

Dipartimento di Architettura e Disegno Industriale
Dipartimento di Lettere e Beni Culturali

Scuola di Dottorato in Scienze Umane e Sociali

Dottorato di Ricerca in “Architettura, Disegno Industriale e Beni Culturali”
Coordinatore: Prof. Arch. Paolo Giordano

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
SSD: ING-IND/11
Ciclo XXXIII

Tutor

Prof. Ing. Antonio Rosato

Dottorando

Ing. Antonio Ciervo

Co Tutor

Prof. Ing. Sergio Sibilio

Un pianeta migliore è un sogno che inizia a realizzarsi
quando ognuno di noi decide di migliorare se stesso.

“Mahatma Gandhi”

Indice

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

NOMENCLATURA

Lettere latine

AC	corrente alternata
A	utenza residenziale tipologia A
A1	utenza residenziale A1
A2	utenza residenziale A2
ACS	acqua calda sanitaria
B	utenza residenziale B
B1	utenza residenziale B1
B2	utenza residenziale B2
BHE	scambiatore di calore per pozzo
BTES	accumulo termico stagionale con sonde geotermiche
BS	sistema ausiliario di backup
C	utenza residenziale tipologia C
C1	utenza residenziale C1
C2	utenza residenziale C2
CC	costo di investimento (€)
CO ₂	emissioni equivalenti di anidride carbonica
CS	sistema convenzionale
CSHPSS	Impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale
DC	corrente continua
DH	district heating (teleriscaldamento)
DHWT	accumulo termico per acqua calda sanitaria
E	energia (MWh)
EB	accumulo elettrico
EI	incentivi economici (€/anno)
ETC	Evacuated Tube Collector
EU	Unione Europea
FC	fan-coil
FPC	Flat Plate Collector
G	irradiazione solare (kJ/hm ²)
h	profondità di un pozzo (m)
HD	dissipatore termico

HE1	scambiatore di calore 1
HE2	scambiatore di calore 2
ICE	motore a combustione interna
ICE- MCHP	MCHP basato su motore a combustione interna
K	incidence angle modifier
LHV	potere calorifico inferiore (kJ/kg)
m	massa (kg)
\dot{m}	portata massica (kg/h)
MB	caldaia di back-up centralizzata
MCHP	micro-cogeneratore
n	numero totale di pozzi del BTES
OC	costi operativi (€)
P	potenza (kW) / pompa
PES	risparmio di energia primaria (%)
PUN	prezzo unico nazionale (€/kWh)
PV	fotovoltaico
PVT	pannelli termo-fotovoltaici
PZ	prezzo zonale (€/kWh)
s	distanza tra due pozzi (m)
SC	campo di collettori solari termici
SE	motore Stirling
SE- MCHP	MCHP basato su motore Stirling
SF	frazione solare
STTES	accumulo termico di breve termine
T	temperature (°C)
T _m	temperatura media tra la temperatura di ingresso e quella di uscita dai collettori solari (°C)
UC	costo unitario (€/kWh, €/m ³)
V	valvole a 3-vie / Volume (m ³)

Lettere greche

α	fattore di emissione di CO ₂ associato al consumo di
----------	--

	energia elettrica	nom	nominale
	(kgCO _{2,eq} /kWh _{el})	out	uscita
β	fattore di emissione di CO ₂ associato al consumo di gas naturale (kgCO _{2,eq} /kW _{hp})	p	primaria
		PP	centrale elettrica
Δ	differenza	room	ambiente interno
η	efficienza (-)	SC	campo di collettori solari termici
λ	conducibilità termica (W/mK)	set-point	target
θ	angolo d'incidenza della radiazione solare diretta (°)	sold	energia elettrica venduta alla rete elettrica nazionale
ρ	densità (kg/m ³)	STTES	accumulo termico di breve termine
<u>Apici / Pedici</u>		th	termica
1	nodo 1 in testa al STTES	tot	totale
10	nodo 10 sul fondo del STTES		
5-year	referito al quinto anno di simulazione		
ACS	acqua calda sanitaria		
amb	ambiente		
avg	valore medio		
BTES	accumulo termico stagionale con sonde geotermiche		
center	centro dell'accumulo di energia termica stagionale		
charg	carica		
CO ₂	emissioni equivalenti di anidride carbonica		
cold	lato freddo		
CS	sistema convenzionale		
CSHPSS	Impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale		
DH	teleriscaldamento		
disch	scarica		
el	elettrico		
exp	esportato nella rete elettrica / sperimentale		
FC	fan-coils		
HD	dissipatore termico		
HE1	scambiatore di calore 1		
HE2	scambiatore di calore 2		
Hot	lato caldo		
HE	scambiatore di calore interno		
import	energia elettrica importata dalla rete elettrica nazionale		
in	ingresso		
ng	gas naturale		

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.2.1. Sistemi di accumulo di energia [67–69]	48
Tabella 2.4.1. Proprietà dei mezzi di accumulo per accumuli di calore sensibile.	53
Tabella 2.5.1. Materiali isolanti generalmente utilizzati negli HWTES.....	56
Tabella 2.5.2. Valori tipici di resistenza termica di un pozzo dei BTES [77].	58
Tabella 2.5.3. Caratteristiche termo-fisiche di alcuni terreni.....	59
Tabella 2.5.4. GWPTES: confronto tra acqua + ghiaia/sabbia e sola acqua come mezzi di accumulo [76].	64
Tabella 2.6.1. Confronto tra le caratteristiche delle diverse tipologie di accumulo [9,11,13].....	69
Tabella 3.3.1. Dati del produttore dei principali microcogeneratori basati su motori a combustione interna [90].	80
Tabella 3.3.2. Dati del produttore dei principali microcogeneratori basati su motori Stirling [90].....	82
Tabella 3.3.3. Presentazioni delle pompe di calore ad adsorbimento[93].	84
Tabella 4.2.1. Descrizione delle tipologie di edificio residenziale.	98
Tabella 4.2.2. Valori limite della trasmittanza termica degli elementi d’involucro nella zona climatica C.....	99
Tabella 4.2.3. Guadagni termici interni per anno associato agli occupanti per ogni tipologia di utenza.....	101
Tabella 4.2.4. Richieste elettriche e guadagni termici interni per anno associato agli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.	103
Tabella 4.2.5. Dettaglio degli elettrodomestici installati presso l’utenza residenziale con relativa potenza elettrica assorbita e relativo “guadagno termico interno” associato.....	104
Tabella 4.2.6. Richieste elettriche e guadagni termici interni per anno associato agli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.....	106
Tabella 4.2.7. Domanda annuale di energia richiesta dai veicoli elettrici.	108
Tabella 4.2.8. Profili di acqua calda sanitaria per ogni tipologia di utenza.	109
Tabella 5.2.1. Principali caratteristiche dei componenti degli impianti convenzionali CS_1 e CS_2.....	114
Tabella 5.2.2. Logica di controllo degli impianti di riscaldamento e ACS convenzionali CS_1 e CS_2.....	114
Tabella 5.2.3. Principali caratteristiche dei componenti degli impianti convenzionali CS_3 e CS_4 di riscaldamento, raffrescamento e ACS.....	117
Tabella 5.2.4. Logica di controllo impianto di raffrescamento per CS_3 e CS_4.	118
Tabella 5.3.1. Configurazioni dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) esaminate.....	119

Tabella 5.3.2. Proprietà del fluido termovettore a 20 °C.	122
Tabella 5.3.3. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema1_NGB.	122
Tabella 5.3.4. Logica di controllo dello Schema1_NGB.	124
Tabella 5.3.5. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema2_WPB.	127
Tabella 5.3.6. Logica di controllo dello Schema2_WPB.	129
Tabella 5.3.7. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.	131
Tabella 5.3.8. Logica di controllo dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.	133
Tabella 5.3.9. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.	136
Tabella 5.3.10. Logica di controllo dello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.	138
Tabella 5.3.11. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.	141
Tabella 5.3.12. Logica di controllo dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.	143
Tabella 5.3.13. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema7_NGB_EV.	145
Tabella 5.3.14. Logica di controllo dello Schema7_NGB_EV.	147
Tabella 5.3.15. Caratteristiche principali dei componenti dell'impianto di teleriscaldamento CSHPSS rappresentato nello Schema8_WPB_EV.	149
Tabella 5.3.16. Logica di controllo dello Schema8_NGB_EV.	151
Tabella 5.3.17. Caratteristiche principali dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello	153
Tabella 5.3.18. Logica di controllo dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello Schema10_SE-MCHP_EV.	155
Tabella 5.3.19. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.	157
Tabella 5.3.20. Logica di controllo dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.	159
Tabella 5.3.21. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema13_NGB_PV_EB_EV.	162
Tabella 5.3.22. Logica di controllo dello Schema13_NGB_PV_EB_EV.	164
Tabella 5.3.23. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema14_WPB_PV_EB_EV.	166
Tabella 5.3.24. Logica di controllo dello Schema14_WPB_PV_EB_EV.	169
Tabella 5.3.25. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV.	171
Tabella 5.3.26. Logica di controllo dello Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV.	174

Tabella 5.4.1. Proprietà del fluido termovettore a 20 °C.	182
Tabella 5.4.2. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema16_DHC e dello Schema17_DHC_EV.	183
Tabella 5.4.3. Valori di set-point di $T_{MB,target}$ e $T_{STCES,target}$ in funzione della temperatura esterna.	186
Tabella 5.4.4. Logica di controllo dello Schema16_DHC e dello Schema17_DHC_EV.	187
Tabella 5.6.1. “Type” utilizzate in Simulation Studio.	196
Tabella 5.6.2. “Type” utilizzate in Simulation Studio per l’impianto di teleriscaldamento.	198
Tabella 5.6.3. “Type” utilizzate in Simulation Studio per l’impianto di teleraffrescamento.	202
Tabella 6.1.1. Costo unitario gas naturale suddiviso per tipologie di utilizzo e fasce di consumo per la città di Napoli [165].	214
Tabella 7.2.1. Prestazioni annuali dell’impianto di riferimento CS_1.	223
Tabella 7.2.2. Prestazioni annuali dell’impianto di riferimento CS_2.	224
Tabella 7.3.1. Prestazioni annuali dell’impianto di riferimento CS_3.	226
Tabella 7.3.2. Prestazioni annuali dell’impianto di riferimento CS_4.	227
Tabella 7.4.1. Descrizione delle tipologie di edificio residenziale.	228
Tabella 7.4.2. Domanda annuale di energia termica, frigorifera ed elettrica associata alle utenze residenziali.	228
Tabella 7.4.3. Domanda annuale di energia richiesta dai veicoli elettrici.	228
Tabella 7.5.1. Caratteristiche principali del sistema di teleriscaldamento proposto.	234
Tabella 7.5.2. Matrice con i 27 casi di simulazione investigati.	235
Tabella 7.5.3. Valori di SCA, SSV, SLV, $SF^{5th-year}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ per la migliore configurazione.	245
Tabella 7.5.4. Matrice di 54 casi di simulazione al variare della conducibilità termica del terreno, del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi ad “U” e del fluido termovettore (2 stringhe in parallelo con 2 pozzi in serie per ogni stringa con profondità di 24,9 m).	247
Tabella 7.5.5. Matrice di 14 casi di simulazione al variare del numero e della modalità di connessione degli scambiatori di calore interrati BHE (con $\lambda_{soil}=3.0$ W/mK, $\lambda_{grout}=5.0$ W/mK, distanza tra i tubi ad “U” = 0.0500 m, miscela di acqua e glicole etilenico).	248
Tabella 7.5.6. Valori di λ_{soil} , λ_{grout} , distanza tra i tubi ad “U”, numero di pozzi, profondità dei pozzi, raggio del BTES e tipo di fluido termovettore, nonché valori di $SF^{5th-years}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$, $\Delta OC^{5th-year}$ per la migliore configurazione 89.	255
Tabella 7.6.1. Configurazioni impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) senza veicoli elettrici esaminate.	257

Tabella 7.6.2. Valori assoluti di consumo di energia primaria, massa di emissioni globali equivalenti di anidride carbonica e costi di esercizio in funzione della configurazione dell'impianto.....	263
Tabella 7.6.3. Costi d'investimento associati alle principali componenti delle configurazioni impiantistiche in esame.	264
Tabella 7.6.4. Configurazioni impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) con veicoli elettrici esaminate.	268
Tabella 7.6.5. Valori assoluti dei consumi di energia primaria, massa di emissioni globali equivalenti di anidride carbonica e costi di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	273
Tabella 7.6.6. Costo capitale/investimento di riferimento associati alle principali componenti delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	274

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1.1. Consumi energetici mondiali per fonte da 1990 al 2018 [47].	23
Figura 1.2.1. Quota da fonte energetica rinnovabile prodotta dai principali paesi europei rispetto al loro fabbisogno energetico complessivo [55].	25
Figura 1.2.2. Peso percentuale dei singoli Paesi UE rispetto ai 28 principali paesi europei: a) consumi finali lordi complessivi, b) consumi finali lordi da FER [55].	26
Figura 1.2.3. Consumi energetici per fonte nel 2017 dei principali Paesi UE [55].	26
Figura 1.2.4. Peso percentuale dei diversi settori sui consumi energetici totali in Italia, dati 2017 [59].	27
Figura 1.2.5. Quota FER in funzione: a) del settore e b) della fonte rinnovabile per l'Italia nel 2017 [55].	28
Figura 1.2.6. Consumo italiano di energia da FER regione per regione, in funzione di: a) del settore e b) della fonte rinnovabile, dati del 2017 [55].	29
Figura 1.2.7. Diffusione del solare termico in Italia, dati del 2017 [55].	30
Figura 1.2.8. Diffusione del solare fotovoltaico in Italia, dati del 2017 [55].	30
Figura 1.3.1. Obiettivi di efficienza energetica dei PNIEC dei Paesi UE-28 [55].	35
Figura 1.4.1. Schema generico di un impianto solare termico domestico.	37
Figura 1.4.2. Collettori vetrati piani.	39
Figura 1.4.3. Collettori a tubi evacuanti.	40
Figura 1.4.4. Collettori a concentrazione.	41
Figura 1.4.5. Celle in silicio: a) monocristallino, b) policristallino.	42
Figura 1.4.6. Celle a film sottile in silicio amorfo.	43
Figura 1.4.7. Pannello termo-fotovoltaico (PVT) con fluido termovettore liquido.	44
Figura 2.3.1. Confronto tra le diverse tipologie di accumulo elettrico in funzione della potenza e dell'autonomia del sistema [71].	50
Figura 2.5.1. Struttura caratteristica dei HWTES.	56
Figura 2.5.2. HWTES Sezione orizzontale di un pozzo dei BTES [76].	58
Figura 2.5.3. Sezione verticale di un pozzo dei BTES [78].	60
Figura 2.5.4. Collegamento in serie o parallelo dei pozzi di un BTES [78].	61
Figura 2.5.5. Fase di costrizione di un WGPTES.	63
Figura 2.5.6. Caratteristiche principali di un WGPTES.	65
Figura 2.5.7. Falda "freatica" e falda "artesiane".	66
Figura 2.5.8. Schematizzazione di un ATES.	67
Figura 2.5.9. Schematizzazione del pozzo di un ATES.	67

Figura 2.6.1. Confronto tra i costi di realizzazione di alcuni accumuli stagionali [76].	70
Figura 2.6.2. Confronto tra i costi di realizzazione di alcuni accumuli stagionali [76].	70
Figura 3.1.1. Schema semplificato di un sistema di teleriscaldamento [19].	71
Figura 3.2.1. Evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento [81].	73
Figura 3.2.2. Schema semplificato per l'inclusione di un sistema di accumulo termico: a) di breve termine b) di lungo termine [82].	74
Figura 3.2.3. Schema impiantistico per un sistema di teleriscaldamento da fonte solare con l'integrazione di un accumulo di breve termine e di un accumulo termico stagionale [83].	75
Figura 3.2.4. Tipologie di sistemi di distribuzione [84].	76
Figura 3.3.1. Schema tipico di una caldaia a gas naturale [85].	78
Figura 3.3.2. Sistemi di alimentazione del pellet nella camera di combustione.	83
Figura 3.3.3. Schema tipico di una caldaia a pellet [92].	83
Figura 3.3.4. Ciclo termodinamico di una pompa di calore ad adsorbimento [94].	85
Figura 3.5.1. Numero di impianti di teleriscaldamento al variare del Paese.	87
Figura 3.5.2. Tipologia di accumulo termico stagionale al variare del Paese.	87
Figura 3.5.3. Tipologie di distretto servite dal sistema di teleriscaldamento al variare del Paese.	88
Figura 3.5.4. Tipologie di sistemi di produzione dell'energia a livello centralizzato in funzione del Paese.	89
Figura 3.5.5. Superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.	89
Figura 3.5.6. Volume dell'accumulo stagionale al variare del Paese.	90
Figura 3.5.7. Rapporto tra la superficie dei collettori solari installati e la superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.	91
Figura 3.5.8. Rapporto tra il volume dell'accumulo termico stagionale utilizzato e la superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.	91
Figura 4.2.1. Utenza residenziale di Tipo A.	96
Figura 4.2.2. Utenza residenziale di Tipo B.	96
Figura 4.2.3. Utenza residenziale di Tipo C.	97
Figura 4.2.4. Vista sud del distretto residenziale.	97
Figura 4.2.5. Vista nord del distretto residenziale.	98
Figura 4.2.6. Curve cumulate di presenza per ogni tipologia di utenza.	100
Figura 4.2.7. Curve cumulate dei "guadagni termici interni" associati agli occupanti per ogni tipologia di utenza.	101
Figura 4.2.8. Curve cumulate dei carichi elettrici degli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.	102

Figura 4.2.9. Curve cumulate dei “guadagni termici interni” associati agli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.	103
Figura 4.2.10. Curve cumulate dei carichi elettrici degli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.	105
Figura 4.2.11. Curve cumulate dei “guadagni termici interni” associati agli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.	105
Figura 4.2.12. Profili di ricarica settimanale di veicoli elettrici che percorrono una distanza giornaliera pari a 30 km al variare del livello di potenza.	107
Figura 4.2.13. Profili di ricarica settimanale di veicoli elettrici che percorrono una distanza giornaliera pari a 50 km al variare del livello di potenza.	107
Figura 4.2.14. Curve cumulate dei consumi di acqua calda sanitaria per ogni tipologia di utenza.	110
Figura 5.2.1. Schema dell’impianto convenzionale CS_1 di riscaldamento e ACS senza veicoli elettrici.	112
Figura 5.2.2. Schema dell’impianto convenzionale CS_2 di riscaldamento e ACS con veicoli elettrici.	112
Figura 5.2.3. Schema dell’impianto convenzionale CS_3 di riscaldamento, raffrescamento e ACS senza veicoli elettrici.	115
Figura 5.2.4. Schema dell’impianto convenzionale CS_4 di riscaldamento, raffrescamento e ACS con veicoli elettrici.	116
Figura 5.3.1. Schema1_NGB dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	120
Figura 5.3.2. Schema2_WPB dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	127
Figura 5.3.3. Schema3_ICE-MCHP e Schema4_SE-MCHP dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	130
Figura 5.3.4. Schema5_WPB_WPIB_IDHWT dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	135
Figura 5.3.5. Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	140
Figura 5.3.6. Schema7_NGB_EV dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	145
Figura 5.3.7. Schema8_WPB_EV dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	149
Figura 5.3.8. Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	153
Figura 5.3.9. Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e Schema12_SE-MCHP_EB_EV dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	157
Figura 5.3.10. Schema13_NGB_PV_EB_EV di funzionamento dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	161
Figura 5.3.11. Schema14_WPB_PV_EB_EV di funzionamento dell’impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).	166

Figura 5.3.12. Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).....	171
Figura 5.3.13. Vista del distretto residenziale – Modello planivolumetrico.....	176
Figura 5.3.14. Pianta del distretto residenziale con l'individuazione dei componenti principali.	177
Figura 5.3.15. Schema del circuito idronico dell'impianto di teleriscaldamento del distretto residenziale.	178
Figura 5.4.1. Schema16_DHC dell'impianto di teleriscaldamento (CSHCPSS).	180
Figura 5.4.2. Schema17_DHC_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHCPSS).	183
Figura 5.4.3. Valori di potenza termica da fornire dal sistema di back-up per il raggiungimento del target di temperatura desiderato.....	185
Figura 5.5.1. Modello geometrico del distretto residenziale tramite il software SketchUp™ Pro.	192
Figura 5.5.2. Schermata di TRNBuild relativa alla definizione della parte opaca dell'involucro	193
Figura 5.5.3. Schermata di TRNBuild relativa alla definizione della parte semi-trasparente dell'involucro.	194
Figura 5.5.4. Schermata di Simulation Studio con le “Type” utilizzate.	195
Figura 6.1.1. Costi unitari dell'energia elettrica acquistata dalla rete elettrica nazionale (a) durante un giorno ferial e (b) durante un giorno festivo.	215
Figura 7.2.1. Flussi di energia legati ai consumi elettrici e termici per riscaldamento e per la produzione di ACS associati al sistema di riferimento CS_1.	222
Figura 7.2.2. Flussi di energia legati ai consumi elettrici, termici per riscaldamento e per la produzione di ACS associati al sistema di riferimento CS_2.	224
Figura 7.3.1. Flussi di energia legati ai consumi elettrici, termici per riscaldamento e per la produzione di ACS, frigoriferi per raffrescamento associati al sistema di riferimento CS_3.	225
Figura 7.3.2. Flussi di energia legati ai consumi elettrici (associati alle utenze e ai veicoli elettrici), termici per riscaldamento e per la produzione di ACS, frigoriferi per raffrescamento associati al sistema di riferimento CS_4.	226
Figura 7.4.1. Diagrammi di carico termico per il riscaldamento degli ambienti associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.	229
Figura 7.4.2. Diagrammi di carico frigorifero per il raffrescamento degli ambienti associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.....	229
Figura 7.4.3. Diagrammi di carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.	230

Figura 7.4.4. Diagramma di fabbisogno elettrico associato alle singole tipologie di edificio nonché a all'intero distretto residenziale.	231
Figura 7.4.5. Diagramma di carico associato alla ricarica dei veicoli elettrici EV1, EV2, EV3, EV4, EV5 ed EV6.	231
Figura 7.5.1. Schema1_NGB di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento.....	233
Figura 7.5.2. Valori di $SF_{th,heating}$ in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema.....	237
Figura 7.5.3. Valori del PES in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.	238
Figura 7.5.4. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.	238
Figura 7.5.5. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.	239
Figura 7.5.6. Valori di PES, ΔCO_2 e $SF_{th,heating}$ riferiti al 5° anno di simulazione in funzione del caso di simulazione.	240
Figura 7.5.7. Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SCA.....	241
Figura 7.5.8 Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SSV.....	241
Figura 7.5.9. Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SLV.....	242
Figura 7.5.10. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione del caso di simulazione.	243
Figura 7.5.11. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SCA.	243
Figura 7.5.12. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SSV.	244
Figura 7.5.13. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SLV.	244
Figura 7.5.14. Valori di $PES^{5th-year}$ durante il 5° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.	249
Figura 7.5.15. Valori di $\Delta CO_2^{5th-year}$ durante il 5 ° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.	250
Figura 7.5.16. Valori di $\Delta OC^{5th-year}$ durante il 5 ° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.	250
Figura 7.5.17. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della distanza tra i tubi a U.	251

Figura 7.5.18. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{soil}	252
Figura 7.5.19. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della conducibilità termica del suolo λ_{grout}	252
Figura 7.5.20. Valori di PES, ΔCO_2 and ΔOC durante il 5 ° anno di simulazione in funzione del numero e tipologia di interconnessione delle sonde geotermiche.	253
Figura 7.5.21. Principali flussi di energia durante il 5° anno di simulazione per le configurazioni con 8 sonde geotermiche.	255
Figura 7.6.1. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per la configurazione Schema1_NGB.	258
Figura 7.6.2. Valori di PES in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.....	259
Figura 7.6.3. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.....	260
Figura 7.6.4. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.....	260
Figura 7.6.5. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC associato al 5 ° anno di esercizio in funzione della configurazione dell'impianto.	261
Figura 7.6.6. Flussi di energia termica durante il 5 ° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.....	262
Figura 7.6.7. Flussi di energia elettrica durante il 5 ° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.....	263
Figura 7.6.8. Efficienza del BTES η_{BTES} , frazione termica rinnovabile RF_{th} , frazione elettrica rinnovabile RF_{el} , frazione di energia rinnovabile RF_{tot} durante il 5° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.....	266
Figura 7.6.9. Valori di periodo di ritorno dell'investimento (SPB) al variare della configurazione dell'impianto.....	267
Figura 7.6.10. Valori di PES in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	270
Figura 7.6.11. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	270
Figura 7.6.12. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	271
Figura 7.6.13. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC associato al 5° anno di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	271
Figura 7.6.14. Flussi di energia termica durante il 5° anno di simulazione al variare delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	272

Figura 7.6.15. Flussi di energia elettrica durante il 5° anno di simulazione al variare delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.	273
Figura 7.6.16. Efficienza del BTES η_{BTES} , frazione termica rinnovabile RF_{th} , frazione elettrica rinnovabile RF_{el} , frazione di energia rinnovabile RF_{tot} durante il 5° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.	277
Figura 7.6.17. Valori di periodo di ritorno dell'investimento (SPB) al variare della configurazione dell'impianto.....	278
Figura 7.7.1. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.	280
Figura 7.7.2. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.	281
Figura 7.7.3. Valori di η_{SC} , η_{BTES} , RF_{el} , SF_{th} , RF_{th} e RF_{tot} in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.	282
Figura 7.7.4. Flussi di energia termica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema16_DHC.	283
Figura 7.7.5. Flussi di energia elettrica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema16_DHC.	284
Figura 7.7.6. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante un giorno tipo del periodo di riscaldamento (1° Febbraio) per lo Schema16_DHC.	285
Figura 7.7.7. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante un giorno tipo del periodo di raffrescamento (1° Luglio) per lo Schema16_DHC.	286
Figura 7.7.8. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.....	288
Figura 7.7.9. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.....	289
Figura 7.7.10. Valori di η_{SC} , η_{BTES} , RF_{el} , SF_{th} , RF_{th} e RF_{tot} in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.....	290
Figura 7.7.11. Flussi di energia termica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema17_DHC_EV.....	291
Figura 7.7.12. Flussi di energia elettrica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema17_DHC_EV.....	292
Figura 7.7.13. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante il periodo di riscaldamento (1° febbraio) per lo Schema17_DHC_EV.....	293
Figura 7.7.14. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante il periodo di raffrescamento (1° luglio) per lo Schema17_DHC_EV.	294

INTRODUZIONE

1.1 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. Dal lato della domanda, è noto che gli interventi sull'involucro edilizio rappresentano un'opzione importante e, da questo punto di vista, il Governo italiano ha adottato una Legge [3] che impone limiti alle trasmittanze termiche sia della parte opaca che della parte trasparente dell'involucro edilizio. Inoltre, al fine di raggiungere gli obiettivi della Direttiva Europea 2018/844 sulla Prestazione Energetica degli Edifici [4], i progettisti 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 distribuirli 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].

La Direttiva Europea 2012/27 [7] prevede la presenza di una quota rinnovabile all'interno dei cosiddetti "teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti"; in particolare, tale direttiva afferma che i termini "teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti" si riferiscono a sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento che utilizzano almeno il 50% di energia rinnovabile, oppure almeno il 50% di energia termica di scarto, oppure almeno il 75% di energia termica cogenerata, oppure almeno il 50% di una combinazione dei flussi di energia indicati in precedenza. 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].

1.2 Stato dell'arte

Questo paragrafo riporta una breve 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.

Esistono tre principali tipologie di accumulo termico: sensibile, latente e termochimico [9–12]. L'accumulo di energia termica sensibile è una tecnologia sostanzialmente matura che utilizza come mezzi di stoccaggio l'acqua, e/o le rocce e/o il terreno/suolo [9–11]; i sistemi basati sull'accumulo termico sensibile sono disponibili in commercio, mentre le altre tecnologie per lo stoccaggio di energia termica sono per lo più in fase di sviluppo e/o disponibili solo come prototipi [12]. 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 [9–11]: (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. De Guadalfajara et al. [14] hanno anche evidenziato che, rispetto ad altre tecnologie per lo stoccaggio di energia termica di lungo termine, il BTES è più conveniente poiché non richiede né un isolamento termico sulle pareti inferiori/laterali, né l’adozione di misure specifiche per evitare perdite d’acqua.

I cosiddetti impianti di teleriscaldamento basati sullo sfruttamento della fonte solare e integrati con accumuli di energia termica di lungo termine (CSHPSS) sono riconosciuti in tutto il mondo come un’alternativa molto promettente ai sistemi di riscaldamento 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 CSHPSS hanno visto la luce in Europa e Nord America [9,11,13–15,19]; in particolare, il numero di CSHPSS con superficie dei collettori solari maggiore di 500 m² 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 CSHPSS 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 CSHPSS 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 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 dispositivi di micro-cogenerazione installati presso le utenze residenziali sono di solito accoppiati ad accumuli termici di breve periodo e operano generalmente secondo una logica di controllo “termico-segue”. Il funzionamento del sistema di micro-cogenerazione secondo la logica di controllo “termico-segue” permette di mantenere il livello di temperatura desiderato [26] all'interno di un accumulo di energia termica a l'unità di micro-cogenerazione è accoppiata per soddisfare il fabbisogno di energia termica dell'utenza. In questo caso, però, una grande frazione dell'elettricità generata viene solitamente prodotta quando la domanda elettrica dell'utenza è bassa e pertanto, a causa del disallineamento tra domanda di energia termica ed elettrica [28], notevoli quantità di energia elettrica devono essere esportate in rete con bassi ricavi.

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 CO₂ 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 CSHPSS 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.

1.3 Struttura e contenuti della tesi

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. 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. 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.

1.4 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.

CAPITOLO 1

Fonti rinnovabili e quadro di riferimento

1.1 Introduzione

Negli ultimi decenni la richiesta mondiale di energia è in continuo aumento a causa della costante crescita della popolazione globale e dell'industrializzazione (Figura 1.1.1) [47]. Da un'indagine dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), si evince che attualmente il fabbisogno annuo globale di energia primaria ammonta a circa $150 \cdot 10^3$ TWh, ovvero quasi 13 Gtep, dei quali circa il 77% viene soddisfatto mediante fonti fossili. Tali combustibili fossili sono responsabili dell'immissione in atmosfera di circa 25 Gton di CO₂/anno, causa a loro volta dell'effetto serra [47].

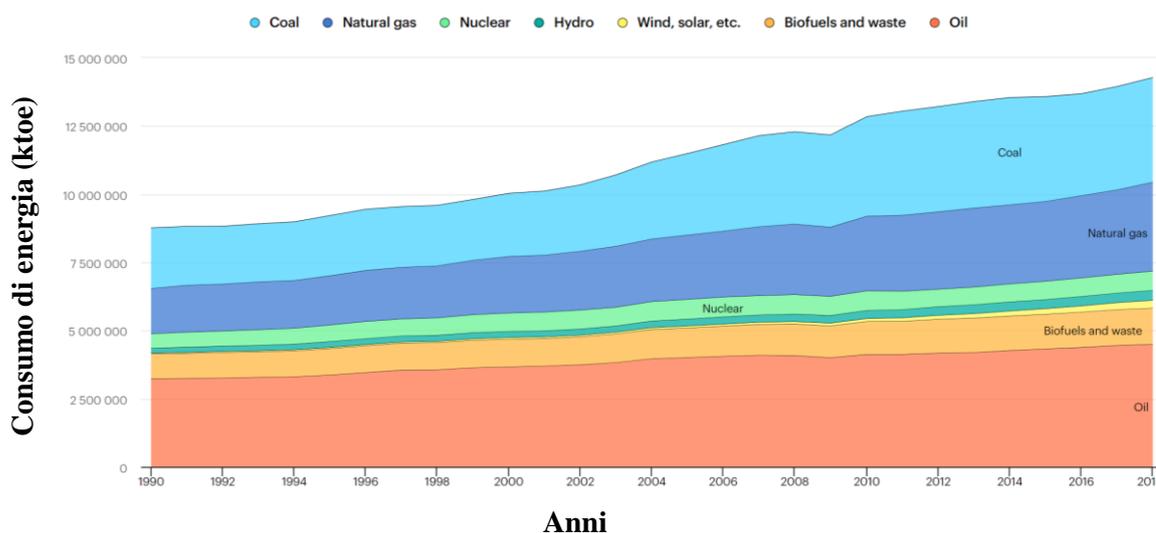


Figura 1.1.1. Consumi energetici mondiali per fonte da 1990 al 2018 [47].

Anche l'energia consumata in ambito residenziale nei paesi sviluppati ha subito, negli ultimi anni, un incremento mai registrato prima. Il miglioramento degli standard di vita ha portato l'uomo a ricercare un livello di confort sempre crescente con un imprescindibile aumento nell'utilizzo di sistemi attivi in grado di soddisfare le sue necessità. Gli edifici residenziali hanno un forte impatto sul consumo globale di energia, pari a poco meno del 40% del totale in Europa con corrispondenti emissioni di CO₂ che si aggirano intorno al 36% delle emissioni complessive [48]. Pertanto, l'incremento dell'efficienza energetica degli edifici e degli impianti di condizionamento e climatizzazione è un passaggio fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi europei stabiliti in ambito energetico-ambientale. In ragione di tali obiettivi, negli ultimi decenni, si sta sviluppando sempre più l'utilizzo di energie rinnovabili in sostituzione dei combustibili fossili. Con il termine "energie rinnovabili" si

intendono quelle forme di energia generate da fonti che, per loro caratteristica intrinseca, si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate. Non sono pertanto "esauribili" nella scala dei tempi dell'essere umano e il loro utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono, dunque, forme di energia alternative alle tradizionali fonti fossili e molte di esse hanno la peculiarità di essere anche energie pulite ovvero di non immettere in atmosfera sostanze nocive e/o climalteranti quali ad esempio la CO₂. Sono comunemente considerate tali: (i) l'energia solare, (ii) l'energia idraulica, (iii) l'energia eolica, (iv) l'energia prodotta da biomasse e (v) l'energia geotermica.

Il trend dei fabbisogni energetici in crescita e la necessità di ricorrere a fonti energetiche alternative hanno promosso nuove e più restrittive politiche energetiche in tutto il mondo. Tra le più importanti linee guida in materia di energia, la Direttiva Europea 2010/31/EU [49], maggiormente incentrata sul consumo e l'efficienza energetica degli edifici, impone edifici pubblici di nuova costruzione ad energia quasi zero (Nearly Zero Energy Buildings) entro il 31/12/2018 post-ponendo tale limite al 31/12/2020 per tutti i nuovi edifici. Il programma per il clima e l'energia 2020 [50] propone tre fondamentali obiettivi:

- ridurre le emissioni di gas climalteranti del 20% (rispetto a quelle del 1990)
- migliorare del 20% l'efficienza energetica entro il 2020
- portare al 20% la quota prodotta da fonti rinnovabili del fabbisogno energetico.

Infine, il Consiglio Europeo, nel dicembre 2019 ha adottato una serie di conclusioni per l'attuazione, da parte dell'Unione Europea (UE), dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile e dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) riportati di seguito e [51] sottoscritti nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri delle Nazioni Unite [52,53]:

- Porre fine ad ogni forma di povertà nel mondo;
- Porre fine alla fame, raggiungere la sicurezza alimentare, migliorare la nutrizione e promuovere un'agricoltura sostenibile;
- Assicurare la salute e il benessere per tutti e per tutte le età;
- Fornire un'educazione di qualità, equa ed inclusiva, e opportunità di apprendimento per tutti;
- Raggiungere l'uguaglianza di genere ed emancipare tutte le donne e le ragazze;
- Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie;
- Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni;
- Incentivare una crescita economica duratura, inclusiva e sostenibile, un'occupazione piena e produttiva ed un lavoro dignitoso per tutti;
- Costruire un'infrastruttura resiliente e promuovere l'innovazione ed una industrializzazione equa, responsabile e sostenibile;
- Ridurre l'ineguaglianza all'interno di e fra le nazioni;
- Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi, sicuri, duraturi e sostenibili;

- Garantire modelli sostenibili di produzione e di consumo;
- Promuovere azioni, a tutti i livelli, per combattere il cambiamento climatico;
- Conservare e utilizzare in modo durevole gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile;
- Proteggere, ripristinare e favorire un uso sostenibile dell’ecosistema terrestre;
- Promuovere società pacifiche e inclusive per uno sviluppo sostenibile;
- Rafforzare i mezzi di attuazione e rinnovare il partenariato mondiale per lo sviluppo sostenibile.

Inoltre, nel documento “Energy Technology Perspectives 2020” [54] dell’International Energy Agency (IEA) è sottolineata la necessità di sfruttare tecnologie sempre più efficienti, dall’involucro edilizio agli impianti, e di sviluppare nuove strategie per affrontare l’elevato consumo di energia del settore residenziale .

1.2 Quadro energetico

Oggi, i combustibili fossili, nonostante gli ingenti incentivi volti a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili, costituiscono ancora la fonte più utilizzata a livello mondiale, e in particolare, a livello europeo, i combustibili fossili garantiscono oltre l’80% del fabbisogno energetico complessivo [55]. In Italia i combustibili fossili coprono circa l’81,7% del fabbisogno totale di energia [55,56]. Tuttavia, l’Italia è l’unico tra i principali Paesi UE ad aver raggiunto e superato, già nel 2017, l’obiettivo fissato al 17% dalla Direttiva 2009/28/CE [57] per il 2020, raggiungendo il 18,3% (Figura 1.2.1) di fabbisogno energetico complessivo prodotto da fonti energetiche rinnovabili (FER).

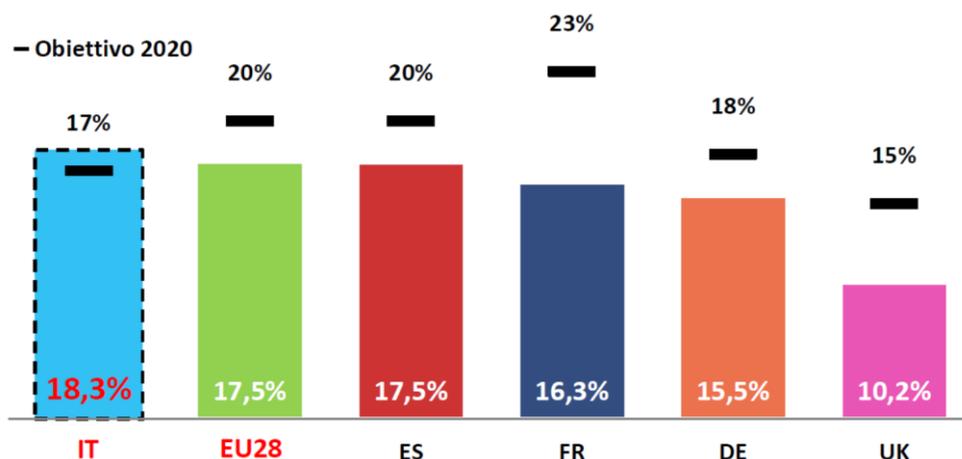


Figura 1.2.1. Quota da fonte energetica rinnovabile prodotta dai principali paesi europei rispetto al loro fabbisogno energetico complessivo [55].

La Figura 1.2.2 riporta il peso percentuale dei singoli Paesi UE rispetto ai 28 principali paesi europei (incluso la Gran Bretagna).

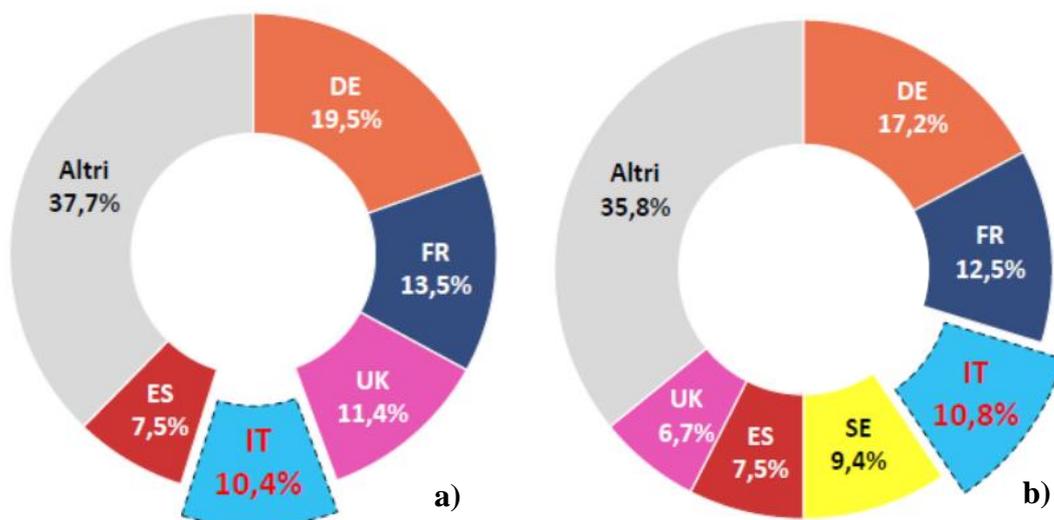


Figura 1.2.2. Peso percentuale dei singoli Paesi UE rispetto ai 28 principali paesi europei: a) consumi finali lordi complessivi, b) consumi finali lordi da FER [55].

La Figura 1.2.3 mostra, invece, la composizione dei consumi energetici per fonte nel 2017 dei principali Paesi UE [55], calcolati applicando la metodologia fissata dalla Direttiva 28/2009, dove l’energia elettrica e il calore derivato comprendono sia la quota FER che la quota NO FER.

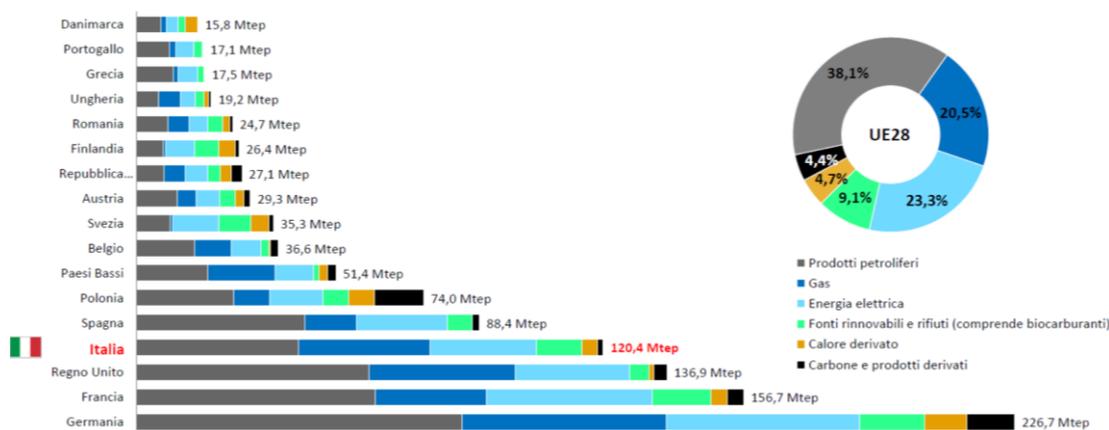


Figura 1.2.3. Consumi energetici per fonte nel 2017 dei principali Paesi UE [55].

Queste figure mostrano che l’Italia si posiziona al quarto posto in termini di consumi energetici complessivi (120,4 Mtep), tra i Paesi UE-28 (dal 2021 i Paesi UE sono 27) [58], mentre per quanto riguarda i consumi di energia da FER, è collocata al terzo posto [55]; inoltre, dalla Figura 1.2.3, si evince che tra i primi cinque Paesi UE-28 (nell’ordine: Germania, Francia, Regno Unito, Italia e Spagna), l’Italia ha la quota più bassa di energia prodotta sia da prodotti petroliferi che da carbone e prodotti derivati. In aggiunta, come è possibile notare dalla Figura 1.2.3, la fonte energetica più usata dai Paesi dell’UE è quella dei prodotti petroliferi (circa 38,1%), mentre le FER (inclusi i biocarburanti) vanno a coprire circa il 9,1% del fabbisogno complessivo di energia.

La Figura 1.2.4 riporta il peso percentuale dei diversi settori sui consumi energetici totali in Italia rilevati nel 2017 [59]. Questa figura evidenzia come i settori dei Trasporti (29,1%), del Residenziale (27,6%) e dell’Industria (21,0%) siano i tre settori più energivori, consumando

oltre il 77% dei fabbisogni energetici dell'intera Nazione. Se poi al settore residenziale sommiamo i consumi del settore Commerciale e pubblico, ovvero ci soffermiamo al settore degli edifici, si arriva a circa il 40,8% del fabbisogno complessivo di energia del nostro Paese, valore perfettamente in linea con i dati Europei.

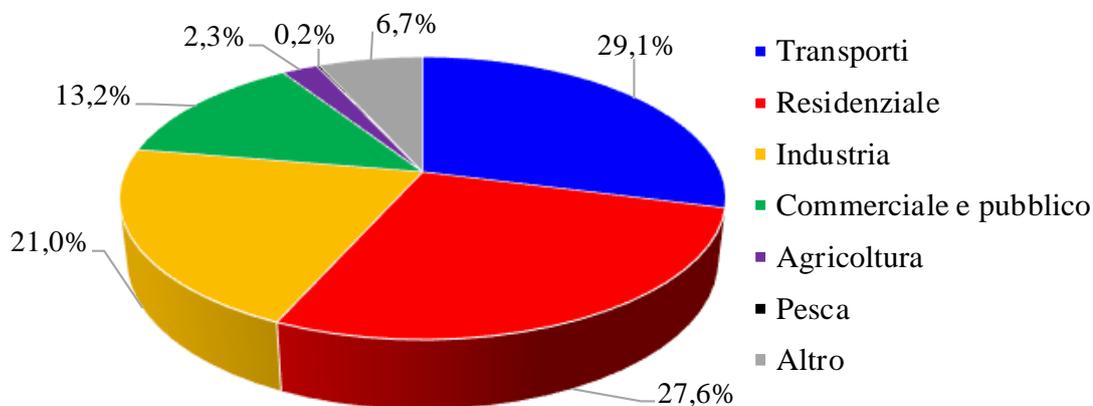


Figura 1.2.4. Peso percentuale dei diversi settori sui consumi energetici totali in Italia, dati 2017 [59].

L'energia prodotta da FER in Italia (circa il 18,3% del fabbisogno energetico complessivo) è impiegata nei settori Elettrico, Termico e Trasporti. L'obiettivo vincolante al 2020 fissato dalla Direttiva per il settore Trasporti prevedeva per l'Italia un valore di energia da rinnovabili pari al 10% del totale. Gli obiettivi settoriali Elettrico e Termico non sono, invece, obiettivi vincolanti, ma il Piano di Azione Nazionale (PAN) del 2010 ha previsto di raggiungere al 2020 una quota FER pari rispettivamente al 26,4% e al 17,1%. In particolare, gli obiettivi settoriali Elettrico e Termico sono stati pienamente raggiunti già nel 2017 con una quota FER per il settore Elettrico e per il settore Termico pari al 34,1% e 19,8%, rispettivamente (Figura 1.2.5a). La Figura 1.2.5b riporta la suddivisione della quota FER in funzione della fonte rinnovabile con cui è stata prodotta.

Sulla base dei dati del GSE [55], nell'ultimo decennio il valore complessivo dell'energia da FER è più che raddoppiato passando dai 10,7 Mtep del 2005 ai 22,0 Mtep del 2017. In particolare, la fonte eolica, solare e le bioenergie, che rappresentano le fonti più promettenti dal punto di vista dello sviluppo tecnologico e degli investimenti in Italia, hanno dato un contributo sempre maggiore alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Per quanto riguarda l'idroelettrico, in Italia si è quasi giunti al limite massimo dello sfruttamento possibile, poiché i siti più favorevoli e convenienti dal punto di vista tecnico ed economico sono già stati utilizzati. Di conseguenza il futuro dell'idroelettrico in Italia, il cui tasso di sviluppo annuo è pari a circa l'1%, sembra consistere nella sola realizzazione di impianti di piccole dimensioni (mini idroelettrico).

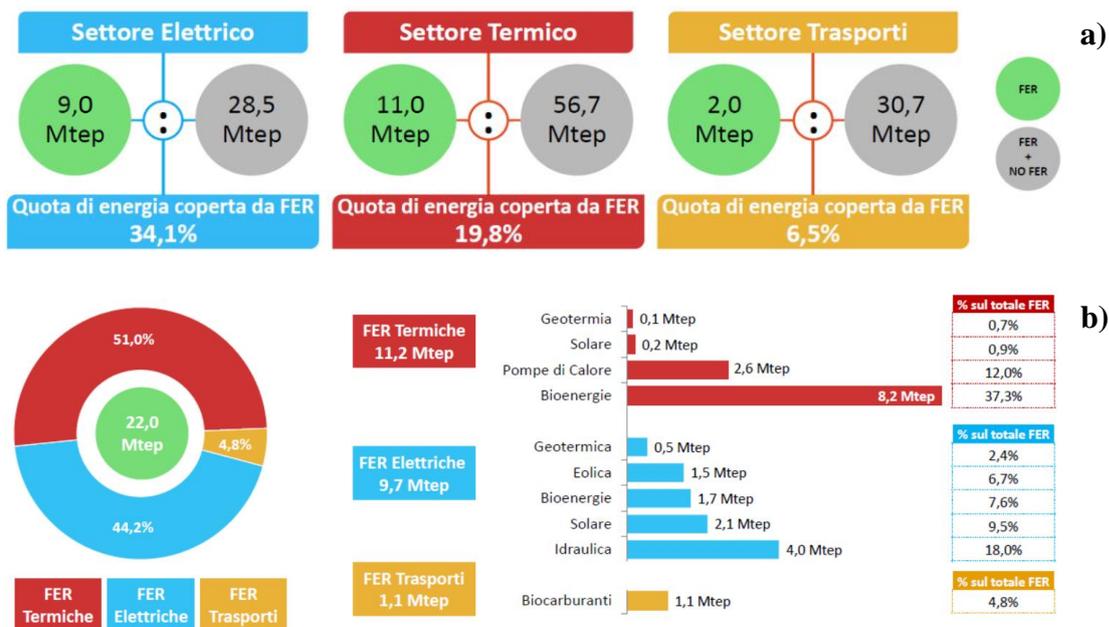


Figura 1.2.5. Quota FER in funzione: a) del settore e b) della fonte rinnovabile per l'Italia nel 2017 [55].

La Figura 1.2.6 riporta i dati FER del territorio italiano regione per regione. Come si può notare da questa figura, il consumo di energia da FER (dato rilevato nel 2017) a livello regionale, ad eccezione di Liguria, Marche e Molise, è in linea, o superiore, sia alle previsioni del DM burden sharing [60] per lo stesso anno, sia a quelle relative al 2020.

Per quanto riguarda la distribuzione regionale della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, le regioni del nord Italia hanno contribuito per il 55,1% alla produzione nazionale, grazie alla presenza della quasi totalità degli impianti idroelettrici presenti in Italia. In particolare, è da evidenziare la quota FER della Lombardia che ha contribuito alla produzione nazionale per il 15,3%. Tra le regioni dell'Italia centrale, il cui contributo alla produzione nazionale è stato pari al 6,5%, spicca la Toscana che, grazie al geotermico. Nel sud Italia (isole comprese), che copre il restante 29,2%, la Puglia (6,0%), seguita dalla Campania (5,9%) e dalla Calabria (4,6%), è la regione che concorre maggiormente alla produzione nazionale.

A livello regionale l'81% degli impianti idroelettrici è installato nel nord Italia. In particolare in Piemonte, Lombardia e nelle Province Autonome di Trento e Bolzano sono installati oltre il 55,7% degli impianti totali del Paese.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonte eolica, a causa delle caratteristiche ambientali e territoriali del nostro Paese il 96,8% della potenza installata italiana e il 92,4% degli impianti sono situati nelle regioni del Sud Italia e nelle isole, dove la ventosità, l'orografia e l'accessibilità dei siti sono favorevoli all'installazione di impianti eolici.

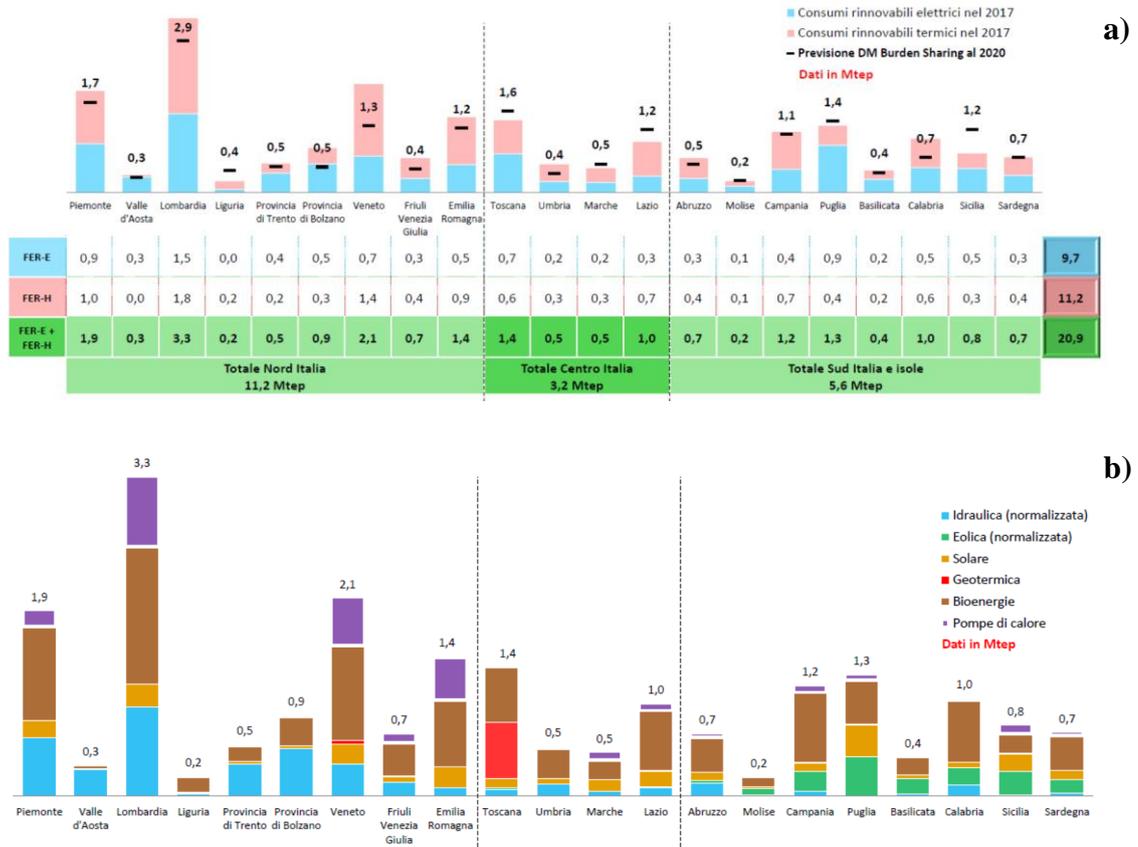


Figura 1.2.6. Consumo italiano di energia da FER regione per regione, in funzione di: a) del settore e b) della fonte rinnovabile, dati del 2017 [55]

In merito alle bioenergie, il 72,8% degli impianti si trova in nord Italia, che prevale conseguentemente anche in termini di potenza installata (61,9%). In particolare, la Lombardia risulta essere la regione con il maggior numero di impianti (25%), seguita dal Veneto (13,4%). Il centro Italia contribuisce per il 14,4%, mentre il sud Italia e le isole per il 12,8%.

In merito alla fonte solare, a livello regionale il 44% della potenza installata è al Nord, il 37% al Sud e il 19% al Centro.

Volendosi soffermare sulla sola fonte solare, la Figura 1.2.7 riporta una mappa dettagliata della diffusione degli impianti solari termici in Italia, dato 2017 [55]. Come è possibile notare dalla Figura 1.2.7, la regione italiana che più sfrutta il solare termico è la Lombardia (17,3%), seguita dal Veneto (13,6%) e dal Piemonte (10,1%).



Figura 1.2.7. Diffusione del solare termico in Italia, dati del 2017 [55]

La Figura 1.2.8 riporta una mappa dettagliata della diffusione degli impianti fotovoltaici in Italia, dato 2017 [55]. Come è possibile notare dalla Figura 1.2.8, la regione italiana che più sfrutta il solare fotovoltaico è la Puglia (15,5%), seguita dall'Emilia Romagna (9,6%) e dalla Lombardia (9,5%).



Figura 1.2.8. Diffusione del solare fotovoltaico in Italia, dati del 2017 [55].

