

# **SCHEDA DI SINTESI TESI DOTTRATO**

*Scuola di Dottorato in Scienze Umane e Sociali*  
**Dottorato di Ricerca in “Architettura, Disegno Industriale e Beni Culturali”- Ciclo XXXIII**  
*Anno Accademico 2019/2020*

**Titolo della tesi di dottorato:** Analisi energetica, ambientale ed economica di sistemi di riscaldamento e raffrescamento innovativi basati sull'utilizzo dell'energia solare

**Curriculum:** Nuove Tecnologie per l'Ambiente Costruito

**Settore Scientifico Disciplinare:** ING-IND/11

**Dottorando:** Ing. Antonio Ciervo

**Tutor:** Prof. Ing. Antonio Rosato

**Co-Tutor:** Prof. Ing. Sergio Sibilio

## **1. Background**

Negli ultimi decenni la crescita della popolazione e il progresso tecnologico, uniti al desiderio di standard di vita e livelli di comfort sempre elevati, hanno portato ad un aumento del consumo di energia mondiale e, di conseguenza, anche ad un aumento delle emissioni globali di sostanze climalteranti. In questo contesto, i consumi energetici associati agli edifici nell'Unione Europea rappresentano circa il 40% della domanda energetica totale e generano circa il 40-50% delle emissioni totali di gas serra [1,2]. Pertanto, il raggiungimento della sostenibilità nel settore degli edifici richiede uno sforzo enorme sia per ridurre la domanda di energia che per aumentare l'efficienza energetica degli impianti a servizio degli edifici stessi. I progettisti, quindi, sono chiamati ad utilizzare materiali innovativi per la realizzazione dell'involucro edilizio, nonché a promuovere l'adozione di sistemi in grado di sfruttare maggiormente e più efficacemente le fonti rinnovabili [5].

I sistemi di teleriscaldamento (DHS) sono ben consolidati in molti Paesi [6]. Il principio di funzionamento dei DHS prevede di produrre energia termica in maniera centralizzata per poi distribuirla alle utenze al fine di coprire i loro fabbisogni per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria (ACS). I DHS possono essere realizzati secondo diversi schemi impiantistici e possono prevedere l'adozione di macchine di diversa tecnologia; essi possono essere a servizio e/o sia di un limitato gruppo di edifici nello stesso quartiere, sia di interi distretti urbani che comprendono migliaia di utenze. I DHS presentano una serie di vantaggi rispetto agli impianti di riscaldamento decentralizzati convenzionali:

- i. forniscono una più ampia e flessibile possibilità di scelta delle fonti energetiche, consentendo uno sfruttamento più efficace delle energie rinnovabili;
- ii. permettono minori inefficienze per funzionamenti a carichi parziali, consentendo, a parità di combustibile fossile utilizzato, una potenziale riduzione sia dei consumi di energia primaria che delle emissioni climalteranti;
- iii. presentano una maggiore accettabilità sociale;

iv. migliorano la sicurezza e l'affidabilità dell'approvvigionamento energetico.

Ciò significa che i DHS possono essere riconosciuti come sistemi in grado di svolgere un ruolo cardine nel sfruttamento delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e, quindi, la valutazione delle prestazioni dei DHS in funzione delle condizioni climatiche, dei profili di carico degli utenti finali, degli schemi impiantistici, delle tecnologie e delle taglie dei componenti utilizzati, nonché della logica di controllo, risulta di fondamentale importanza [7].

Tra le FER, l'energia solare è sicuramente quella che, a livello mondiale, è caratterizzata da una più significativa disponibilità e potenzialità di sfruttamento, ed il suo utilizzo è supportato da numerosi incentivi legislativi e economici diretti a incentivarne l'uso [8]. L'energia solare può essere convertita in energia termica e/o energia elettrica. Tuttavia, uno degli ostacoli associati all'utilizzo delle tecnologie per lo sfruttamento dell'energia solare risiede nel notevole disallineamento stagionale tra la disponibilità di energia solare (principalmente durante l'estate) e la domanda di energia termica per il riscaldamento (principalmente durante l'inverno). Rispetto a questo punto, i sistemi di accumulo di energia termica di "lungo termine" (o "stagionali") consentono di immagazzinare l'energia termica per settimane e mesi e, pertanto, rappresentano una tecnologia potenzialmente chiave per risolvere il suddetto problema della discrepanza temporale relativa all'utilizzo dell'energia solare per il riscaldamento [9–12].

## 2. Stato dell'arte e principali gaps

È stata condotta l'analisi bibliografica della letteratura scientifica relativa all'utilizzo di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento basati sullo sfruttamento della fonte solare e integrati con accumuli di energia termica di lungo termine, con lo scopo di evidenziare le principali lacune/esigenze dell'attuale stato della ricerca.

La tecnologia degli accumuli termici di lungo termine è stata investigata fin dal 1970. Esistono quattro tipi principali di accumuli stagionali di energia termica sensibile [9–12]: (i) accumuli termici stagionali con serbatoi di acqua calda (HWTES), (ii) accumuli termici stagionali con pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES), (iii) accumuli termici stagionali in falda acquifera (ATES) e (iv) accumuli termici stagionali con sonde geotermiche (BTES). I BTES sono costituiti da circuiti chiusi in cui l'energia termica viene caricata o scaricata nel terreno tramite scambiatori di calore verticali o orizzontali (BHE) installati in pozzi, con una profondità tipicamente compresa tra 30 e 100 m sotto la superficie del suolo; dopo aver realizzato il pozzo, si inserisce nel foro un tubo ad "U" e, al fine di migliorare il contatto termico con il terreno circostante, il pozzo viene riempito con un materiale ad alta conducibilità termica. I BHE possono essere tubi ad "U" singoli o doppi e possono essere collegati idraulicamente tra loro sia in serie che in parallelo.

Sulla base di un'attenta analisi bibliografica della letteratura scientifica, Rad e Fung [13] affermano che gli accumuli termici con sonde geotermiche (BTES) rappresentano la tecnologia più favorevole per lo stoccaggio di lungo termine di energia termica grazie alla significativa capacità termica del terreno e a costi relativamente bassi.

