figura 177: Configurazione delle chiusure verticali per l'edificio di epoca costruttiva dal 1970 al 1980 per il caso studio del nord Italia.**

Per quanto riguarda la configurazione impiantistica in dotazione ad entrambi gli edifici del presente caso studio è stato simulato un sistema a pompa di calore centralizzato e un sistema di emissione a fan coil; lo schedule orari prevede l'attivazione dell'impianto come per i casi precedenti nelle fasce orarie 05:00-11:00 e 14:00-21:00 senza distinzioni tra i giorni feriali e festivi.
Nella seguente tabella si riassumono le principali caratteristiche dell'impianto per le due diverse epoche costruttive:

**Tabella 36: Riepilogo caratteristiche impianto centralizzato per il caso studio del centro Italia.**

| | **Caso studio nord Italia (Milano)** | |
|---|---|---|
| | **Epoca costruttiva successiva al 2006** | **Epoca costruttiva tra il 1970 e il 1980** |
| **Potenza termica nominale [kW]** | 70 | 150 |
| **COP nominale (35,5°C - 7°C)** | 5 | 5 |
| **Potenza frigorifera nominale [kW]** | 70 | 150 |
| **EER nominale (35°C – 7°C)** | 4 | 4 |
| **Potenza sistema ausiliario [kW]** | 0 | 0 |

Nelle figure seguenti si riportano rispettivamente il profilo di carico termico ottenuto per l'edificio condominiale costruito dopo il 2010 e di quello costruito tra il 1970 e il 1980 per il caso studio del nord Italia:

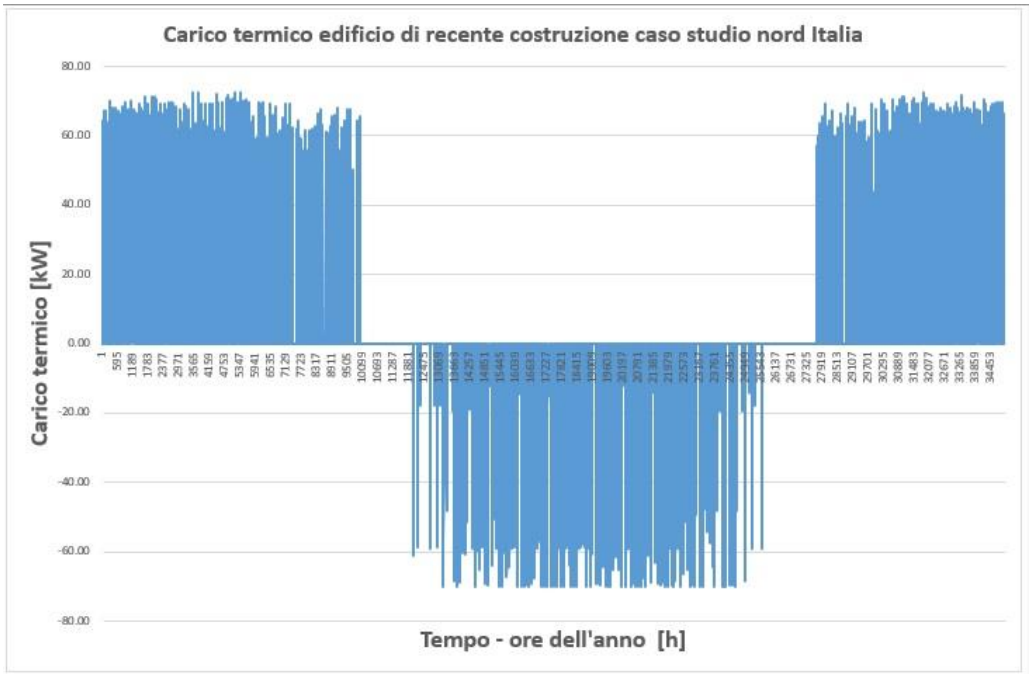



**Figura 178: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del nord Italia costruito dopo il 2010.**

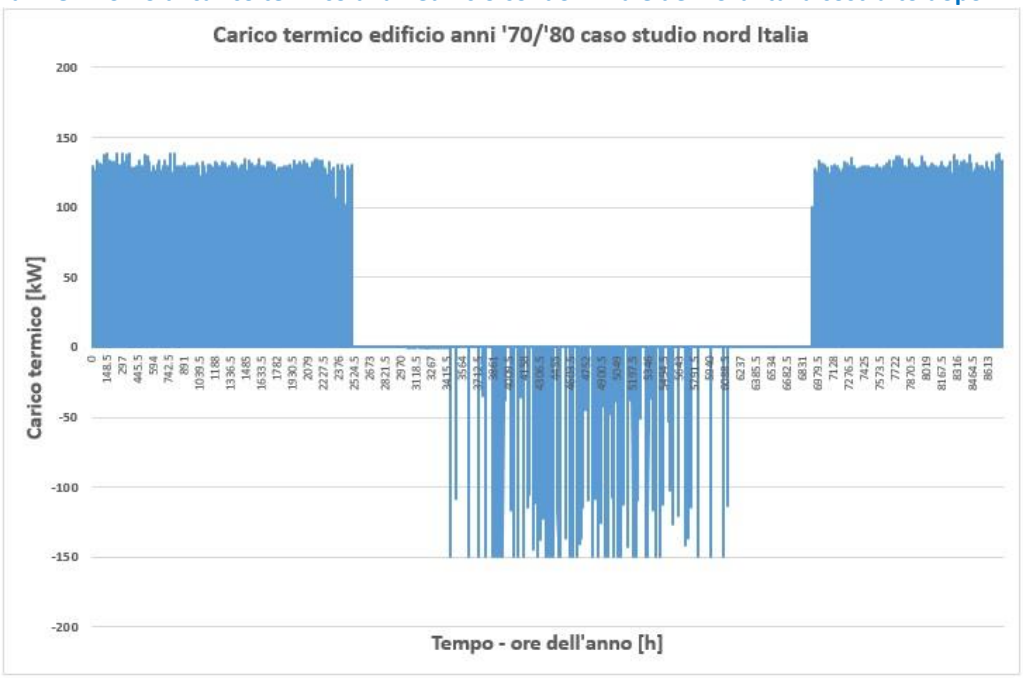



**Figura 179: Profilo di carico termico di un edificio condominiale del centro Italia costruito tra il 1970 e il 1980.**

## *4.4 Simulazione e analisi di una configurazione AUC condominiale con sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E.: definizione degli scenari di simulazione*

Il modello simulato, come riportato nello schema di Figura 180, prevede la condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico o microeolico condominiale secondo lo schema di autoconsumo collettivo virtuale previsto dal Art. 42-bis del decreto n. 162/2019 e dalla Delibera 318/2020/R/eel.
La pompa di calore centralizzata alimentata dal contatore elettrico condominiale è connessa alla stessa rete dell'impianto di generazione locale consentendo un autoconsumo fisico dell'energia prodotta localmente.

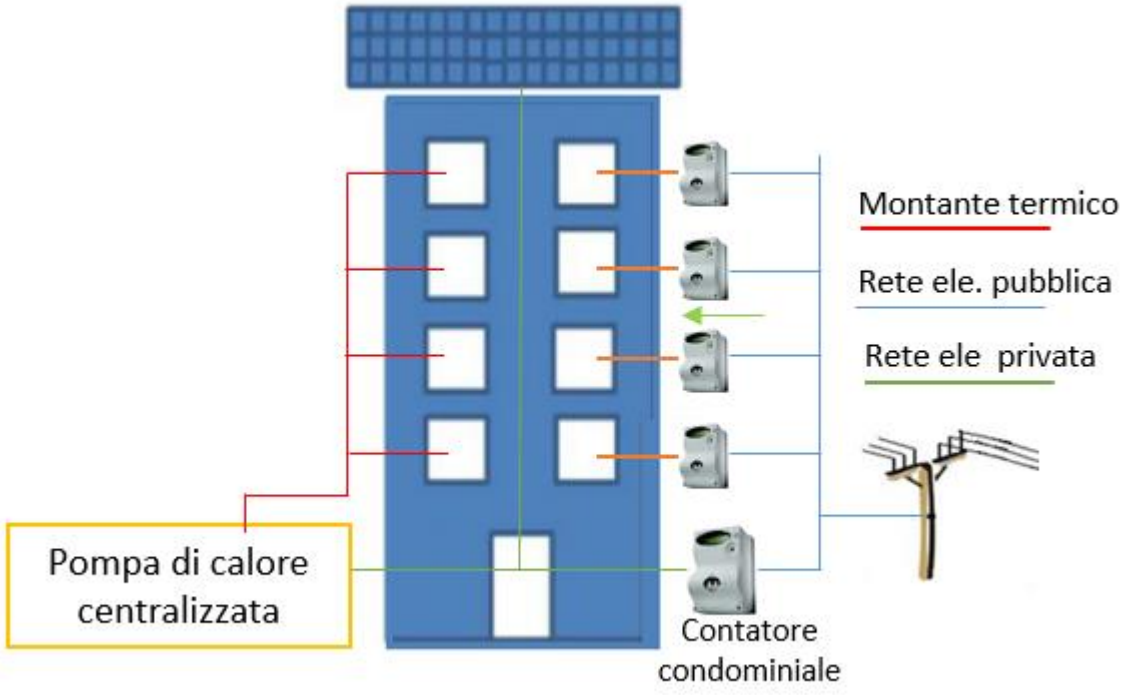



**Figura 180: Schema configurazione Autoconsumo collettivo virtuale di riferimento per i casi studio simulati.**

Per i singoli casi studio simulati è stata implementata una strategia di controllo dello configurazione AUC di Figura 180 con le seguenti caratteristiche:

- soddisfare le richieste elettriche degli utenti previlegiando l'autoconsumo virtuale dell'energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile condominiale (solare o eolica);
- modulare la potenza assorbita dalla PdC per inseguire la produzione della fonte rinnovabile locale (ottimizzazione dell'autoconsumo fisico);
- accumulare la potenza termica prodotta in eccesso rispetto al carico;
- accumulare la potenza elettrica istantanea prodotta in eccesso rispetto al carico (nel caso di presenza di sistema di accumulo elettrico);

Per i componenti d'impianto sono state effettuate le seguenti scelte dimensionali derivanti dai risultati ottenuti dallo studio della precedente annualità (Report RdS/PTR2019/046 ) [13].

**Capacità del sistema di accumulo termico**:

- 3 mc per gli scenari che non prevedono di accumulare sottoforma termica l'energia in eccesso prodotta dal fotovoltaico

- 9 mc per gli scenari dove viene applicato il controllo "power to heat" alla pompa di calore. Dagli studi precedenti si è osservato una saturazione dell'autosufficienza per una capacità dell'accumulo termico tra 8mc e 14 mc.

**Capacità del sistema di accumulo per ACS:** 3 mc.

**Capacità dell'accumulo elettrico**: dimensionato con un rapporto 1:1 rispetto alla potenza fotovoltaica installata.

Si riportano di seguito le ipotesi comuni applicate per condurre l'analisi energetica ed economica di ciascuno degli scenari successivamente simulati

- Vita media dell'impianto pari a 20 anni;
- Sostituzione dell'inverter dopo i primi 10 anni di vita dell'impianto;
- Sostituzione dell'accumulo elettrico dopo 4000 cicli di carica e scarica; accumulo a supercondensatori non sostituiti per la maggior vita utile rispetto a quella dell'impianto;

- Disponibilità della superficie di copertura del condominio per l'installazione dell'impianto FV ridotta al 70% per considerare eventuali ostacoli e la distanza per evitare il mutuo ombreggiamento tra i pannelli;
- Potenza del micro eolico installato pari per ogni caso alla potenza del fotovoltaico;
- Valorizzazione di tutta l'energia immessa in rete seconda la tariffa di vendita del Ritiro Dedicato e dell'energia condivisa virtualmente secondo i meccanismi incentivanti previsti dal DM MISE 16/09/2020 per l'autoconsumo e la condivisione dell'energia rinnovabile
- Tasso di interesse pari a 1% per il calcolo del flusso di cassa attualizzato;
- Detrazione del 50% su tutti gli investimenti effettuati;
- Si trascura il costo di investimento relativo all'implementazione del controllo della PdC ad inseguimento fotovoltaico;
- Si considera nullo l'investimento relativo all'implementazione delle logiche DR in quanto si suppone che queste vengano attuate manualmente su base volontaria dagli utenti;
- Costo di investimento specifico per ogni tecnologia implementata secondo la seguente tabella riassuntiva:

**Tabella 37: Costo di investimento specifico delle tecnologie considerate.**

| Tecnologia | Costo di investimento specifico |
|---|---|
| Impianto fotovoltaico completo con installazione (inverter) | 1900 [€/kWp] (250 [€/kW]) |
| Impianto ibrido PVT completo con installazione | 2962 [€/kWp] |
| Impianto eolico completo con installazione | 4340 [€/kW] |
| Accumulo al Litio | 700 [€/kWh] |
| Accumulo a SuperCondensatori (SC) | 850 [€/kWh] |
| Accumulo termico | 900 [€/$m^3$] |
| Pompa di calore | 300 [€/kWth] |

Si riporta nella seguente tabella la descrizione degli scenari simulati per ciascuno dei casi studio analizzati. Lo scenario di riferimento (scenario zero) prevede un impianto di riscaldamento centralizzato tradizionale (caldaia a gas).

**Tabella 38: Schema sintetico degli scenari simulati per ciascuno dei casi studio.**

| Scenario | Configurazione tradizionale preesistente | Impianto FER locale (FV/Eolico) | Configurazione Autoconsumo Collettivo | Pompa di calore centralizzata | Gestione della PdC ad inseguimento |
|---|---|---|---|---|---|
| 0 | X | | | | |
| 0-F | X | X | | | |
| 0-AUC | X | X | X | | |
| 1 | | X | X | X | |
| 2 | | X | X | X | X |

Si riportano di seguito le potenze installate degli impianti fotovoltaici condominiali per ciascuno dei casi studio simulati, individuate in funzione della superficie disponibile in copertura:
- Condominio Sud Italia: 31,54 kWp (per entrambe le epoche costruttive);
- Condominio centro Italia: 28,50 kWp (per entrambe le epoche costruttive);
- Condominio Nord Italia: 27,36 kWp (per entrambe le epoche costruttive);

### 4.4.1 Scenario tradizionale di riferimento: scenario 0

Lo scenario zero prevede la simulazione di una configurazione tradizionale, riportata in Figura 181, comunemente preesistente nei condomini con impianto centralizzato costituito da una caldaia a gas per la produzione di ACS e per il riscaldamento degli appartamenti.

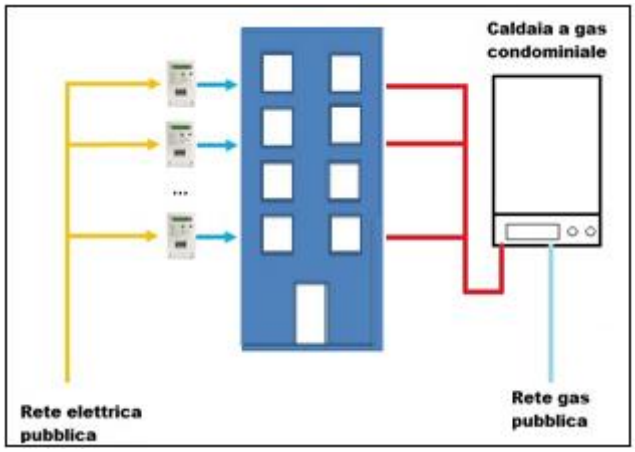



**Figura 181: Configurazione preesistente scenario 0.**

Con la simulazione dello scenario zero di Figura 181 si ottiene il consumo e la spesa energetica annua di riferimento per un confronto con i risultati ottenuti dagli scenari che prevedono la presenza del sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. e una gestione secondo lo schema AUC del condominio.
Per la simulazione dello scenario zero si è assunto che il condizionamento estivo avviene per ogni singolo appartamento con una pompa di calore autonoma monosplit o multi split.
Inoltre per tutti gli scenari simulati vengono trascurate le utenze elettriche condominiali secondarie come l'ascensore o l'illuminazione della scala condominiale in quanto considerate utenze trascurabili ai fini dello studio.

### 4.4.2 Scenario (0-F): tradizionale con caldaia a gas centralizzata e impianto fotovoltaico

Rispetto a quello tradizionale, lo scenario 0-F, il cui schema è riportato in Figura 182, prevede un investimento economico effettuato dai condòmini per l'installazione di un impianto fotovoltaico comune.
Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico condominiale è calcolato in funzione della superficie di copertura del condominio disponibile ricavata dalla superficie in pianta dell'edificio ridotta del 30% per considerare eventuali ostacoli e il necessario distanziamento dalla balaustra.

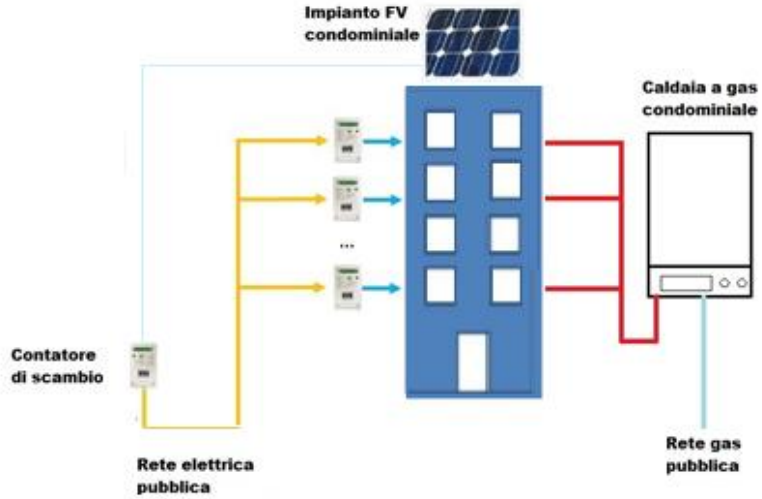



**Figura 182: Configurazione tradizionale con impianto fotovoltaico condominiale scenario 0-F.**

Lo scenario di Figura 182 non prevede una configurazione di autoconsumatori che agiscono collettivamente, per tale motivo nell'analisi economica non si applica l'incentivo sull'energia condivisa.
I ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia fotovoltaica per mezzo del RID verranno suddivisi in parti uguali tra i condomini che hanno partecipato all'investimento iniziale.

### 4.4.3 *Descrizione dello scenario (1-F): sostituzione della caldaia a gas con una PdC centralizzata integrata ad un impianto FV in configurazione di AUC*

Lo scenario prevede un intervento di retrofit, secondo lo schema riportato in Figura 183, rispetto allo scenario precedente (0-AUC); l'intervento consiste nella sostituzione della caldaia a gas centralizzata con un impianto a pompa di calore per produzione di ACS e per il condizionamento centralizzato del condominio.

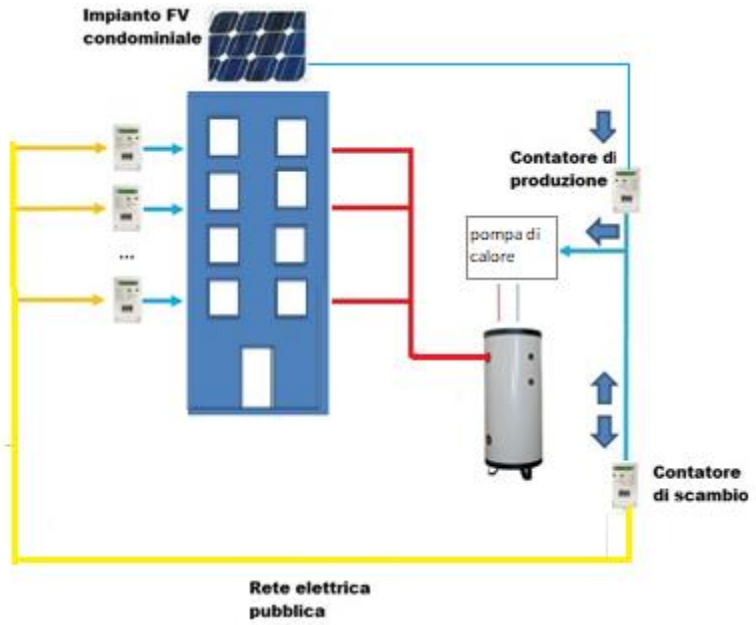



**Figura 183: Configurazione microcomunità energetica con impianto FV e PdC condominiale - scenario 1-F.**

Lo schema di Figura 183 non prevede l'applicazione alla pompa di calore della logica ad inseguimento che ottimizza l'autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico comune.

### 4.4.4 *Scenario 2-F: impianto costituito da FV integrato alla PdC centralizzata controllata con logiche di inseguimento FV in una configurazione di autoconsumo collettivo*

La configurazione impiantistica, riportata in Figura 184, è simile a quella dello scenario 1-F; rispetto allo scenario precedente, in questo caso viene valutato l'impatto energetico ed economico generato dal controllo della pompa di calore con una logica "power to heat" che consiste nel regolare il numero di giri del compressore per assorbire una potenza elettrica pari a quella resa disponibile dall'impianto fotovoltaico.

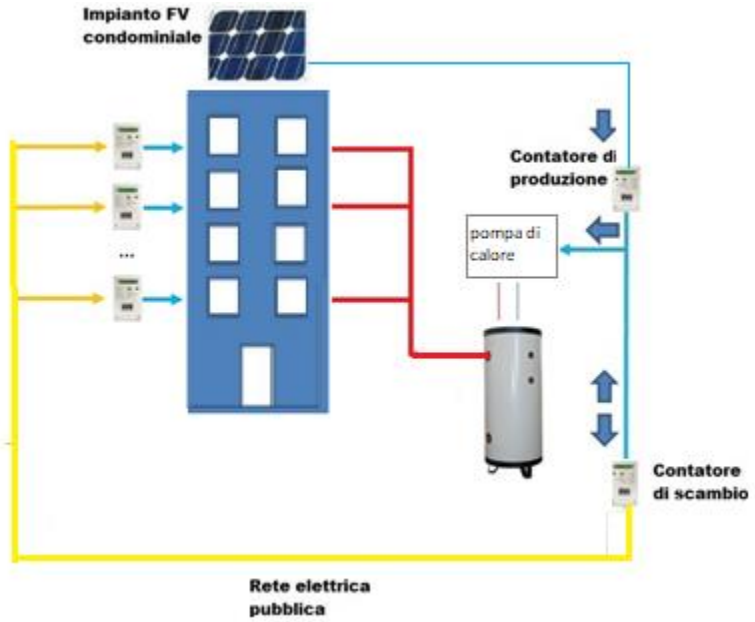



**Figura 184: Configurazione microcomunità energetica con impianto FV e PdC condominiale controllata ad inseguimento fotovoltaico - scenario 2-F.**

Per consentire la gestione della pompa di calore come sopra descritto, lo schema di Figura 184 prevede una capacità dell'accumulo termico maggiore rispetto allo scenario precedente per consentire la produzione di energia termica da fotovoltaico nei momenti di basso carico del condominio.

### *4.4.5 Logiche demand-response applicate ai carichi elettrici flessibili degli utenti negli scenari 0-AUC e 2F*

Per valutare come la configurazione dell'Autoconsumo collettivo possa incrementare ulteriormente l'energia condivisa, sono stati simulati le logiche Demad-Response applicate ai carichi flessibili e programmabili dei singoli utenti.
Nel presente studio sono stati individuate per singolo scenario quale dovrebbero essere le fasce orari migliori per spostare i carichi programmabili e ottimizzare l'energia condivisa dell'impianto fotovoltaico
Per lo scenario 0-AUC le fasce orarie utili all'applicazione delle logiche DR sono facilmente individuabili in quanto non essendo presente la pompa di calore centralizzata, la sovrapproduzione si ha in corrispondenza delle ore centrali della giornata (dalle 11:00 alle 15:00).
Per lo scenario 2-F è stato necessario uno studio specifico per determinare le fasce orarie utili all'applicazione delle logiche DR. Queste sono state determinate in funzione del profilo di accensione della pompa di calore in modo tale da massimizzare la condivisione virtuale dell'energia gestendo le utenze flessibili degli utenti nelle ore di spegnimento o di ridotto carico della pompa di calore.
Nello specifico, tali fasce orarie sono state individuate dall'osservazione della sovrapposizione del profilo di generazione fotovoltaico e il profilo di carico della pompa di calore centralizzata.
In Figura 185 si riporta, a titolo d'esempio, la sovrapposizione del profilo di potenza generata dal FV e del profilo di potenza assorbiti dalla PdC, controllata con logica ad inseguimento, in una tipica settimana d'inverno:

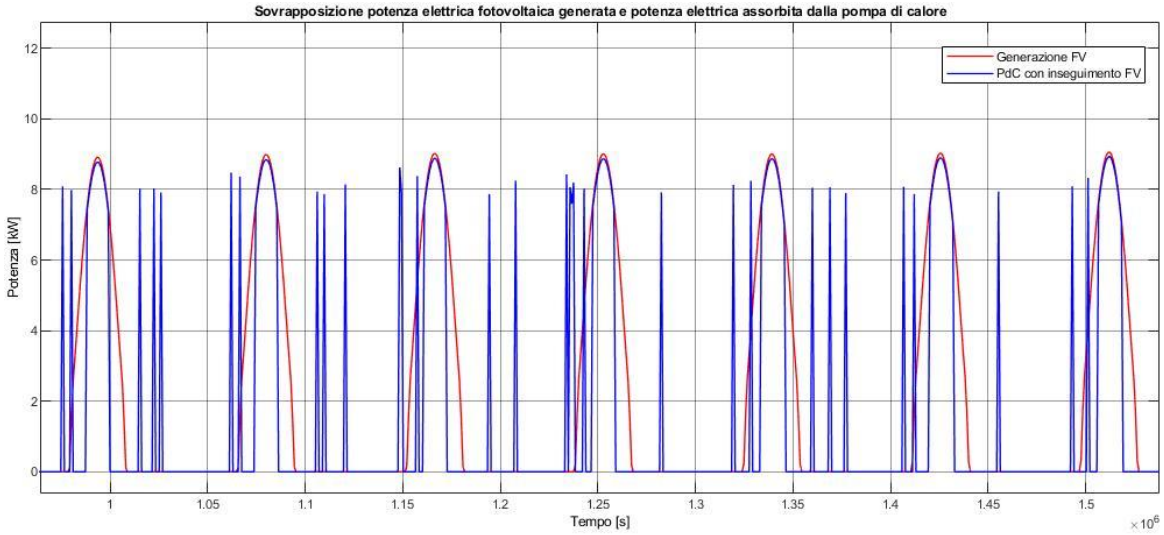



**Figura 185: Sovrapposizione della potenza generata da FV e assorbita dalla PdC controllata ad inseguimento in una giornata invernale.**

Dalla Figura 185 si nota che durante la stagione invernale la PdC entra in funzione durante le ore centrali della giornata ovvero durante le ore in cui il picco di produzione fotovoltaica risulta sufficiente a far partire le logiche di controllo della PdC ad inseguimento. I picchi di assorbimento della pompa di calore che si hanno nelle ore serali (fuori dalla campana di produzione fotovoltaica) sono dovuti alla produzione di ACS.
In maniera duale dalla Figura 186 si osserva che durante il periodo estivo, già dalle prime ore del giorno l'impianto fotovoltaico genera una potenza sufficiente per far partire la PdC portando l'accumulo termico alla massima temperatura di funzionamento dopo qualche ora per riattivare l'inseguimento nelle ore serali.

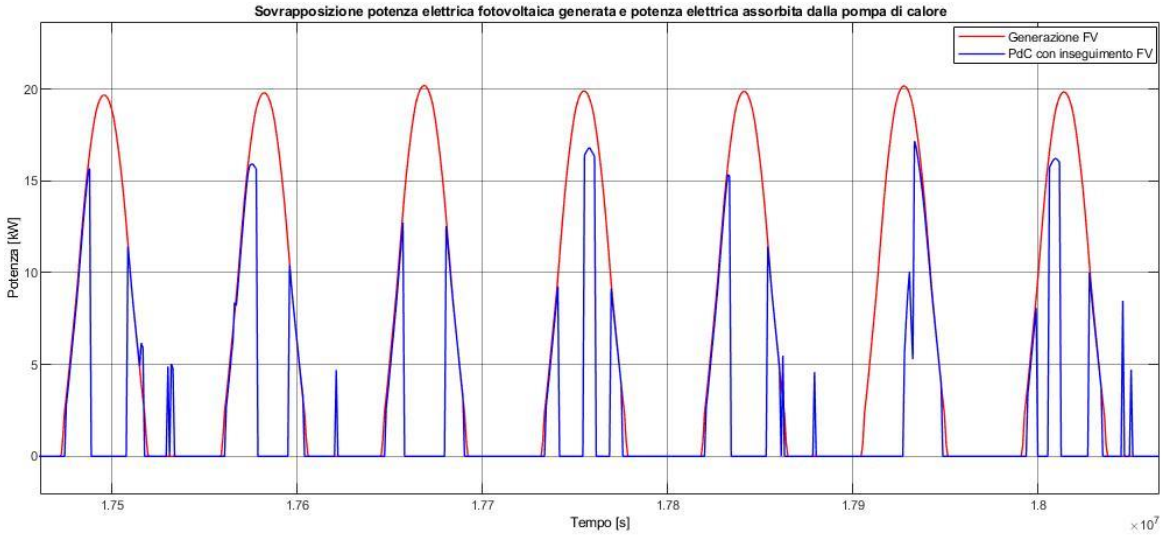



**Figura 186: Sovrapposizione della potenza generata dal FV e assorbita dalla PdC controllata ad inseguimento durante una giornata estiva.**

Dunque durante la stagione invernale si è ritenuto conveniente spostare i carichi flessibili degli utenti nelle fasce orarie 10-12 e 15-16 mentre durante la stagione estiva si è ritenuto opportuno spostare i carichi flessibili degli utenti durante le fasce orarie centrali della giornata ovvero dalle 11 alle 16 in modo tale da massimizzare l'energia condivisa virtualmente.

### 4.4.6 *Simulazione dello scenario (1-E): sostituzione della caldaia con una PdC integrata ad un impianto eolico in configurazione di AUC*

Rispetto allo scenario 1-F, la configurazione impiantistica, riportata nello schema di Figura 187, prevede la sostituzione dell'impianto fotovoltaico con un impianto di produzione microeolico mantenendo la gestione del condomino con uno schema di Autoconsumo Collettivo.
L'intento di questo scenario è quello di valutare le prestazioni complessive e gli aspetti energetici ed economici dell'impianto ibrido in presenza di fonti energetiche locali con profilo di produzione più aleatorio rispetto al tradizionale impianto fotovoltaico.