1.3 Quadro normativo

L'Unione Europea tramite la Direttiva 2009/28/CE [57] promuove l'utilizzo e lo sviluppo delle fonti rinnovabili imponendo agli Stati membri un limite minimo di produzione energetica da fonti rinnovabili entro il 2020. Come sarà dettagliato in seguito, ogni Stato membro avrà una propria percentuale di produzione minima di energia da fonti rinnovabili in funzione del consumo energetico del Paese per riscaldamento/raffrescamento residenziale, consumi industriali e consumi nei trasporti.

Tale normativa ha imposto all'Italia di legiferare in tali termini per ottenere un trend di aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili che portasse a superare il limite minimo imposto all'Italia. Il nostro paese ha così sviluppato una serie di normative sulle fonti rinnovabili e sul risparmio energetico tali da poter conseguire questo obiettivo. In particolare, il Decreto Legislativo 28/2011 [61] sulle fonti rinnovabili e che recepisce l'omologo europeo.

Dato che in Italia, per quanto riguarda la normativa energetica in ambito edilizio, le Regioni possono legiferare, in termini più restrittivi, liberamente, valuteremo come la regione Piemonte si sia espressa in tali termini.

In seguito, vengono descritte in ordine: la Direttiva 2009/28/CE [57] e il Piano di Azione Nazionale [62] posto in atto dall'Italia.

La Direttiva 2009/28/CE [57] sull'energia da fonti rinnovabili, che fa parte del pacchetto energia-clima, sorge nel quadro della lotta al cambiamento climatico, ma senza dimenticare il fondamento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Infatti, il 23 Gennaio 2008, la Commissione Barroso ha proposto una direttiva che costringeva gli Stati membri a raggiungere complessivamente una quota del 20% di energia da fonti rinnovabile nel bilancio di energia finale. Nel dicembre 2008, in tempo record, il Consiglio dei ministri e il Parlamento Europeo raggiunsero un accordo. Il 5 giugno 2009 fu pubblicata nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea la direttiva 2009/28 sulla promozione dell'uso delle energie da fonti rinnovabili. Se quello che è più noto nei riguardi di questa direttiva è l'obbligo di raggiungere il 20% entro il 2020 forse quello che veramente farà leva sulla produzione di energia da fonti rinnovabili sarà l'obbligo per ogni Stato membro di adottare un piano di azione nazionale per l'energia da fonti rinnovabili. I piani di azione nazionale, in linea con il principio di sussidiarietà, fissano gli obiettivi nazionali per gli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumate nel settore dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento e del raffrescamento entro il 2020. In questo modo gli Stati membri sono costretti a riflettere sui sotto settori, già citati, permettendo loro di identificare le aree e le varie energie più idonee per raggiungere in un modo economico il proprio obiettivo nazionale. Se l'obiettivo globale dell'Unione Europea è di raggiungere una quota del 20% di energia da fonti rinnovabili, la Commissione ha sviluppato una metodologia che mirava a fissare per ogni singolo Stato membro un proprio obiettivo. La situazione di partenza, le possibilità di sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili ed il mix energetico variano da uno Stato membro all'altro, occorreva pertanto procedere ad un'allocazione giusta ed adeguata che tenesse conto della diversa situazione di partenza e delle possibilità degli Stati membri,

come anche il livello attuale dell'energie da fonti rinnovabili. La Commissione ha anche tenuto conto della situazione economica di ogni Stato membro ponderando l'obiettivo secondo il PIL. Con questa metodologia l'Italia si è vista attribuire una quota del 17%. Le quote variano da un minimo del 10% per Malta ad un massimo del 49% per la Svezia.

Come previsto dall'art. 4 della Direttiva 2009/28/CE e sulla base dell'allegato VI di questa direttiva, la Commissione il 30 Giugno 2009 ha adottato un modello per i piani d'azione nazionali. L'obiettivo di questo modello è di guidare ed aiutare gli Stati membri nell'elaborazione dei propri piani nazionali, assicurare la completezza di questi piani, permettere di paragonare i vari piani tra loro e consentire alla Commissione di valutare la messa in opera del piano. Gli Stati membri dovranno conformarsi al modello nella presentazione dei propri piani d'azione. Tale modello è costituito di 29 pagine, 13 tabelle ed innumerevoli requisiti. Il modello, molto dettagliato, costringe gli Stati membri ad essere meticolosi nel definire gli obiettivi, dal 2010 al 2020, per ogni anno ed ogni sotto settore. Allo stesso tempo, gli Stati membri dovranno fornire informazioni dettagliate sui regimi di sostegno, le procedure amministrative nonché informazioni e formazione di supporto al raggiungimento degli obiettivi.

La direttiva, oltre a prevedere l'obbligo di raggiungere complessivamente il 20% di energia da fonti rinnovabile nel bilancio finale, prevede per ogni Stato membro un obbligo vincolante affinché raggiunga entro il 2020 una quota del 10% del consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Quindi, ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali, inerenti:

- a) La cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali;
- b) I trasferimenti statistici o i progetti comuni pianificati;
- c) Le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi;
- d) Le procedure amministrative e le specifiche tecniche;
- e) L'informazione e la formazione;
- f) Le garanzie di origine;
- g) L'accesso e il funzionamento delle reti;
- h) La sostenibilità di biocarburanti e bioliquidi.

Nel corso degli anni, tale Piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi definiti per il raggiungimento degli obiettivi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento ed i criteri per l'assorbimento del medesimo. Per agevolare la predisposizione dei Piani di Azione nazionali la Commissione Europea ha redatto un format all'interno del quale sono

stati individuati i requisiti minimi da inserire nei piani; il format è stato approvato con decisione 2009/548/CE.

Con la legge comunitaria 2009 il Parlamento ha conferito delega al Governo per il recepimento della Direttiva 2009/28/CE, fissando specifici criteri per l'esercizio della delega. Tali criteri prevedono, tra l'altro, che sia garantito il conseguimento degli obiettivi mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e un utilizzo equilibrato delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti. Inoltre, bisognerà favorire le cooperazioni internazionali, la semplificazione amministrativa, lo sviluppo delle reti, il sistema di monitoraggio e la cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali. Gli stessi criteri, comunque, indicano l'esigenza di perseguire gli obiettivi tenendo conto, come peraltro deve essere usuale nell'ordinaria attività amministrativa, del rapporto costi-benefici relativo al singolo strumento o misura introdotti. In coerenza con le indicazioni del Parlamento, il Piano delinea una strategia e le relative misure di attuazione, aggiuntive e in alcuni casi correttive di quelle esistenti.

L'Italia ha assunto l'obiettivo, da raggiungere entro l'anno 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi. L'obiettivo assegnato è dunque dato da un rapporto. A tal fine, per il calcolo del numeratore sono stati presi in considerazione i seguenti dati:

- l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (considerando per idroelettrico ed eolico i valori secondo le formule di normalizzazione previste dall'allegato II della direttiva);
- l'energia da fonti rinnovabili fornita mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca, per il riscaldamento, il raffreddamento e la lavorazione, inclusa l'energia catturata dalle pompe di calore (secondo la formula prevista dall'allegato VII della direttiva);
- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità;
- l'energia relativa alle misure di cooperazione internazionale previste dalla direttiva (trasferimenti statistici e progetti comuni con altri Stati membri o progetti comuni con Paesi terzi).

Per il calcolo del denominatore deve essere considerato il consumo finale lordo, definito dalla direttiva come: "i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione".

Oltre all'obiettivo generale sopra indicato, la direttiva prevede che, sempre al 2020, in ogni Stato sia assicurata una quota di copertura dei consumi nel settore trasporti mediante energie da fonti rinnovabili pari al 10%. Per il calcolo del numeratore di questo obiettivo specifico dovranno essere presi in considerazione:

- il contenuto energetico (previsto dall'allegato III della direttiva) dei biocarburanti che rispettano i criteri di sostenibilità, moltiplicando per un fattore 2 il contenuto energetico dei biocarburanti di seconda generazione (biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie lignocellulosiche);
- l'energia elettrica da fonti rinnovabili consumata nei trasporti, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di questa consumata nei trasporti su strada.

Per il calcolo del denominatore di questo obiettivo andranno invece inclusi esclusivamente la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada e su rotaia e l'elettricità, moltiplicando per un fattore 2,5 la quota di quest'ultima consumata nei trasporti su strada.

I meccanismi di sostegno già attivi per sopperire agli insufficienti livelli di remunerazione ad oggi assicurati nel settore delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica sono già numerosi; tuttavia, al fine di raggiungere i propri obiettivi nazionali, l'Italia intende potenziare e razionalizzare i meccanismi di sostegno già esistenti, in un'ottica integrata di:

- efficacia per concentrare gli sforzi lungo direzioni di massimo contributo agli obiettivi;
- efficienza per introdurre flessibilità nel supporto degli incentivi limitando i loro apporti allo strettamente necessario a sopperire le *défaillances* del mercato;
- sostenibilità economica per il consumatore finale, che è il soggetto che sostiene gran parte dell'onere da incentivazione;
- ponderazione del complesso delle misure da promuovere nei tre settori in cui agire: calore, trasporti, elettricità.

In questo contesto, tenuto conto del quadro complessivo degli obiettivi da raggiungere, appare necessario e conveniente, in un'ottica di sviluppo di lungo periodo, procedere alla razionalizzazione dell'articolato sistema di misure esistenti per l'incentivazione delle rinnovabili per la produzione di elettricità in modo da poter conseguire, tenuto conto dell'attuale trend di crescita, l'aumento della produzione dai circa 5,0 Mtep del 2008 ai circa 9,1 Mtep previsti nel 2020; prevedere un deciso potenziamento delle politiche di promozione delle rinnovabili nel settore del calore allo scopo di riuscire a ottenere il consistente incremento di utilizzo del calore da rinnovabili dai circa 3,2 Mtep del 2008 ai circa 9,5 Mtep previsti nel 2020 e in fine prevedere anche il rafforzamento delle misure di promozione delle rinnovabili nel settore dei trasporti allo scopo di conseguire, anche in questo caso, un forte incremento dell'utilizzo delle rinnovabili nei trasporti dai circa 0,7 Mtep del 2008 ai circa 2,5 Mtep previsti nel 2020.

In Italia, il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima [62], predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020. Nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza

energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

“L’obiettivo dell’Italia - dichiara il Ministro dello Sviluppo Economico Stefano Patuanelli - è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale dell’Unione europea, attraverso l’individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione in atto nel mondo produttivo verso il Green New Deal”.

La Figura 1.3.1 riassume gli obiettivi di efficienza energetica per i Paesi UE-28.

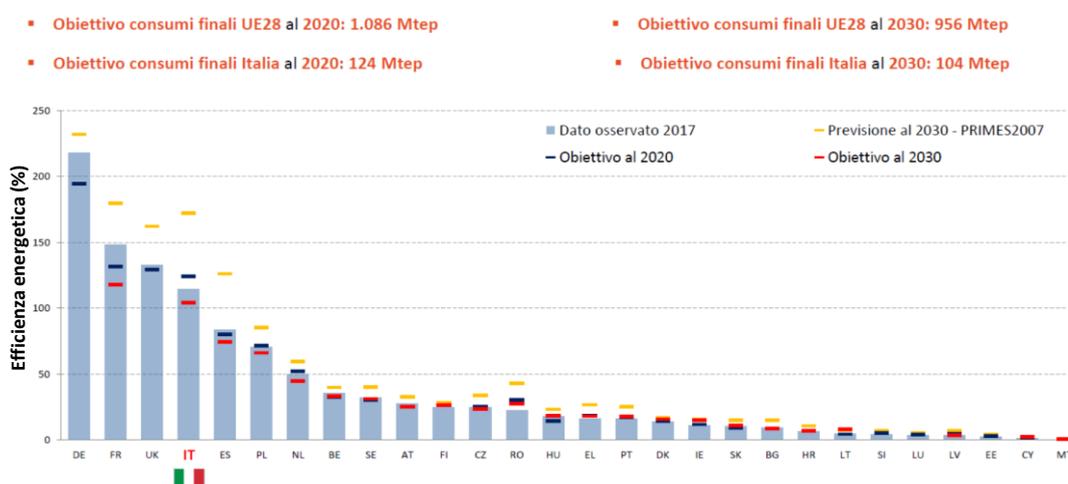


Figura 1.3.1. Obiettivi di efficienza energetica dei PNIEC dei Paesi UE-28 [55]

Infine, il nuovo Decreto Rilancio 2020 [63], pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 19 maggio 2020, si pone come obiettivo la ripresa dell'economia italiana a seguito della crisi dovuta all'emergenza sanitaria causata dal COVID-19. La manovra consta di 55 miliardi di euro, tra le varie misure, prevede una nuova forma di incentivazione dedicata al settore delle costruzioni e del risparmio energetico, il cosiddetto Ecobonus 110%. Infatti, il nuovo decreto, oltre a comprendere misure di efficientamento energetico legate all'efficientamento del sistema edificio-impianto (come sostituzione della caldaia a gas con una più efficiente a condensazione o con un pompa di calore, nonché miglioramento dell'involucro edilizio incrementando l'isolamento dello stesso), riguarda anche tutti gli interventi previsti dal sisma bonus e gli interventi di efficientamento energetico di cui all'articolo 14 del Decreto Legge n. 63/2013 [64], come ad esempio l'installazione di impianti solari termici, fotovoltaici e sistemi di accumulo elettrico. In particolare, nel caso in cui l'installazione avvenga singolarmente (senza uno degli altri interventi legati all'efficientamento del sistema edificio-impianto), sarà possibile accedere al già esistente Ecobonus del 65% sul solare termico e del 50% su fotovoltaico e sistemi di accumulo elettrico.

1.4 Fonte solare: tecnologie e utilizzi

Il Sole è la fonte energetica più importante per la terra. La vita, in tutte le sue forme, dipende dall'energia del sole, che rappresenta il punto di partenza per le catene chimiche e biologiche sul nostro pianeta e allo stesso tempo costituisce la forma energetica più pulita dal punto di vista ambientale. L'energia rilasciata dal Sole viene irradiata nello spazio sotto forma di onde elettromagnetiche. La radiazione solare incidente sulla superficie terrestre può essere scomposta in tre componenti: radiazione diretta (E_{dir}), radiazione riflessa (E_{rif}) e radiazione diffusa (E_{dif}).

La prima è composta dalla radiazione che, superato il filtro atmosferico, riesce a giungere direttamente al suolo senza variazioni di direzione. Tra le componenti della radiazione solare non provenienti direttamente dal sole, occorre considerare anche la quota riflessa nell'ambiente circostante dalle diverse superfici, a partire dalla superficie terrestre.

La radiazione diffusa è dovuta alla presenza di molecole d'aria e particelle di polvere. La somma della radiazione diretta, di quella riflessa e di quella diffusa è considerata come radiazione solare globale E_G :

$$E_G = E_{dir} + E_{rif} + E_{dif} \quad 1.4.1$$

Lo sfruttamento attivo dell'energia solare consente di ottenere energia elettrica o energia termica direttamente per mezzo dell'utilizzo di "moduli solari". In particolare, i moduli che permettono di convertire l'energia solare in energia termica vengono definiti collettori solari (SC), mentre quelli che permettono di convertire direttamente l'energia del Sole in energia elettrica prendo il nome di pannelli fotovoltaici (PV). Esistono anche tecnologie innovative ibride fotovoltaici e termici che permettono di convertire l'energia solare nello stesso istante in energia elettrica e termica.

1.4.1 Collettori solari

Il collettore solare consiste, di fatto in un particolare tipo di scambiatore di calore, capace di trasferire l'energia proveniente dal sole ad un mezzo che fluisce al suo interno. Questo mezzo, definito fluido termovettore, è solitamente rappresentato da acqua, miscele di acqua e sostanze antigelo, miscele a cambiamento di fase oppure aria. Un generico schema di tali sistemi è riportato in Figura 1.4.1.

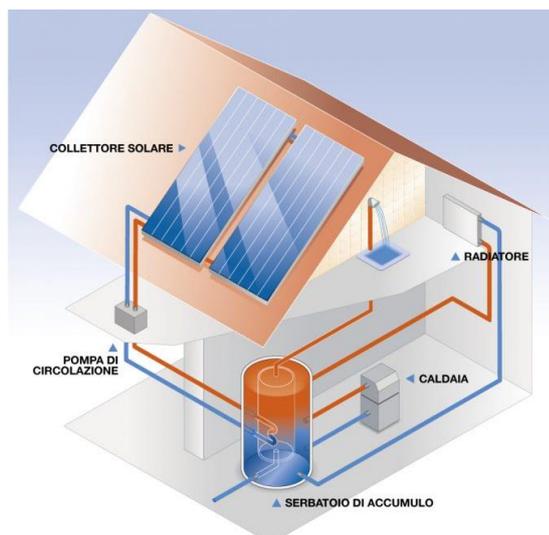


Figura 1.4.1. Schema generico di un impianto solare termico domestico.

Lo schema di un impianto solare termico può essere suddiviso in due circuiti: quello primario e quello secondario. Il circuito primario, ha come scopo quello di captare l'energia derivante dal sole, convertirla in calore, trasferirla al fluido termovettore e trasportarla direttamente al serbatoio d'accumulo o ad uno scambiatore di calore. Il circuito secondario invece, trasporta il calore dal serbatoio d'accumulo alle utenze finali. In linea generale il collettore solare fornisce calore al fluido termovettore, il quale, a sua volta, viene trasferito ad altri dispositivi e può essere utilizzato direttamente oppure essere immagazzinato in sistemi di accumulo per consentire l'utilizzo successivo. Il limite termico della produttività energetica del collettore è rappresentato, ovviamente, dalla quantità di radiazione che esso riesce ad intercettare.

Non tutta l'energia raccolta, tuttavia, può essere sfruttata efficacemente a causa delle perdite per riflessione, assorbimento e re-irraggiamento che si verificano nel collettore solare stesso. Si parla allora di efficienza di conversione, indicando con tale termine il parametro che indica la frazione di energia effettivamente trasferita al fluido. Il suo valore può superare il 90%, ma non è costante, infatti dipende dalle specifiche condizioni in cui esso si trova ad operare (soleggiamento, composizione spettrale della radiazione incidente, temperatura ambiente, temperatura del fluido termovettore, ecc.).

Gli impianti che montano i collettori solari e quindi che producono energia termica sono detti impianti solari termici. Tali impianti sono oggi una tecnologia affidabile ed assumono un ruolo di particolare importanza nel contesto dei progetti energetici integrati, cioè nella totalità degli interventi per il risparmio energetico nel settore residenziale e nelle altre strutture dove è considerevole il fabbisogno energetico per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento.

L'impianto solare termico è la tecnologia che permette la conversione diretta dell'energia solare in energia termica. Il report annuale realizzato dal Solar Heating e Cooling program dell'International Energy Agency (IEA), alla fine del 2017 [65] ha dichiarato che la capacità di riscaldamento generata attraverso l'utilizzo di collettori solari termici, in tutto il mondo, è di circa $436 \text{ GW}_{\text{th}}$, che corrisponde approssimativamente a $6,23 \times 10^8 \text{ m}^2$ di superficie di collettori solari. L'installazione di tali sistemi ha portato a risparmi energetici annuali di circa

357 GW_{th} in tutto il mondo, corrispondenti ad una riduzione di emissioni di CO₂ pari a 1,24x10⁸ tonnellate. Solo nel 2015 sono stati generati 40,2 GW derivanti da sia installazioni di sistemi solari nuovi che da ristrutturazione di quelli esistenti.

L'energia termica prodotta dai sistemi solari termici può essere utilizzata per soddisfare:

- La domanda di acqua calda sanitaria;
- La richiesta di riscaldamento dell'ambiente;
- La produzione combinata di acqua calda sanitaria e riscaldamento dell'ambiente (sistemi combinati).

Lo sfruttamento dell'energia solare per il solo riscaldamento dell'ambiente può fornire notevoli risparmi energetici in determinate condizioni che dipendono dalla posizione e dal profilo di domanda di energia. La massima redditività che si ha utilizzando tali sistemi è spesso limitata dalla mancata corrispondenza tra la disponibilità di energia solare e la domanda energetica. Ad esempio, da un lato, durante la stagione invernale la limitata irradiazione solare riesce a malapena a coprire il fabbisogno energetico per il riscaldamento. Dall'altro lato, l'elevato irraggiamento solare durante la stagione estiva supera di gran lunga la domanda di energia per la produzione di acqua calda sanitaria, e non è possibile utilizzare direttamente tale eccesso di energia prodotta a meno che non vengano utilizzati dei sistemi di accumulo. Per questo motivo, soluzioni per la sola richiesta di riscaldamento ambiente e per i sistemi combinati, non sono molto comuni negli edifici. In Italia infatti il 90% dei collettori solari viene utilizzato per la produzione di acqua calda sanitaria.

Esistono diversi tipi di impianti solari. La scelta della tipologia dipende essenzialmente dalla temperatura operativa del fluido richiesta e delle caratteristiche dell'utenza.

I collettori vetrati piani (Flat Plate Collector – FPC) sono essenzialmente costituiti da una copertura in vetro, una piastra captante (assorbitore) isolata termicamente nella parte inferiore e lateralmente, il tutto contenuto all'interno di una cassa metallica o di plastica (Figura 1.4.2). Il principio di funzionamento di tali dispositivi si basa sulle caratteristiche del vetro utilizzato di essere trasparente alla radiazione solare ed opaco a quella infrarossa emessa dalla piastra assorbente, e sulle proprietà della piastra stessa di assorbire la radiazione solare e contenere le emissioni proprie nello spettro infrarosso. Nello specifico la radiazione solare penetra attraverso la lastra trasparente e colpisce la piastra captante sottostante. La superficie della piastra è opportunamente trattata in modo da essere selettiva rispetto al tipo di radiazione; essa infatti presenta una elevata assorbenza in corrispondenza della luce visibile proveniente dal Sole ed una bassa remissività alla radiazione infrarossa generata dal riscaldamento della piastra. Sul retro dell'assorbitore viene fatta passare una serpentina di rame che trasmette il calore raccolto al fluido termovettore che scorre al suo interno, raggiungendo temperature comprese tra i 40°C e i 60°C. per tipologie di costruzione sono disponibili molte soluzioni distinte per la selettività dell'assorbitore e per l'utilizzo di materiali diversi.

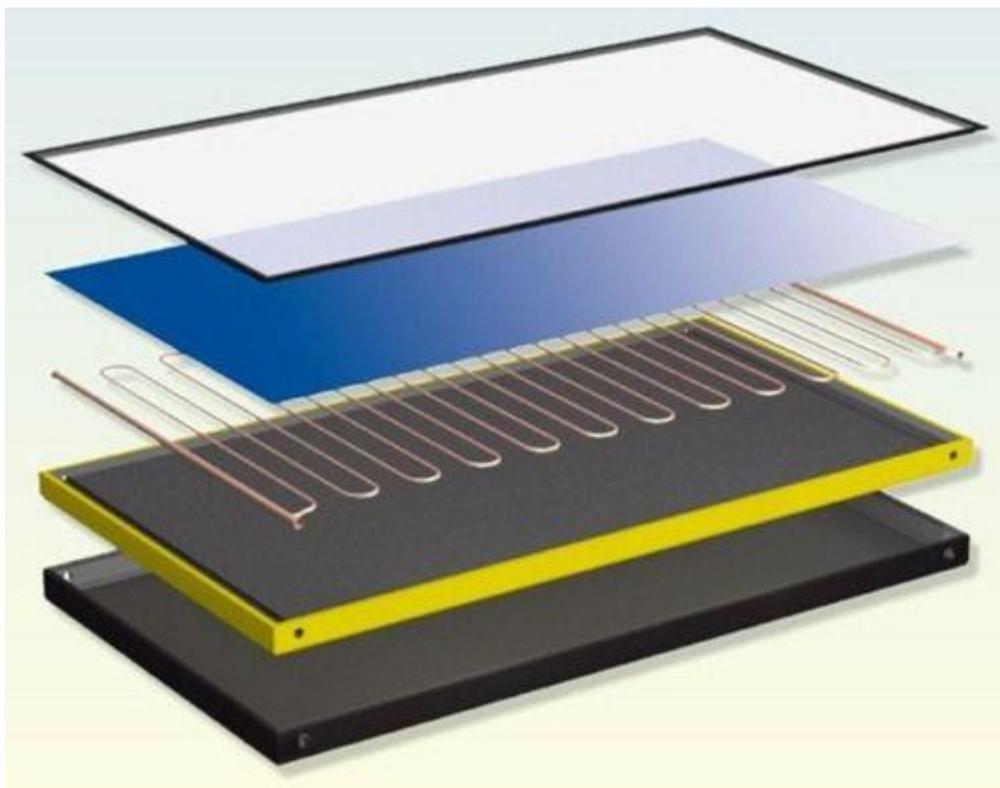


Figura 1.4.2. Collettori vetrati piani.

I collettori a tubi evacuanti (Evacuated Tube Collector – ETC), anche detti collettori sottovuoto, sono composti da una serie di tubi ciascuno dei quali è costituito da un tubo di vetro all'interno del quale è presente un tubo di acciaio (Figura 1.4.3). Tra il tubo di acciaio (interno) e il tubo di vetro (esterno) è presente il vuoto, il quale impedisce la trasmissione di calore per conduzione. Il calore raccolto da ciascun elemento (tubo sottovuoto) viene trasferito all'utilizzatore essenzialmente in due modi differenti: una tipologia consiste nell'utilizzo di circuiti ad U, all'interno del singolo tubo, entro i quali circola il fluido primario che riscalda e cede l'energia termica all'utilizzatore in un raccordo posto in alto; un'altra tipologia molto diffusa è rappresentata dai tubi di calore cosiddetti "heat pipe" all'interno dei quali è presente un fluido in equilibrio di fase con il suo vapore e che sono in grado di trasportare grandi quantità di energia termica con bassi generatori termici. In quest'ultimo particolare tipo di collettori, per effetto dell'irraggiamento solare il fluido contenuto all'interno dei tubi evapora e risale verso l'estremità dove, attraverso uno scambiatore a condensazione, cede il proprio calore, sotto forma di calore latente, all'acqua. Una volta condensato il fluido ritorna verso il basso.



Figura 1.4.3. Collettori a tubi evacuanti.

I collettori a concentrazione usano dei dispositivi ottici riflettori o rifrattori per aumentare la radiazione incidente sulla superficie assorbente (Figura 1.4.4). A parità di irraggiamento solare, una densità di energia più elevata comporta un'area assorbente più piccola e quindi anche minori perdite verso l'esterno. Con i sistemi a concentrazione si possono ottenere temperature più elevate. sistemi a concentrazione solare possono utilizzare diversi tipi di collettori:

- Compound Parabolic Collectors (CPC): collettore stazionario (temperatura max 80-120°C);
- Linear Fresnel Collector (Fresnel): collettore ad inseguimento (temperatura max 100-400°C);
- Parabolic Trough Collectors (PTC): collettore ad inseguimento (temperatura max 100-200°C).

Per il funzionamento dei collettori ad inseguimento è necessario che l'angolo fra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie riflettente non superi stretti limiti. La radiazione solare viene concentrata sull'elemento di raccolta dell'energia termica (tubo ricevitore o Heat Collecting Element – HCE) posto sull'asse dei fuochi delle sezioni del collettore. Il fluido termovettore viene fatto circolare all'interno dei tubi ricevitori con la funzione di trasportare il calore assorbito che potrà essere utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica. I collettori solari vengono quindi orientati inseguendo continuamente la posizione del Sole nel suo moto apparente. Tali tipi di impianti necessitano di un sistema di tracking (inseguimento) solare che muove il collettore in modo da ridurre l'angolo fra il Sole e la normale alla superficie riflettente.



Figura 1.4.4. Collettori a concentrazione.

1.4.2 I pannelli fotovoltaici

La cella fotovoltaica converte direttamente la radiazione solare in energia elettrica e rappresenta l'elemento base con il quale vengono realizzati gli impianti fotovoltaici.

L'insieme di queste celle costituisce il pannello fotovoltaico; gli elementi costruttivi di quest'ultimo, procedendo dal lato superiore, sono:

- lastra in vetro;
- strato protettivo di polimero trasparente EVA (Etil Vinil Acetato);
- modulo fotovoltaico, costituito dalla connessione in serie e/o parallelo delle celle;
- secondo strato di EVA;
- un foglio di Tedlar, con funzione di protezione verso gli agenti atmosferici e corrosione e supporto meccanico.

Il tutto è inglobato e unito in una cornice in alluminio. Dal modulo infine fuoriescono i terminali dei gruppi di celle che permettono di collegarlo al circuito elettrico. Il principio fisico su cui si basa il funzionamento di questi dispositivi è l'effetto fotovoltaico, in relazione al quale la radiazione solare che incide sulla superficie di un semiconduttore determina il passaggio di alcuni elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione. In questo modo all'interno della cella fotovoltaica si crea una coppia elettrone-lacuna, rispettivamente dotati di carica elettrica negativa e positiva. Tali cariche elettriche vengono poi opportunamente instradate in un circuito elettrico grazie alla particolare configurazione della cella,

originando così una corrente elettrica nel caso in cui il circuito elettrico venga chiuso con un carico (utenza).

Le celle fotovoltaiche attualmente commercializzate vengono per la maggior parte realizzate in silicio, spesso derivante dagli scarti dell'industria elettronica, in quanto per la produzione di celle non servono gradi di purezza elevati.

Le celle in silicio cristallino possono avere una struttura molecolare monocristallina o policristallina (Figura 1.4.5). Nella struttura monocristallina gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni agli altri nello stesso modo; in quella policristallina essi sono aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in maniera disordinata. L'efficienza delle celle in silicio monocristallino è circa 16÷17%, contro il 14÷15% del silicio policristallino, e consente di avere una minore superficie occupata a parità di potenza, ma un costo superiore rispetto al silicio policristallino.

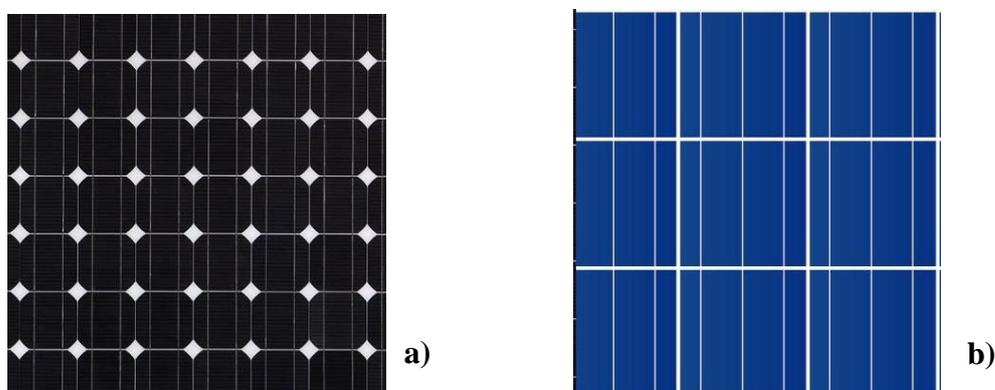


Figura 1.4.5. Celle in silicio: a) monocristallino, b) policristallino.

Le celle a film sottile in silicio amorfo (Figura 1.4.6) sono ricavate depositando un sottile strato di semiconduttore su un supporto plastico o su un substrato polimerico. Per quanto riguarda i materiali non viene impiegato silicio puro, ma alcuni suoi composti con l'idrogeno. Attraverso questo processo si abbattano i costi di produzione, in quanto il materiale semiconduttore richiesto è enormemente inferiore rispetto agli altri casi (spessore di circa 1 μm). Uno dei principali vantaggi nell'utilizzo del silicio amorfo consiste nella possibilità di costruire strutture flessibili, con evidenti vantaggi in termini di installazione. D'altro canto, l'efficienza raggiungibile da questo tipo di celle è ancora molto bassa, circa 6÷8%.

Vi sono poi celle a film sottile realizzati con materiali innovativi, aventi gli stessi vantaggi dei thin film in silicio amorfo, ma realizzate con materiali che consentono di ottenere efficienze superiori. Due diverse soluzioni prevedono l'utilizzo di diselenurio di indio e rame e tellururo di cadmio. I valori dell'efficienza sono dell'ordine del 10÷12%. Ancora in fase di sviluppo sono i film a policristalli di arsenurio di gallio e di arsenurio di gallio e alluminio, caratterizzati da un'efficienza attorno al 30%, ma penalizzati da costi di produzione elevatissimi, che trovano giustificazione solo per applicazioni spaziali.

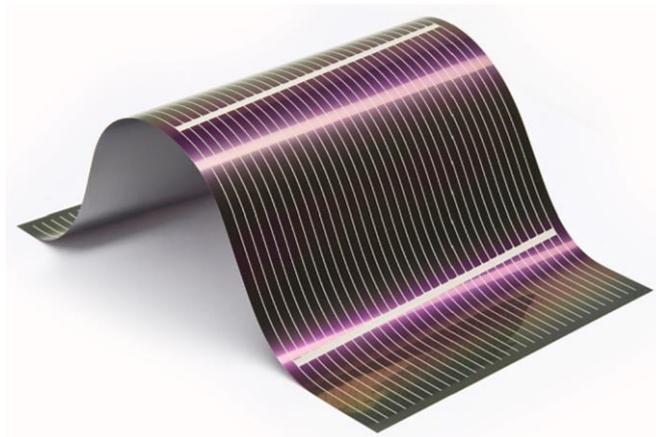


Figura 1.4.6. Celle a film sottile in silicio amorfo.

1.4.3 Sistemi ibridi fotovoltaici e termici

Il grande sviluppo dell'industria fotovoltaica degli ultimi anni ha portato alla realizzazione di soluzioni sempre più efficienti e competitive per la produzione di energia elettrica da fonte solare.

Al tempo stesso la tecnologia fotovoltaica presenta dei limiti intrinseci in termini di prestazioni. In primo luogo, solo una ridotta parte della radiazione solare viene convertita in energia elettrica, a seconda del materiale impiegato per le celle: l'efficienza di conversione non supera il 18% nei moduli al silicio cristallino più perforanti. Il secondo limite al rendimento di conversione dei moduli fotovoltaici è legato al decadimento delle prestazioni all'aumentare della temperatura di esercizio, per cui un modulo che presenta un'efficienza nominale del 15% può lavorare al 12% nei mesi più caldi, proprio quando la radiazione solare è più intensa e le potenzialità maggiori. Anche per ovviare a questi inconvenienti, recentemente si è intensificata la ricerca volta alla produzione e commercializzazione su larga scala di sistemi ibridi fotovoltaici e termici (PVT).

L'idea di accompagnare un modulo fotovoltaico tradizionale ad un collettore solare non è nuova. Già negli anni '70 furono avviati i primi studi teorici e pratici per investigare i benefici di questa soluzione.

Sebbene esistano diverse tipologie di sistemi PVT, nella configurazione più semplice (Figura 1.4.7) un pannello solare ibrido è costituito da un modulo fotovoltaico alloggiato all'interno di un collettore solare termico. Il fluido termovettore (aria o liquido) che circola nel collettore asporta il calore in eccesso, il quale viene prodotto sia direttamente dalla radiazione solare, sia per effetti dissipativi della corrente elettrica che fluisce nelle celle. In sostanza si può affermare che i moduli PVT sono pannelli solari termici in cui l'assorbitore (o piastra captante) è costituito da celle fotovoltaiche.



Figura 1.4.7. Pannello termo-fotovoltaico (PVT) con fluido termovettore liquido.

La rimozione di energia termica dall'elemento fotovoltaico, oltre a mantenere bassa la temperatura aumentandone l'efficienza, rende disponibile calore che può essere utilizzato per diversi fini: produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento o raffrescamento domestico, preriscaldamento dell'aria in uffici o centri commerciali.

Emerge quindi un primo punto di forza della cogenerazione solare: produzione di energia elettrica e termica contemporaneamente. Il comportamento duale di questi impianti conferisce loro una versatilità che può essere sfruttata per ottimizzare il funzionamento a seconda della località e delle esigenze particolari, privilegiando la produzione di energia elettrica oppure di energia termica. Nel primo caso si mantiene la temperatura delle celle il più bassa possibile al fine di ottimizzare il rendimento di conversione fotovoltaica, avendo per contro una temperatura del liquido refrigerante ancora più bassa e quindi limitando le potenzialità di riscaldamento. Nel secondo caso, viene privilegiata l'efficienza termica dell'impianto e si punta ad ottenere fluido refrigerante ad elevata temperatura in uscita in condizioni non ottimali e l'efficienza elettrica è penalizzata. Il rendimento nei sistemi PVT, definito come la somma tra rendimento termico e rendimento elettrico, ovvero come la percentuale della radiazione solare incidente su di una superficie che viene effettivamente sfruttata, può raggiungere il 60%. Da questo valore si evince il secondo vantaggio dei pannelli ibridi: un maggior sfruttamento dell'energia disponibile sia rispetto al fotovoltaico tradizionale che al solare termico, che si attestano al 15% e 55%, rispettivamente.

Una classificazione semplificata prevede di distinguere due maggiori famiglie di moduli PVT sulla base del fluido termovettore impiegato:

- PVT – liquido;
- PVT – aria.

Nei moduli PVT - liquido, il fluido termovettore (tipicamente acqua o glicole) circola in una serpentina collocata sotto le celle fotovoltaiche e asporta calore garantendo un'ottima efficienza di scambio termico rendendo più performante la cessione di calore nei sistemi di accumulo. I sistemi PVT – aria sono più economici e sono esenti da problemi come il congelamento o l'ebollizione del fluido termovettore, fenomeni da tenere in considerazione per i PVT – liquido. Tuttavia, questa soluzione comporta diversi svantaggi che la rendono competitiva solo per certe applicazioni. Innanzitutto, la bassa capacità dell'aria di asportare calore, se confrontata con il liquido, incide sull'efficienza del recupero termico e sul

rendimento delle celle fotovoltaiche. In secondo luogo, gli impianti per l'aria calda sono concentrati prevalentemente in inverno e danno luogo ad una produzione non richiesta nei mesi estivi. Infine, si tratta soprattutto di applicazioni di nicchia, come ad esempio il riscaldamento di grandi edifici (centri commerciali, cinema, uffici, ecc..) o l'essiccazione dei prodotti agricoli.

Un altro elemento fondamentale per la classificazione dei pannelli ibridi è il vetro di copertura posto a sigillare il modulo nel lato irraggiato. Laddove presente, la copertura permette di limitare le dispersioni di calore verso l'esterno, migliorando il rendimento termico, ma rappresenta al contempo un'ulteriore strato barriera sopra le celle fotovoltaiche, la cui produzione elettrica risulta penalizzata. Inoltre, le maggiori temperature interne al modulo nel caso in cui il vetro di copertura è presente (possono superare i 150°C) incidono in negativo sull'efficienza fotovoltaica e introducono ulteriori criticità legate alla determinazione della classe stessa.

Una classificazione più specifica di tali sistemi ibridi riguarda il tipo di collettore solare utilizzato. Alcuni esempi sono il PVT che incorpora il Compound Parabolic Collectors (CPC – PVT) e il PVT che incorpora i collettori solari piani (FP – PVT). Nel sistema CPC – PVT per rimuovere l'eccesso di calore dalle celle, in modo tale da mantenere la loro efficienza, vengono utilizzati gli heat – pipe (tubo di calore). La produzione totale di energia di un sistema PVT dipende dall'irraggiamento, dalla temperatura ambiente, dalla velocità del vento.

CAPITOLO 2

Accumuli termici stagionali

2.1 Introduzione

Numerosi studi scientifici sono stati condotti e sono ancora in corso al fine di trovare una soluzione adeguata che consenta di massimizzare lo sfruttamento dell'energia solare [66]. Da questo punto di vista, particolare attenzione è rivolta verso i sistemi di accumulo dell'energia termica. Tra le tecnologie per l'accumulo di energia termica, notevole interesse sta riscuotendo la possibilità di utilizzare accumuli di energia termica "stagionali" ovvero sistemi capaci, con elevata efficienza, di stoccare l'energia recuperata da fonte solare per periodi relativamente lunghi (settimane o mesi) al fine di compensare il disaccoppiamento tra produzione e fabbisogno. Tale possibilità è stata già oggetto di numerose ricerche ed ha anche trovato significative applicazioni in diversi paesi.

2.2 L'accumulo di energia

I sistemi di accumulo dell'energia non soltanto attenuano i problemi legati allo sfasamento temporale tra produzione e domanda, ma incrementano l'affidabilità dei sistemi energetici, giocano un ruolo importante nella conservazione dell'energia, rendono i sistemi di produzione energetica economicamente più competitivi e riducono i picchi di domanda.

Le tecnologie per l'accumulo di energia disponibili sono molteplici, con caratteristiche molto diverse tra loro, e, spesso, la scelta tra le diverse soluzioni dipende da fattori sia tecnici che economici, tra i quali assumono particolare rilievo il periodo di stoccaggio richiesto (diurno o stagionale), i costi, le condizioni operative, ecc.

I sistemi di accumulo attualmente disponibili possono conservare l'energia sotto forme diverse: meccanica (potenziale o cinetica), elettromagnetica, chimica, biologica e termica. Si può quindi operare una classificazione dei metodi di stoccaggio per forma di energia immagazzinata secondo lo schema indicato nella Tabella 2.2.1 [67–69].

Tabella 2.2.1. Sistemi di accumulo di energia [67–69]

Sistema di accumulo	Energia MECCANICA	Potenziale	Idraulico pompato o gravitazionale
			Aria compressa
		Cinetica	Volani a bassa velocità
			Volani ad alta velocità
	Energia ELETTROMAGNETICA	Condensatori elettrostatici standard	
		Condensatori elettrolitici	
		Superconduttori magnetici	
	Energia CHIMICA	Batterie convenzionali	
		Batterie a sali fusi	
		Celle a combustibile	
	Energia BIOLOGICA		
	Energia TERMICA	Sensibile	
Latente			
Termochimico			

2.3 L'accumulo di energia elettrica

Secondo la definizione data dal GSE (Gestore Servizi Energetici), un sistema di accumulo per l'energia elettrica è “*un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa [...] in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo)*” [70].

Le tecnologie per l'accumulo elettrico comprendono una vasta categoria di dispositivi. Una classificazione dei sistemi di accumulo frequentemente adottata in letteratura è la seguente:

- accumulo elettrochimico (batterie al piombo acido, agli ioni di litio, zebra, nichel-metallo idruro ecc.);
- accumulo di tipo meccanico (accumulo ad aria compressa CAES, volani meccanici ad alta e bassa velocità, bacini idroelettrici di pompaggio);
- accumulo di tipo elettrostatico (supercondensatori);
- accumulo di tipo elettromagnetico (superconductive magnetic energy storage - SMES);
- accumulo di tipo chimico (idrogeno).

Gli accumuli elettrici sono caratterizzati da una serie di grandezze quantitative che ne descrivono il loro comportamento:

- Capacità (Ah): è la quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica fino al raggiungimento del valore minimo di tensione. In altre parole, è la quantità di energia che la batteria è in grado di immagazzinare. Tendenzialmente la capacità non è costante per tutti gli accumulatori elettrochimici, ma è fortemente dipendente dal regime in cui l'accumulatore opera, ovvero dipende

principalmente dalla temperatura dell'ambiente e dalla corrente prodotta dalla batteria durante la fase di scarica.

- Energia nominale (Wh): è definita come l'energia che il sistema fornisce durante la scarica, partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa; anch'essa dipende dal regime di lavoro e dalla temperatura dell'ambiente; si calcola come il prodotto della capacità per la tensione dell'accumulo.
- Potenza (W): è la potenza nominale corrispondente al regime di scarica nel regime di lavoro cui la batteria è destinata.
- Efficienza energetica: definita come il rapporto tra l'energia scaricata e quella spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale.
- Profondità di scarica (DoD): quantità di carica erogata da un accumulatore completamente carico, rapportata alla sua capacità nominale. È normalmente espressa in percentuale (%).
- Tempo di vita (cicli): rappresenta il numero di cicli di scarica e carica completa che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo. Questo parametro è fortemente correlato alla profondità di scarica.
- Stato di carica: quantità di carica presente nell'accumulatore, rapportata ad un valore di riferimento molto spesso coincidente con la capacità nominale espressa in percentuale.

Nella Figura 2.3.1 sono confrontate le diverse tipologie di accumulo elettrico; da essa si evince che per una potenza nominale del sistema di accumulo compresa tra 1 kW_{el} e 100 kW_{el} ed un tempo di scarica ricadente nell'intervallo delle "ore", si utilizzano accumuli elettrochimici ed accumuli di tipo elettrostatico; tra 100 kW_{el} e 10 MW_{el} si utilizzano ancora accumuli elettrochimici, mentre nell'intervallo tra 10 MW_{el} e 1 GW_{el} si utilizzano, invece, accumuli di tipo meccanico.

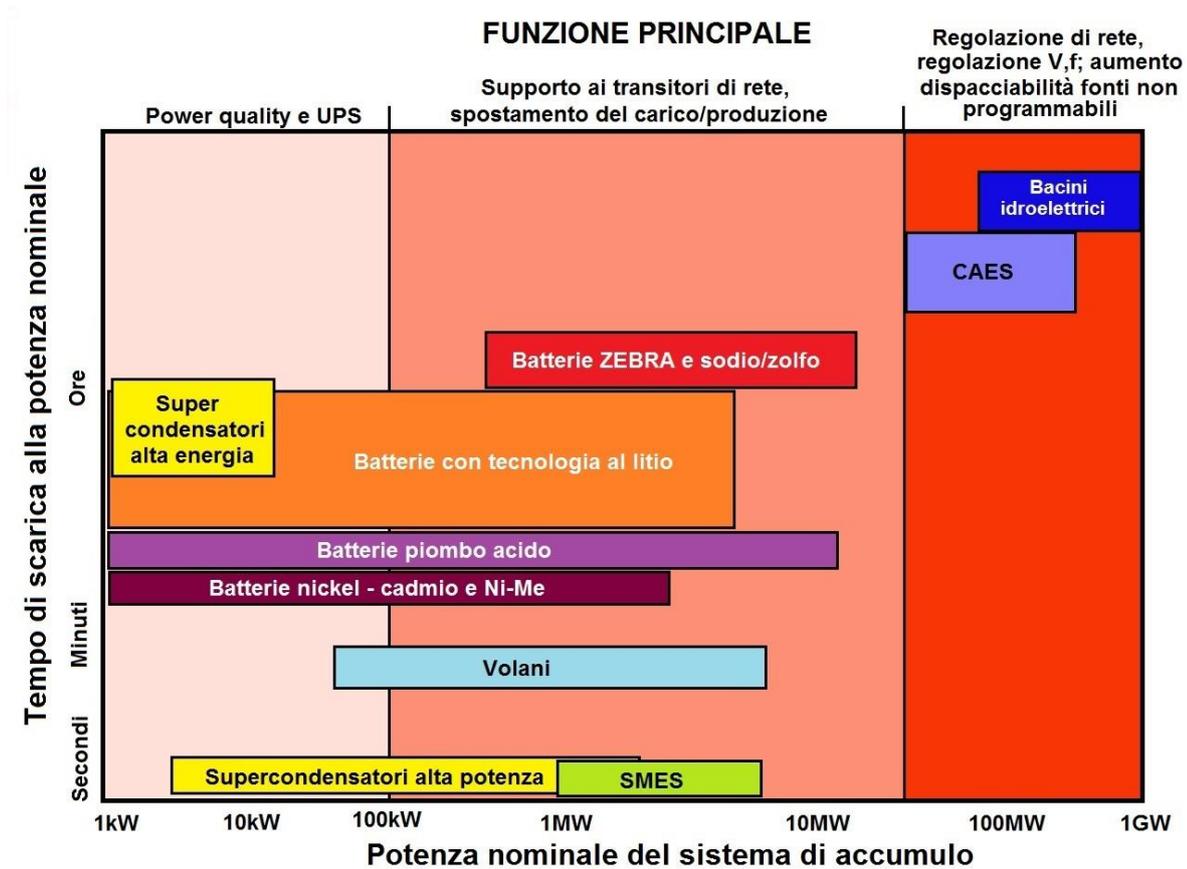


Figura 2.3.1. Confronto tra le diverse tipologie di accumulo elettrico in funzione della potenza e dell'autonomia del sistema [71].

Gli accumuli elettrici di piccola taglia, quindi, sono quelli di tipo elettrochimico, i quali risultano essere modulari (con possibilità di sistemi da pochi kW fino a decine di MW) e flessibili; i tempi di risposta alle variazioni di carico sono veloci; il rapporto potenza/energia è elevato e si prestano a lavorare in applicazioni “ibride” che richiedono autonomie dell’ordine dell’ora, ma anche capacità di erogare picchi di potenza significativi.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia piccola-media, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/scarica con DoD dell’80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) [71], elevata energia specifica. Queste batterie lavorano bene sia in potenza che in energia, risultando adatte quindi a coprire quasi tutte le applicazioni, sia quelle tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico, e sono le più utilizzate per la trazione elettrica. Le caratteristiche delle batterie agli ioni di litio, quindi, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni “in potenza” e per il settore dell’automotive.

Attualmente è in corso una rilevante attività di ricerca [72–75] nel settore degli accumulatori agli ioni di litio, concentrata sullo sviluppo di nuovi materiali di cella e di batterie di taglia maggiore (decine di kWh), per impieghi in particolare nella trazione elettrica. Le applicazioni in ambito stazionario sono al momento limitate, ma le prestazioni offerte da questa tipologia di batterie le rendono molto interessanti anche in questo campo. Ad

esempio, avendo una densità di potenza molto alta e una vita attesa lunga, possono essere impiegate in applicazioni di Power Quality. Altri settori di utilizzo possono essere le telecomunicazioni UPS, in accoppiamento con generatori a fonte rinnovabile e, più in generale, nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi (dal momento che hanno una densità di energia e di potenza molto elevate).

2.4 L'accumulo di energia termica

I sistemi di accumulo termico (TES) coprono un'ampia gamma di temperature ed applicazioni. In ogni caso, mediante i sistemi di stoccaggio dell'energia termica, il calore viene trasferito al mezzo di accumulo durante il periodo di carica e rilasciato in un secondo momento durante il periodo di scarica. Più precisamente il processo completo prevede tre fasi:

- carica
- conservazione
- scarica

Alcune fasi possono essere distinte o simultanee ed essere ripetute nello stesso ciclo.

Le caratteristiche più importanti di un sistema di accumulo dell'energia termica sono:

- la durata, ovvero il tempo durante il quale l'energia può essere conservata con dispersioni accettabili;
- la capacità termica specifica, ovvero la quantità di energia immagazzinata nell'unità di volume;
- l'efficienza, definita come il rapporto tra l'energia estratta durante la scarica e l'energia immagazzinata durante la carica.

Un accumulo efficiente dovrebbe avere lunga durata ed elevata capacità termica specifica, nonché alta efficienza.

Al fine della scelta del mezzo di accumulo, in primo luogo, occorre verificarne la compatibilità con l'intervallo di temperatura richiesto dall'applicazione. In secondo luogo, il mezzo di stoccaggio usato deve essere poco costoso e disponibile in grandi quantità; in generale si preferisce utilizzare come mezzo di accumulo i materiali che presentano una grande variazione di energia interna per unità di volume in quanto consentono di minimizzare gli ingombri; tuttavia ci sono altri fattori di cui occorre tener conto, come, ad esempio, la tossicità, la resistenza alla corrosione, la compatibilità con i materiali, ecc.

I vantaggi che l'uso di sistemi TES può portare sono diversi:

- l'incremento della capacità di produzione di energia: l'energia può essere prodotta nei periodi di scarsa domanda (perché più conveniente dal punto di vista energetico o economico o di impatto ambientale) e accumulata per usi successivi;

- il recupero di cascami energetici (provenienti da processi di produzione) che altrimenti andrebbero persi;
- l'attenuazione dei picchi di potenza richiesti;
- la riduzione dei consumi di energia da combustibili fossili, delle emissioni inquinanti (CO₂, ecc.) e dei costi di esercizio;
- l'incremento dell'affidabilità dell'impianto.

Esistono diversi modi per classificare i sistemi di accumulo termico. I principali si basano:

- sull'intervallo di temperatura di esercizio;
- sulla modalità di scambio termico;
- sull'intervallo di tempo di stoccaggio.

Sulla base dell'intervallo di temperatura di esercizio solitamente in letteratura i sistemi TES si trovano distinti così:

- *accumuli termici ad alta temperatura*: operano con temperature di norma superiori ai 200 °C e giocano un ruolo vitale nelle applicazioni legate alle energie rinnovabili, al recupero del calore di scarto da processi industriali e alla generazione di potenza nelle centrali termoelettriche;
- *accumuli termici a bassa temperatura*: operano tra 10 °C e 200 °C. Le applicazioni più frequenti riguardano il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti, la cottura solare, i bollitori solari, i sistemi di trattamento dell'aria e le serre. Spesso sono combinati a collettori solari o ad impianti cogenerativi;
- *accumuli termici a temperatura inferiore a quella ambiente (<20 °C)*: sono sistemi adottati principalmente nel raffrescamento/condizionamento degli ambienti e nell'industria alimentare.

Sulla base del tipo di scambio termico solitamente in letteratura i sistemi TES si trovano distinti come segue:

- *accumuli di calore sensibile*: l'energia viene accumulata mediante variazione della temperatura del mezzo di accumulo senza alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperature del processo; ciò che varia è, quindi, l'energia interna del mezzo di accumulo. In questa tipologia di accumulo si scelgono in genere mezzi di accumulo con elevata capacità di accumulo specifica (per incrementare la quantità di energia immagazzinabile) ed elevata diffusività termica (per ottenere elevate velocità di carica e scarica dell'energia termica). I mezzi di accumulo solidi sono in genere molto economici (si pensi alle rocce, sabbia, sassi o calcestruzzo), possono operare in range di temperatura più ampi e non comportano perdite dal serbatoio di contenimento, ma hanno una minore capacità di accumulo specifica (per cui richiedono volumi maggiori) e minore diffusività (per cui richiedono tempi di carica e scarica maggiori) rispetto ai mezzi di accumulo liquidi. I mezzi di accumulo liquidi, inoltre, consentono, rispetto a quelli solidi, una migliore stratificazione della temperatura grazie alla differenza di densità tra zone calde e zone fredde.

La Tabella 2.4.1 riassume le principali caratteristiche dei più comuni materiali solidi e liquidi impiegati principalmente negli accumuli di calore sensibile ad alta temperatura.

Tabella 2.4.1. Proprietà dei mezzi di accumulo per accumuli di calore sensibile.

	Temperatura		Densità media (kg/m ³)	Conducibilità termica media (W/mK)	Capacità termica media (W/mK)	Calore specifico medio (kJ/kgK)	Costo per kg (US\$/kg)	Costo per kWh (US\$/kWh)
	Minima (°C)	Massima (°C)						
Mezzo di accumulo solido								
Sabbia-roccia-Olio minerale	200	300	1700	1	1.3	60	0.15	4.2
Cemento armato	200	400	2200	1.5	0.85	100	0.05	1
NaCl (solido)	200	500	2160	7	0.85	150	0.15	1.5
Ghisa	200	400	7200	37	0.56	160	1	32
Mattoni refrattari di silice	200	700	1820	1.5	1	150	1	7
Mattoni refrattari di magnesia	200	1200	300	1	1.15	600	2	6
Mezzo di accumulo liquido								
Sale solare HITEC	120	133	1990	0.60	-	-	-	-
Olio minerale	200	300	770	0.12	2.6	55	0.3	4.2
Olio sintetico	250	350	900	0.11	2.3	57	3	42
Olio di silicone	300	400	900	0.1	2.1	52	5	80
Sali di nitriti	250	450	1825	0.57	1.4	152	1	12
Sali di nitrato	265	565	1870	0.52	1.6	250	0.4	3.7
Sodio liquido	270	850	2100	71	1.3	80	2	21

Dai valori in tabella risulta abbastanza evidente che i principali candidati per l'accumulo sensibile, tra i liquidi, sono il cosiddetto sale termico, un sale binario composto per il 60% di NaNO₃ e per il 40% di KNO₃, con temperatura di fusione di 221°C. Spostandosi ad applicazioni differenti dal solare ad alta temperatura, in quasi la totalità dei casi il mezzo di accumulo prescelto è l'acqua, ovviamente per il fatto di essere il materiale meno costoso e più abbondante in assoluto. L'acqua, finché resta al di sotto dei 100°C, presenta anche altre caratteristiche favorevoli quali elevata capacità termica specifica, bassa reattività, non tossicità e non infiammabilità. Inoltre, le tecnologie associate all'acqua ai fini del contenimento, del trasporto e della trasmissione del calore sono sicuramente le più conosciute e consolidate dalla tecnica.