I cosiddetti impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento basati sullo sfruttamento della fonte solare e integrati con accumuli di energia termica di lungo termine (CSHCPSS) sono riconosciuti in tutto il mondo come un'alternativa molto promettente ai sistemi di riscaldamento/raffrescamento convenzionali basati sull'utilizzo di combustibili fossili [15] e sono stati molto studiati negli ultimi anni dal Task 32 e dal Task 45 dall'International Energy Agency (IEA) [16,17], nonché dal programma tedesco Solarthermie [18]. Numerosi CSHCPSS hanno visto la luce in Europa e Nord America [9,11,13–15,19]; in particolare, il numero di CSHCPSS con superficie dei collettori solari maggiore di 500 m<sup>2</sup> è in aumento esponenziale [14]: 244 grandi impianti sono stati installati nel

mondo dal 1985 al 2012, con 138 installazioni aggiuntive nel periodo tra il 2006 e il 2012; nel 2013, solo in Danimarca, sono stati installati 9 impianti [14]. Tutti gli studi [9,11,13–15,19] sono giunti alla conclusione che i CSHCPSS possono svolgere un ruolo significativo nell'implementazione di futuri sistemi energetici intelligenti, grazie ad una frazione solare compresa tra il 16% e l'81%. D'altronde, le prestazioni di tali sistemi risultano fortemente influenzate dalle condizioni climatiche, nonché dai profili di carico. L'analisi bibliografica ha evidenziato che nella letteratura scientifica sono disponibili pochi studi [9,20–23] che hanno investigato le prestazioni di sistemi di teleriscaldamento basati sullo sfruttamento della fonte solare e integrati con accumuli di energia termica di lungo termine nelle condizioni climatiche italiane. Inoltre, l'analisi bibliografica ha rivelato che le indagini condotte nelle condizioni climatiche italiane sono datate, con solo due di questi studi [20,23] riferiti al sud Italia. In aggiunta, è opportuno sottolineare come la maggior parte di questi lavori si è concentrata su distretti di dimensioni molto più grandi rispetto a quello oggetto di studio in questo lavoro di tesi. Infine, tipicamente le prestazioni sono state analizzate solo da un punto di vista energetico, mentre sono stati trascurati gli impatti in termini di emissioni climalteranti e costi.

D'altra parte, è bene sottolineare come uno dei componenti principali che influenza in maniera significativa le prestazioni dei CSHCPSS è sicuramente l'accumulo di energia termica stagionale [24,25]. Le prestazioni di tale accumulo sono fortemente influenzate dalla sua geometria, dalle proprietà termo-fisiche sia del terreno che del materiale di riempimento dei pozzi, dalla temperatura e dalla portata del fluido termovettore, dal numero di pozzi e dal loro collegamento, nonché dalla relativa logica di gestione. Diversi studi scientifici, incentrati sullo studio dei BHE, hanno trattato l'influenza di uno o più di questi parametri, dimostrando l'importanza di tale tema. Tuttavia, l'analisi bibliografica ha rivelato che non sono sostanzialmente disponibili ricerche che valutano l'impatto della progettazione del BTES sulle prestazioni energetiche, ambientali ed economiche complessive dei CSHPSS.

D'altronde la fonte solare è stocastica per cui nel caso di impianti che si basano sullo sfruttamento dell'energia solare è necessario prevedere l'integrazione con sistemi che consentano di compensare l'indisponibilità o l'insufficienza dell'energia solare e coprire i fabbisogni dell'utenza. Numerose sono le tecnologie che possono essere utilizzate come sistemi ausiliari o di back-up. Tra queste, stanno riscontrando un interesse scientifico e applicativo sempre più significativo i sistemi di cogenerazione e i sistemi alimentati a pellet.

I sistemi di micro-cogenerazione (MCHP) consentono di produrre contemporaneamente energia termica ed elettrica con una generazione elettrica inferiore a  $50 \text{ kW}_{el}$  [26]. Essi sono considerati come una tra le tecnologie più efficienti per ridurre il consumo di energia primaria e le emissioni di gas serra [27–30].

I sistemi alimentati a pelle, definite caldaie a pellet, sono sistemi in grado di fornire energia termica attraverso la combustione dei pellet, combustibile classificato come fonte energetica rinnovabile poiché ottenuto da biomassa legnosa, la quale durante il suo ciclo di vita, attraverso il processo di fotosintesi clorofilliana utilizza la  $\text{CO}_2$  atmosferica per riprodursi. In generale, i prezzi del pellet sono inferiori (in termini di €/MJ) e più stabili di quelli del gas naturale [31]. Pertanto, grazie anche al progresso tecnologico che hanno subito negli ultimi anni [32], potrebbero ottenere una grande attenzione nel mercato europeo ed italiano per il raggiungimento degli obiettivi sia sulle fonti energetiche rinnovabili che sulla riduzione dei gas a effetto serra [33].

D'altro canto è opportuno evidenziare come in Italia si è assistito ad una crescente domanda di energia frigorifera nel corso dell'estate, ad oggi generalmente soddisfatta da unità ad azionamento elettrico. In alternativa a quest'ultime, negli ultimi anni sono stati sviluppati da numerose aziende diversi sistemi di refrigerazione ad adsorbimento e oggi sono disponibili anche sul mercato (anche con taglie ridotte) [34–36]. Questa tecnologia, rispetto alle macchine a compressione di vapore

elettriche, è alimentata da energia termica (non energia elettrica), potendo operare anche con temperature di alimentazione di 45-65 °C [34]. Rispetto ai sistemi a compressione di vapore, un ulteriore vantaggio associato ai dispositivi ad adsorbimento è legato all'assenza di parti rotanti che comporta, quindi, minori vibrazioni, minore rumorosità e minore necessità di manutenzione [34,35]. Tuttavia, le macchine frigorifere ad adsorbimento sono caratterizzate da coefficienti di prestazione inferiori (tra 0,4 e 0,7), costo unitario più elevato e dimensioni maggiori a parità di capacità frigorifera [34,35] rispetto alle macchine a compressione di vapore elettriche. Sulla base dell'analisi bibliografica condotta, si può affermare che, ad oggi, non sono stati pubblicati articoli scientifici incentrati sulle prestazioni di CSHCPSS integrati con macchine frigorifere ad adsorbimento operanti in Italia o in altre Paesi dell'Europa [37].