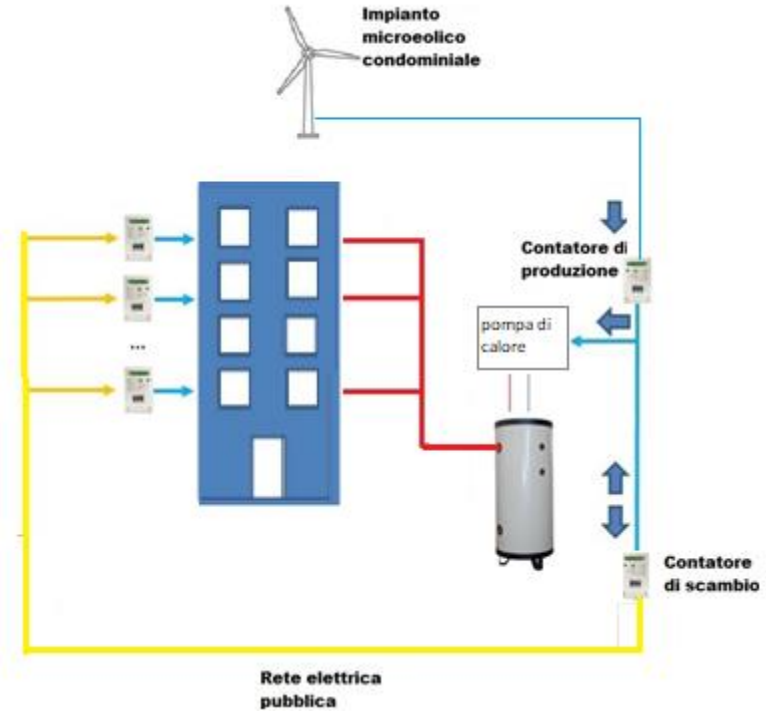



**Figura 187: Configurazione microcomunità energetica con impianto microeolico e PdC condominiale scenario 1-E.**

Nel caso di impianto microeolico restano valide le considerazioni generali fatte per lo scenario 1-F. Inoltre, per lo scenario 1–E è stato simulato anche la presenza di un sistema di accumulo elettrico a supercondensatori.
Lo scenario 1-E è stato simulato solo per il caso studio Sud Italia per il quale erano disponibili le misure dettagliate (con campionamento di 1 min) della velocità del vento necessarie per il modello del generatore miocroeolico.

### 4.4.7 Simulazione dello scenario (2-E): impianto costituito da microeolico e PdC centralizzata controllata ad inseguimento eolico in una configurazione di autoconsumo collettivo

Rispetto allo scenario 1-E la configurazione impiantistica, riportata in Figura 188, prevede l'applicazione alla pompa di calore centralizzata della logica "power to heat" per inseguire la produzione elettrica del microeolico condominiale.

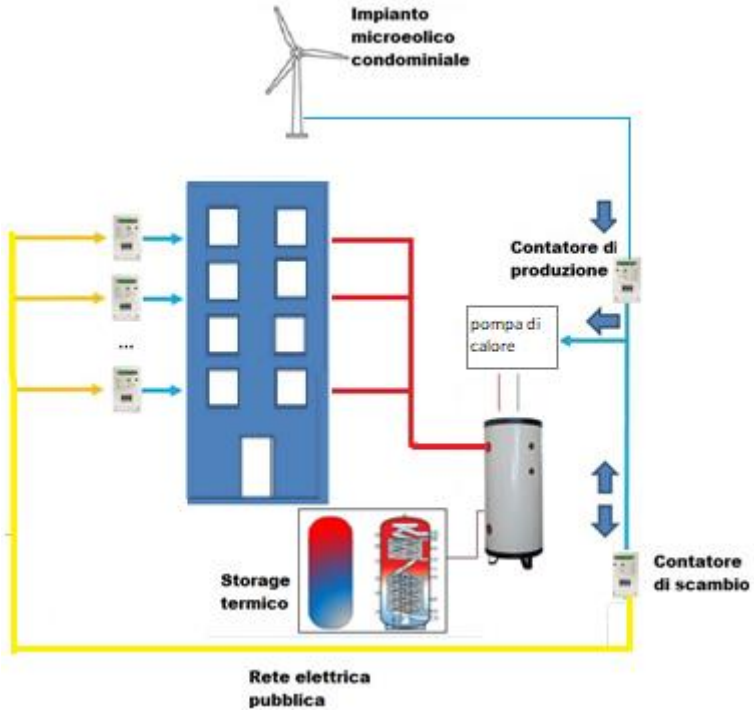



**Figura 188: Configurazione microcomunità energetica con impianto microeolico e PdC condominiale controllata ad inseguimento eolico scenario 2-E.**

In questo scenario si vogliono valutare le funzionalità delle logiche di controllo della PdC in quanto l'inseguimento della produzione eolica comporta variazioni più veloci rispetto al fotovoltaico. Anche in questo caso come per lo scenario 1-E sarà valutato l'impatto di un accumulo elettrico a supercondensatori.

### 4.4.8 Simulazione dello scenario 2-F con capacità dell'accumulo termico doppia

Lo scenario 2-F è stato simulato anche con una capacità doppia dell'accumulo termico per valutare come l'incremento di quest'ultimo possa influire sui vantaggi energetici ed economici della configurazione Autoconsumo Collettivo condominiale. In particolare, lo scenario prevede una simulazione con una capacità dell'accumulo termico pari a 18 $m^3$ anziché i 9$m^3$; la configurazione impiantistica risulta dunque analoga a quella utilizzata per lo scenario 2-F e mostrata in Figura 184

## 4.5 Simulazione e analisi di una configurazione AUC condominiale: risultati di simulazione e considerazioni energetiche ed economiche

Si riportano di seguito i risultati di simulazione dei casi studio individuati per analizzare le potenzialità energetiche ed economiche delle configurazioni di Autoconsumo Collettivo applicati ad un contesto condominiale con sistemi ibridi tipo S.A.P.I.EN.T.E.
Le considerazioni energetiche riportate per singolo caso studio si basano sul valore ottenuto dai seguenti indici energetici:

- Autoconsumo fisico: quantifica l'energia FV (anche quella stoccata in batterie) autoconsumata direttamente dalla PdC centralizzata senza passare dalla rete pubblica;
- Condivisione: quantifica l'energia fotovoltaica (anche quella stoccata in batterie) consumata virtualmente dagli utenti del gruppo di Autoconsumatori del condominio che agiscono collettivamente;
- Autosufficienza PdC: quantifica la percentuale di energia fotovoltaica consumata dalla PdC in modalità riscaldamento e produzione ACS;
- Autosufficienza chiller: quantifica la percentuale di energia fotovoltaica consumata dalla PdC in modalità chiller;
- Autosufficienza totale della PdC: quantifica la percentuale dei consumi totali della PdC coperti dall'energia fotovoltaica prodotta.

Il confronto tra tali indici sarà utile a determinare se l'implementazione delle soluzioni previste dal sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. generano un impatto energetico positivo o negativo alla configurazione AUC condominiale. Gli indici energetici sono stati calcolati per ogni scenario di ogni caso studio simulato.

### 4.5.1 Caso studio Sud Italia

Si riportano di seguito i risultati della simulazione del sistema condominio – impianto sito nel sud Italia secondo i diversi scenari descritti nel precedente paragrafo.
In particolare:
- nel grafico di Figura 189 si riportano gli indici energetici relativi alla simulazione della configurazione di Autoconsumo Collettivo applicata al condominio realizzato post D. lgs. 311/06
- nel grafico di Figura 190 si riportano gli indici energetici ottenuti dalla simulazione del condominio realizzato prima della Legge 373 del 1976.

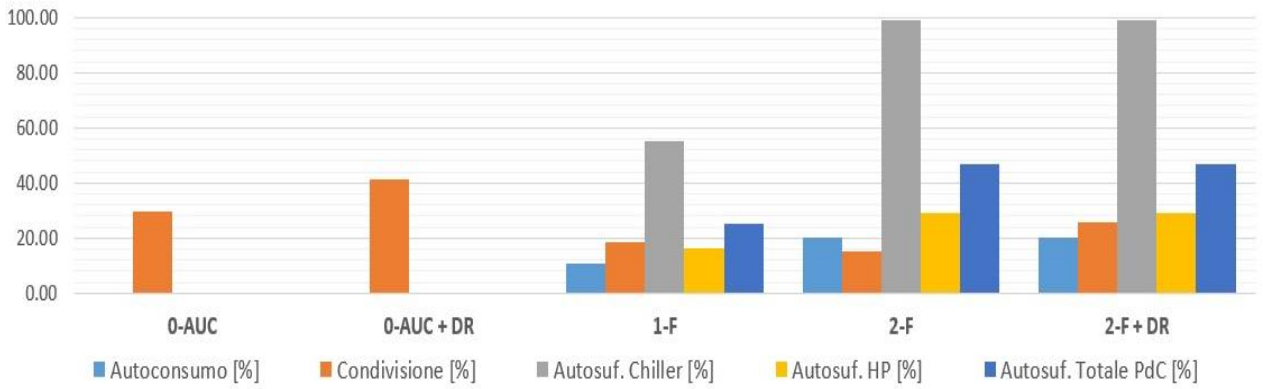



**Figura 189: Confronto degli indici energetici scenari caso studio sud Italia per l'edificio che rispetta i limiti di trasmittanza dell'allegato C del DLgs. 311/2006.**

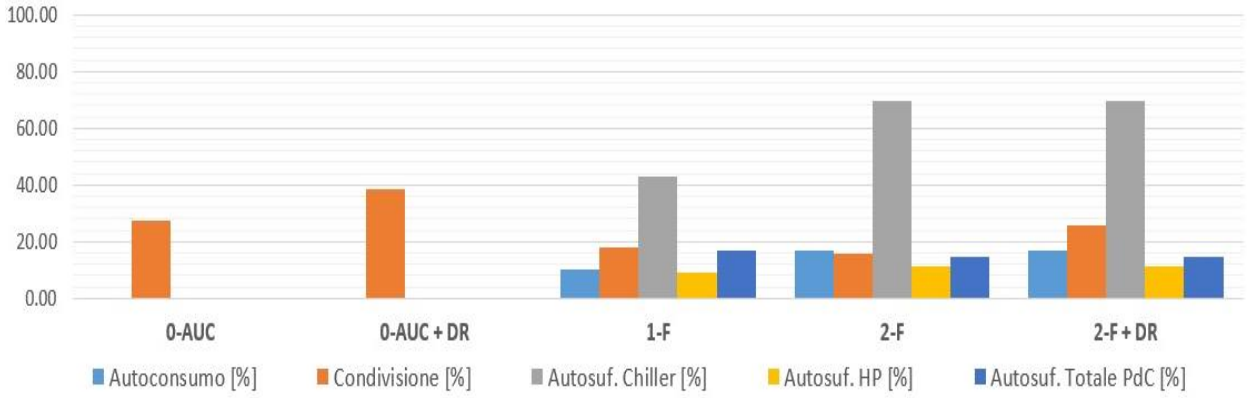



**Figura 190: Confronto degli indici energetici caso studio sud Italia per l'edificio antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici (legge n. 373 del 1976).**

Per lo scenario 0-AUC e per lo scenario 0-AUC+DR l'unico indice calcolato è quello relativo all'energia condivisa ("Condivisione [%]"), in quanto essendo presente una caldaia a gas ed avendo trascurato gli altri consumi condominiali (illuminazione scale, ascensore) gli altri indici non sono calcolabili.
Per entrambi gli edifici si nota come applicando le logiche DR ai singoli utenti, l'energia condivisa per lo scenario 0-AUC aumenta di circa il 10%.
L'energia condivisa subisce una apparente riduzione per gli scenari che prevedono l'installazione della pompa di calore; in effetti si riduce la condivisione virtuale a vantaggio della condivisione fisica dell'energia prodotta dall'impianto FV in quanto aumenta l'energia autoconsumata sul posto dalla pompa di calore centralizzata.
Infatti dai grafici di Figura 189 e Figura 190 si può osservare come l'applicazione della logica ad inseguimento FV applicata alla pompa di calore comporta, per entrambi gli edifici, un ulteriore incremento dell'autoconsumo fisico a discapito dell'autoconsumo virtuale.
L'applicazione delle logiche DR allo scenario 2-F consente un aumento dell'energia condivisa di circa il 50% in quanto i carichi programmabili delle singole utenze vengono spostati nelle ore di sovrapproduzione dell'impianto FV rispetto al carico condominiale della pompa di calore.
A parità di impianto FV installato in superficie, i due edifici presentano per ciascuno scenario una quota di energia condivisa dalla Collettività di Autoconsumatori equivalente, mentre risulta evidente come i maggiori vantaggi energetici si hanno per l'edificio più efficiente costruito dopo il D. lgs. 311/2006. Per quest'ultimo, infatti, si ottengono i maggiori vantaggi in termini di autosufficienza della pompa di calore raggiungendo un valore totale annuo pari a circa il 50% (per il condominio pre legge 373/76 l'autosufficienza totale non supera il 20%), raggiungendo un valore prossimo al 100% per il solo funzionamento estivo grazie al controllo ad inseguimento FV.
I maggiori vantaggi energetici associati all'edifico più recente sono dovuti ad un minore carico termico per riscaldamento e raffrescamento rispetto al condomino meno efficiente.
In Figura 191 e in Figura 192 si riportano i risultati dell'analisi economica corrispondenti alla simulazione dei due condomini.

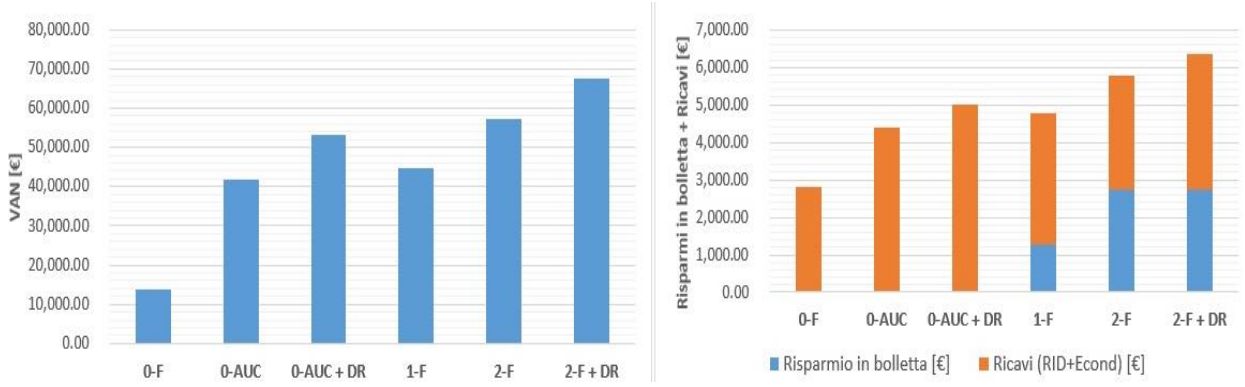



**Figura 191: Risultati dell'analisi economica per i principali scenari del caso studio del sud Italia per l'edificio che rispetta i limiti di trasmittanza dell'allegato C del DLgs. 311/2006.**

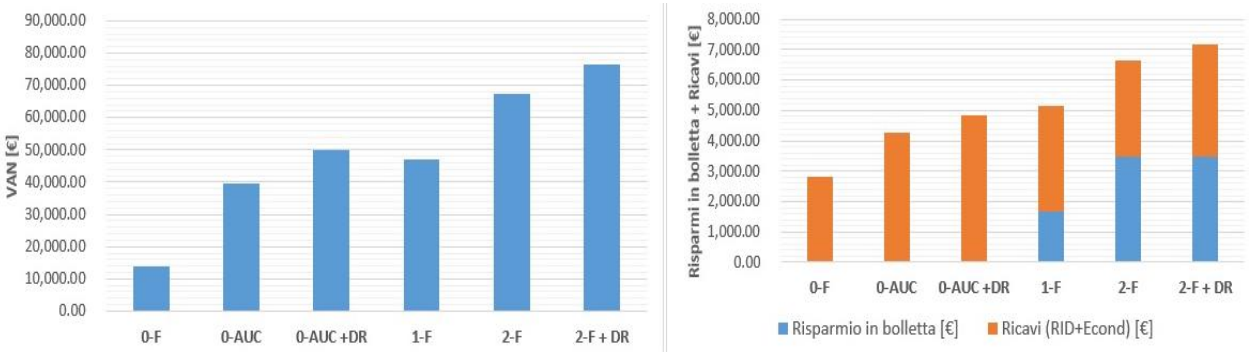



**Figura 192: Risultati dell'analisi economica per i principali scenari del caso studio del sud Italia per l'edificio antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici (legge n. 373 del 1976).**

Dai grafici di Figura 191 e Figura 192 si può osservare un importante incremento del VAN e del guadagno annuo complessivo del gruppo di utenti passando dallo scenario 0-F allo scenario 0-AUC. Per quest'ultimo, infatti, oltre ai ricavi derivanti dal RID (ritiro dedicato dell'energia in eccesso immessa in rete), sono previsti gli incentivi per l'Autoconsumo Collettivo condominiale; inoltre il passaggio dallo scenario 0-F allo scenario 0-AUC prevede solo l'istituzione della configurazione AUC condominiale senza un investimento economico iniziale, giustificando l'incremento del VAN da circa 12.000 euro a circa 40.000 euro.
Per lo scenario 2-F si ha un evidente incremento del VAN e dei guadagni totali annui rispetto allo scenario 0-AUC dovuto ai seguenti fattori: i)risparmio in bolletta termica ottenuto dalla possibilità di autoconsumare con la pompa di calore l'energia prodotta dall'impianto FV locale per il riscaldamento e il condizionamento delle singole unità abitative, ii) applicazione logica ad inseguimento alla pompa di calore con la quale si ha un incremento dell'autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il conseguente ulteriore incremento del risparmio economico nella bolletta termica degli utenti.
Lo scenario che comporta i maggiori benefici energetici ed economici per le due tipologie di condomini è lo scenario 2-F con il controllo della PdC ad inseguimento fotovoltaico e l'implementazione delle logiche DR.
Per apprezzare meglio la differenza tra gli indici economici ottenuti per gli scenari simulati si riporta nel seguente grafico il rapporto percentuale tra il risparmio economico in bolletta e il costo della bolletta riferito allo scenario zero.
Si nota come i maggiori risparmi rispetto allo scenario di partenza si hanno per il condominio costruito in epoca recente.

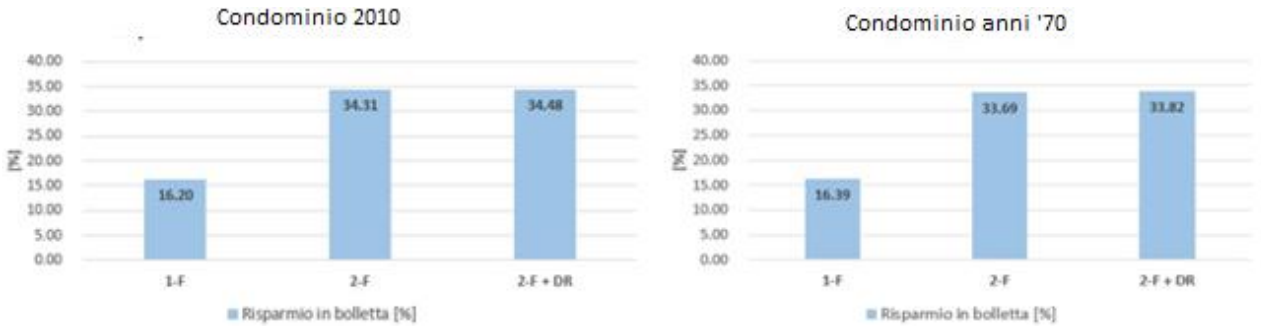



**Figura 193: Risparmio percentuale edificio di epoca costruttiva successiva al DLgs. 311/2006 (a sinistra) ed edificio antecedente la legge n. 373 del 1976 (a destra) per il caso studio del sud Italia.**

In definitiva, si può osservare che nel caso del sud Italia, l'implementazione di una configurazione di autoconsumo collettivo condominiale, con un impianto ibrido di tipo S.A.P.I.EN.T.E. gestito con controllo della PdC ad inseguimento fotovoltaico, risulta essere la soluzione energeticamente più efficiente, soprattutto nel caso di edifici con elevate prestazioni energetiche.
Per una valutazione più dettagliata dello scenario 2F con DR, si riporta in Figura 194 una analisi della distribuzione per singolo utente dei ricavi complessivi ottenuti dall'Autoconsumo Collettivo (RID e ricavi da incentivi) per il condominio di recente costruzione; nella stessa figura si riporta l'importo della bolletta elettrica annua del singolo utente.

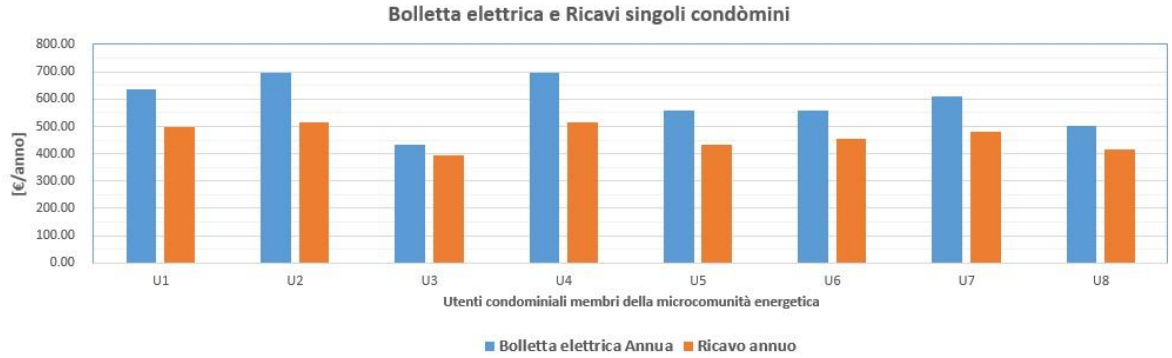



**Figura 194: Redistribuzione secondo il criterio energetico di ricavi provenienti dai meccanismi incentivanti del ritiro dedicato e della condivisione dell'energia rinnovabile, caso studio del sud Italia – scenario 2-F.**

Nello specifico i ricavi da RID (Ritiro dedicato dell'energia immessa in rete) come descritto in precedenza sono ripartiti in parti uguali tra gli utenti, mentre i ricavi ottenuti dagli incentivi relativi all'energia condivisa sono ripartiti proporzionalmente al consumo elettrico nelle ore di produzione del fotovoltaico secondo l'algoritmo descritto nei paragrafi precedenti.
Come mostrato in Figura 194, la costituzione della configurazione AUC per il condominio simulato consente ai singoli membri di compensare parzialmente la bolletta elettrica annua con la ripartizione dei ricavi ottenuti dall'energia prodotta e condivisa dall'impianto FV condominiale.
Per avere un quadro economico completo della configurazione AUC con l'impianto ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E., è necessario valutare anche i costi per il fabbisogno termico del singolo appartamento. Per tale motivo sono stati calcolati i flussi economici complessivi del singolo utente aggiungendo:
1: la ripartizione dei costi per il riscaldamento e raffrescamento associato al consumo elettrico della pompa di calore centralizzata;
2: i risparmi energetici del singolo utente che derivano dell'autoconsumo fisico della pompa di calore.

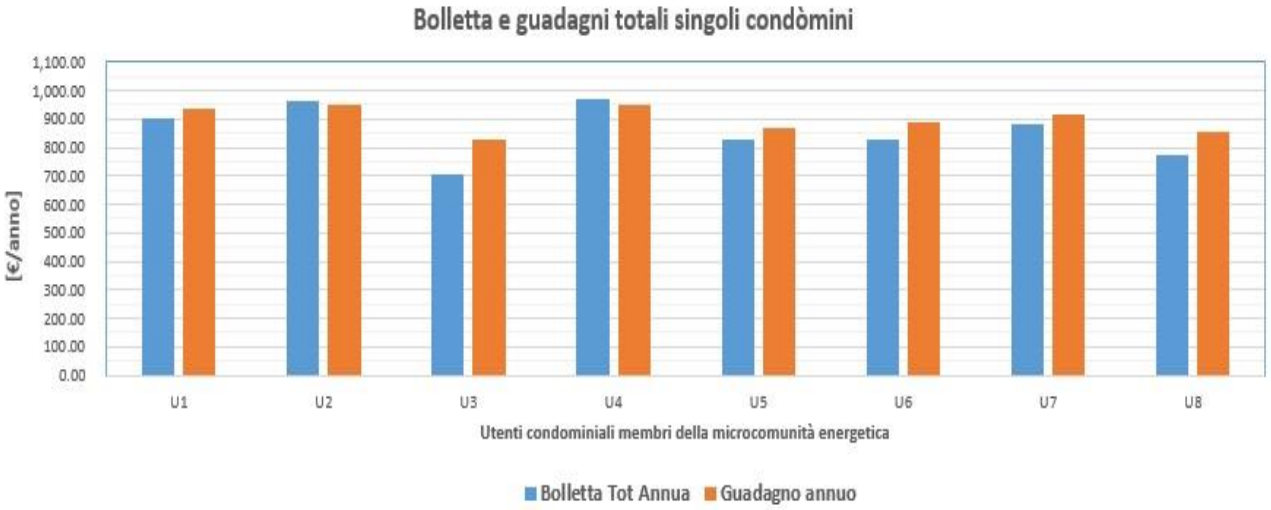



**Figura 195: Quadro economico completo dei singoli utenti nel migliore scenario (2-F) -caso studio del sud Italia.**

Dall'istogramma di Figura 195 si evince come, per il condomino simulato, la configurazione autoconsumo collettivo realizzato secondo lo schema previsto dal sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E consentirebbe ai singoli membri di compensare i costi energetici complessivi (dati dalla somma della bolletta elettrica annua e della ripartizione dei costi per riscaldamento e raffrescamento) in quanto oltre alla condivisione virtuale ciascun utente può condividere fisicamente l'energia prodotta dal FV anche tramite il vettore termico attraverso l'autoconsumo della pompa di calore centralizzata.
La configurazione AUC + sistema ibridi tipo S.A.P.I.EN.T.E. consente di ottimizzare le tariffe termiche e la ripartizione dei costi per riscaldamento delle singole unità immobiliari, premiando, in una logica di tipo demand-response, i consumi termici delle singole unità abitative nelle ore di produzione del fotovoltaico.

### *4.5.2* Caso studio Centro Italia

Come per il caso studio precedente si riportano in Figura 196e in Figura 197 i risultati ottenuti dalla simulazione dei due condomini tipo realizzati in centro Italia in due diverse epoche costruttive (recente post D. lgs. 311/2006 e precedente la legge n. 373 del 1976) gestiti secondo la configurazione Autoconsumo Collettivo con sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E.

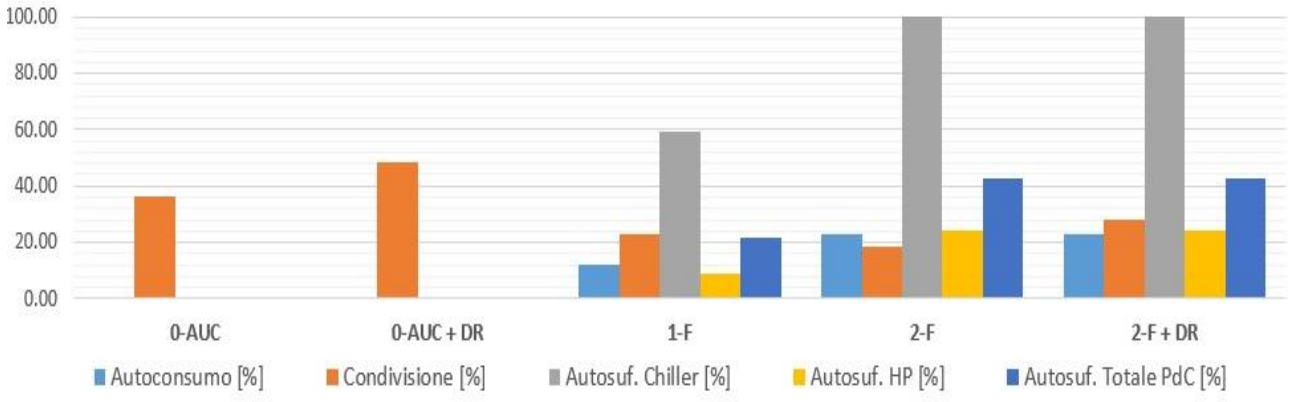



**Figura 196: Confronto degli indici energetici per i principali scenari del caso studio del centro Italia per l'edificio che rispetta i limiti di trasmittanza dell'allegato C del D.Lgs. 311/2006.**

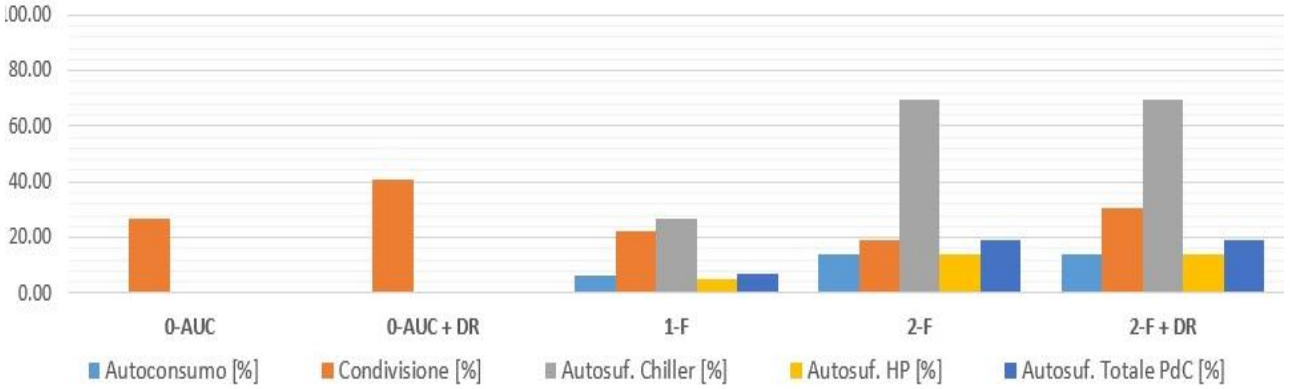



**Figura 197: Confronto degli indici energetici per i principali scenari del caso studio del centro Italia per l'edificio antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici (legge n. 373 del 1976).**

Come per il caso studio precedente, il passaggio agli scenari con pompa di calore comportano una riduzione della condivisione virtuale a vantaggio dell'autoconsumo fisico dell'energia prodotta dall'impianto FV comune della configurazione AUC.
A parità di potenza dell'impianto FV, il coefficiente di condivisone virtuale è di poco superiore rispetto al caso Sud Italia in quanto risulta più bassa la produzione a causa del minore radiazione solare.
Dal confronto tra gli istogrammi di Figura 196 e Figura 197 risulta evidente come i maggiori indici energetici si hanno per il condominio più recente; per quest'ultimo infatti il coefficiente di autosufficienza totale è maggiore del 100% rispetto al condominio costruito prima del 1976. Anche l'autoconsumo fisico dell'energia prodotta dal campo FV risulta maggiore di circa il 50% per il condominio più recente in quanto il ridotto carico termico rispetto al condominio meno performante facilità il pilotaggio della pompa di calore con logica ad inseguimento FV, riducendo le partenze della stessa nelle ore serali.
Per entrambi gli edifici l'applicazione delle logiche DR ai carichi elettrici flessibili dei singoli utenti comportano un incremento evidente della condivisione virtuale dell'energia prodotta dal FV locale.
In Figura 198 e in Figura 199 si riportano i risultati dell'analisi economica relativa a ciascuno degli scenari simulati per il caso studio del Centro Italia.