- *accumulo di calore latente*: è basato sull'assorbimento o il rilascio di calore nel momento in cui il mezzo di accumulo subisce un cambiamento di fase, senza

significative variazioni della temperatura, ossia quasi isotermicamente. Tali materiali vengono comunemente definiti PCM (Phase Change Materials). L'elevata densità di accumulo dei PCM (anche 100 kWh/m^3) e la ridotta variazione di temperatura rendono questa tipologia di stoccaggio molto promettente. Un problema da affrontare rimane il comportamento dei PCM a lungo termine, ossia dopo un elevato numero di cicli, che in molti casi ne compromette la performance; un'altra difficoltà consiste nel riuscire ad incrociare la zona di transizione del PCM impiegato con l'intervallo operativo di temperatura dell'applicazione; infine, i costi dei PCM risultano ancora significativi.

- *accumulo termo-chimico*: si basano sull'energia assorbita o rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami molecolari all'interno di una reazione chimica completamente reversibile. La capacità di accumulo, nelle reazioni termochimiche, risulta ancora più elevata che nei sistemi di accumulo di calore latente. Inoltre, in molti casi, i reagenti chimici possono essere accumulati e conservati in condizioni ambientali standard per tempi anche indefiniti, consentendo un facile trasporto e riducendo buona parte delle dispersioni termiche. Una reazione chimica, tuttavia, per consentire l'accumulo termico deve rispondere a determinate esigenze: la vicinanza all'equilibrio (per facilitarne la reversibilità), l'energia immagazzinabile sotto forma di legame dev'essere di entità tale da rendere conveniente l'impiego del sistema e, infine, i reagenti devono essere poco costosi.

Sulla base sull'intervallo di tempo di stoccaggio solitamente in letteratura i sistemi TES si distinguono così:

- *accumulo termico di breve termine*: si tratta della categoria che comprende i sistemi di accumulo con ciclo di carica/scarica variabile da poche ore ad un massimo di una settimana;
- *accumulo termico di lungo termine o stagionale*: questa categoria raggruppa i sistemi di accumulo con cicli di carica/scarica di almeno diversi mesi.

2.5 Accumuli termici stagionali

Come si è già accennato, l'accumulo di energia termica rappresenta una delle più interessanti tecnologie perché può consentire numerosi vantaggi in un campo molto ampio e vario di applicazioni nel settore industriale, commerciale e domestico. I campi d'impiego spaziano dalle temperature criogeniche, passando per i valori intermedi tipici degli usi domestici, fino alle elevate temperature di alcuni processi industriali o di produzione dell'energia elettrica. Un ambito applicativo che sta suscitando notevole interesse risulta essere quello degli accumuli termici stagionali connessi ad impianti solari, dove l'accumulo rende disponibile

parte dell'energia solare recuperata principalmente d'estate durante la stagione invernale (quando la domanda di energia termica e/o le tariffe dei combustibili fossili sono più elevate). La costruzione di tali grandi sistemi di accumulo trova una sua prima giustificazione nel fatto che la capacità di accumulo cresce con il cubo della dimensione caratteristica dell'accumulo, mentre le dispersioni termiche crescono con il suo quadrato: di conseguenza, aumentando la taglia del sistema si riduce il rapporto tra perdite e capacità di accumulo.

Ad oggi già esistono diversi impianti solari che utilizzano accumuli termici stagionali, anche se sono ancora poco diffusi e per la maggior parte di natura sperimentale e, quindi, risultano necessarie ulteriori attività di ricerca che ne giustifichino in maniera chiara la fattibilità.

Le principali tipologie di accumulo termico stagionale sono le seguenti:

1. accumuli termici con serbatoi di acqua calda (HWTES)
2. accumuli termici con sonde geotermiche (BTES)
3. accumuli termici in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES)
4. accumuli termici in falda acquifera (ATES)

È utile notare come in tutte e 4 le tipologie indicate il principio di scambio termico adottato è l'accumulo di calore sensibile.

Una descrizione dettagliata di tali tipologie di accumulo è stata condotta da Hesaraki et al. [9], Xu e al. [11] e Rad e Fung [13]. Nei paragrafi successivi saranno indicate le principali caratteristiche di ognuna di tali tipologie.

2.5.1 Accumuli termici con serbatoi di acqua calda (HWTES)

Gli accumuli termici con serbatoi di acqua calda (HWTES) rappresentano una tipologia comune di accumulo stagionale realizzata tramite serbatoi di notevole volume (fino a diverse migliaia di m³). La configurazione più frequente è quella cilindrica, con altezza e raggio approssimativamente uguali in modo da minimizzare le dispersioni termiche per effetto del minor rapporto superficie/volume. Il mezzo di accumulo è in genere acqua in fase liquida (da cui il nome) per cui, nel caso di funzionamento a pressione atmosferica, non possono operare oltre i 100 °C.

Tali serbatoi possono essere semi-interrati o completamente sepolti nel terreno tra i 5-10 m di profondità (quasi indipendentemente dalle condizioni geologiche del sito). Molto spesso la scelta ricade sui serbatoi completamente interrati in quanto presentano un maggiore grado di isolamento termico ed una naturale protezione dell'azione corrosiva degli agenti atmosferici.

I serbatoi sono in genere realizzati in cemento armato (con spessori tra i 20 ed i 40 cm) oppure in acciaio oppure in vetroresina.

Il serbatoio è in genere coibentato lateralmente. Gli isolanti termici maggiormente utilizzati sono indicati nella seguente Tabella 2.5.1.

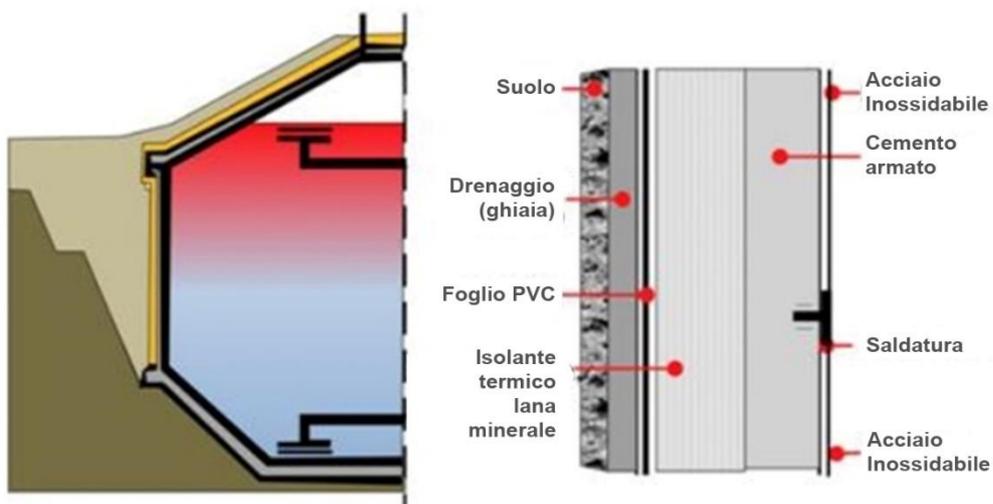
Tabella 2.5.1. Materiali isolanti generalmente utilizzati negli HWTES.

Tipologia di Isolante	Conducibilità termica (a 20°C)	Densità	Calore specifico
	[W/mK]	[kg/m ³]	[J/kgK]
Poliuretano Espanso	≈ 0.026 ÷ 0.035	≈ 15 ÷ 25	≈ 1400
Polistirene estruso/sinterizzato	≈ 0.035 ÷ 0.045	≈ 20 ÷ 35	≈ 1450
Lana di Roccia	≈ 0.035 ÷ 0.045	≈ 30 - 90	≈ 1040
Legno mineralizzato	≈ 0.065 ÷ 0.090	≈ 400 ÷ 500	≈ 1800
Lana di Vetro	≈ 0.035 ÷ 0.045	≈ 30 - 90	≈ 1040
Perlite/Vermiculite	≈ 0.05 ÷ 0.07	≈ 80 ÷ 150	≈ 900
Fiocchi di Cellulosa	0.035 ÷ 0.040	≈ 35 ÷ 50	≈ 2000

Molto spesso il fondo e la copertura del serbatoio sono sporgenti oltre il perimetro esterno del corpo del serbatoio per offrire una sede protettiva al materiale isolante. L'isolamento sul fondo è in genere realizzato con calcestruzzo polistirolico. Per prevenire perdite di acqua e minimizzare la permeabilità al flusso di vapor d'acqua, in genere, il serbatoio è dotato di rivestimento interno in acciaio inossidabile o in alluminio.

A volte lo scambio termico è realizzato tramite scambiatori di calore inseriti nel serbatoio stesso o esterni al serbatoio. In caso di scambio termico esterno al sistema di stoccaggio solitamente si utilizza uno scambiatore a fascio tubiero.

Nella Figura 2.5.1 viene schematizzato un tipico HWTES.


Figura 2.5.1. Struttura caratteristica dei HWTES.

Tale tipologia di accumulo termico è utilizzata sia come accumulo termico stagionale che come accumulo termico di breve periodo.

Uno dei principali vantaggi di questo sistema di stoccaggio è l'elevata capacità di accumulo specifica che si aggira intorno ai 60-80 kWh/m³ [76], anche se presenta lo svantaggio di avere elevati costi specifici di circa 170-200 €/m³.

2.5.2 Accumuli termici con sonde geotermiche (BTES)

La temperatura del terreno è influenzata dalle fluttuazioni giornaliere e stagionali della temperatura esterna fino ad una profondità di circa 10 m; da 10 a 20 m di profondità la temperatura del terreno rimane relativamente stabile (con oscillazioni di 1-2 °C) e pari alla temperatura media annuale della località; per profondità superiori a 20 m si verifica mediamente un aumento della temperatura pari a 3 °C ogni 100 m per effetto del calore endogeno della Terra. Quindi per profondità maggiori di 20 m il sottosuolo si presta certamente ad essere utilizzato come mezzo di stoccaggio dell'energia termica.

Gli accumuli termici stagionali con sonde geotermiche (BTES) sono realizzati praticando degli opportuni pozzi (in inglese “boreholes”) nel terreno tramite trivelle. Tali pozzi sono generalmente verticali (solo raramente orizzontali) e hanno un diametro compreso tra circa 75 e 150 mm. All'interno di questi pozzi viene inserito uno scambiatore di calore che, in genere, è costituito da un singolo tubo ad U di plastica (solitamente polietilene o polipropilene) che consiste di due tubi verticali collegati da una curva a 180 ° nella parte finale del pozzo; spesso, anziché un singolo tubo ad U, si utilizzano tubi ad “U” doppi; in taluni casi lo scambiatore di calore è costituito da 2 tubi concentrici (di diverso diametro, l'uno all'interno dell'altro). Raramente sono utilizzati anche tubi ad “U” tripli [77].

Una volta inserito lo scambiatore di calore, il pozzo deve essere riempito interamente con un idoneo materiale per favorire un contatto termico ottimale tra lo scambiatore di calore ed il terreno circostante il pozzo. È importante evitare l'ingresso di bolle d'aria che provocherebbero una significativa resistenza termica tra lo scambiatore di calore e il terreno circostante il pozzo. Il materiale di riempimento deve avere una buona conducibilità termica (per favorire lo scambio termico conduttivo) e resistenza strutturale a temperature maggiori di 100 °C, deve essere innocuo per l'ambiente (in modo da evitare rischi di inquinamento del terreno), deve presentarsi in fase liquida durante l'iniezione ed in fase solida durante il funzionamento. Come materiale di riempimento del pozzo in genere si usa acqua stagnante (0.6 W/mK), bentonite (0.8÷1.0 W/mK), malta con quarzo (1.0÷1.5 W/mK), e sabbia di quarzo mescolata con acqua (1.5÷2.0 W/mK). L'utilizzo di un materiale di riempimento in fase liquida, invece che solida, consente di innescare fenomeni di convezione naturale con conseguente riduzione della resistenza termica del pozzo, nonché di rendere trascurabile la resistenza termica di contatto tra il materiale di riempimento stesso e la parete interna del pozzo. Nella Tabella 2.5.2 seguente sono indicati alcuni valori tipici della resistenza termica di un pozzo al variare della configurazione (tubo a U singolo o doppio), e del materiale di riempimento e del numero di Nusselt Nu [77].

Tabella 2.5.2. Valori tipici di resistenza termica di un pozzo dei BTES [77].

Tipo di Borehole	Materiale del tubo	Materiale riempimento	di	Numero di Nusselt (Nu)	Resistenza termica (K/(W/m))
Tubo ad U	Singolo	rame	acqua	5	0.03
Tubo ad U	Singolo	plastica	acqua	5	0.06
Tubo ad U	Singolo	rame	acqua	1	0.06
Tubo ad U	Singolo	plastica	acqua	5	0.06
Tubo ad U	Doppio	plastica	acqua	-	0.08
Tubo ad U	Singolo	plastica	acqua	1	0.10
Tubo ad U	Singolo	plastica	bentonite	-	0.11
Tubo ad U	Singolo	plastica	acqua	-	0.12

Nella Tabella 2.5.2 è schematizzata la sezione orizzontale di un pozzo sia nel caso di scambiatore di calore costituito da un tubo ad U singolo, sia nel caso di scambiatore di calore costituito da un tubo ad U doppio, sia nel caso di scambiatore di calore costituito 2 tubi concentrici; nella stessa figura è evidenziato anche il tubo l'immissione del materiale di riempimento del pozzo.

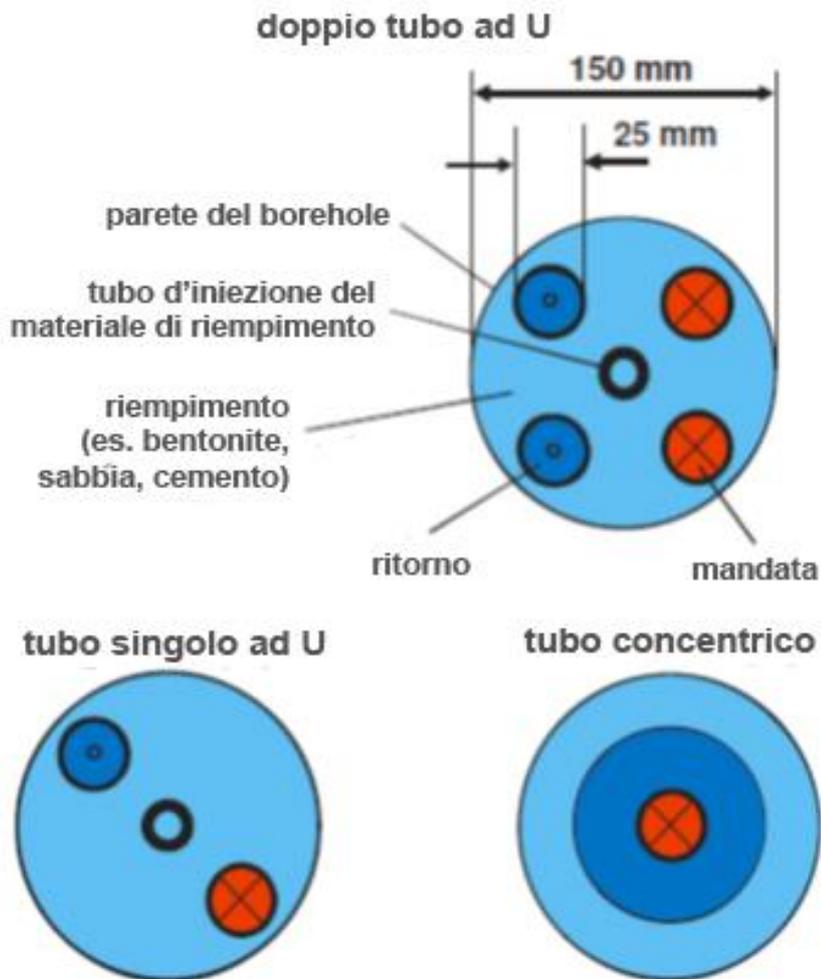


Figura 2.5.2. HWTES Sezione orizzontale di un pozzo dei BTES [76].

La configurazione a doppia U fornisce una maggiore superficie di scambio termico tra il fluido termovettore ed il riempimento del pozzo rispetto alla configurazione a singolo tubo a U, ed inoltre riduce la resistenza termica del pozzo. Inoltre, la resistenza termica del pozzo diminuisce con l'aumento della spaziatura tra i due gambi dei tubi a U: ciò è conseguenza del fatto che all'aumento di tale distanza l'interferenza termica tra i gambi dei tubi a U è alleviata.

Al fine di favorire lo scambio termico conduttivo sarebbe opportuno che la conducibilità del terreno sia elevata in prossimità dei pozzi e via via minore man mano che ci si allontana dai pozzi stessi (per ridurre le dispersioni termiche). A tal fine, in genere, in corrispondenza della superficie esterna dei pozzi viene applicato uno strato di stucco per avere una corrispondente elevata conducibilità termica. È, inoltre, auspicabile una elevata diffusività termica del terreno per incrementare i tempi di carica e scarica. Nella Tabella 2.5.3 sono riportate le principali caratteristiche termo-fisiche di alcuni tipi di terreni.

Tabella 2.5.3. Caratteristiche termo-fisiche di alcuni terreni.

Tipo di terreno/roccia	Conducibilità termica (W/m K)	Calore specifico (J/kg*K)	Densità (kg/m ³)	Diffusività termica (m ² /giorno)
Ghiaie e sabbie secche	0.3-0.9	800	1890	0.045
Ghiaie e sabbie umide	1.3-1.8	840	2010	0.056
Ghiaie e sabbie sature	1.8-2.4	960	2100	0.078
Argille e limi asciutti	0.2-1.0	840	1440	0,024
Argille e limi umidi	1.2-2.3	1050	2100	0.045
Marne umide (senza Qz)	1.0-1.6	879	2080-2640	0.047-0.056
Marne umide (con Qz)	1.7-3.1	879	2080-2640	0.084-0.11
Arenarie	1.5-4.2	1005	1900-2500	0.065-0.11
Calcari	2.4-3.4	920	1600-2700	0.093-0.13
Dolomiti	3.2-5	879	2700-2850	0.10-0.21
Gneiss	2.1-4.2	920	2600-2850	0.084-0.11
Marmi	2.5-3	920	2670-2750	0.074-0.11
Basalti	1.3-2.9	796	2950	0.065-0.084
Graniti	2.4-3.8	879	2650	0.093-0.13
Gabbri	1.9-4.0	753	2950	0.079-0.14
Dioriti	2.8-3.6	920	2800	0.065-0.093
Granodioriti	2.0-3.5	879	2700	0.074-0.12

La conducibilità termica dei terreni è fortemente influenzata dalla porosità, dall'umidità: a parità di porosità, un terreno asciutto è molto meno conduttivo di uno umido. La conducibilità aumenta anche all'aumentare della densità del terreno.

Prima di eseguire la trivellazione per l'inserimento dei pozzi è opportuno consultare i dati stratigrafici ed i profili geologici del terreno ai fini di una corretta ricostruzione dei parametri meccanici e termo-fisici del sottosuolo. In particolare, risulta importante valutare la resistenza meccanica dei terreni, nonché indagare l'eventuale presenza di falde acquifere e delle loro caratteristiche, in modo da stabilire le modalità e le tecniche di perforazione.

I pozzi verticali hanno una lunghezza in genere variabile tra 30 e 100 m (sebbene esistono alcune recenti applicazioni in cui tale lunghezza ha raggiunto i 200 m); la profondità ottimale dei pozzi dipende dal carico termico, dalle proprietà termo-fisiche e dalla temperatura del terreno, dalla eventuale presenza di acqua nel terreno e dalla presenza di altri BTES nelle vicinanze. I pozzi devono essere opportunamente distanziati tra di loro (per evitare

interferenze termiche); in genere vengono distanziati ad una distanza di circa 2÷4 m. Il diametro di un singolo pozzo è in genere tra 75 e 150 mm.

Sulla parte alta del BTES è inserito uno strato di isolante termico per ridurre le dispersioni termiche verso l'ambiente esterno, ricoperto da terreno.

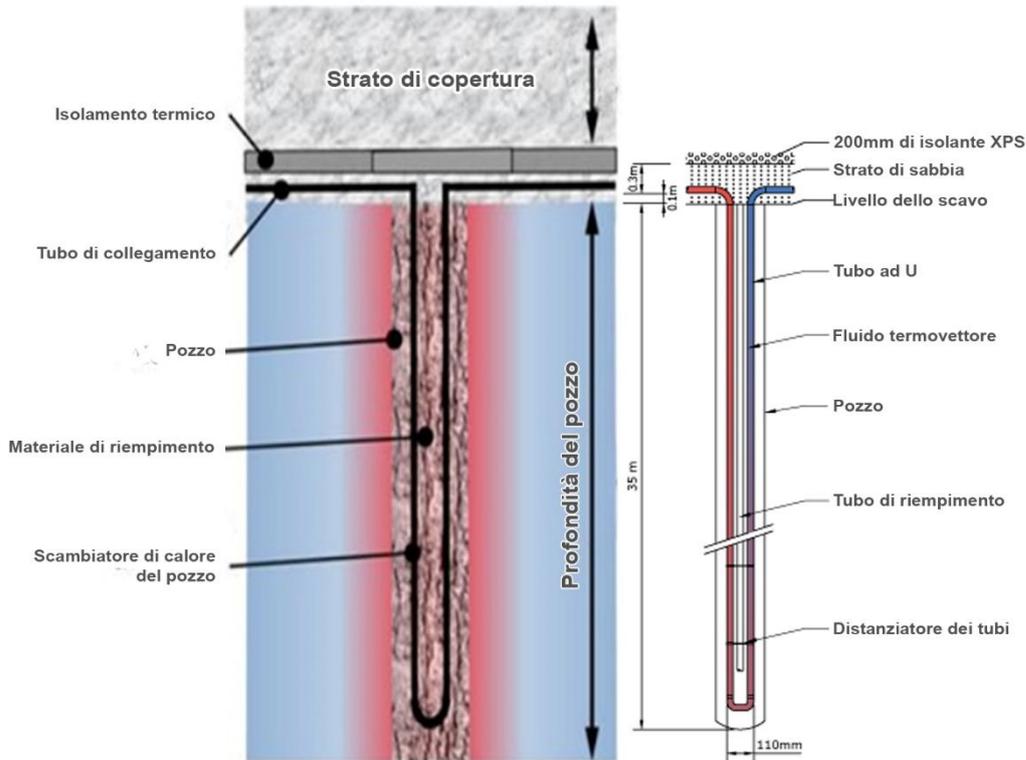


Figura 2.5.3. Sezione verticale di un pozzo dei BTES [78].

Nella Figura 2.5.3 è schematizzata la sezione verticale di un pozzo nel quale è inserito lo scambiatore di calore ed il materiale di riempimento. In evidenza anche lo strato di isolante termico (ricoperto da uno strato di terreno) sulla parte alta del BTES.

Gli scambiatori di calore inseriti nei pozzi possono essere collegati tra loro in serie o in parallelo. I tubi di collegamento tra gli scambiatori di calore in serie e tra i circuiti in parallelo sono inseriti immediatamente sotto lo strato di isolante termico presente nella parte alta del serbatoio di accumulo.

Nella Figura 2.5.4 è riportato un esempio di collegamento dei pozzi (vista dall'alto). Nel caso particolare in figura ci sono 24 stringhe di pozzi collegate in parallelo, con ciascuna stringa contenete 6 pozzi collegati a loro volta in serie [78].

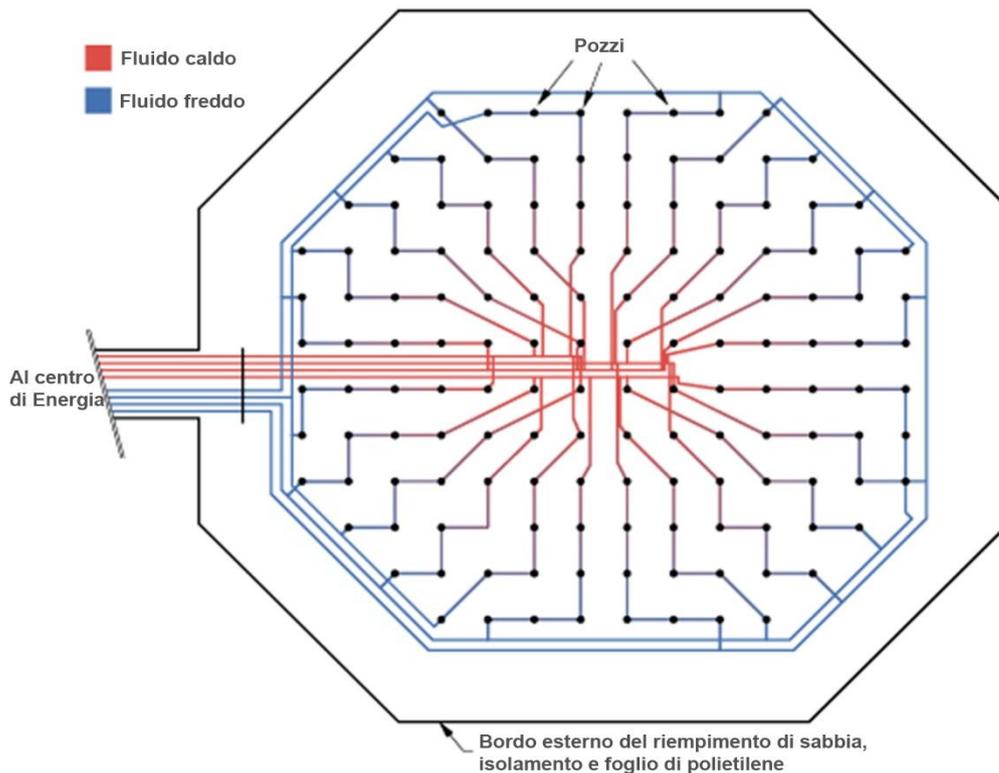


Figura 2.5.4. Collegamento in serie o parallelo dei pozzi di un BTES [78].

Il fluido termovettore che scorre negli scambiatori di calore è, nella maggior parte dei casi, acqua; in taluni casi vengono utilizzate miscele di acqua e glicole (etilenico o propilenico) per evitarne la solidificazione durante la stagione invernale; più raramente si usano soluzioni saline (acqua e cloruro di potassio) che non sono tossiche (a differenza del glicole etilenico), ma possono portare a problemi di corrosione. In genere la velocità del fluido termovettore nei tubi è di circa 0.5-1 m/s [76].

I BTES sono in genere caratterizzati da una stratificazione orizzontale della temperatura dal centro (più caldo) verso la periferia (più fredda a causa delle dispersioni termiche), mentre la stratificazione verticale della temperatura è praticamente trascurabile. Ciò è dovuto al fatto che lo scambio termico è sostanzialmente governato dalla conduzione (piuttosto che dalla convezione).

Durante il processo di carica del BTES, il fluido termovettore scorre dal centro del BTES verso la periferia del BTES per mantenere una temperatura più alta proprio al centro del BTES (più lontano dai bordi) e, quindi, ridurre le dispersioni termiche; durante il processo di scarica del BTES, la direzione di flusso del fluido termovettore è esattamente l'opposta. L'accumulo stagionale non ha un confine esattamente definito (sia lateralmente che in basso) e non si pratica, a causa di difficoltà ad accedervi, un isolamento termico né alla superficie di confine laterale dell'accumulo né alla superficie di confine in basso. Il range di temperature tipico per il loro funzionamento è compreso tra $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ [76].

Nel caso di un BTES, in genere, i primi anni servono per portare il sistema di accumulo in condizioni di funzionamento normali grazie tramite il riscaldamento del terreno circostante. Di conseguenza l'efficienza di un BTES è generalmente modesta all'inizio, per poi crescere

nel corso degli anni fino ad arrivare anche a valori del 60%. A causa della loro carica/scarica piuttosto lenta, in genere, la loro realizzazione è combinata con l'installazione di un accumulo termico ad acqua calda di breve termine integrato nel sistema [76].

In confronto ai HWTES e agli ATES, i BTES richiedono volume sicuramente più grandi (fino a 3-5 volte, a parità di energia termica da stoccare) in quanto il mezzo di accumulo è in fase solida (mentre nei HWTES è in fase liquida) e, quindi, con una capacità termica specifica minore (15-30 kWh/m³). È da sottolineare, inoltre, come la velocità di carica e scarica di un BTES sia certamente inferiore a quella di un HWTES o di un ATES in conseguenza del fatto che il mezzo di accumulo è in fase solida (e non liquida).

Rispetto agli ATES, i BTES sono più facili da realizzare e da far funzionare, oltre a richiedere una minore manutenzione [76], inoltre essendo sistemi a circuito chiuso, la loro realizzazione è anche soggetta a minori restrizioni rispetto agli ATES [76]. In confronto agli ATES la realizzazione ed il funzionamento dei BTES non deve tener conto di tutti i problemi associati all'utilizzo dell'acqua di falda come fluido termovettore [76].

Un altro dei vantaggi dei BTES rispetto alle altre tecnologie di accumulo stagionale è legata al fatto che il volume del BTES si può facilmente aumentare trivellando nuovi pozzi, inserendo ulteriori scambiatori di calore e collegando questi ultimi agli scambiatori di calore che già c'erano. Uno degli ulteriori vantaggi del BTES è quello di avere un costo relativamente basso pari a circa 15 €/m³ (50-80 € per ogni metro di profondità di ciascun pozzo [76]).

2.5.3 Accumuli termici in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES)

Gli accumuli termici in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES) sono realizzati senza la necessità di costruire specifiche strutture, ma semplicemente realizzando uno scavo a terra (il più semplice è lo scavo a forma di piramide tronca capovolta) e ricoprendo tale scavo prima con uno strato di isolante termico e poi con uno strato di materiale impermeabile (il problema delle perdite di acqua può essere significativo) con una alta resistenza al flusso di vapor d'acqua (in genere materiale polimerico). I materiali maggiormente utilizzati per il rivestimento dello scavo sono:

- fodere in polipropilene (PP) o polietilene ad alta densità (HDPE) che presentano una buona resistenza chimica e basso costo (il costo specifico di una fodera in HDPE è di circa 16 €/m² compresa l'installazione), ma presentano lo svantaggio di resistere fino a temperature basse (il polipropilene in servizio continuativo è in grado di resistere fino a temperature intorno ai 95 °C, mentre il polietilene ad alta densità fino a temperature di 110 °C). Inoltre, presentano un ulteriore svantaggio legato al fatto che la permeabilità al vapore è fortemente dipendente della temperatura (le fodere in HDPE hanno più bassa permeabilità al vapore rispetto a quelle in polipropilene);

- fodere in elastomero (il materiale maggiormente utilizzato è l'EPDM) che presentano, rispetto all'opzione precedente, il vantaggio di resistere a temperature superiori, ma hanno una permeabilità al vapor d'acqua maggiore (circa il doppio in confronto all'HDPE). Il loro costo, inoltre, è di circa il 25% più alto delle fodere in HDPE;
- fodere metalliche (solitamente si utilizzano l'acciaio inox e l'alluminio) che hanno il principale vantaggio di resistere a temperature molto più elevate e hanno una più elevata resistenza al flusso di vapor d'acqua rispetto alle altre alternative, ma possono incorrere in problemi di corrosione e presentano dei costi molto elevati di acquisto (circa tre volte superiori a quelli dell'HDPE) e installazione (circa il doppio di quelli dell'HDPE).

La realizzazione dei WGPTES, quindi, è relativamente semplice. Nella seguente Figura 2.5.5 viene riportata una foto di un WGPTES in fase di costruzione.



Figura 2.5.5. Fase di costruzione di un WGPTES.

Lo scavo viene riempito con una miscela di acqua e ghiaia o sabbia (con una percentuale di ghiaia/sabbia compresa tra il 50 ed il 70% circa) che rappresenta il mezzo di stoccaggio dell'energia termica e, poi, coperto tramite un coperchio. In alcuni casi il riempimento avviene con sola acqua.

La realizzazione del coperchio rappresenta probabilmente la fase più articolata e costosa nella realizzazione di un WGPTES; tipicamente non viene realizzata una struttura di supporto del coperchio, ma quest'ultimo è lasciato galleggiare sul mezzo di accumulo. Si

possono avere sia coperchi flessibili che coperchi rigidi e le loro caratteristiche dipendono anche dal mezzo di accumulo scelto.

Nella Tabella 2.5.4 seguente sono indicati i vantaggi e gli svantaggi principali conseguenti all'utilizzo di acqua e ghiaia/sabbia o solo acqua come mezzo di accumulo nei GWPTES.

Tabella 2.5.4. *GWPTES: confronto tra acqua + ghiaia/sabbia e sola acqua come mezzi di accumulo [76].*

GWPTES	
Acqua	Acqua + Ghiaia / Sabbia
+ capacità termica	+ basso requisito statico
+ caratteristiche operative	+ semplice copertura
+ stratificazione termica	
+ manutenzione / riparazioni	
- copertura sofisticata ed espansiva	- capacità termica
- carico di copertura statico basso	- sistema di caricamento
- meno costi di copertura del terreno scavati	- manutenzione / riparazione
	- costi di ghiaia

Lo scambio termico è realizzato facendo fluire un fluido termovettore in tubi di plastica posizionati nello strato di ghiaia/sabbia (circuito chiuso) oppure un prelievo/scarico diretto di acqua (circuito aperto) [76].

Nella Figura 2.5.6 sono indicate le principali caratteristiche di un WGPTES: si possono distinguere lo strato di isolante termico, lo strato di materiale impermeabile e resistente al flusso di vapore che ricopre il precedente, il coperchio, il riempimento di acqua e sabbia o ghiaia e, infine, il circuito del fluido termovettore.

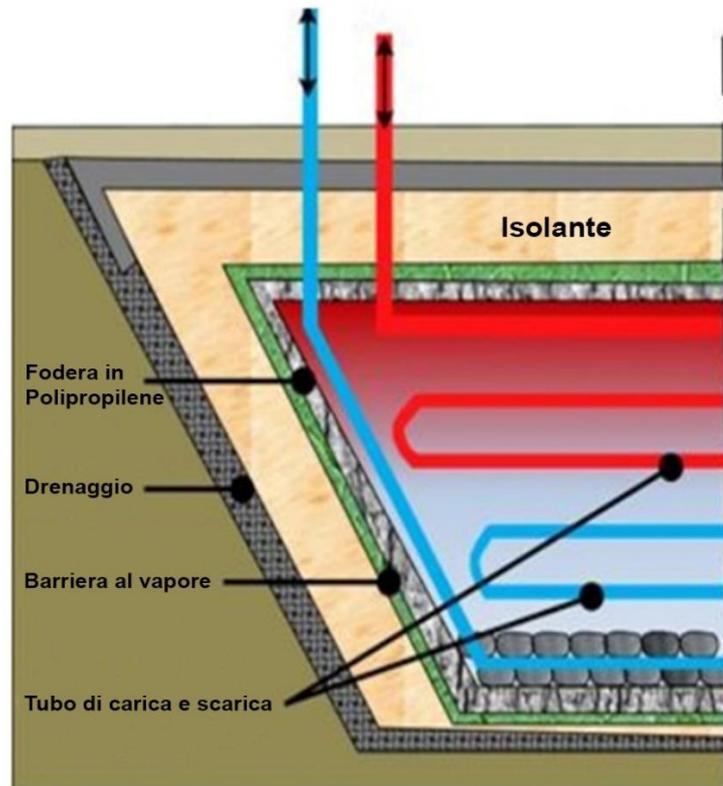


Figura 2.5.6. Caratteristiche principali di un WGPTES.

In genere la temperatura massima del mezzo di accumulo non può superare gli 80-90°C per evitare problemi al rivestimento dello scavo [76].

I costi specifici dei WGPTES sono inferiori a quelli degli HWTES in quanto le pareti dell'accumulo sono costituite dal terreno stesso; in particolare, i costi specifici di un WGPTES si aggirano intorno ai 100 €/m³. Occorre però tenere presente che, rispetto ai HWTES, i WGPTES devono avere un volume maggiore per stoccare la stessa energia termica in quanto la capacità termica specifica di una miscela di acqua e sabbia o ghiaia (30-50 kWh/m³) è minore di quella dell'acqua.

2.5.4 Accumulo termico in falda acquifera (ATES)

Le acque superficiali presentano una temperatura media di 10-15 °C, ma con rilevanti oscillazioni, mentre quelle sotterranee offrono una temperatura di 10-12 °C molto stabile durante l'anno. Questo favorisce l'utilizzo delle acque sotterranee come mezzo di stoccaggio di energia termica.

Le acque atmosferiche, quando raggiungono il terreno lo bagnano, e, se esso è permeabile, lo penetrano fino a raggiungere uno strato impermeabile, sul quale si raccolgono formando una falda acquifera sotterranea. Anche attraverso terreni poco permeabili (ad esempio il terreno argilloso), l'acqua può penetrare, attraverso minuscoli vasi capillari che si formano nel terreno. Una falda acquifera sotterranea si dice "freatica" se tutto il terreno al di sopra di essa, fino all'atmosfera, è permeabile (ovvero semipermeabile, con vasi capillari). Se la falda acquifera sotterranea, per flusso sotterraneo di acqua, è compresa tra due strati impermeabili

viene detta “artesianiana”. Nella Figura 2.5.7 sono schematizzate una falda “freatica” ed una falda “artesianiana”.

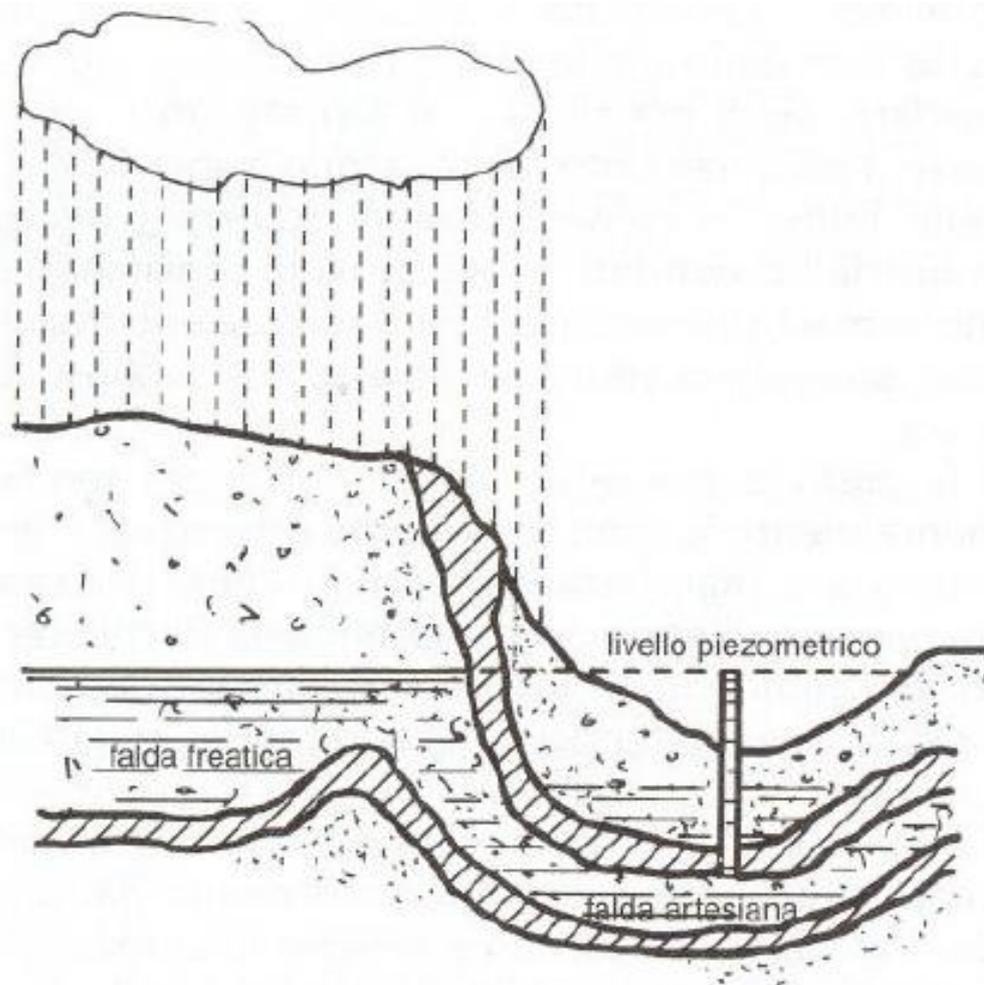


Figura 2.5.7. Falda “freatica” e falda “artesianiana”.

Un accumulo termico in falda acquifera (ATES) è sostanzialmente costituito da due pozzi (o due gruppi di pozzi) perforati in una stessa falda (caratterizzata da trascurabile movimento di acqua), ad una distanza tale da evitare cortocircuiti termici (100÷200 m), tramite i quali si realizza l’estrazione o iniezione di acque sotterranee (e di energia termica). Durante i periodi di carica l’acqua di falda viene estratta dal “pozzo freddo” per mezzo di una pompa idraulica, viene riscaldata da energia termica in superficie attraverso uno scambiatore di calore e re-immessa in falda attraverso il cosiddetto “pozzo caldo”; nei periodi di scarica la direzione del flusso si inverte. Si tratta, quindi, di accumuli termici a circuito aperto. Nella Figura 2.5.8 è riportata una schematizzazione del funzionamento di un ATES.

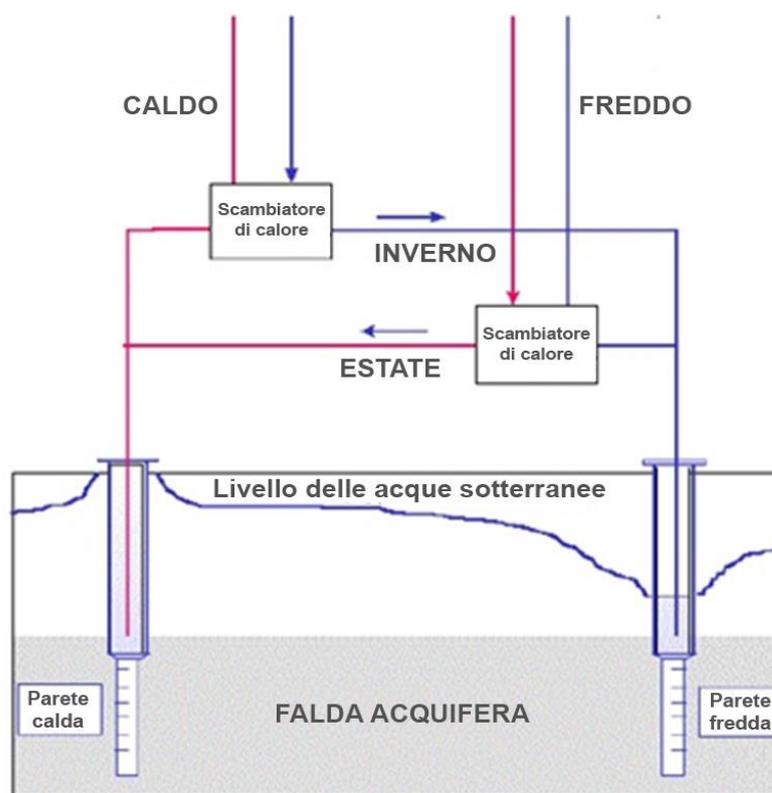


Figura 2.5.8. Schematizzazione di un ATEs.

Nella Figura 2.5.9 è riportato lo schema di un pozzo di un ATEs.

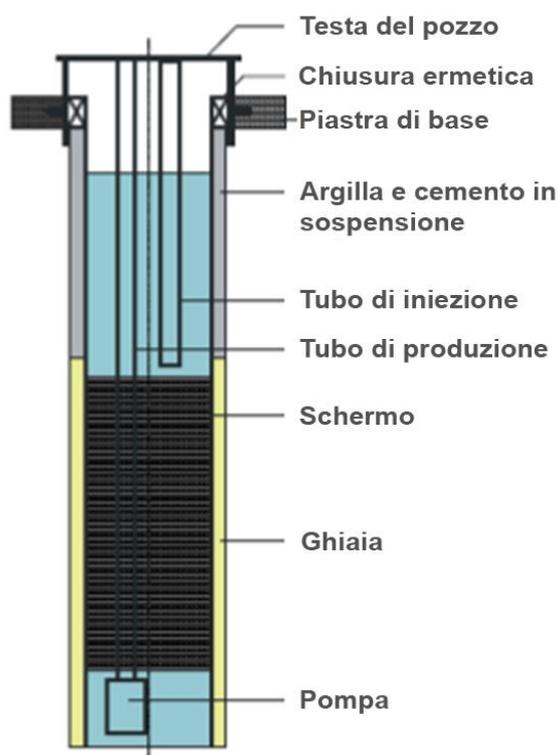


Figura 2.5.9. Schematizzazione del pozzo di un ATEs.

Le temperature tipiche di stoccaggio sono:

- 5 - 12 °C per lo stoccaggio del freddo;
- 13 - 80 °C per lo stoccaggio del caldo.

Diversi sono i problemi connessi all'utilizzo di questo tipo di accumulo termico [76]:

- a) Stratigrafia del terreno
- b) Taglia dei grani di materiale solido dispersi nella falda
- c) Profondità e geometria della falda
- d) Velocità dell'acqua nella falda
- e) Eventuali perdite di acqua della falda
- f) Gradiente di temperatura verticale nella falda
- g) Caratteristiche chimiche dell'acqua di falda.

Rispetto a quest'ultimo punto, in particolare, è necessario valutare:

- a) presenza di ferro e manganese, il cui effetto è la formazione di depositi con ostruzione delle tubazioni, la crescita di fenomeni corrosivi sotto deposito, le corrosioni per ferrobatteri;
- b) presenza di metano, la cui presenza, a parte i rischi di esplosione o incendio, implica con molta probabilità un'acqua contaminata da batteri e sostanze organiche da cui possono derivare depositi organici, fenomeni di corrosione e formazione di biofilm (che influenzano fortemente lo scambio termico);
- c) presenza di nitrati, ammoniaca, nitriti o batteri nitrificanti; i nitrati danno luogo a fenomeni di corrosione localizzata;
- d) presenza di batteri solfato riduttori (acido solfidrico, segnalato dal caratteristico odore di uova marce) che possono portare problemi di corrosione;
- e) presenza di incrostazioni, dovuta al calo della solubilità dei sali di calcio e magnesio (durezza) per effetto della temperatura;
- f) proliferazioni algali, batteriche, ecc. che possono provocare formazioni di biofilm (che influenzano fortemente lo scambio termico).

Per tali ragioni, è necessario valutare attentamente le proprietà idrauliche e idrodinamiche degli acquiferi e occorre prevedere l'impiego di configurazioni e/o materiali speciali per gli scambiatori di calore in quanto soggetti a incrostazioni e corrosione.

Le problematiche esposte, inoltre, comportano che la realizzazione di un ATES richiede, spesso, un iter burocratico lungo e articolato per l'ottenimento di tutti i relativi permessi.

Tenuto conto del fatto che gli ATES non possono essere isolati termicamente, le dispersioni termiche sono rilevanti e, quindi, il loro utilizzo risulta da considerare solo nel caso di volume estremamente significativi (più di 20,000 m³) con opportuni rapporti tra superficie di scambio termico e volume [76].

In confronto ai BTES, gli ATES sono più difficili da realizzare e sono anche più complicati da tenere in funzione a causa della notevole manutenzione richiesta (nei BTES si opera con un circuito chiuso ed il fluido termovettore è definito dall'utente). Rispetto ai BTES, però,

gli ATES presentano, a parità di volume, una maggiore capacità termica specifica (30-40 kWh/m³) ed una superiore velocità di carica/scarica: ciò rende gli ATES un'alternativa più economica rispetto agli BTES nel caso ci siano le condizioni idonee del terreno. Il loro costo specifico è intorno agli 8-12 €/m³ [76].

2.6 Confronto tra le diverse tipologie di accumulo termico stagionale

Nella Tabella 2.6.1 sono confrontate le principali caratteristiche delle diverse tipologie di accumulo stagionale considerate e confrontati i vantaggi/svantaggi di ciascuna [9,11,13].

Tabella 2.6.1. Confronto tra le caratteristiche delle diverse tipologie di accumulo [9,11,13].

	Accumulo termico con serbatoio di acqua calda (HWTES)	Accumulo termico in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGPTES)	Accumulo termico con sonde geotermiche (BTES)	Accumulo termico in falda acquifera (ATES)
Mezzo di accumulo	Acqua	Acqua e ghiaia/sabbia	Terreno	Acqua e sabbia/ghiaia
Massima capacità di accumulo specifica (kWh/m³)	60-80 	30-50 	15-30 	30-40 
Velocità di carica /scarica				
Facilità di realizzazione				
Costi Specifici (€/m³)	170-200 	80-100 	12-15 	8-12 

Nella Figura 2.6.1 e Figura 2.6.2 sono confrontati i costi di realizzazione di alcuni esempi delle diverse tecnologie di accumuli stagionali considerati.

Tali figure evidenziano come i costi specifici sono significativamente diversi a seconda della tipologia di accumulo stagionale e, per ogni tipologia, essi variano in maniera importante a seconda della località e delle tecniche/modalità di realizzazione.

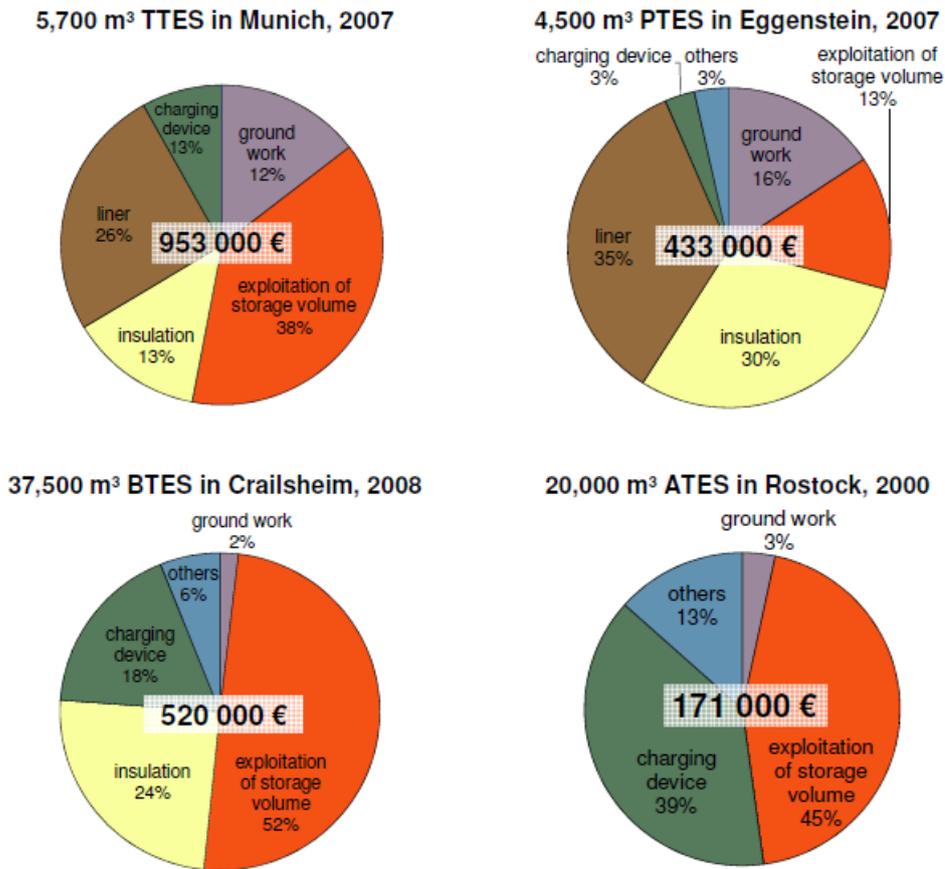


Figura 2.6.1. Confronto tra i costi di realizzazione di alcuni accumuli stagionali [76].

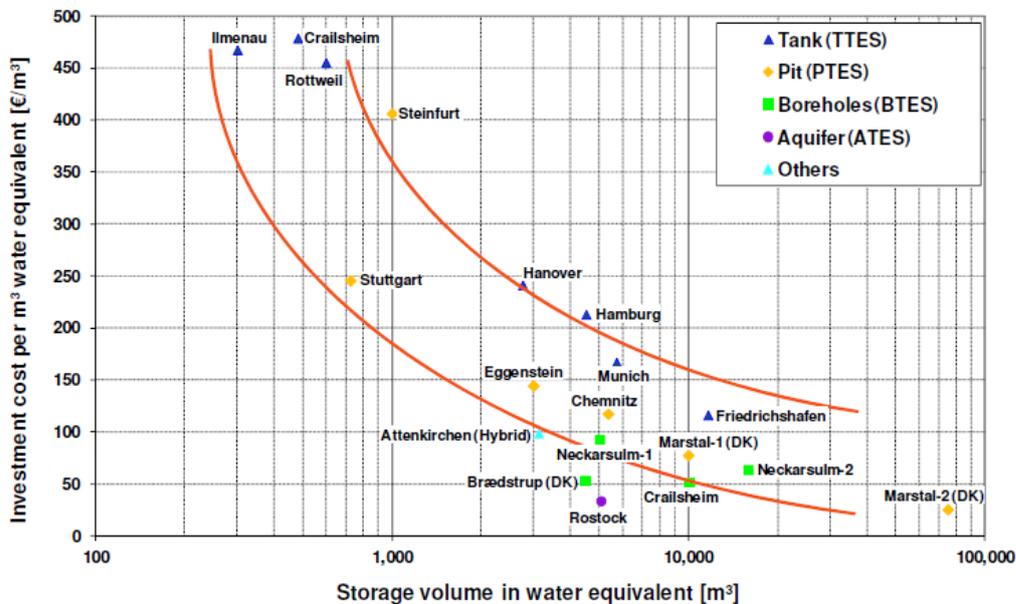


Figura 2.6.2. Confronto tra i costi di realizzazione di alcuni accumuli stagionali [76].

Negli impianti di teleriscaldamento basati sull'uso di collettori solari sono coinvolte notevoli quantità di energia termica da stoccare. Rad e Fung [13], a valle di un'analisi e confronto tra varie tecnologie di accumulo, hanno concluso che, almeno per tali applicazioni, i BTES sono la tipologia di accumulo da preferire.

CAPITOLO 3

Impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale

3.1 Introduzione

I cosiddetti sistemi di teleriscaldamento (DH) stanno riscuotendo un sempre maggiore interesse ed una estensiva applicazione [9,79]. Come suggerisce il nome, un sistema DH soddisfa i fabbisogni di energia termica per il riscaldamento (ed eventualmente anche acqua calda sanitaria) di insieme di utenze; in tale tipologia di impianti l'energia termica viene prodotta a livello centralizzato e distribuita mediante un fluido termovettore caldo agli utenti finali. Un sistema DH è di solito composto da:

- una o più sorgenti di energia termica;
- un sistema di stoccaggio dell'energia termica;
- un sistema di controllo e di distribuzione;
- gli utenti finali.

Nella Figura 3.1.1 viene riportato uno schema semplificato di un possibile sistema di teleriscaldamento [19].

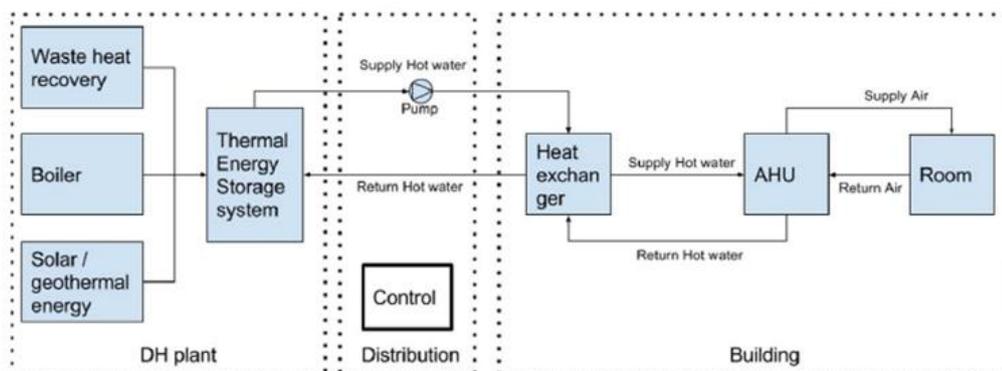


Figura 3.1.1. Schema semplificato di un sistema di teleriscaldamento [19].