Come già evidenziato, le prestazioni dei CSHCPSS sono fortemente dipendenti dai profili di carico energetico; rispetto a questo punto, è opportuno sottolineare come l'utilizzo di veicoli elettrici sta conoscendo una crescente diffusione, impattando in maniera sempre più significativa sulla domanda di energia elettrica. In particolare, il numero di veicoli elettrici è aumentato in modo esponenziale dal 2011 al 2018 passando, rispettivamente, da 61.000 ad oltre 3.100.000 unità, e si prevede che tali numeri subiranno un ulteriore fronte incremento anche nei prossimi decenni [38]. La diffusione dei Veicoli Elettrici (EV) nell'ultimo decennio è stata favorita dalle necessità di ridurre (i) i consumi energetici nel settore dei trasporti (e le relative emissioni di gas serra e di inquinanti locali) [39] [40,41], (ii) la dipendenza dal petrolio del settore dello stesso settore, e (iii) i costi per chilometro per gli utenti finali rispetto a quelli interni veicoli con motore a combustione [42].

Lo studio sperimentale dei CSHPSS risulta ovviamente estremamente complicato a causa delle dimensioni degli impianti, nonché dei relativi costi e tempi. Di conseguenza, l'utilizzo di strumenti di simulazione dinamica avanzati sono fondamentali per valutare la relazione tra domanda, produzione, distribuzione e stoccaggio di energia dei CSHPSS [7]. Esistono diversi software di simulazione in commercio per modellare e simulare in maniera efficace la complessità dei CSHPSS [6], ma la piattaforma software più utilizzata in letteratura [14,25] è TRNSYS [43]. Tale software consente di modellare e simulare nel dettaglio ogni singolo componente dei CSHPSS, nonché di tener conto delle variabilità temporale delle condizioni climatiche e dei profili di carico termico/frigorifero/elettrico delle utenze. In particolare, De Guadalfajara et al. [44,45] hanno sviluppato un software semplificato per l'analisi, la progettazione preliminare e la valutazione delle prestazioni dei CSHPSS e hanno confrontato il metodo proposto con altre opzioni (incluso TRNSYS) [46]; i risultati del confronto hanno evidenziato che i software di calcolo semplificati disponibili nella letteratura scientifica non possono sostituire le simulazioni dinamiche per l'analisi dei CSHPSS, ma possono rappresentare solo degli strumenti utili per le fasi preliminari di progettazione al fine di valutare tutte le possibili alternative nelle prime fasi del processo decisionale.

### **3. Dissertazione della tesi di dottorato**

Le lacune evidenziate dalla precedente analisi bibliografica condotta hanno rappresentato il punto di partenza delle attività di ricerca descritte nei 7 capitoli di questa tesi di dottorato, il cui indice è riportato in Figura 1. In generale, nella tesi sono investigate, tramite l'utilizzo del software di simulazione TRNSYS 17, le prestazioni di impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, basati sullo sfruttamento dell'energia solare e integrati con un accumulo termico stagionale con sonde geotermiche, a servizio di un distretto composto da 6 tipiche utenze residenziali ubicate a Napoli (sud Italia) con e senza l'utilizzo dei veicoli elettrici.

<b>Indice</b>	
NOMENCLATURA .....	1
INDICE DELLE TABELLE .....	3
INDICE DELLE FIGURE .....	7
INTRODUZIONE .....	15
1.1 Background .....	15
1.2 Stato dell'arte .....	16
1.3 Struttura e contenuti della tesi .....	19
1.4 Obiettivi della tesi .....	21
CAPITOLO 1 .....	23
Fonti rinnovabili e quadro di riferimento .....	23
1.1 Introduzione .....	23
1.2 Quadro energetico .....	25
1.3 Quadro normativo .....	31
1.4 Fonte solare: tecnologie e utilizzi .....	36
1.4.1 Collettori solari .....	36
1.4.2 I pannelli fotovoltaici .....	41
1.4.3 Sistemi ibridi fotovoltaici e termici .....	43
CAPITOLO 2 .....	47
Accumuli termici stagionali .....	47
2.1 Introduzione .....	47
2.2 L'accumulo di energia .....	47
2.3 L'accumulo di energia elettrica .....	48
2.4 L'accumulo di energia termica .....	51
2.5 Accumuli termici stagionali .....	54
2.5.1 Accumuli termici con serbatoi di acqua calda (HWTES) .....	55
2.5.2 Accumuli termici con sonde geotermiche (BTES) .....	57
2.5.3 Accumuli termici in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES) .....	62
2.5.4 Accumulo termico in falda acquifera (ATES) .....	65
2.6 Confronto tra le diverse tipologie di accumulo termico stagionale .....	69
CAPITOLO 3 .....	71
Impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale .....	71
3.1 Introduzione .....	71
3.2 Schemi impiantistici .....	73
3.3 Tecnologie dei componenti .....	76
3.3.1 Caldaia a gas naturale .....	77
3.3.2 Sistema di micro-cogenerazione con motore a combustione interna .....	78
3.3.3 Sistema di micro-cogenerazione con motore Stirling .....	81
3.3.4 Caldaia a pellet .....	82
3.3.5 Pompe di calore ad adsorbimento .....	84
3.4 Criteri di dimensionamento .....	85
3.5 Analisi bibliografica delle applicazioni .....	86
CAPITOLO 4 .....	95
Casi studio: descrizione del distretto .....	95
4.1 Introduzione .....	95
4.2 Caratteristiche generali del distretto .....	95
4.2.1 Geometria e caratteristiche delle utenze .....	98
4.2.2 Profilo occupazione .....	99
4.2.3 Profilo di carico elettrico .....	101
4.2.4 Infiltrazioni .....	108
4.2.5 Profilo di acqua calda sanitaria .....	109
CAPITOLO 5 .....	111
Impianti proposti e di riferimento .....	111
5.1 Introduzione .....	111
5.2 Descrizione dell'impianto di riferimento .....	111
5.2.1 Descrizione dell'impianto di riscaldamento e ACS di riferimento .....	111
5.2.2 Descrizione dell'impianto di riscaldamento e di raffrescamento di riferimento .....	115
5.3 Descrizione degli impianti di teleriscaldamento proposti .....	118
5.3.1 Schemi proposti, principio di funzionamento, caratteristiche tecniche e logica di controllo .....	118
5.3.2 Layout dei componenti per lo schema .....	175
5.4 Descrizione dell'impianto proposto di teleriscaldamento e teleraffrescamento .....	179
5.4.1 Schema e principio di funzionamento .....	179
5.4.2 Caratteristiche dei componenti .....	183
5.4.3 Logica di controllo .....	186
5.5 Software di simulazione .....	191
5.6 Modelli di simulazione .....	196
5.6.1 Impianti convenzionali .....	196
5.6.2 Impianto proposto di teleriscaldamento .....	197
5.6.3 Impianto proposto di teleriscaldamento e teleraffrescamento .....	201
CAPITOLO 6 .....	205
Metriche di confronto energetico, economico e di impatto ambientale .....	205
6.1 Metriche di confronto energetico, economico e di impatto ambientale .....	205
6.1.1 Analisi energetica .....	205
6.1.2 Analisi di impatto ambientale .....	211
6.1.3 Analisi economica .....	213
CAPITOLO 7 .....	221
Analisi dei risultati .....	221
7.1 Introduzione .....	221
7.2 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento .....	222
7.2.1 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento senza veicoli elettrici CS_1 .....	222
7.2.2 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento con i veicoli elettrici CS_2 .....	223
7.3 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento di riferimento .....	224
7.3.1 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento convenzionale senza veicoli elettrici CS_3 .....	225
7.3.2 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento convenzionale con i veicoli elettrici CS_4 .....	226
7.4 Richieste di energia del distretto residenziale .....	227
7.5 Analisi parametrica per l'ottimizzazione della taglia dei principali componenti del sistema proposto di teleriscaldamento .....	232
7.5.1 Analisi parametrica al variare della taglia dei collettori solari, dell'accumulo termico stagionale e dell'accumulo termico di breve termine .....	233
7.5.2 Analisi parametrica al variare delle caratteristiche termofisiche del terreno e della configurazione dell'accumulo termico stagionale .....	245
7.6 Performance del sistema di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale .....	256
7.6.1 Performance dell'impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale senza veicoli elettrici .....	256
7.6.2 Performance dell'impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale con veicoli elettrici .....	268
7.7 Performance del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale .....	278
7.7.1 Performance dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale senza veicoli elettrici .....	279
7.7.2 Performance dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale con veicoli elettrici .....	287
CONCLUSIONI .....	297
BIBLIOGRAFIA .....	303
ELENCO DELLE PUBBLICAZIONI SCIENTIFICHE .....	317
RINGRAZIAMENTI .....	321