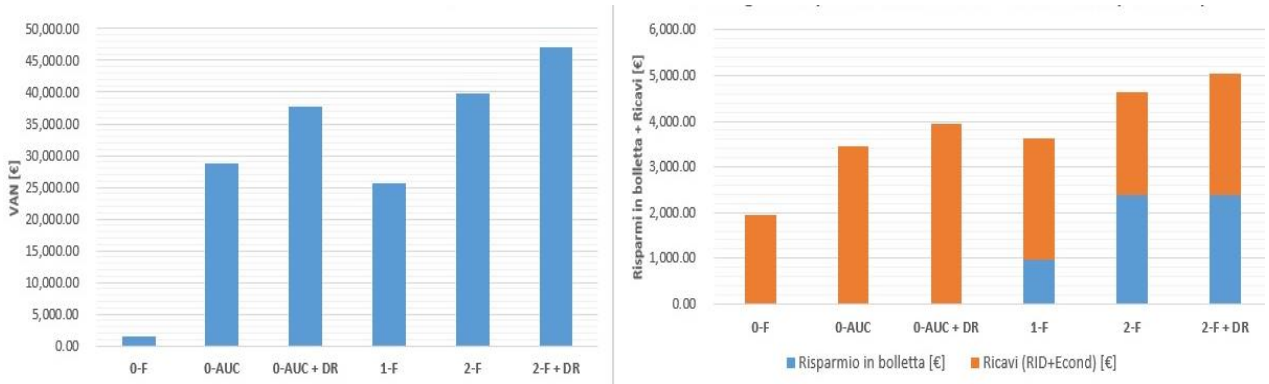



**Figura 198: caso studio del centro Italia - analisi economica per i principali scenari - edificio costruito nel 2010 dopo il D.Lgs. 311/2006**

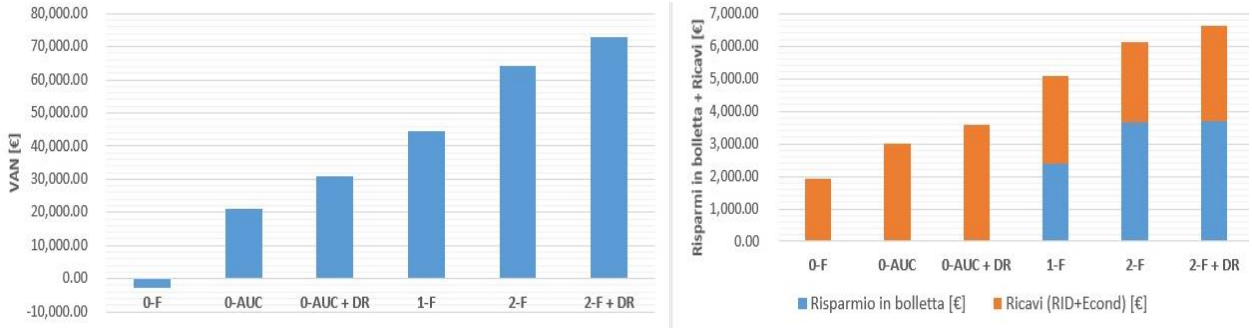



**Figura 199: caso studio del centro Italia - analisi economica per i principali scenari - edificio costruito negli anni'70 antecedente alla legge n. 373 del 1976**

Dalle due figure si evincono le seguenti considerazioni in parte già osservate anche per il caso sud Italia:
- i ricavi ottenuti dall'applicazione della configurazione di Autoconsumo Collettivo comportano un evidente incremento del VAN per le due epoche costruttive. In particolare l'applicazione della configurazione AUC per il condominio degli anni '70 comporta il passaggio del VAN da negativo ad un valore positivo rendendo lo stesso investimento economicamente conveniente.
- Con il passaggio dallo scenario 0-AUC allo scenario 1-F si ha una riduzione del VAN per il condominio di recente costruzione in quanto l'investimento non comporta un incremento del guadagno totale annuo.
- Il controllo applicato alla pompa di calore nello scenario 2-F comporta per entrambe le epoche costruttive un aumento della quota autoconsumata dal FV e un conseguente incremento del risparmio nella bolletta elettrica condominiale, inoltre l'intervento a costo zero determina un aumento del VAN rispetto agli scenari precedenti.
- anche per il caso studio del Centro Italia il migliore scenario da un punto di vista energetico ed economico è il 2-F con l'applicazione delle logiche DR.

Si riporta di seguito il risparmio economico percentuale ottenuto in corrispondenza di ciascun scenario simulato rispetto allo scenario zero.

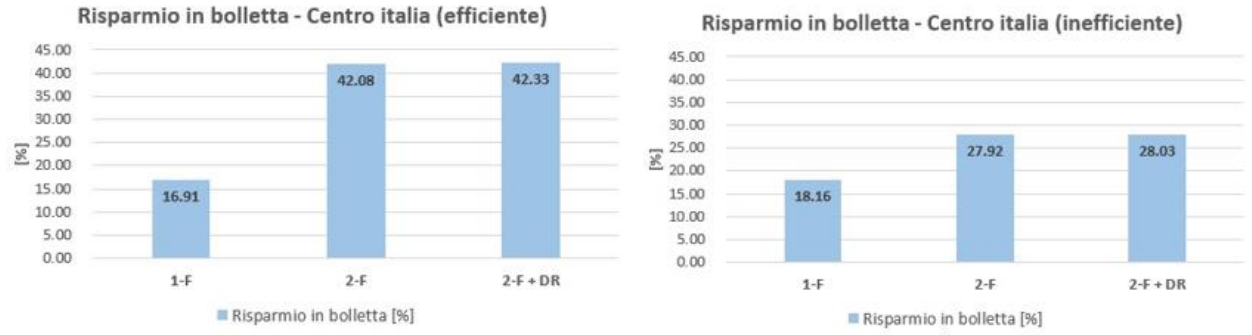



**Figura 200: Risparmio percentuale edificio di epoca costruttiva successiva al D.Lgs. 311/2006 (a sinistra) ed edificio antecedente la legge n. 373 del 1976 (a destra) per il caso studio del centro Italia.**

Dalla Figura 200 si può osservare come per l'edificio di recente costruzione si ha un evidente incremento del risparmio in bolletta, rispetto allo scenario zero, solo se alla configurazione AUC con pompa di calore (scenario 1-F) viene applicata la logica ad inseguimento FV (scenario 2-F) che ottimizza l'autoconsumo sul posto.

Anche per questo caso studio risulta utile verificare l'impatto sui costi energetici complessivi dei singoli utenti (costo bolletta elettrica e costi consumi termici) dovuto sia alla ripartizione dei ricavi da vendita dell'energia immessa in rete e da incentivi per l'energia condivisa sia alla ripartizione del risparmio ottenuto dall'autoconsumo della pompa di calore da fotovoltaico. In Figura 201 si riporta il quadro economico completo di ciascun utente del condominio simulato (scenario 2-F + DR, edificio di recente costruzione).

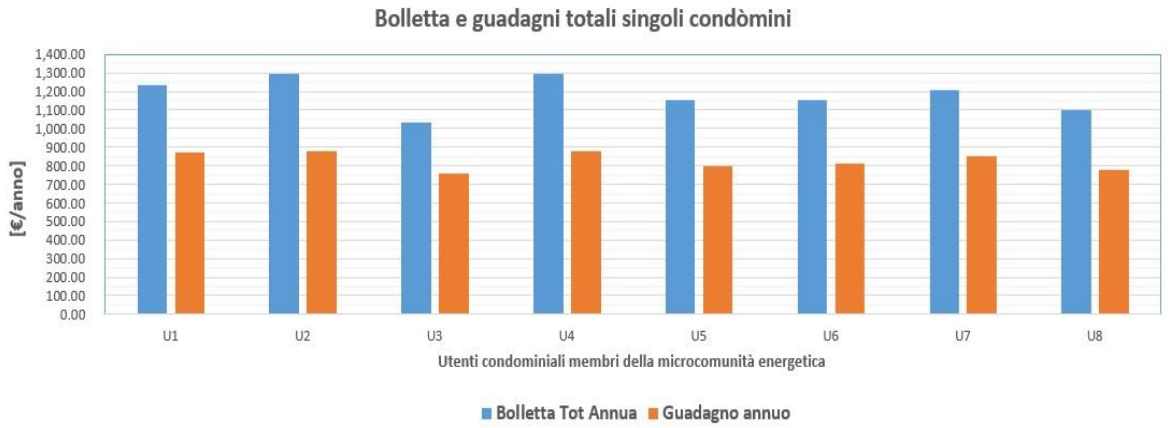



**Figura 201: Quadro economico completo dei singoli utenti - caso studio del centro Italia – scenario 2F+DR edificio di recente costruzione post D.Lgs. 311/06.**

Il quadro economico completo riportato in Figura 201 mostra come i ricavi complessivi generati dalla combinazione della configurazione AUC e dall'applicazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. riescano ad abbattere la spesa energetica annua dei singoli utenti ma non a compensarla totalmente come accade per il caso studio del sud Italia.

### *4.5.3* Caso studio Nord Italia

Come per i casi studio precedenti, nei seguenti istogrammi vengono riportati i risultati di simulazione del condominio gestito in assetto Autoconsumo Collettivo secondo i 5 scenari prima definiti. Analogamente a quanto fatto per i casi studio precedenti, verranno confrontati i risultati ottenuti per le due diverse epoche costruttive.

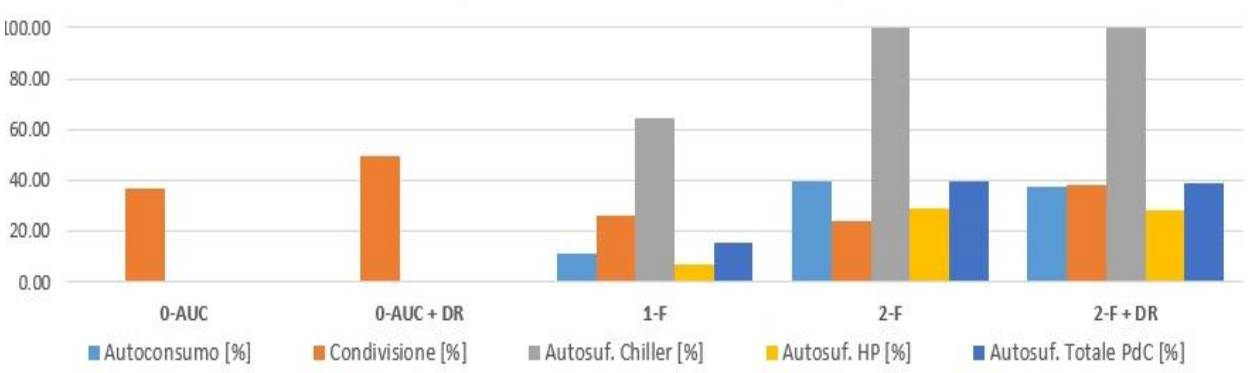



**Figura 202: Caso studio Nord Italia - Confronto indici energetici edificio di recente costruzione che rispetta i limiti di trasmittanza previsti dall'allegato C del D.Lgs. 311/2006.**

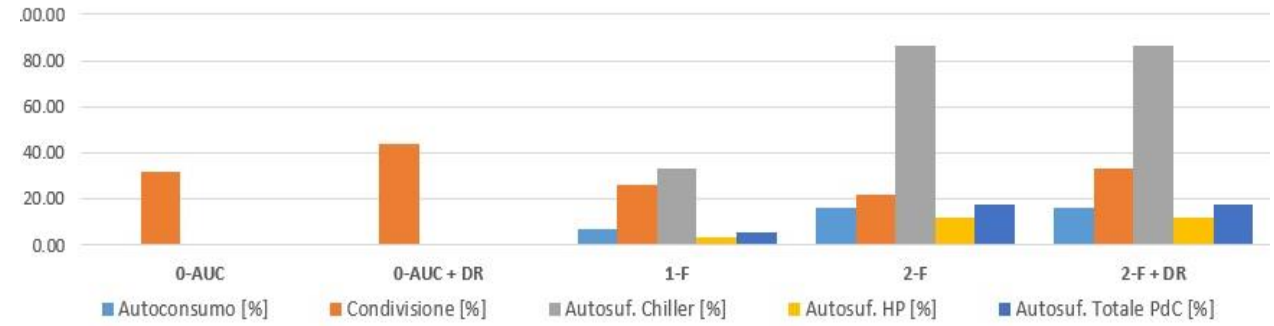



**Figura 203: Caso studio nord Italia - Confronto degli indici energetici – edificio costruito negli anni '70 antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici (legge n. 373 del 1976).**

Dall'osservazione degli indici energetici di Figura 202 e Figura 203 si può notare per l'edificio di recente costruzione un incremento significativo dell'indice di autoconsumo in corrispondenza dello scenario 2-F raggiungendo un valore pari a circa il doppio rispetto ai casi studio del Centro e del Sud Italia; l'incremento è dovuto sia ad una zona climatica più rigida che comporta un maggiore carico termico (aumenta il numero di ore di funzionamento della PdC) sia ad una minore produzione di energia fotovoltaica.
L'incremento dell'indice di autoconsumo e di autosufficienza della PdC trova un riscontro nell'analisi economica riportata nelle seguenti figure:

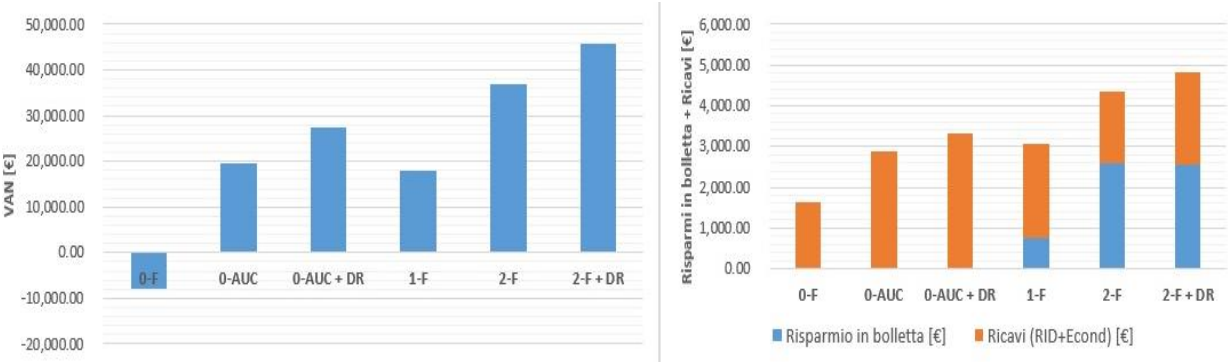



**Figura 204: Caso studio nord Italia - Risultati dell'analisi economica - edificio recente costruzione**

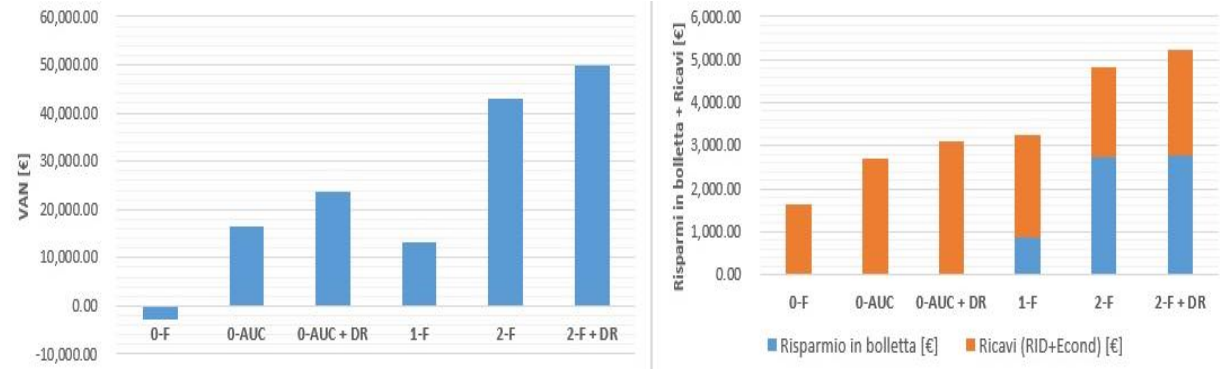



**Figura 205: caso studio del nord Italia - risultati dell'analisi economica - edificio costruito negli anni 70.**

Osservando i risultati dell'analisi economica riportati in Figura 204 e in Figura 205, si nota come per il condomino simulato l'introduzione della configurazione AUC comporta, come già visto per il caso studio del Centro Italia, un vantaggio economico che determina l'incremento del VAN rendendo l'investimento conveniente.
Il trend degli indici economici per i singoli scenari sono equivalenti al caso studio del Centro Italia; si osserva una riduzione del guadagno annuo degli utenti e quindi del VAN rispetto al precedente caso studio

riconducibile ad un maggior carico termico ed una minore produzione ed immissione di energia fotovoltaica in rete.
Nel grafico di Figura 206 si riporta il risparmio percentuale dei singoli scenari simulati rispetto allo scenario zero di riferimento per le due epoche costruttive.

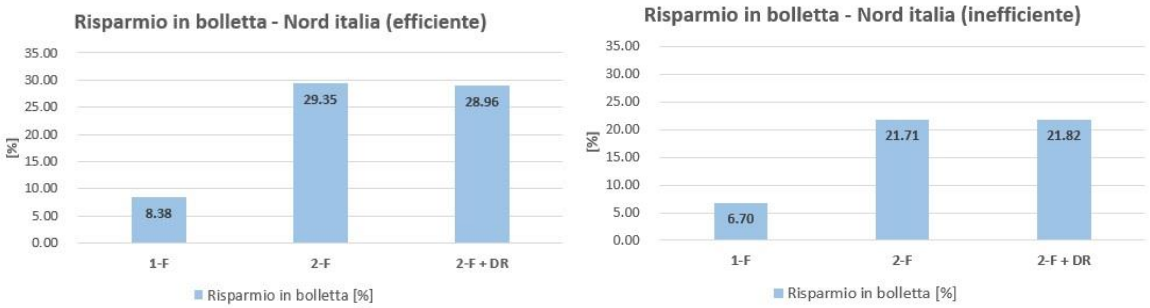



**Figura 206: Risparmio percentuale edificio di epoca costruttiva successiva al D. LGS. 311/2006 (a sinistra) ed edificio antecedente la legge n. 373 del 1976 (a destra) per il caso studio del nord Italia.**

Anche per il caso studio del Nord Italia si può osservare che i maggiori risparmi si hanno per l'edificio recente anche se risultano più limitati rispetto al caso studio del Centro e del Sud Italia
Per valutare come la configurazione AUC abbinata allo scenario 2 F + DR impatti sulla bolletta energetica complessiva (elettrica + termica) del singolo utente, si riporta nella seguente figura la ripartizione dei ricavi e degli incentivi derivanti dall'Autoconsumo Collettivo e dei risparmi ottenibili dall'autoconsumo fisico della pompa di calore.

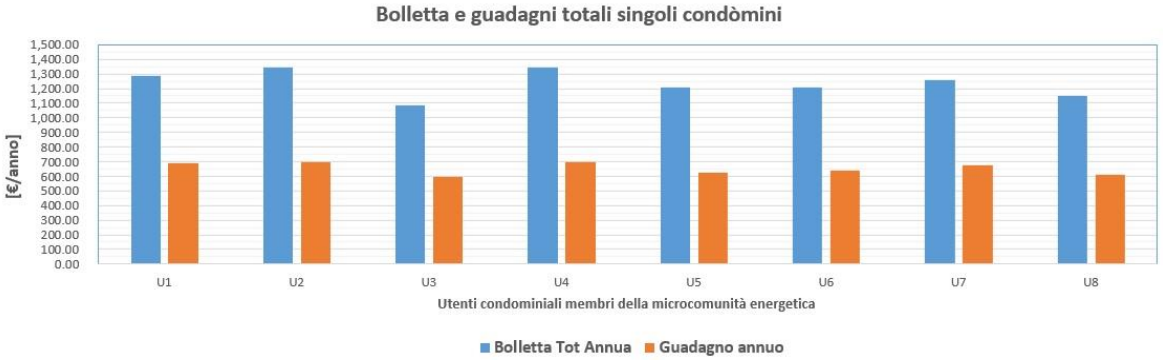



**Figura 207: caso studio del nord Italia - Quadro economico completo dei singoli utenti – scenario 2F+DR**

In questo caso come nel caso del centro Italia, il quadro economico completo riportato in Figura 207, conferma che l'abbinamento della configurazione AUC con un sistema ibrido centralizzato tipo S.A.P.I.EN.T.E. consente di abbattere di circa il 50 % la spesa energetica complessiva (elettrica + termica) di ciascun appartamento.

### 4.5.4 Analisi dei risultati di simulazione dell'impianto PVT

Nel presente sezione vengono analizzati i risultati di simulazione dell'impianto ibrido fotovoltaico PVT (termo elettrico) installato nello schema di autoconsumo collettivo condominiale al posto dell'impianto FV tradizionale.
Le simulazioni hanno l'obiettivo di supportare le prove sperimentali che verranno condotte da ENEA con l'impianto ibrido PVT dimensionato e progettato per essere integrato con il sistema S.A.P.I.EN.T.E. del Centro Ricerche ENEA Casaccia.
Si riportano in Figura 208 i principali indici energetici riferiti allo scenario 2F per ciascuno dei casi studio simulati al fine di valutare l'impatto del sistema PVT sulla configurazione dell'Autoconsumo Collettivo condominiale:

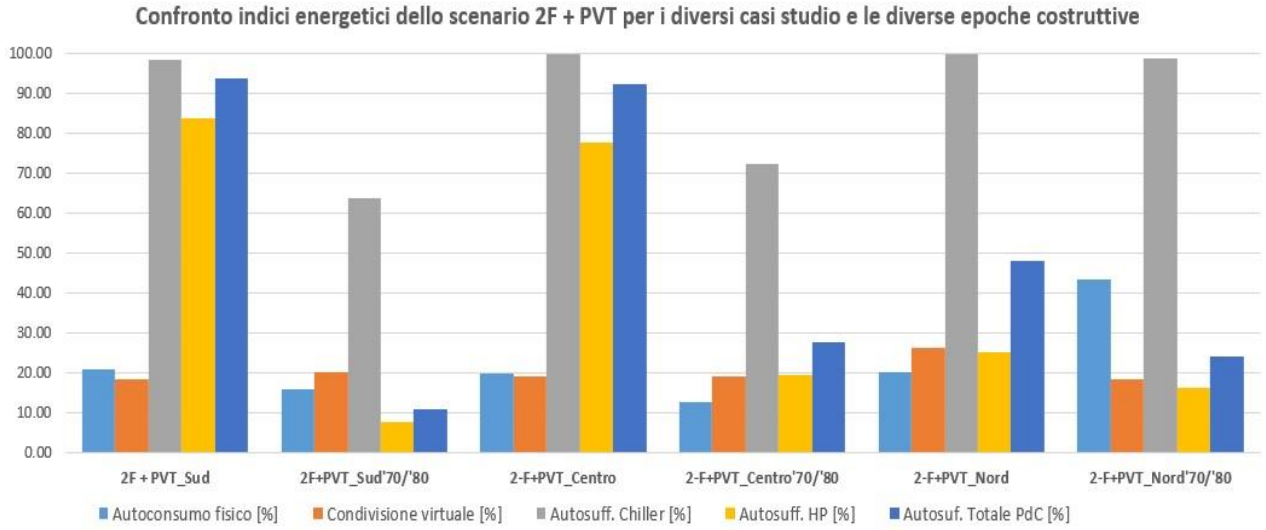



**Figura 208: Confronto indici energetici per lo scenario 2F con impianto ibrido PVT per i tre diversi casi studio e le due diverse epoche costruttive considerate.**

Analizzando i risultati riportati in Figura 208, si può osservare:
- un incremento del coefficiente di condivisione virtuale dell'energia elettrica prodotta dal PVT
- un importante incremento del coefficiente di autosufficienza totale ella PdC soprattutto nel caso del Sud e del Centro Italia per gli edifici di epoca moderna.

L'aumento dell'autosufficienza è dovuto alla configurazione impiantistica simulata, in quanto la sezione termica dell'impianto PVT è collegata all'accumulo dell'acqua calda sanitaria contribuendo a fornire parte del carico termico, riducendo i consumi della pompa di calore
Si riportano di seguito i profili di potenza generati nel caso di impianto tradizionale e nel caso di impianto PVT integrati nel sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. a servizio del condominio.

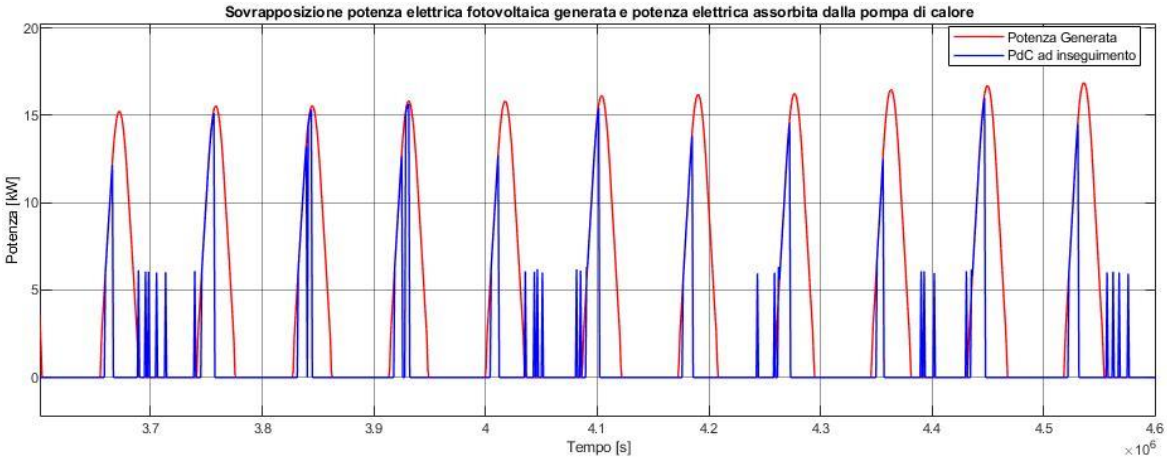



**Figura 209: Profili di potenza generata dal fotovoltaico e profili di cario della pompa di calore nel caso di impianto fotovoltaico tradizionale – periodo estivo**

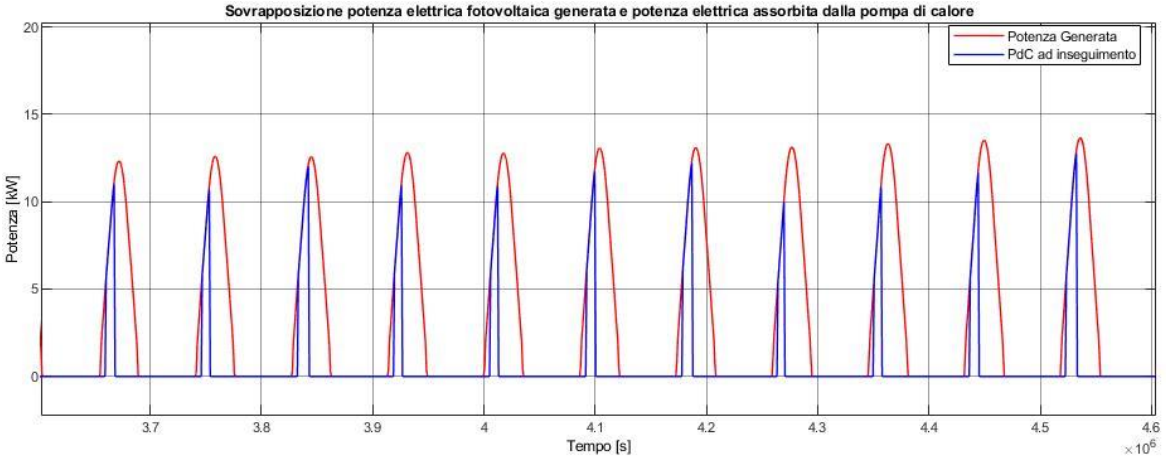



**Figura 210: Profili di potenza generata dal fotovoltaico e profili di carico della pompa di calore nel caso di impianto ibrido fotovoltaico e termico (PVT) – periodo estivo.**

Dal confronto dei profili generazione dei due impianti riportati in Figura 209 e in Figura 210, è possibile osservare come nel caso di impianto PVT la pompa di calore non si avvia fuori dalla campana di produzione fotovoltaica. Si osserva anche che i grafici riportati sono relativi ad un periodo estivo in cui l'elevata produzione termica del PVT permette il completo soddisfacimento del fabbisogno di ACS.

### *4.5.5* Analisi dei risultati di simulazione dell'impianto microeolico condominiale

In questo paragrafo vengono analizzati i risultati ottenuti dalla simulazione degli scenari 1-E e 2-E che prevedono l'installazione al posto dell'impianto FV di un sistema microeolico condominiale di pari potenza come descritto di seguito:

- Scenario 1-E: si mantiene la configurazione di autoconsumo collettivo, in copertura al condominio è installato un impianto microeolico, viene sostituita la caldaia a gas con una pompa di calore centralizzata per il riscaldamento, raffrescamento e produzione di ACS
- Scenario 2-F: prevede un sistema microeolico centralizzato condominiale mantenendo la configurazione di autoconsumo collettivo e la pompa di calore centralizzata; rispetto allo scenario precedente la pompa di calore viene controllata con una logica ad inseguimento fotovoltaico.