La “prima generazione” di sistemi DH (tra 1880 e il 1930) utilizzava vapor d’acqua come fluido termovettore a temperature superiori a 200 °C in condotti di calcestruzzo. Successivamente, tali sistemi sono stati accantonati a causa delle elevate dispersioni termiche e del rischio di esplosione dei condotti di distribuzione. I sistemi DH di “seconda generazione” (tra 1880 e il 1930), invece, utilizzavano come fluido termovettore acqua pressurizzata a temperatura superiore ai 100 °C trasportata in condotti ancora di calcestruzzo. Col passare degli anni, anche questi sistemi sono stati abbandonati e sono stati adottati altri sistemi DH (detti di “terza generazione”) costruiti con tubazioni prefabbricate più leggere e con livelli massimi di temperatura inferiori a 100 °C. Il più recente sistema di

teleriscaldamento è chiamato di “quarta generazione” o sistema di riscaldamento a bassa temperatura (LTDH); in esso il fluido termovettore è a temperature basse (40-45 °C) [79]. Rispetto agli impianti di riscaldamento convenzionali, i sistemi DH hanno numerosi vantaggi e alcune limitazioni.

I vantaggi dei sistemi DH possono essere sintetizzati come segue:

- hanno generalmente migliori efficienze, consentendo una riduzione nell'utilizzo dei combustibili fossili, dei costi di esercizio e delle emissioni nocive per l'ambiente;
- permettono di utilizzare in maniera flessibile e conveniente diverse fonti energetiche;
- consentono una migliore manutenzione e un più efficace controllo delle prestazioni del sistema;

Tra le limitazioni dei sistemi DH vanno certamente annoverati gli elevati costi di investimento iniziali, la maggiore complessità di progettazione e realizzazione, nonché le articolate procedure amministrative necessarie al loro avvio.

I sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (DHC) sono costituiti da un impianto centralizzato condiviso che produce sia energia termica che frigorifera per un distretto. Le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento si differenziano dalle cosiddette Smart Thermal Grid (STG) in quanto nelle prime si ha una chiara distinzione tra i produttori ed i consumatori di energia, mentre nelle STG i consumatori sono anche produttori di energia [37].

Lo sfruttamento dell'energia solare rappresenta certamente un'opzione promettente per i sistemi di teleriscaldamento. La principale sfida per l'utilizzo dell'energia solare in tali sistemi di è lo sfasamento temporale tra il periodo di maggiore disponibilità di energia solare (estate) ed il periodo durante il quale si ha la richiesta di energia termica per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria (inverno). L'impiego di un sistema di stoccaggio stagionale dell'energia termica è, quindi, di fondamentale importanza in un impianto di teleriscaldamento al fine di sfruttare in maniera efficace l'energia solare.

Nel capitolo precedente abbiamo già descritto le principali tipologie di accumulo termico stagionale:

- accumuli termici con serbatoi di acqua calda (HWTES);
- accumuli termici con sonde geotermiche (BTES);
- accumuli termici in pozzi di acqua e ghiaia/sabbia (WGTES);
- accumuli termici in falda acquifera (ATES).

Nel paragrafo seguente sono esaminati tutti gli studi (sperimentali e simulativi) disponibili in letteratura sui sistemi di teleriscaldamento che utilizzano accumuli termici stagionali. In particolare, viene eseguita una classificazione dettagliata in termini di ubicazione, tipologia di accumulo di energia termica stagionale, caratteristiche degli utenti finali, fonti energetiche e tecnologie per la generazione di energia centralizzata/locale, le dimensioni dei componenti.

3.2 Schemi impiantistici

I sistemi energetici distrettuali esistono dal XIV secolo [80]. L'identificazione dei sistemi energetici distrettuali avviene sulla base su diversi fattori. In particolare, rispetto a: (i) fluido termovettore, (ii) energia termica trasportata e (iii) risorsa utilizzata per la produzione di energia [80]. Il fluido termovettore si riferisce spesso ai sistemi che utilizzano vapore a bassa pressione, acqua calda e aria calda come fluido primario per il trasporto di energia termica. Il fluido termovettore primario per i sistemi di teleriscaldamento (DH), fino agli anni '30, era il vapore; questo sistema utilizzava tubi in condotti di cemento con scaricatori di condensa e compensatori, tuttavia il vapore ad alte temperature generava significative dispersioni termiche e rappresentava un rischio di esplosioni di vapore [80]. La seconda generazione di sistemi DH utilizzava acqua calda pressurizzata utilizzando tubi dell'acqua in calcestruzzo, scambiatori di calore a fascio tubiero e grandi valvole. Questi sistemi hanno mostrato l'incapacità di fornire il controllo per la richiesta di calore, ma hanno mostrato un miglioramento nel risparmio di energia primaria per la produzione di energia termica [80]. Negli anni '70 è stata sviluppata la terza generazione di sistemi DH; utilizzando acqua pressurizzata ma a temperature più basse rispetto alla generazione precedente, questi sistemi presentavano tubi interrati prefabbricati e sottostazioni compatte ed è il sistema attualmente utilizzato in tutto il mondo sviluppato [80]. La Figura 3.2.1 mostra l'evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento [81].

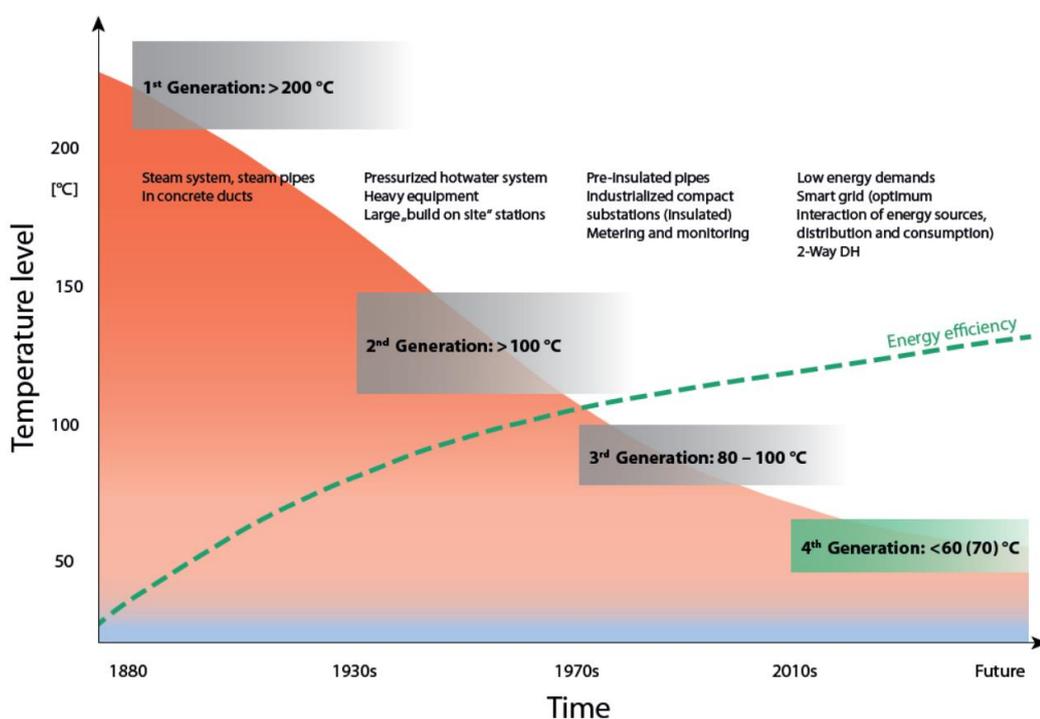


Figura 3.2.1. Evoluzione dei sistemi di teleriscaldamento [81].

L'energia termica trasportata è solitamente classificata in tre gruppi: riscaldamento, raffreddamento e riscaldamento e raffreddamento. Le fonti energetiche che possono essere utilizzate per i sistemi di teleriscaldamento e il teleraffrescamento (DHC) possono includere

combustibili fossili, energia nucleare, calore di scarto, calore cogenerato, energia solare termica, pompe di calore geotermiche e biomasse. Fonti di energia rinnovabile, in particolare geotermica e solare, sono state efficacemente utilizzate negli impianti DHC in Europa, Asia e nelle Americhe [80]. Anche gli impianti di cogenerazione (CHP), sono identificati come sistemi fondamentali nei sistemi DHC, questo perché la loro generazione simultanea di elettricità e calore utilizzabile li rende particolarmente efficienti; infatti, le nuove tecnologie hanno consentito alla cogenerazione di essere efficace in termini di costi anche in siti di piccole dimensioni e un sistema ben progettato può aumentare l'efficienza energetica fino a oltre l'80% [80]. Il calore residuo, inoltre, viene in genere utilizzato in sistemi di teleriscaldamento che sfruttano i reflui termici di impianti industriali per fornire calore alle città e agli edifici vicini [80].

L'utilizzo dei sistemi di accumulo di energia termica nei sistemi DHC è di fondamentale importanza [82]. L'obiettivo principale dei sistemi di accumulo di energia termica (TES) nei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (DHC) è quello di gestire in modo intelligente il disallineamento temporale tra domanda e richiesta di energia termica [82]. Infatti, questi fungono da cuscinetto tra domanda e offerta di energia termica, e la loro corretta integrazione permette di [82]:

- sfruttare al meglio le fonti di energia rinnovabile come il solare e la biomassa;
- integrare pompe di calore aria e acqua di falda;
- recuperare il calore di scarto di impianti industriali;
- integrare impianti di cogenerazione per la produzione combinata di elettricità e calore (CHP);
- recuperare il calore prodotto dai prosumer allacciati alla rete.

I TES possono essere classificati in due famiglie principali a seconda della durata dello stoccaggio dell'energia: a) sistemi di accumulo termico con stoccaggio a breve termine e b) sistemi di accumulo termico con stoccaggio di energia termica di lungo termine. Entrambi i sistemi possono essere integrati nei sistemi DHC (Figura 3.2.2).

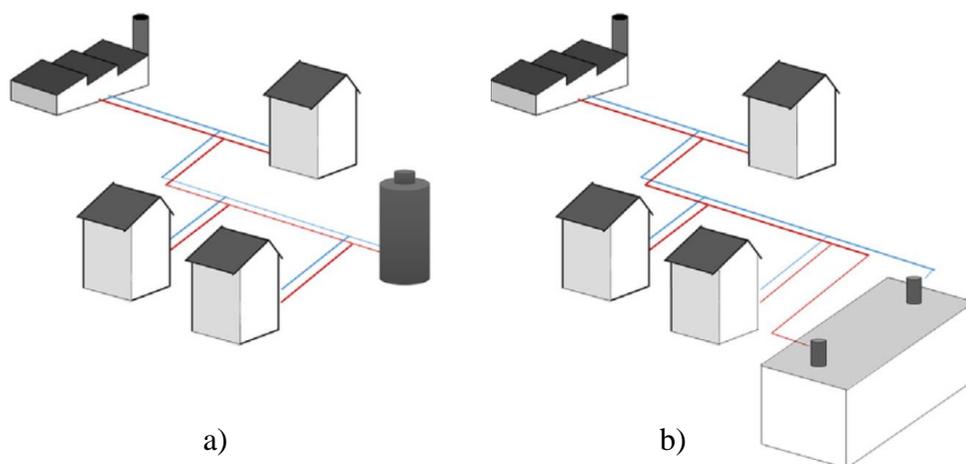


Figura 3.2.2. Schema semplificato per l'inclusione di un sistema di accumulo termico: a) di breve termine b) di lungo termine [82].

Nel primo caso lo stoccaggio viene utilizzato per riempire la richiesta di picco giornaliera; e quindi hanno solitamente una durata che varia da alcune ore ad una giornata. I TES di lungo termine consentono, invece, di immagazzinare energia per lunghi periodi, da diverse settimane a mesi. Sono principalmente utilizzati per rendere disponibile il calore (o il freddo) immagazzinato nel periodo estivo (o invernale) nella stagione in cui la richiesta è maggiore. Questi ultimi in particolare, stanno riscontrando un notevole interesse in quanto permettono di sfruttare al meglio il solare termico. Come sottolineato nel CAPITOLO 2 “Accumuli termici stagionali” il BTES è sicuramente la tecnologia più promettente.

La Figura 3.2.3 riporta un tipico schema impiantistico per la realizzazione di un sistema di teleriscaldamento da fonte solare con l’integrazione di un accumulo di breve termine e di un accumulo termico stagionale [83].

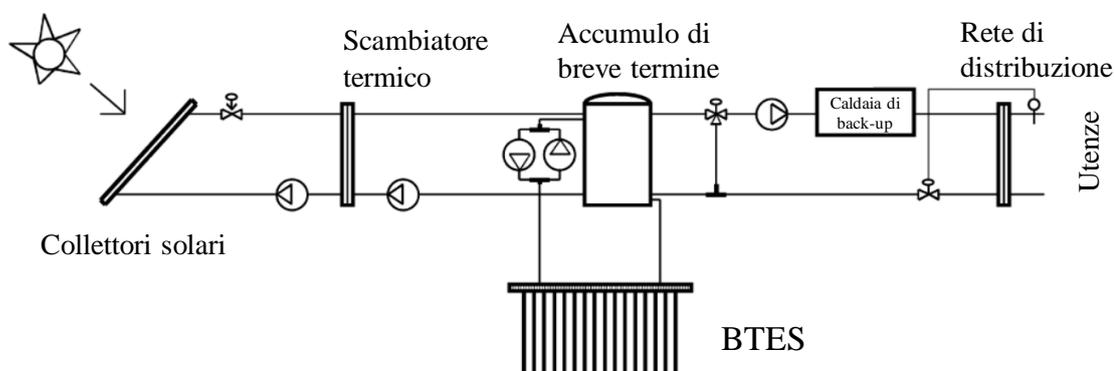


Figura 3.2.3. Schema impiantistico per un sistema di teleriscaldamento da fonte solare con l’integrazione di un accumulo di breve termine e di un accumulo termico stagionale [83].

Come si può notare dallo schema impiantistico riportato nella Figura 3.2.3 in genere l’accumulo termico stagionale è integrato all’impianto di teleriscaldamento tramite un accumulo termico di breve termine opportunamente dimensionato per massimizzare il recupero termico dalla fonte solare. L’energia termica recuperata dai collettori solari viene trasferita all’accumulo di breve termine tramite uno scambiatore termico. Successivamente, l’energia termica stoccata nell’accumulo di breve può essere direttamente spacciata alle utenze del distretto tramite una rete di distribuzione oppure può essere trasferita all’accumulo termico stagionale. L’accumulo termico stagionale può quindi (i) ricevere energia termica dall’accumulo di breve termine (fase di carica), oppure, (ii) cedere energia termica all’accumulo di breve termine (fase di scarica). Qualora la fonte solare non fosse sufficiente a coprire i fabbisogni delle utenze è previsto l’impiego di una caldaia di back-up. Anche l’ottimizzazione della rete di distribuzione è considerata un fattore chiave per ridurre i consumi di energia primari e di conseguenza diminuire le emissioni di CO₂ [84]. Una rete di distribuzione è tipicamente costituita da un sistema di tubazioni interrate per la circolazione dell’acqua insieme a una o più pompe (come mostrato anche in Figura 3.2.3). Le pompe sono generalmente selezionate per soddisfare la massima differenza di pressione

per gli utenti più remoti per fornire una pressione sufficiente per la circolazione [84]. La progettazione ottimale del sistema di distribuzione non si limita solo al layout della rete, ma anche all'isolamento dei tubi e alla gestione dell'intera logica di controllo del sistema. La disposizione dei tubi che formano la rete di distribuzione è generalmente organizzata in tre forme, vale a dire rete ramificata, ad anello e ad anello ramificato, come mostrato in Figura 3.2.4 [84] (i nodi rappresentano le singole utenze del distretto).

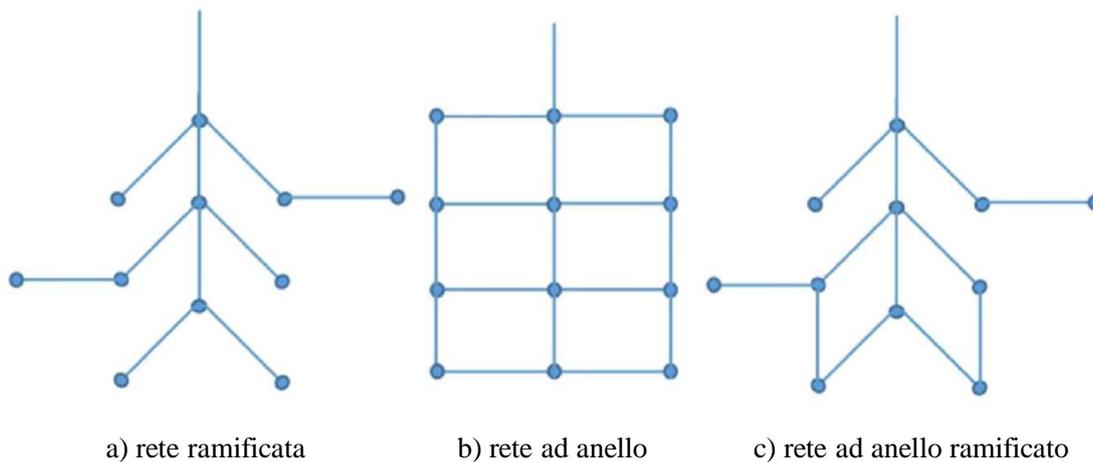


Figura 3.2.4. Tipologie di sistemi di distribuzione [84].

La rete ramificata è semplice e inaffidabile. La rete in loop aumenta l'affidabilità del sistema a scapito di un investimento più elevato. La rete ramificata è una combinazione di entrambi. La topologia di una tubazione influenza direttamente il costo di costruzione, la perdita di calore e il differenziale di pressione della tubazione. Il costo del capitale per la rete di distribuzione rappresenta il 60% del costo totale dell'investimento nella costruzione di infrastrutture [84]. Le dispersioni termiche nelle reti di tubazioni per il teleriscaldamento sono il 10-30% della fornitura di energia termica, mentre i dati per il teleraffrescamento dimostrano che le perdite superano il 10% [84]. Questi dati potrebbero essere anche più alti nei distretti molto grandi [84]. A causa del notevole costo di investimento e delle perdite di distribuzione, un'ottimizzazione strutturale della topologia della rete di distribuzione è di cruciale importanza per l'implementazione dei sistemi di DHC.

3.3 Tecnologie dei componenti

Tra i sistemi di teleriscaldamento/teraffrescamento rivestono particolare importanza quelli a energia solare. Gli impianti di teleriscaldamento/raffrescamento a energia solare sono caratterizzati dalla produzione centralizzata di energia termica, elettrica e frigorifera sfruttando la fonte solare. Ai benefici legati allo sfruttamento della fonte solare (inesauribile, autoprodotta, disponibile a basso costo) si aggiungono anche degli svantaggi, come la discontinuità giornaliera e stagionale. Pertanto, per garantire una stabilità al sistema di

teleriscaldamento/teleraffrescamento è necessario prevedere un sistema di back-up al fine di provvedere al soddisfacimento della totalità di energia termica richiesta dalle utenze.

Tra i sistemi di back-up per la produzione dell'energia termica troviamo:

1. Caldaia a gas naturale;
2. Micro-cogeneratore con motore a combustione interna;
3. Micro-cogeneratore con motore Stirling;
4. Caldaia a pellet.

Come sistema di generazione dell'energia frigorifera alimentata a fonte solare è possibile utilizzare le pompe di calore ad adsorbimento.

Tali tecnologie sono brevemente descritte nei successivi paragrafi.

3.3.1 Caldaia a gas naturale

Una caldaia tradizionale è in genere composta da un bruciatore, una camera di combustione, uno scambiatore di calore e alcuni sistemi di controllo e sicurezza.

Il combustibile (gas naturale) in fase gassosa viene fatto reagire con l'ossigeno contenuto nell'aria atmosferica; da tale reazione chimica di ossidazione viene prodotto calore e prodotti gassosi di combustione (fumi).

Il fluido termovettore generalmente utilizzato nelle caldaie è l'acqua. L'energia termica generata dal processo di combustione viene trasferita all'acqua fredda in ingresso attraverso lo scambiatore di calore, il quale recupera l'energia termica sia direttamente dalla fiamma che dai gas di scarico.

L'efficienza dello scambio termico va a caratterizzare il rendimento della caldaia. Esso è definito come rapporto fra il calore trasferito all'acqua ed il calore prodotto dal processo di combustione; oltre alle perdite per incombusti e per scambi di calore con l'esterno, si hanno perdite, spesso elevate, al camino (da cui i gas combusti escono a temperatura superiore a quella ambiente).

Nella seguente Figura 3.3.1 sono riportati i principali componenti di una caldaia a gas naturale.

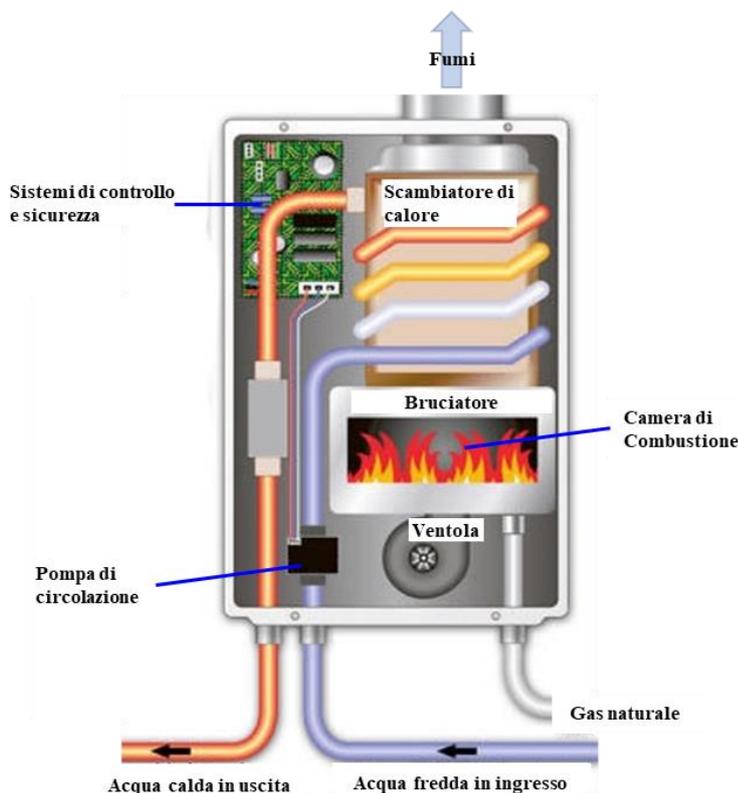


Figura 3.3.1. Schema tipico di una caldaia a gas naturale [85].

Le caldaie tradizionali oggi sono in disuso in quanto sostituite dalle caldaie a “condensazione”. La tecnologia delle caldaie a condensazione utilizza anche l’energia dei fumi di scarico, facendoli condensare e sfruttandone il calore latente, generato dal cambiamento di fase, per preriscaldare l’acqua di ritorno dai terminali idronici. Con questa tecnologia, quindi, è possibile raggiungere rendimenti molto elevati. Inoltre la temperatura di uscita dei fumi dalla canna fumaria si abbassa da 140-160 °C, valori raggiunti nelle caldaie a gas tradizionali ad alto rendimento, a valori intorno ai 60-80 °C.

3.3.2 Sistema di micro-cogenerazione con motore a combustione interna

I motori alternativi a combustione interna (ICE) sono accoppiati con un generatore elettrico e scambiatori di calore per recuperare il calore dai gas di scarico, dal liquido di raffreddamento del motore e dell’olio di lubrificazione. I motori a combustione interna sono la tecnologia più consolidata per applicazioni di micro-cogenerazione (MCHP) di piccole e medie dimensioni. Sono una tecnologia robusta e collaudata con un servizio di lunga durata (fino a 80.000 ore [86]), un costo di capitale compreso tra 2.000 e 6.000 €/kW_{el} a seconda delle dimensioni [86] e un costo di manutenzione tipico da 0,010 a 0,015 € / kWh_{el} [87]. I sistemi MCHP basati su motori alternativi a combustione interna (ICE) occupano uno spazio di installazione ridotto e hanno anche efficienze elettriche (25-32%) e termiche (53-66%) soddisfacenti in condizioni nominali. Oltre all’avviamento rapido e ad una buona affidabilità con condizioni operative, sono caratterizzati da un’elevata efficienza durante il

funzionamento a carico parziale e possono essere alimentati con un'ampia varietà di combustibili.

Sebbene siano una tecnologia matura, i motori alternativi a combustione interna presentano evidenti svantaggi che devono essere affrontati e migliorati: (i) vibrazioni e elevata rumorosità richiedono l'utilizzo di supporti antivibranti ed una schermatura acustica (<60 dB (A) a 1 m di distanza [86]); (ii) un gran numero di parti in movimento richiede intervalli di manutenzione frequenti con un aumentano i costi; (iii) emissioni elevate, in particolare ossidi di azoto (le emissioni di NO_x sono inferiori a 100 ppm con una potenza di uscita all'albero costante con il numero di giri del motore compreso tra 1200-3000 giri/min [86]). Le emissioni di NO_x e CO di un sistema di micro-cogenerazione integrato in un edificio residenziale basato su un motore a combustione interna alternativo da 6,0 kW_{el} alimentato a gas naturale, sono state valutate e confrontate con quelle di un sistema convenzionale da Angrisani et al. [41]. L'analisi si è basata sui dati sperimentali raccolti da Lombardi et al. [88] e ha mostrato che:

- rispetto alla strategia di controllo del carico elettrico, la strategia di controllo del carico termico è caratterizzata da minori emissioni di CO, ma è meno favorevole in termini di livelli di NO_x;
- il sistema MCHP consente di ridurre le emissioni di NO_x rispetto al sistema convenzionale, mentre le emissioni di CO di quest'ultimo sono sostanzialmente trascurabili rispetto a quelle della micro-cogenerazione;
- qualunque sia la logica di controllo MCHP, l'influenza delle condizioni climatiche è abbastanza rilevante in termini di emissioni sia di NO_x che di CO.

Pehnt [89] ha evidenziato che l'emissione di NO_x degli ICE varia fortemente, a seconda del concetto di riduzione delle emissioni utilizzato, del produttore, della modalità di funzionamento, dell'età del sistema e dell'intervallo di manutenzione; le emissioni di NO_x possono anche variare di un ordine di grandezza a seconda che il catalizzatore sia usato o meno.

Attualmente sono disponibili in commercio numerose unità di micro-cogenerazione basate su motori a combustione interna. La Tabella 3.3.1 descrive i principali sistemi ICE-MCHP presenti sul mercato (con potenza elettrica inferiore a 15 kW_{el}) in termini di potenza resa dal combustibile in ingresso, potenza elettrica generata, potenza termica fornita, efficienza elettrica (rapporto tra potenza elettrica generata e potenza resa dal combustibile), efficienza termica (rapporto tra potenza termica fornita e potenza resa dal combustibile), efficienza complessiva (somma delle efficienze elettriche e termiche), carburante, peso, dimensioni, numero di cilindri, cilindrata e rumorosità (a 1 m di distanza) in base ai dati nominali del produttore. I valori di efficienza sono calcolati in base al Potere Calorifico Inferiore (LHV) dei combustibili.

Tabella 3.3.1. Dati del produttore dei principali microcogeneratori basati su motori a combustione interna [90].

	SENERTEC Dachs G 5.5	YANMAR CP5WN-SN	YANMAR CP10WN-SN	YANMAR CP10WN-SN	TEDOM micro T7 AP	COGENGREEN ecoGEN-12AG	EC POWER XRG19	HONDA Ecowill	AININ SEIKI GECC-46 A2	AININ SEIKI GECC 60 A2	VAILLANT Ecopower e4.7	SENERTEC Dachs G 5.0
Potenza fornita dal combustibile (kW)	20.5	17.8	31.5	31.5	25.9	43.0	31.0	3.8	18.0	20.8	18.9	19.6
Potenza elettrica (kW)	5.5	5.0	9.9	9.9	7.0	12.0	9.0	1.0	4.6	6.0	4.7	5.0
Potenza termica (kW)	12.5	10.0	16.8	16.8	17.2	28.0	20.0	2.5	11.7	11.7	12.5	12.3
Efficienza elettrica (%)	26.8	28.1	31.4	31.4	27.0	27.9	29.0	26.3	25.6	28.8	24.9	25.5
Efficienza termica (%)	61.0	56.2	53.3	53.3	66.4	65.1	64.5	65.8	65.0	56.3	66.1	62.8
Efficienza totale (%)	87.8	84.3	84.8	84.8	93.4	93.0	93.5	92.1	90.6	85.1	91.0	88.3
Combustibile	Gas Naturale	Gas Naturale	Gas Naturale	Gas Naturale	Gas Naturale	Gas Naturale, GPL	Gas Naturale, propano, butano	Gas Naturale, GPL	Gas Naturale, GPL	Gas Naturale, GPL	Natural gas, propane	Natural gas
Peso (kg)	530	400	756	756	645	700	440	71	465	465	390	530
Lunghezza (mm)	720	1100	1470	1470	1315	1340	920	580	1100	1100	760	720
Altezza (mm)	1000	1500	1790	1790	1480	1218	960	750	1500	1500	1080	1000
Profondità (mm)	1060	500	800	800	700	780	640	298	660	660	1370	1070
Numero di cilindri	1	3	3	3	3	4	4	1	3	3	1	1
Cilindrata (cm ³)	579	699	1642	1642	962	1600	2237	163	952	952	270	579
Rumorosità (dB(A))	56	53	56	56	58	55	49	43	54	54	56	56

3.3.3 Sistema di micro-cogenerazione con motore Stirling

A differenza dei motori alternativi a combustione interna, un motore Stirling (SE) è un dispositivo a combustione esterna. Ciò significa che il mezzo del ciclo, generalmente elio o idrogeno (ma anche ossigeno, azoto, anidride carbonica), non viene scambiato durante ogni ciclo, mentre l'energia che guida il ciclo viene applicata esternamente. I motori Stirling possono funzionare con quasi tutti i combustibili (benzina, alcol, gas naturale o butano) e fonti di energia rinnovabile (solare o biomasse). Il controllo del processo di combustione, poiché avviene esternamente, risulta facilitato; ciò permette di ottenere basse emissioni (fino a 10 volte inferiori a quelle dei motori alternativi a combustione interna con catalizzatore, rendendo le emissioni generate dai motori Stirling (SE) comparabili con quelle della moderna tecnologia dei bruciatori a gas [87]). Pehnt [91] ha notato che mentre le emissioni di inquinanti atmosferici per i motori Stirling sono estremamente basse, gli ICE emettono quantità più significative di NO_x, CO e idrocarburi.

Rispetto ai sistemi basati su ICE, i motori Stirling presentano meno parti in movimento, vibrazioni inferiori, maggiore durata di servizio, livello di rumore inferiore, periodi di funzionamento più lunghi senza manutenzione. L'efficienza complessiva è generalmente superiore all'85% e può anche andare oltre il 95%, con buone prestazioni a carico parziale. I costi di investimento dipendono dalle dimensioni e vanno da 2.700 a 5.500 €/kW_{el} [86]; il costo di manutenzione unitario stimato è di circa 0,013 €/kW_{el} [87].

Nonostante i numerosi vantaggi, il motore Stirling non ha trovato le applicazioni previste a causa del basso rendimento elettrico (che va dal 12% al 25%), del difficile controllo della potenza dovuto alla presenza di diversi scambiatori di calore (riscaldatore, raffreddatore, rigeneratore e scambiatori di calore ausiliari), all'alto livello di pressione del gas di lavoro, bassa durata delle parti e tempo di avviamento lungo.

Diversi cogeneratori su piccola scala basati su motori Stirling sono disponibili in commercio o in fase di sviluppo. La Tabella 3.3.2 descrive i principali sistemi MCHP basati su SE disponibili sul mercato (con potenza elettrica inferiore a 15 kW) in termini di potenza resa dal combustibile in ingresso, potenza elettrica generata, potenza termica fornita, efficienza elettrica (rapporto tra potenza elettrica generata e potenza resa dal combustibile), efficienza termica (rapporto tra potenza termica fornita e potenza resa dal combustibile), efficienza complessiva (somma delle efficienze elettriche e termiche), carburante, peso, dimensioni, numero di cilindri, cilindrata, gas di lavoro, pressione massima di esercizio e rumorosità (a 1 m di distanza) in base ai dati nominali del produttore.

Tabella 3.3.2. Dati del produttore dei principali microgeneratori basati su motori Stirling [90].

	WHISPERGEN	BAXI Ecogen	Qnergy QCHP7500	SUNMACHINE	SOLO 161
Potenza fornita dal combustibile (kW)	8.3	7.4	38.0	12.0	38.8
Potenza elettrica (kW)	1.0	1.0	7.5	3.0	9.5
Potenza termica (kW)	7.0	6.0	30.0	7.8	26.0
Efficienza elettrica (%)	12.0	13.5	19.7	25.0	24.5
Efficienza termica (%)	84.3	81.1	78.9	65.0	67.0
Efficienza totale (%)	96.4	94.6	98.7	90.0	91.5
Combustibile	Gas Naturale	Gas Naturale, biogas	Pellets, biomassa, combustibili liquidi, gas naturale, propano	Pellets	Gas Naturale, GPL, biogas, biomassa
Peso (kg)	137	110	200	410	460
Lunghezza (mm)	480	450	630	1160	1280
Altezza (mm)	840	950	770	1590	980
Profondità (mm)	560	426	1380	760	700
Numero di cilindri	4	-	-	1	2
Cilindrata (cm³)	-	-	-	520	160
Gas utilizzato	Azoto	-	-	Azoto	Elio, idrogeno
Pressione massima (bar)	-	-	-	36	150
Rumorosità (dB(A))	-	45	65	-	-

3.3.4 Caldaia a pellet

I sistemi alimentati a pellet, definite caldaie a pellet, sono nati in Canada alla fine degli anni '70 e, successivamente, hanno avuto una diffusione notevole in tutto il mondo. Sono sistemi in grado di fornire energia termica attraverso la combustione dei pellet, combustibile classificato come fonte energetica rinnovabile poiché ottenuto da biomassa legnosa. 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], le caldaie a pellet potrebbero ottenere una grande attenzione nel mercato europeo ed italiano per il raggiungimento degli obiettivi sia sull'uso delle fonti energetiche rinnovabili che sulla riduzione dei gas a effetto serra [33].

Come si vede dalla Figura 3.3.2 esistono sostanzialmente tre diversi tipi di sistemi di alimentazione del pellet nella camera di combustione e tutti prevedono l'esistenza di un serbatoio integrato nella stufa.

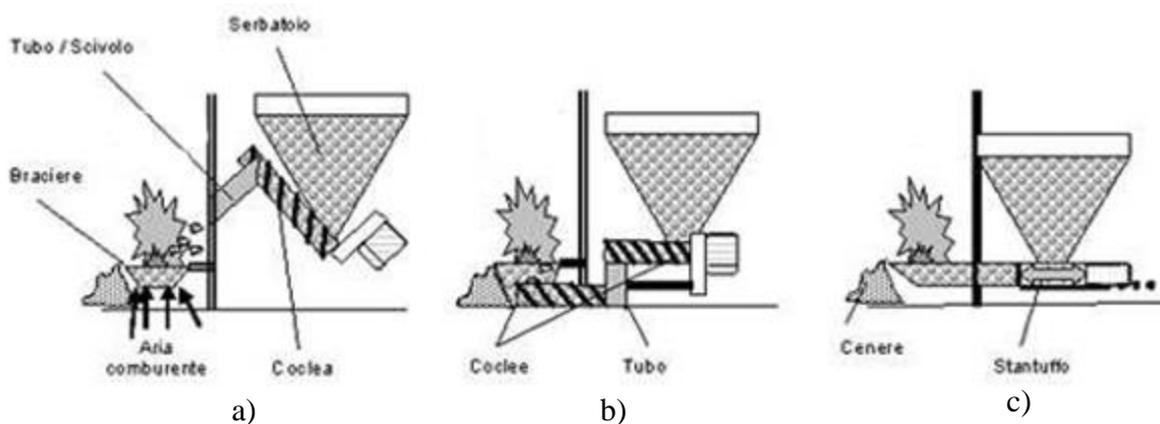


Figura 3.3.2. Sistemi di alimentazione del pellet nella camera di combustione.

Il sistema largamente più usato è l'alimentatore a coclea inclinata a 40-45° (Figura 3.3.2a) che provvede al prelievo ed al dosaggio stesso del pellet portandolo in caduta libera all'interno di un tubo; da qui il combustibile scivola per gravità sino all'interno della camera di combustione e, quindi, nel braciere. Il braciere, dove avviene la combustione, è dotato di appositi fori sul fondo che consentono il passaggio dell'aria comburente.

In Figura 3.3.3 è riporato lo schema tipo di una caldaia a pellet. Le caldaie sono tutte dotate di serbatoi capienti, che garantiscono molte ore di autonomia (fino a 2 giorni), dai quali il combustibile viene prelevato in automatico e trasferito alla camera di combustione.

- 1 Corpo caldaia esterno
- 2 Scambiatore di calore con turbolatori e raschiatori annessi
- 3 Caldaia con intercapedine per fluido termovettore
- 4 Serbatoio contenimento combustibile
- 5 Camera di combustione
- 6 Impianto idraulico e sanitario
- 7 Bruciatore
- 8 Telaio esterno
- 9 Sistema di caricamento combustibile
- 10 Cassetto contenimento ceneri
- 11 Scambiatore per acqua calda sanitaria
- 12 Motoriduttore per il sistema di pulizia automatica
- 13 Sistema di accensione completo
- 14 Sonda di rilevazione di temperatura e presenza / assenza di fiamma in camera di combustione

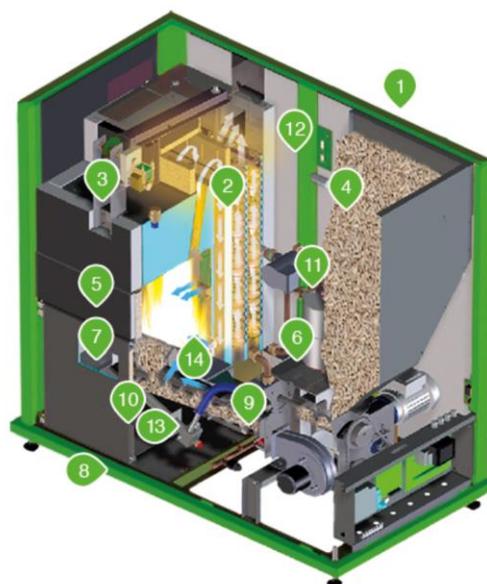


Figura 3.3.3. Schema tipico di una caldaia a pellet [92].

Il suo dosaggio, assieme a quello dell'aria comburente, viene costantemente regolato da un microprocessore che calcola la quantità necessaria di combustibile per raggiungere la temperatura ideale selezionata dall'utente. Una volta raggiunta la temperatura preimpostata, la stufa si porta automaticamente in regime minimo (o all'occorrenza si può far spegnere), in attesa di ritornare in funzione quando è richiesta nuovamente energia termica. In sostanza le caldaie a pellet di nuova generazione si comportano come le caldaie a metano o gasolio. L'accensione delle caldaie a pellet avviene in maniera automatica poiché sono tutte dotate di una piccola resistenza elettrica (detta candeletta) che provvede a portare il pellet alla temperatura di innesco (circa 200°) in pochissimo tempo; a tale proposito è necessario specificare che il consumo elettrico di tali apparecchi è praticamente trascurabile.

3.3.5 Pompe di calore ad adsorbimento

Negli ultimi anni l'importanza delle pompe di calore ad adsorbimento è aumentata, in quanto questi tipi di sistemi possono utilizzare direttamente fonti di energia termica primarie (come energia solare, geotermica), nonché il calore residuo generato in vari processi industriali. Le pompe di calore ad adsorbimento appartengono, quindi, alla famiglia delle pompe alimentate termicamente come quelle ad assorbimento. Rispetto ai sistemi a compressione di vapore elettrica, queste hanno il vantaggio di poter ottenere un maggior risparmio energetico (perché alimentate da calore di scarto o energia solare) e, inoltre, presentano un più semplice controllo, assenza di vibrazioni e costi operativi più bassi [93]. Confrontando invece le pompe di calore ad adsorbimento con quelle ad assorbimento, si vede che il ciclo ad adsorbimento può essere alimentato da una vasta gamma di temperature, a partire dai 50°C. Le coppie di fluido di lavoro più usate sono zeolite/acqua o gel di silice/acqua, ma anche carbone attivo/ammoniaca oppure carbone attivo/metanolo. In Tabella 3.3.3 sono riportate le principali caratteristiche prestazionali delle pompe di calore ad adsorbimento.

Tabella 3.3.3. Presentazioni delle pompe di calore ad adsorbimento[93].

Process	Adsorption	
Refrigerant/sorbent	water silica gel	water zeolite
Temperature Heat source [°C]	60–90	75–150
Capacity [kW]	7.5–500	7–15
COP heat pumping	1.4–1.6	1.3–1.5
COP cooling	0.5–0.7	0.4–0.6

Le pompe di calore ad adsorbimento sono caratterizzate da un ciclo di lavoro rappresentato in Figura 3.3.4.

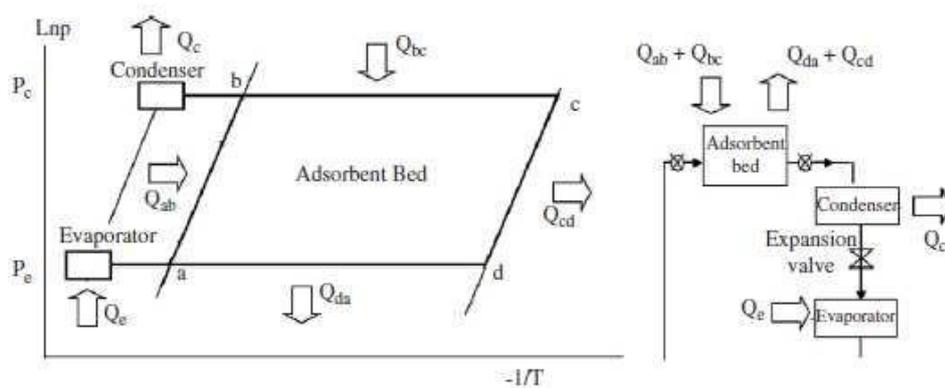


Figura 3.3.4. Ciclo termodinamico di una pompa di calore ad adsorbimento [94].

L'applicazione di questa tecnologia è ancora limitata in quanto i coefficienti di prestazione sono solo minori rispetto alle macchine a compressione di vapore elettriche, i costi di investimento sono ancora sostenuti e la disponibilità di modelli (specialmente di piccola taglia) sul mercato è ancora limitata.

3.4 Criteri di dimensionamento

Per poter dimensionare correttamente un impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento bisogna tener conto di diversi fattori quali: (i) l'energia termica richiesta dalle utenze (per soddisfare sia le esigenze di riscaldamento che di raffrescamento), (ii) il livello di temperatura di esercizio necessario ai terminali di immissione installati presso le utenze, (iii) la fonte di energia primaria o di recupero più conveniente e economicamente disponibile sul territorio e (iv) l'eventuale presenza di richiesta elettrica.

Esistono diversi approcci di pre-progettazione per gli impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento con accumulo termico stagionale come MINSUN [95] o SOLCHIP [96] che risultano veloci e facili da usare, ma non forniscono informazioni dettagliate ai fini della progettazione. Uno strumento che, invece, permette di condurre un'analisi attenta e precisa è rappresentato dal software di simulazione dinamica TRNSYS [43]. Utilizzando questo software, sono stati condotti diversi studi di progettazione degli impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento con accumulo termico stagionale [97,98]. Pahud [83] ha condotto un'analisi di sensibilità delle prestazioni di un impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento integrato con un accumulo termico stagionale realizzato con sonde geotermiche (BTES), tramite il software di simulazione TRNSYS, al variare dei seguenti parametri:

- i. l'area dei collettori solari (m^2);
- ii. il volume dell'accumulo termico di breve termine per unità di area lorda dei collettori solari ($litri/m^2$);
- iii. il volume dell'accumulo termico di lungo termine per unità di area lorda dei collettori solari (m^3/m^2);

- iv. la lunghezza totale specifica dei pozzi interrati che compongono il BTES (m per m²);
- v. il fattore di forma dell'accumulo termico di lungo termine (m/m), definito dal rapporto tra la sua estensione verticale e il suo diametro (la geometria dell'accumulo di lungo termine è considerata come un cilindro verticale).

Pahud ha verificato che, per ottimizzare le prestazioni dell'impianto, l'area ottimale dei collettori solari deve essere compresa tra 2 e 4 m² per MWh di fabbisogno termico annuo, nonché il volume dell'accumulo di lungo termine deve essere compreso tra 4 e 13 m³ per m² di superficie del collettore per avere una frazione solare del 70%. Se l'impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento deve provvedere anche alla produzione di acqua calda sanitaria (ACS), il volume massimo dell'accumulo termico stagionale non può superare gli 8 m³ per m² di area dei collettori. Le migliori prestazioni dell'impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento si ottengono per elevate richieste di energia termica (> 3600 GJ/anno o 1000 MWh/anno) e utilizzando una distribuzione a bassa temperatura. La distanza tra i pozzi del BTES dipende principalmente dalle caratteristiche termiche del terreno e risulta essere di circa 2,5 m quando la conducibilità termica del terreno è 2,5 Wm⁻¹K⁻¹. In merito alla logica di gestione e controllo dell'impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento con accumulo termico stagionale, Pahud [83] ha investigato diversi algoritmi di controllo e/o diverse disposizioni dei tubi di interconnessione tra l'accumulo di breve termine e quello di lungo termine, evidenziando una loro limitata influenza sulla frazione solare.

3.5 Analisi bibliografica delle applicazioni

Attualmente i paesi europei sono gli utilizzatori principali dei sistemi di teleriscaldamento con accumulo stagionale, ma tali tipi di sistemi trovano applicazione in numerosi Paesi come Austria [99], Belgio [100], Canada [37,101–104], Cina [15,105], Danimarca [9,15,79,106–109], Finlandia [9,15,110,111], Francia [9,15,112], Germania [9,11,13,113–117], Grecia [118], Iran [9], Irlanda [15], Italia [9,11,22], Giappone [119], Olanda [11,109], Polonia [9,109,113], Spagna [15] [107,109,112], Svezia [9,11,13,79,109,112,118,120,121], Svizzera [9,11,109], Turchia [9,122–130], Regno Unito [11,79], Stati Uniti [131,132].

Un gran numero di articoli scientifici [9,11,13,15,19,37,79,99–119,121–132] sono stati analizzati approfonditamente per fornire un quadro completo dello stato dell'arte in questo campo. Le figure 3.5.1-3.5.8 riportano i principali risultati dell'analisi bibliografica condotta.

Considerando che le loro prestazioni sono fortemente influenzate dalle condizioni climatiche, la Figura 3.5.1 riporta il numero di impianti di teleriscaldamento che utilizzano STES in funzione del Paese (distinguendo tra studi sperimentali e studi simulativi). Questa figura indica che il Paese maggiormente coinvolto nelle applicazioni di teleriscaldamento è la Germania (con 17 progetti sperimentali e 6 studi simulativi), seguito dalla Turchia e dalla

Svezia. In Italia, invece, si ricontra la presenza di solo 5 studi sugli impianti di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale di cui 3 risultano essere impianti sperimentali e 2 simulativi.

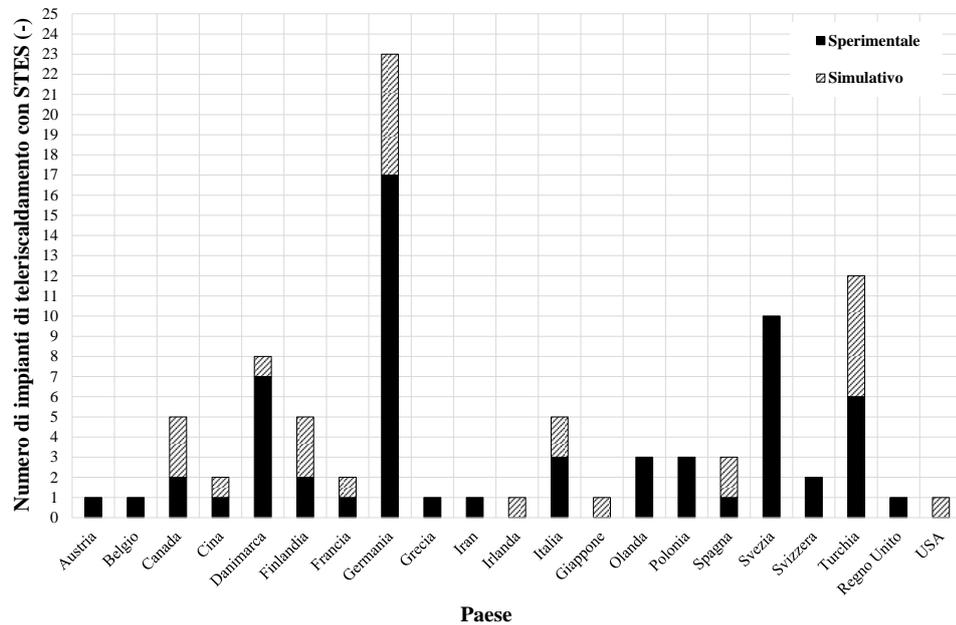


Figura 3.5.1. Numero di impianti di teleriscaldamento al variare del Paese.

La Figura 3.5.2 mette in evidenza, per ogni Paese, le tipologie di accumuli termici stagionali utilizzati (a volte questo tipo di informazione non è chiaramente fornita nel lavoro scientifico di riferimento). Si nota facilmente che i BTES sono utilizzati in 14 paesi con 30 installazioni, mentre gli HWTES sono stati adottati in 12 paesi con 37 installazioni. I GWTES sono utilizzati raramente con soltanto 7 installazioni in Danimarca, Finlandia e Germania.

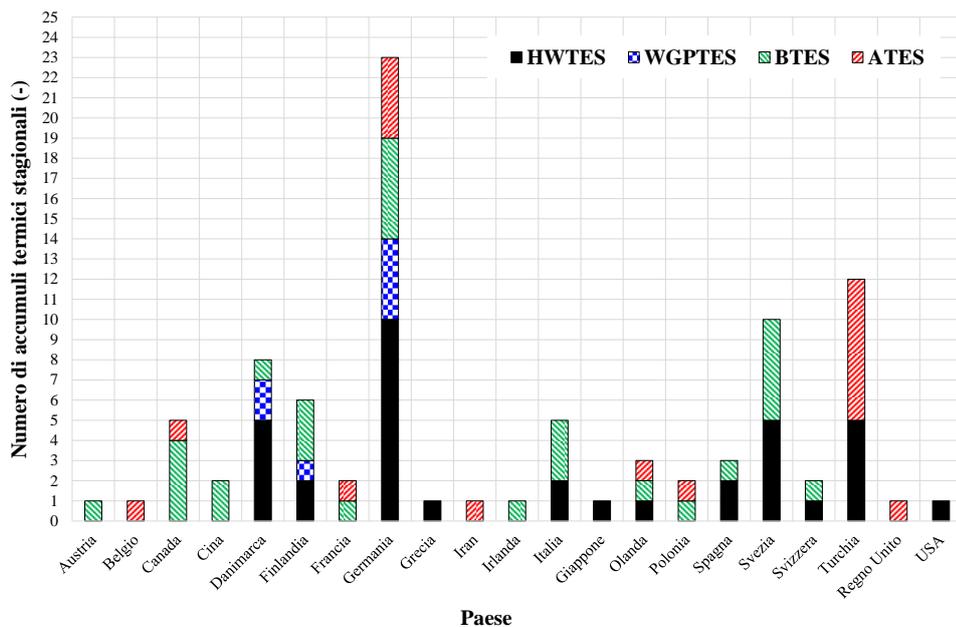


Figura 3.5.2. Tipologia di accumulo termico stagionale al variare del Paese.

La Figura 3.5.3 riporta una classificazione dei sistemi di teleriscaldamento che utilizzano STES in funzione della tipologia degli utenti finali (laddove chiaramente specificata nel paper di riferimento). In particolare sono state considerate le seguenti categorie di distretto:

- distretti residenziali;
- distretti terziari;
- distretti scolastici;
- distretti sanitari;
- distretti commerciali;
- distretti industriali;
- distretti misti (mix di 2 o più tipologie precedenti).

Questa figura evidenzia che circa il 56% dei distretti serviti è completamente residenziale; mentre i distretti misti rappresentano circa il 20% del totale.

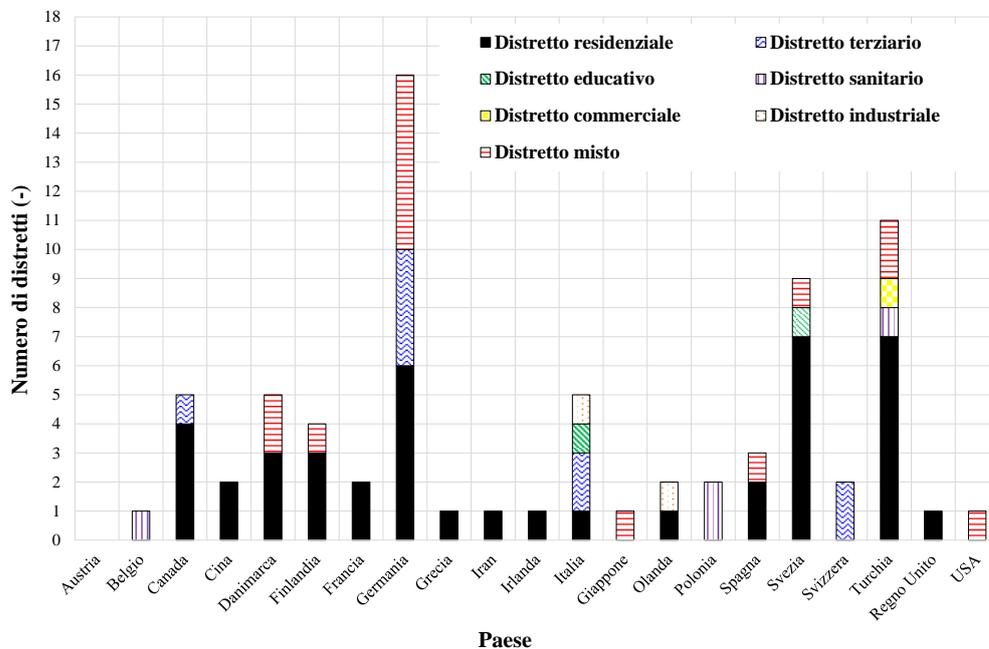


Figura 3.5.3. Tipologie di distretto servite dal sistema di teleriscaldamento al variare del Paese.

La Figura 3.5.4 mostra le tecnologie dei sistemi di produzione di energia utilizzati a livello centralizzato nei sistemi DH analizzati in funzione del Paese. In particolare, l'analisi bibliografica condotta ha evidenziato che le tecnologie seguenti sono generalmente adottate (singolarmente o in combinazione tra loro):

- collettori solari (SC);
- pompa di calore ad assorbimento (ABHP);
- pompa di calore elettrica (EHP);
- pompa di calore a gas (GHP);
- caldaia elettrica (EB);
- caldaia a gas naturale (NB);

➤ unità di cogenerazione (CHP).

a figura indica che i collettori solari sono installati nel 53% dei sistemi DH in esame; sono spesso utilizzate pompe di calore elettriche (nel 27% dei casi analizzati).

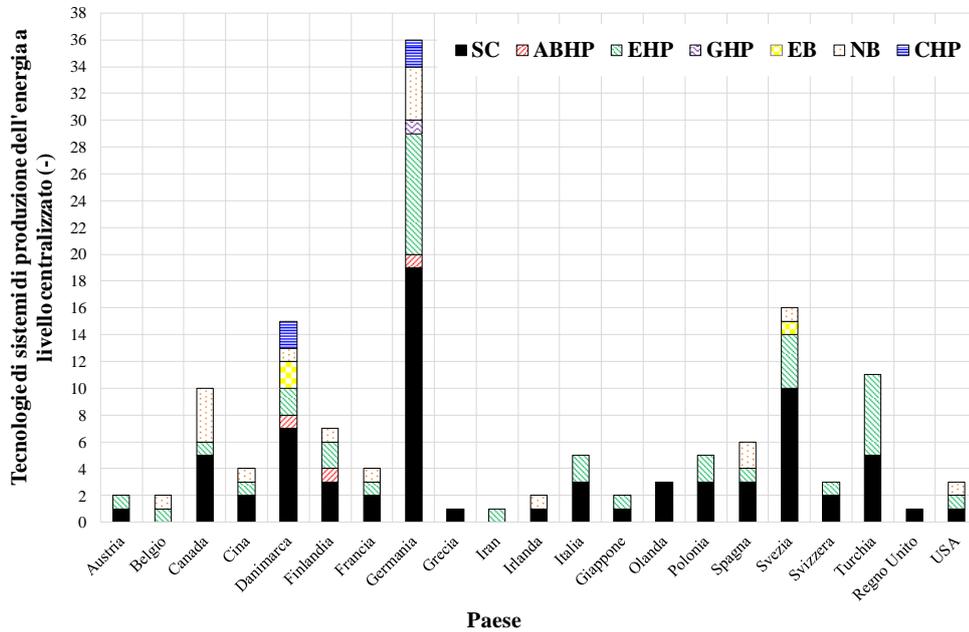


Figura 3.5.4. Tipologie di sistemi di produzione dell'energia a livello centralizzato in funzione del Paese.