**Figura 1.** *Indice della tesi di dottorato.*

Più nel dettaglio, le prestazioni di tali impianti sono state valutate conducendo un totale di 110 casi simulativi al variare: (i) dell'area dei collettori solari termici, (ii) dei volumi degli accumuli termici di breve e lungo termine, (iii) della configurazione (serie/parallelo) dei pozzi dell'accumulo termico di lungo termine; (iv) del numero dei pozzi dell'accumulo termico di lungo termine; (v) dell'interasse dei tubi ad "U" delle sonde geotermiche; (vi) delle caratteristiche termofisiche del terreno e del materiale di riempimento dei pozzi; (vii) della tecnologia utilizzata per lo sfruttamento della fonte solare (collettori solari termico con o senza pannelli fotovoltaici); (viii) della tecnologia del sistema di produzione di energia termica di back-up e del (ix) del tipo di combustibile da esso utilizzato (fossile o rinnovabile); (x) dell'eventuale utilizzo di un accumulo di energia elettrica da accoppiare a sistemi di produzione elettrica; e (xi) dello schema di produzione dell'acqua calda sanitaria.

Le prestazioni dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento proposti sono confrontate con quelle di impianti convenzionali di riscaldamento e/o raffrescamento a servizio delle stesse utenze. Il confronto è stato condotto dal punto di vista energetico, economico e di impatto ambientale al fine di stimare i potenziali vantaggi in termini di riduzione del consumo di energia primaria, delle emissioni equivalenti di anidride carbonica e dei costi di esercizio, con riferimento al contesto italiano e ad un periodo di simulazione di 5 anni.

In particolare, nel capitolo 1 sono descritti brevemente il quadro energetico e normativo del contesto italiano, e sono descritte le possibili tecnologie utilizzabili per lo sfruttamento dell'energia solare.

Nel capitolo 2 sono descritti nel dettaglio e confrontati, sulla base delle risultanze disponibili nella letteratura scientifica, i diversi sistemi per l'accumulo di energia termica di lungo termine.

Nel capitolo 3 vengono presentati gli schemi di funzionamento, le tecnologie dei componenti, i criteri di dimensionamento di massima degli impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, nonché i principali risultati delle applicazioni riportate negli studi scientifici di letteratura che ne hanno investigato le prestazioni.

Nel capitolo 4 è descritto nel dettaglio il distretto servito dalle tipologie impiantistiche proposte in termini di geometria e caratteristiche dell'involucro, profili di presenza e di carico.

Nel capitolo 5 è riportata una descrizione degli impianti di riscaldamento e raffrescamento convenzionali assunti come riferimento; nello stesso capitolo sono descritti sia gli impianti di teleriscaldamento che gli impianti di teleraffrescamento proposti in termini di schemi impiantistici, principio di funzionamento, caratteristiche dei componenti, e logica di controllo.

Nel capitolo 6 sono dettagliate le metriche usate per il confronto energetico, economico e di impatto ambientale tra i sistemi di riferimento e quelli proposti.

Nel capitolo 7, infine, sono riportati tutti i risultati delle simulazioni e del confronto tra gli impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento proposti e quelli assunti come riferimento.

## **4. Obiettivi della tesi**

Gli obiettivi principali della tesi si possono così sintetizzare:

- Individuare delle linee guida per il dimensionamento preliminare degli impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a energia solare integrati con accumuli stagionali;
- stimare i potenziali vantaggi associati all'utilizzo dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento a energia solare integrati con accumuli stagionali rispetto agli impianti tradizionali con riferimento al contesto italiano;
- valutare le prestazioni dell'accumulo termico "stagionale" con sonde geotermiche;

- individuare la tecnologia di back-up più adatta da adottare negli impianti di teleriscaldamento e teleriscaldamento proposti;
- valutare l'integrazione degli impianti di teleriscaldamento e teleriscaldamento proposti con pannelli fotovoltaici accoppiati a sistema di accumulo elettrico;
- investigare i benefici associati all'utilizzo di macchine frigorifere ad adsorbimento;
- stimare i benefici derivanti dalla possibilità di preriscaldare l'acqua di rete, tramite il recupero di energia termica dal circuito di distribuzione, al fine della produzione di acqua calda sanitaria.