I suddetti scenari sono stati simulati anche con l'integrazione di un sistema di accumulo a litio e a supercondensatori installati a valle dell'sistema microeolico e comunque a monte del punto di consegna della rete condominiale.
La simulazione degli scenari con il sistema microeolico è stata condotta per il caso studio del Sud Italia essendo disponibili con elevato dettaglio le misure anemometriche annuali condotte dall'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa
Si riporta di seguito il grafico riepilogativo con i risultati di simulazione degli scenari 1-E e 2-E simulati per il condominio di recente costruzione (post D.Lgs. 311/06) sito nel sud Italia

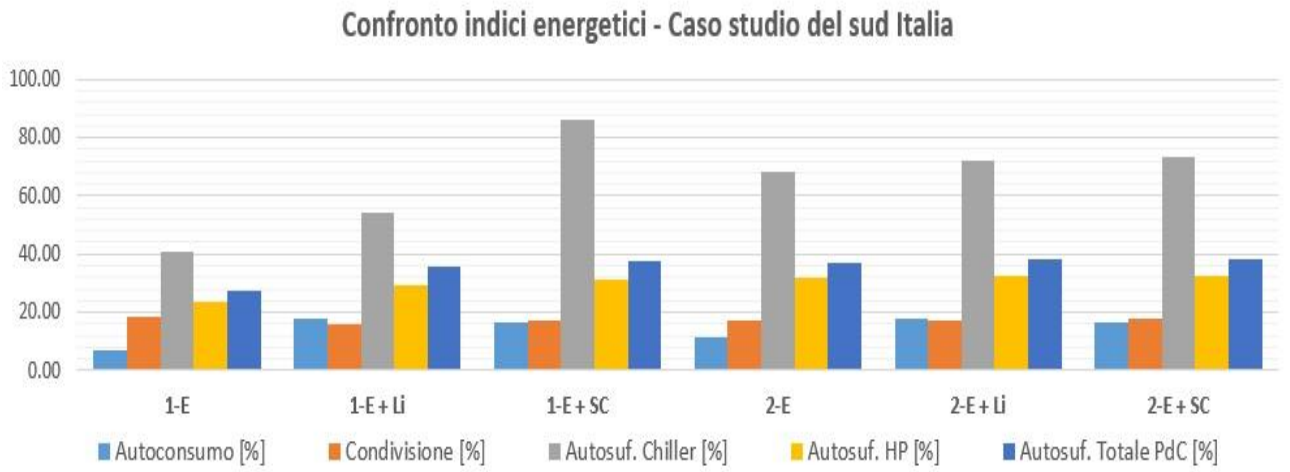



**Figura 211: Confronto degli indici energetici per gli scenari con impianto microeolico senza accumulo elettrochimico con accumulo agli ioni di Litio (+Li) e con accumulo a supercondensatori (SC), per il caso studio del Sud Italia.**

Dall'andamento degli indici energetici mostrati in Figura 211 si può osservare il significativo impatto positivo che ha sugli indici energetici l'utilizzo di un accumulo elettrico nello scenario 1-E portando ad un incremento del coefficiente di autoconsumo dell'energia eolica e, soprattutto per lo scenario 1-E, ad incremento dell'autosufficienza della pompa di calore.
Nel caso dello scenario 2 l'impatto dell'accumulo è ridotto in quanto risulta già ottimizzato dall'applicazione alla pompa di calore del controllo "power to heat", inseguendo la potenza prodotta dal microeolico; gli effetti del controllo riducono il margine di miglioramento che può apportare l'accumulo.
Si riporta di seguito, come esempio, l'andamento del profilo di potenza generato dal microeolico e il profilo di carico della pompa di calore controllata con logica "power to heat":

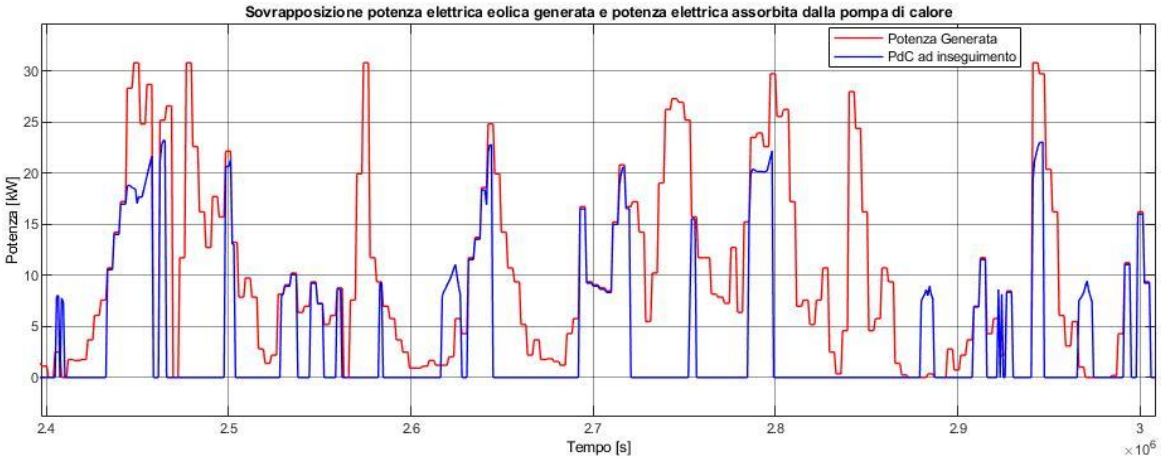



**Figura 212: caso studio del Sud Italia – edificio di nuova costruzione - Potenza erogata dal micro eolico - potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore controllata ad inseguimento della produzione eolica – durata circa 42 ore.**

Il grafico seguente mostra quanto emerso dall'analisi economica degli scenari 1-E e 2-E simulati.

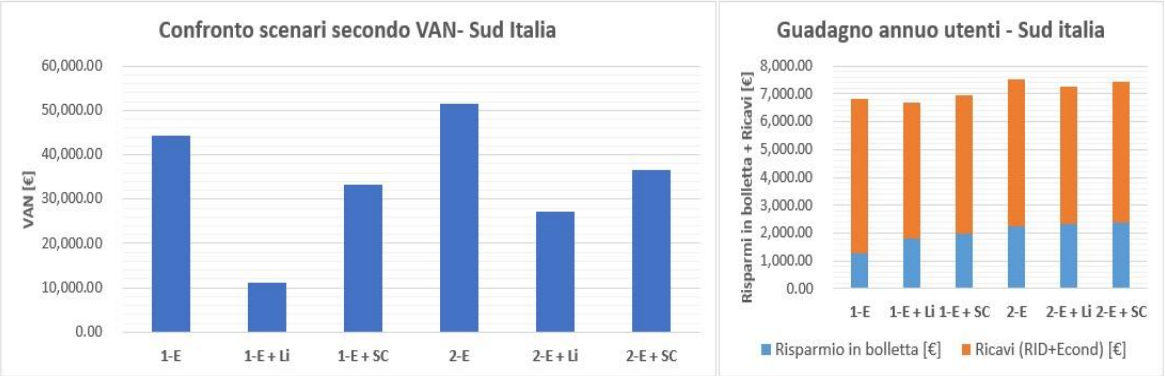



**Figura 213: Risultati dell'analisi economica per gli scenari con impianto microeolico senza accumulo elettrochimico, con accumulo agli ioni di Litio (+Li) e con accumulo a supercondensatori (SC), per il caso studio del Sud Italia.**

L'analisi economica riportata in Figura 213 mostra come i maggiori guadagni ottenuti dall'integrazione del sistema di accumulo nella configurazione simulata non comportano un corrispondente incremento del VAN rispetto alle configurazioni senza accumulo.

### *4.5.6* Analisi sul contributo dell'accumulo elettrico allo schema di autoconsumo collettivo

I tre casi studio e i relativi scenari sono stati simulati in presenza di un sistema di accumulo elettrico a ioni di Litio e a supercondensatori applicati alla configurazione di autoconsumo collettivo dotato di impianto di tipo S.A.P.I.EN.T.E. I risultati ottenuti presentano un andamento equivalente. A titolo d'esempio si riportano di seguito i risultati energetici ed economici relativi al caso studio del Sud Italia con condominio di recente costruzione.

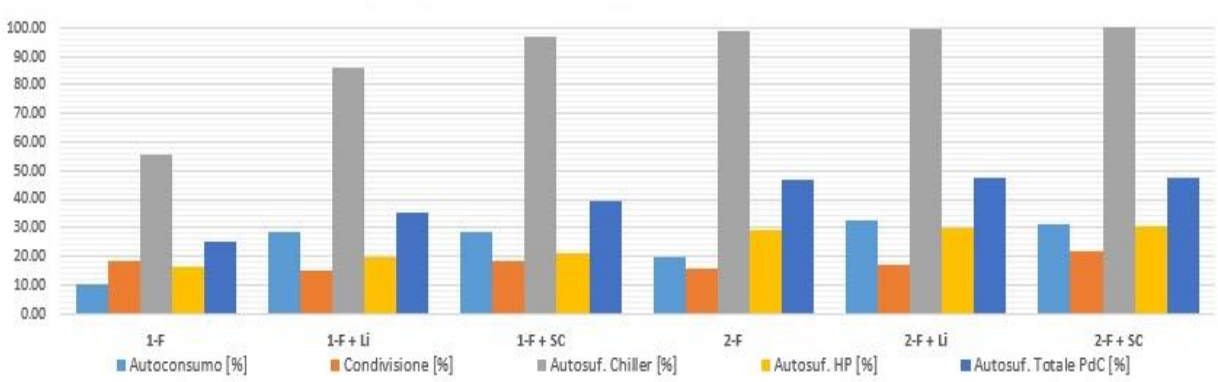



**Figura 214: Confronto degli indici energetici - scenari con e senza accumulo elettrico - caso studio del Sud Italia - edificio di recente costruzione**

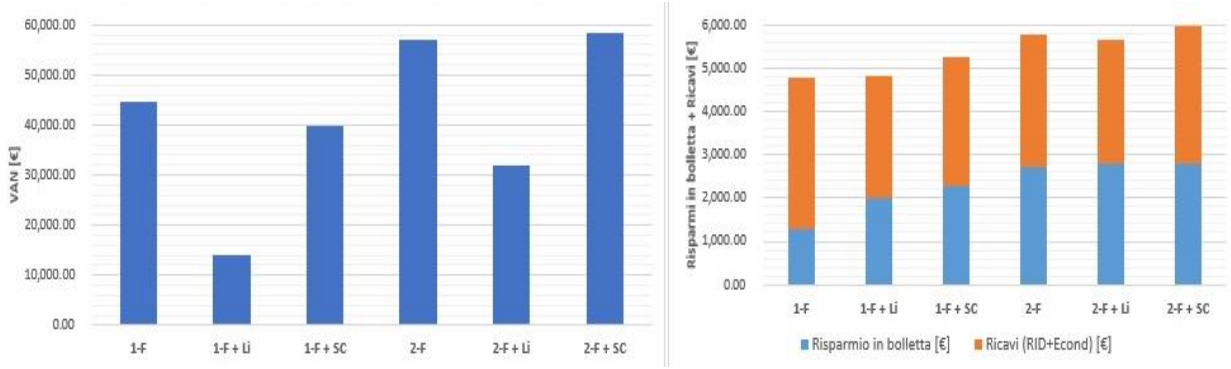



**Figura 215: Risultati dell'analisi economica - scenari con e senza accumulo elettrico - caso studio del Sud Italia – edificio di recente costruzione**

Osservando i grafici riportati in Figura 214 e in Figura 215 si deducono le seguenti considerazioni per il caso studio simulato:
- la presenza dell'accumulo elettrico ha una incidenza maggiore nello scenario 1 in quanto, diversamente dallo scenario 2, non è prevista l'applicazione alla pompa di calore del controllo "power to heat" ad inseguimento fotovoltaico.
- gli effetti dell'accumulo dipendono dal profilo di carico degli utenti della configurazione AUC e dal profilo di produzione. Se il profilo di carico degli utenti condominiali prevede un elevato assorbimento sia giornaliero che serale l'accumulo sposta semplicemente una quota di condivisione virtuale dal giorno alla sera.

Per il caso studio simulato l'accumulo elettrico viene caricato dalla potenza in eccesso prodotta dal campo FV rispetto al profilo di carico della pompa di calore; il sistema di controllo scarica l'accumulo nelle ore di bassa produzione del fotovoltaico dando priorità alla richiesta della pompa di calore e immettendo in rete la potenza richiesta dagli utenti (autoconsumo virtuale nelle ore serali).
Per il suddetto motivo nel caso studio simulato la presenza dell'accumulo elettrico comporta principalmente un incremento dell'coefficiente di autoconsumo fisico.

### *4.5.7* Simulazione della configurazione AUC e sistema S.A.P.I.EN.T.E. con capacità doppia dell'accumulo termico

Al fine di valutare i possibili benefici apportati da una maggiore capacità dell'accumulo termico alla configurazione AUC condominiale con sistema S.A.P.I.EN.T.E., in questa sezione si riportano i risultati di simulazione dello scenario 2-F sopra descritto nel quale è stato considerato un volume doppio per lo stesso accumulo termico.
In particolare, sono stati simulati i condomini di recente costruzione dei casi studio Sud e Nord Italia gestiti secondo lo scenario 2-F, raddoppiando la capacità dell'accumulo termico da 9 mc a 18 mc.
Lo scenario 2-F prevede l'applicazione alla pompa di calore del controllo "power to heat" con inseguimento della potenza prodotta dal fotovoltaico, la maggiore capacità dell'accumulo termico potrebbe garantire un migliore funzionamento del controllo.
Si confrontano di seguito i risultati ottenuti per il caso studio del Sud Italia, dove il carico termico è contenuto, con quelli ottenuti nel caso studio del nord Italia dove si ha un carico termico maggiore.
Dalle simulazioni risulta evidente che i maggiori benefici energetici ed economici dell'aumento dell'accumulo termico si hanno nei casi studio che presentano un elevato carico termico.

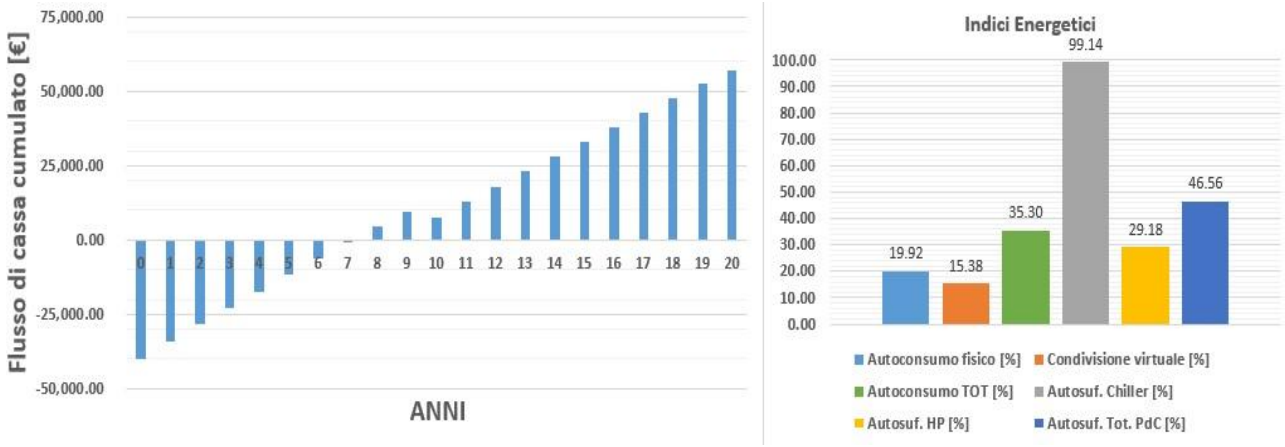



**Figura 216: Analisi energetica ed economica dello scenario 2-F con 9 m³ di accumulo termico nel caso del Sud Italia.**

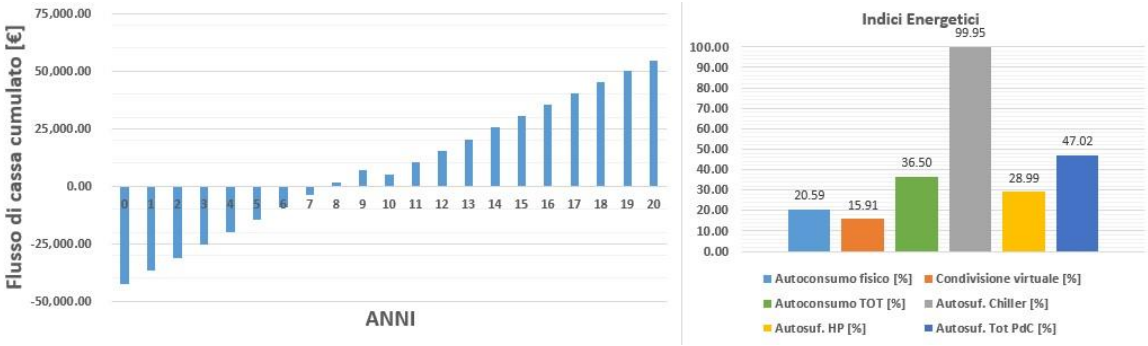



**Figura 217: Analisi energetica ed economica dello scenario 2-F con 18 m³ di accumulo termico nel caso del Sud Italia.**

Dal confronto dei due grafici di Figura 216 e Figura 217 è possibile notare come, pur raddoppiando la capacità dell'accumulo da 9 a 18 mc, per il caso studio in cui si ha con un carico termico contenuto non si hanno rilevanti differenze sugli indici energetici ed economici

Nella figura seguente si riportano rispettivamente i grafici che sintetizzano i risultati dell'analisi economica e gli indici energetici per il caso studio del nord Italia

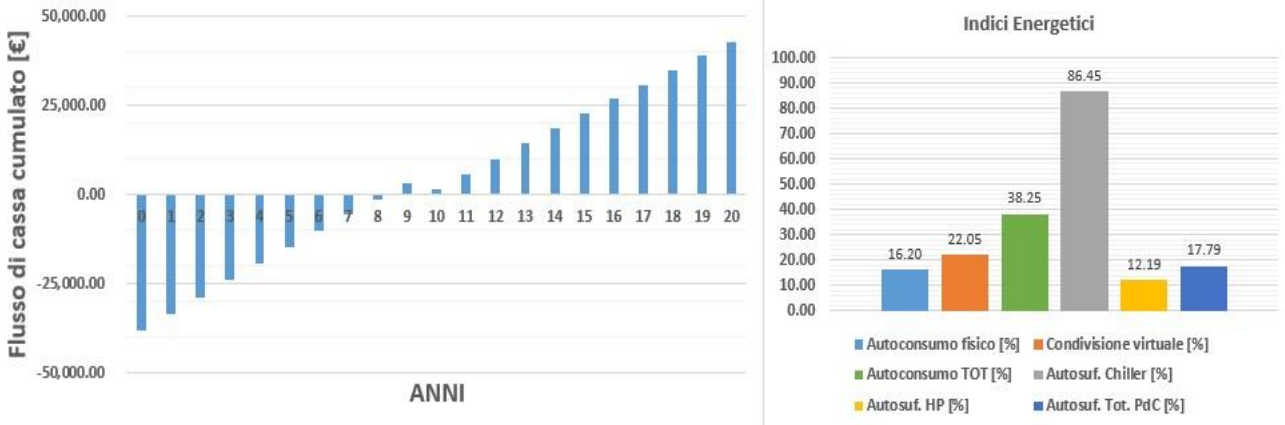



**Figura 218: Analisi energetica ed economica dello scenario 2-F con 9 m³ di accumulo termico nel caso del nord Italia.**

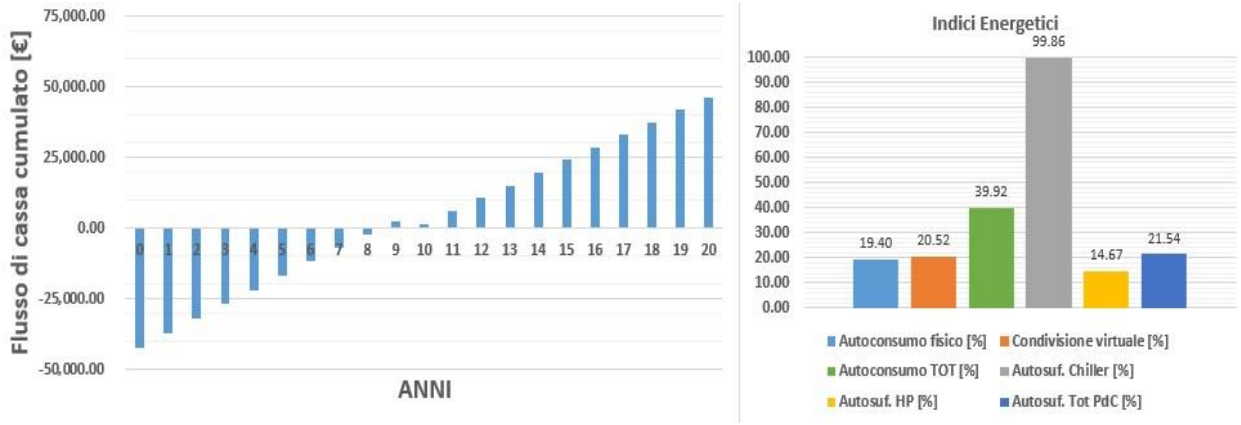



**Figura 219: Analisi energetica ed economica dello scenario 2-F con 18 m$^3$ di accumulo termico nel caso del nord Italia.**

Confrontando i risultati riportati nei grafici di Figura 218 e Figura 219, nel caso del nord Italia si può notare un maggior incremento degli indici energetici all'aumentare della capacità dell'accumulo rispetto al caso studio precedente. Infatti anche se il tempo di ritorno dell'investimento risulta equivalente, raddoppiando l'accumulo termico si osserva sia un incremento dell'autoconsumo totale (autoconsumo fisico + autoconsumo virtuale) sia un evidente incremento dell'autosufficienza energetica della pompa di calore in particolare per il periodo estivo.

# 5 Implementazione nuova piattaforma web per migliorare la consapevolezza dei consumi termici degli utenti finali nei condomini con sistema di contabilizzazione individuale del calore

## *5.1 Indici qualitativi semplificati dei consumi termici per migliorare la consapevolezza degli utenti nei condomini con sistema di contabilizzazione individuale del calore*

Lo studio sulla contabilizzazione individuale del calore nei condomini e l'impatto sulla riduzione dei consumi termici è stato avviato nella precedente annualità proseguendo le analisi condotte nel precedente triennio in collaborazione con l'università di Cassino.
Nella precedente linea di attività è stata effettuata una valutazione dei consumi di gas destagionalizzati in diversi condomini caratterizzati da diversi profili di utilizzo e diverse tecnologie per la ripartizione e termoregolazione della temperatura.
Dall'elaborazione dei consumi emerge, per i condomini esaminati, un risparmio medio anno dal 10 % al 22% in funzione delle tipologie di occupazione (continua o saltuaria) e del livello di automazione delle tecnologie installate per la termoregolazione dei singoli ambienti.
Proseguendo lo studio avviato nella precedente annualità, si viole valutare come l'utilizzo di strumenti che consentano una maggiore consapevolezza degli utenti sull'andamento dei propri consumi termici possa consentire agli stessi di migliorare i propri comportamenti energetici riducendo ulteriormente i consumi rispetto a quelli ottenibili dall'utilizzo dei sistemi di termoregolazione e contabilizzazione individuale del calore.
Per il suddetto scopo è stata progettata e realizzata una piattaforma web resa disponibile agli utenti finali dei condomini per informarli giornalmente sulla qualità dei propri consumi termici. La maggiore frequenza di informazione dell'utente sui propri consumi termici è previsto anche dall'art. 9 del D. lgs. 73 del 2020; ai sensi dell'allegato 9, dal 1° gennaio 2022, se sono stati installati contatori o contabilizzatori di calore leggibili da

remoto, le informazioni sulla fatturazione o sul consumo basate sul consumo effettivo o sulle letture dei contabilizzatori di calore sono fornite agli utenti finali almeno una volta al mese. Esse possono altresì essere rese disponibili via Internet e aggiornate con la massima frequenza consentita dai dispositivi e dai sistemi di misurazione utilizzati.
Lo studio condotto nell'ambito della presente linea di attività ha come obiettivo la valutazione dei potenziali risparmi energetici addizionali ottenibili da una informazione periodica più frequente rispetto alla fatturazione stagionale (unica bolletta inviata a fine stagione termica). Infatti, una informazione frequente consente di migliorare la consapevolezza degli occupanti sui propri consumi consentendo agli stessi di adattare di conseguenza i comportamenti energetici al fine di ottenere un risparmio energetico che potrebbe non essere realizzato con le informazioni fornite dalla sola bolletta stagionale.
Come descritto di seguito, sono stati individuati e installati, in corrispondenza del singolo edificio, specifici sistemi di comunicazione evoluta (ICT) i quali hanno permesso di realizzare un sistema integrato intelligente che ha consentito di trasferire le letture di ciascun dispositivo al web server senza l'esigenza di sostituire i singoli contabilizzatori e ripartitori di costo presenti in ciascun appartamento.
Per informare gli utenti sull'andamento dei propri consumi termici, la piattaforma web di seguito descritta, oltre alle misure orarie fornisce l'andamento giornaliero di indici di benchmark semplificati la cui elaborazione è stata avviata da ENEA e Università di Cassino nella precedente annualità.
Si riportano di seguito gli indici di benchmark semplificati implementati nella piattaforma web.

*Indice di Consumo: IG*

L'indice di consumo, IG, viene ricavato confrontando il consumo reale giornaliero della singola unità immobiliare e il cosiddetto "consumo atteso" simulato nelle condizioni standard definite dalla UNI TS 11300 (asset rating) come di seguito indicato

$$IG = \frac{Q_{real} - Q_{th}}{Q_{th}}\%$$

Dove

-$Qreal$ [kWh]: consumo termico reale giornaliero del singolo appartamento

-per gli appartamenti dotati di sistema di contabilizzazione diretta: consumo giornaliero effettivamente registrato dal contatore termico.

- Per gli appartamenti con sistemi di *contabilizzazione indiretti* (es. ripartitori di costo) viene valutato dalla piattaforma web calcolando la ripartizione dei consumi totali a piè di stabile tra le singole unità immobiliari come di seguito indicato

Qreal = $\frac{\sum Uri}{Ur_t} * Qtot * q_{inv}$ (1)

- Uri: sono le unità di riparto giornalieri dei singoli radiatori di appartamento
- Ur_t: sono le unità di riparto totali giornalieri del condominio
- Qtot: il consumo termico totale di condominio misurato da un contatore smart installato a piè di stabile a valle della caldaia letto da remoto dalla piattaforma web
- $q_v$: è la quota volontaria del consumo termico totale di edifico

-Q$th$ [kWh]: fabbisogno teorico giornaliero (consumo atteso), calcolato in modo semplificato considerando gli effettivi gradi giorno del sito:

Qth = GG*Qh/gg

GG: gradi giorno effettivi del sito valutati su base giornaliera
Qh: fabbisogno termico annuo dell'appartamento simulato secondo UNI TS 11300/1 in condizioni di asset rating
gg: gradi giorno totali annui del sito, utilizzati dalla procedura di calcolo della UNI TS 11300/1

*Indice di temperatura*: IT

Ottenuto dalla differenza tra il valore della temperatura media, misurata da specifici sensori installati all'interno di uno o più ambiati dell'appartamento e il valore di soglia scelto come riferimento per l'attivazione di segnali d'allarme (posta pari a $20 \pm 2°C$):

$$IT = T_{misurata} - T_{soglia}\ [°C]$$

Come di seguito descritto sono stati installati sensori smart di temperatura in grado di comunicare con il sistema di trasmissione dati centrale del condominio in modo da trasferire le misure al web server.

*Indice $CO_2$*:

Ottenuto dalla differenza tra il valore di concentrazione di $CO_2$ media giornaliera misurata da uno specifico sensore installato all'interno dell'abitazione (corridoio o salone) e il valore di soglia scelto come riferimento per l'attivazione di segnali d'allarme (pari a 1200 PPM):

$$ICO_2 = CO_{2_{misurata}} - CO_{2_{soglia}}\ [\%]$$

Per il calcolo giornaliero dell'indice è stato installato un sensore smart di $CO_2$ in ciascuno degli appartamenti di uno dei condomini individuati per lo studio in oggetto. I sensori sono teleletti dal sistema centrale di trasmissione dati del condominio per l'invio delle misure alla piattaforma web.

Indicatore di confronto con media dell'edificio:

Ottenuto dal confronto tra il consumo termico specifico giornaliero dell'appartamento (Qapp_s) e il consumo medio giornaliero dell'intero edificio, Qtot_s, (esclusi i consumi degli appartamenti non occupati/riscaldati) entrambi espressi in kWh/mq.
Il consumo medio specifico del singolo appartamento è dato da:

Qapp_s= $\frac{Qreal}{Sup_app}$

Dove Sup_app è la superficie utile dell'appartamento

Il consumo medio specifico del condominio è dato da:

Qtot_s=$\frac{Qtot}{\mathrm{Sup}_tot}$

Dove

- Qtot è il consumo termico totale di tutti gli appartamenti abitati e riscaldati
- Sup_tot è la superficie utile totale degli appartamenti abitati e riscaldati

## 5.2 Sistemi ICT installati presso i condomini individuati come casi studio

Per lo studio in oggetto sono stati individuati tre condomini dotati di impianti termici centralizzati presenti nel centro e nel nord Italia descritti nei successivi paragrafi.
I condomini hanno già un sistema di contabilizzazione e ripartizione individuale dei costi di riscaldamento tra le singole unità abitative:

Condominio 1:
Zona Nord Italia – Luogo: Provincia di Milano – numero unità abitative: 16
Tipologia sistema di contabilizzazione individuale: diretto
I singoli appartamenti sono dotati di contatori termici diretti, installati ad ogni derivazione dell'impianto di distribuzione, con sistema di trasmissione wireless della misura.

Condominio 2:
Zona centro Italia – Luogo: Provincia di Frosinone – numero unità abitative: 9.
Tipologia sistema di contabilizzazione individuale: indiretto, costituito da ripartitori wifi e valvole termostatiche manuali

Condominio 3
Zona Nord Italia – Luogo: Provincia di Milano – numero unità abitative: 3
Tipologia sistema di contabilizzazione individuale: indiretto, costituito da sistema di ripartizione e termoregolazione elettronico del tipo "Totalizzatore ad ore compensate"
Ogni ambiente è dotato di un sistema di ripartizione e termoregolazione tramite il quale è possibile effettuare una regolazione a comando elettronico. Questa soluzione, consente un livello di programmazione dei singoli radiatori non completamente affidata all'azione meccanica dell'utente, ma regolabile in modo automatico da un'unità centrale con schedule orari, giornalieri, mensili o stagionali in funzione del tipo di utilizzo della singola zona riscaldata.