Nella Figura 3.5.5 viene effettuata una classificazione delle reti di teleriscaldamento che utilizzano STES in base alla superficie totale riscaldata (laddove specificata). Da questa figura si può dedurre che la dimensione dei distretti varia da circa 360 m² (valore riferito ad uno studio sperimentale eseguito in Turchia) fino ad un massimo di 14000000 m² (valore riferito ad un sistema DH a Helsinki (Finlandia)).

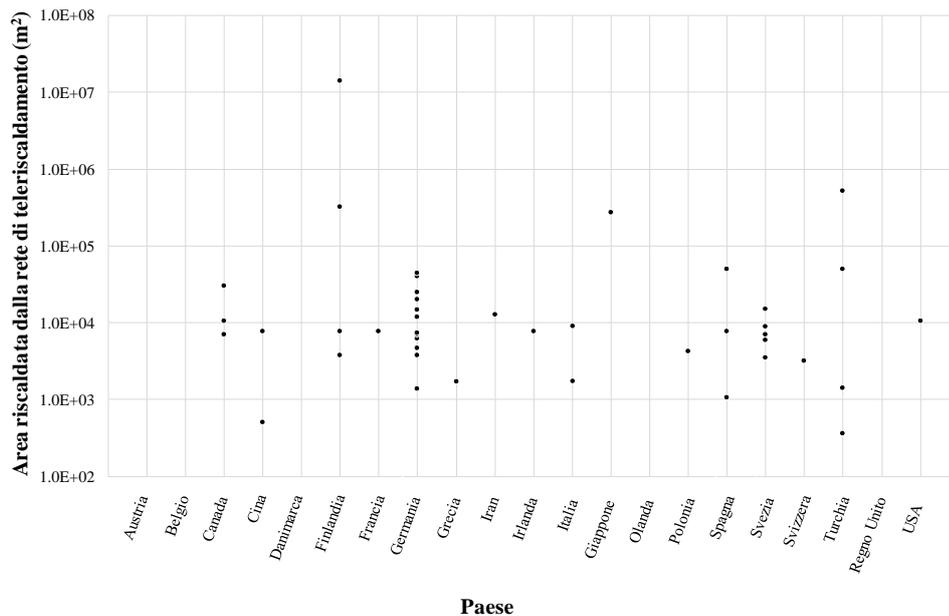


Figura 3.5.5. Superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.

Nella Figura 3.5.6 viene effettuata una classificazione dei sistemi DH in termini di volume degli accumuli termici stagionali considerati (non sempre chiaramente specificato nel lavoro scientifico di riferimento).

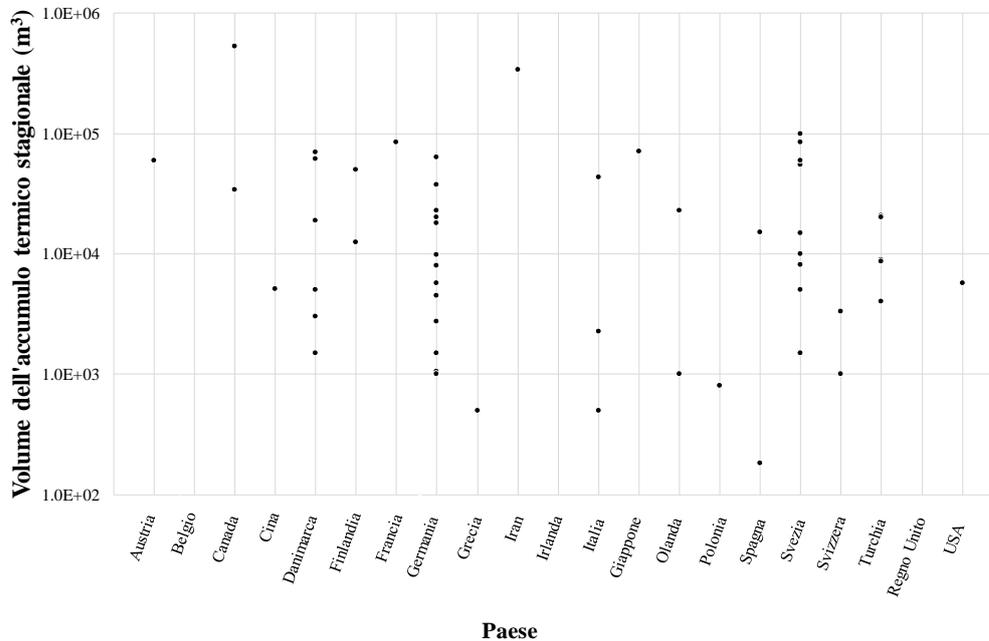


Figura 3.5.6. Volume dell'accumulo stagionale al variare del Paese.

La figura precedente evidenzia che la dimensione massima dell'accumulo stagionale è di 530000 m³; tale volume è riferito ad un ATES situato a Scarborough (Canada). Gli STES con taglie più piccole (HWTES di 183 m³) sono usati in uno studio condotto a Bilbao (Spagna).

La Figura 3.5.7 riporta, per ogni impianto DH, il rapporto tra l'area totale dei collettori solari (se utilizzati) e la superficie totale riscaldata. I valori in questa figura evidenziano che la dimensione totale del campo solare è sempre inferiore alla superficie delle aree riscaldate dalla rete di teleriscaldamento; il valore massimo di questo rapporto è di circa 0,41 (per un impianto DH situato in Svezia).

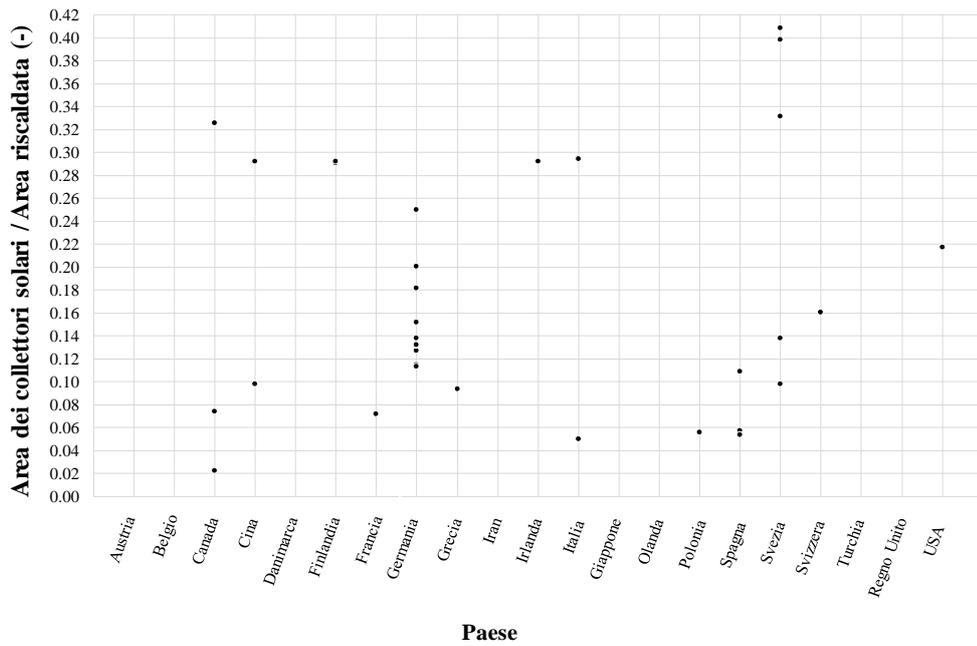


Figura 3.5.7. Rapporto tra la superficie dei collettori solari installati e la superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.

La Figura 3.5.8 mostra il volume dell'accumulo termico stagionale in rapporto alla superficie riscaldata per ciascun impianto di teleriscaldamento (laddove desumibile dal lavoro scientifico di riferimento). Questo rapporto è a volte inferiore a 1 m, con un valore massimo di circa 26,3 m (per un'installazione in Iran).

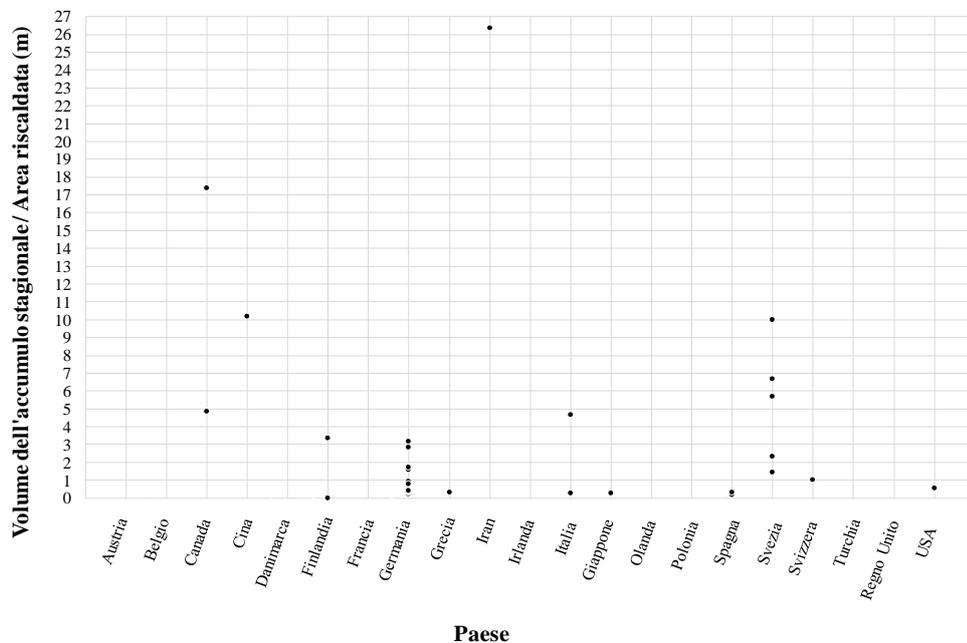


Figura 3.5.8. Rapporto tra il volume dell'accumulo termico stagionale utilizzato e la superficie riscaldata dalla rete di teleriscaldamento al variare del Paese.

Con riferimento allo scenario italiano, come evidenziato in Figura 3.5.1, solo cinque studi [9, 20-23] hanno analizzato il funzionamento di sistemi di teleriscaldamento a energia solare integrati con accumuli di energia termica a lungo termine.

Nel 1982 [9] è stato studiato sperimentalmente un sistema di teleriscaldamento comprendente un accumulo di energia termica a lungo termine con sonde geotermiche di 2250 m³ in combinazione con un campo solare di 180 m². Il sistema serviva l'edificio del Joint Research Centre (JRC) ad Ispra, che richiedeva 280 MWh/anno per il riscaldamento e la produzione di ACS; lo studio ha rivelato la capacità del sistema di raggiungere una frazione solare dell'80%.

Nel 1985 [23] è stata analizzata da un punto di vista sperimentale la prestazione di un impianto solare di teleriscaldamento, a servizio di un'area residenziale di 9200 m². Il comprensorio si trovava a Treviglio con un fabbisogno complessivo di energia termica per riscaldamento e produzione ACS pari a 3456 GJ. Il sistema, caratterizzato da un accumulo stagionale di energia termica di 43000 m³ accoppiato ad un campo solare di 2727 m², raggiungeva una frazione solare del 72%.

Nel 1998 Oliveti et al. [10] hanno indagato, sia dal punto di vista sperimentale che simulativo, le prestazioni annuali di un impianto prototipo realizzato presso l'Università della Calabria costituito principalmente da un accumulo stagionale di energia termica di 500 m³ collegato a 91,2 m² di collettori solari a tubi evacuati finalizzati a soddisfare il fabbisogno termico (111 GJ) di un edificio ad uso uffici di 1750 m³; gli autori hanno evidenziato una frazione solare del 28,2%.

Buoro et al. [21] hanno analizzato le prestazioni di un sistema di generazione distribuita (caratterizzato da unità di cogenerazione, caldaie e refrigeratori a compressione di vapore) integrato con un impianto solare termico di teleriscaldamento con accumulo di energia termica a lungo termine a servizio di nove utenze industriali situati nel nord-est dell'Italia. I risultati hanno evidenziato che l'adozione di un impianto solare termico con rete di teleriscaldamento consente una riduzione del 5% del costo di esercizio annuo unitamente ad una riduzione del 15% del consumo annuo di energia primaria rispetto alla soluzione convenzionale; inoltre, gli autori hanno riscontrato che l'area ottimale del campo solare è quella che permette di produrre circa il 55-60% del fabbisogno termico annuo dell'utenza.

In [22] Panno et al. hanno studiato un sistema di teleriscaldamento, integrato con un campo di collettori solari termici piani di 200 m² ed un BTES (48 doppi tubi a U da 25 m di profondità), a servizio di un edificio scolastico situato a Palermo; le analisi sono state eseguite utilizzando il software TRNSYS [43]. I risultati hanno mostrato che l'impianto proposto può ottenere un notevole risparmio di energia primaria rispetto al sistema di riferimento.

Dall'analisi bibliografica condotta sui sistemi di teleriscaldamento con accumulo stagionale si desume che:

- ci sono già numerose applicazioni di impianti di teleriscaldamento con accumuli termici stagionali;

- le variabili in gioco per l'ottimizzazione delle prestazioni di tali sistemi sono numerose (area dei collettori solari, volume degli accumuli termici, logiche di controllo, ecc.);
- i criteri per progettazione non sono stati completamente definiti ed investigati; quindi, ulteriori studi sono da condurre per giungere ad un'ottimizzazione delle prestazioni;
- le condizioni climatiche e i carichi termici influenzano notevolmente la dimensione degli impianti DH e la tecnologia dei componenti;
- sono stati studiati pochi impianti di teleriscaldamento con accumuli termici stagionali in Italia.

Con riferimento agli studi condotti in Italia si evidenzia quanto segue:

- gli studi finora condotti risultano essere datati;
- solo due studi sono riferiti alle condizioni climatiche del sud Italia;
- l'impatto dei veicoli elettrici sulle prestazioni degli impianti non sono state valutate;
- la dimensione dei distretti serviti dagli impianti negli studi analizzati è significativa;
- nella maggior parte degli studi scientifici è stata eseguita un'analisi energetica in termini di risparmio di energia primaria, senza spesso considerare le prestazioni ambientali ed economiche.

In Italia, ad oggi, la stragrande maggioranza degli impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento attualmente in funzione fornisce energia termica e energia frigorifera generate da unità centralizzate che generalmente sono ad azionamento elettrico [133]. 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]. Il ruolo degli impianti di teleriscaldamento/teleraffrescamento è molto diversificato nei paesi e la loro diffusione sembra essere più influenzata da fattori istituzionali e sviluppi storici che dalle condizioni climatiche [134]. A livello mondiale, i sistemi di teleraffrescamento sono impiegati in misura molto minore rispetto ai loro equivalenti per il riscaldamento [134]. In particolare alcune applicazioni si possono trovare in Giappone, negli Stati Uniti, in Kuwait e negli Emirati Arabi Uniti. Nel 2014, l'uso del teleraffrescamento in Giappone era diminuito del 19% dal suo picco nel 2006 [134]. Negli Stati Uniti, l'utilizzo degli impianti di teleraffrescamento è in crescita [134]. In Kuwait è stato annunciato l'avvio di nuovi progetti per impianti di teleraffrescamento [134]. Negli Emirati Arabi Uniti, circa il 23% della domanda di raffreddamento è soddisfatto attraverso sistemi di teleraffrescamento [134]. 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 [37,134].

CAPITOLO 4

Casi studio: descrizione del distretto

4.1 Introduzione

Nei successivi paragrafi, saranno descritte le sei utenze residenziali che compongono l'intero distretto servito dall'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Le utenze saranno analizzate in maniera dettagliata in termini di geometria, caratteristiche termo-fisiche dell'involucro edilizio, numero di occupanti, profili temporali di presenza, richieste di potenza elettrica (associate agli apparecchi di illuminazione, elettrodomestici e veicoli elettrici), curve di carico termico (associate alle esigenze di riscaldamento e di acqua calda sanitaria) e carico frigorifero (associato alle esigenze di raffrescamento).

4.2 Caratteristiche generali del distretto

In questo paragrafo è descritto il distretto residenziale composto da 6 utenze residenziali e progettato per essere realizzato ex-novo nel Comune di Napoli (latitudine = 40° 51' 46" 80 Nord; longitudine = 14° 16' 36" 12 Est; gradi giorno = 1034).

Il distretto considerato è costituito da 3 diverse tipologie di utenza:

- TIPOLOGIA A;
- TIPOLOGIA B;
- TIPOLOGIA C.

Ciascuna tipologia consta di 2 utenze e differisce dalle altre in termini di area in pianta, volume, numero di occupanti, profili di presenza, carico elettrico, termico e frigorifero.

Nella Figura 4.2.1, Figura 4.2.2 e Figura 4.2.3 sono, rispettivamente, rappresentate le 3 tipologie di utenze residenziali progettate per il distretto residenziale. In ciascuna figura è riportata sia una vista in pianta con la distribuzione degli spazi interni che una vista assometrica con l'ausilio del rendering.

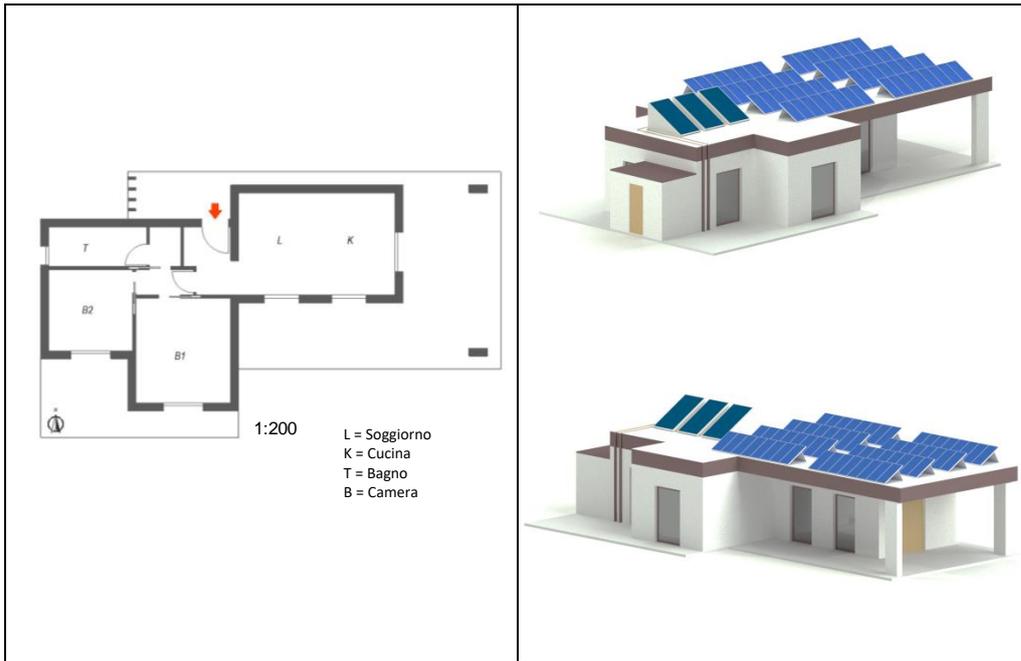


Figura 4.2.1. Utenza residenziale di Tipo A.

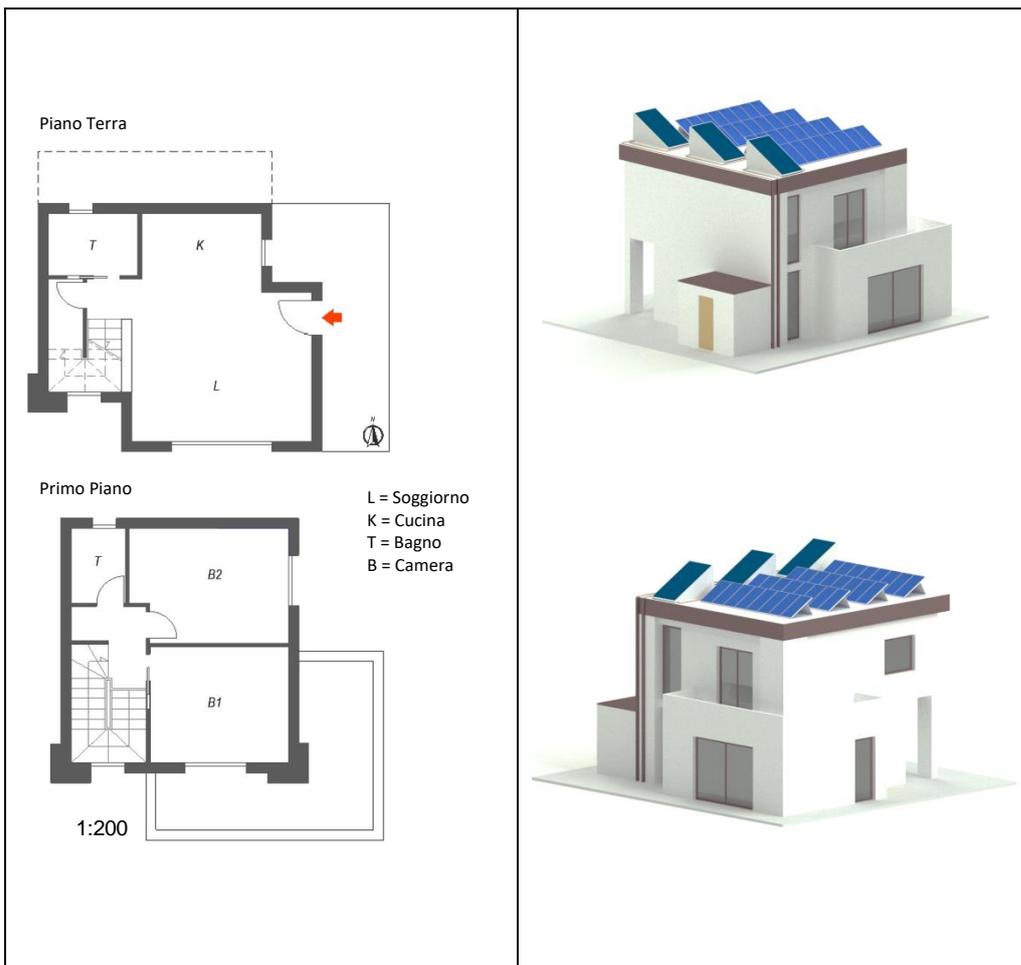


Figura 4.2.2. Utenza residenziale di Tipo B.

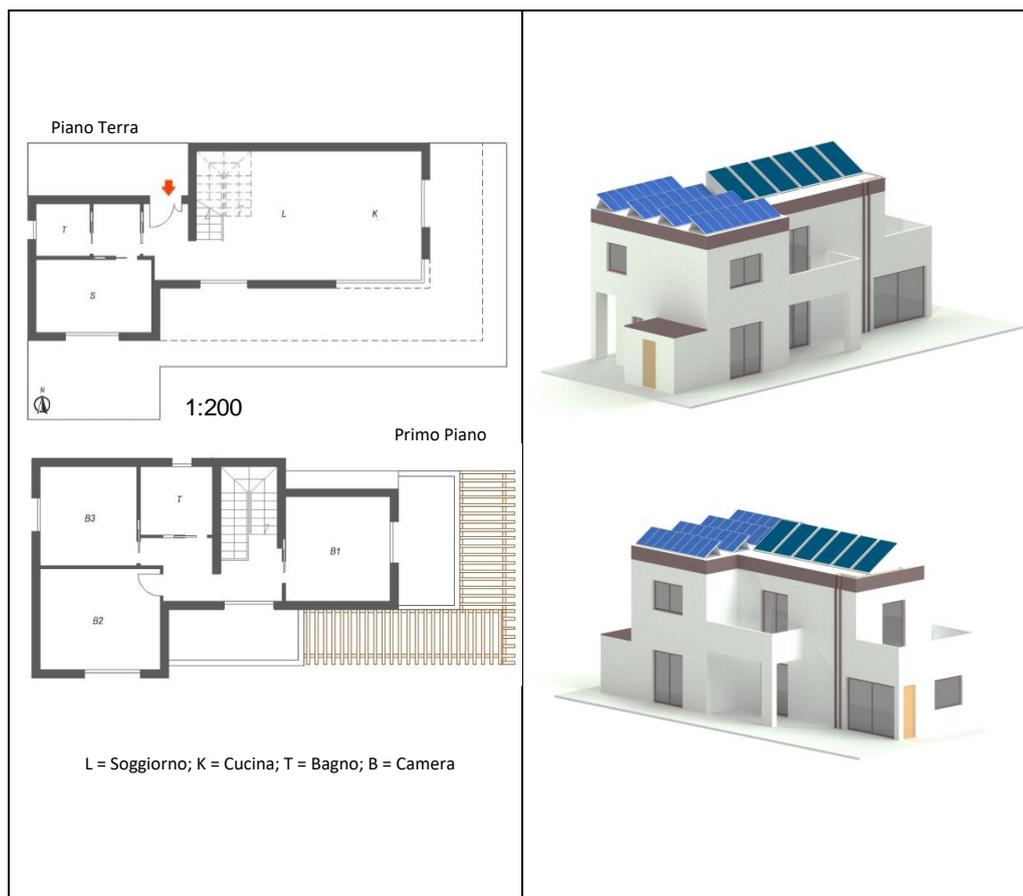


Figura 4.2.3. *Utenza residenziale di Tipo C.*

Nella Figura 4.2.4 e Figura 4.2.5, invece, sono riportate delle viste renderizzate dell'intero distretto residenziale.



Figura 4.2.4. *Vista sud del distretto residenziale.*



Figura 4.2.5. Vista nord del distretto residenziale.

4.2.1 Geometria e caratteristiche delle utenze

Nella Tabella 4.2.1 seguente sono riportate le principali caratteristiche di ciascuna delle tipologie di utenza del distretto residenziale.

Tabella 4.2.1. Descrizione delle tipologie di edificio residenziale.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Numero di residenze	2	2	2
Area in pianta (m²)	60	78	230
Volume (m³)	230	370	448
Area totale delle finestre (m²)	84	102	114
Numero massimo di occupanti	3	4	5

Al fine del contenimento dei consumi di energia primaria, la corrente legislazione italiana impone che ciascuna tipologia di elemento di involucro edilizio (sia opaco che semi-trasparente) presenti una trasmittanza termica non superiore a specifici valori limite (U_{lim}) definiti in base alla zona climatica in cui risulta ubicato l'edificio. Tali valori limite sono indicati nella Tabella 4.2.2 [135] con riferimento all'anno 2018 ed alla zona climatica C (nella quale ricade la città di Napoli).

Tabella 4.2.2. Valori limite della trasmittanza termica degli elementi d'involucro nella zona climatica C.

	Valore di trasmittanza limite U_{lim} (W/m ² K)
Parete perimetrale	0,38
Pavimento	0,40
Tetto	0,36
Finestra	2,40

In questo lavoro di tesi l'involucro edilizio di ciascuna utenza è stato progettato in maniera tale che ciascuno degli elementi di confine con l'esterno abbia una trasmittanza termica esattamente pari a quella limite riportata nella Tabella 4.2.2.

Tenuto conto che la richiesta energetica per il riscaldamento di un'utenza è influenzata dai cosiddetti "guadagni termici interni", particolare attenzione è stata posta nel definire, per ciascuna utenza, il profilo di presenza e attività degli occupanti, nonché il profilo di carico termico ed elettrico associato agli apparecchi di illuminazione e agli elettrodomestici.

4.2.2 Profilo occupazione

Il profilo di presenza degli occupanti di un'utenza residenziale è, in genere, fortemente variabile nel tempo e di difficile individuazione. Al fine di considerare un profilo il più possibile aderente alla realtà si è seguito un approccio, ampiamente diffuso in letteratura, di tipo stocastico utilizzando un particolare "tool" sviluppato e reso liberamente disponibile dall'Università di Loughborough (Regno Unito). Tale strumento elettronico è disponibile in rete [136] e consente di stabilire un profilo stocastico di presenza degli occupanti in funzione di:

- numero massimo di occupanti contemporanei;
- tipologia di giorno (giorno settimanale oppure fine settimana);
- mese dell'anno.

Tramite tale strumento sono, quindi, stati determinati per ciascuna utenza un profilo stocastico di presenza degli occupanti, variabile di giorno in giorno e diverso per ogni tipologia di utenza. Il numero massimo di occupanti contemporanei per ogni tipologia di utenza è riportato nella Tabella 4.2.1.

Nella Figura 4.2.6 sono riportate le curve cumulate annuali di presenza in funzione del tempo per ogni tipologia di utenza.

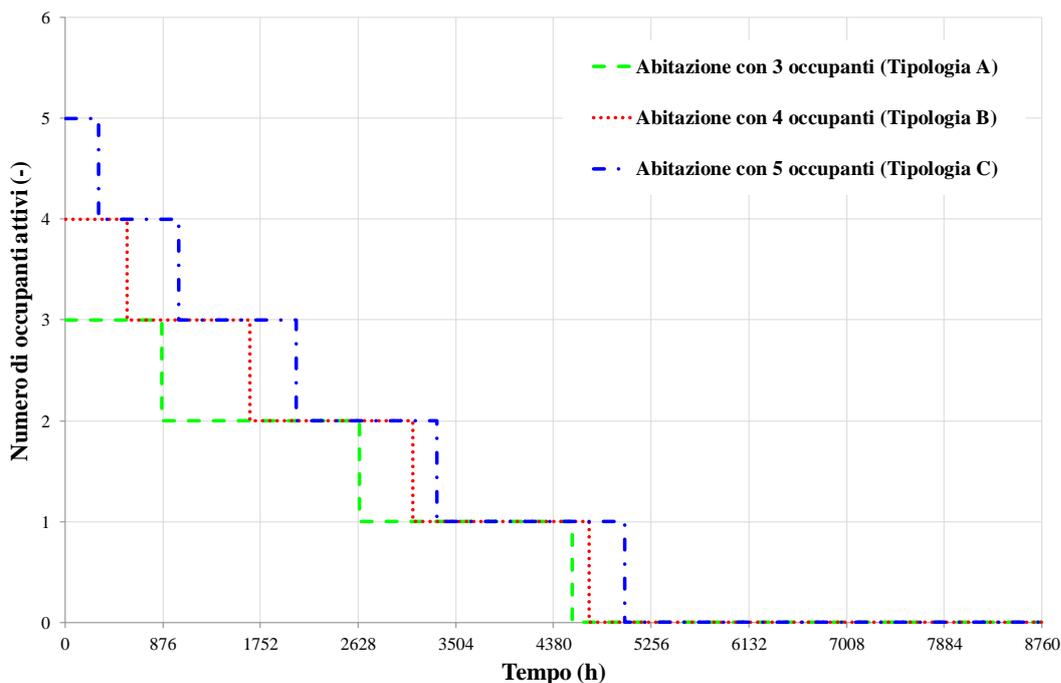


Figura 4.2.6. Curve cumulate di presenza per ogni tipologia di utenza.

Come noto, la potenza termica richiesta per esigenze di riscaldamento dipende anche:

- dai “guadagni termici interni” legati alla presenza e alle attività svolta dagli occupanti;
- dai “guadagni termici interni” associati al funzionamento degli apparecchi di illuminazione e degli elettrodomestici.

Il profilo dei “guadagni termici interni” associati agli occupanti è stato determinato a partire dal profilo stocastico di presenza descritto precedentemente associando ad ogni occupante, quando presente, una potenza termica sensibile di 70 W. Le curve cumulate annuali dei “guadagni termici interni” associati agli occupanti sono riportate nella Figura 4.2.7 in funzione del tempo e della tipologia di utenza.

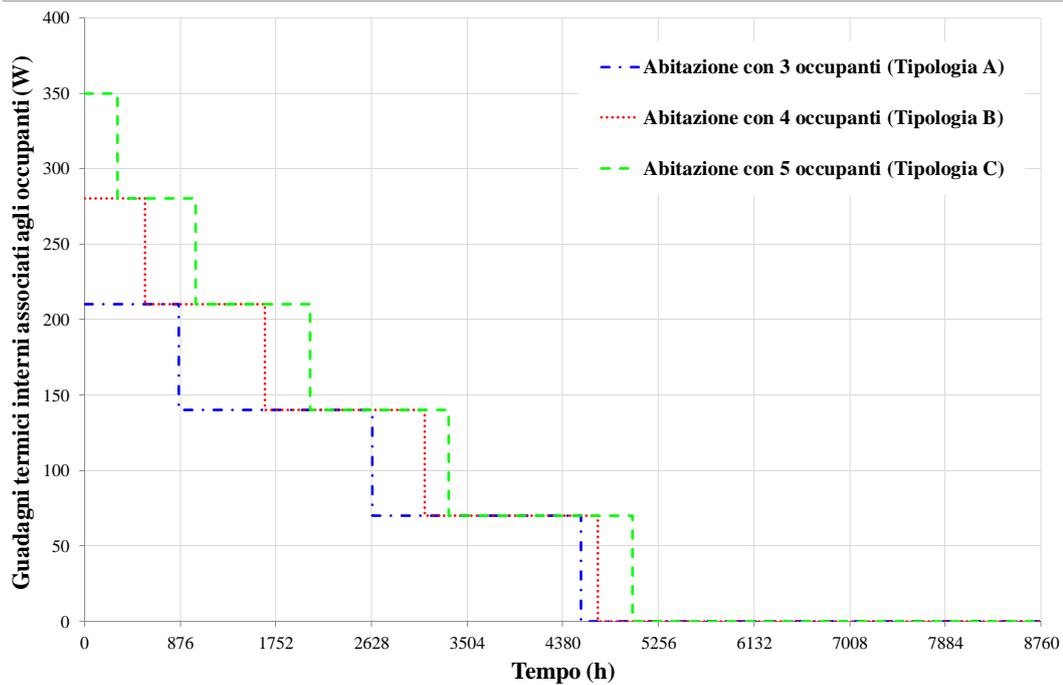


Figura 4.2.7. Curve cumulate dei “guadagni termici interni” associati agli occupanti per ogni tipologia di utenza.

Nella Tabella 4.2.3 seguente sono riportati i “guadagni termici interni” per anno associati agli occupanti in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 4.2.3. Guadagni termici interni per anno associato agli occupanti per ogni tipologia di utenza.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Guadagni termici interni associati alle persone (kWh/anno)	563,4	701,6	821,3

4.2.3 Profilo di carico elettrico

Il carico elettrico per le sei utenze residenziali è associato alla potenza elettrica assorbita dagli apparecchi di illuminazione, dagli elettrodomestici e dai veicoli elettrici. A seguire saranno descritti in dettaglio i profili di carico elettrico ed i rispettivi guadagni termici associati agli apparecchi di illuminazione, agli elettrodomestici ed ai veicoli elettrici.

4.2.3.1 Apparecchi di illuminazione

Il profilo di carico elettrico degli apparecchi di illuminazione è stato definito, in maniera stocastica, utilizzando, anche in questo caso, lo strumento elettronico sviluppato dall’Università di Loughborough [136] in maniera perfettamente coerente con il profilo di

presenza degli occupanti. In tal modo è stato definito un profilo stocastico diverso giorno per giorno e al variare della tipologia di utenza.

Nella Figura 4.2.8 sono riportate le curve cumulate annuali di carico elettrico associate alla potenza elettrica assorbita dal solo funzionamento degli apparecchi di illuminazione in funzione del tempo e per ogni tipologia di utenza.

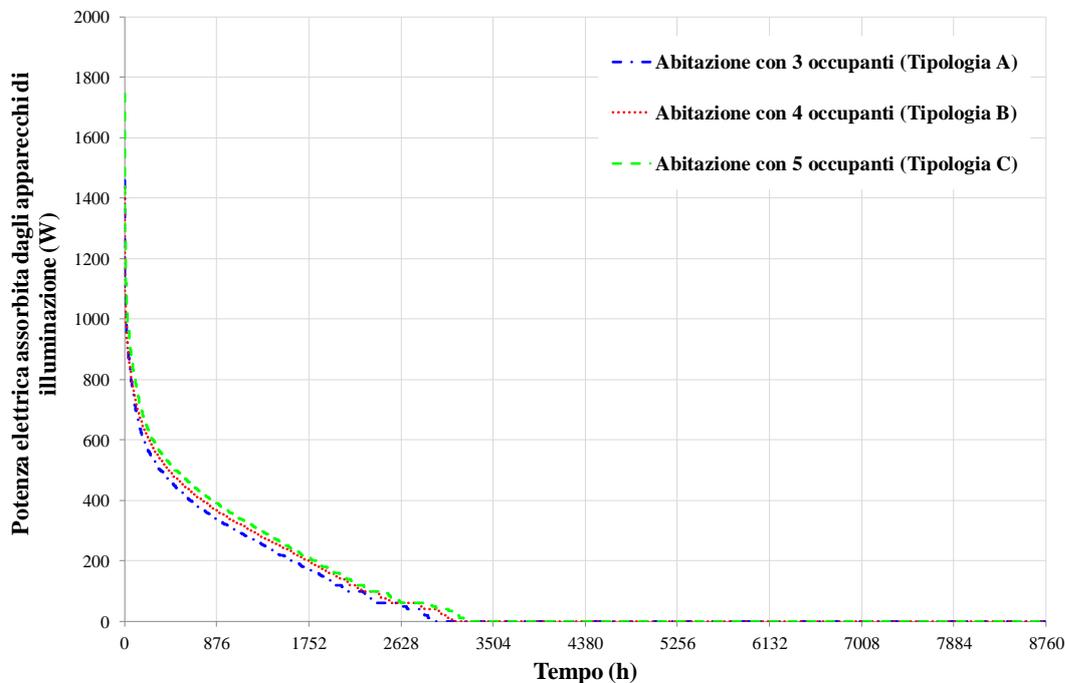


Figura 4.2.8. Curve cumulate dei carichi elettrici degli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.

Nella Figura 4.2.9 sono riportate le curve cumulate annuali dei “guadagni termici interni” associati al solo funzionamento degli apparecchi di illuminazione in funzione del tempo e per ogni tipologia di utenza.

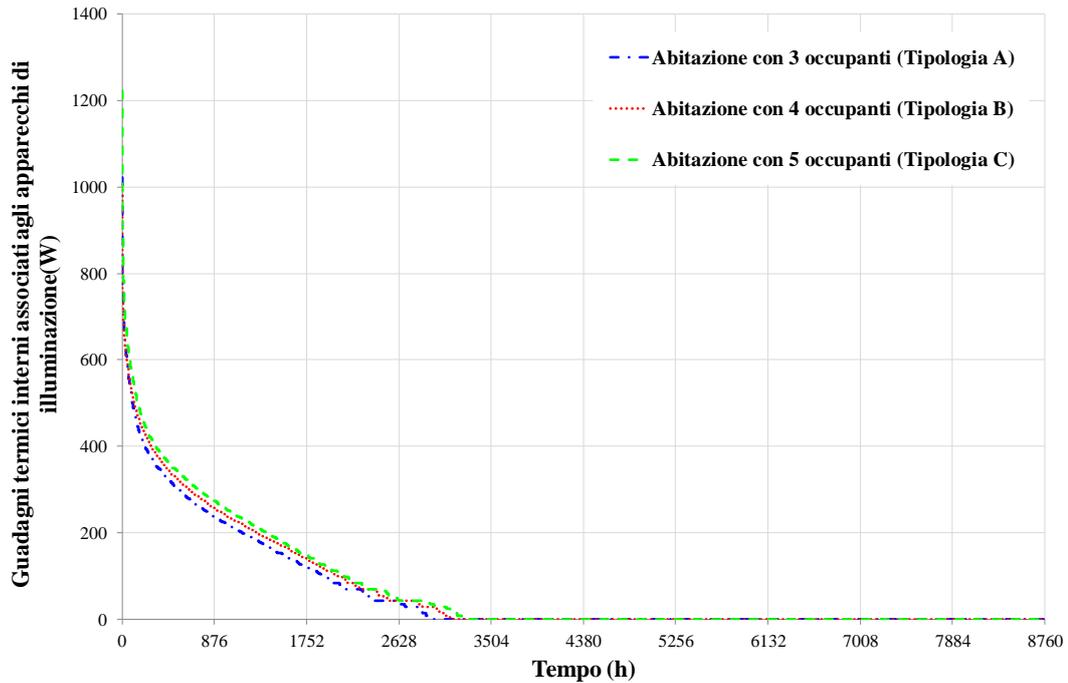


Figura 4.2.9. Curve cumulate dei “guadagni termici interni” associati agli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.

Le curve in Figura 4.2.9 sono state ottenute a partire dalle curve indicate in Figura 4.2.8 assumendo che il 70 % della potenza elettrica assorbita dagli apparecchi di illuminazione sia trasformata in “guadagno termico interno”.

Nella Tabella 4.2.4 seguente sono riportate le richieste elettriche ed i “guadagni termici interni” per anno associati degli apparecchi di illuminazione in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 4.2.4. Richieste elettriche e guadagni termici interni per anno associato agli apparecchi di illuminazione per ogni tipologia di utenza.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Energia elettrica per gli apparecchi di illuminazione (kWh/anno)	771,0	846,3	908,6
Guadagni termici interni associati agli apparecchi di illuminazione (kWh/anno)	539,7	592,4	636,0

4.2.3.2 Elettrodomestici

Il profilo di carico elettrico associato al funzionamento degli elettrodomestici è stato determinato ancora una volta in maniera stocastica e tramite il “tool” sviluppato dall’Università di Loughborough [136] in maniera perfettamente coerente con il profilo di

presenza degli occupanti. A tal fine è stato preliminarmente definito il numero e la tipologia degli elettrodomestici effettivamente disponibili nelle utenze. Nella Tabella 4.2.5 è riportato l'elenco degli elettrodomestici utilizzati presso le utenze residenziali con relativa potenza elettrica assorbita e relativo "guadagno termico interno" associato.

Tabella 4.2.5. *Dettaglio degli elettrodomestici installati presso l'utenza residenziale con relativa potenza elettrica assorbita e relativo "guadagno termico interno" associato.*

Elettrodomestico	Potenza elettrica assorbita (W)	Guadagno termico (W)
Frigorifero	140	56
Friigo-congelatore	236	94
Televisore 1	159	103
Televisore 2	162	105
Telefono	1	0
Orologio	2	0
Ferro da stiro	1190	1190
Aspirapolvere	2615	2223
PC	177	131
Stampante	419	210
Microonde	1543	1543
Lavastoviglie	1454	189
Lavatrice	2056	411

Sulla base degli elettrodomestici riportati in Tabella 4.2.5 è stato creato un profilo di carico elettrico annuale stocastico diverso giorno per giorno e per ogni tipologia di utenza. Nella Figura 4.2.10 sono riportate le curve cumulate di carico elettrico associate al solo funzionamento degli elettrodomestici in funzione del tempo e per ogni tipologia di utenza.

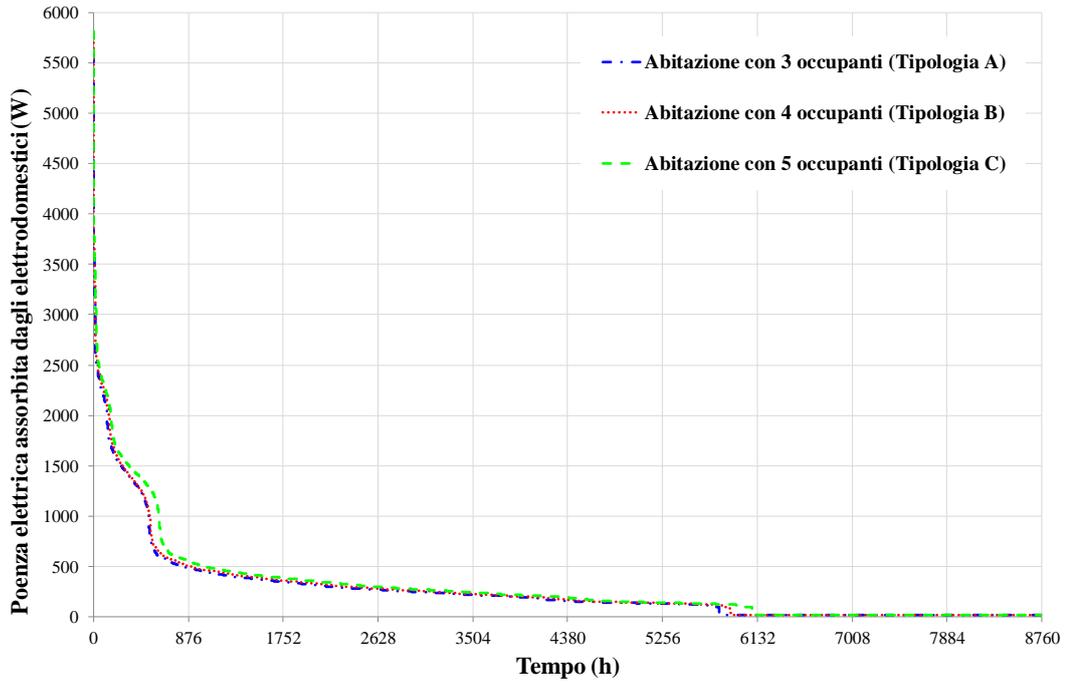


Figura 4.2.10. Curve cumulate dei carichi elettrici degli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.

Nella Figura 4.2.11 sono riportate le curve cumulate annuali dei “guadagni termici interni” associati al solo funzionamento degli elettrodomestici in funzione del tempo e per ogni tipologia di utenza.

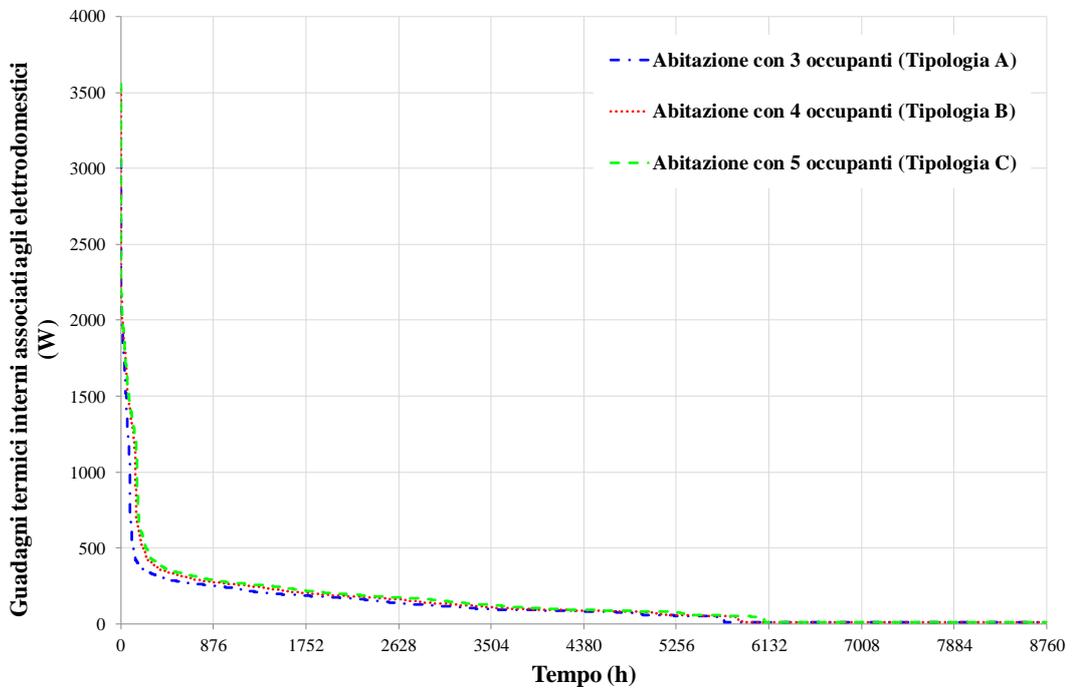


Figura 4.2.11. Curve cumulate dei “guadagni termici interni” associati agli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.

Le curve in Figura 4.2.11 sono state ottenute a partire dalle curve indicate in Figura 4.2.10 associando a ciascun elettrodomestico i valori di “guadagno termico interno” indicati nella Tabella 4.2.5.

Nella Tabella 4.2.6 seguente sono riportate le richieste elettriche ed i “guadagni termici interni” per anno associati degli elettrodomestici in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 4.2.6. Richieste elettriche e guadagni termici interni per anno associato agli elettrodomestici per ogni tipologia di utenza.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Energia elettrica per gli elettrodomestici (kWh/anno)	2308,6	2408,3	2629,6
Guadagni termici interni associati agli elettrodomestici (kWh/anno)	1016,3	1196,4	1291,0

4.2.3.3 Veicoli elettrici

Ad ogni utenza residenziale in questo lavoro di tesi è stato associato un veicolo elettrico plug-in (EV). Ogni veicolo elettrico è caratterizzato da un profilo di ricarica settimanale che tiene conto dei chilometri percorsi giornalmente.

Il 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) [137] dal centro di ricerca “Natural Resources Canada”. Il centro di ricerca canadese ha analizzato scenari basati sui dati di guida reali in cui i veicoli elettrici percorrevano due diverse distanze giornaliere (30 e 53 km) e caricati con tre diversi livelli di potenza (2,2, 3,6 e 6,6 kW_{el}).

I 6 diversi profili di carica sono riportati nella Figura 4.2.12 e nella Figura 4.2.13; in particolare, la Figura 4.2.12 riporta i profili ricarica riferiti a veicoli elettrici con una percorrenza giornaliera di 30 km mentre la Figura 4.2.13 mostra i profili ricarica riferiti per veicoli che percorrono giornalmente una distanza di 53 km. Come è possibile notare dalla Figura 4.2.12 e dalla Figura 4.2.13 la ricarica dei veicoli elettrici avviene prevalentemente nelle ore serali/notturne, qualunque sia la distanza percorsa dalle automobili elettriche.

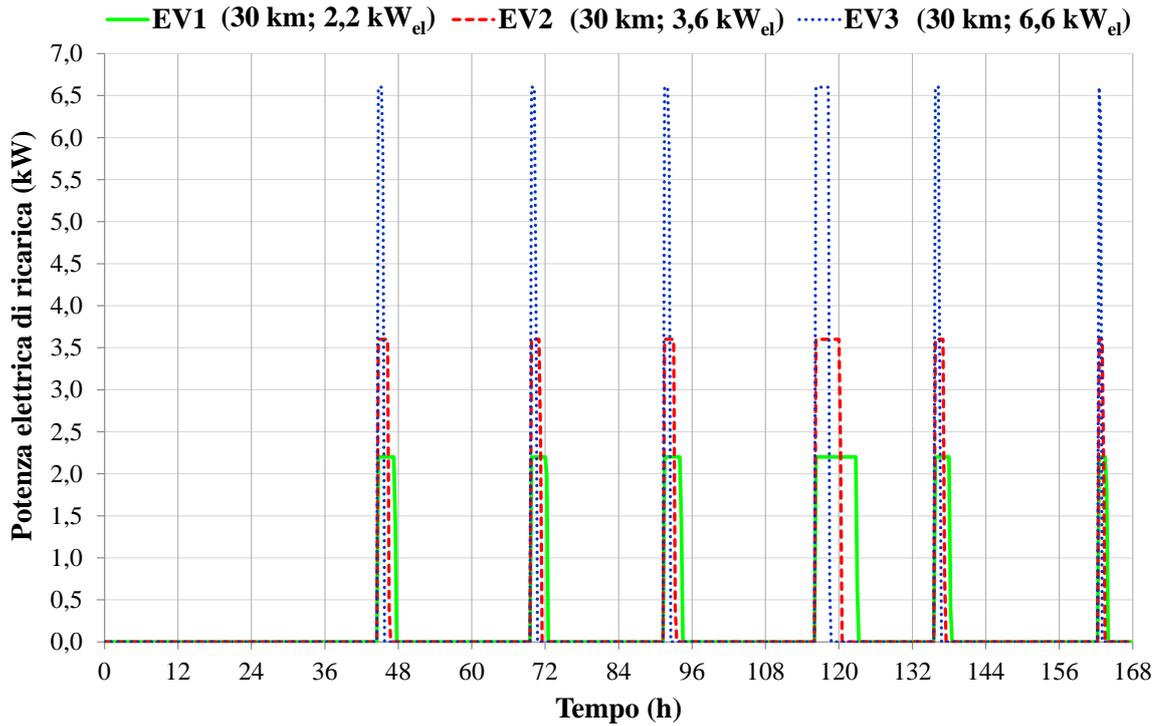


Figura 4.2.12. Profili di ricarica settimanale di veicoli elettrici che percorrono una distanza giornaliera pari a 30 km al variare del livello di potenza.

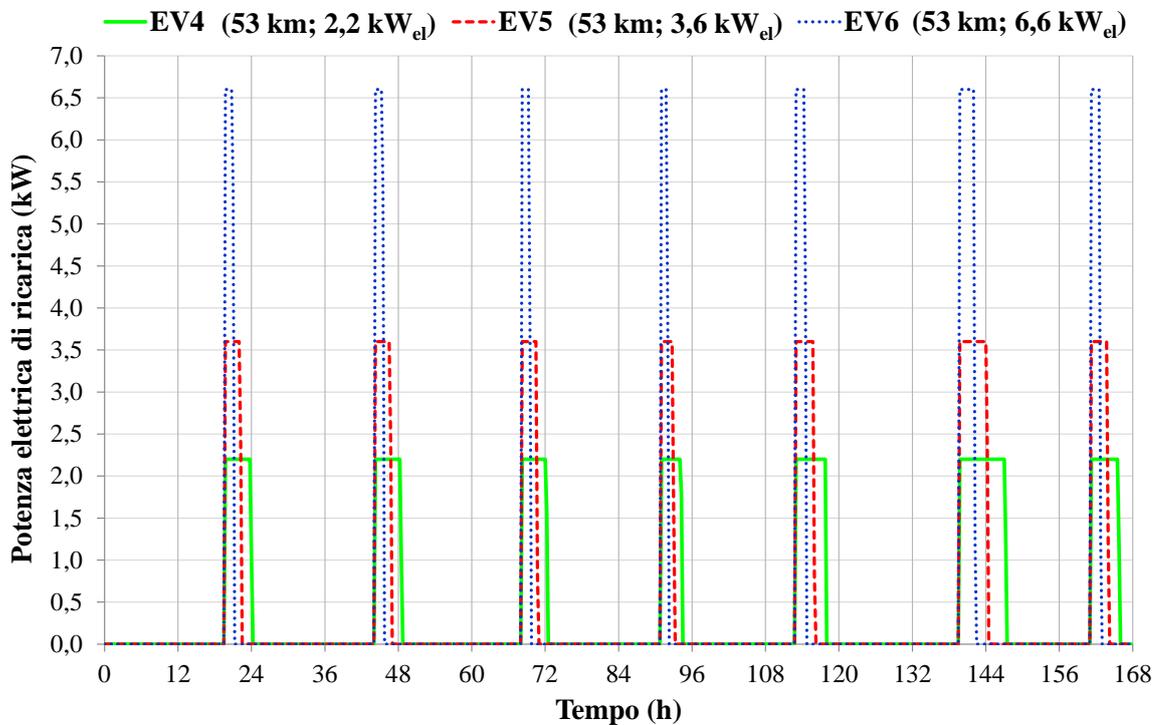


Figura 4.2.13. Profili di ricarica settimanale di veicoli elettrici che percorrono una distanza giornaliera pari a 50 km al variare del livello di potenza.

Nella Tabella 4.2.7 seguente sono riportate le richieste elettriche annuali associate ad ogni veicolo elettrico.

Tabella 4.2.7. Domanda annuale di energia richiesta dai veicoli elettrici.

Fabbisogno di energia elettrica annuale veicoli elettrici (kWh)						
EV1 (30 km; 2,2 kW_{el}) Utenza A1	EV2 (30 km; 3,6 kW_{el}) Utenza A2	EV3 (30 km; 6,6 kW_{el}) Utenza B1	EV4 (53 km; 2,2 kW_{el}) Utenza B2	EV5 (53 km; 3,6 kW_{el}) Utenza C1	EV6 (53 km; 6,6 kW_{el}) Utenza C2	Fabbisogno totale
2220,9	2226,1	2219,7	3853,8	3852,1	3859,8	18232,4

4.2.4 Infiltrazioni

Il calcolo del carico di infiltrazione è stato condotto applicando, a tutte le diverse tipologie di utenze residenziale, la seguente formula suggerita dalla norma UNI EN 12831:

$$\dot{V}_{inf} = 2 \cdot V \cdot n_{50} \cdot e \cdot \varepsilon \quad (3.1)$$

dove:

- V = volume dell'utenza;
- n₅₀ = tasso orario di ventilazione risultante da una differenza di pressione di 50 Pa tra l'interno e l'esterno dell'edificio;
- e = coefficiente di schermatura assunto pari a 0,03;
- ε = fattore di correzione per l'altezza (che tiene conto della maggiore velocità del vento all'aumentare dell'altezza dello spazio dal livello del suolo) assunto pari a 1.