## 5. Risultati di sintesi delle principali acquisizioni

In questo lavoro di tesi sono stati modellati, simulati e analizzati, tramite il software TRNSYS 17, un impianto di teleriscaldamento e un impianto di teleraffrescamento (Figura 2), basati sullo sfruttamento dell'energia solare e integrati con un accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES), a servizio di un distretto composto da 6 tipiche utenze residenziali (Figura 3) ubicate a Napoli (sud Italia) con e senza veicoli elettrici.

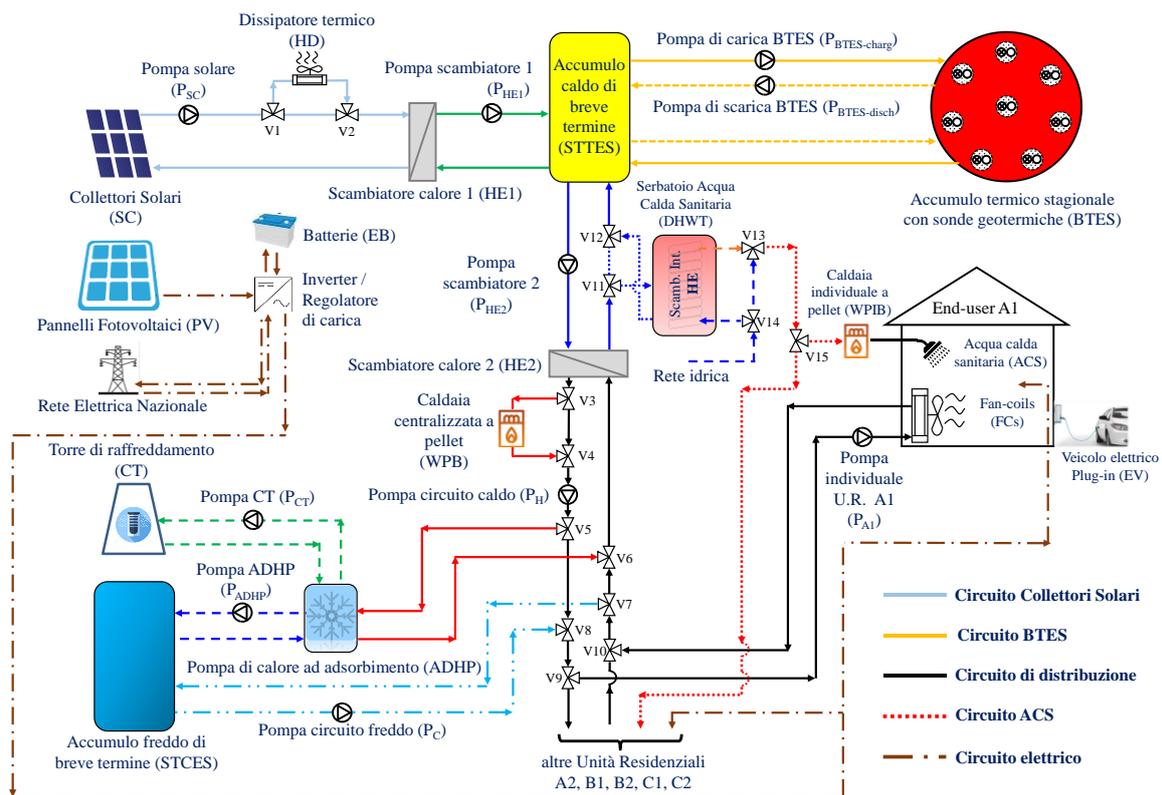


Figura 2. Schema dell'impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento (CSHCPSS).



*Figura 3. Vista del distretto residenziale – Modello planivolumetrico.*

Le prestazioni dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento proposti sono state confrontate con quelle di impianti convenzionali di riscaldamento e/o raffrescamento a servizio delle stesse utenze. Il confronto è stato condotto dal punto di vista energetico, economico e di impatto ambientale, con riferimento allo scenario italiano e ad un periodo di simulazione di 5 anni. In particolare, il confronto è stato condotto in termini di differenza percentuale tra i consumi di energia prima del sistema convenzionale e quello proposto (PES), differenza percentuale tra la massa di emissioni equivalenti di anidride carbonica del sistema convenzionale e quello proposto (emissioni equivalenti di anidride carbonica ( $\Delta\text{CO}_2$ )), differenza percentuale tra i costi di esercizio del sistema convenzionale e quello proposto ( $\Delta\text{OC}$ ) e periodo di ritorno del capitale investito (periodo SPB), coerentemente con l'approccio seguito generalmente in letteratura. Inoltre, per tutti i sistemi proposti, è stato calcolato anche l'entità del contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei fabbisogni di energia elettrica e termica del distretto residenziale, definendo i seguenti indici:

- la frazione solare termica per il riscaldamento invernale ( $\text{SF}_{\text{th,heating}}$ ), che rappresenta la percentuale di energia termica per il riscaldamento invernale coperta tramite la fonte solare;
- la frazione solare termica complessiva ( $\text{SF}_{\text{th}}$ ), che rappresenta la percentuale di energia termica fornita dall'impianto proposto tramite la fonte solare;
- la frazione termica rinnovabile ( $\text{RF}_{\text{th}}$ ), definita come il rapporto tra la quantità di energia termica ottenuta da fonte rinnovabile (fonte solare e/o pellet) e l'energia termica totale richiesta per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria;
- la frazione elettrica rinnovabile ( $\text{RF}_{\text{el}}$ ), definita come il rapporto tra la domanda di energia elettrica coperta grazie alla fonte solare e i consumi globali di energia elettrica sia dell'impianto che del distretto;
- la frazione totale rinnovabile ( $\text{RF}_{\text{tot}}$ ), definita come il rapporto tra la domanda di energia (termica ed elettrica) coperta grazie alla fonte solare e/o al pellet e il fabbisogno energetico complessivo (termico ed elettrico) sia dell'impianto che del distretto.