Per consentire il calcolo degli indici semplificati riportati nel precedente paragrafo, per ciascuno dei condomini individuati per l'attività in oggetto sono stati installati specifici sensori e misuratori in aggiunta a quelli già esistenti come riportati in Tabella 39.

**Tabella 39: Dispositivi di misura già presenti e nuovo sensori installati nei tre condomini – casi studio.**

| | | Condominio 1 (provincia di Milano) | Condominio 2 (provincia di Frosinone) | Condominio 3 (provincia di Milano) |
|---|---|---|---|---|
| | numero appartamenti | **16** | **9** | **3** |
| Dispositivi di misura presenti nell'edificio | Totale Ripartitori + valvole | 0 | 64 | 0 |
| | T-logger ( sensore di temperatura con valori giornalieri min, medi, max) | 0 | 18 | 0 |
| | Totalizzatori | 0 | 0 | 24 |
| | Contabilizzatori termici diretti | 16 | 0 | 0 |
| Nuova installazione | Contatore di calore principale a piè di stabile | 0 | 0 | 1 |
| | sonda temperatura esterna | **1** | **1** | **1** |
| | Datalogger: CO2 | **0** | **0** | **3** |
| | Datalogger: temp, UR | **2** | **18** | **6** |
| **Totale punti di misura per edificio** | | **19** | **37** | **35** |

In particolare, come riportato nella precedente tabella, è stato installato un contatore di calore a piè di stabile nel Condominio 3 per valutare il fabbisogno termico giornaliero reale (Qreal) dei singoli appartamenti dalle letture dei ripartitori di costo, come indicato dalla relazione (1).
Per ciascun edificio è stato installato un sensore di temperatura esterna per misurare i gradi giorno reali del sito, necessari alla valutazione del fabbisogno termico atteso (Qth) giornaliero e l'indice di benchmark IG riportato nel precedente paragrafo.
Inoltre in ogni appartamento del Condominio 2 e del Condominio 3, sono stati installati due sensori di temperatura utili alla valutazione della temperatura media giornaliera dell'appartamento e del relativo indice IT. Per il Condomino 3 è stato possibile installare anche un sensore di $CO_2$ per ciascun appartamento per valutare la qualità dell'aria e stimare il relativo indicatore di feedback come descritto in precedenza.
Per la trasmissione delle misure fornite dai diversi sensori alla piattaforma web, è stato necessario installare presso il condomini 2 e il condominio 3 un quadro di comunicazione costituito dai dispositivi schematizzati in Figura 220:

**Figura 220: Schema unifilare dei componenti ICT disposti dentro il quadro di comunicazione installato nel locale tecnico del condominio 3.**

Si riporta il dettaglio dei componenti ICT di Figura 220 installati nel locale tecnico per comunicare con le sonde in campo e per la trasmissione delle misure al portale web degli utenti:

- YHC CWE: Network manager modbus, ha la funzione di interfaccia tra protocollo TCP/IP (rete internet) e protocollo modbus (rete seriale RS485), permette l'accessibilità da remoto ai dispositivi in campo. Ha anche la funzione di log, può registrare periodicamente i dati dei dispositivi di monitoraggio, con possibilità di esportare il file di memorizzati (formato CSV);
- CDP 120: convertitore MBUS / MODBUS;
- ARE338 utilizza una esistente rete Ethernet Tcp/Ip come mezzo di comunicazione con un PC con installato il software di telegestione dei componenti in campo;
- CSW 868: concentratore sonde, crea una connessione radio tra un Master e uno o più sonde radio (fino a 40);

- UHF 40-10: misuratori di energia termica a ultrasonici con uscita M-Bus, installato a valle de della caldaia per misurare il carico termico di tutto l'edifico (Condomino 3);
- THP 868: Acquisisce i valori di temperatura e umidità dall'ambiente e li trasmette via radio (protocollo LORA) al concentratore CSW 868;
- fybra: sensore di temperature e $CO_2$ con trasmettitore wifi.

Nelle seguenti immagini si riportano le foto delle principali installazioni effettuate presso i tre condomini,

**Figura 221: Quadro di comunicazione con dispositivo ICT installato nel locale tecnico del condominio 3.**

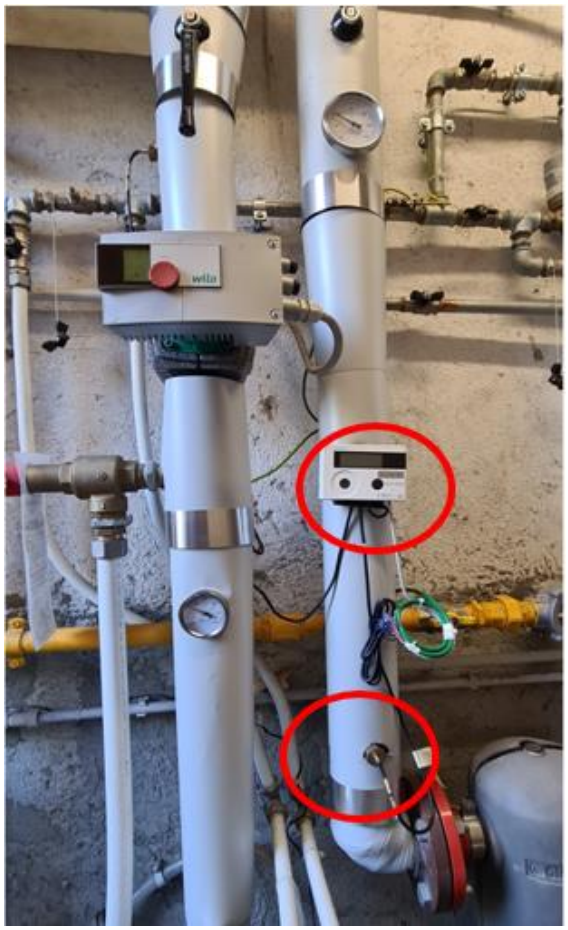


Figura 222: Installazione contatore energia termica (UHF 40-10) installato a piè di stabile del condominio 3 e relative sonde di temperatura sulla condotta di mandata e ritorno.

Figura 223: Installazione del sensori di temperatura e umidità THP868 - condominio 2.

Inoltre è stata adattata una sezione della piattaforma web per consentire agli utenti di monitorare giornalmente con una sola piattaforma multi vettore anche i consumi elettrici della propria unità abitativa e avere una maggiore consapevolezza dei propri consumi complessivi (termici ed elettrici).
Per fornire le informazioni sulla qualità dei consumi elettrici non sono stati installati altri misuratori ma soltanto dispositivi di comunicazione che dialogano in power line con la Chain 2 dei contatori elettrici di seconda generazione Open Meter;
L'attività di interfaccia con il contatore elettrico è stata fatta solo per il condominio 2 dove il Distributore elettrico ha già sostituito i contatori con quelli intelligenti di seconda generazione. Quest'ultimo presenta un protocollo standard del tipo aperto consentendo a dispositivi ICT di terzi di leggere i dati trasmessi in power line per informare in modo continuo gli utenti sulla quantità e qualità dei consumi.
I dispositivi di comunicazione denominati DU (Dispositivi di Utente), come riportato nello schema di Figura 224, dialogano in power line (LC-C -Power Line Communication in banda C - Cenelec) con la chain 2 del contatore elettrico Open meter della singola unità abitativa, per tale motivo è stato possibile installare tutti i dispositivi del Condominio 2 (per 6 appartamenti) in una semplice presa elettrica del locale tecnico.

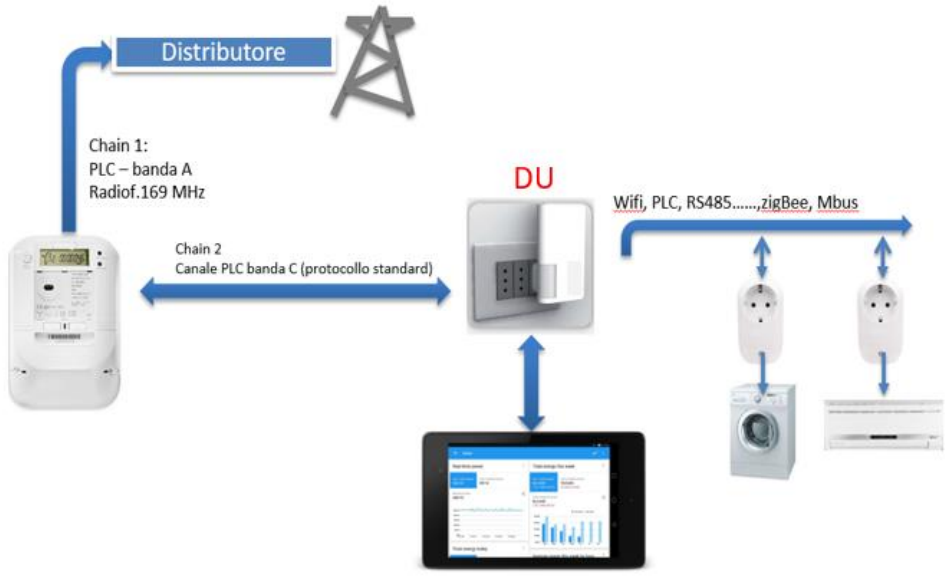



**Figura 224: Schema installazione dei Dispositivi di Utente (DU) e comunicazione con il contatore elettrico di seconda generazione 2G .Open Meter tramite canale chain 2 in Power Line (PLC).**

## *5.1 Grandezze termiche e ed elettriche acquisite dal portale web*

Il portale acquisisce in tele lettura e in forma grezza diverse grandezze termiche ed elettriche per elaborare gli indicatori semplificati in forma grafica e numerica in modo da renderli disponibili ai singoli utenti del condominio tramite lo loro pagina web. Si riportano di seguito le grandezze acquisite dal portale.

**Energia termica**: (solo per Condominio 1) lettura della potenza istantanea (campionamento valore medio ogni 5 min) fornita dai contatori di energia termica installati in corrispondenza delle derivazioni di ciascun appartamento; storicizzazione della misura della potenza media per post elaborazione

**Unità di Riparto (UR):** (solo per il Condominio 2 caratterizzato da contabilizzazione indiretta con ripartitori) lettura delle UR di tutti i radiatori installati nei singoli appartamenti (campionamento valore ogni 5 min); valore storicizzato per post elaborazione.

**PA_uso** (solo per il Condominio 3 caratterizzato da contabilizzazione indiretta con totalizzatori**,** i consumi volontari vengono stimati con "Punti Anno" - PA uso, punti anno effettivamente utilizzati dall'utente durante il periodo di riscaldamento) Tele lettura dei "PA uso" da tutti i totalizzatori installati nei singoli appartamenti del condominio 3 (campionamento valore ogni 5 min); valore storicizzato per post elaborazione.

**Temperatura interna**: acquisizione delle temperature interna dei singoli appartamenti campionati ogni 5 min (per condominio 2 e condominio 3, letti due sensori per tutti gli appartamenti, per condominio 1 la lettura della temperatura interna viene effettuata solo per due appartamenti) -storicizzazione della temperatura oraria.

**Temperatura esterna**: acquisizione della esterna istantanea (valore medio campionato ogni ogni 5 min) - storicizzazione della temperatura esterna.

**Misura grandezze elettriche dai DU (solo per Condominio 2 dotato di contatori elettrici di seconda generazione):** - Tele lettura della potenza istantanea e potenza media ogni 15 min ,fascia oraria di prelievo
- storicizzazione valori campionati

## *5.2 Struttura portale web per informazione continua agli utenti sulla qualità dei propri consumi termici*

Si riporta di seguito la descrizione del portale web completo, Rienergy smart, costruito in questa annualità per implementare e rendere disponibile agli utenti dei tre condomini teleletti gli indicatori energetici semplificati descritti nei precedenti paragrafi e studiati dall'Università di Cassino nel Report RdS/PTR2021/129.
Le funzioni del portale sono:

- Acquisizione in telelettura dei dati di consumo di energia termica forniti da diverse tecnologie di contabilizzazione diretta ed indiretta e dei dati ambientali forniti da sonde wireless già installati in singole unità immobiliari;
- Visualizzazione in formato numerico e grafico delle letture istantanee associate ai punti di misura (contabilizzatori e sensori) installati nei suddetti appartamenti;
- Memorizzazione delle letture istantanee secondo un valore medio calcolato in un intervallo di tempo prefissato (5 min o 15 min);
- Visualizzazione in formato numerico e grafico (es. scala graduata, faccina) degli indici di consumo e di comfort semplificati in modo da risultare facilmente intuibili da parte degli utenti finali;
- Per uno dei tre condomini teleletti, vengono graficate anche le misure dei profili di carico elettrico di ciascuna unità immobiliare, acquisite tramite dispositivi di utente (DU), presenti nel condominio, in grado di interfacciarsi sia con la chain 2 del contatore elettrico di seconda generazione sia con il sistema locale per la trasmissione dati;
- Accessibile da remoto alla piattaforma tramite pc o smartphone di proprietà dei singoli utenti dotati di connessione internet;
- Accesso alla propria pagina della piattaforma, tramite password e username personale, agli inquilini dei condomini monitorati – vengono visualizzati i dati relativi alla propria unità immobiliare.

Gli indicatori, elaborati dal portale in forma aggregata e anonima, consentono di valutare come la maggiore consapevolezza degli utenti possa comportare una riduzione del consumo energetico dell'edificio.
Ogni utente inoltre può accedere con proprie credenziali riservate alla propria pagina personale per visualizzare in forma numerica e grafica gli indicatori che forniscono la qualità dei propri consumi termici ed elettrici (questi ultimi solo per il Condominio 2). Come di seguito indicato, nel caso in cui gli indici segnalano un consumo elevato rispetto al benchmark, l'utente può accedere ad una pagina di consigli in cui sono indicate possibili azioni e verifiche che possono essere fatte per ridurre i consumi.

Si riporta di seguito la struttura completa del portale Rienergy smart, ogni utente potrà accedere con credenziali personali solo alla pagina del portale relativa al proprio appartamento.
Le specifiche da rispettare sono:

## Pagina principale - Home

La pagina Home del portale, riportata in Figura 225, consente di individuare i tre condomini teleletti presenti sul territorio nazionale oggetto del monitoraggio e selezionarli tramite il menù a tendina o tramite geo localizzazione. Dalla selezione dell'edificio è possibile accedere alle caratteristiche del condominio monitorato.

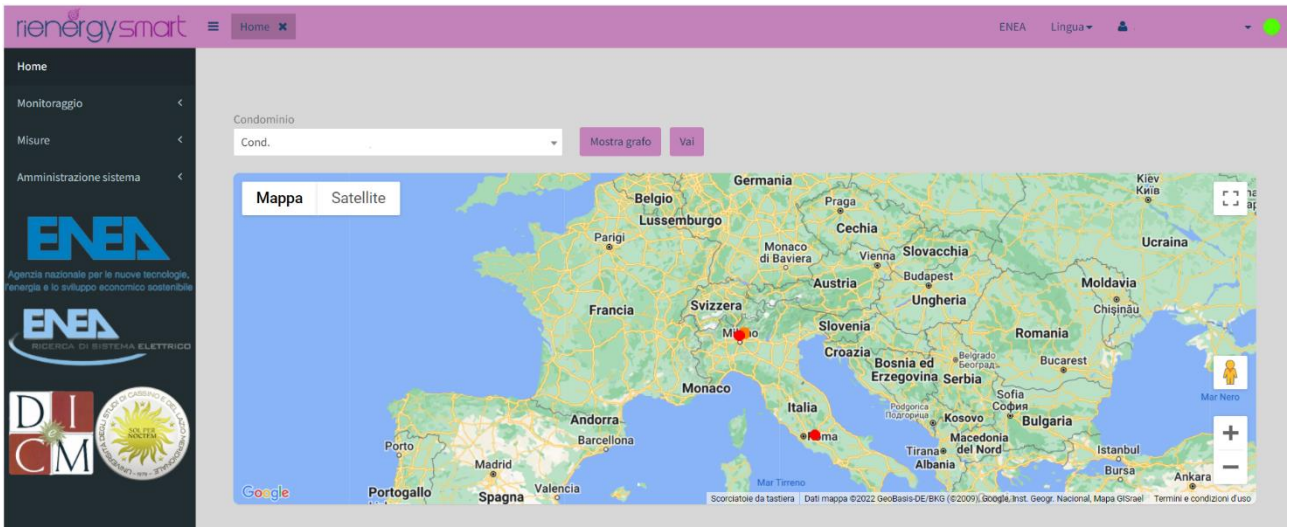



**Figura 225: Pagina generale portale web – Geo localizzazione dei condomini teleletti.**

Selezionando uno dei tre condomini, come riportato in Figura 226, è possibile visualizzare in modo semplificato alcune delle informazioni sui consumi energetici complessivi dell'edificio.

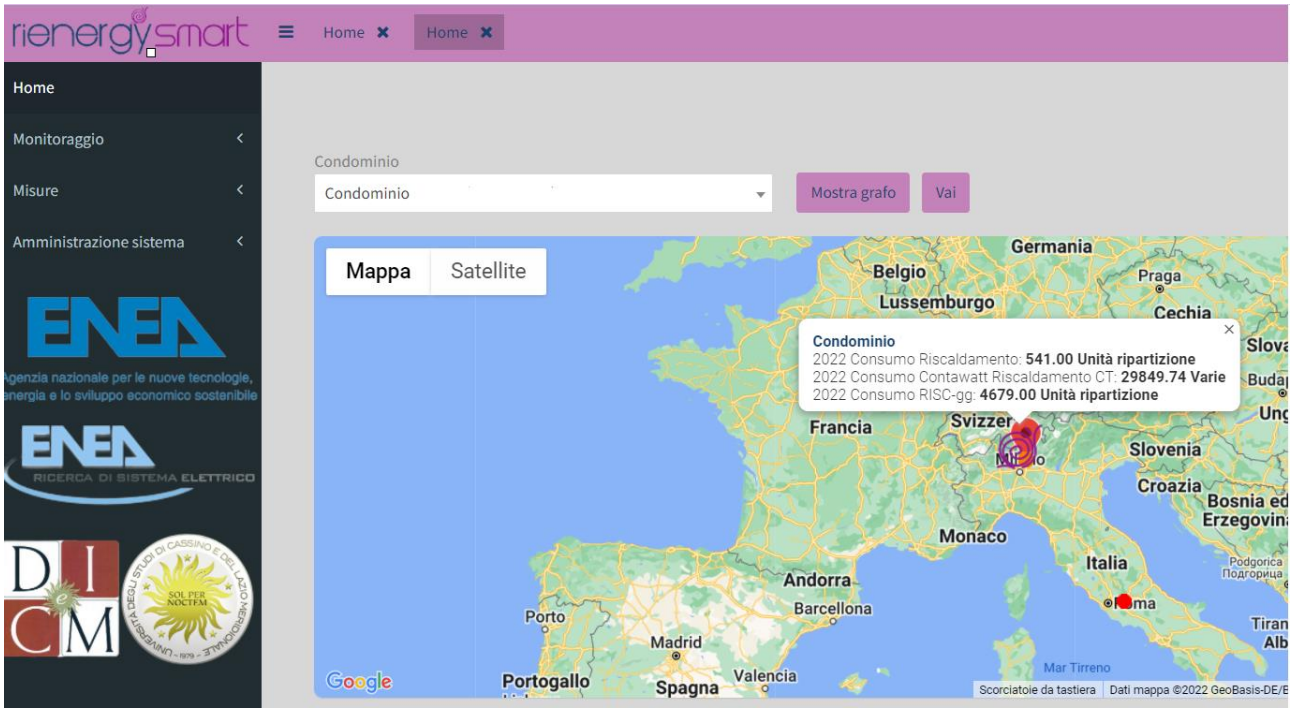



**Figura 226: Selezione dell'edificio tele letto e indicazione generale delle principali dati energetici del condominio.**

Con la selezione dell'edificio è possibile accedere alla visualizzazione del suo grafo descritto di seguito.

## Interfaccia a grafo del sistema di monitoraggio:

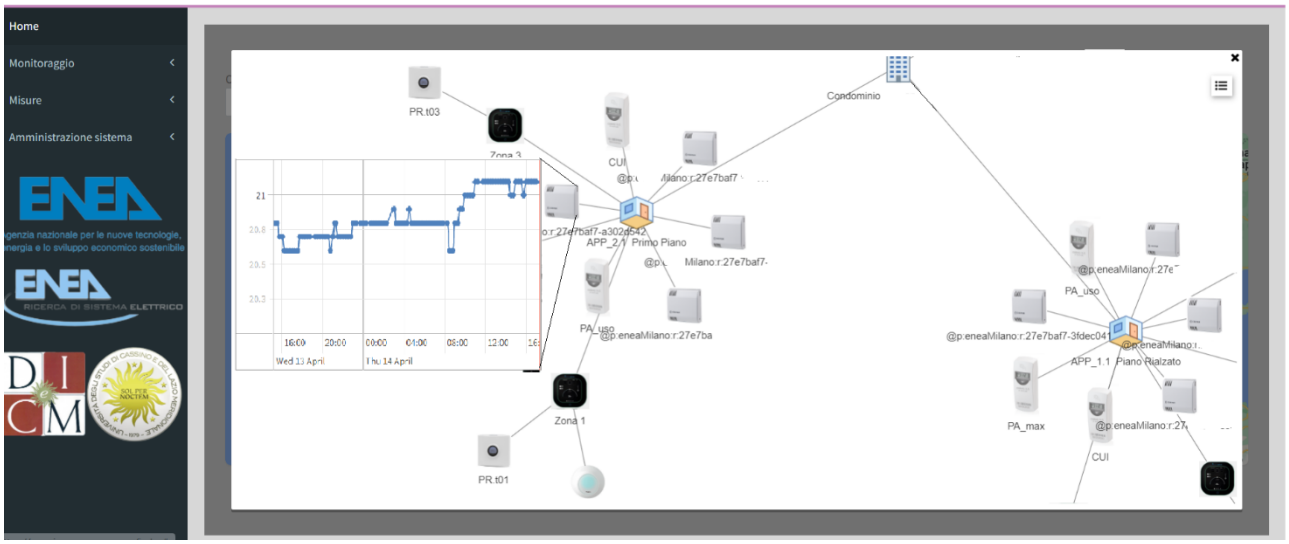



**Figura 227. Interfaccia a grafo dell'infrastruttura per il monitoraggio e la raccolta dati.**

La struttura a grafo, indicata in Figura 227, è associata al condominio selezionato e consente di visualizzare facilmente tutti i dispositivi di misura e sensori teleletti per ciascuna unità immobiliare o per l'intero edifico (es. contatore termico a piè di stabile e sonda di temperatura esterna) e come gli stessi sono interconnessi. Inoltre, selezionando il singolo dispositivo o il singolo sensore si può visualizzare l'andamento storico della relativa misura e il suo valore in tempo reale.

Dal menù principale, posizionato alla sinistra della pagina web, è possibile accedere alla sezione "Monitoraggio" che prevede quattro sottosezioni principali:

## Misuratori:

Effettuando la selezione del condominio e il periodo di riferimento, l'interfaccia consente la visualizzazione dei consumi termici misurati. La visualizzazione grafica dei dati può essere effettuata secondo due modalità: cumulata dei consumi o misura dei consumi nel periodo selezionato. (es. mese)
I consumi sono riportati in
kWh – per il condominio 1 dotato di contabilizzazione diretta
UR (Unità di riparto) – per il condominio 2 e condominio 3 dotati di sistemi di contabilizzazione indiretta

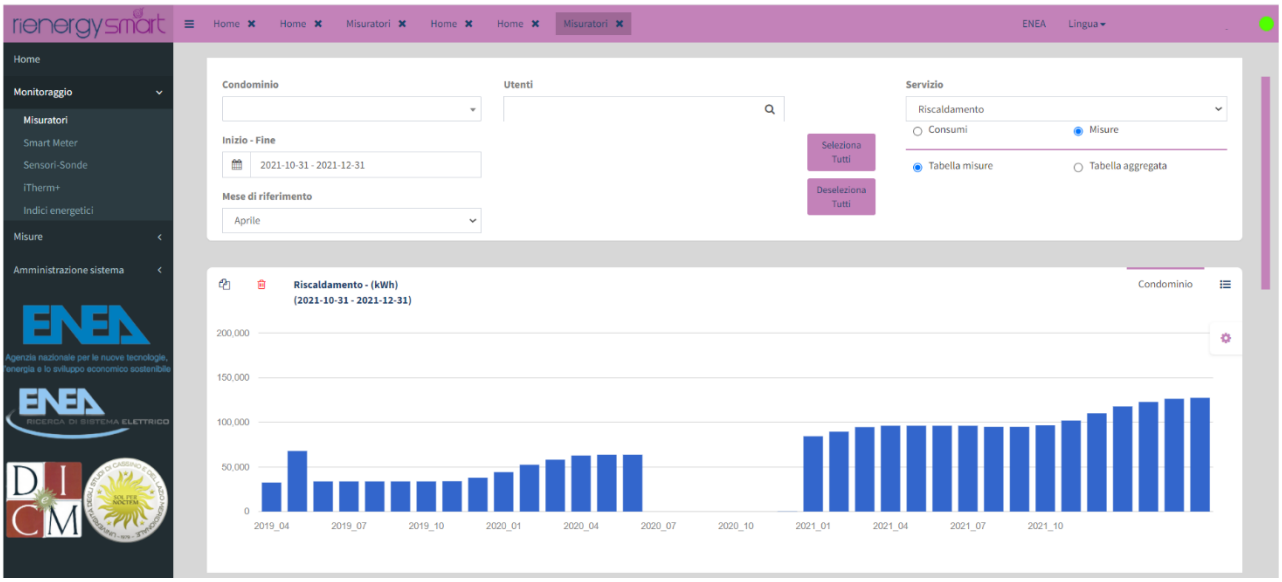



**Figura 228: Monitoraggio dei consumi mensili condominio con contabilizzazione diretta.**

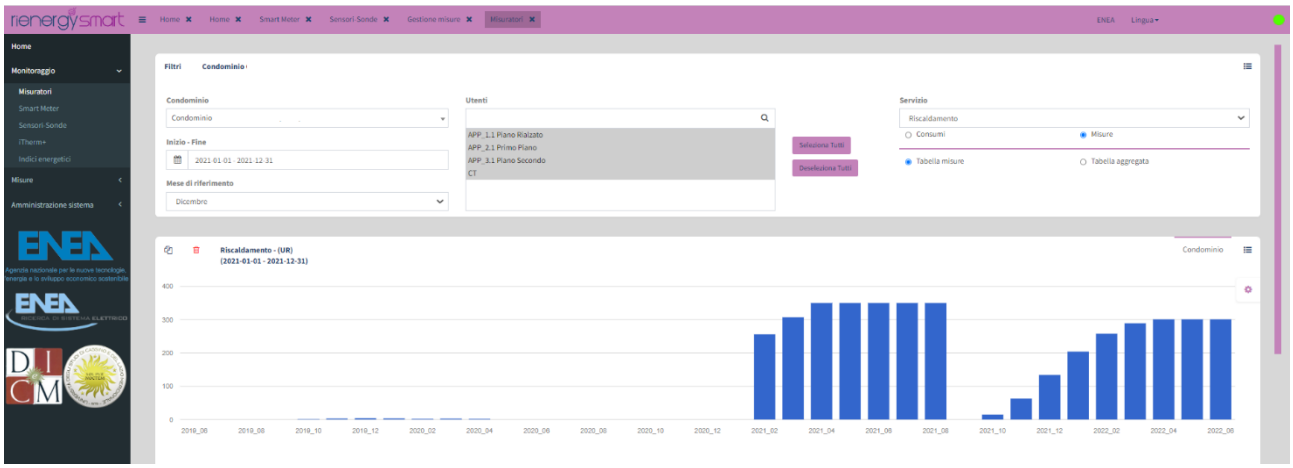



**Figura 229: Monitoraggio dei consumi mensili condominio con contabilizzazione indiretta.**

## Smart meter

Questa sezione consente la visualizzazione grafica delle grandezze elettriche rese disponibili via power line dalla chain 2 del contatore di seconda generazione (Open meter 2G) tramite comunicazione con i DU (Dispositivi di Utente). La pagina "Smart meter" è applicabile per il momento solo agli utenti del condominio 2 in quanto solo in quest'ultimo il Distributore ha sostituito i contatori elettrici con quelli 2G. In particolare, come riportato in Figura 230, la pagina consente di visualizzare per il giorno selezionato i) i profili di potenza istantanea, ii) la potenza media nel quarto d'ora, iii) l'energia elettrica consumata per ciascuna delle tre fasce orarie. Le misure possono essere visualizzate in real time, o per diversi livelli di aggregazione (15',30',1h,3h,6h,12h,1 giorno, 1 settimane, 2 settimane, 1 mese, 2 mesi, 3 mesi) in modo da valutare facilmente i consumi elettrici medi in un periodo.

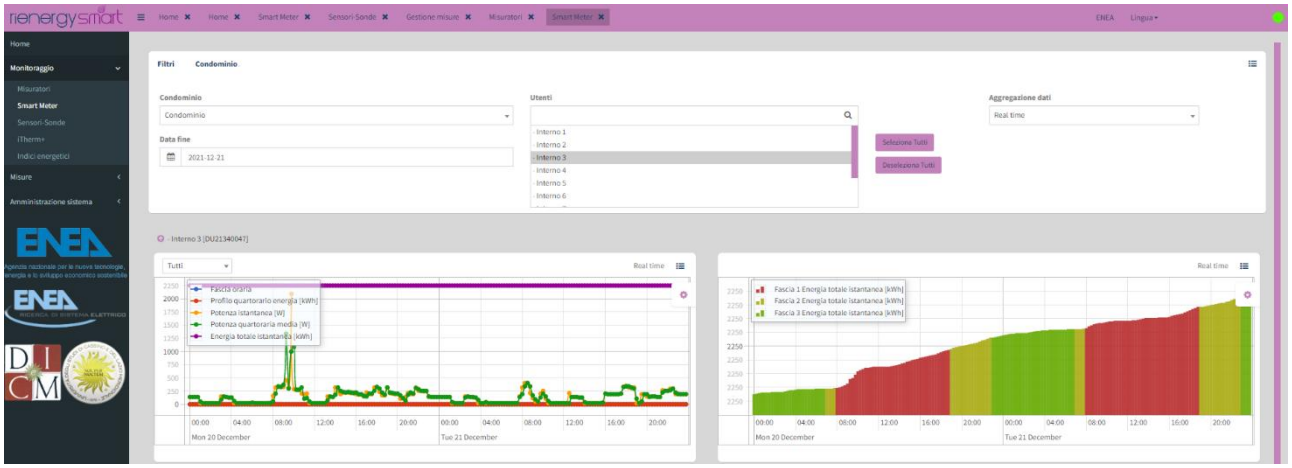


**Figura 230: Pagina Smart meter: visualizzazione dati sui consumi elettrici trasmessi dal contatore 2G al dispositivo di Utente (DU).**

## Sensori – Sonde:

Questa sezione del portale riportata in Figura 231, attiva per i tre condomini, consente la visualizzazione grafica delle diverse grandezze (temperatura, umidità, $CO_2$) indoor ed outdoor fornite dai sensori installati nelle singole unità abitative. La misura della CO2 in questa fase è attiva solo per il condominio 3.