Per quanto riguarda il tasso orario di ventilazione n₅₀ esso è assunto pari a 4,0 1/h durante il periodo invernale (dal 15 Novembre al 31 Marzo) qualunque sia la temperatura esterna e durante il periodo estivo (dal 1° Aprile al 14 Novembre) quando la temperatura esterna supera il target desiderato di 26 °C. Quando invece, durante l'estate, la temperatura esterna risulta essere inferiore al target desiderato di 26 °C il tasso orario di ventilazione n₅₀ è stato assunto pari a 10,0 1/h per tenere conto dell'apertura più frequente delle finestre.

Il ricambio d'aria d'infiltrazione, quindi, è stato assunto:

- pari a 0,24 1/h durante il periodo di riscaldamento, qualunque sia la temperatura esterna;
- pari a 0,24 1/h durante il periodo di raffrescamento quando la temperatura ambiente è superiore a 26 °C e pari a 0,6 1/h quando la temperatura esterna è minore di 26 °C per tenere conto dell'apertura più frequente delle finestre (in linea con Zarrella et al. [138])

4.2.5 Profilo di acqua calda sanitaria

La determinazione delle richieste di Acqua Calda Sanitaria (ACS) è fortemente complicata dal fatto che esse sono variabili nel tempo e legate alla presenza degli occupanti e alle attività da loro svolte. Al fine di simulare nella maniera più accurata possibile il profilo di richiesta di acqua calda sanitaria, esso è stato determinato in maniera stocastica. Il gruppo di lavoro “Task 26: Solar Combisystems” del programma “Solar Heating and Cooling” dell’International Energy Agency (IEA) ha sviluppato e reso disponibili liberamente in rete una serie di profili stocastici di acqua calda sanitaria [139] differenziati in base:

- al passo temporale (1 minuto, 6 minuti, 1 ora);
- al volume medio giornaliero di acqua calda sanitaria consumata (100, 200, 400, 800, 1600 e 3200, 6400 l/giorno).

Nella Tabella 4.2.8 sono specificate le caratteristiche dei profili di richiesta di acqua calda sanitaria utilizzati come base di partenza nel presente lavoro di tesi in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 4.2.8. Profili di acqua calda sanitaria per ogni tipologia di utenza.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Passo temporale	1 minuto	1 minuto	1 minuto
Consumo medio giornaliero di acqua calda sanitaria (l/giorno)	100	100	200

Inoltre, per rendere la simulazione ancora più accurata, i profili di ACS stocastici sviluppati dal gruppo di lavoro dell’IEA sono stati correlati con il profilo di presenza degli occupanti ottenuto con il “tool” sviluppato dall’Università di Loughborough (Regno Unito) [136] per le tre diverse utenze.

Nella Figura 4.2.14 sono riportate le curve cumulate annuali delle richieste di acqua calda sanitaria in funzione della tipologia di utenza.

Come è possibile notare dalla Figura 4.2.14 per le utenze con un massimo di 3 occupanti attivi in contemporanea (Tipologia A) e per quelle con un massimo di 4 occupanti attivi in contemporanea (Tipologia B) hanno lo stessa richiesta di acqua calda sanitaria che è pari a 36000 litri/anno, mentre le utenze con un massimo di 5 occupanti attivi in contemporanea (Tipologia C), hanno una richiesta di 2 volte superiore alle altre 2 tipologie.

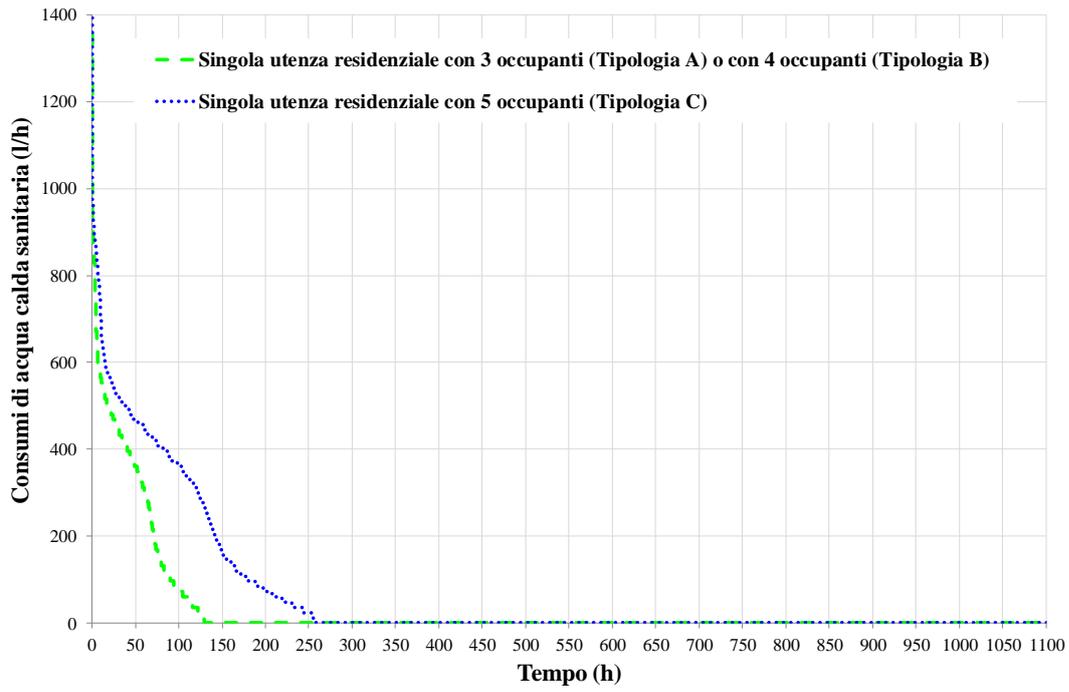


Figura 4.2.14. Curve cumulate dei consumi di acqua calda sanitaria per ogni tipologia di utenza.

CAPITOLO 5

Impianti proposti e di riferimento

5.1 Introduzione

In questo capitolo sono descritti gli impianti proposti per soddisfare le richieste di energia termica, frigorifera e elettrica del distretto descritto nel CAPITOLO 4.

In particolare, sono dettagliati gli schemi di funzionamento, le caratteristiche dei componenti, le logiche di controllo, i modelli di simulazione del software TRNSYS 17 relativi all'impianto di riscaldamento convenzionale, all'impianto di riscaldamento e raffrescamento convenzionale, all'impianto di teleriscaldamento e all'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

L'impianto di teleriscaldamento e l'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento sono basati sull'utilizzo di un campo di collettori solari termici accoppiato ad un accumulo di energia termica stagionale con sonde geotermiche.

5.2 Descrizione dell'impianto di riferimento

5.2.1 Descrizione dell'impianto di riscaldamento e ACS di riferimento

In Figura 5.2.1 e Figura 5.2.2 sono riportati, rispettivamente, gli schemi dell'impianto convenzionale di riscaldamento e acqua calda sanitaria (ACS) a servizio di ciascuna delle 6 utenze residenziali (descritte nel CAPITOLO 4) senza veicoli elettrici (CS_1) e con veicoli elettrici (CS_2). L'impianto è utilizzato per soddisfare le esigenze termiche per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria.

La Figura 5.2.2 differisce dalla Figura 5.2.1 solo per la presenza dei veicoli elettrici (EV), uno per ogni utenza residenziale, le cui batterie vengono caricate secondo il profilo elettrico descritto nel CAPITOLO 4 al paragrafo 4.2.3.3 tramite la rete elettrica nazionale.

Sistema di riferimento CS_1

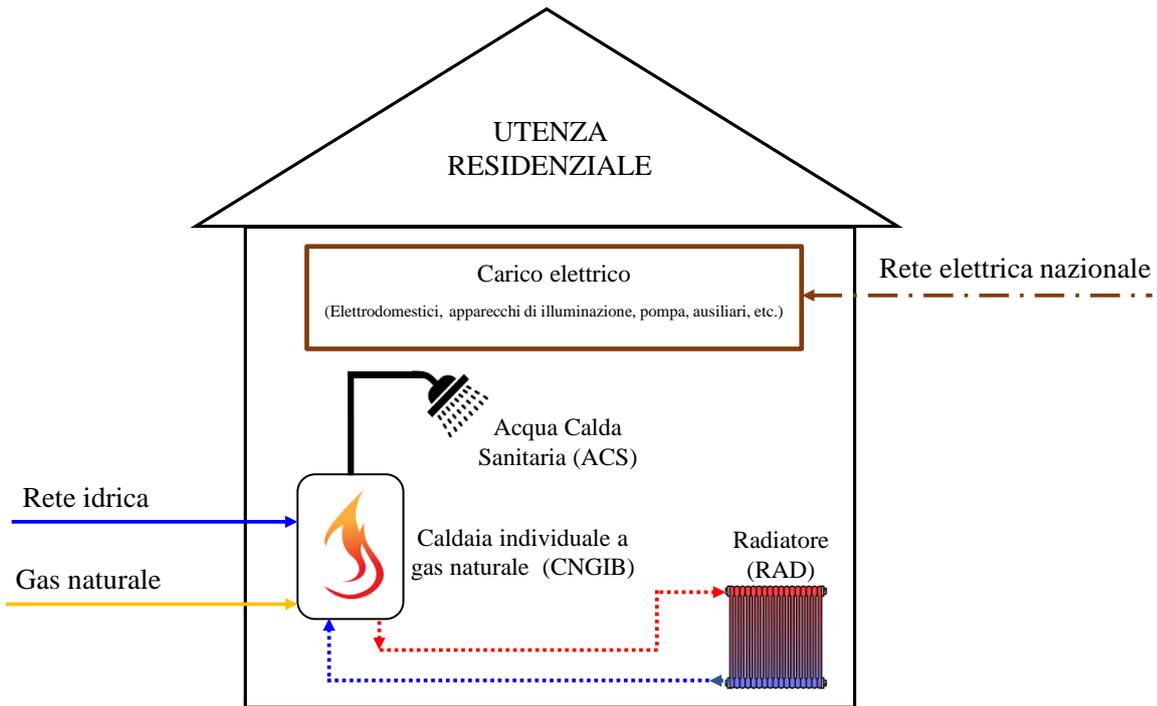


Figura 5.2.1. Schema dell'impianto convenzionale CS_1 di riscaldamento e ACS senza veicoli elettrici.

Sistema di riferimento CS_2

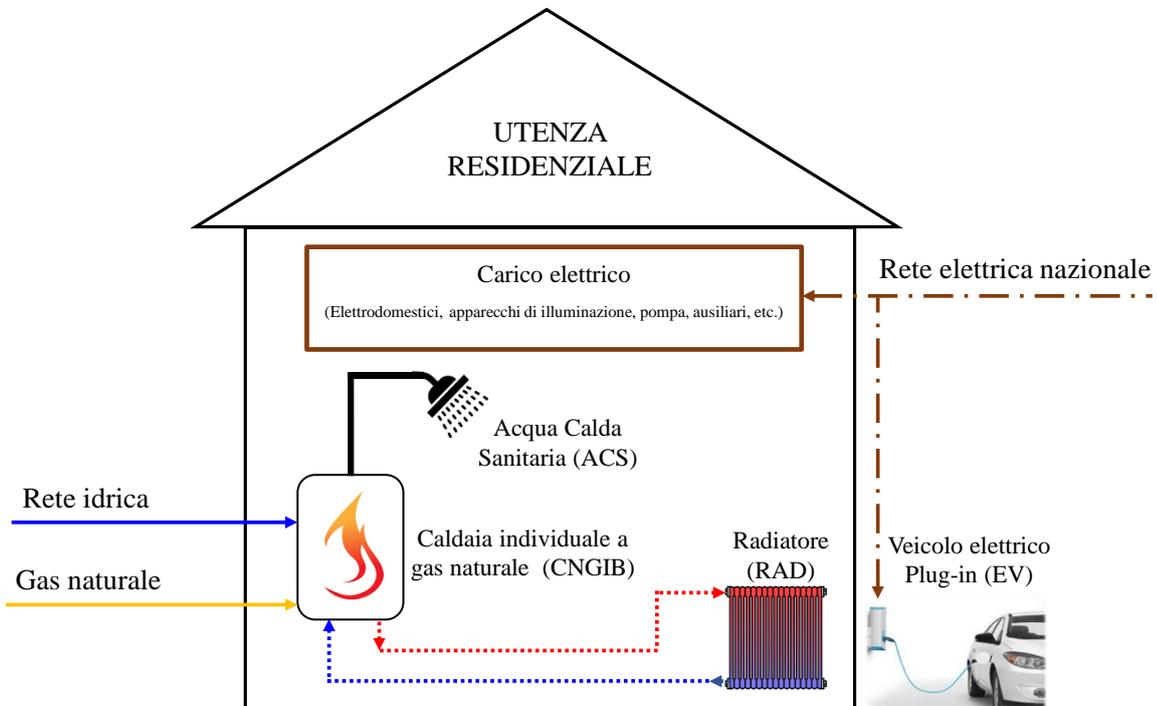


Figura 5.2.2. Schema dell'impianto convenzionale CS_2 di riscaldamento e ACS con veicoli elettrici.

Le sei utenze residenziali descritte nel CAPITOLO 4 sono caratterizzate dallo stesso impianto convenzionale; al variare della tipologia di utenza residenziale, tale impianto differisce solo per il numero di elementi e/o radiatori installati al fine di tener conto dei diversi carichi termici associati alle diverse tipologie di utenza residenziale.

Per ogni utenza residenziale, l'impianto di riscaldamento di riferimento è dotato di una caldaia individuale a gas naturale di potenza termica nominale pari a 26,6 kW (con rendimento termico nominale del 90,0%) utilizzata sia per il riscaldamento degli ambienti che per la produzione di ACS. Radiatori sono utilizzati come terminali idronici e accoppiati alla caldaia ai fini del riscaldamento degli ambienti.

La scelta di tale tipologia di impianto è basata su dati statistici, i quali indicano che in Italia la grande maggioranza degli impianti, ovvero l'85%, utilizzano lo stesso sistema di generazione di energia termica per la produzione di acqua calda sanitaria e per sopperire alla domanda di energia termica per il riscaldamento degli ambienti [140]. La parte restante è principalmente dedicata al solo riscaldamento degli ambienti (circa il 10%), mentre altre combinazioni, che includono il raffreddamento coprono il restante 5% [140]. Per il soddisfacimento delle richieste di riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria nel 97% dei casi sono utilizzati generatori di calore o caldaie [140]. Altri sistemi includono chiller, pompe di calore, scambiatori di teleriscaldamento, collettori solari e poche unità di cogenerazione. Per quanto riguarda il combustibile dei generatori di calore o caldaie, il gas naturale rappresenta il combustibile utilizzato nel 95% dei casi [140]. Altri combustibili utilizzati sono GPL, pellet, gasolio e legna. Per quanto riguarda i terminali di immissione installati presso le utenze, la grande maggioranza è rappresentata da radiatori (circa l'85%), mentre tutti gli altri sistemi comprendono una varietà di tipologie, ciascuna inferiore alla quota del 2% (pavimenti radianti, sistemi ad aria, fan coils, combinati configurazioni) [140]. Infine, analizzando le logiche di controllo degli impianti di riscaldamento, è possibile affermare che: (i) la maggior parte dei casi (55%) prevede un comando ON/OFF, basato su un termostato che controlla la temperatura all'interno dell'intera abitazione; (ii) il 19% dei generatori risulta ancora installato senza alcuna logica di controllo e (iii) solo il 16% dei casi prevede la presenza di un termostato di zona [140].

In Tabella 5.2.1 sono riportate le caratteristiche dei principali componenti degli impianti convenzionali CS_1 e CS_2.

La logica utilizzata per l'accensione e lo spegnimento degli impianti convenzionali è descritta in Tabella 5.2.2. La stagione di riscaldamento copre il periodo compreso tra il 15 Novembre ed il 31 Marzo. In particolare, durante la stagione di riscaldamento, il fluido termovettore scorre attraverso i radiatori installati all'interno degli edifici quando: a) il termostato ambiente rileva una temperatura nell'utenza T_{room} inferiore ai 20 °C, con banda morta di 1,0 °C, e b) nell'utenza viene rilevata la presenza di almeno un occupante. La caldaia viene attivata per soddisfare le esigenze di riscaldamento quando la temperatura del fluido termovettore in uscita è inferiore a 75 °C e viene disattivata quando la temperatura del fluido termovettore diventa pari a 80 °C.

Tabella 5.2.1. Principali caratteristiche dei componenti degli impianti convenzionali CS_1 e CS_2.

Caldaia individuale a gas naturale (CNGIB) [141]	
Combustibile	Gas Naturale
Efficienza termica nominale (%)	90
Potenza termica massima (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Radiatori (RAD) [142]	
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo A	5 (da 10 elementi ciascuno)
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo B	8 (da 14 elementi ciascuno)
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo C	10 (da 13 elementi ciascuno)
Modello	Fondital S.p.A, Aleternum B4 500/100
Capacità di riscaldamento nominale per elemento (W)	123,9
Portata nominale per elemento (kg/h)	5,32

I profili di richiesta di ACS utilizzati sono stati descritti nel CAPITOLO 4 al paragrafo 4.2.5 ; con riferimento alla produzione di ACS, la caldaia viene attivata durante tutto l'anno quando c'è richiesta (portata di acqua calda sanitaria \dot{m}_{ACS} diversa da zero) e la temperatura in ingresso alla caldaia è minore di 40 °C; la temperatura di set-point per l'acqua calda sanitaria è fissata a 45 °C. Tutto il fabbisogno elettrico è soddisfatto con l'energia elettrica fornita dalla rete elettrica nazionale.

Tabella 5.2.2. Logica di controllo degli impianti di riscaldamento e ACS convenzionali CS_1 e CS_2.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<i>Stagione di riscaldamento:</i> $T_{room} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<i>Stagione di riscaldamento:</i> $T_{room} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Caldaia individuale (CNGIB): modalità riscaldamento	<i>Stagione di riscaldamento:</i> Termostato ambiente ON AND $T_{out,CNGIB} < 75 \text{ °C}$	<i>Stagione di riscaldamento:</i> Termostato ambiente OFF OR $T_{out,CNGIB} \geq 80 \text{ °C}$
Caldaia individuale (CNGIB): modalità produzione ACS	$\dot{m}_{ACS} \neq 0$ AND $T_{out,CNGIB} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{ACS} = 0$ OR $T_{out,CNGIB} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{out,CNGIB}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali;

- \dot{m}_{ACS} : portata massica di acqua calda sanitaria;

5.2.2 Descrizione dell'impianto di riscaldamento e di raffrescamento di riferimento

In Figura 5.2.3 e Figura 5.2.4 sono riportati, rispettivamente, gli schemi dell'impianto convenzionale di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS) a servizio di ciascuna delle 6 utenze residenziali descritte nel CAPITOLO 4 senza veicoli elettrici (CS_3) e con veicoli elettrici (CS_4). L'impianto è utilizzato per soddisfare le esigenze termiche per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria, nonché le richieste energetiche per il raffrescamento degli ambienti.

La Figura 5.2.4 differisce dalla Figura 5.2.3 solo per la presenza dei veicoli elettrici (EV), uno per ogni utenza residenziale, le cui batterie vengono caricate secondo il profilo elettrico descritto nel CAPITOLO 4 al paragrafo 4.2.3.3 tramite la sola rete elettrica nazionale.

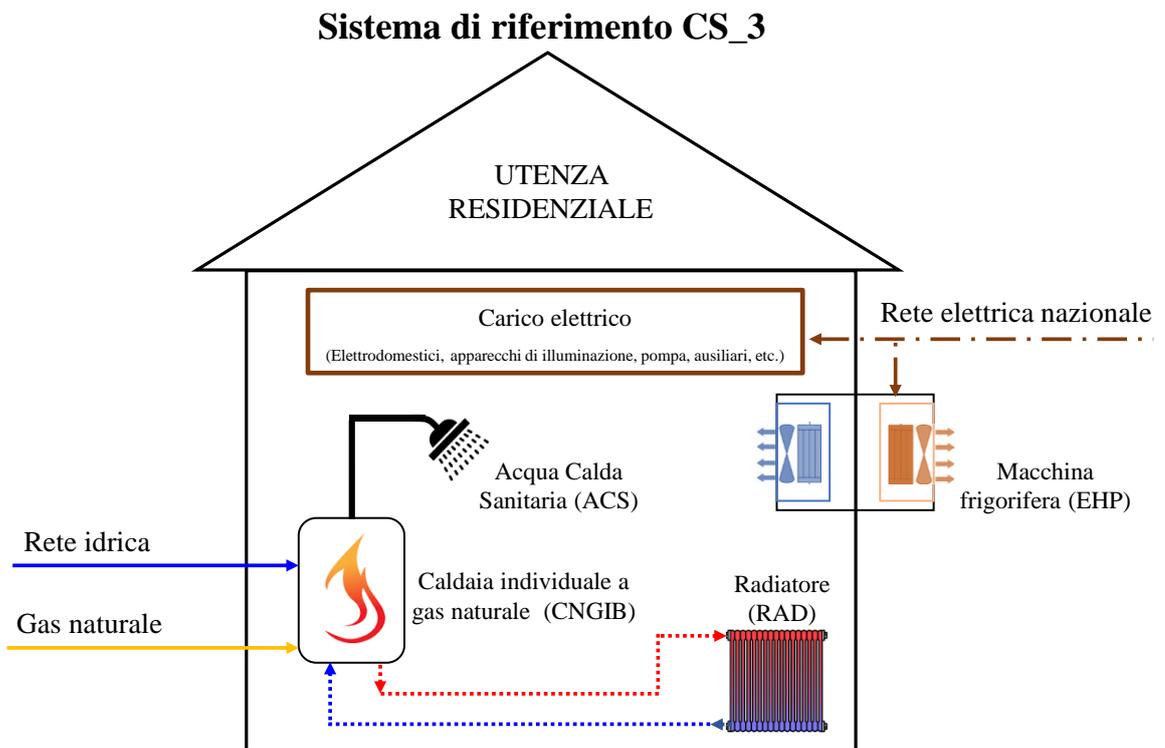


Figura 5.2.3. Schema dell'impianto convenzionale CS_3 di riscaldamento, raffrescamento e ACS senza veicoli elettrici.

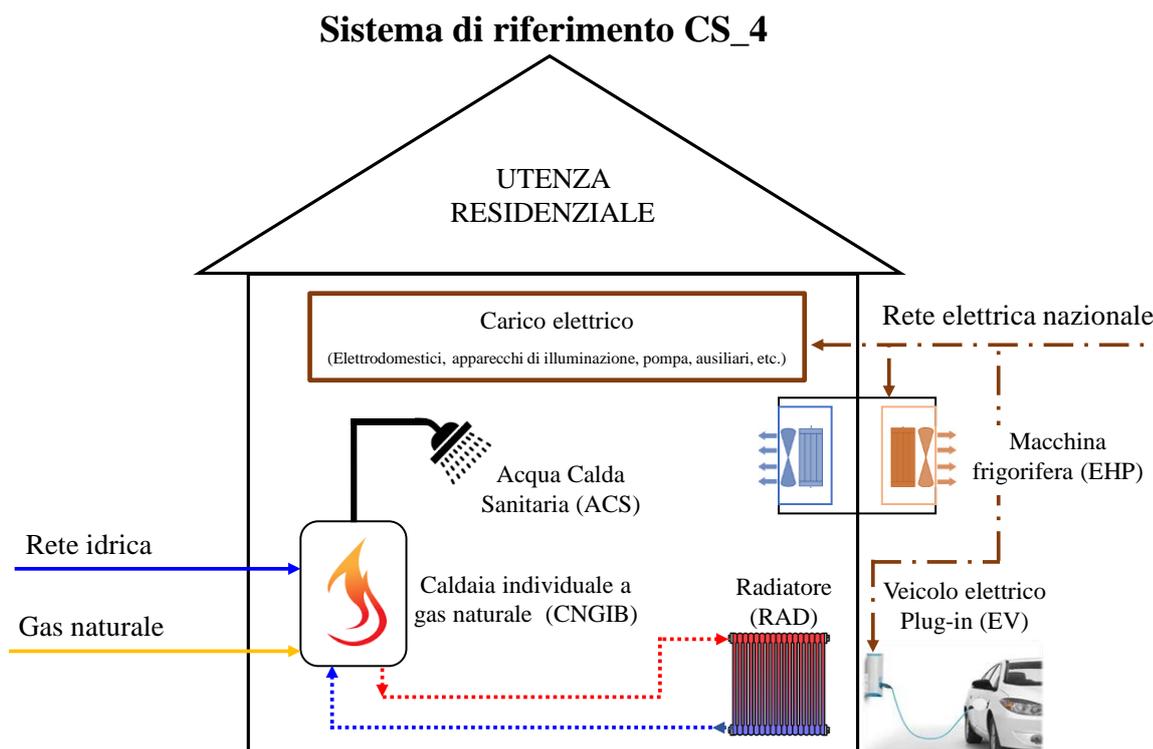


Figura 5.2.4. Schema dell'impianto convenzionale CS_4 di riscaldamento, raffrescamento e ACS con veicoli elettrici.

Le sei utenze residenziali descritte nel CAPITOLO 4 sono caratterizzate dallo stesso impianto convenzionale; al variare della tipologia di utenza residenziale, tale impianto differisce solo per il numero di elementi e/o radiatori installati al fine di tener conto dei diversi carichi termici associati alle diverse tipologie di utenza residenziale.

Per ogni edificio, l'impianto di riscaldamento di riferimento, è dotato di una caldaia individuale a gas naturale con potenza termica nominale di 26,6 kW (con rendimento termico nominale pari al 90,0%) utilizzata sia per il riscaldamento degli ambienti che per la produzione di ACS. Radiatori sono utilizzati come terminali idronici e accoppiati alla caldaia ai fini del riscaldamento degli ambienti. Quindi per le esigenze di riscaldamento si è convenuto di utilizzare la stessa tipologia di impianto utilizzato nella configurazione CS_1 e CS_2 descritto nel paragrafo 5.2.1, in accordo con quanto riportato in [140].

Per quanto riguarda il soddisfacimento del carico frigorifero, i sistemi di riferimento (CS_3 e CS_4) utilizzano una tipica macchina frigorifera (EHP) a compressione di vapore elettrica multi-split aria-aria sulla base delle informazioni riportate in letteratura [143,144].

In Tabella 5.2.3 sono riportate le caratteristiche dei principali componenti dell'impianto di riscaldamento, raffrescamento e ACS convenzionale.

Tabella 5.2.3. *Principali caratteristiche dei componenti degli impianti convenzionali CS_3 e CS_4 di riscaldamento, raffrescamento e ACS.*

Caldaia individuale a gas naturale (CNGIB) [141]	
Combustibile	Gas Naturale
Efficienza termica nominale (%)	90
Potenza termica massima (kW)	26.6
Potenza termica minima (kW)	10.6
Radiatori (RAD) [142]	
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo A	5 (da 10 elementi ciascuno)
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo B	8 (da 14 elementi ciascuno)
Numero di radiatori per utenza residenziale di tipo C	10 (da 13 elementi ciascuno)
Modello	Fondital S.p.A, Aleternum B4 500/100
Capacità di riscaldamento nominale per elemento (W)	123.9
Portata nominale per elemento (kg/h)	5.32
Macchina frigorifera (EHP)	
Numero di macchine per tipologia di utenza residenziale	2 per tipologia A; 3 per tipologia B; 4 per tipologia C
Potenza frigorifera nominale (kW)	2,64
EER	3,00
Potenza elettrica nominale (kW)	0,90

La logica utilizzata per l'accensione e lo spegnimento dell'impianto di riscaldamento, raffrescamento e ACS è descritta in Tabella 5.2.4. La stagione di riscaldamento è considerata compresa tra il 15 Novembre ed il 31 Marzo, mentre la stagione di raffrescamento copre il periodo tra il 1° aprile ed il 14 Novembre. In particolare, durante la stagione di riscaldamento, il fluido termovettore scorre attraverso i radiatori installati all'interno degli edifici quando: a) il termostato ambiente rileva una temperatura nell'utenza T_{room} inferiore a 20 °C, con banda morta di 1,0 °C, e b) nell'utenza viene rilevata la presenza di almeno un occupante. La caldaia viene attivata per soddisfare le esigenze di riscaldamento quando la temperatura del fluido termovettore in uscita è inferiore a 75 °C e viene disattivata quando la temperatura del fluido termovettore in uscita raggiunge il valore di 80 °C.

Durante la stagione di raffrescamento, invece, viene attivata l'EHP quando: a) il termostato ambiente rileva una temperatura nell'utenza superiore ai 26 °C, con banda morta di 1,0 °C, e b) nell'utenza viene rilevata la presenza di almeno un occupante.

I profili di richiesta ACS utilizzati sono stati descritti nel CAPITOLO 4 al paragrafo 4.2.5; con riferimento alla produzione di ACS, la caldaia viene attivata quando c'è richiesta (portata di acqua calda sanitaria \dot{m}_{ACS} diversa da zero) e la temperatura in ingresso alla caldaia è minore di 40 °C; la temperatura di set-point per l'acqua calda sanitaria è fissata a

45 ° C. Tutto il fabbisogno elettrico è soddisfatto esclusivamente con l'energia elettrica fornita dalla rete elettrica nazionale.

Tabella 5.2.4. Logica di controllo impianto di raffrescamento per CS_3 e CS_4.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
	<u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 26.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 25.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Caldaia individuale (CNGIB): modalità riscaldamento	<u>Stagione di riscaldamento:</u> Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,CNGIB}} < 75 \text{ °C}$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,CNGIB}} \geq 80 \text{ °C}$
	<u>Stagione di raffrescamento:</u> non attivata	<u>Stagione di raffrescamento:</u> non attivata
Caldaia individuale (CNGIB): modalità produzione ACS	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,CNGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,CNGIB}} \geq 45 \text{ °C}$
Macchine frigorifera (EHP)	<u>Stagione di riscaldamento:</u> (non attivata)	<u>Stagione di riscaldamento:</u> (non attivata)
	<u>Stagione di raffrescamento:</u> Termostato ambiente ON	<u>Stagione di raffrescamento:</u> Termostato ambiente OFF

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare/raffrescare;
- $T_{\text{out,CNGIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica di acqua calda sanitaria.

5.3 Descrizione degli impianti di teleriscaldamento proposti

5.3.1 Schemi proposti, principio di funzionamento, caratteristiche tecniche e logica di controllo

In questo lavoro di tesi sono state proposte diverse configurazioni di impianti di teleriscaldamento (CSHPSS) dedicati al soddisfacimento delle esigenze di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria di un distretto composto da 6 utenze residenziali, eventualmente integrate con veicoli elettrici plug-in, progettato per essere realizzato ex-novo nelle condizioni climatiche di Napoli (latitudine = 40° 51' 46" 80 Nord; longitudine = 14°

16' 36" 12 Est; gradi giorno = 1034). Tutti gli schemi proposti sono basati sull'utilizzo di un sistema di accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES) per lo stoccaggio e la distribuzione dell'energia termica recuperata da un campo di collettori solari termici (integrato con un sistema di generazione termica di back-up (BS) per coprire i fabbisogni nel caso di insufficienza della fonte solare).

In particolare, sono stati analizzati n. 15 schemi impiantistici che differiscono per:

- la tecnologia del sistema di back-up;
- la modalità di produzione dell'acqua calda sanitaria;
- l'integrazione del campo solare termico con pannelli fotovoltaici (PV) e accumulo di energia elettrica (EV).

Nella Tabella 5.3.1 seguente sono elencati gli acronimi degli schemi proposti, evidenziando per ciascuno schema:

- l'eventuale presenza dei veicoli elettrici (EV);
- i componenti del campo solare (collettori solari termici (SC), pannelli fotovoltaici (PV), accumulo elettrico (EB));
- la tecnologia del sistema di back-up (caldaia centralizzata a gas naturale (NGB), sistema centralizzato di micro-cogenerazione (MCHP), caldaia centralizzata a pellet (WPB));
- lo schema per la produzione di acqua calda sanitaria (con caldaie distribuite a gas naturale (NGIB) oppure con caldaie a distribuite pellet (WPIB) accoppiate ad accumuli termici locali (IDHWT)).

Tabella 5.3.1. Configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) esaminate.

Nome configurazione	Campo solare (SF)				Sistema di back-up (BS)			Produzione di ACS	
	EV	SC	PV	EB	NGB	MCHP	WPB	NGIB	WPIB + IDHWT
Schema1_NGB		X			X			X	
Schema2_WPB		X					X	X	
Schema3_ICE-MCHP		X				X		X	
Schema4_SE-MCHP		X				X		X	
Schema5_WPB_WPIB_IDHWT		X					X		X
Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB		X	X	X			X		X
Schema7_NGB_EV	X	X			X			X	
Schema8_WPB_EV	X	X					X	X	
Schema9_ICE-MCHP_EV	X	X				X		X	
Schema10_SE-MCHP_EV	X	X				X		X	
Schema11_ICE-MCHP_EB_EV	X	X		X		X		X	
Schema12_SE-MCHP_EB_EV	X	X		X		X		X	
Schema13_NGB_PV_EB_EV	X	X	X	X	X			X	
Schema14_WPB_PV_EB_EV	X	X	X	X			X	X	
Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV	X	X	X	X			X		X

La descrizione dettagliata di ogni schema è riportata nei paragrafi successivi.

5.3.1.1 Schema 1

Nella Figura 5.3.1 è riportato lo Schema1_NGB dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a gas naturale (NGB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

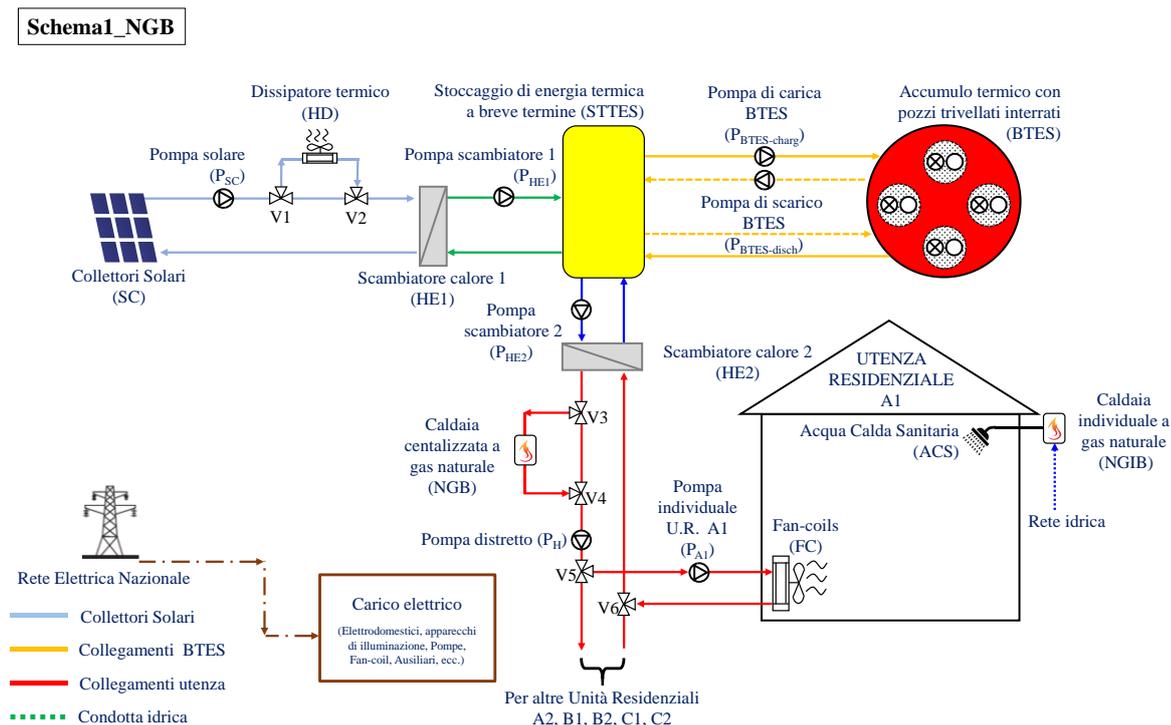


Figura 5.3.1. Schema1_NGB dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Nello schema di Figura 5.3.1 sono facilmente individuabili i seguenti principali circuiti:

1. il circuito SC (in azzurro) comprendente il campo di collettori solari SC, il dissipatore termico HD, la pompa P_{SC}, lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE1;
2. il circuito HE1-STTES (in verde) comprendente lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE1, la pompa P_{HE1} e l'accumulo termico di breve termine STTES;

3. il circuito BTES (in arancione) comprendente l'accumulo termico stagionale BTES, la pompa di carica dell'accumulo termico stagionale $P_{BTES, ch}$, la pompa di scarica dell'accumulo termico stagionale $P_{BTES, disch}$, l'accumulo termico di breve termine STTES;
4. il circuito STTES-HE2 (in blu) comprendente l'accumulo termico di breve termine STTES, lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE2 e la pompa P_{HE2} ;
5. il circuito di distribuzione HE2-Utenze (in rosso), comprendente lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE2, il sistema di back-up (NGB), la pompa distretto P_H e l'insieme delle utenze. Ogni utenza è dotata di un sistema di fan-coils (FC), alimentati dalle pompe individuali (es. P_{A1}) per le esigenze di riscaldamento.
6. l'impianto elettrico (in marrone) che soddisfa le richieste elettriche tramite il collegamento alla sola rete elettrica nazionale.

L'impianto di teleriscaldamento proposto CSHPSS (Figura 5.3.1), grazie ai collettori solari termici, converte l'energia solare in energia termica, la quale è trasferita, tramite HE1, nell'STTES; la dissipazione del surplus di energia solare termica è ottenuta attraverso un dissipatore di calore a batteria alettata quando la temperatura in uscita dai SC è superiore a $95\text{ }^\circ\text{C}$ per evitare l'ebollizione del fluido termovettore. Dal STTES, in caso di richiesta di riscaldamento degli ambienti, l'energia solare viene trasferita attraverso HE2 nella rete di distribuzione, e quindi ai fan-coil. Nel caso in cui l'energia solare non è in grado di soddisfare il livello di temperatura richiesto all'ingresso della rete di distribuzione ($55\text{ }^\circ\text{C}$), in aggiunta viene attivata una caldaia centralizzata a gas naturale.

Se l'energia solare non è immediatamente richiesta per il riscaldamento degli ambienti, può essere trasferita dal STTES al BTES durante tutto l'anno ("modalità di carica del BTES"). Solo durante la stagione di riscaldamento l'energia termica immagazzinata nel BTES può ritornare nel STTES ("modalità di scarica del BTES") per integrare il livello di temperatura. Durante la fase di carica, la direzione del flusso è dal centro del BTES ai confini del BTES per ottenere temperature elevate al centro e inferiori ai confini dell'accumulo; la direzione del flusso viene invertita durante la fase di scarica.

La produzione di acqua calda sanitaria si ottiene mediante 6 caldaie individuali a gas naturale NGIB (una per ogni edificio), dove l'acqua di rete viene riscaldata fino a la temperatura di target desiderata ($45\text{ }^\circ\text{C}$).

Tutto il fabbisogno elettrico è soddisfatto con l'energia elettrica fornita dalla rete elettrica nazionale.

Il fluido termovettore è una miscela di acqua e glicole etilenico (60% / 40% in volume).

Nella Tabella 5.3.2 sono riportate principali proprietà del fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico) alla temperatura di $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Tabella 5.3.2. Proprietà del fluido termovettore a 20 °C.

Miscela acqua (60%) e glicole etilenico (40%)	
Calore specifico (kJ/kgK)	3,47
Densità (kg/m ³)	1059
Conducibilità termica (kJ/hmK)	1,49
Viscosità dinamica (kg/mh)	10,33
Coefficiente di dilatazione termica lineare (1/°C)	0,00026

Nella Tabella 5.3.3 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema1_NGB.

Tabella 5.3.3. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema1_NGB.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra i pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldiaia centralizzata a gas naturale (NGB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Caldiaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0

Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

Il periodo di riscaldamento inizia il 15 Novembre e termina il 31 Marzo dell'anno successivo [148]; solo durante tale periodo vengono soddisfatte le richieste di riscaldamento degli utenti.

La Tabella 5.3.4 riporta le strategie di controllo riguardanti la parte termica per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto.

Tabella 5.3.4. Logica di controllo dello Schema1_NGB.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata (NGB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,NGB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,NGB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,NGB}}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata NGB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;

- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

La temperatura di target dell'aria umida interna è stata fissata a 20 °C per soddisfare le esigenze di comfort termico in accordo a quanto specificato dalla norma UNI EN 12831; l'impianto proposto provvede a mantenere tale temperatura in ciascuna utenza ogni qual volta è presente, durante il periodo di riscaldamento, almeno un occupante in quella utenza. Il fluido termovettore fluisce attraverso i fan-coils installati in ogni edificio quando vi è richiesta di riscaldamento da parte di un termostato installato all'interno di ogni utenza (temperatura ambiente inferiore a 19,5 °C) ed è presente un occupante. La richiesta di riscaldamento viene disabilitata quando la temperatura ambiente diventa maggiore di 20,5 °C.

La pompa distretto P_H funziona in continuo con una portata variabile tra 497,7 kg/h e 3782,7 kg/h (a seconda del numero di edifici che richiedono energia termica per il riscaldamento degli ambienti) durante la stagione di riscaldamento; in assenza di richiesta di riscaldamento, la pompa distretto P_H funziona con la portata minima per evitare un significativo abbassamento della temperatura nella rete di teleriscaldamento; la portata sul lato caldo dello scambiatore HE2 è uguale a quella sul lato freddo impressa dalla pompa distretto P_H .

Il set-point per la temperatura di mandata alla rete di distribuzione è di 55 °C, per cui il target della caldaia centralizzata a gas naturale (NGB) è fissato a 55 °C con una banda morta di 5 °C.

Quando c'è disponibilità di irradiazione solare ed il livello di temperatura nel STTES è sufficientemente basso, il circuito dei collettori solari provvede al recupero dell'energia solare. L'energia solare recuperata viene trasferita, tramite lo scambiatore HE1, al circuito HE1-STTES. Nel caso in cui la temperatura in uscita dal campo di collettori solari risulti maggiore di 95 °C, il fluido termovettore viene inviato al dissipatore termico (HD) in cui, grazie ad una portata d'aria esterna variabile, la temperatura del fluido termovettore stesso viene ridotta fino a raggiungere il suo valore massimo possibile (95 °C) al fine di evitare fenomeni di evaporazione.

L'energia solare trasferita al circuito HE1-STTES viene accumulata nel STTES e, quando vi è richiesta di energia termica ai fini del riscaldamento dal distretto, viene inviata al circuito di distribuzione e, quindi, ai fan-coils installati presso le singole utenze.

La stratificazione termica nel STTES è tenuta in debito conto assumendo che nello stesso STTES siano individuabili 10 zone termiche (la n.1, più calda, in alto, e la n.10, più fredda, in basso).

La Tabella 5.3.4 mostra che l'attivazione / disattivazione della pompa solare si basa principalmente sul confronto tra i valori attuali della temperatura al nodo 10 (parte inferiore) dell'STTES e la temperatura del fluido in uscita dal campo solare. Inoltre, la pompa solare è caratterizzata da una portata massica variabile, regolata tra 19,1 kg/h/m² e 38,1 kg/h/m², a seconda della differenza di temperatura in uscita dai collettori solari e la temperatura al nodo

10 dell'STTES ($DTS = T_{\text{SolarField,out}} - T_{10, \text{STTES}}$). Quando il DTS è inferiore a 10 °C la portata sarà minima, cioè pari a 19,1 kg/h/m²; quando il DTS supera i 10 °C la portata massica viene aumentata di 0,14 kg/h/m² automaticamente ad ogni time-step (a condizione che non venga superata la portata massima) cercando di mantenere il DTS uguale a 10 °C. La portata massica, invece, viene ridotta di 0,14 kg/h/m² automaticamente ad ogni time-step (a condizione che la portata minima non venga superata) se il DTS diventa inferiore a 10 °C (ma superiore a 2 °C).

La pompa di circolazione solare viene spenta quando DTS diventa inferiore a 2 °C.

Nel caso in cui, sia durante la stagione invernale che in quella estiva, si verificano opportune condizioni (livello di temperatura nel STTES opportunamente alto e maggiore di quello nel BTES), l'energia termica accumulata nel STTES viene trasferita (fase di “*carica*”) nel BTES. Tali opportune condizioni, ovviamente, si verificheranno maggiormente nella stagione estiva durante la quale, quindi, sarà caricata nel BTES l'aliquota più significativa dell'energia annualmente trasferita dal STTES al BTES.

Nella stagione invernale, invece, nel caso in cui si verificano specifiche condizioni (temperatura nel STTES minore del livello desiderato e temperatura nel BTES sufficientemente maggiore di quella nel STTES), l'energia termica disponibile nel BTES viene trasferita (fase di “*scarica*”) nel STTES per contribuire, in aggiunta all'energia solare recuperata dai collettori, al soddisfacimento delle richieste di energia termica per il riscaldamento.

La carica / scarica del BTES è controllata in base ai valori correnti 1) della temperatura ai nodi 1 (parte superiore) e 10 (parte inferiore) dell'STTES, 2) della temperatura al centro del campo BTES e 3) della temperatura target ambiente (20 °C). Più in dettaglio, durante la modalità di carica del BTES la portata, costante, è fissata a 574,2 kg/h; nella modalità di scarica del BTES, la portata è uguale al valore corrente utilizzato nella rete DH.

Nel caso in cui la temperatura del fluido termovettore in uscita dal STTES risulta inferiore a quella richiesta dai fan-coils (55 °C), il fluido termovettore viene inviato alla caldaia centralizzata a gas naturale (NGB) per integrare l'energia termica necessaria al raggiungimento del livello di temperatura desiderato.

La produzione di acqua calda sanitaria a 45 °C (durante tutto l'anno) è demandata alle caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze.

5.3.1.2 Schema 2

Nella Figura 5.3.2 è riportato lo Schema2_WPB dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;

- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

Schema2_WPB

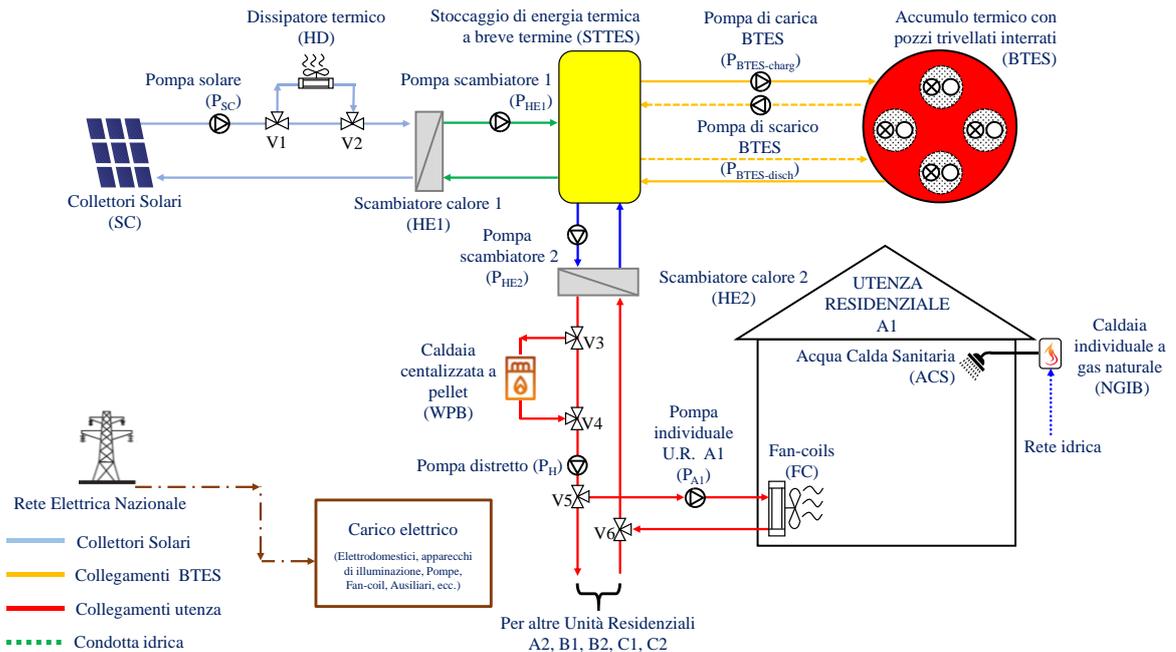


Figura 5.3.2. Schema2_WPB dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema2_WPB differisce dallo Schema1_NGB solo per la tecnologia della caldaia di back-up; in particolare, nello Schema1_NGB era utilizzata una caldaia centralizzata a gas naturale, mentre nello Schema2_WPB è utilizzata una caldaia centralizzata a pellet. Nella Tabella 5.3.5 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema2_WPB.

Tabella 5.3.5. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema2_WPB.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)

Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldiaia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldiaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.6 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto Schema2_WPB. Tali strategie di controllo risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.1 per lo Schema1_NGB e riportate in Tabella 5.3.4.

Tabella 5.3.6. Logica di controllo dello Schema2_WPB.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata WPB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{\text{in,HE2,hot}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;

- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

5.3.1.3 Schema 3 e Schema 4

Nella Figura 5.3.3 è riportata la configurazione impiantistica comune sia per lo Schema3_ICE-MCHP che per lo Schema4_SE-MCHP. Dalla figura è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Sistema di micro-cogenerazione (MCHP);
- Inverter
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

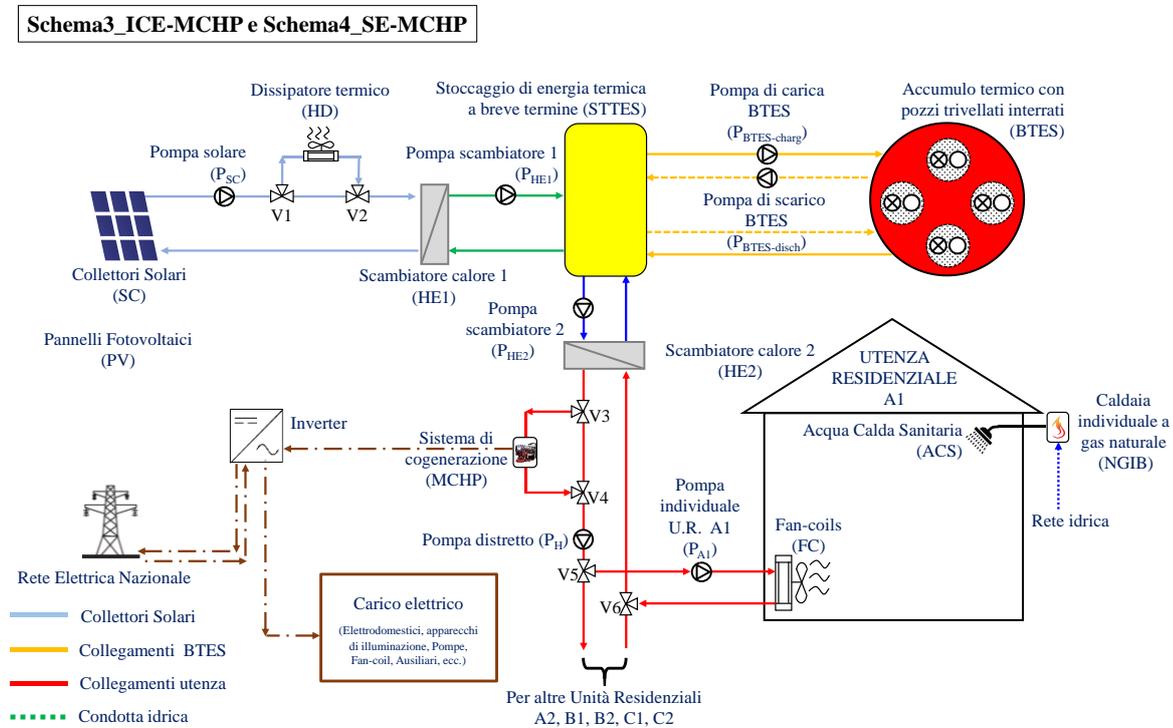


Figura 5.3.3. Schema3_ICE-MCHP e Schema4_SE-MCHP dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema3_ICE-MCHP e lo Schema4_SE-MCHP differiscono dallo Schema1_NGB solo per la tecnologia del sistema di back-up; in particolare, a differenza dello Schema1_NGB che prevedeva una caldaia centralizzata a gas naturale come sistema di back-up, nel caso dello Schema3_ICE-MCHP è utilizzato un micro-cogeneratore basato su un motore a combustione interna (ICE-MCHP) e nel caso dello Schema4_SE-MCHP è considerato un micro-cogeneratore basato su un motore Stirling.

Dalla Figura 5.3.3 si evince che nello Schema3_ICE-MCHP e nello Schema4_SE-MCHP l'impianto elettrico (in marrone) è caratterizzato dalla presenza dell'inverter che funge da interfaccia sia con il carico elettrico e con la rete elettrica nazionale.

Nella Tabella 5.3.7 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.

Tabella 5.3.7. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Schema3_ICE-MCHP	
Micro-cogeneratore con motore a combustione interna (ICE-MCHP) [150]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	12,0 / 28,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	27,9 / 65,1

Schema4_SE-MCHP	
Micro-cogeneratore con motore Stirling (SE-MCHP) [151]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	9,5 / 26,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	24,5 / 67,0
Caldaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.8 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.

Tabella 5.3.8. Logica di controllo dello Schema3_ICE-MCHP e dello Schema4_SE-MCHP.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Sistema di cogenerazione (MCHP)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,MCHP}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,MCHP}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,MCHP}}$: temperatura in uscita dal micro-cogeneratore MCHP;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura nel centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{\text{in,HE2,hot}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;

- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria;

Tali strategie di controllo riguardanti la parte termica risultano essere analoghe a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.1 per lo Schema1_NGB e riportate in Tabella 5.3.4. In particolare, il micro-cogeneratore è azionato secondo la logica “termico-segue” ovvero in risposta ad un particolare carico termico; infatti, il micro-cogeneratore viene attivato / disattivato in funzione del livello di temperatura all'uscita del MCHP stesso.

Sia nello Schema3_ICE-MCHP che nello Schema4_SE-MCHP, quindi, si ha produzione contemporanea di energia termica ed energia elettrica. L'energia elettrica fornita dal MCHP è utilizzata per coprire la domanda elettrica dovuta a elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, pompe e fan-coil; l'eventuale elettricità in eccesso è venduta alla rete elettrica nazionale. Nel caso in cui la domanda elettrica è superiore alla produzione del MCHP si ricorre alla rete elettrica nazionale per coprire i picchi di richiesta.

5.3.1.4 Schema 5

Nella Figura 5.3.4 è riportato lo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Accumuli termici locali per l'acqua calda sanitaria (IDHWT) installati presso le singole utenze del distretto;
- Caldaie individuali a pellet (WPIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

Schema5_WPB_WPIB_IDHWT

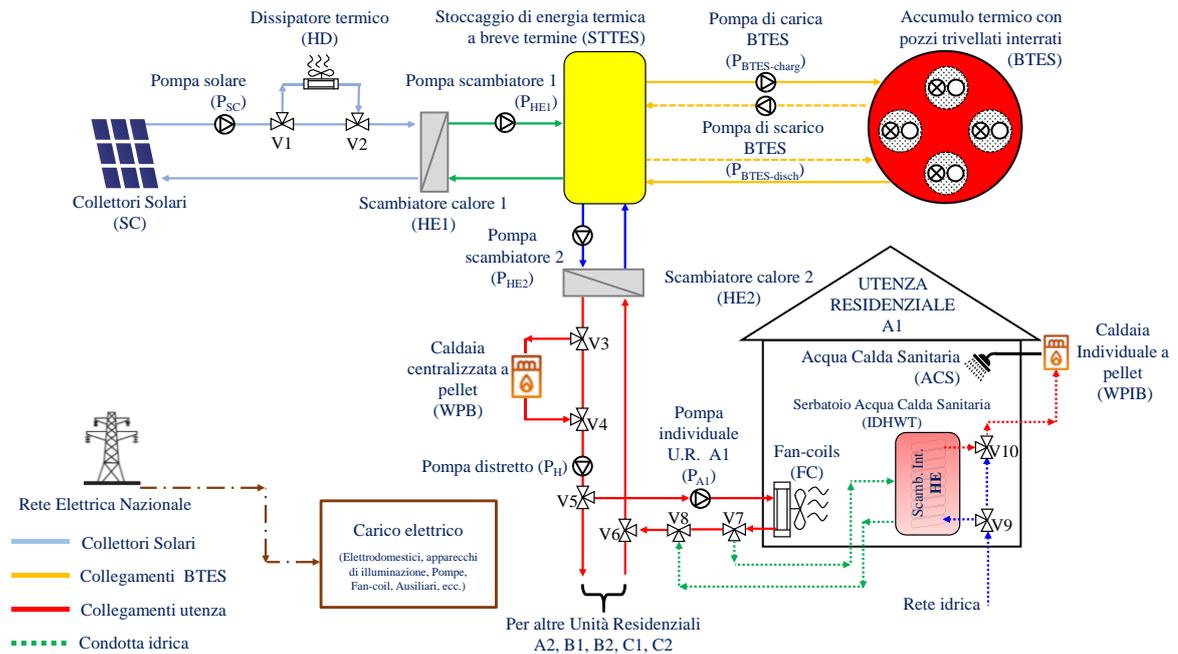


Figura 5.3.4. Schema5_WPB_WPIB_IDHWT dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT differisce dallo Schema1_NGB per:

- l'utilizzo di una caldaia di back-up a pellet al posto di una a gas naturale;
- la presenza degli accumuli termici locali IDHWT per il pre-riscaldamento dell'acqua calda sanitaria;
- l'utilizzo di caldaie individuali a pellet, in sostituzione di quelle alimentate a gas naturale, per la produzione di acqua calda sanitaria.