Preliminarmente è stata condotta un'analisi parametrica con riferimento all'impianto di teleriscaldamento al variare dell'area dei collettori solari, del volume dell'accumulo termico stagionale e del volume dell'accumulo termico di breve termine. Successivamente è stata condotta un'analisi parametrica variando le caratteristiche termofisiche del terreno e materiale di riempimento dei pozzi, nonché e la configurazione geometrica dell'accumulo termico stagionale e del tipo di fluido termovettore

I risultati di tali analisi parametrica hanno evidenziato che:

- il sistema proposto presenta le migliori prestazioni energetiche nel caso di 4,42 m<sup>2</sup> di collettori solari per MWh di fabbisogno annuo di energia termica, 0,4 m<sup>3</sup> di STTES per MWh di fabbisogno annuo di energia termica e 7,2 m<sup>3</sup> di BTES per m<sup>2</sup> di collettori solari;
- il sistema proposto permette di ottenere valori di  $SF_{th,heating}$  rilevanti (fino al 40,1%);
- il sistema proposto è sempre in grado di ridurre il consumo di energia primaria (fino al 7,30%), le emissioni di anidride carbonica (fino al 4,76%) e i costi di esercizio (fino al 18,30%) rispetto ad un sistema di riscaldamento decentralizzato convenzionale, qualunque sia la configurazione del sistema proposto;
- i valori di  $PES^{5th-year}$ ,  $\Delta CO_2^{5th-year}$  e  $\Delta OC^{5th-year}$  relativi al 5° anno di esercizio aumentano notevolmente con la conducibilità termica sia del materiale di riempimento dei pozzi che del terreno;
- la distanza tra i tubi ad "U", nonché il fluido termovettore, hanno un'influenza trascurabile sulle prestazioni complessive della rete di teleriscaldamento;
- per un dato tipo di connessione delle sonde geotermiche (BHE), i valori di  $PES^{5th-year}$ ,  $\Delta CO_2^{5th-year}$  e  $\Delta OC^{5th-year}$  aumentano con il numero di BHE fino a raggiungere i valori massimi nel caso di un numero di BHE pari a 8 per poi diminuire leggermente; in particolare, la variazione è significativa quando il numero di BHE aumenta da 2 a 4 (poi diventa meno rilevante);
- per un dato numero di BHE, i valori di  $PES^{5th-year}$ ,  $\Delta CO_2^{5th-year}$  e  $\Delta OC^{5th-year}$  relativi al 5° anno di esercizio sono massimizzati nel caso in cui i pozzi sono collegati in serie, anche se gli effetti della connessione tra le sonde geotermiche non risultano essere particolarmente significativi.

Sulla base dei risultati delle analisi parametriche condotte è stata determinata la taglia dei principali componenti del sistema e le caratteristiche ottimali del suolo, del materiale di riempimento dei pozzi e della configurazione geometrica dell'accumulo termico stagionale.

Successivamente sono state definite ulteriori 6 configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento differenti tra loro per: (i) configurazione del campo solare (costituito da soli collettori solari termici o integrato anche con pannelli fotovoltaici accoppiati a un accumulo elettrico); (ii) tecnologia da utilizzare come sistema ausiliario di backup per compensare l'intermittenza della fonte solare (sono state investigate: a) caldaia a gas naturale, b) caldaia a pellet di legno, c) MCHP con motore a combustione interna alimentato a gas naturale, d) MCHP con motore Stirling alimentato a gas naturale); (iii) presenza di accumuli termici di breve termine distribuiti per preriscaldare l'acqua di rete, recuperando calore dal circuito di distribuzione, ai fini della produzione di acqua calda sanitaria.

Al fine di valutare le prestazioni del sistema di teleriscaldamento proposto al variare del carico elettrico delle utenze residenziali, le stesse configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento sono state valutate anche nel caso di impiego di sei veicoli elettrici plug-in (EV), uno per ogni utenza residenziale. I sei profili di ricarica stocastici utilizzati (denominati EV1, EV2, EV3, EV4, EV5 ed EV6) sono stati ricavati dal Plug-in Electric Vehicle and Charge Impact Model (PEV-CIM) [47] dal centro di ricerca "Natural Resources Canada" e variano sia in base alle diverse distanze giornaliere percorse dai veicoli (30 e 53 km) che in base ai livelli di potenza utilizzati in fase di ricarica (2,2, 3,6 e 6,6 kW<sub>el</sub>).

I risultati di queste ulteriori simulazioni hanno evidenziato che:

- tutte le configurazioni proposte consentono di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento, con valori di PES<sup>5th-year</sup>, ΔCO<sub>2</sub><sup>5th-year</sup> e ΔOC<sup>5th-year</sup> rispettivamente pari al 94,9%, l'88,5% e il 58,8%;
- la percentuale dei fabbisogni termici coperta tramite la fonte rinnovabile (energia solare e pellet) raggiunge il 100%;
- la percentuale dei fabbisogni elettrici complessivi coperta tramite il solare fotovoltaico raggiunge valori molto rilevanti (RF<sub>el</sub> = 91,8%);
- la percentuale della domanda complessiva di energia (termica ed elettrica) coperta grazie alla fonte solare e/o al pellet raggiunge valori estremamente significativi (RF<sub>tot</sub> = 96,8%);
- l'utilizzo della caldaia a pellet come unità di back-up, al posto della caldaia a gas naturale, consente, a fronte di un maggiore costo di investimento, di ridurre il consumo di energia primaria (-12,7%, corrispondente a -7,81 MWh<sub>p</sub> di energia primaria), le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalenti (-10,2%, corrispondenti a -1420 kgCO<sub>2,eq</sub>) e i costi operativi (-2,3%, corrispondenti a -110 €/anno);
- utilizzando i sistemi di micro-cogenerazione come unità di back-up si osservano, oltre a maggiori costi di investimento, prestazioni peggiori rispetto sia alla caldaia a gas naturale che alla caldaia a pellet, a causa di un significativo sfasamento temporale tra la produzione elettrica e la richiesta elettrica;
- utilizzando gli accumuli termici distribuiti per preriscaldare l'acqua di rete recuperando energia termica dal circuito di distribuzione, si ottiene un notevole risparmio energetico (PES<sup>5th-year</sup> dal 20,8% al 37,1% corrispondente a -9,9 MWh<sub>p</sub> di energia primaria), oltre che un diminuzione delle emissioni equivalenti di CO<sub>2</sub> (ΔCO<sub>2</sub><sup>5th-year</sup> dal 15,6% al 27,0% corrispondente a -1580 kgCO<sub>2,eq</sub>), rispetto alla configurazione con le sole caldaie distribuite a gas naturale; tuttavia, i costi operativi sono leggermente più alti (ΔOC<sup>5th-year</sup> dal 10,5% al 9,6%, corrispondenti a +40 €/anno) così come i costi d'investimento;
- l'utilizzo di pannelli fotovoltaici abbinati ad accumuli elettrici migliora notevolmente le prestazioni dell'impianto di teleriscaldamento in termini di PES<sup>5th-year</sup> (dal 37,1% al 94,9%, corrispondente a -35,4 MWh<sub>p</sub> di energia primaria), ΔCO<sub>2</sub><sup>5th-year</sup> (dal 27,0% fino all'88,5%, corrispondente a -8510 kgCO<sub>2,eq</sub>) e ΔOC<sup>5th-year</sup> (dal 9,6% al 58,8%, corrispondente a -2310 €/anno), anche se bisogna sostenere un significativo extra costo d'investimento.