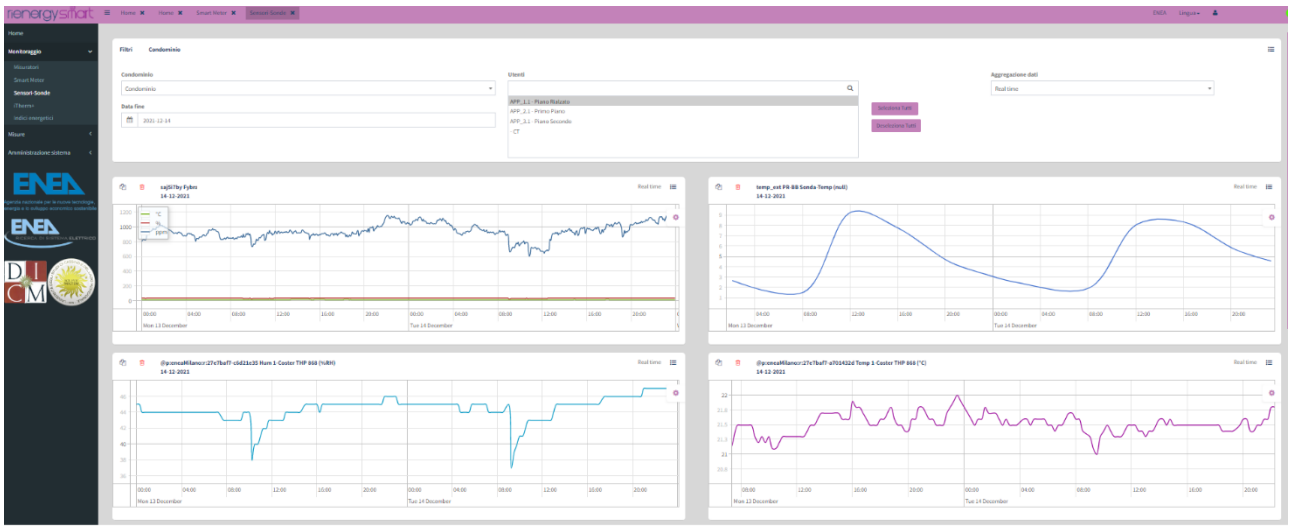


**Figura 231: Pagina sensori – sonde con andamento delle grandezze misurate nel tempo (per il condominio 3 riportato nella figura: temperatura esterna, temperature interne, umidità relativa interna, concentrazione $CO_2$ aria interna).**

## Indici energetici

In questa sezione vengono riportati in valore numerico e in forma grafica gli indicatori semplificati giornalieri descritti nei precedenti paragrafi. Nella pagina è possibile selezionate il condominio, l'interno e il giorno di visualizzazione degli indicatori.

In Figura 232 si riporta un esempio della pagina indici energetici con l'indice di consumo IG, (confronto tra consumo misurato e consumo atteso), l'indicatore della temperatura interna IT (confronto tra la temperatura media giornaliera e la temperatura di confort) e l'indicatore della qualità dell'aria ($CO_2$ media giornaliera riferita ai valori di soglia). Come riportato nello screenshot, la pagina web oltre a rappresentare numericamente l'indice, associa allo stesso un simbolo (faccina) che ne facilità l'interpretazione.

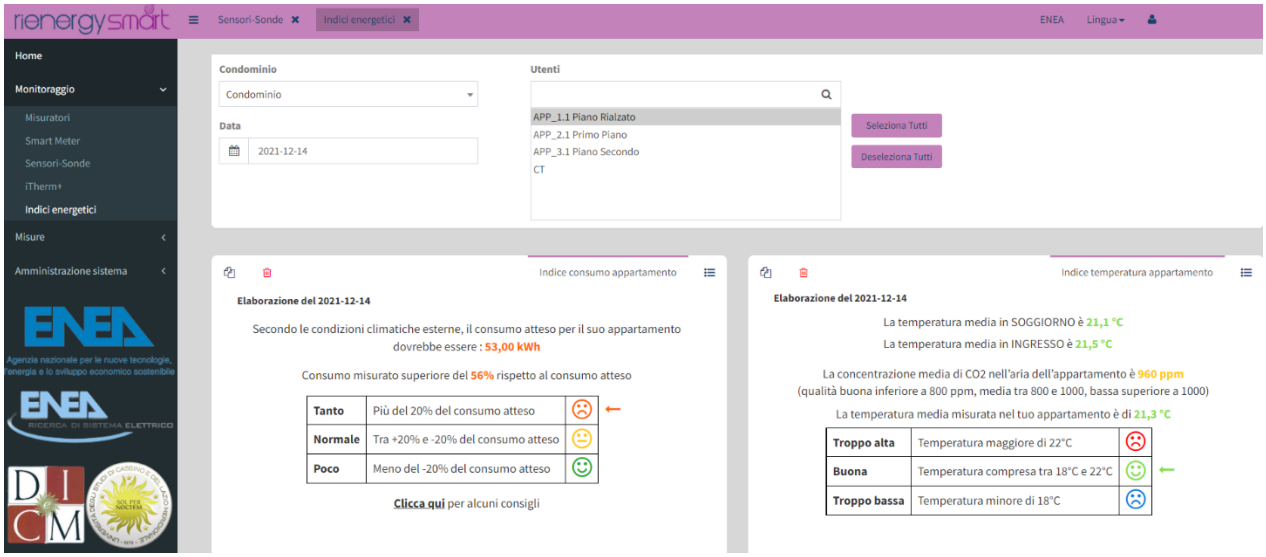



**Figura 232: Pagina indici giornalieri semplificati per Condominio selezionato: Indice energia (IG) indice temperatura (IT), indice $CO_2$.**

In Figura 233 si riportano gli ulteriori grafici della pagina indicatori:

i) confronto consumo volontario specifico di appartamento [kWh/mq] rispetto al consumo medio specifico dell'edificio [kWh/mq],

ii) istogramma con confronto tra i valori dell'indice energetico giornaliero, IG, ottenuto da tutti gli appartamenti del condominio selezionato (espressi in modo percentuale).

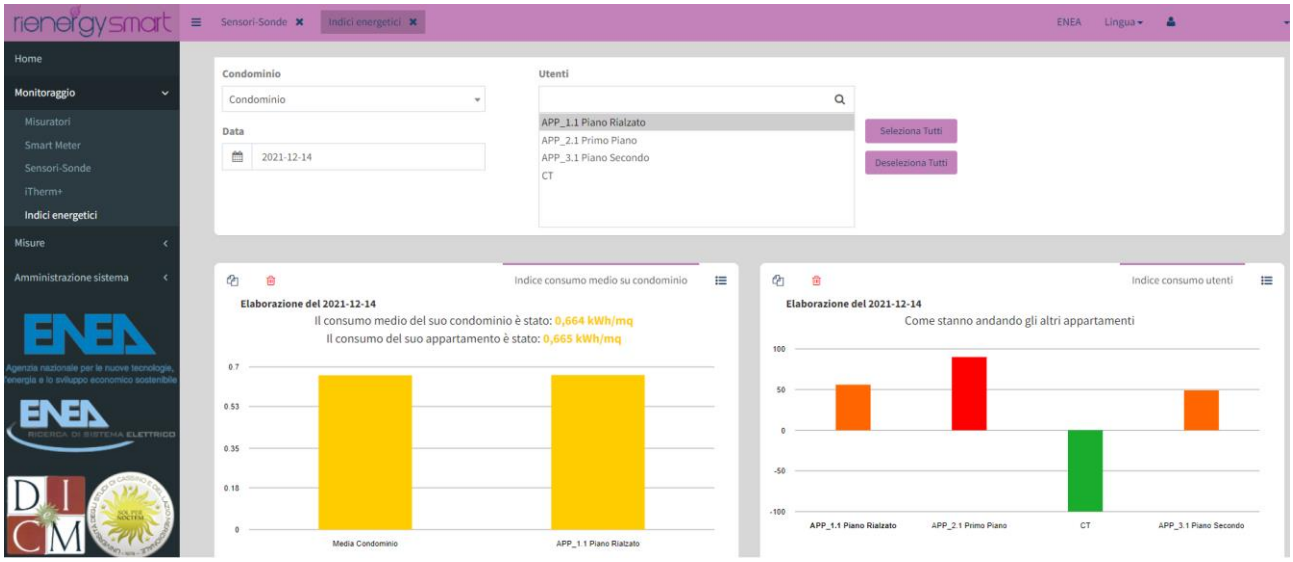



**Figura 233: Pagina indici giornalieri semplificati per Condominio selezionato: Indicatore di confronto con media dell'edificio e confronto indicatore energetico giornaliero (IG) tra tutte le unità immobiliari dell'edificio.**

## Misure

Nella pagina "Gestione misure", come riportato in Figura 234, vengono visualizzati per ciascun mese i seguenti valori numerici: i) media mensile delle misure rilevate dai sensori installati nel condominio (temperature interne ed esterne, umidità relativa, concentrazione di $CO_2$), ii) consumi termici volontari mensili (nel caso di contabilizzazione diretta), iii) Unità di Riparto (Ur) degli appartamenti (nel caso di sistemi di contabilizzazione indiretta) iv) consumi termici complessivi per edifici dotati di contatore installato a piè di stabile

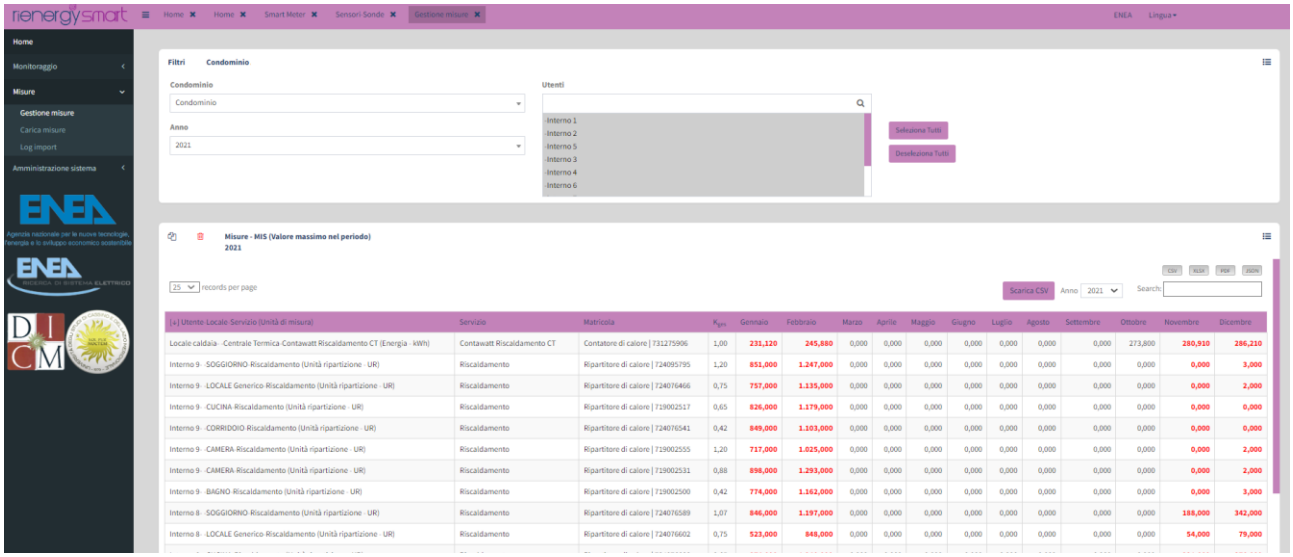



**Figura 234: Portale web – pagina Gestione misure.**

Selezionando il sensore e il mese è possibile: i) visualizzare i valori medi giornalieri (es. Figura 235), ii) scaricare il file CSV con l'andamento temperale (ogni 5 min o ogni 15 min) della grandezza misurata per post elaborazione (es. Figura 236).

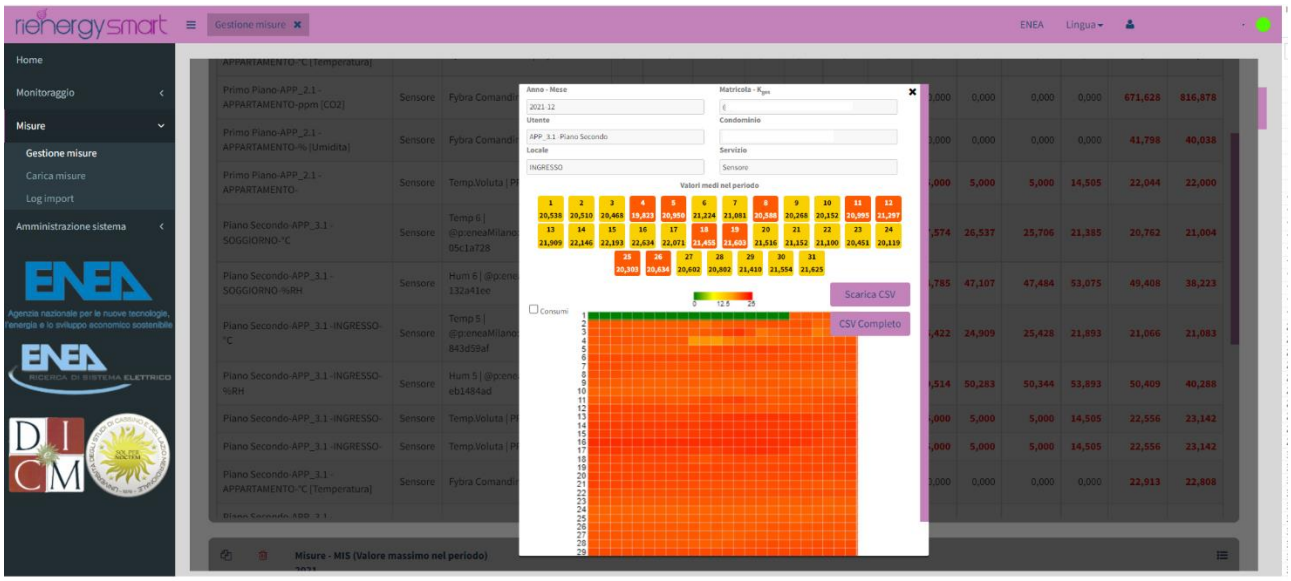



**Figura 235: Valori medi giornalieri della misura selezionata.**

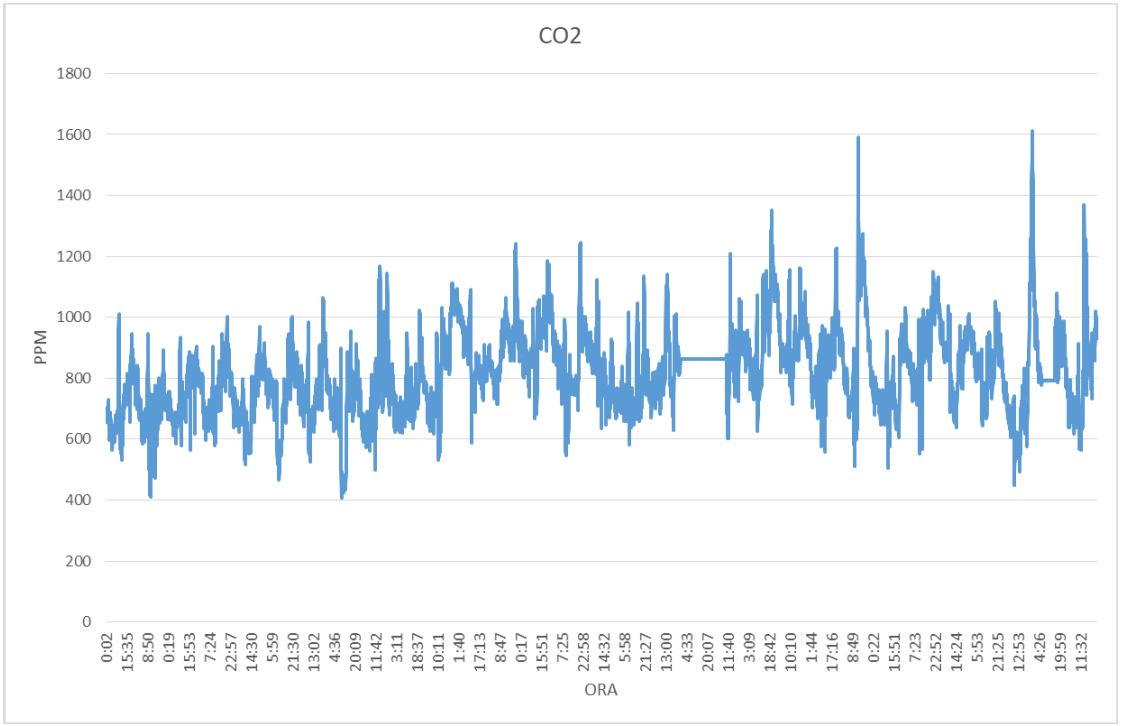



**Figura 236: Esempio file CSV scaricato dal portale web – andamento concentrazione $CO_2$ mese di dicembre 2021 – condominio 3.**

## 5.3 *Simulazione dei tre condomini monitorati per determinare il fabbisogno termico atteso di riferimento necessario per il calcolo dell'indice energetico*

Per il calcolo dell'indice energetico semplificato, IG, è stato necessario determinare il consumo atteso, Qth, di ciascuna unità immobiliare dei tre condomini monitorati dalla piattaforma, utilizzato come benchmark di riferimento rispetto al quale l'utente può valutare la qualità dei propri consumi volontari giornalieri
Come riportato nei precedenti paragrafi il consumo termico atteso è dato da:
Qth = GG*Qh/gg

- GG: gradi giorno effettivi del sito valutati su base giornaliera
- Qh: fabbisogno termico annuo dell'appartamento simulato secondo UNI TS 11300/1 in condizioni di Tailored rating
- gg: gradi giorno totali annui del sito, utilizzati dalla procedura di calcolo della UNI TS 11300/1.

Per la stima del consumo termico annuo di ciascun appartamento in condizioni ideali, è stata effettuata con un software commerciale la simulazione dei tre condomini secondo modalità Tailored previste dalla UNI TS 11300.
Si riporta di seguito lo studio condotto per la simulazione del Condominio 1 e Condominio 3 entrambi siti nel Nord Italia in zona climatica E. Lo studio e la simulazione del Condominio 2 è stata effettuata dall'Università di Cassino (Report RdS/PTR2020/130).

### *5.3.1* Risultati di simulazione Condominio 1

Il Condominio 1, sito nel Nord Italia (zona climatica E), è costituito, come riportato nella ricostruzione 3D di Figura 237, da tre palazzine indipendenti ciascuna caratterizzata da due piani fuori terra e due appartamenti per piano.

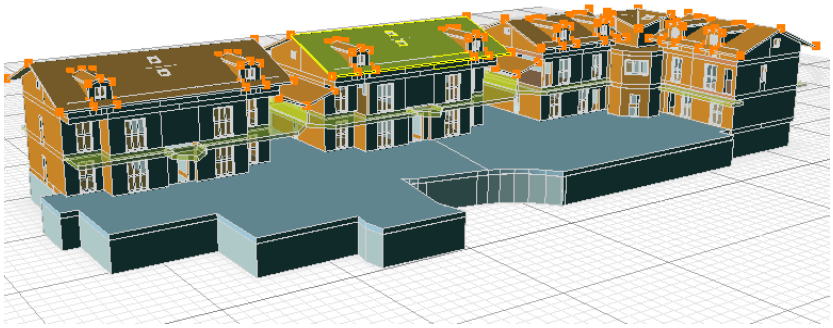


**Figura 237: Ricostruzione 3D del condominio 1 con software di simulazione termica.**

Le palazzine, costruite nel 2007, presentano locali sottotetto riscaldati e cantinati riscaldati per il solo locale lavanderia di pertinenza rispettivamente degli appartamenti del primo piano e del piano terra. Le tre palazzine hanno inoltre il locale dei garage in comune non riscaldato.
Si riportano di seguito le stratigrafie delle murature esterne, dei solai, delle coperture e le caratteristiche dei serramenti per le tre palazzine.

**Tabella 40 Murature e Solai: Trasmittanza.**

Caratteristiche termiche dei componenti opachi dell'involucro edilizio

| Cod. | Descrizione | Trasmittanza $W/m^2K$ | Valore limite $W/m^2K$ | Verifica |
|---|---|---|---|---|
| M1 | PARETE ESTERNA ISOLATA | 0,311 | NR* | NR* |
| M10 | PARETE LAVANDERIA VS. BOCCA DI LUPO | 0,514 | NR* | NR* |
| M14 | PARETE VS. LOC. NON RISCALDATI | 0,466 | NR* | NR* |
| M9 | PARETE LAVANDERIA CONTRO TERRA | 0,333 | NR* | NR* |
| P6 | PAVIMENTO SU VESPAIO | 0,226 | NR* | NR* |
| P7 | PAVIMENTO SU BOX/CANTINA | 0,387 | NR* | NR* |
| S5 | COPERTURA LEGNO | 0,370 | NR* | NR* |
| S7 | SOFFITTO VS. PORTICO | 0,408 | NR* | NR* |

(*) Verifica non richiesta secondo le indicazioni di cui all'Allegato I del DLgs 192/05

.

**Tabella 41 Serramenti: Trasmittanza.**

Caratteristiche termiche delle chiusure trasparenti comprensive degli infissi

| Cod. | Descrizione | Trasmittanza $W/m^2K$ |
|---|---|---|
| F1 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 60X80 | 2,050 |
| F19 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 120X240 | 1,900 |
| F20 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 140X240 | 1,870 |
| F21 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 160X240 | 1,850 |
| F22 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 100X70 | 1,990 |
| F23 | FIN. VETRO DOPPIO SERR. LEGNO 80X80 | 1,990 |

(*) Verifica non richiesta secondo le indicazioni di cui all'Allegato I del DLgs 192/05

I serramenti sono realizzati con telai in Al e dotati di vetrocamera (doppi vetri) di trasmittanza 1,89 $W/m^2K$
Ogni appartamento è riscaldato da radiatori dotati di valvola termostatica.
L'impianto di riscaldamento di ogni palazzina è centralizzato con distribuzione a collettore per ogni appartamento ed è alimentato da una propria caldaia a metano
Gli appartamenti sono dotati di sistema di contabilizzazione di calore di tipo diretto, caratterizzato da un contatore termico leggibile da remoto tramite segnale radio installato in corrispondenza di ciascuna derivazione dell'impianto termico verso le singole unità immobiliari.
I fabbisogni energetici standard dell'edificio sono stati determinati mediante programma di calcolo di uso commerciale. In particolare per le singole unità abitative è stato ricavato il consumo termico annuale atteso, Qh, valutato in condizione di Asset rating come da Norma UNI TS 11300 e riferito ai valori medi mensili delle temperature esterne riportate in Figura 238.

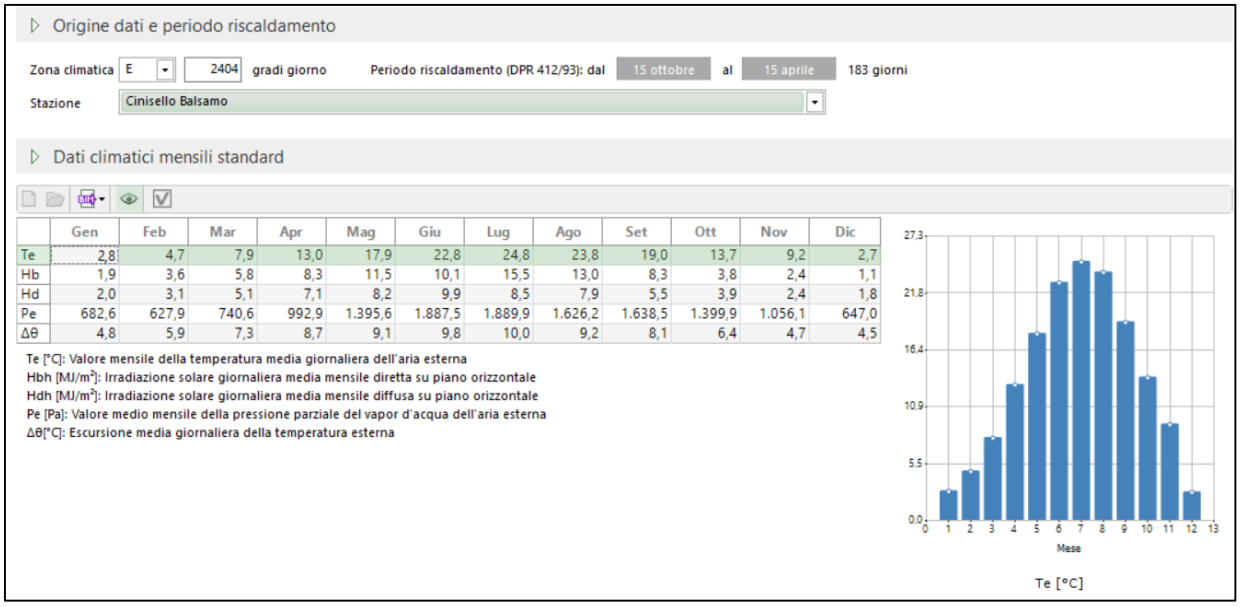



**Figura 238: Valori medi mensili della Temperatura esterna per la determinazione del fabbisogno termico in condizioni di asset rating secondo la UNI TS 11300/1.**

Si riporta in Tabella 42 i valori del fabbisogno termico atteso Qh per ciascuna unità immobiliare (distinte per le tre palazzine); lo stesso fabbisogno, come riportato in tabella, è stato destagionalizzato rapportandolo ai gradi giorno della zona climatica (2402,8 gg) per effettuare il confronto con i consumi reali giornalieri monitorati dal portale web.

**Tabella 42: Risultati di simulazione Condominio 1: Qh/gg utilizzato per il calcolo dell'indice energetico giornaliero IG.**

| Unità immobiliare | Qh, Asset | Qh/gg | Superficie utile [mq] |
|---|---|---|---|
| A1 | 5383 | 2,24 | 81,60 |
| A2 | 4381 | 1,82 | 60,20 |
| A3 | 5383 | 2,24 | 78,30 |
| A4 | 3213 | 1,34 | 69,23 |
| A5 | 2337 | 0,97 | 68,95 |
| A6 | 3986 | 1,66 | 100,56 |
| A7 | 2337 | 0,97 | 69,80 |
| A8 | 3213 | 1,34 | 69,45 |
| | | | |
| B1 | 3948 | 1,64 | 65,40 |
| B2 | 3948 | 1,64 | 65,40 |
| B3 | 5852 | 2,43 | 130,10 |
| B4 | 5852 | 2,43 | 152,10 |
| | | | |
| C1 | 3948 | 1,64 | 65,40 |
| C2 | 3948 | 1,64 | 65,40 |
| C3 | 5852 | 2,43 | 130,10 |
| C4 | 5852 | 2,43 | 152,10 |

Per il calcolo e la visualizzazione grafica dell'indice energetico giornaliero, il consumo termico annuo destagionalizzato, Qh/gg, di ogni unità abitativa è stato riportato nella propria scheda dati prevista nell'apposita sezione del portale web (Amministratore di sistema – gestione condomini) come indicato in Figura 239.

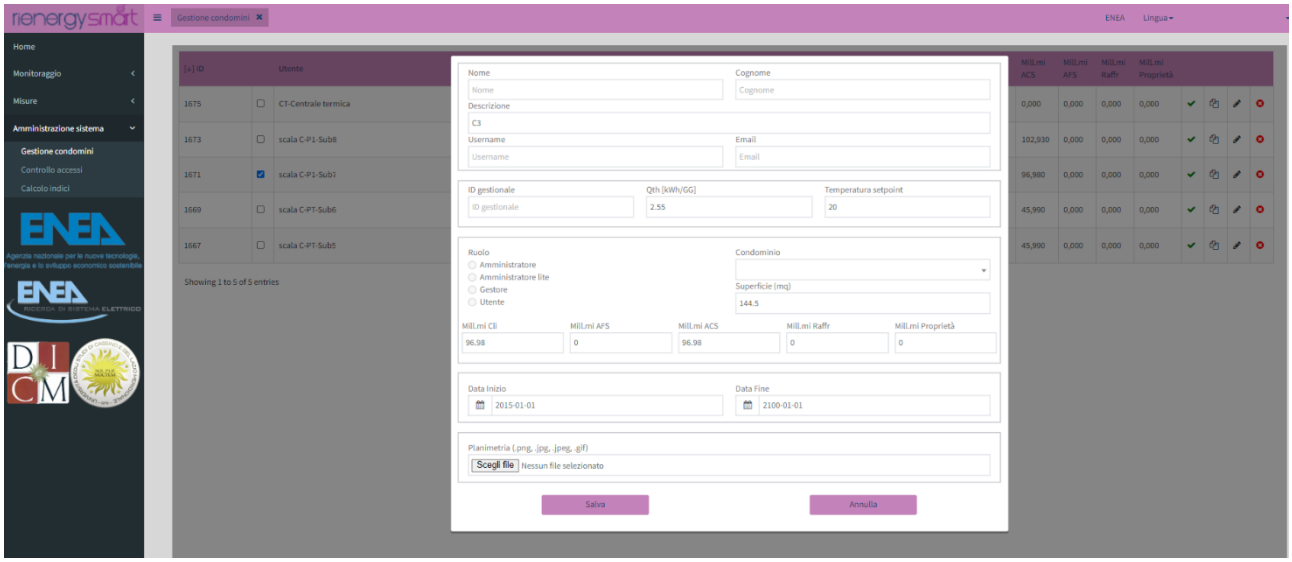



**Figura 239: Condominio 1: scheda con dati caratteristici della singola unità immobiliare. Qh/gg (per calcolo indice giornaliero) – superficie per calcolo fabbisogno termico giornaliero specifico (kWh/mq).**

### *5.3.2* Risultati di simulazione Condominio 3

Il condominio, ricostruito in 3D in Figura 240, è una palazzina residenziale sita nel Nord Italia caratterizzata da tre piani fuori terra con un singolo appartamento per piano costruito nell'anno 1955.