Dalla Figura 5.3.4 si evince che in questo caso il circuito di distribuzione HE2-Utenze (in rosso) comprende lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE2, il sistema di back-up (WPB), la pompa distretto P_H e l'insieme delle utenze. Ogni utenza è dotata di un impianto di distribuzione dell'energia termica che, come terminale di immissione, utilizza un sistema di fan-coils (FC), alimentati dalle pompe individuali per le esigenze di riscaldamento, e di un accumulo termico locale (IDHWT) in aggiunta alla caldaia individuale (WPIB) per la produzione di acqua calda sanitaria.

Gli accumuli termici individuali (IDHWT) sono utilizzati, a supporto delle caldaie individuali a pellet (WPIB) solo durante il periodo di riscaldamento. Dalla Figura 5.3.4, in cui è riportato lo schema dell'impianto dedicato alla singola residenza A1, si può notare che il fluido termovettore in uscita dai fan-coil (se è sufficientemente caldo), viene inviato al IDHWT prima di esser reimmesso nel circuito di distribuzione del distretto; in tal modo, grazie allo scambiatore di calore (HE) immerso nell'IDHWT, l'acqua proveniente dalla rete idrica viene pre-riscaldata; qualora il IDHWT non riuscisse a garantire il livello di temperatura desiderato per l'acqua calda sanitaria, entrerebbe in funzione la caldaia individuale. L'introduzione dell'IDHWT nello schema impiantistico, consentirebbe quindi

di ridurre il consumo di energia delle caldaie individuali per la produzione di ACS, nonché di abbassare il livello di temperatura nel circuito di distribuzione, rispetto agli schemi impiantistici descritti in precedenza.

Nella Tabella 5.3.9 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti riferiti allo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.

Tabella 5.3.9. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldaia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldaia individuale a pellet (WPIB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6

Accumulo termico locale per ACS (IDHWT) [152]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	0,189 / 1,4
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Numero di scambiatori di calore ad immersione interni (HE)	1
HE – Altezza di ingresso / Altezza di uscita	nodo 10 / nodo 1
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.10 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.

Tabella 5.3.10. Logica di controllo dello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
IDHWT	<u>Stagione di riscaldamento</u> AND $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{IDHWT}} \leq 50 \text{ °C}$	<u>Resto dell'anno</u> OR $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{IDHWT}} > 50 \text{ °C}$
Caldaie individuali a pellet (WPIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,WPIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,WPIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,WPIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali a pellet;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata WPB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;

- $T_{SC,out}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{FC,out}$: temperatura in uscita dai fan-coils;
- $T_{1,IDHWT}$: temperature al nodo 1 dell>IDHWT;
- $T_{6,IDHWT}$: temperature al nodo 6 dell>IDHWT;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria;

Le strategie di controllo risultano differire rispetto a quelle descritte nel paragrafo 5.3.1.1 e riportate in Tabella 5.3.4 per lo Schema1_NGB in quanto nello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT si ha, in aggiunta alla caldaia individuale per la produzione di ACS, anche un accumulo termico locale IDHWT. Durante il periodo in cui l'impianto di teleriscaldamento è spento, l'acqua calda sanitaria è prodotta esclusivamente dalle caldaie a pellet individuali.

Durante il periodo di riscaldamento, la produzione di acqua calda sanitaria alla temperatura desiderata (45 °C) è demandata agli accumuli termici IDHWT e alle caldaie individuali a pellet (WPIB) installate presso le singole utenze; in particolare, se il fluido termovettore in uscita dai fan-coil è sufficientemente caldo (+5 °C rispetto alla temperatura nell>IDHWT), viene inviato all>IDHWT prima di esser reimmesso nel circuito di distribuzione del distretto; in tal modo, l'acqua proveniente dalla rete idrica viene pre-riscaldata grazie allo scambiatore di calore (HE) immerso nel IDHWT. Qualora l>IDHWT non riesca a garantire il livello di temperatura desiderato per l'acqua calda sanitaria (45 °C), entra in funzione la caldaia individuale. Invece, qualora la temperatura dell'ACS in uscita dall>IDHWT superasse i 45°C, avverrebbe una miscelazione tra l'acqua di rete e l'acqua in uscita dall>IDHWT per ottenere la temperatura di target desiderata.

Nel caso in cui la differenza tra la temperatura del fluido termovettore in uscita dai fan-coil e la temperatura dell'acqua all'interno dell>IDHWT è minore o uguale a 2°C l>IDHWT viene by-passato.

L'introduzione dell>IDHWT nello schema impiantistico, rispetto a quelli analizzati in precedenza, consentirà di ridurre il consumo di energia primaria associato alle caldaie individuali utilizzate per la produzione di ACS, nonché di abbassare il livello di temperatura nel circuito di distribuzione.

5.3.1.5 Schema 6

Nella Figura 5.3.5 è riportato lo Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);

- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Accumuli termici locali per l'acqua calda sanitaria (IDHWT) installati presso le singole utenze del distretto;
- Caldaie individuali pellet (WPIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).
- Pannelli fotovoltaici (PV);
- Batterie di accumulo (EB);
- Inverter / Regolatore di carica;

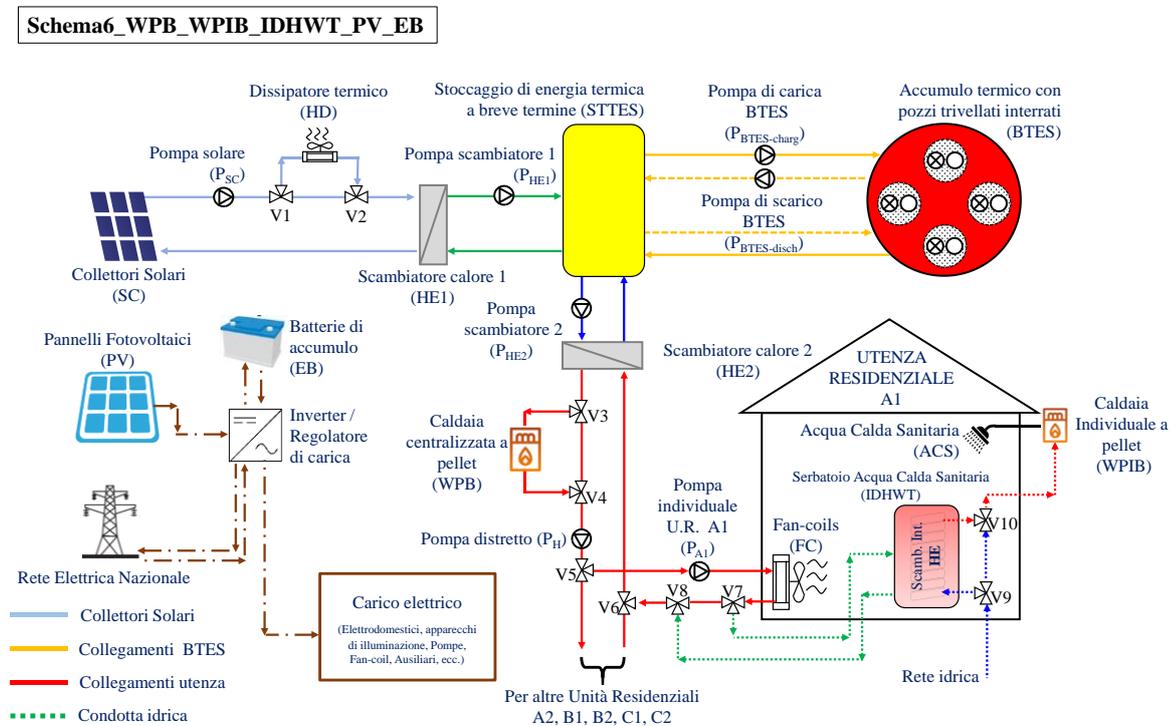


Figura 5.3.5. Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB differisce dallo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT per l'integrazione del campo solare con pannelli fotovoltaici (PV) e l'installazione delle batterie di accumulo elettrico (EB).

Dalla Figura 5.3.5 si evince che in questo caso l'impianto elettrico (in marrone) è caratterizzato dalla presenza di pannelli fotovoltaici (PV), dell'inverter/regolatore di carica, delle batterie di accumulo (EB) e dalla rete elettrica nazionale.

Nella Tabella 5.3.11 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.

Tabella 5.3.11. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldia individuale a pellet (WPIB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Accumulo termico locale per ACS (IDHWT) [152]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	0,189 / 1,4
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Numero di scambiatori di calore ad immersione interni (HE)	1
HE – Altezza di ingresso / Altezza di uscita	nodo 10 / nodo 1

Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0
Pannelli fotovoltaici (PV) [153,154]	
Tipologia	Monocristallino
Area singolo pannello (m ²)	5,04
Numero di pannelli	44 (11 stringhe connesse in parallelo)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / Sud
Tensione di circuito aperto del modulo nelle condizioni di riferimento (V)	43,15
Tensione del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	33,95
Corrente di cortocircuito del modulo nelle condizioni di riferimento (A)	18,30
Corrente del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	16,61
Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito (A/K)	0,00033
Coefficiente di temperatura della corrente a circuito aperto (V/K)	-0,17
Batterie di accumulo (EB) [155]	
Numero di batterie collegate in serie	3
Capacità utile di una singola batteria (kWh)	13,5
Profondità di scarica (%) / Efficienza di carica e scarica (%)	100 / 90
Potenza di una singola batteria (kW)	7 (picco) / 5 (continuativa)
Inverter e regolatore di carica [154]	
Efficienza del regolatore di carica (%) / Efficienza dell'inverter (%)	78,0 / 96,0
Limite superiore dello stato di carica (%)	100
Limite inferiore dello stato di carica (%)	10

La Tabella 5.3.12 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.

Tabella 5.3.12. Logica di controllo dello Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
IDHWT	<u>Stagione di riscaldamento</u> AND $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{IDHWT}} \leq 50 \text{ °C}$	<u>Resto dell'anno</u> OR $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{IDHWT}} > 50 \text{ °C}$
Caldaie individuali a pellet (WPIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,WPIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,WPIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,WPIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali a pellet;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata WPB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;

- $T_{SC,out}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{FC,out}$: temperatura in uscita dai fan-coils;
- $T_{1,IDHWT}$: temperature al nodo 1 dell>IDHWT;
- $T_{6,IDHWT}$: temperature al nodo 6 dell>IDHWT;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Tali strategie di controllo riguardanti parte termica risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.4 per lo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT e riportate in Tabella 5.3.10. L'unica differenza riguarda esclusivamente la gestione dell'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici (PV) ed accumulata nelle batterie (EB).

In particolare, l'energia elettrica prodotta dai PV (durante tutto l'anno), inviata al inverter/regolatore di carica, viene utilizzata, innanzitutto, per coprire i fabbisogni elettrici dell'impianto e delle utenze residenziali, mentre l'eccedenza viene utilizzata per caricare le batterie (nel caso in cui il loro livello di carica sia inferiore al 100%). Quando l'elettricità fornita dai PV non è in grado di coprire totalmente i fabbisogni elettrici, le batterie si scaricano solo nel caso in cui il loro livello di carica sia superiore al 10%; la scarica delle batterie viene interrotta quando il loro livello di carica scende al di sotto del 10%. Nel caso in cui la potenza fornita dai PV sia superiore a quella richiesta dall'intero distretto e il livello di carica delle batterie sia del 100%, il surplus di energia elettrica viene venduta alla rete elettrica nazionale; quando, invece, la domanda elettrica dell'intero distretto è superiore alla produzione, allora la rete elettrica nazionale è utilizzata per coprire tali richieste di picco.

5.3.1.6 Schema 7

Nella Figura 5.3.6 è riportato lo Schema7_NGB_EV dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a gas naturale (NGB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;

- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

Schema7_NGB_EV

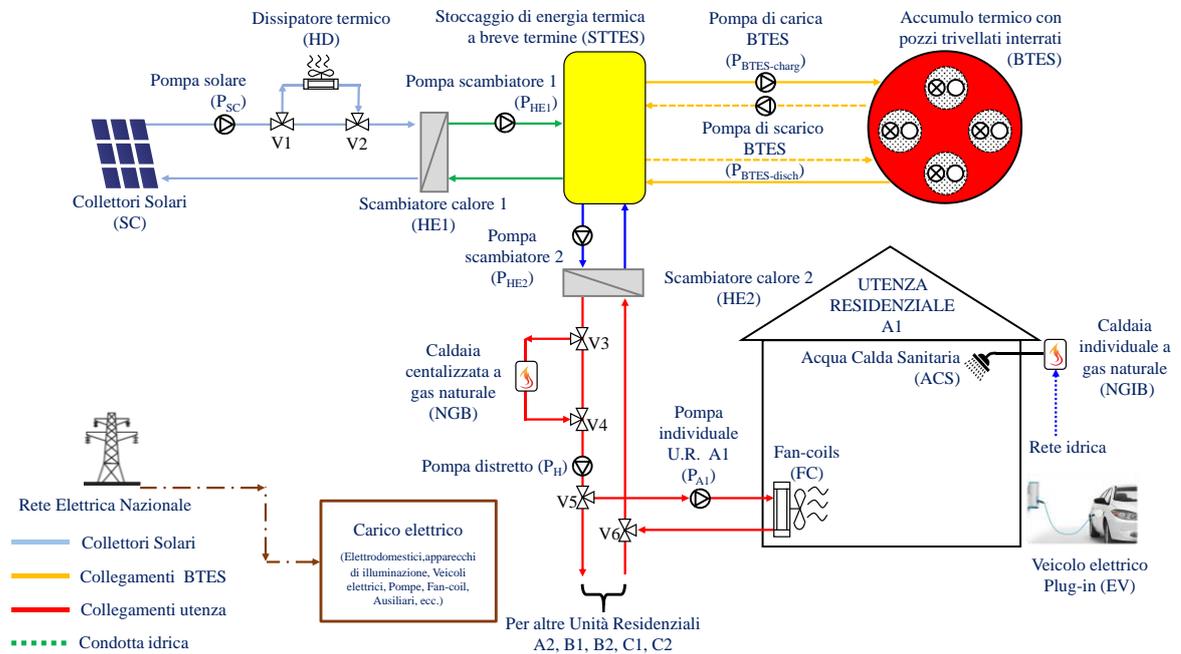


Figura 5.3.6. Schema7_NGB_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema7_NGB_EV differisce dallo Schema1_NGB solo per presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV), uno per ogni utenza residenziale. In questo caso ai carichi elettrici dovuti agli elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, pompe e fan-coils si va ad aggiungere la potenza necessaria per la carica delle batterie del veicolo elettrico plug-in. Il profilo di carica dei veicoli elettrici è dettagliato nel paragrafo 4.2.3.3 del CAPITOLO 4.

Nella Tabella 5.3.13 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema7_NGB_EV.

Tabella 5.3.13. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema7_NGB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	

Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldaia centralizzata a gas naturale (NGB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Caldaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.14 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto Schema7_NGB_EV.

Tabella 5.3.14. Logica di controllo dello Schema7_NGB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata (NGB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,NGB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,NGB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,NGB}}$: temperatura in uscita dalla caldaia centralizzata alimentata a gas naturale NGB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;

- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Tali strategie di controllo riguardanti la parte termica risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.1 per lo Schema1_NGB e riportate in Tabella 5.3.4.

5.3.1.7 Schema 8

Nella Figura 5.3.7 è riportato lo Schema8_WPB_EV dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

Schema8_WPB_EV

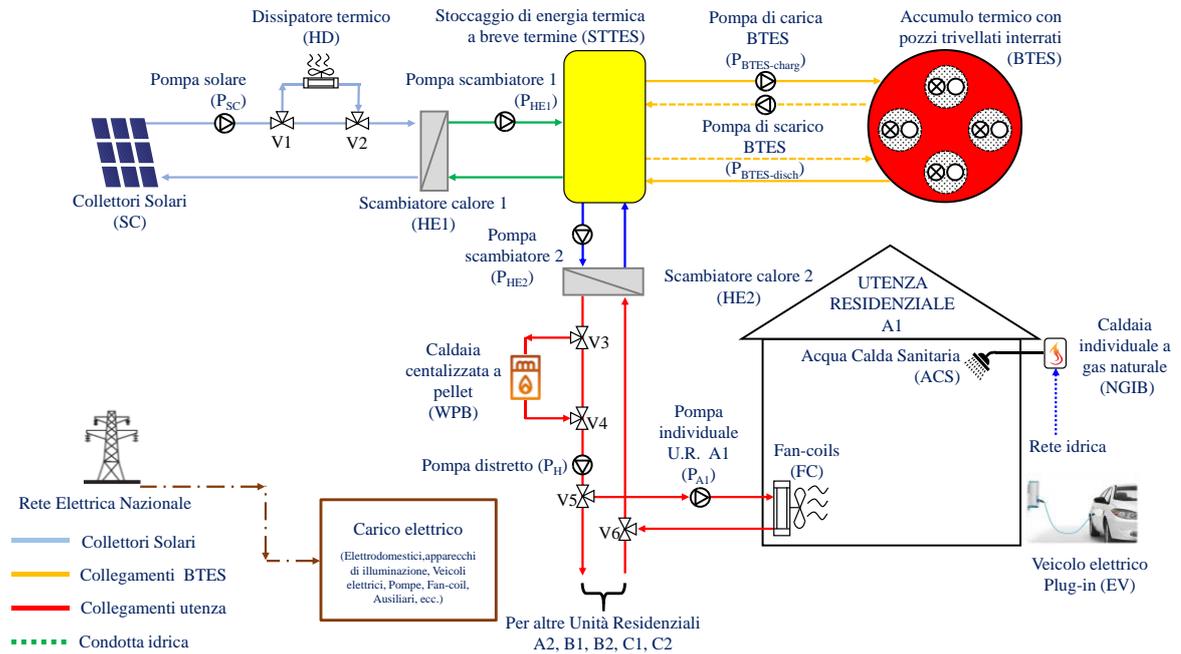


Figura 5.3.7. Schema8_WPB_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema8_WPB_EV differisce dallo Schema2_WPB solo per presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV), uno ogni utenza residenziale.

In questo caso ai carichi elettrici dovuti agli elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, pompe e fan-coils si va ad aggiungere la potenza necessaria per la carica delle batterie del veicolo elettrico plug-in. Il profilo di carica dei veicoli elettrici è dettagliato nel paragrafo 4.2.3.3 del CAPITOLO 4.

Nella Tabella 5.3.15 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema8_WPB_EV.

Tabella 5.3.15. Caratteristiche principali dei componenti dell'impianto di teleriscaldamento CSHPSS rappresentato nello Schema8_WPB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)

Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldaia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.16 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto Schema8_NGB_EV.

Tabella 5.3.16. Logica di controllo dello Schema8_NGB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita dalla caldaia a pellet centralizzata WPB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;

- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Tali strategie di controllo riguardanti la parte termica risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.1 per lo Schema1_NGB e riportate in Tabella 5.3.4.

5.3.1.8 Schema 9 e Schema 10

Nella Figura 5.3.8 è riportata la configurazione impiantistica comune sia per lo Schema9_ICE-MCHP_EV che per lo Schema10_SE-MCHP_EV. Dalla figura è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Sistema di micro-cogenerazione (MCHP);
- Inverter
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV

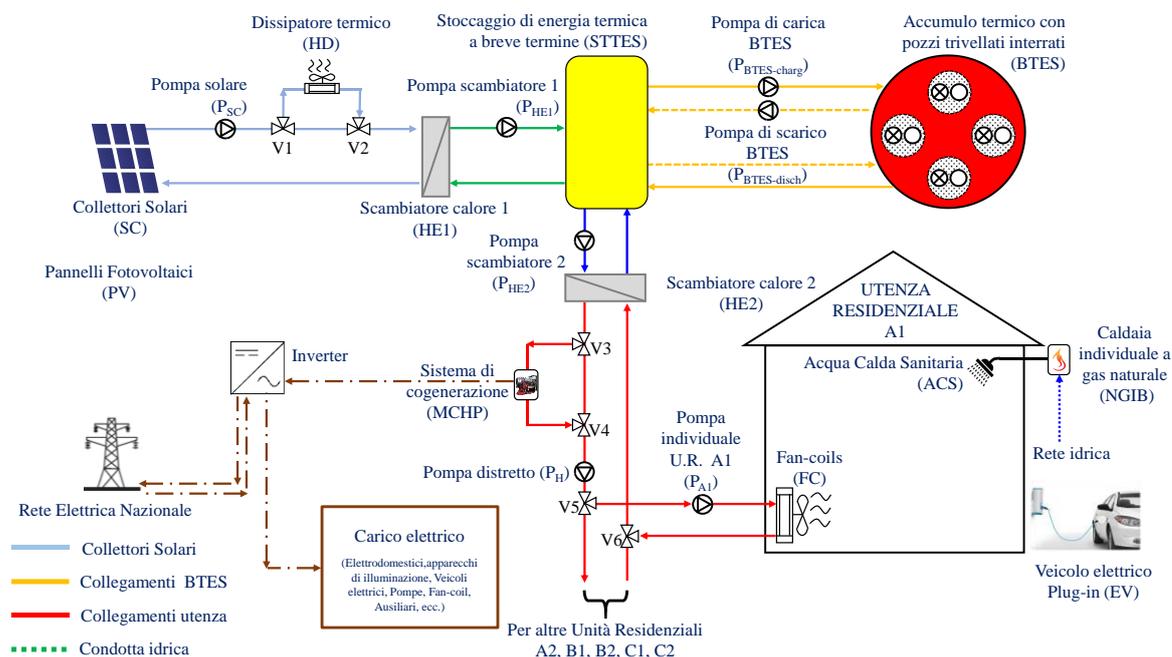


Figura 5.3.8. Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema9_ICE-MCHP_EV e lo Schema10_SE-MCHP_EV differiscono dallo Schema3_ICE-MCHP e dallo Schema4_SE-MCHP, rispettivamente, solo per presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV), uno per ogni utenza residenziale.

In questo caso ai carichi elettrici dovuti agli elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, pompe e fan-coils si va ad aggiungere la potenza necessaria per la carica delle batterie del veicolo elettrico plug-in. Il profilo di carica dei veicoli elettrici è dettagliato nel paragrafo 4.2.3.3 del CAPITOLO 4.

Nella Tabella 5.3.17 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello Schema10_SE-MCHP_EV.

Tabella 5.3.17. Caratteristiche principali dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello Schema10_SE-MCHP_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)

Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Schema9 ICE-MCHP_EV	
Micro-cogeneratore con motore a combustione interna (ICE-MCHP) [150]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	12,0 / 28,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	27,9 / 65,1
Schema10 SE-MCHP_EV	
Micro-cogeneratore con motore Stirling (SE-MCHP) [151]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	9,5 / 26,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	24,5 / 67,0
Caldia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.18 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello Schema10_SE-MCHP_EV. Tali strategie di controllo risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.3 per lo Schema3_ICE-MCHP e lo Schema4_SE-MCHP, rispettivamente, e riportate in Tabella 5.3.8

Tabella 5.3.18. Logica di controllo dello Schema9_ICE-MCHP_EV e dello Schema10_SE-MCHP_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<i>Stagione di riscaldamento:</i> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<i>Stagione di riscaldamento:</i> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <i>Stagione di riscaldamento:</i> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <i>Resto dell'anno:</i> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <i>Stagione di riscaldamento:</i> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <i>Stagione di riscaldamento:</i> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <i>Resto dell'anno:</i> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <i>Stagione di riscaldamento:</i> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Sistema di cogenerazione (MCHP)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,MCHP}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,MCHP}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;

- $T_{out,MCHP}$: temperatura in uscita dal micro-gogeneratore MCHP;
- $T_{BTES,center}$: temperatura nel centro del BTES;
- $T_{SC,out}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

5.3.1.9 Schema 11 e Schema 12

Nella Figura 5.3.9 è riportata la configurazione impiantistica comune sia per lo Schema11_ICE-MCHP_EB_EV che per lo Schema12_SE-MCHP_EB_EV. Dalla figura è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Sistema di micro-cogenerazione (MCHP);
- Inverter / Regolatore di carica;
- Batterie di accumulo (EB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).
- Batterie di accumulo (EB);

Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e Schema12_SE-MCHP_EB_EV

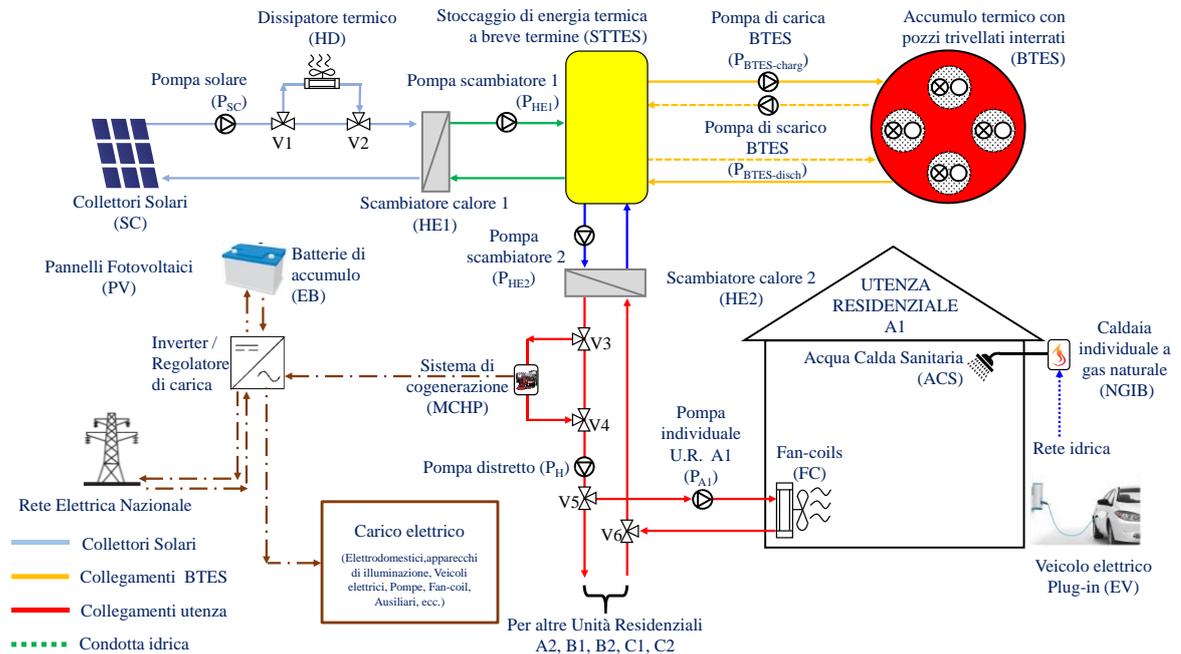


Figura 5.3.9. Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e Schema12_SE-MCHP_EB_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e lo Schema12_SE-MCHP_EB_EV differiscono dallo Schema9_ICE-MCHP_EV e dallo Schema10_SE-MCHP_EV, rispettivamente, solo per la presenza delle batterie di accumulo elettrico (EB).

Dalla Figura 5.3.5 si evince che in questo caso l'impianto elettrico (in marrone) è caratterizzato dal collegamento del MCHP all'inverter/regolatore di carica il quale è collegato alle batterie di accumulo (EB), al carico e alla rete elettrica nazionale.

Nella Tabella 5.3.19 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.

Tabella 5.3.19. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)

Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0254
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del Tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del Tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Schema9_ICE-MCHP_EB_EV	
Micro-cogeneratore con motore a combustione interna (ICE-MCHP) [150]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	12,0 / 28,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	27,9 / 65,1
Schema10_SE-MCHP_EB_EV	
Micro-cogeneratore con motore Stirling (SE-MCHP) [151]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza elettrica / termica nominale (kW)	9,5 / 26,0
Efficienza elettrica / termica nominale (%)	24,5 / 67,0
Batterie di accumulo (EB) [155]	
Numero di batterie collegate in serie	3
Capacità utile di una singola batteria (kWh)	13,5
Profondità di scarica (%) / Efficienza di carica e scarica (%)	100 / 90
Potenza di una singola batteria (kW)	7 (picco) / 5 (continuativa)
Inverter e regolatore di carica [154]	
Efficienza del regolatore di carica (%) / Efficienza dell'inverter (%)	78,0 / 96,0
Limite superiore dello stato di carica (%)	100
Limite inferiore dello stato di carica (%)	10
Caldia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9

Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

La Tabella 5.3.20 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.

Tabella 5.3.20. Logica di controllo dello Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e dello Schema12_SE-MCHP_EB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Sistema di cogenerazione (MCHP)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,MCHP}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,MCHP}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,MCHP}}$: temperatura in uscita dal micro-gogeneratore MCHP;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura nel centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{\text{in,HE2,hot}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{\text{in,HE2,cold}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Tali strategie di controllo risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo precedente 5.3.1.8 per lo Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV e riportate in Tabella 5.3.18.

La differenza che si riscontra tra lo Schema11_ICE-MCHP_EB_EV e lo Schema12_SE-MCHP_EB_EV rispetto allo Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV, rispettivamente, riguarda esclusivamente la gestione dell'energia elettrica prodotta dal micro-cogeneratore poiché in questo caso, oltre a alimentare direttamente i carichi ed esser venduta alla rete elettrica nazionale, viene anche accumulata nelle batterie (EB).

In particolare, l'energia elettrica prodotta dal micro-cogeneratore (durante la stagione di riscaldamento) viene inviata al inverter/regolatore di carica per esser utilizzata, innanzitutto, per coprire i fabbisogni elettrici dell'impianto e delle utenze residenziali, mentre l'eccedenza viene utilizzata per caricate le batterie (nel caso in cui il loro livello di carica sia inferiore al 100%). Quando l'elettricità fornita dal MCHP non è in grado di coprire totalmente i fabbisogni elettrici, le batterie si scaricano solo nel caso in cui il loro livello di carica sia superiore al 10%; la scarica delle batterie viene interrotta quando il loro livello di carica scende al di sotto del 10%. Nel caso in cui la potenza fornita dal MCHP sia superiore a quella richiesta dall'intero distretto e il livello di carica delle batterie è pari al 100%, il surplus di energia elettrica viene ceduta e quindi venduta alla rete elettrica nazionale. Quando, invece, la domanda elettrica dell'intero distretto è superiore alla produzione è utilizzata, allora la rete elettrica nazionale per coprire le richieste di picco.

5.3.1.10 Schema 13

Nella Figura 5.3.10 è riportato lo Schema13_NGB_PV_EB_EV dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);

- Caldaia centralizzata a gas naturale (NGB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).
- Pannelli fotovoltaici (PV);
- Batterie di accumulo (EB);
- Inverter / Regolatore di carica;

Schema13_NGB_PV_EB_EV

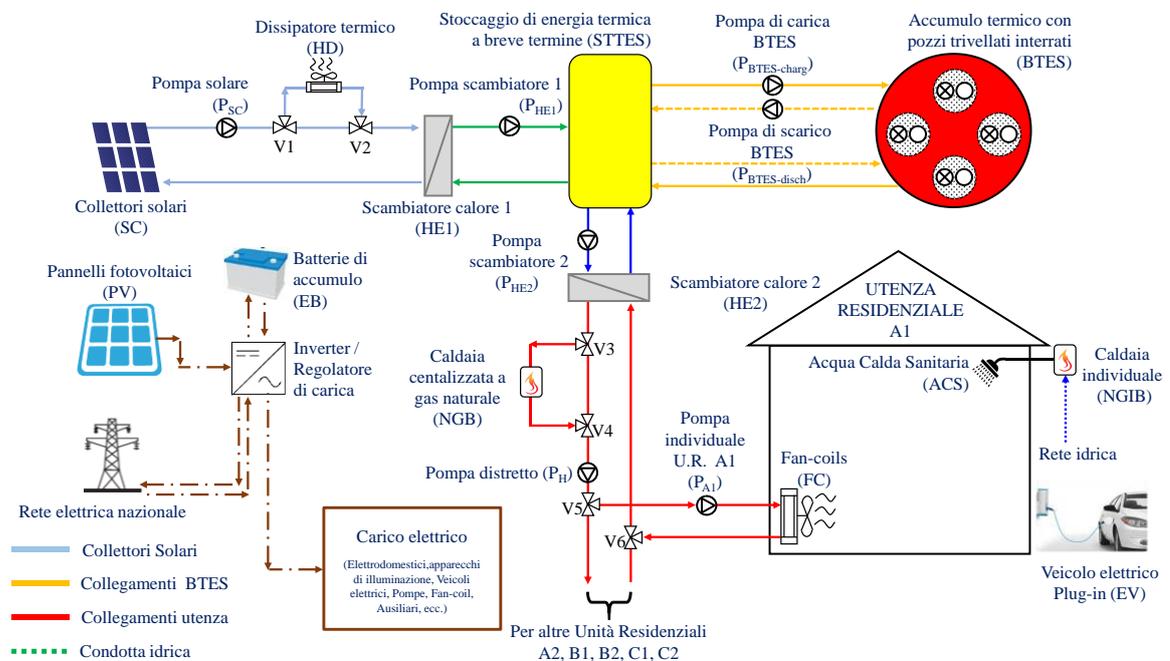


Figura 5.3.10. Schema13_NGB_PV_EB_EV di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema13_NGB_PV_EB_EV differisce dallo Schema7_NGB_EV solo per l'integrazione del campo solare con pannelli fotovoltaici (PV) e l'installazione delle batterie di accumulo elettrico (EB).

Dalla Figura 5.3.10 si evince che in questo caso l'impianto elettrico (in marrone) è caratterizzato dalla presenza dei pannelli fotovoltaici (PV), dell'inverter/regolatore di carica, delle batterie di accumulo (EB) e della rete elettrica nazionale.

Nella Tabella 5.3.21 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti riferiti allo Schema13_NGB_PV_EB_EV.

Tabella 5.3.21. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema13_NGB_PV_EB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldia centralizzata a gas naturale (NGB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Caldia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8

Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0
Pannelli fotovoltaici (PV) [153,154]	
Tipologia	Monocristallino
Area singolo pannello (m ²)	5,04
Numero di pannelli	44 (11 stringhe connesse in parallelo)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Tensione di circuito aperto del modulo nelle condizioni di riferimento (V)	43,15
Tensione del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	33,95
Corrente di cortocircuito del modulo nelle condizioni di riferimento (A)	18,30
Corrente del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	16,61
Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito (A/K)	0,00033
Coefficiente di temperatura della corrente a circuito aperto (V/K)	-0,17
Batterie di accumulo (EB) [155]	
Numero di batterie collegate in serie	3
Capacità utile di una singola batteria (kWh)	13,5
Profondità di scarica (%) / Efficienza di carica e scarica (%)	100 / 90
Potenza di una singola batteria (kW)	7 (picco) / 5 (continuativa)
Inverter e regolatore di carica [154]	
Efficienza del regolatore di carica (%) / Efficienza dell'inverter (%)	78,0 / 96,0
Limite superiore dello stato di carica (%)	100
Limite inferiore dello stato di carica (%)	10

La Tabella 5.3.22 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto Schema13_NGB_PV_EB_EV.

Tabella 5.3.22. Logica di controllo dello Schema13_NGB_PV_EB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata (NGB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,NGB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,NGB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,NGB}}$: temperatura in uscita dalla caldaia centralizzata alimentata a gas naturale NGB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;

- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Tali strategie di controllo risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.1 per lo Schema1_NGB e riportate in Tabella 5.3.4.

La differenza che si riscontra tra lo Schema13_NGB_PV_EB_EV e lo Schema7_NGB_EV, riguarda esclusivamente la gestione dell'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici (PV) ed accumulata nelle batterie (EB).

In particolare, l'energia elettrica prodotta dai PV (durante tutto l'anno) tramite l'inverter/regolatore di carica, viene utilizzata, innanzitutto, per coprire i fabbisogni elettrici dell'impianto e delle utenze residenziali, mentre l'eccedenza viene utilizzata per caricare le batterie (nel caso in cui il loro livello di carica sia inferiore al 100%). Quando l'elettricità fornita dai PV non è in grado di coprire totalmente i fabbisogni elettrici, si procede con la scarica delle batterie solo nel caso in cui il loro livello di carica sia superiore al 10%; la scarica delle batterie viene interrotta quando il loro livello di carica scende al di sotto del 10%. Nel caso in cui la potenza fornita dai PV sia superiore a quella richiesta dall'intero distretto e il livello di carica delle batterie sia del 100%, il surplus di energia elettrica viene ceduta e quindi venduta alla rete elettrica nazionale. Quando, invece, la domanda elettrica dell'intero distretto è superiore alla produzione, allora la rete elettrica nazionale è utilizzata per coprire tali richieste di picco.

5.3.1.11 Schema 14

Nella Figura 5.3.11 è riportato lo Schema14_WPB_PV_EB_EV dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a gas naturale (NGIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).

- Pannelli fotovoltaici (PV);
- Batterie di accumulo (EB);
- Inverter / Regolatore di carica;

Schema14_WPB_PV_EB_EV

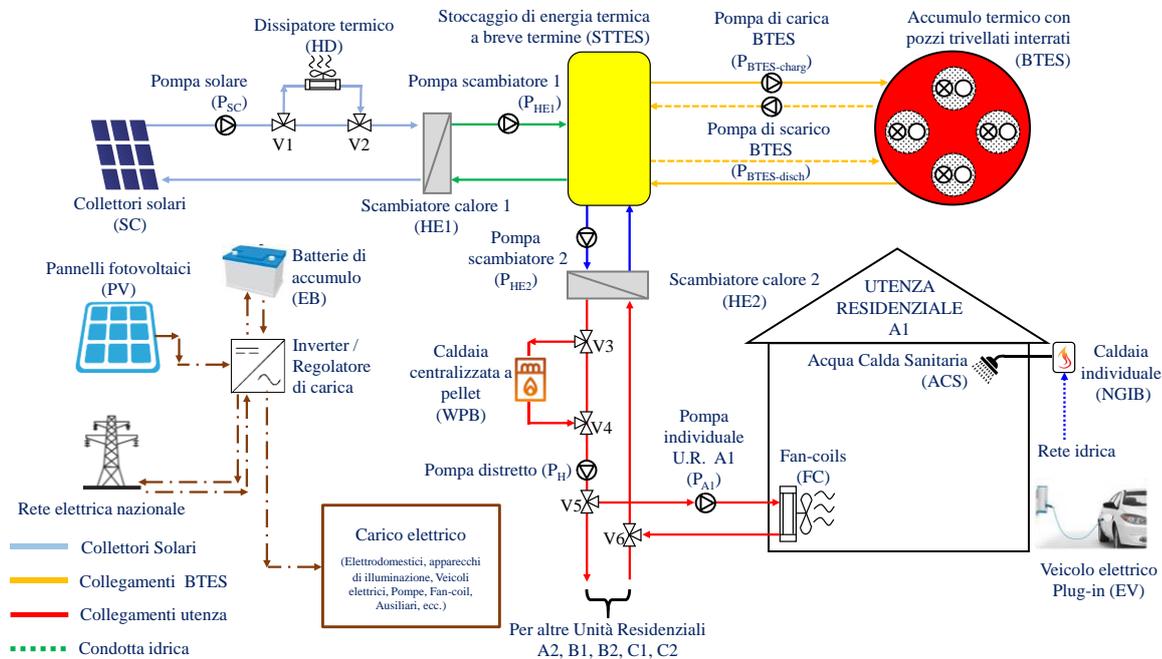


Figura 5.3.11. Schema14_WPB_PV_EB_EV di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema14_WPB_PV_EB_EV differisce dallo Schema13_NGB_PV_EB_EV solo per la tecnologia della caldaia di back-up; in particolare, nello Schema14_WPB_PV_EB_EV viene utilizzata una caldaia centralizzata a pellet (WPB) invece di una caldaia centralizzata alimentata a gas naturale (NGB).

Nella Tabella 5.3.23 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti riferiti dello Schema14_WPB_PV_EB_EV.

Tabella 5.3.23. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema14_WPB_PV_EB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale/netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)

Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0
Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldaia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldaia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Efficienza termica nominale (%)	90,0
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

Pannelli fotovoltaici (PV) [153,154]	
Tipologia	Monocristallino
Area singolo pannello (m ²)	5,04
Numero di pannelli	44 (11 stringhe connesse in parallelo)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / South
Tensione di circuito aperto del modulo nelle condizioni di riferimento (V)	43,15
Tensione del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	33,95
Corrente di cortocircuito del modulo nelle condizioni di riferimento (A)	18,30
Corrente del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	16,61
Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito (A/K)	0,00033
Coefficiente di temperatura della corrente a circuito aperto (V/K)	-0,17
Batterie di accumulo (EB) [155]	
Numero di batterie collegate in serie	3
Capacità utile di una singola batteria (kWh)	13,5
Profondità di scarica (%) / Efficienza di carica e scarica (%)	100 / 90
Potenza di una singola batteria (kW)	7 (picco) / 5 (continuativa)
Inverter e regolatore di carica [154]	
Efficienza del regolatore di carica (%) / Efficienza dell'inverter (%)	78,0 / 96,0
Limite superiore dello stato di carica (%)	100
Limite inferiore dello stato di carica (%)	10

La Tabella 5.3.24 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dello Schema14_WPB_PV_EB_EV. Le strategie di controllo riferite allo Schema14_WPB_PV_EB_EV risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.10 per lo Schema13_NGB_PV_EB_EV.

Tabella 5.3.24. Logica di controllo dello Schema14_WPB_PV_EB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
Caldaie individuali (NGIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,NGIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,NGIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,NGIB}}$: temperatura in uscita dalle singole caldaie individuali;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita dalla caldaia centralizzata alimentata a pellet WPB;
- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{\text{in,HE2,hot}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;

- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

5.3.1.12 Schema 15

Nella Figura 5.3.12 è riportato lo Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV dell'impianto di teleriscaldamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore a superficie a piastre (HE1 e HE2);
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Accumuli termici per l'acqua calda sanitaria (IDHWT) installati presso le singole utenze del distretto;
- Caldaie individuali pellet (WPIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Veicoli elettrici plug-in (EV) per ogni utenza residenziale;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V).
- Pannelli fotovoltaici (PV);
- Batterie di accumulo (EB);
- Inverter / Regolatore di carica;

Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV

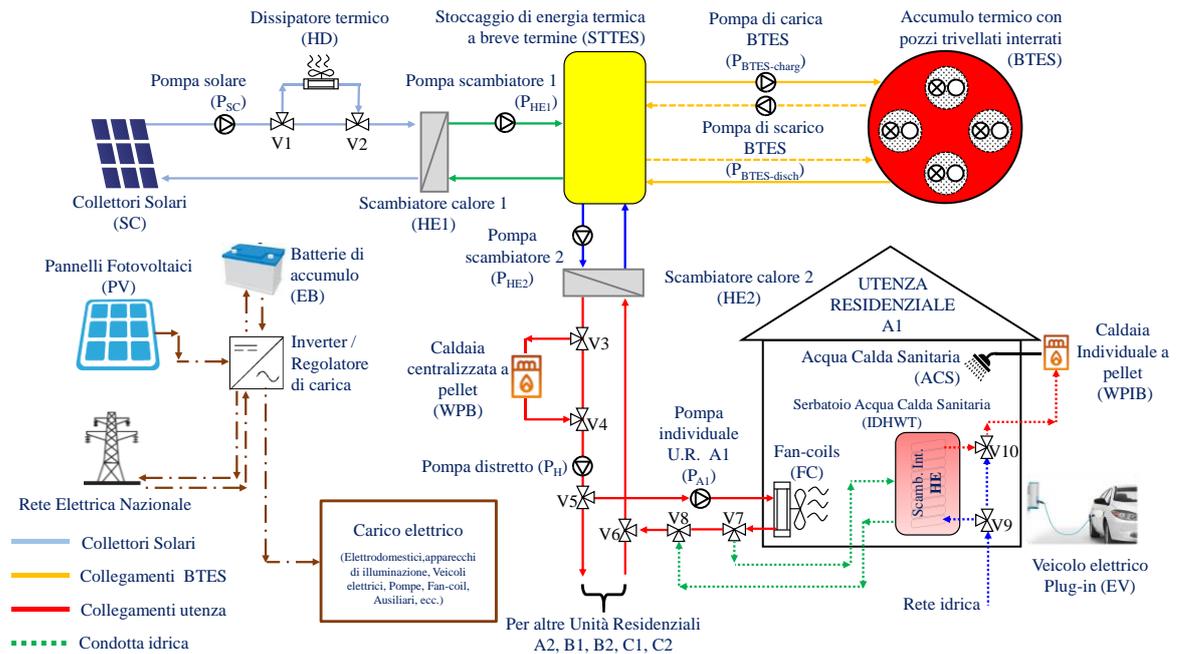


Figura 5.3.12. Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento (CSHPSS).

Lo Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV differisce dallo Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB solo per presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV), uno per ogni utenza residenziale.

Nella Tabella 5.3.25 sono riportate le principali caratteristiche dei principali componenti dello Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV.

Tabella 5.3.25. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale / netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	24 (8 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³)	435,8
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Numero di pozzi (-)	8
Profondità dei pozzi connessi in serie (m)	12,43
Conducibilità termica del suolo (W/mK)	3,0

Conducibilità termica del materiale di riempimento (W/mK)	5,0
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0500
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldia centralizzata a pellet (WPB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Caldia individuale a pellet (WPIB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Domestic Hot Water Tank (IDHWT) [152]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	0,189 / 1,4
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Numero di scambiatori di calore ad immersione interni (HE)	1
HE – Altezza di ingresso / Altezza di uscita	nodo 10 / nodo 1
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modelo	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

Pannelli fotovoltaici (PV) [153,154]	
Tipologia	Monocristallino
Area singolo pannello (m ²)	5,04
Numero di pannelli	44 (11 stringhe connesse in parallelo)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30° / 0° / South
Tensione di circuito aperto del modulo nelle condizioni di riferimento (V)	43,15
Tensione del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	33,95
Corrente di cortocircuito del modulo nelle condizioni di riferimento (A)	18,30
Corrente del modulo nel punto di massima potenza nelle condizioni di riferimento (V)	16,61
Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito (A/K)	0,00033
Coefficiente di temperatura della corrente a circuito aperto (V/K)	-0,17
Batterie di accumulo (EB) [155]	
Numero di batterie collegate in serie	3
Capacità utile di una singola batteria (kWh)	13,5
Profondità di scarica (%) / Efficienza di carica e scarica (%)	100 / 90
Potenza di una singola batteria (kW)	7 (picco) / 5 (continuativa)
Inverter e regolatore di carica [154]	
Efficienza del regolatore di carica (%) / Efficienza dell'inverter (%)	78,0 / 96,0
Limite superiore dello stato di carica (%)	100
Limite inferiore dello stato di carica (%)	10

La Tabella 5.3.26 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV. Le strategie di controllo riferite allo Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV risultano essere uguali a quelle già descritte nel paragrafo 5.3.1.10 per lo Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB.

Tabella 5.3.26. Logica di controllo dello Schema15_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare & Pompa HE1	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF	MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Resto dell'anno:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF
Pompa Distretto	Stagione di riscaldamento	Resto dell'anno
Pompa HE2	Pompa distretto ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa distretto OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Termostato ambiente ON AND $T_{\text{out,WPB}} < 50 \text{ °C}$	Termostato ambiente OFF OR $T_{\text{out,WPB}} \geq 55 \text{ °C}$
IDHWT	<u>Stagione di riscaldamento</u> AND $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{IDHWT}} \leq 50 \text{ °C}$	<u>Resto dell'anno</u> OR $(T_{\text{FC,out}} - T_{6,\text{IDHWT}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{IDHWT}} > 50 \text{ °C}$
Caldaie individuali a pellet (WPIB)	$\dot{m}_{\text{ACS}} \neq 0$ AND $T_{\text{out,WPIB}} < 40 \text{ °C}$	$\dot{m}_{\text{ACS}} = 0$ OR $T_{\text{out,WPIB}} \geq 45 \text{ °C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{\text{room,set-point}}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{out,WPIB}}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali a pellet;
- $T_{\text{out,WPB}}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata WPB;

- $T_{\text{BTES,center}}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{\text{SC,out}}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,\text{STTES}}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,\text{STTES}}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{\text{in,HE2,hot}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{\text{in,HE2,cold}}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{\text{FC,out}}$: temperatura in uscita dai fan-coils;
- $T_{1,\text{IDHWT}}$: temperature al nodo 1 dell>IDHWT;
- $T_{6,\text{IDHWT}}$: temperature al nodo 6 dell>IDHWT;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

5.3.2 Layout dei componenti per lo schema

Nella Figura 5.3.13 è riportato il modello planivolumetrico del distretto residenziale descritto nel CAPITOLO 4. Nella Figura 5.3.14 è rappresentata la pianta del distretto residenziale con individuazione dei componenti principali dell'impianto di teleriscaldamento. Nella Figura 5.3.15, invece è riportato lo schema del circuito idronico dell'impianto di teleriscaldamento del distretto residenziale.



Figura 5.3.13. Vista del distretto residenziale – Modello planivolumetrico.

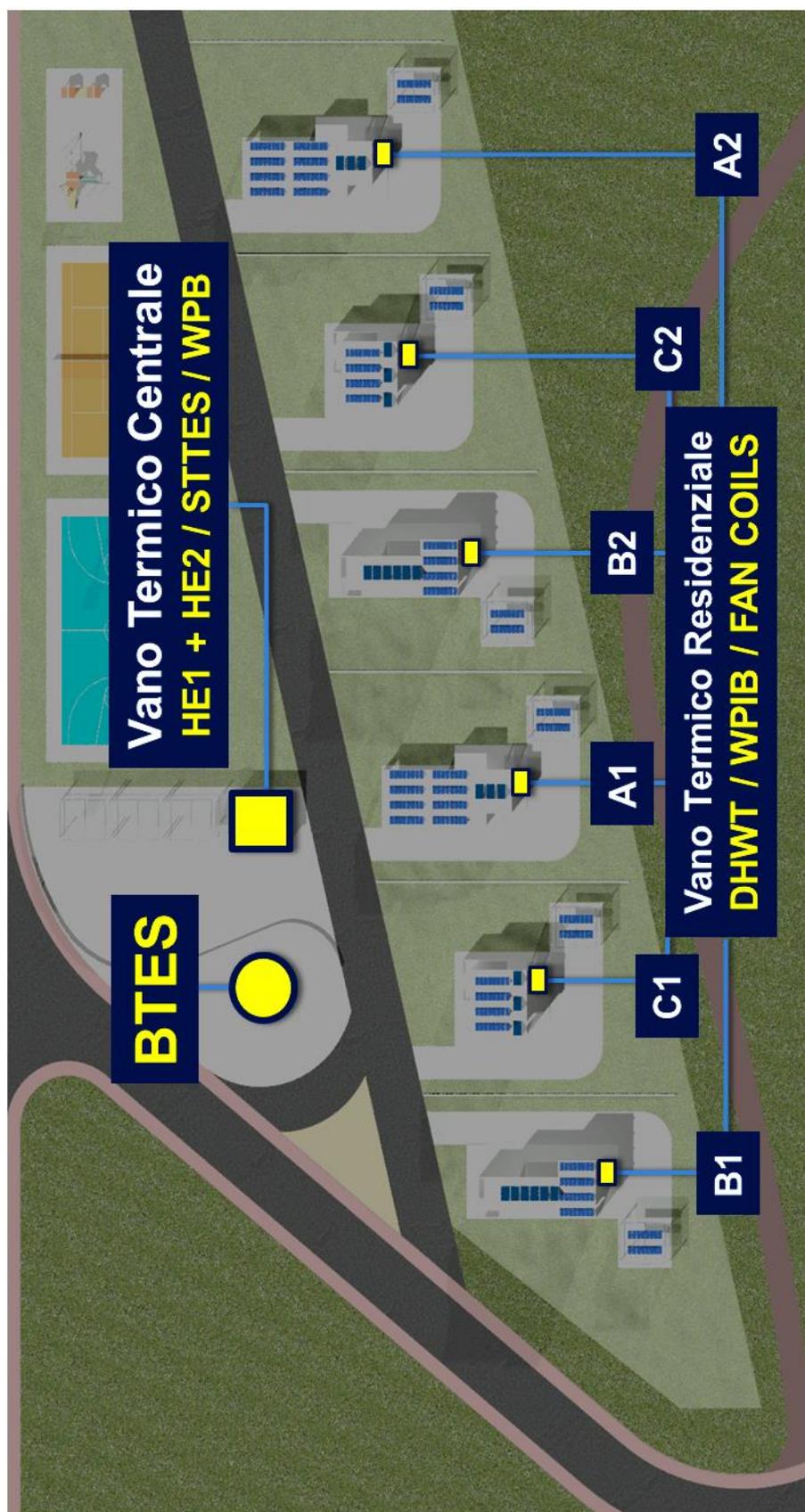


Figura 5.3.14. Pianta del distretto residenziale con l'individuazione dei componenti principali.

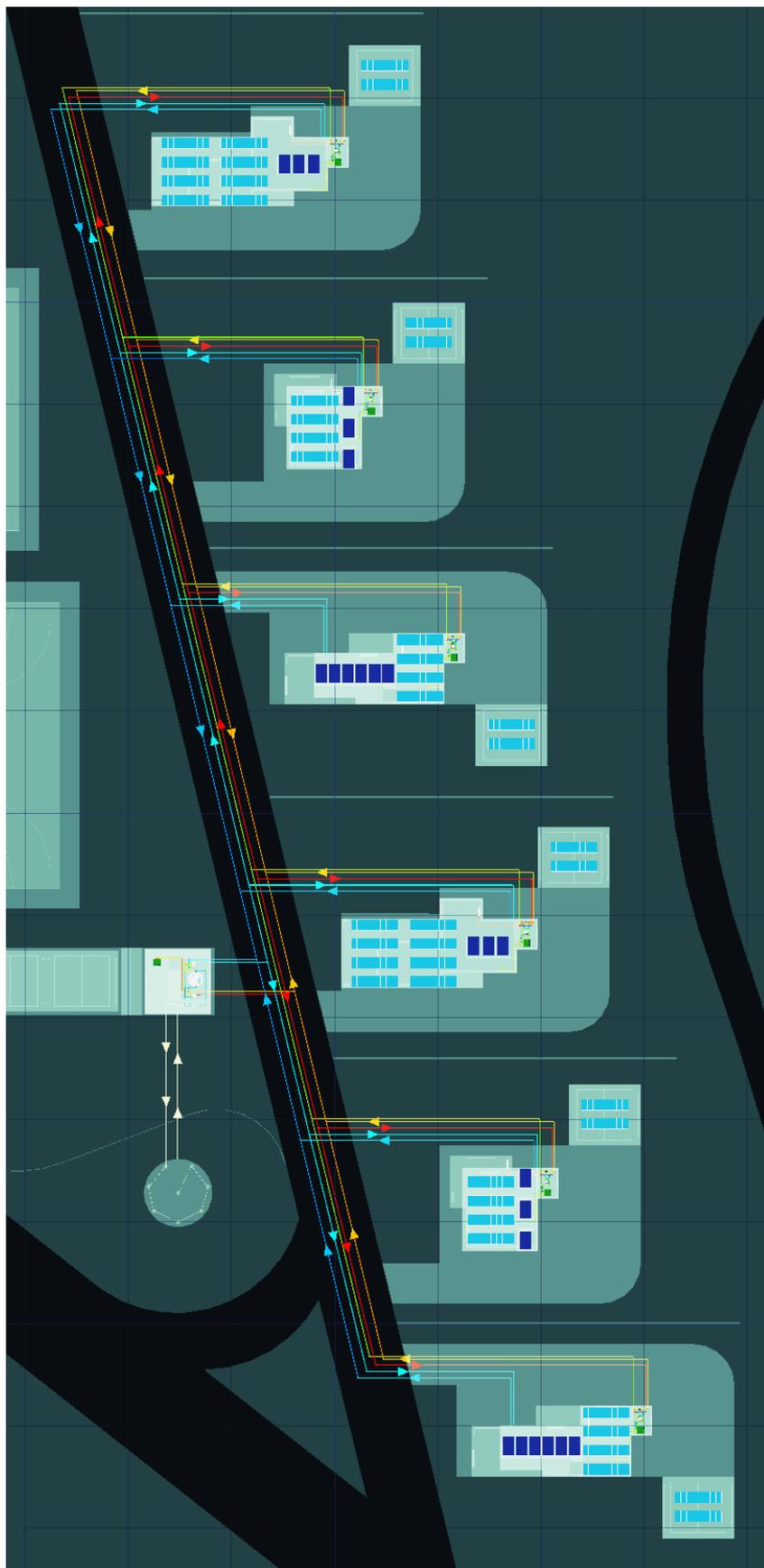


Figura 5.3.15. Schema del circuito idronico dell'impianto di teleriscaldamento del distretto residenziale.