Per stimare il tempo necessario per recuperare il superiore costo dell'investimento iniziale dell'impianto di teleriscaldamento rispetto allo schema convenzionale di riferimento è stato valutato il periodo di ritorno dell'investimento (SPB); esso risulta essere inferiore ai 5 anni per tutti i casi simulati nel caso in cui si ha accesso agli attuali incentivi economici posti in essere dal Governo italiano (senza i quali, nell'attuale scenario, le configurazioni proposte non sarebbero economicamente sostenibili).

In conclusione, in questo lavoro di tesi è stato analizzato anche un impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento a servizio delle stesse utenze residenziali, basato sullo sfruttamento della fonte solare e integrato con accumulo di energia termica di lungo termine e con macchine frigorifere ad adsorbimento; le simulazioni sono state condotte con e senza veicoli elettrici. I risultati delle simulazioni hanno evidenziato che:

- le configurazioni proposte consentono di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento, con valori massimi di PES<sup>5th-year</sup>, ΔCO<sub>2</sub><sup>5th-year</sup> e ΔOC<sup>5th-year</sup>, rispettivamente, pari al 46,6%, 42,6% e 39,4%;
- la percentuale dei fabbisogni termici coperta tramite la fonte rinnovabile (energia solare e pellet) raggiunge il 100%;
- la percentuale dei fabbisogni elettrici complessivi coperta tramite il solare fotovoltaico (RF<sub>el</sub>) raggiunge valori massimi pari al 34,9%;
- la percentuale della domanda totale di energia (termica ed elettrica) coperta grazie alla fonte solare e/o al pellet raggiunge un valore massimo dell'83,8%;
- il SPB, stimato considerando gli incentivi economici posti in essere dal Governo italiano, risulta essere, nel caso migliore, di circa 19 anni.

## BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] European Parliament, Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of the 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on the useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, 2004.
- [2] I. Dincer, Renewable energy and sustainable development: A crucial review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 4 (2000) 157–175. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(99\)00011-8](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(99)00011-8).
- [3] Italian Decree, DL n.48 del 10/06/2020, (2020). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/06/10/20G00066/sg> (accessed March 10, 2021).
- [4] European Parliament, Directive 2018/844/UE, (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&from=IT> (accessed March 10, 2021).
- [5] A. Capozzoli, A. Gorrino, V. Corrado, A building thermal bridges sensitivity analysis, *Appl. Energy.* 107 (2013) 229–243. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.045>.
- [6] M.A. Sayegh, J. Danielewicz, T. Nannou, M. Miniewicz, P. Jadwiszczak, K. Piekarska, H. Jouhara, Trends of European research and development in district heating technologies, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 68 (2017) 1183–1192. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.023>.
- [7] E. Carpaneto, P. Lazzeroni, M. Repetto, Optimal integration of solar energy in a district heating network, *Renew. Energy.* 75 (2015) 714–721. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.055>.
- [8] K.H. Solangi, M.R. Islam, R. Saidur, N.A. Rahim, H. Fayaz, A review on global solar energy policy, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (2011) 2149–2163. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.007>.
- [9] A. Hesarakı, S. Holmberg, F. Haghightat, Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects - A comparative review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 43 (2015) 1199–1213. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.002>.
- [10] P. Pinel, C.A. Cruickshank, I. Beausoleil-Morrison, A. Wills, A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications, *Renew. Sustain.*

Energy Rev. 15 (2011) 3341–3359. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.013>.

- [11] J. Xu, R.Z. Wang, Y. Li, A review of available technologies for seasonal thermal energy storage, *Sol. Energy*. 103 (2014) 610–638. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.006>.
- [12] C.R. Matos, J.F. Carneiro, P.P. Silva, Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification, *J. Energy Storage*. 21 (2019) 241–258. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>.
- [13] F.M. Rad, A.S. Fung, Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage - Review of systems, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 60 (2016) 1550–1561. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.025>.
- [14] M. Guadalajara, M. Lozano, L. Serra, Analysis of Large Thermal Energy Storage for Solar District Heating, *Eurotherm Semin. #99 Adv. Therm. Energy Storage*. (2014) 1–10. <https://doi.org/10.13140/2.1.3857.6008>.
- [15] C. Flynn, K. Sirén, Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage, *Renew. Energy*. 81 (2015) 377–388. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.036>.
- [16] IEA-SHC, IEA-SHC - Task 32 - Advanced storage concepts for solar and low energy buildings', (n.d.). <http://task32.iea-shc.org/> (accessed March 12, 2021).
- [17] IEA SHC task 45, Large Systems: Large Solar Heating/Cooling Systems, Seasonal Storage, Heat Pumps, (n.d.). <http://task45.iea-shc.org/> (accessed March 12, 2021).
- [18] L. Lottner, M.E. Schulz, E. Hahne, Solar-Assisted District Heating Plants: Status of the German Programme Solarthermie-2000, *Sol. Energy*. 69 (2000) 449–459. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00125-0](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00125-0).
- [19] B. Rismanchi, District energy network (DEN), current global status and future development, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 75 (2017) 571–579. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.025>.
- [20] G. Oliveti, N. Arcuri, S. Ruffolo, First experimental results from a prototype plant for the interseasonal storage of solar energy for the winter heating of buildings, *Sol. Energy*. 62 (1998) 281–290. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00011-5](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00011-5).
- [21] D. Buoro, P. Pinamonti, M. Reini, Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating, *Appl. Energy*. 124 (2014) 298–308. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.02.062>.
- [22] D. Panno, A. Buscemi, M. Beccali, C. Chiaruzzi, G. Cipriani, G. Ciulla, V. Di Dio, V. Lo Brano, M. Bonomolo, A solar assisted seasonal borehole thermal energy system for a non-residential building in the Mediterranean area, *Sol. Energy*. (2018). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.014>.
- [23] Dalenbäck JO, IEA, Solar heating and cooling programme, Task VII, in Central solar heating plants with seasonal storage-status report, Stockholm, Sweden, 1990.
- [24] J. Wołoszyn, A. Gołaś, Sensitivity analysis of efficiency thermal energy storage on selected rock mass and grout parameters using design of experiment method, *Energy Convers. Manag.* 87 (2014) 1297–1304. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.059>.
- [25] B. Talebi, F. Haghghat, P. Tuohy, P.A. Mirzaei, Optimization of a hybrid community district heating system integrated with thermal energy storage system, *J. Energy Storage*. 23 (2019) 128–137. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.006>.