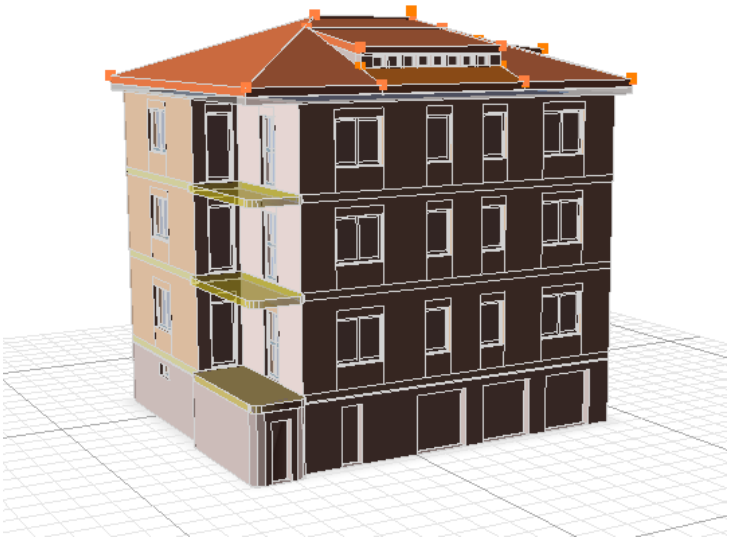


**Figura 240: Ricostruzione 3D con il software di simulazione del Condominio 3.**

L'edificio rappresentato in Figura 240 presenta alcuni locali sottotetto, cantinati e garage non riscaldati.
Si riportano di seguito le caratteristiche termofisiche delle murature esterne e dei serramenti

Tabella 43: Murature e Solai.

| Descrizione | Trasmittanza W/(m² K) |
|---|---|
| Parete esternacassa vuota 1 | 1,115 |
| Parete verso vano scala 2 | 0,843 |
| Parete verso vano scala 3 | 1,657 |
| Parete sottofinestra 4 | 1,948 |
| Solaio interpiano 5 | 1,537 |

I serramenti del piano rialzato sono realizzati con Telaio PVC/Al e dotati di doppia vetrocamera (tripli vetri) di trasmittanza 1,576 W/m$^2$K. I serramenti del primo e secondo piano rialzato sono realizzati con Telaio in Al prof. 50 e dotati di vetrocamera (doppi vetri) di trasmittanza 1,653 W/m$^2$K
L'impianto di riscaldamento è del tipo centralizzato con distribuzione a colonne montanti verticali alimentato da una caldaia a metano con rendimento $\eta_g$ 0.96 (a potenza nominale).
Ogni appartamento è riscaldato da radiatori dotati di valvola termostatica con le caratteristiche di seguito riportate:

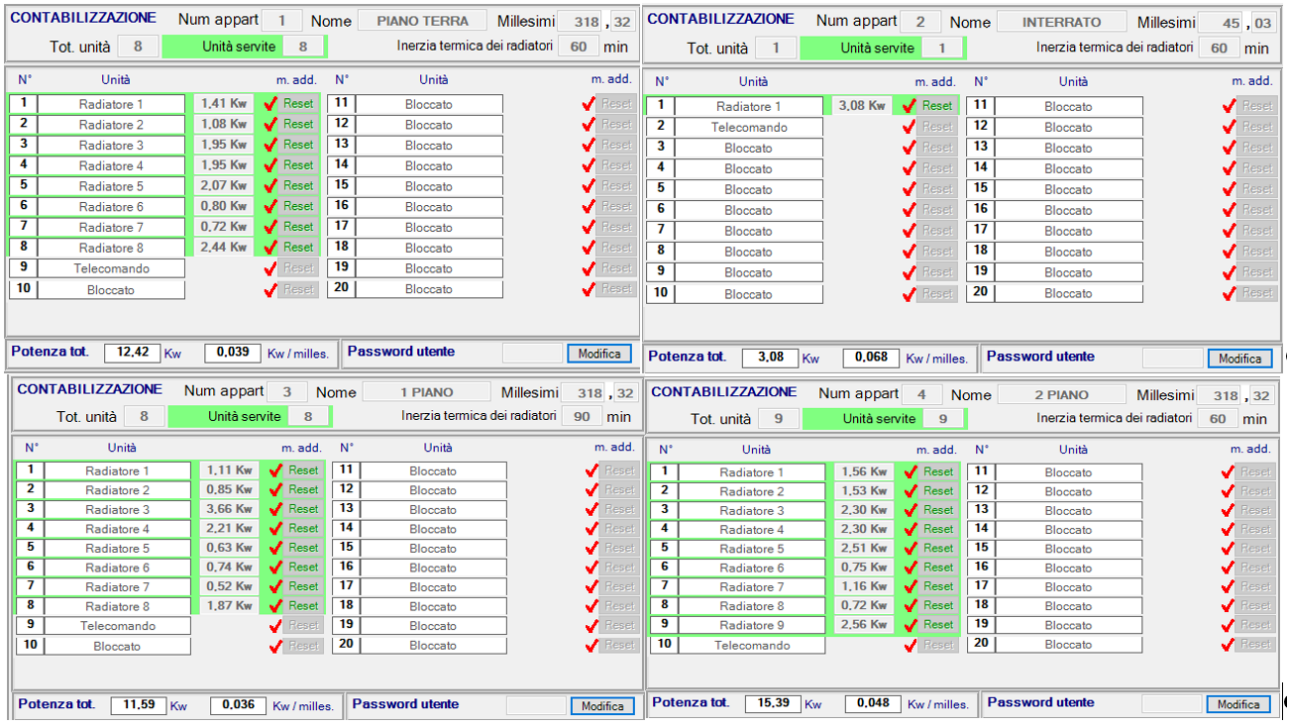



Figura 241: Impianto Climatizzazione Invernale: Elenco Radiatori e Potenza installata per singolo appartamento.

Come riportato nelle caratteristiche di Figura 241 anche il piano interrato ha un locale riscaldato con un radiatore.
Gli appartamenti sono dotati di sistema di contabilizzazione di calore di tipo indiretto. Per ogni appartamento vengono contabilizzate:
- le unità di calore effettivamente consumate, in termini di unità Pa uso,
- le unità di calore stimate per i consumi che si sarebbero avuti in assenza delle valvole termostatiche, riportate in termini di unità Pa max.
Di seguito si riportano i valori medi mensili della temperatura esterna rilevata dal sensore wireless installato nel condominio e la temperatura esterna del sito secondo normativa UNI 10349.

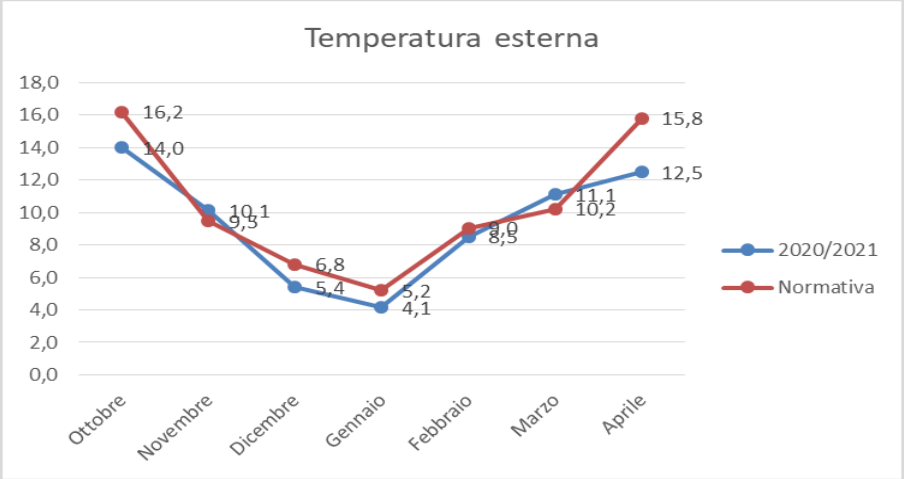
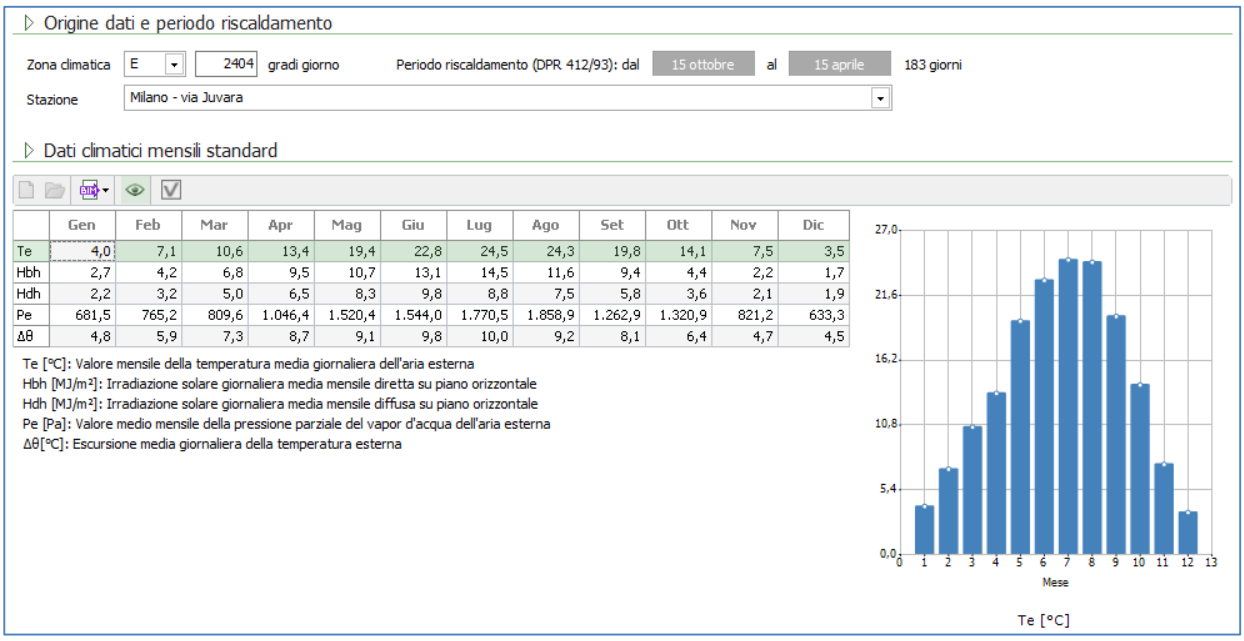



**Figura 242 : Valori medi mensili della Temperatura Esterna rilevata dal dispositivo installato nel condominio nel periodo 15 ottobre 2020 - 15 aprile 2021 e riportati nelle normative su base statistica.**

Ai fini di ulteriore verifica i suddetti valori sono stati confrontati con i valori rilevati dalla centralina meteo dell'ARPA.
I fabbisogni dell'edificio sono stati determinati mediante programma di calcolo di uso commerciale ed è stata anche verificata la rispondenza dei consumi simulati in condizioni Tailored rispetto ai consumi reali rilevati per una annualità dal sistema di contabilizzazione di ogni appartamento.
Effettuata la suddetta validazione del modello, per le unità immobiliari del condomino in esame sono stati quindi stimati i fabbisogni termici annui, Qh, per le condizioni di Asset Rating previste dalla UNI TS 11300, riferiti alla temperatura interna degli appartamenti di 20°C ed ai valori statistici medi mensili della temperatura esterna e dell'irraggiamento solare come evidenziato in Figura 243.




| | Gen | Feb | Mar | Apr | Mag | Giu | Lug | Ago | Set | Ott | Nov | Dic |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Te | 4,0 | 7,1 | 10,6 | 13,4 | 19,4 | 22,8 | 24,5 | 24,3 | 19,8 | 14,1 | 7,5 | 3,5 |
| Hbh | 2,7 | 4,2 | 6,8 | 9,5 | 10,7 | 13,1 | 14,5 | 11,6 | 9,4 | 4,4 | 2,2 | 1,7 |
| Hdh | 2,2 | 3,2 | 5,0 | 6,5 | 8,3 | 9,8 | 8,8 | 7,5 | 5,8 | 3,6 | 2,1 | 1,9 |
| Pe | 681,5 | 765,2 | 809,6 | 1.046,4 | 1.520,4 | 1.544,0 | 1.770,5 | 1.858,9 | 1.262,9 | 1.320,9 | 821,2 | 633,3 |
| Δθ | 4,8 | 5,9 | 7,3 | 8,7 | 9,1 | 9,8 | 10,0 | 9,2 | 8,1 | 6,4 | 4,7 | 4,5 |

**Figura 243: Valori medi mensili della Temperatura Esterna e dell'Irraggiamento Solare riportati nelle normative su base statistica.**

Si riportano nella seguente tabella i risultati di simulazione del fabbisogno termico atteso Qh valutato per ciascuna unità immobiliare del condominio in condizioni Asset Rating.

**Tabella 44: Dati geometrici e risultati simulazione Condominio 3.**

**Dati geometrici delle unità immobiliare**

| Unità immobiliare | Vlordo,risc | Sdisp | S/V |
|---|---|---|---|
| | m³ | m² | - |
| 1 - Unità immobiliare 01 | 505,30 | 284,00 | 0,60 |
| 2 - Unità immobiliare 02 | 458,50 | 147,40 | 0,30 |
| 3 - Unità immobiliare 03 | 472,70 | 274,00 | 0,60 |
| **Edificio completo** | **1.436,50** | **704,40** | **0,50** |

**Fabbisogno di energia termica per il riscaldamento degli ambienti**

| Unità immobiliare | Su,risc | Qh Asset Rating |
|---|---|---|
| | m² | kWh |
| 1 - Unità immobiliare 01 | 126,70 | *8390,22* |
| 2 - Unità immobiliare 02 | 126,70 | *6878,00* |
| 3 - Unità immobiliare 03 | 126,70 | *8793,06* |
| **Edificio completo** | **380,00** | *24061,28* |

Come previsto dal calcolo dell'indice IG, i consumi attesi delle unità immobiliari, Qh, riportati in Tabella 44 sono stati destagionalizzati per ottenere un benchmark di riferimento da confrontare con i consumi effettivi giornalieri delle singole unità immobiliari. Per tale motivo i valori di fabbisogno termico riportati in Tabella 44 sono stati divisi per i gradi giorno della zona climatica (2404 gg) relativi al periodo di accensione dell'impianto di riscaldamento per le condizioni di riferimento Asset Rating.

**Tabella 45: Qh/gg utilizzato per il calcolo dell'indice energetico giornaliero IG.**

| Unità immobiliare | QH/gg Asset Rating |
|---|---|
| 1 - Unità immobiliare 01 | 3,49 |
| 2 - Unità immobiliare 02 | 2,86 |
| 3 - Unità immobiliare 03 | 3,66 |

I risultati di simulazione sono stati riportati nella scheda dei dati caratteristici delle singole unità immobiliari, come indicato in Figura 244, in modo che il portale web possa calcolare giornalmente l'indice IG sulla base del consumo termico e dai gradi giorni (GG) reali.

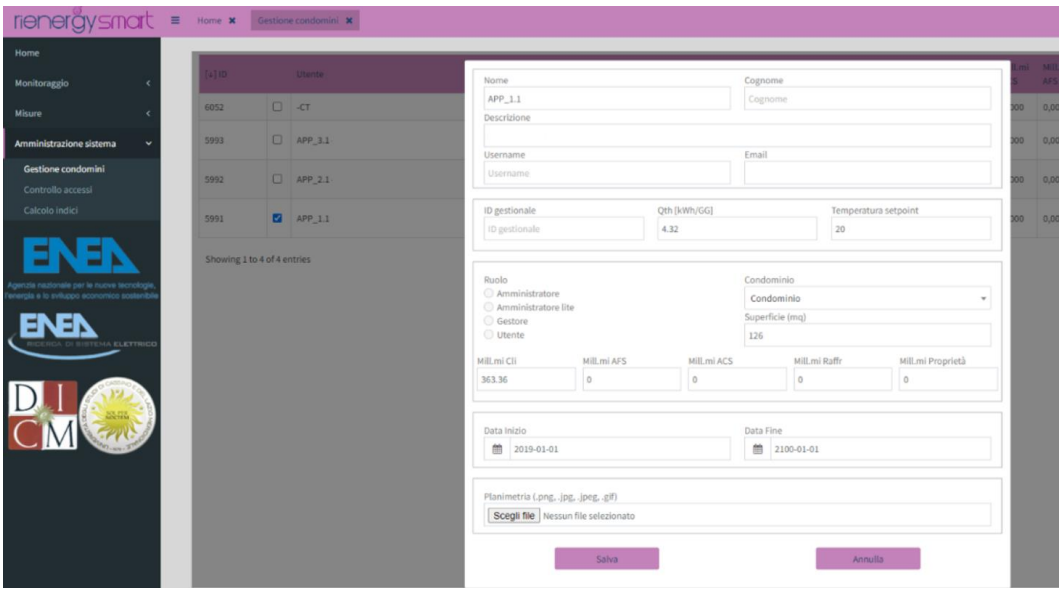



**Figura 244: Condominio 3: scheda con dati caratteristici della singola unità immobiliare: Qh/gg (per calcolo indice giornaliero) – superficie per calcolo fabbisogno termico giornaliero specifico (kWh/mq).**

# 6 SRI – Smart Readiness Indicator- Analisi e ottimizzazione della metodologia di calcolo per il contesto nazionale

## *6.1 Analisi metodo di calcolo previsto dal Regolamento Delegato della Commissione Europea*

Proseguendo le attività avviate nelle precedenti annualità sul tema dello Smart Readiness Indicator (SRI), è stato studiato un primo percorso per ottimizzare l'applicazione della metodologia di calcolo dell'indice al contesto edilizio e tecnologico nazionale.
Il nuovo indicatore è stato introdotto dall'art.8 della Direttiva EPBD 844/2018; quest'ultimo prevede, infatti, l'istituzione di un quadro comune europeo facoltativo per il calcolo dell'SRI atto a valutare la predisposizione all'intelligenza degli edifici (smart readiness), ossia la capacità di un edificio di adattare il proprio funzionamento alle esigenze degli occupanti e della rete elettrica e di migliorare la propria efficienza energetica e le prestazioni complessive. Uno degli obiettivi è sensibilizzare proprietari, occupanti e gestori di edifici sull'importanza dell'impiego di tecnologie intelligenti (smart ready).
Per fornire un supporto alla definizione della metodologia di calcolo e all'attuazione dell'SRI, la DG ENERGY della Commissione Europea ha affidato due studi tecnici a un consorzio di ricerca.
Il secondo studio, condotto dal Consorzio VITO NV e Waide, a cui ENEA a partecipato come stakeholder, si è concluso a Giugno 2020 con la pubblicazione del Final Report (settembre 2020) proponendo la metodologia di calcolo dell'SRI e i cataloghi dei servizi intelligenti da valutare nell'edificio per il calcolo dell'indice [1].
In particolare, lo studio tecnico ha definito due cataloghi di riferimento per il calcolo dell'indicatore:

- un catalogo di 27 servizi intelligenti da valutare, applicabile a edifici di bassa complessità (case unifamiliari, piccoli condomini), Metodo A – semplificato;
- con catalogo completo contenente 54 servizi intelligenti, applicabile a edifici con un maggior grado di complessità (ad es. grandi edifici non residenziali, grandi condomini). Prevede un sopralluogo da parte di un esperto qualificato per valutare i servizi intelligenti – Metodo B – completo.

La metodologia di calcolo proposta si basa su un approccio tipo *checklist* secondo tre fasi: i) individuazione, dopo un *triage* iniziale, dei servizi *smart ready* presenti nell'immobile tra quelli del catalogo; ii) attribuzione a ciascun servizio un punteggio valutato in base al livello funzionale raggiunto secondo una scala di valori pre-implementata; iii) calcolo di un punteggio parziale e dell'SRI complessivo dell'edificio con un metodo di valutazione di tipo multicriterio.
In particolare, lo studio propone di raggruppare i servizi intelligenti riportati nei cataloghi nei seguenti 9 domini tecnici:

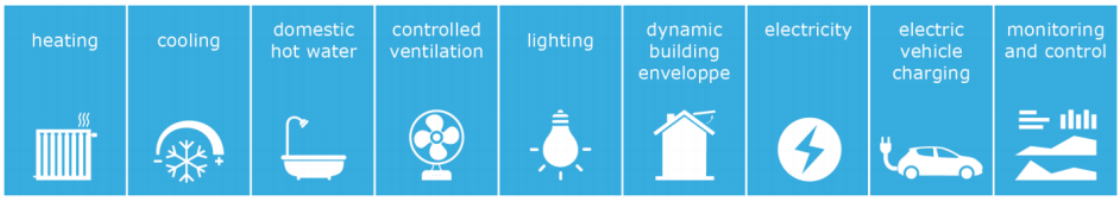



**Figura 245: Domini tecnici previsti dallo studio tecnico europeo per raggruppare i servizi intelligenti oggetto di valutazione per il calcolo dell'SRI.**

A ciascun servizio presente nel catalogo sono associati da 2 a 5 livelli funzionali: il livello più basso si riferisce a un funzionamento del servizio privo di controllo mentre i livelli più alti si riferiscono a un funzionamento più *smart* del servizio considerato.
Ad esempio, per il dominio Riscaldamento, al servizio intelligente "controllo del sistema di emissione" sono associati 5 livelli funzionali: da livello 0, nessun controllo automatico, a livello 4, controllo della temperatura per singolo ambiente e comunicazione con sensori di presenza.
A ciascun livello funzionale il catalogo associa un punteggio secondo 7 criteri d'impatto di seguito riportati:

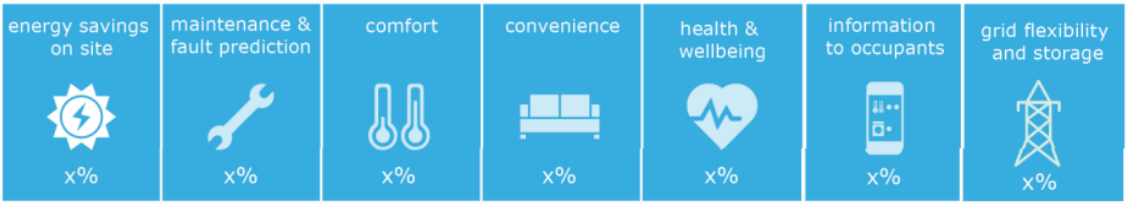



**Figura 246: Sette criteri d'impatto con il quale viene dato il punteggio a ciascun livello funzionale dei servizi tecnici presente nel catalogo proposto dallo studio tecnico.**

Quanto più intelligente è il livello funzionale del singolo servizio, tanto più è alto il relativo punteggio preassociato per ciascuno dei 7 criteri d'impatto. In generale, il punteggio associato al livello funzionale di un servizio può variare da 0 (livello di automazione minimo o assente) a 3 (livello di intelligenza più elevato applicabile). Il catalogo proposto prevede per alcuni servizi un punteggio negativo associato ai livelli funzionali più bassi.
Per i criteri d'impatto che non hanno alcuna influenza sul servizio esaminato, il punteggio associato ai livelli funzionali è sempre 0.
Come previsto dall'art. 8 della Direttiva EPBD 844/2018, per istituire l'SRI sotto forma di un sistema comune facoltativo a livello di Unione, sono stati adottati da parte della Commissione Europea un Regolamento Delegato, che stabilisce la definizione e la metodologia di calcolo dell'indicatore e un Regolamento di Esecuzione, che stabilisce modalità tecniche dettagliate per l'attuazione del sistema comune facoltativo da parte dei singoli Stati Membri.
Nel 2020 ENEA ha preso parte al Gruppo di esperti che ha supportato la Commissione Europea nella preparazione del Regolamento Delegato pubblicato il 14 Ottobre 2020. Il Regolamento si compone di 11 articoli con i seguenti contenuti :
- definisce il nuovo indicatore SRI;
- definisce la metodologia di calcolo e l'ambito di applicazione;
- stabilisce il carattere facoltativo dell'Indicatore;
- indica le informazioni che devono essere riportate nel certificato dell'SRI;
- stabilisce la qualifica degli esperti accreditati alla valutazione dell'SRI per gli Stati Membri che decidano di attuare il quadro comune facoltativo per il calcolo dell'SRI.
Il Regolamento Delegato, in particolare, stabilisce la procedura del calcolo dell'SRI come di seguito descritto:

1) Calcolo del punteggio per ciascun dei sette criteri d'impatto ($SRI_{criterio_impatto_i}$) come rapporto percentuale tra la somma dei punteggi associati a ciascuno dei servizi effettivamente presenti nell'edificio ($\sum Isi$) e la somma dei punteggi massimi raggiungibile da ciascun servizio ($\sum Isi_{max}$), come di seguito riportato.

$$SRI_{criterio_impatto_i} = \frac{\sum Isi * Wsi}{\sum Isi_{max} * Wsi}$$

Il punteggio associato al criterio di impatto per ciascuno dei servizi viene moltiplicato per un coefficiente di ponderazione Wsi; quest'ultimo dipende dall'influenza che il dominio tecnico di appartenenza del servizio ha sul criterio d'impatto. I coefficienti di ponderazione, come previsto dal Regolamento Delegato, possono essere definiti da ciascun Stato Membro.

2) Calcolo del SRI per ciascuno delle tre funzionalità previste dall'allegato 1 bis della direttiva EPBD 844/2018
- capacità di adattare il funzionamento secondo le esigenze degli occupanti e di informare gli stessi sull'andamento dei consumi energetici;
- capacità di mantenere una gestione efficiente dell'edificio mediante l'adattamento dei profili di consumo, ad es. ricorrendo a fonti rinnovabili;
- capacità di gestire in modo flessibile il carico elettrico per interagire attivamente con la rete.

Per ciascuna chiave funzionale viene calcolato il relativo punteggio SRI (SRI_fc_n) come somma pesata dei punteggi raggiunti dai criteri d'impatto associati alla stessa chiave funzionale.

SRI_fc_n= ∑ Wfi x SRIcriterio_impatto_i

3) Calcolo SRI totale (SRI) come somma pesata dei punteggi raggiunti dall'SRI delle tre chiavi funzionali
SRI = ∑ Wc x SRI_fc_n

dove Wc è il peso associato al punteggio della singola funzionalità chiave, la cui somma deve essere pari a 1 (∑ Wc = 1)

L'allegato VI del Regolamento Delegato 2020/2155 (UE), prevede che gli Stati Membri mettono a disposizione degli esperti almeno un catalogo dei servizi intelligenti per poter valutare l'indicatore SRI degli stessi servizi presenti negli edifici.
Secondo lo stesso Regolamento Delegato la definizione e gli aggiornamenti dei cataloghi rispecchiano lo stato dell'arte delle tecnologie intelligenti; è previsto inoltre la possibilità di mettere a disposizione più cataloghi dei servizi ad esempio per diversi tipi di edifici.
L'allegato VII riporta, infine, le informazioni minime che devono essere contenute nel certificato dell'SRI, tra questi: i) la classe associata al punteggio totale raggiunto dall'SRI ii) i punteggi ottenuti dall'SRI parziale per le tre funzionalità chiave, iii) il punteggio di predisposizione all'intelligenza per criterio d'impatto, iv) se disponibile, la classe di prestazione energetica dell'edificio o dell'unità immobiliare indicata in un attestato di prestazione energetica valido, v) data di emissione e data di scadenza del certificato (previsto 10 anni).

## *6.2 Sintesi della procedura prevista dal Regolamento Esecutivo della Commissione Europea per il recepimento facoltativo dello SRI da parte degli Stati Membri*

Con il Regolamento di Esecuzione (UE) 2020/2156 del 14 ottobre 2020 previsto dall'art. 8 della Direttiva EPBD 844/2018, la Commissione Europea riporta i criteri di riferimento che i singoli Stati membri devono seguire per l'attuazione del quadro comune europeo facoltativo per il calcolo dello Smart Readiness Indicator.
Qualora gli Stati membri decidano di adottare lo Smart Readiness Indicator potranno definire le caratteristiche nonché la formazione dei valutatori qualificati a redigere il certificato dell'indicatore di "smartness". Come l'attestato di prestazione energetica, anche il certificato di predisposizione all'intelligenza ha validità di dieci anni dal momento del rilascio da parte dell'operatore economico. Tuttavia, in caso di modifica significativa degli impianti in un edificio o un'unità immobiliare, tale da incidere sulla valutazione iniziale della predisposizione all'intelligenza, è raccomandato l'elaborazione di un nuovo certificato.
Inoltre, ciascun proprietario o utente dell'edificio, può effettuare una prima autovalutazione dello SRI tramite l'applicativo che verrà reso disponibile in un portale web reso dalla Commissione Europea. Tuttavia l'autovalutazione da parte dei proprietari o degli utenti dell'edificio senza l'intervento di un esperto non può comportare il rilascio di un certificato dello SRI.
Gli Stati membri che decidono di attuare il sistema comune europeo facoltativo per il calcolo dello SRI possono abbinare il rilascio del certificato con il sistema di certificazione della prestazione energetica degli edifici o con il regime per l'ispezione degli impianti di riscaldamento, condizionamento e ventilazione.
L'adozione del sistema comune facoltativo dell'SRI da parte degli Stati membri può essere preceduta da una fase di prova non obbligatoria svolta a livello nazionale informando la Commissione sull'avvio della stessa e sui risultati ottenuti con una relazione finale.
Da maggio 2021 la Commissione Europea ha avviato un supporto tecnico (ENER/2020/OP/0015) per gli Sati Membri che decidono di avviare la fase di testing nazionale; inoltre è stato istituito un helpdesk online per informare e aggiornare gli stakeholder sull'evoluzione dello SRI. (https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/smart-readiness-indicator_en).

## 6.3 *Prima analisi di mercato delle tecnologie intelligenti per possibile adattamento del catalogo dei servizi tecnici al contesto nazionale*

Come previsto dall'allegato VII del Regolamento Delegato 2020/2155 (UE), per evitare di penalizzare un edificio o un'unità immobiliare, alcuni servizi tecnici possono essere omessi dal calcolo dei punteggi dell'SRI nel caso in cui non siano pertinenti per l'edificio o per l'unità immobiliare. Secondo lo stesso Allegato, sono gli stessi Stati Membri che definiscono le condiziono alle quali tali adattamenti sono pertinenti e consentiti.
Per valutare l'effettiva necessità di adattare il catalogo dei servizi proposto dallo studio tecnico europeo, è stata applicato il calcolo dello SRI a diversi edifici del parco edilizio nazionale individuati con la collaborazione di aziende leader nel settore della building automation;
Dalle suddette prove si sono ottenuti livelli di SRI compresi tra il 35% e circa il 50% anche per edifici uffici caratterizzati da sistemi impiantistici con elevati standard di automazione ed efficienza.
Osservati i livelli di SRI ottenuti per i singoli casi studio, è stata avviata una analisi per valutare quali potrebbero essere i livelli funzionali più elevati da omettere dal calcolo in quanto non applicabili, almeno in questa prima fase, al contesto edilizio nazionale.
Infatti, secondo quanto previsto dal Regolamento Delegato, i livelli funzionali più elevati del catalogo partecipano al calcolo del punteggio massimo ottenibile dall'edificio ideale rispetto al quale viene valutato l'SRI percentuale per l'edificio esaminato.
Se alcuni dei livelli funzionali presenti nel catalogo dei servizi non sono ancora presenti nello stato dell'arte delle soluzioni tecnologiche adottate nel contesto nazionale e se non lo saranno nei prossimi anni, la classificazione dello smartness degli edifici potrebbe non corrispondere ad una scala effettiva di livelli di intelligenza.
Per non penalizzare la valorizzazione di edifici con elevati livelli di intelligenza rispetto alla media nazionale e considerando le indicazioni del Regolamento Delegato, è stato avviato uno studio per adattare il catalogo dei servizi tecnici proposto dalla studio europeo al contesto edilizio nazionale; obiettivo dello studio è quello di valutare gli effettivi servizi e livelli funzionali pertinenti allo stato dell'arte delle soluzioni tecnologiche che caratterizzano sia il parco edilizio esistente sia la costruzione di nuovi edifici.
L'estensione dello studio potrebbe portare anche alla definizione di diversi cataloghi di riferimento distinti per tipologie di edifici e per periodi di applicazione in modo da tener conto anche dell'evoluzione e della diffusione di soluzioni tecnologiche che attualmente risultano ancora di difficile applicazione.
Per il suddetto studio è stata condotta una prima analisi di mercato con i seguenti obiettivi: i) individuazione delle soluzioni tecnologiche per il controllo degli edifici e degli impianti effettivamente disponibili nel mercato nazionale, ii) modifica dei livelli funzionali associati ai servizi presenti nel catalogo e l'utilizzo dello stesso nel calcolo dello SRI.
Le modalità di realizzazione di tale analisi sono state le seguenti:

1. traduzione in Italiano del catalogo dei servizi intelligenti completo predisposto dallo studio tecnico europeo;
2. analisi dei livelli funzionali presenti nel catalogo valutando la corrispondenza con i servizi tecnici già previsti dalla norma UNI EN 15232;
3. somministrazione di un questionario agli stakeholder e tecnici del settore per la selezione dei livelli di predisposizione all'intelligenza maggiormente attinenti alle soluzioni di automazione attualmente presenti o implementabili negli edifici;
4. individuazione di tre casi studio (edifici per uffici) per la valutazione dell'indicatore di smartness pre e post ottimizzazione del catalogo dei servizi;
5. calcolo dello SRI mediante il foglio di calcolo basato sulla metodologia europea, aggiornato all'ultima versione del catalogo dettagliato dei servizi;
6. calcolo dello SRI mediante il foglio di calcolo ottimizzato e basato sul catalogo dei servizi modificato a seguito dell'analisi di mercato.

Si riporta di seguito un estratto del primo questionario somministrato ad alcuni professionisti e aziende del settore dei sistemi di automazione impiantistica; il questionario è stato elaborato dal catalogo dei servizi completo proposto dallo studio tecnico europeo (https://smartreadinessindicator.eu/).

Oltre a valutare se il livello funzionale è realizzabile con soluzione tecnologica commerciale, il questionario verifica se la stessa soluzione corrisponde pienamente al livello funzionale descritto e se facilmente applicabile negli impianti civili.

Dominio Riscaldamento

| codice | Servizio tecnico | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Riscaldamento-1a** | **Controllo sistema di emissione** | Il presente servizio tecnico rientra nell'ambito della sua attività professionale? (fornitura, progettazione, installazione etc..) | **SI** | **NO** | |
| **Livello funzionale** | **Descrizione del livello funzionale** | Dispositivo o sistema esistente in commercio? (Si/NO) | Soluzione commerciale proposta (descrizione generale o inserire articolo da catalogo) | Il dispositivo o il sistema proposto corrisponde pienamente ai livelli funzionali descritti? (SI/NO) | la soluzione tecnologica o il livello funzionale è facilmente integrabile negli impianti tecnoclogici civili |
| livello 1 | Controllo automatico centralizzato della temperatura ambiente | SI | Es. termostato di zona.. | SI | SI |
| livello 2 | Controllo automatico della temperatura ambiente (singola stanza o zona) | | | | |
| livello 3 | Controllo automatico della temperatura ambiente (singola stanza o zona) dotato di collegamento con sistema BACS presente nell'edificio | | | | |
| livello 4 | Controllo automatico della temperatura ambiente (singola stanza o zona) e sensore di presenza | | | | |
| codice | Servizio tecnico | | | | |
| **Riscaldamento-1f** | **Accumuli termici** | Il presente servizio tecnico rientra nell'ambito della sua attività professionale? (progettazione, installazione etc..) | **SI** | **NO** | |
| **Livello funzionale** | **Descrizione del livello funzionale** | Dispositivo o sistema esistente in commercio? (Si/NO) | Soluzione commerciale proposta (descrizione generale o inserire articolo da catalogo) | Il dispositivo o il sistema proposto corrisponde pienamente ai livelli funzionali descritti? (SI/NO) | la soluzione tecnologica o il livello funzionale è facilmente integrabile negli impianti tecnoclogici civili |
| livellol 1 | Controllo schedulato (programmazione oraria) dell'accumulo di energia termica | | | | |
| livello 2 | Accumulo di energia termica in funzione della previsione del carico | | | | |
| livello 3 | Capacità di accumulare l'energia termica (es, con pompa di calore) in funzione di un segmale che arriva dal gestore della rete elettrica | | | | |
| codice | Servizio tecnico | | | | |
| **Riscaldamento-2b** | **Controllo della pompa di calore** | Il presente servizio tecnico rientra nell'ambito della sua attività professionale? (progettazione, installazione etc..) | **SI** | **NO** | |
| **Livello funzionale** | **Descrizione del livello funzionale** | Dispositivo o sistema esistente in commercio? (Si/NO) | Soluzione commerciale proposta (descrizione generale o inserire articolo da catalogo) | Il dispositivo o il sistema proposto corrisponde pienamente ai livelli funzionali descritti? (SI/NO) | la soluzione tecnologica o il livello funzionale è facilmente integrabile negli impianti tecnoclogici civili |
| livellol 1 | Controllo multi stadio della pompa di calore in funzione del carico termico | | | | |
| livello 2 | Controllo variabile della pompa di calore in funzione del carico termico (es. con inverter, bypass o altro ) | | | | |
| livello 3 | Controllo variabile della pompa di calore in funzione del carico termico e del segnale esterno dal gestore dela rete elettrica (es. con inverter o altro ) | | | | |

**Figura 247: Estratto del questionario utilizzato per la prima analisi di mercato dello stato dell'arte delle tecnologie intelligenti che caratterizzano gli impianti negli edifici nuovi ed esistenti**

Si riporta in Figura 248 la tabella con i livelli funzionali del Domino Riscaldamento che, secondo i risultati del questionario, potrebbero non avere una corrispondenza con lo stato dell'arte delle soluzioni tecnologiche nazionali presenti in commercio.

| Codice | Servizio tecnico | Livello | Descrizione del livello funzionale omesso dal catalogo | Dispositivo/sistema/logica in commercio? | | Note per eventuale revisioni del catalogo |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Azienda A | Azienda B | |
| Heating-1f | Accumuli termici | 3 | Capacità di accumulare l'energia termica (es, con pompa di calore) in funzione di un segnale che arriva dal gestore della rete elettrica (o dal sistema di gestione energetica in loco) | N | N | l'accumulo di energia termica in funzione del segnale dalla rete sia ancora in fase sperimentale. |
| Heating-2b | Controllo della pompa di calore | 3 | Controllo variabile della pompa di calore in funzione del carico termico e del segnale esterno dal gestore della rete elettrica (es. con inverter o altro ) | N | N | |
| Heating-2d | Controllo sequenziale di diversi generatori | 3 | Controllo secondo una lista di priorità dinamica basata sul carico attuale e sulla previsione del carico e sulla capacità dei generatori | N | N | Le aziende non producono il sistema e segnalano che sia una tecnologia possibile, ma attualmente non applicata. |
| Heating-2d | Controllo sequenziale di diversi generatori | 4 | Controllo secondo una lista di priorità dinamica basata sul carico attuale, sulla previsione del carico, sulla capacità dei generatori e in funzione del segnale esterno proveniente dal gestore della rete elettrica | N | N | |
| Heating-4 | Interazione e flessibilità con la rete | 2 | Autoapprendimento per il controllo ottimale dell'impianto termico | N | N | i livellii sono stati omessi dal catalogo poiché si riferiscono a tecnologie ancora sperimentali o non diffuse/applicate. |
| Heating-4 | Interazione e flessibilità con la rete | 3 | Controllo flessibile del sistema di riscaldamento attraverso i segnali esterni inviati dal gestore della rete elettrica | N | N | |
| Heating-4 | Interazione e flessibilità con la rete | 4 | Controllo ottimizzato dell'impianto termico basato su modelli predittivi e segnali esterni dalla rete elettrica | N | N | |

**Figura 248: Dominio riscaldamento – livelli funzionali che potrebbero non avere rispondenza con l'attuale stato dell'arte delle soluzioni presenti in commercio.**

Come si evince dai risultati riportati in Figura 248, i livelli funzionali che potrebbero non trovare una rispondenza nello stato dell'arte delle soluzioni tecniche nazionali riguardano prevalentemente la gestione e controllo degli impianti tramite segnali provenienti dal gestore di rete e i livelli di funzionamento che prevedono l'autoapprendimento e l'applicazione di modelli predittivi.

## *6.4 Calcolo dello SRI – applicazione della prima versione del catalogo ottimizzato a casi studio nazionali*

Dai risultati ottenuti dalla prima analisi di mercato, descritta nel precedente paragrafo, è stata effettuata una prima ottimizzazione del catalogo dei servizi escludendo i livelli funzionali più elevati che non trovano una rispondenza tra le soluzioni commerciale previste dall'attuale stato dell'arte delle tecnologie intelligenti
Utilizzando i due cataloghi, completo e ottimizzato post analisi di mercato, è stato applicato il calcolo dello SRI a tre casi studio nazionali costituiti da edifici non residenziali e caratterizzati da elevati standard per i sistemi di automazione e controllo come di seguito riportati:

i) caso di studio A: edificio uffici;
ii) caso di studio B: edificio uffici;
iii) caso di studio C: edificio scolastico oggetto di riqualificazione degli impianti termici.

Il calcolo dello SRI secondo il catalogo dei servizi completo è stato effettuato utilizzando il foglio di calcolo reso disponibile dallo studio tecnico europeo per il primo beta testing (https://smartreadinessindicator.eu/); per l'applicazione del catalogo ottimizzato è stato implementato un nuovo foglio di calcolo ad hoc.
Si riporta di seguito il confronto tra i risultati ottenuti in termini di SRI totale, SRI di dominio e SRI di impatto.

**Tabella 46: Confronto SRI totale per tre casi studio: ottenuto con catalogo dei servizi completo e catalogo dei servizi ottimizzato.**

| Edificio | SRI ottenuto con foglio di calcolo standard e catalogo dei servizi completo | SRI ottenuto con nuovo foglio di calcolo e catalogo sei servizi ottimizzato secondo i primi risultati dell'analisi di mercato |
|---|---|---|
| A | 54% | 68% |
| B | 53% | 65% |
| C | 52% | 58% |

Calcolo SRI per caso studio A – confronto catalogo completo e catalogo modificato

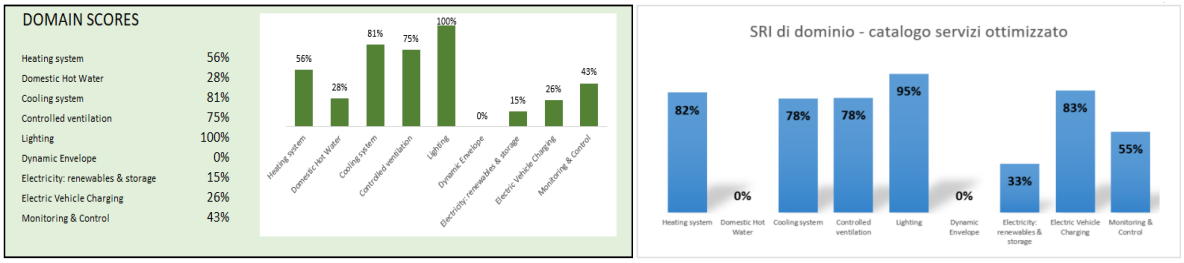



**Figura 249: SRI di dominio Edificio A – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

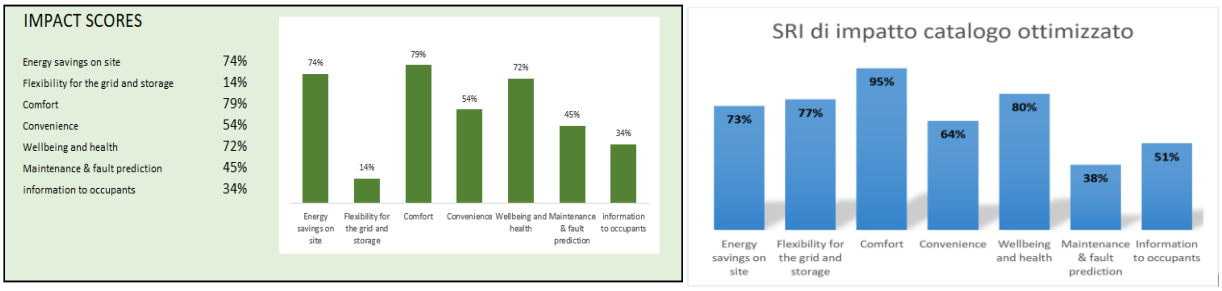



**Figura 250: SRI di Impatto Edificio A – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

Calcolo SRI per caso studio B – confronto catalogo completo e catalogo modificato

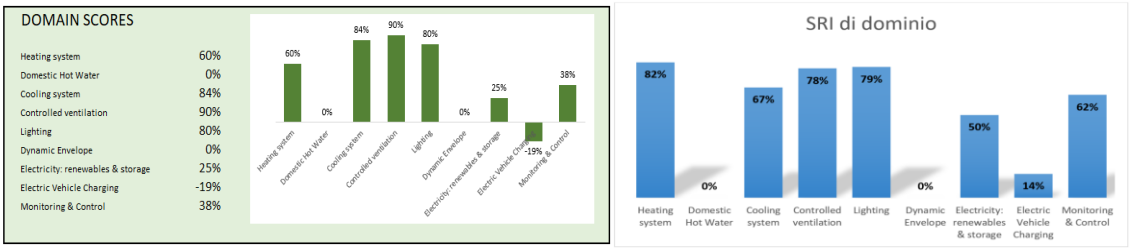



**Figura 251: SRI di Dominio Edificio B – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

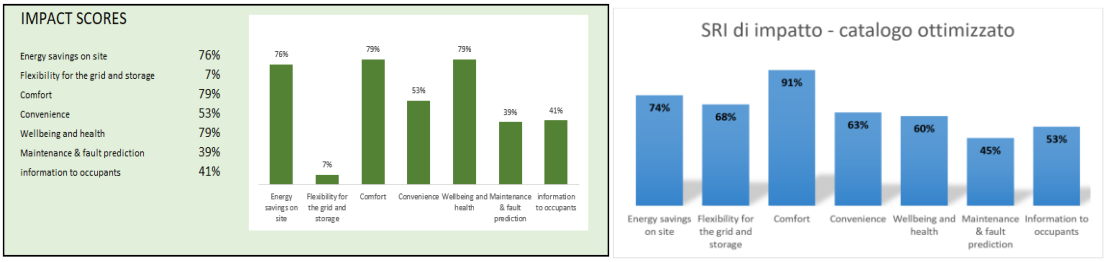



**Figura 252: SRI di Impatto Edificio B – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

Calcolo SRI per caso studio C – confronto catalogo completo e catalogo modificato

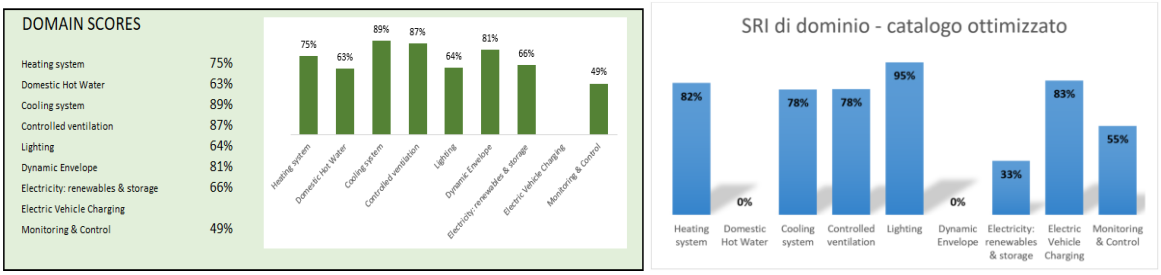



**Figura 253: SRI di Dominio Edificio C – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

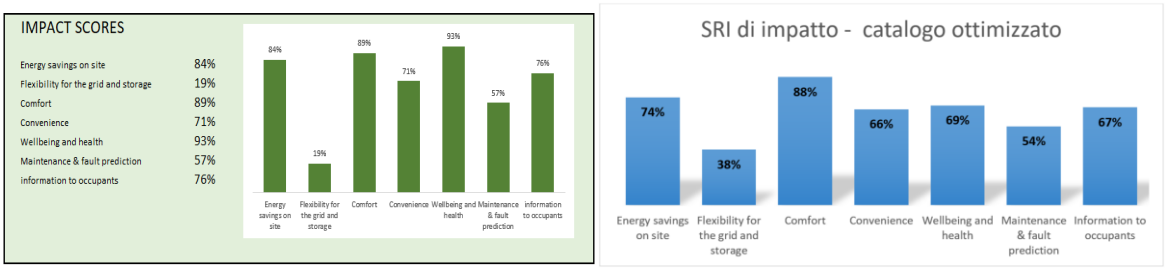



**Figura 254: SRI di Impatto Edificio C – con catalogo completo a sinistra, con catalogo modificato post analisi di mercato a destra.**

Dai risultati del confronto riportati nei precedenti grafici, si evince come lo Smart Readiness Indicator totale calcolato con il catalogo ottimizzato sia sempre più elevato rispetto al calcolo con il catalogo completo; la differenza maggiore si ha per i casi studio A e B, uffici dotati di elevati standard di automazione per gli impianti tecnologici. Osservando i risultati ottenuti dal calcolo dello SRI parziale, di Dominio e di Impatto, le principali differenze sono dovute al criterio di Impatto “flexibility for the grid and storage”; nel catalogo ottimizzato, infatti, sono stati omessi dal calcolo i livelli che prevedono la gestione degli impianti secondo segnali che arrivano dalla rete elettrica.

# 7 Conclusioni

Nel presente documento sono stati riportati i risultati delle attività riferite alla linea 3.2 prevista dal Progetto 1.5 dell'accordo di Programma ENEA – MiSE (oggi MiTE) sulla Ricerca del Sistema Elettrico.
Nella prima sezione del report è stata descritta l'attività di progettazione dei nuovi impianti installati presso il sistema ibrido sperimentale S.A.P.I.EN.T.E. la cui realizzazione è stata avviata nelle precedenti annualità presso il C.R. ENEA di Casaccia. Con i nuovi impianti il sistema sperimentale assume una funzione di test facility per provare su scala reale le diverse configurazioni dello schema di Autoconsumo Collettivo (AUC) condominiale definito dal D. lgs. 199/2021.
Per completare la configurazione del sistema ibrido sperimentale nel corso della linea di attività sono stati installati i seguenti componenti:

- impianto fotovoltaico con moduli monocristallini da 11,4 kWp e inverter grid connected;
- impianto termo-fotovoltaico (PVT) da 6 kWp connesso termicamente all'accumulo di acqua calda sanitaria del sistema ibrido sperimentale;
- sistema d'accumulo a supercondensatori da 14,2 kWh connessi ad un inverter ibrido.

In virtù dell'installazione dei nuovi impianti è stata realizzata una nuova cabina prefabbricata in cemento all'interno della quale è stato posizionato il sistema di supercondensatori, l'inverter ibrido e il nuovo quadro di misura e automazione che integra le funzioni svolte dal PLC già installato.
Per la gestione dei nuovi impianti è stata estesa l'interfaccia del web server con la quale, oltre a monitorare tutte le grandezze termiche ed elettriche del sistema sperimentale, vengono impostati i parametri del sistema di controllo per provare nuove logiche di gestione che consentono di massimizzare l'autoconsumo delle sorgenti rinnovabili. In particolare, in questa annualità è stato implementato un controllore PID per applicare la funzione "power to heat" al sistema fotovoltaico-pompa di calore: il PID gestisce il numero di giri del compressore della pompa di calore per inseguire la curva di produzione del campo fotovoltaico al fine di massimizzare l'autoconsumo e l'autosufficienza energetica di una microcomunità energetica.
Sono state condotte diverse prove sperimentali per valutare i risultati raggiungibili dalla funzione "power to heat" del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. In particolare, è stata provata la capacità del sistema di controllo di riuscire a modulare con il nuovo PID l'assorbimento elettrico della pompa di calore per inseguire la curva di potenza di un campo FV da 10 kWp emulata con i dati letti da un file excel. Sono state condotte più prove caratterizzati da diversi profili di produzione giornaliera dell'impianto FV. Durante le prove la potenza termica prodotta in eccesso rispetto al carico è stata accumulata nei tre volani termici (2 da 1500 litri e uno da 1000 litri) installati in una delle due cabine del sistema sperimentale.
È stata inoltre provata la capacità del sistema di inseguire il profilo di potenza disponibile del FV ottenuto al netto della potenza autoconsumata dall'edificio nel caso di profilo di carico ottimizzato con logiche demand-response spostando le utenze programmabili nelle ore di maggiore produzione del fotovoltaico.
I risultati mostrano un'ottima capacità del sistema di controllo nel modulare l'assorbimento elettrico della pompa di calore del sistema S.A.P.I.EN.T.E. per inseguire i profili di potenza del campo FV emulato, consentendo di raggiungere coefficienti di autoconsumo superiori all'85%. Il coefficiente di autoconsumo raggiunge valori di circa il 95% nel caso di applicazione delle logiche demand-response ai carichi elettrici programmabili dell'edifici.
Parallelamente alle prove sperimentali sono stati implementati i modelli in Matlab/Simulink per simulare in regime dinamico configurazioni di Autoconsumo Collettivo simulando diversi scenari di applicazione del sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E. a edifici condominiali tipo nazionali dotati di impianto termico centralizzato. Per la scelta degli edifici di riferimento è stata effettuata un'analisi statistica analizzando la classificazione Istat del parco edilizio nazionale (suddivisi per numero di appartamenti e 9 epoche costruttive) e la classificazione TABULA che suddivide gli edifici per ogni area climatica in otto classi, ciascuna rappresentante un determinato periodo storico che riflette specifiche tipologie dimensionali costruttive, significative dal punto di vista energetico.
Per l'individuazione dei condomini tipo sono state individuate due classi di riferimento: la classe di epoca costruttiva dal 1970 al 1980 corrispondente agli edifici costruiti in un'epoca antecedente alla prima normativa in materie di efficienza energetica degli edifici: legge n. 373 emanata nel 1976. In maniera duale, si è scelto

di considerare la classe di epoca costruttiva più recente e, quindi, successiva al 2006 in modo tale da considerare quegli edifici che rispettano i valori limite riportati nell'allegato C del D. LGS. 311/2006 relativi alla trasmittanza termica utile delle strutture componenti l'involucro edilizio.
Gli edifici di riferimento sono stati simulati per tre zone climatiche (Sud, Centro e Nord Italia) con i modelli sviluppati in Matlab/Simulink al fine di:

1. condurre un'analisi energetica ed economica dell'applicazione di un sistema ibrido tipo S.A.P.I.EN.T.E. in un contesto di Autoconsumo collettivo condominiale;
2. valutare le potenzialità energetiche ed economiche di uno schema AUC condominiale al variare delle tecnologie impiegate, zona climatica e della tipologia di condominio;
3. proporre una logica standard per ottimizzare la condivisione dell'energia prodotta dall'impianto locale secondo lo schema AUC.

Per il suddetto studio sono stati implementati i modelli specifici degli impianti che costituiscono il sistema ibrido tipo S.AP.I.EN.T.E., compreso i nuovi componenti progettati in questa annualità: (modello impianto termo-fotovoltaico, modello accumulo a supercondensatori) e i modelli per simulare la valorizzazione economica dell'energia elettrica condivisa dagli utenti dell'Autoconsumo Collettivo condominiale secondo i meccanismi incentivanti previsti dal DM MISE 16/09/2020.
Lo scenario che comporta i maggiori benefici energetici ed economici per le due tipologie di condomini è lo scenario 2-F che prevede il controllo della pompa di calore ad inseguimento fotovoltaico e l'implementazione delle logiche DR.
In particolare per il caso studio del Sud Italia la configurazione di autoconsumo collettivo simulata secondo lo schema previsto dal sistema ibrido S.A.P.I.EN.T.E consentirebbe ai singoli membri di compensare i costi energetici complessivi somma della bolletta elettrica annua e della ripartizione dei costi per riscaldamento e raffrescamento) in quanto oltre alla condivisione virtuale ciascun utente può condividere fisicamente l'energia prodotta dal FV anche tramite il vettore termico generato dalla pompa di calore centralizzata.
Nella seconda parte del documento viene descritta la progettazione del nuovo portale web reso disponibile agli utenti finali di tre condomini del centro e del nord Italia dotati di impianti termici centralizzati e sistema di contabilizzazione individuale del calore. L'obiettivo del nuovo potale web è quello di valutare i potenziali risparmi energetici addizionali ottenibili da una informazione periodica più frequente rispetto alla fatturazione stagionale (unica bolletta inviata a fine stagione termica). Infatti, un'informazione frequente consente di migliorare la consapevolezza degli occupanti sulla qualità e quantità dei propri consumi permettendo di modificare eventualmente i propri comportamenti energetici poco attenti al risparmio.
La piattaforma web è accessibile da remoto dagli utenti di tre condomini i quali possono analizzare, oltre ai consumi storici e giornalieri, anche indici energetici semplificati calcolati per valutare la qualità dei consumi rispetto ad un benchmark di riferimento.
Per informare quotidianamente gli utenti sulla qualità dei propri consumi e sul confort ambientale, nel corso della linea di attività sono stati installati nuovi sensori (temperatura e $CO_2$) e specifici sistemi di comunicazione evoluta (ICT) con i quali è stato realizzato un sistema integrato intelligente che ha consentito di trasferire le letture di ciascun dispositivo al web server senza l'esigenza di sostituire i singoli contabilizzatori e ripartitori di costo presenti in ciascun appartamento.
Per l'implementazione del portale è stato necessario simulare con un software commerciale i tre condomini per ricavare i consumi termici di riferimento con il quale poter calcolare gli indici energetici semplificati.
Nell'ultima sezione del report sono descritti gli ulteriori studi condotti sul nuovo indice Smart Readiness Indicator (SRI); in particolare vengono descritti i risultati della prima analisi di mercato svolta con l'obiettivo di adattare il catalogo dei servizi intelligenti europeo al contesto nazionale.
Come si evince dai primi risultati riportati nell'ultimo capitolo, i livelli funzionali d che potrebbero non trovare una rispondenza nello stato dell'arte delle soluzioni tecniche nazionali, riguardano prevalentemente la gestione e controllo degli impianti tramite segnali provenienti dal gestore di rete e la gestione degli impianti che prevedono l'autoapprendimento e l'applicazione di modelli predittivi.
Sulla base dei primi risultati è stato valutato un primo adattamento del catalogo dei servizi allo stato dell'arte del contesto tecnologico nazionale applicandolo a tre casi studio caratterizzati da soluzioni impiantistiche

con elevati standard di automazione. I risultati mostrano un incremento dello SRI per i tre casi studio con un massimo salto pari a 14 punti percentuale rispetto all'applicazione del catalogo completo.

# 8 Bibliografia

[1] ENEA, I. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi: *Sviluppo dell'ambiente di progettazione Optimal DESign for Smart Energy – ODESSE,* Report RSE/2009/188;

[2] F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margotta e G.Puglisi, *ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva,* ENEA, Settembre 2010

[3] B. Di Pietra, A. Pannicelli, S. Piccinelli, A. Ciappa, F. Monteleone, Carlo Bommarito, G. Di Sarra e G. Pace, *Progettazione di soluzioni impiantistiche ibride per gli edifici a "potenza zero",* ENEA, Report Ricerca Di Sistema Elettrico Settembre 2017 - RdS/PAR2016/070

[4] F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margotta e G.Puglisi, ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva, ENEA, Settembre 2010.

[5] F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margotta, G. Puglisi: ODESSE: simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva – ENEA – Report Ricerca di Sistema Elettrico - Report RdS/2010/251

[6] F. Martorana, M. Bonomolo, G. Leone, F. Monteleone, G. Zizzo e M. Beccali, Solar-assisted heat pumps systems for domestic hot water production in small energy communities, Palermo, 2020

[7] 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 – ENEA - Report RdS/PTR2019/046

[8] Servizio Elettrico Nazionale, [Online]. Available: https://www.servizioelettriconazionale.it/it-IT/tariffe/altri-usi/bta-6-trioraria.

[9] ARERA - Delibera 318/2020/R/EEL, *Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici condominiali oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile.*

[10] Vincenzo Corrado, Ilaria Ballarini, Stefano Paolo Corgnati e Novella Tal, «Typology Approach for Building Stock Energy Assessment - Fascicolo sulla Tipologia Edilizia Italiana,» Politecnico di Torino - Dipartimento di Energetica - Gruppo di Ricerca TEBE, Torino, 2011.

[11] «Abaco delle strutture costituenti l'involucro opaco degli edifici - Parametri termofisici,» Rapporto Tecnico UNI/TR 11552, 2014.