- [26] G. Ciampi, A. Rosato, M. Scorpio, S. Sibilio, Experimental analysis of a micro-trigeneration system composed of a micro-cogenerator coupled with an electric chiller, *Appl. Therm. Eng.* 73 (2014) 1309–1322. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.09.018>.
- [27] E. Entchev, L. Yang, M. Ghorab, A. Rosato, S. Sibilio, Energy, economic and environmental performance simulation of a hybrid renewable microgeneration system with neural network predictive control, *Alexandria Eng. J.* (2018). <https://doi.org/10.1016/j.aej.2016.09.001>.
- [28] H. Ribberink, E. Entchev, Exploring the potential synergy between micro-cogeneration and electric vehicle charging, *Appl. Therm. Eng.* 71 (2014) 677–685. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.10.051>.
- [29] S. Koochi-Fayegh, M.A. Rosen, A review of energy storage types, applications and recent developments, *J. Energy Storage.* 27 (2020) 101047. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>.
- [30] E.-C. Kang, E.-J. Lee, M. Ghorab, L. Yang, E. Entchev, K.-S. Lee, N.-J. Lyu, Investigation of Energy and Environmental Potentials of a Renewable Trigeneration System in a Residential Application, *Energies.* 9 (2016) 760. <https://doi.org/10.3390/en9090760>.
- [31] F. Bilgili, E. Koçak, Ü. Bulut, S. Kuşkaya, Can biomass energy be an efficient policy tool for sustainable development?, *Renew. Sustain. Energy Rev.* (2017). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.109>.
- [32] V.K. Verma, S. Bram, J. De Ruyck, Small scale biomass heating systems: Standards, quality labelling and market driving factors - An EU outlook, *Biomass and Bioenergy.* (2009). <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.06.002>.
- [33] S. Sikkema, M. Steiner, M. Junginger, W. Hiegl, M.T. Hansen, A. Faaij, The European wood pellet markets: current status and prospects for 2020, *Biofuels, Bioprod. Biorefining.* 5 (2011) 250–278. <https://doi.org/10.1002/bbb.277>.
- [34] A. Buonomano, F. Calise, A. Palombo, Solar heating and cooling systems by absorption and adsorption chillers driven by stationary and concentrating photovoltaic/thermal solar collectors: Modelling and simulation, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81 (2018) 1112–1146. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.056>.
- [35] A.A. Hassan, A.E. Elwardany, S. Ookawara, M. Ahmed, I.I. El-Sharkawy, Integrated adsorption-based multigeneration systems: A critical review and future trends, *Int. J. Refrig.* 116 (2020) 129–145. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2020.04.001>.
- [36] FAHRENHEIT GmbH, eCoo30, (n.d.).
- [37] L. Yang, E. Entchev, A. Rosato, S. Sibilio, Smart thermal grid with integration of distributed and centralized solar energy systems, *Energy.* 122 (2017) 471–481. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.114>.
- [38] D. Gudmunds, E. Nyholm, M. Taljegard, M. Odenberger, Self-consumption and self-sufficiency for household solar producers when introducing an electric vehicle, *Renew. Energy.* (2019). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.030>.
- [39] European Commission, European Commission, Reducing Emissions from Transport, (n.d.). [http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/index_en.htm) (accessed March 15, 2021).
- [40] P. Mancarella, G. Chicco, Global and local emission impact assessment of distributed cogeneration systems with partial-load models, *Appl. Energy.* 86 (2009) 2096–2106. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.12.026>.

- [41] G. Angrisani, A. Rosato, C. Roselli, M. Sasso, S. Sibilio, A. Unich, Influence of climatic conditions and control logic on NO<sub>x</sub> and CO emissions of a micro-cogeneration unit serving an Italian residential building, *Appl. Therm. Eng.* (2014). <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.037>.
- [42] US Department of Energy, Lessons Learned – The EV Project Greenhouse Gas (GHG) Avoidance and Fuel Cost Reduction, Final Report, 2012. [http://www.theevproject.com/downloads/documents/15\\_GHG\\_Avoidance\\_V1.1.pdf](http://www.theevproject.com/downloads/documents/15_GHG_Avoidance_V1.1.pdf).
- [43] TRNSYS, The transient energy system simulation tool, (n.d.). <http://www.trnsys.com> (accessed June 15, 2020).
- [44] M. Guadalfajara, M.A. Lozano, L.M. Serra, A simple method to calculate Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage, *Energy Procedia*. 48 (2014) 1096–1109. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.124>.
- [45] L.M. Serra, M. Guadalfajara, M.A. Lozano, J. Redriguez, Software for the Analysis, Predesign and Performance Evaluation of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage, in: *EuroSun 2014 Aix-Les-Bains (France)*, 16 – 19 Sept. 2014, 2014: pp. 1–10. <https://doi.org/10.18086/eurosun.2014.19.12>.
- [46] M. Guadalfajara, M.A. Lozano, L.M. Serra, Comparison of simple methods for the design of central solar heating plants with seasonal storage, *Energy Procedia*. 48 (2014) 1110–1117. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.125>.
- [47] Natural Resources Canada, The Plug-in Electric Vehicle – Charge Impact Model (PEV-CIM), (2019). <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/data-analysis-software-and-modelling-tools/pev-cim/7441>.