5.4 Descrizione dell'impianto proposto di teleriscaldamento e teleraffrescamento

5.4.1 Schema e principio di funzionamento

L'impianto proposto è dedicato al soddisfacimento delle esigenze di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria di un quartiere residenziale composto da 6 utenze residenziali progettato per essere realizzato ex-novo nelle condizioni climatiche di Napoli (latitudine = 40° 51' 46" 80 Nord; longitudine = 14° 16' 36" 12 Est; gradi giorno = 1034).

In questo lavoro di tesi, per l'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento proposto (di seguito chiamato impianto di teleraffrescamento), sono state analizzate le prestazioni con e senza i veicoli elettrici (EV), per valutare la loro incidenza sulle prestazioni.

Nella Figura 5.4.1 è riportato lo Schema16_DHC dell'impianto di teleraffrescamento, da cui è possibile individuare i seguenti componenti principali:

- Campo di collettori solari termici (SC);
- Dissipatore termico (HD);
- Accumulo termico di breve termine (STTES);
- Accumulo termico stagionale con sonde geotermiche (BTES);
- Accumulo termico centralizzato per la produzione dell'acqua calda sanitaria (DHWT);
- Pompa di calore ad Adsorbimento (ADHP);
- Torre di raffreddamento (CT);
- Accumulo freddo di breve termine (STCES);
- Caldaia centralizzata a pellet (WPB);
- Scambiatori di calore (HE1 e HE2);
- Pannelli fotovoltaici (PV);
- Batterie di accumulo (EB);
- Inverter / Regolatore di carica;
- Rete elettrica nazionale;
- Insieme di utenze servite dall'impianto;
- Caldaie individuali a pellet (WPIB) installate presso le singole utenze del distretto;
- Fan-coils (FC) installati presso le singole utenze del distretto;
- Pompe (P);
- Valvole a 3 vie (V);

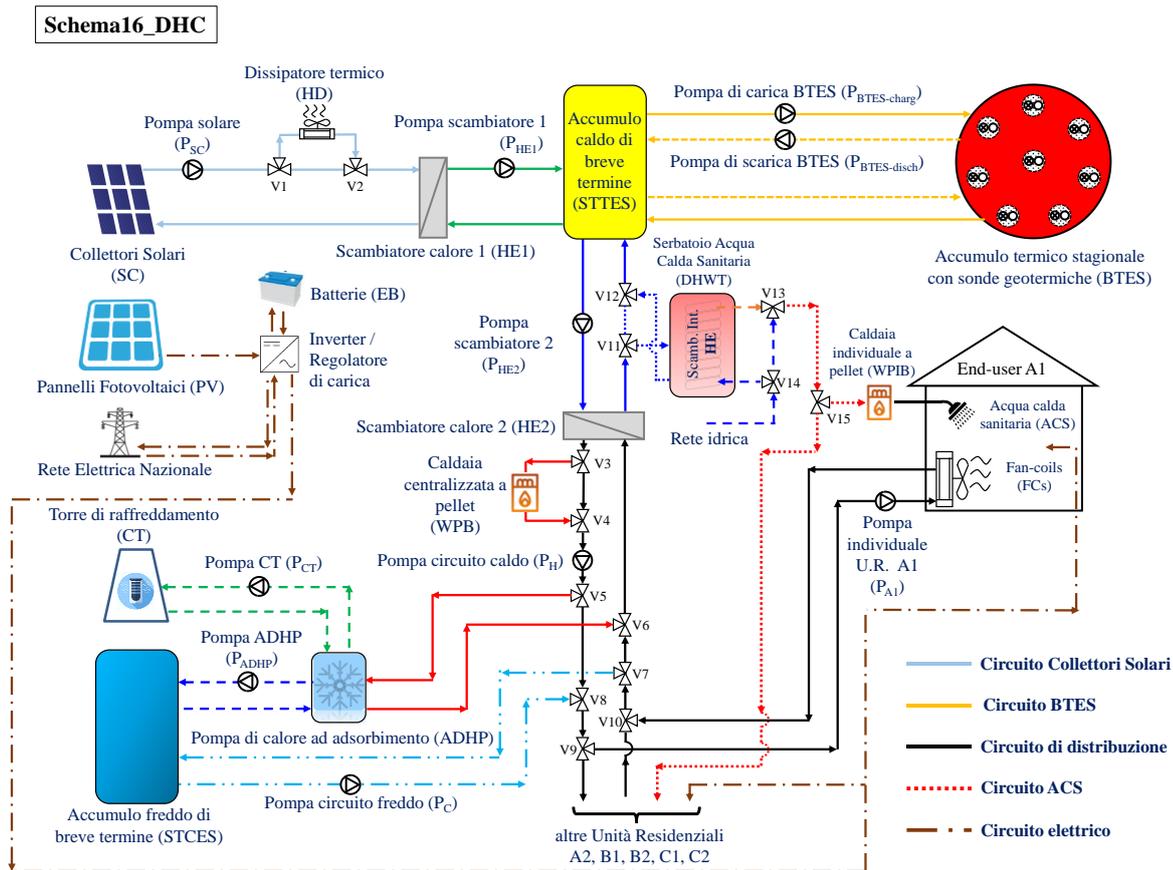


Figura 5.4.1. Schema16_DHC dell'impianto di teleriscaldamento (CSHCPS).

Nello schema di Figura 5.4.1 sono facilmente individuabili i seguenti principali circuiti:

1. il circuito SC (in azzurro) comprendente il campo dei collettori solari SC, il dissipatore termico HD, la pompa P_{sc} , lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE1;
2. il circuito HE1-STTES (in verde) comprendente lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE1, la pompa P_{HE1} e l'accumulo caldo di breve termine STTES;
3. il circuito BTES (in arancione) comprendente l'accumulo termico stagionale BTES, la pompa di carica dell'accumulo termico stagionale $P_{BTES,charg}$, la pompa di scarica dell'accumulo termico stagionale $P_{BTES,disch}$, l'accumulo caldo di breve termine STTES;
4. il circuito STTES-HE2 (in blu) comprendente l'accumulo caldo di breve termine STTES, lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE2, l'accumulo termico (DHWT) per la produzione di acqua calda sanitaria e la pompa P_{HE2} ;
5. il circuito DHWT-Utenze, comprendente l'accumulo termico centralizzato (DHWT) per la produzione di acqua calda sanitaria, e le caldaie individuali a pellet (WPIB) installate in ogni singola utenza per la produzione di acqua calda sanitaria;
6. il circuito di distribuzione HE2-Utenze (in nero), comprendente lo scambiatore di calore a superficie a piastre HE2, la caldaia centralizzata a pellet (WPB), la pompa circuito caldo P_H , le pompe individuali ed i fan-coils (FC) installati all'interno delle utenze residenziali.

7. il circuito di alimentazione HE2-ADHP (in rosso), comprendente lo scambiatore di calore HE2, la caldaia centralizzata a pellet (WPB), la pompa circuito caldo P_H e la pompa di calore ad adsorbimento (ADHP);
8. il circuito ADHP-CT (in verde tratteggiato), comprendente la pompa di calore ad adsorbimento (ADHP), la pompa della torre di raffreddamento P_{CT} e la torre di raffreddamento (CT).
9. il circuito ADHP-STCES (in blu tratteggiato), comprende la pompa di calore ad adsorbimento (ADHP), la pompa a servizio della pompa di calore ad adsorbimento P_{ADHP} e l'accumulo freddo di breve termine STCES;
10. il circuito di distribuzione STCES-Utenze (in blu tratteggiato), comprendere l'accumulo freddo di breve termine STCES, la pompa circuito freddo P_C e l'insieme delle utenze dotate di un sistema di fan-coils (FC).
11. l'impianto elettrico (in marrone) comprende i pannelli fotovoltaici (PV), l'inverter/regolatore di carica, le batterie di accumulo (EB) e la rete elettrica nazionale.

L'impianto di teleraffrescamento proposto CSHCPSS (Figura 5.4.1) grazie ai collettori solari termici catturata l'energia solare che è trasferita, tramite HE1, nell'STTES; la dissipazione del surplus di energia solare termica è ottenuta attraverso un dissipatore di calore a batteria alettata quando la temperatura in uscita di SC è superiore a $95\text{ }^\circ\text{C}$ per evitare l'ebollizione del fluido termovettore. Durante il periodo di raffrescamento (dal 1° Aprile al 14 Novembre) l'energia solare viene trasferita dall'STTES, tramite lo scambiatore HE2, al chiller ad adsorbimento (ADHP); ciò consente di ottenere l'energia frigorifera desiderata che è immagazzinata nell'accumulo freddo di breve termine (STCES) per poi essere fornita alle abitazioni per scopi di raffrescamento. Durante la stagione di riscaldamento (dal 15 Novembre al 31 Marzo), l'energia solare immagazzinata nell'STTES può essere trasferita tramite la rete di distribuzione ai fan-coils installati all'interno delle utenze residenziali per coprire il carico termico.

Sia durante la stagione di raffrescamento che di riscaldamento, nel caso in cui l'energia solare non è in grado di soddisfare le richieste termiche della pompa di calore ad adsorbimento o le richieste di riscaldamento, in aggiunta viene attivato il sistema di back-up (BS).

Se l'energia solare non è immediatamente richiesta per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti, può essere trasferita dal STTES al BTES durante tutto l'anno ("modalità di carica BTES"). Solo durante la stagione di riscaldamento l'energia termica immagazzinata nel BTES può ritornare nel STTES ("modalità di scarica BTES") per integrare il livello di temperatura. Durante la fase di carica, la direzione del flusso va dal centro verso la regione esterna del BTES per ottenere temperature elevate al centro e inferiori ai confini dell'accumulo; la direzione del flusso viene invertita durante la fase di scarica.

Il fluido termovettore è una miscela di acqua e glicole etilenico (60% / 40% in volume).

Nella Tabella 5.4.1 sono riportate principali proprietà del fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico) alla temperatura di $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Tabella 5.4.1. Proprietà del fluido termovettore a 20 °C.

Miscela acqua (60%) e glicole etilenico (40%)	
Calore specifico (kJ/kgK)	3,47
Densità (kg/m ³)	1059
Conducibilità termica (kJ/hmK)	1,49
Viscosità dinamica (kg/mh)	10,33
Coefficiente di dilatazione termica lineare (1/°C)	0,00026

L'acqua calda sanitaria viene prodotta utilizzando un accumulatore termico centralizzato (DHWT), insieme a 6 caldaie individuali IB installate in ogni edificio. Il DHWT presenta una porta (ingresso-uscita) nella quale è inviato il fluido in uscita da HE1 prima di rientrare nel STTES e uno scambiatore di calore interno (HE) utilizzato per preriscaldare l'acqua di rete; nel caso in cui la temperatura dell'ACS in uscita dallo scambiatore interno all'DHWT sia maggiore del target desiderato (45°C), la mandata ACS viene miscelata con l'acqua di rete.

L'energia elettrica prodotta tramite pannelli fotovoltaici è utilizzata per coprire la domanda elettrica dovuta a elettrodomestici, impianti di illuminazione, pompe, fan-coil, ecc.; l'eventuale elettricità in eccesso non utilizzata viene immagazzinata nelle batterie o inviata alla rete elettrica nazionale. Nel caso in cui la domanda elettrica è superiore alla produzione, anche le batterie e /o la rete elettrica nazionale vengono utilizzati per coprire i picchi di richiesta.

Nella Figura 5.4.2 è riportato lo schema dell'impianto di teleriscaldamento Schema17_DHC_EV il quale differisce dallo schema Schema16_DHC solo per la presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV) uno per ogni utenza residenziale. In questo caso ai carichi elettrici dovuti agli elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, pompe e fan-coils si va ad aggiungere la potenza necessaria per la carica delle batterie del veicolo elettrico plug-in. Il profilo di carica dei veicoli elettrici è dettagliato nel paragrafo 4.2.3.3 del CAPITOLO 4.

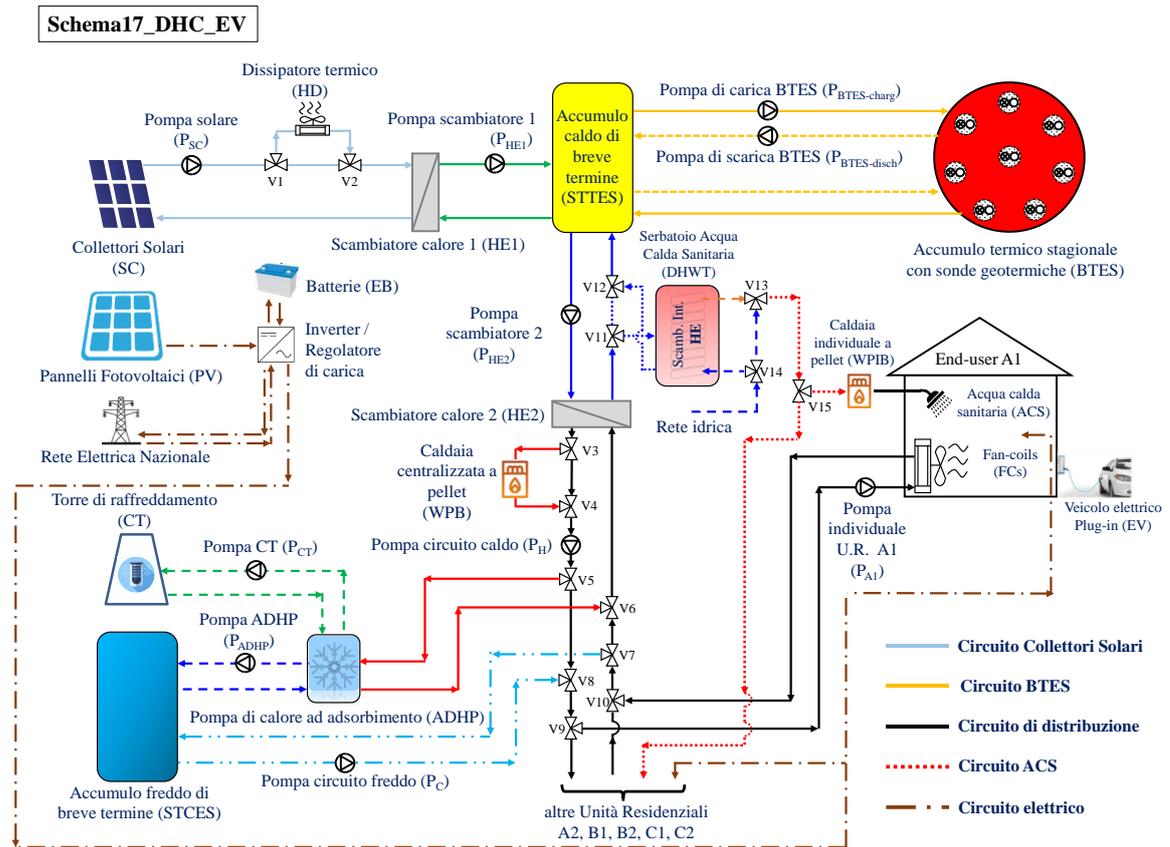


Figura 5.4.2. Schema17_DHC_EV dell'impianto di teleriscaldamento (CSHCPSS).

5.4.2 Caratteristiche dei componenti

Nella Tabella 5.4.2 sono riportate le principali caratteristiche dei componenti dell'impianto di teleraffrescamento (CSHCPSS).

La scelta della tecnologia e della taglia dei componenti è avvenuta tramite un'ampia ed attenta analisi di sensibilità, i cui risultati sono descritti in dettagli nel CAPITOLO 7.

Tabella 5.4.2. Caratteristiche principali dei componenti dello Schema16_DHC e dello Schema17_DHC_EV.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale/netta del singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Numero di collettori	105 (35 stringhe in parallelo con 3 collettori in serie per stringa)
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindro verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	23,9 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Materiale	Serbatoio in acciaio inox S235JR con isolamento in vlies con spessore 150 mm e rivestimento in PVC

Accumulo freddo di breve termine (STCES) [146]	
Tipologia	Cilindro verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	6,0 / 3,5
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico per acqua calda sanitaria (DHWT) [152]	
Tipologia	Cilindro verticale
Volume (m ³) / Altezza (m)	1,0 / 2,0
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Numero di scambiatori di calore ad immersione interni (HE)	1
HE – Altezza di ingresso / Altezza di uscita	nodo 10 / nodo 1
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Volume (m ³) / Raggio del singolo pozzo (m)	435,8 / 0,15
Numero di pozzi (-) / Profondità dei pozzi (m)	8 / 12,43
Conducibilità termica del suolo / materiale di riempimento (W/mK)	3,0 / 5,0
Distanza tra i tubi ad “U” (m) / Distanza tra pozzi (m)	0,0500 / 2,25
Raggio interno / esterno del Tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Materiali	Suolo: tufo vulcanico; Materiale di riempimento: miscela di cemento, dolostone e acqua; Tubi ad “U”: polietilene
Mezzo di accumulo	Suolo
Caldia centralizzata a pellet (WPB) [156]	
Numero di caldaie utilizzate	2 in parallelo
Modello	Famar GEYSIR 34
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	31,8
Potenza termica minima (kW)	9,4
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	92,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	91,4
Caldia individuale a pellet (WPIB) [149]	
Combustibile	Pellet
Potenza termica nominale (kW)	24,1
Potenza termica minima (kW)	7,8
Rendimento in corrispondenza della potenza termica nominale (%)	91,2
Rendimento in corrispondenza della potenza termica minima (%)	90,6
Pompa di calore ad Adsorbimento (ADHP) [36]	
Modello / Potenza frigorifera (kW) / COP max (-)	eCoo 30 ST / up to 50.0 / 0.65
Consumo elettrico massimo (kW)	2,140
Intervallo di temperatura del circuito caldo di alimentazione / raffreddamento / frigorifero (°C)	50 ÷ 95 / 22 ÷ 40 / 8 ÷ 21
Portata volumetrica nominale del circuito caldo di alimentazione / Raffreddamento / Frigorifero (m ³ /h)	7.50 / 17.70 / 8.70
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9

Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	5023.8 / 10047.6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	1808.6 / 3617.1
Pompa HE2 e Pompa circuito caldo	
Portata minima / massima (kg/h)	497.7 / 7942.5
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	170 / 2859
Pompa circuito freddo	
Portata minima / massima (kg/h)	497.7 / 9283.2
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	170 / 3342
Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW) / Portata nominale del fluido termovettore (kg/h) / Potenza elettrica nominale assorbita (W)	1.75 / 323.0 / 30 (velocità minima)
Capacità di raffreddamento nominale (kW) / Portata nominale del fluido termovettore (kg/h) / Potenza elettrica nominale assorbita (W)	2.79 / 515.7 / 42 (velocità massima)

Come sistema di back-up centralizzato sono state utilizzate due caldaie centralizzate a pellet collegate in parallelo (WPB) con potenza complessiva pari a 63.6 kW. La scelta è avvenuta stimando la potenza termica da fornire dal sistema di back-up con l'obiettivo di ottenere in uscita il target di temperatura desiderato (75 °C durante la stagione di raffreddamento e 55 °C durante la stagione di riscaldamento). La stima è stata ottenuta attraverso simulazione in TRNSYS del sistema proposto utilizzando un passo temporale di 1 minuto.

In Figura 5.4.3 è riportata la potenza stimata da fornire con il sistema di back-up per il raggiungimento della temperatura di target in uscita.

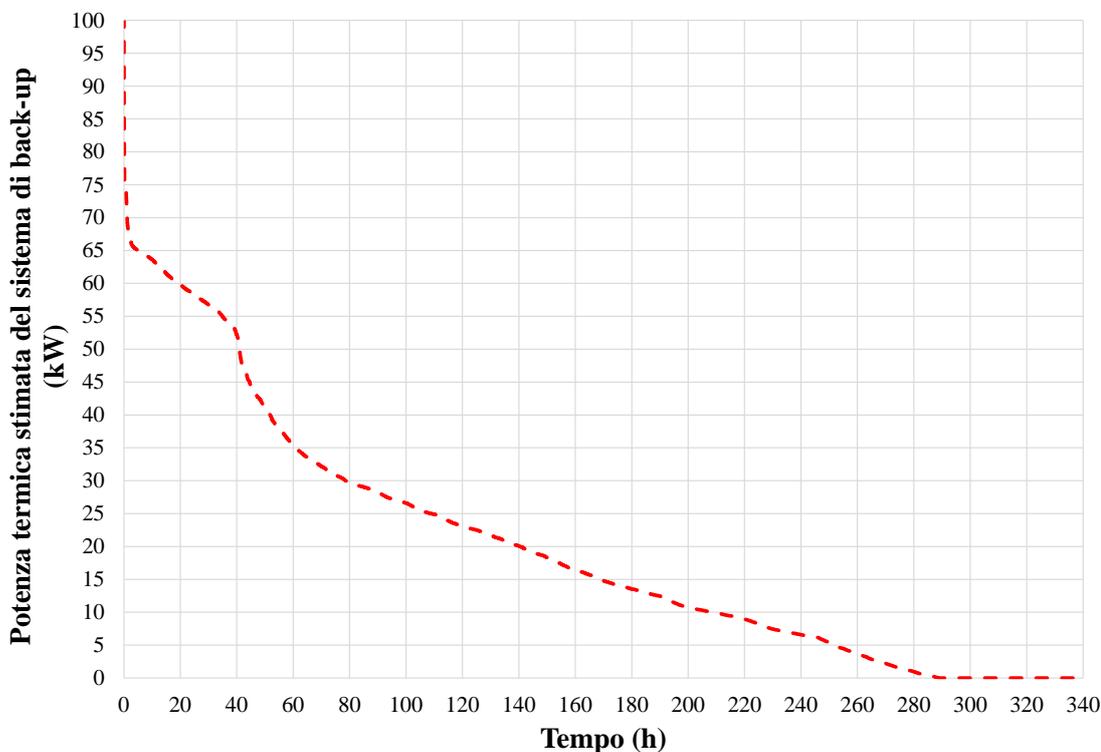


Figura 5.4.3. Valori di potenza termica da fornire dal sistema di back-up per il raggiungimento del target di temperatura desiderato.

Dalla Figura 5.4.3 si evince che la potenza termica che deve esser fornita dalla caldaia principale è inferiore a 64.0 kW per il 97% delle ore di utilizzo

Per la produzione dell'energia frigorifera è utilizzata una pompa di calore ad adsorbimento ADHP al gel di silice. La scelta è avvenuta attraverso l'analisi delle richieste frigorifere delle utenze e dall'analisi dei dati prestazionali della macchina caratterizzata da una potenza frigorifera compresa tra 9,0 kW e 50,0 kW, con un COP che varia tra 0,40 e 0,65 in funzione delle temperature del fluido termovettore nel circuito caldo (tra 50 °C e 95 °C), nel circuito di raffreddamento (da 22 °C a 40 °C) e nel circuito frigorifero (da 8 °C a 21 °C)

5.4.3 Logica di controllo

La durata del periodo di riscaldamento è stata ipotizzata dal 15 Novembre al 31 Marzo secondo [148], mentre la stagione di raffreddamento è stata ipotizzata dal 1 Aprile al 14 Novembre.

La temperatura di target dell'aria umida interna $T_{\text{room, set-point}}$ per soddisfare le esigenze di comfort termico durante la stagione di riscaldamento è stata fissata a 20 °C in accordo a quanto specificato dalla norma UNI EN 12831, mentre è stata assunta pari a 26 °C durante il periodo di raffrescamento. La temperatura all'interno degli edifici T_{room} viene confrontata con quella di target e controllata solo nel caso in cui almeno un occupante sia all'interno delle abitazioni.

La Tabella 5.4.3 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto di teleraffrescamento.

Tabella 5.4.3. Valori di set-point di $T_{MB,target}$ e $T_{STCES,target}$ in funzione della temperatura esterna.

	Stagione di riscaldamento		Stagione di raffrescamento	
	$T_{\text{amb}} \leq 10 \text{ °C}$	$T_{\text{amb}} > 10 \text{ °C}$	$T_{\text{amb}} \leq 28 \text{ °C}$	$T_{\text{amb}} > 28 \text{ °C}$
$T_{\text{WPB,set-point}} \text{ (°C)}$	50	45	75	75
$T_{\text{STCES,set-point}} \text{ (°C)}$	-	-	12	10

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- T_{amb} : temperatura ambiente;
- $T_{\text{WPB,set-point}}$: temperatura di target all'uscita della caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $T_{\text{STCES,set-point}}$: temperatura di target all'interno dell'STCES.

La Tabella 5.4.4 riporta le strategie di controllo per l'attivazione / disattivazione dei componenti dell'impianto di teleraffrescamento.

Tabella 5.4.4. Logica di controllo dello Schema16_DHC e dello Schema17_DHC_EV.

	ON	OFF
Termostato ambiente	<p><u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 19.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$</p> <p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 26.5 \text{ °C}$ AND numero di persone $\neq 0$</p>	<p><u>Stagione di riscaldamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 20.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0</p> <p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{\text{room}} \leq 25.5 \text{ °C}$ OR numero di persone = 0</p>
Pompa individuale & Ventilatore FC	Termostato ambiente ON	Termostato ambiente OFF
Pompa solare (P_{SC}) & Pompa HE1 (P_{H1})	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 90 \text{ °C}$ [con portata variabile da 19.1 kg/h/m ² to 38.1 kg/h/m ²]	$(T_{\text{SC,out}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 90 \text{ °C}$
Pompa BTES (Carica e Scarica)	<p>MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \geq 10 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \geq 60 \text{ °C}$ AND $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$ <u>Stagione di raffrescamento:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \geq 10 \text{ °C}$</p> <p>MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \geq 5 \text{ °C}$ AND $T_{1,\text{STTES}} \leq 60 \text{ °C}$ AND Pompa solare OFF</p>	<p>MODALITÀ DI CARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{10,\text{STTES}} - T_{\text{room,set-point}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} \leq 55 \text{ °C}$ OR $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$ <u>Stagione di raffrescamento:</u> $(T_{1,\text{STTES}} - T_{\text{BTES,center}}) \leq 2 \text{ °C}$</p> <p>MODALITÀ DI SCARICA <u>Stagione di riscaldamento:</u> $(T_{\text{BTES,center}} - T_{10,\text{STTES}}) \leq 2 \text{ °C}$ OR $T_{1,\text{STTES}} > 65 \text{ °C}$ OR Pompa solare OFF</p>
Pompa circuito caldo (P_H)	<p><u>Stagione di riscaldamento:</u> Sempre ON</p> <p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{6,\text{STCES}} \geq (T_{\text{STCES,set-point}} + 3.0 \text{ °C})$</p>	<p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{6,\text{STCES}} \leq T_{\text{STCES,set-point}}$</p>
Pompa circuito freddo (P_C)	<p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{\text{room}} \geq 26.5 \text{ °C}$</p>	<p><u>Stagione di riscaldamento:</u> Sempre OFF</p> <p><u>Stagione di raffrescamento:</u> $(T_{\text{room}} \leq 25.5 \text{ °C})$</p>
Pompa HE2 (P_{H2})	Pompa circuito caldo ON AND $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \geq 5 \text{ °C}$	Pompa circuito caldo OFF OR $(T_{\text{in,HE2,hot}} - T_{\text{in,HE2,cold}}) \leq 2 \text{ °C}$

DHWT	Pompa circuito caldo ON AND $(T_{out,HE2,hot} - T_{6,DHWT}) \geq 5^{\circ}\text{C}$ AND $T_{1,DHWT} \leq 50^{\circ}\text{C}$	Pompa circuito caldo OFF OR $(T_{out,HE2,hot} - T_{6,DHWT}) \leq 2^{\circ}\text{C}$ OR $T_{1,DHWT} > 55^{\circ}\text{C}$
Pompa ADHP (P_{ADHP}) e Pompa CT (P_{CT})	<u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{6,STCES} \geq (T_{STCES,set-point} + 3.0^{\circ}\text{C})$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> Sempre OFF <u>Stagione di raffrescamento:</u> $T_{6,STCES} \leq T_{STCES,set-point}$
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	<u>Stagione di riscaldamento:</u> Termostato ambiente ON AND $T_{out,WPB} < (T_{WPB,set-point} - 5.0^{\circ}\text{C})$ <u>Stagione di raffrescamento:</u> Pompa ADHP ON AND $T_{out,WPB} < (T_{WPB,set-point} - 5.0^{\circ}\text{C})$	<u>Stagione di riscaldamento:</u> Termostato ambiente OFF OR $T_{out,WPB} \geq T_{WPB,set-point}$ <u>Stagione di raffrescamento:</u> Pompa ADHP OFF AND $T_{out,WPB} \geq T_{WPB,set-point}$
Caldaie individuali a pellet (WPIB)	$\dot{m}_{ACS} \neq 0$ AND $T_{out,WPIB} < 40^{\circ}\text{C}$	$\dot{m}_{ACS} = 0$ OR $T_{out,WPIB} \geq 45^{\circ}\text{C}$

I simboli riportati nella precedente tabella hanno il seguente significato:

- $T_{room,set-point}$: temperatura di target dell'ambiente da riscaldare;
- $T_{out,WPIB}$: temperatura in uscita alle singole caldaie individuali a pellet;
- $T_{out,WPB}$: temperatura in uscita alla caldaia centralizzata WPB;
- $T_{BTES,center}$: temperatura del centro del BTES;
- $T_{SC,out}$: temperature in uscita dai collettori solari;
- $T_{10,STTES}$: temperature al nodo 10 dell'STTES;
- $T_{1,STTES}$: temperature al nodo 1 dell'STTES;
- $T_{6,STCES}$: temperature al nodo 6 dell'STCES;
- $T_{in,HE2,hot}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{out,HE2,hot}$: temperatura in uscita allo scambiatore HE2 lato caldo;
- $T_{in,HE2,cold}$: temperatura in ingresso allo scambiatore HE2 lato freddo;
- $T_{6,DHWT}$: temperature al nodo 6 dell'DHWT;
- $T_{1,DHWT}$: temperature al nodo 1 dell'DHWT;
- T_{room} : temperatura dell'ambiente da riscaldare;
- \dot{m}_{ACS} : portata massica per l'acqua calda sanitaria.

Il fluido termovettore fluisce attraverso i fan-coils installati in ogni edificio, quando 1) vi sono esigenze di riscaldamento (temperatura ambiente è inferiore a $19,5^{\circ}\text{C}$) o raffrescamento (temperatura ambiente superiore a $26,5^{\circ}\text{C}$), rilevate da un termostato installato all'interno di ogni utenza e 2) è presente almeno un occupante. La richiesta di potenza termica o frigorifera verrà disabilitata quando la temperatura ambiente raggiunge i $20,5^{\circ}\text{C}$ durante la stagione di riscaldamento o i $25,5^{\circ}\text{C}$ durante la stagione di raffrescamento.

La pompa circuito caldo (P_H) funziona in continuo con una portata variabile tra 497,7 kg/h e 7942,5 kg/h in funzione del numero di edifici che richiedono energia termica per il riscaldamento degli ambienti durante la stagione di riscaldamento e dalla richiesta termica della pompa di calore ad adsorbimento ADHP durante il periodo di raffrescamento. In assenza di richiesta di riscaldamento, durante il periodo invernale, la pompa circuito caldo P_H funziona con la portata minima per evitare un significativo abbassamento della temperatura nella rete di teleriscaldamento. Durante il periodo estivo se non è richiesta energia termica dalla ADHP, la pompa viene disattivata. La portata dalla pompa HE2 presente sul lato caldo dello scambiatore HE2 è impostata allo stesso valore del lato del carico (P_H).

Il set-point per la temperatura di mandata del circuito caldo è di 55 °C durante il periodo di riscaldamento e 75 °C durante il periodo di raffrescamento. Tali livelli di temperatura sono garantiti tramite le due caldaie centralizzate a pellet (WPB), il cui target è fissato a 55 °C con una banda morta di 5 °C durante la stagione di riscaldamento e a 75 °C con una banda morta di 5 °C durante la stagione di raffrescamento.

Quando c'è disponibilità di irradiazione solare (durante tutto l'anno) ed il livello di temperatura nel STTES è sufficientemente basso, il circuito dei collettori solari provvede al recupero dell'energia solare. L'energia solare recuperata viene trasferita, tramite lo scambiatore HE1, al circuito HE1-STTES. Nel caso in cui la temperatura in uscita dal campo di collettori solari risulti maggiore di 95 °C, il fluido termovettore viene inviato al dissipatore termico (HD) in cui, grazie ad una portata d'aria esterna variabile, la temperatura del fluido termovettore stesso viene ridotta fino a raggiungere il suo valore massimo possibile (95 °C) al fine di evitare fenomeni di evaporazione.

L'energia solare trasferita al circuito HE1-STTES viene accumulata nel STTES e, quando vi è richiesta di energia termica ai fini del riscaldamento dal distretto, viene inviata al circuito di distribuzione e, quindi, ai fan-coils installati presso le singole utenze. L'energia solare accumulata nell'STTES è utilizzata inoltre anche ai fini di raffrescamento, in quanto viene utilizzata per alimentare la macchina ADHP.

La stratificazione termica nel STTES è tenuta in debito conto assumendo che nello stesso STTES siano individuabili 10 zone termiche (la n.1, più calda, in alto, e la n.10, più fredda, in basso).

La Tabella 5.4.4 mostra che l'attivazione / disattivazione della pompa solare si basa principalmente sul confronto tra i valori attuali della temperatura al nodo 10 (parte inferiore) dell'STTES e la temperatura del fluido in uscita dal campo solare. Inoltre, la pompa solare è caratterizzata da una portata massica variabile, regolata tra 19.1 kg/h/m² e 38.1 kg/h/m² a seconda della differenza di temperatura in uscita dai collettori solari e la temperatura in fondo all'STTES ($DTS = (T_{SolarField,out} - T_{10, STTES})$). Quando il DTS è inferiore a 10 °C la portata sarà minima, cioè pari a 19.1 kg/h/m². Quando il DTS supera i 10 °C la portata massica viene aumentata di 0,14 kg/h/m² automaticamente ad ogni time-step (a condizione che non venga superata la portata massima) cercando di mantenere DTS uguale a 10 °C. La portata massica, invece, viene ridotta di 0,14 kg/h/m² automaticamente ad ogni time-step (a condizione che

la portata minima non venga superata) se il DTS diventa inferiore a 10 °C (ma superiore a 2 °C).

La pompa di circolazione solare viene spenta quando DTS diventa inferiore a 2 °C.

Nel caso in cui, sia durante la stagione invernale che in quella estiva, si verificano opportune condizioni (livello di temperatura nel STTES opportunamente alto e maggiore di quello nel BTES), l'energia termica accumulata nel STTES viene trasferita (fase di “*carica*”) nel BTES. Tali opportune condizioni, ovviamente, si verificheranno maggiormente nella stagione estiva durante la quale, quindi, sarà caricata nel BTES l'aliquota più significativa dell'energia annualmente trasferita dal STTES al BTES.

Nella stagione invernale, invece, nel caso in cui si verificano specifiche condizioni (temperatura nel STTES minore del livello desiderato e temperatura nel BTES sufficientemente maggiore di quella nel STTES), l'energia termica disponibile nel BTES viene trasferita (fase di “*scarica*”) nel STTES per contribuire, in aggiunta all'energia solare recuperata dai collettori, al soddisfacimento delle richieste di energia termica per il riscaldamento.

La carica / scarica BTES è controllata in base ai valori correnti della temperatura ai nodi 1 (parte superiore) e 10 (parte inferiore) dell'STTES, la temperatura al centro del campo BTES e la temperatura target ambiente (20 °C). Più in dettaglio, durante la modalità di carica BTES la portata, costante, è fissata a 574,2 kg/h; nella modalità di scarica BTES, la portata varia tra 497,7 kg/h e 3782,7 kg/h in funzione del numero di edifici che richiedono energia termica per il riscaldamento degli ambienti durante la stagione di riscaldamento.

La pompa circuito freddo (P_C), durante la stagione estiva, preleva energia frigorifera dell'STCES per trasferirla ai fan-coil presenti all'interno delle utenze residenziali. La pompa P_C funziona in continuo con una portata variabile tra 497,7 kg/h e 9283,2 kg/h in funzione del numero di edifici che richiedono energia frigorifera per il raffrescamento degli ambienti. Anche in assenza di richiesta, la pompa P_C resta attiva con una portata minima per evitare un significativo aumento della temperatura.

Quando la temperatura al nodo 6 dell'STCES ($T_{6, STCES}$) supera i 13 °C viene attivata la ADHP, la quale trasferendo energia termica all'STCES, riporta il valore della temperatura $T_{6, STCES}$ a 10 °C in modo da soddisfare il carico frigorifero. Quando la temperatura al nodo 6 dell'STCES risulta essere minore o uguale a 10 °C si ha lo spegnimento dell'ADHP.

Quando l'ADHP è accesa, la pompa P_H alimenta il circuito caldo dell'ADHP con l'energia solare recuperata dai collettori con un target di temperatura pari a 75°C.

Inoltre, quando l'ADHP è accesa, per il suo funzionamento viene attivata la torre di raffreddamento CT e la relativa pompa P_{CT} .

L'acqua calda sanitaria è prodotta utilizzando un accumulo termico centralizzato (DHWT), insieme a 6 caldaie a pellet individuali WPIB installate in ogni edificio. Il DHWT recupera energia termica dall'circuito STTES-HE2 (in blu) come si evince dalla Figura 5.4.1 quando è attiva la pompa P_H e la temperatura in uscita dal lato caldo di HE2 risulta essere sufficientemente superiore a quella del nodo 6 del DHWT fino a raggiungere un livello di temperatura all'interno dell'DHWT pari a 55 °C. Nel caso in cui la temperatura dell'ACS in uscita dallo scambiatore interno del DHWT è maggiore del target desiderato (45 °C), la

mandata di ACS viene miscelata con l'acqua di rete. In caso contrario, il target è garantito tramite le caldaie individuali a pellet WPIB.

5.5 Software di simulazione

La simulazione del sistema integrato distretto - impianto di teleriscaldamento/teleraffrescamento è stata realizzata tramite il software di simulazione dinamica TRNSYS 17 [43] con riferimento ad un periodo di simulazione complessivo di 5 anni e un tempo di simulazione di 1 minuto.

In questo programma, i sottosistemi sono modellati come componenti individuali (chiamati Type) che possono essere collegati tra loro per creare il modello dell'impianti che si vuole analizzare [15]. Diversi studi sono stati condotti con TRNSYS e molti modelli di simulazione sono stati convalidati da diversi ricercatori sulla base di risultati sperimentali [149,151,157]; questi studi hanno dimostrato che il programma TRNSYS può essere utilizzato nell'analisi di sistemi di riscaldamento e/o raffrescamento solare con un'elevata affidabilità, in modo da poter essere certi dell'accuratezza delle previsioni.

A ciascun componente sono stati applicati modelli di simulazione dettagliati che tengono pienamente conto: (i) del transitorio dei carichi legati alla natura dell'edificio e alla gestione dagli occupanti, (ii) delle caratteristiche di carico parziale dei componenti, (iii) dell'interazione tra i carichi e l'output del sistema e (iv) della gestione e il controllo dell'energia del sistema.

Il software di simulazione dinamica TRNSYS 17 si compone di 3 principali interfacce software:

- Trnsys3d, che si avvale del software di progettazione 3D, SketchUp™ Pro;
- TRNBuild;
- Simulation Studio.

Il distretto descritto nel CAPITOLO 4 precedente è stato dapprima modellato dal punto di vista geometrico/architettonico tramite il software SketchUp™ Pro.

Nella Figura 5.5.1 è riportato il modello del distretto residenziale realizzato con il software SketchUp™ Pro.

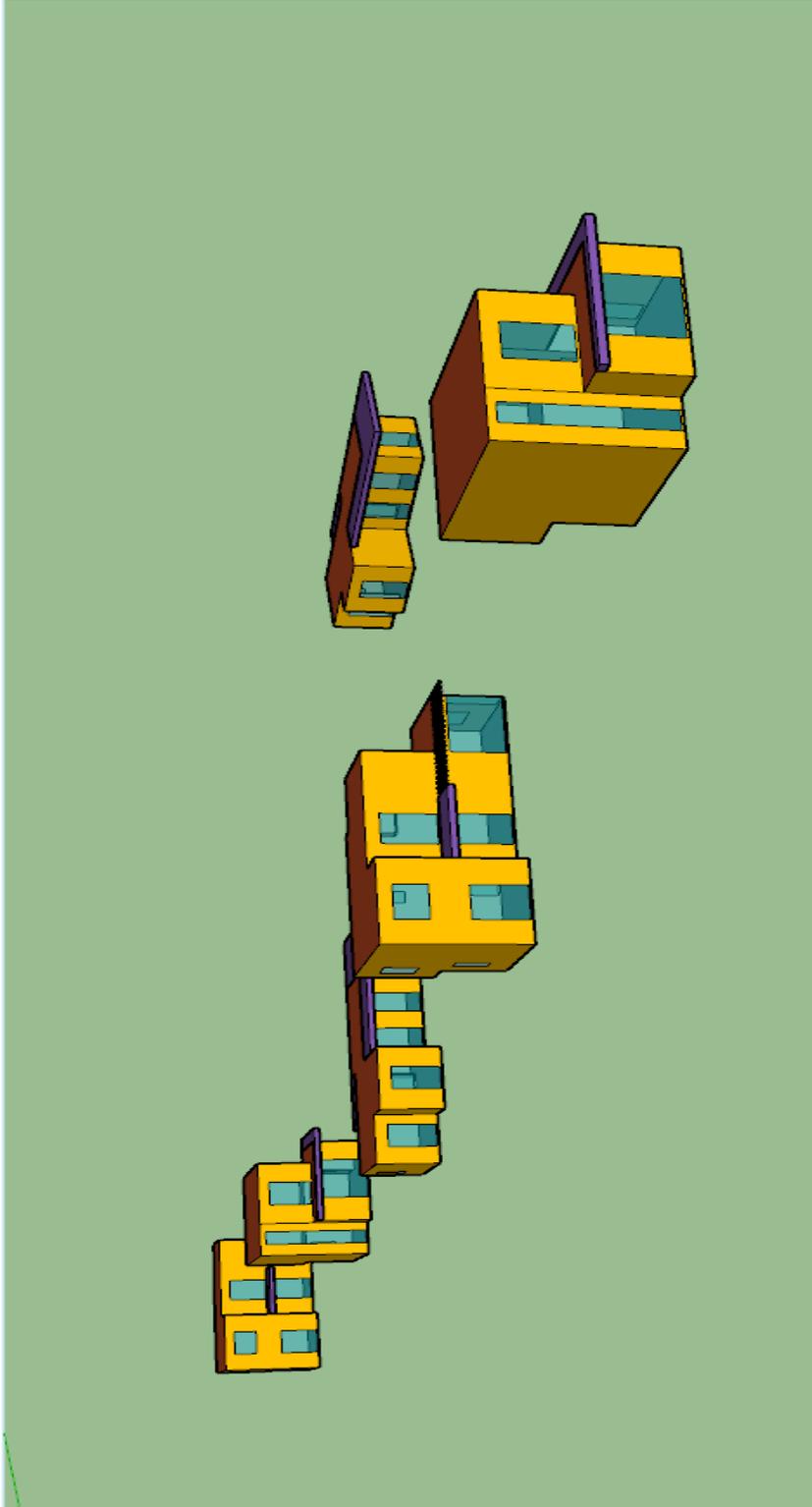


Figura 5.5.1. Modello geometrico del distretto residenziale tramite il software SketchUp™ Pro.

Il modello geometrico realizzato con il software SketchUp™ Pro è stato poi importato nel software TRNBuild tramite il quale è stato individuato il numero di zone termiche (ogni utenza è stata schematizzata con una sola termica), sono state definite le caratteristiche termo-fisiche dei componenti opachi e semi-trasparenti dell'involucro edilizio (adottando i valori di trasmittanza termica indicati nel DM 'Requisiti minimi trasmittanze' del 26/06/2015 per la zona climatica di Napoli e specificati nella Tabella 4.2.2), sono state definite le esposizioni ed è stata specificata la portata volumetrica di aria di infiltrazione. Nella Figura 5.5.2 e nella Figura 5.5.3 sono riportate due schermate generiche del software di TRNBuild. La Figura 5.5.2 mostra la schermata di TRNBuild relativa alla definizione della parte opaca dell'involucro, mentre la Figura 5.5.3 mostra la schermata del software TRNBuild relativa alla definizione delle caratteristiche della parte semi-trasparente dell'involucro.

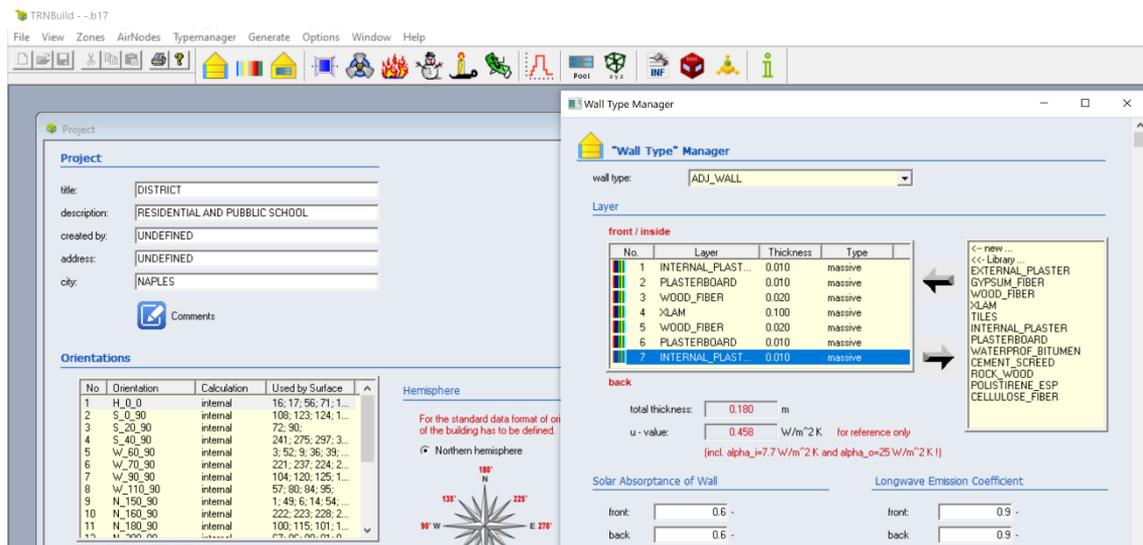


Figura 5.5.2. Schermata di TRNBuild relativa alla definizione della parte opaca dell'involucro

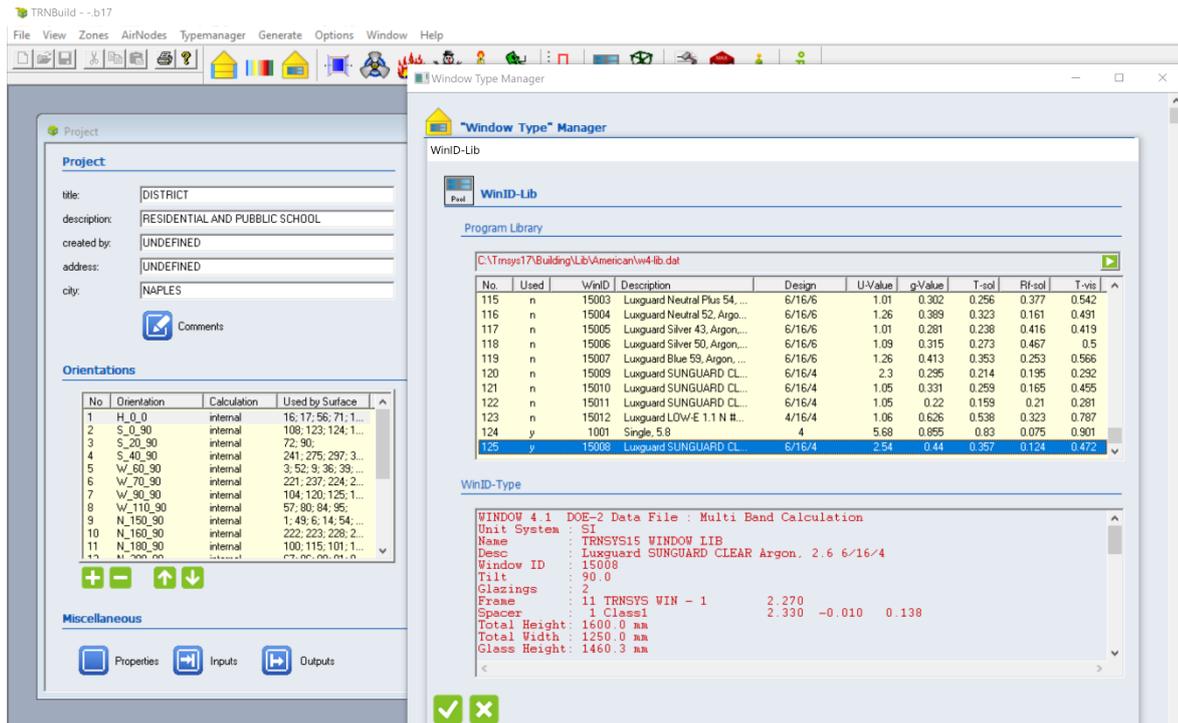


Figura 5.5.3. Schermata di TRNBuild relativa alla definizione della parte semi-trasparente dell'involucro.

Il distretto così modellato con il software TRNBuild è stato infine importato nel software Simulation Studio nel quale ogni singolo componente del sistema distretto-impianto può essere simulato tramite un opportuno modello matematico denominato “Type”. Nella Figura 5.5.4 è riportata una schermata del software Simulation Studio in cui è possibile individuare tutte le “Type” utilizzate nel progetto.

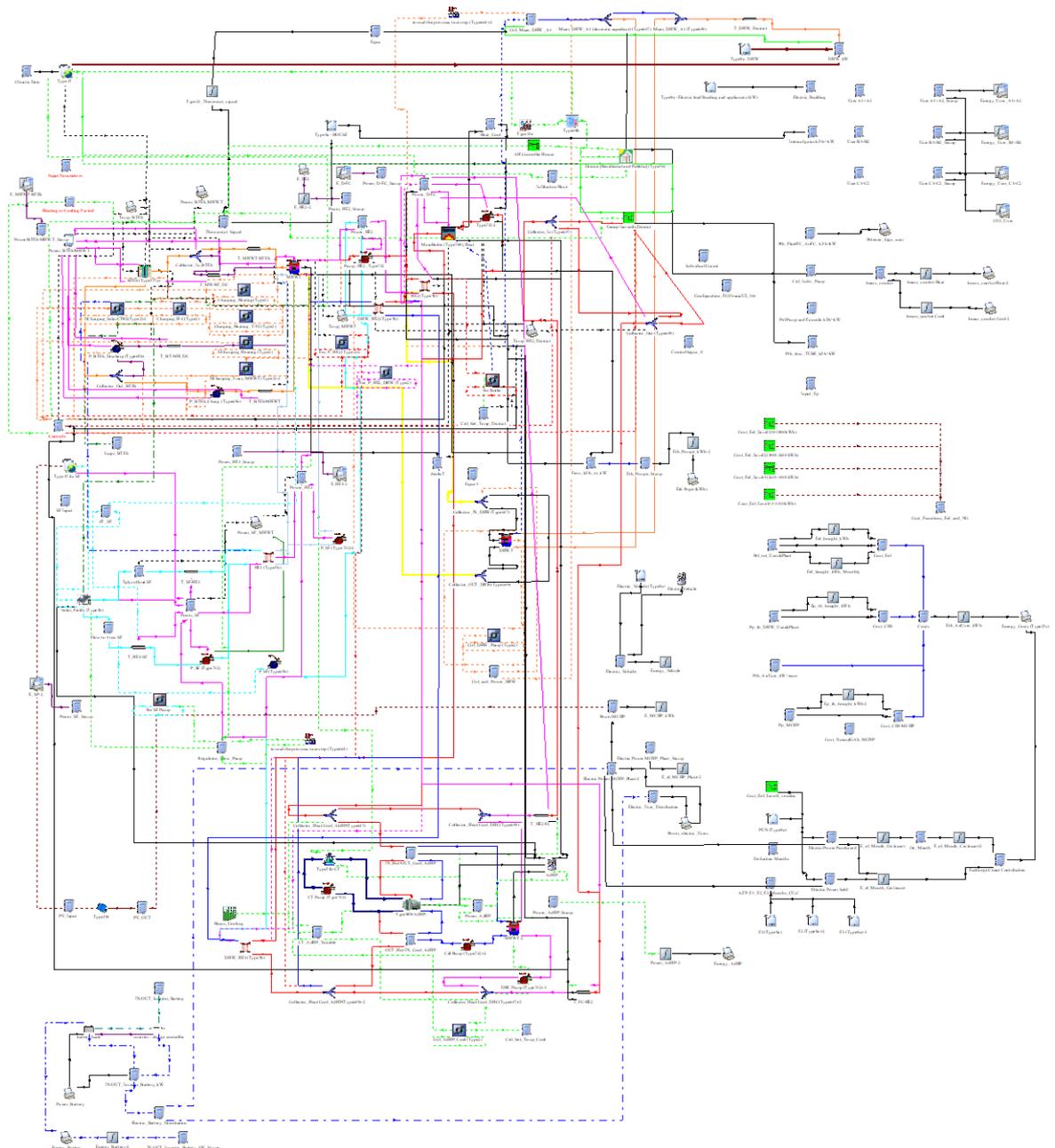


Figura 5.5.4. Schermata di Simulation Studio con le "Type" utilizzate.

5.6 Modelli di simulazione

Le Type usate in questo lavoro di tesi sono state selezionate dalle librerie TRNSYS e integrate con dati sulle prestazioni forniti dai produttori o disponibili nella letteratura scientifica corrente in base alle caratteristiche comuni dei componenti utilizzati nella pratica. La durata del periodo di simulazione (5 anni) è stata definita considerando il tempo necessario per caricare completamente l'accumulo termico stagionale. Il time step di simulazione utilizzato, invece, è pari ad 1 minuto per avere una simulazione dettagliata del comportamento di ogni componente.

Come data di inizio delle simulazioni è stato assunto il 1° Gennaio.

5.6.1 Impianti convenzionali

Gli impianti convenzionali CS_1, CS_2, CS_3 e CS_4 utilizzati per il riscaldamento ed il raffrescamento degli ambienti sono stati modellati e simulati dinamicamente in TRNSYS, al fine di determinare i consumi energetici, le emissioni equivalenti di CO₂ ed i costi operativi necessari per soddisfare il carico elettrico, frigorifero e termico delle utenze.

Nella seguente Tabella 5.6.1 sono indicate le “Type” utilizzate in Simulation Studio per la modellazione e la simulazione di tutti i componenti degli impianti convenzionali.

Tabella 5.6.1. “Type” utilizzate in Simulation Studio.

Componente modellato	Type usata
Utenze	Type 56
Caldaie individuali (CNGIB)	Type 659a
Radiatori (RAD)	Type 1231
File climatico	Type 15
Tubazioni (TT)	Type 31
Controlli	Type 2
Veicoli elettrici	Type 9a
EHP	Type 941

La Type 56 è stata utilizzata per modellare gli edifici che compongono il distretto.

La caldaia individuale a gas naturale (NGIB) è stata modellata con la Type 659a assumendo un'efficienza termica costante, pari al 90%.

I radiatori sono modellati in TRNSYS utilizzando la Type 1231; in particolare ogni singolo radiatore è composto da un numero di elementi che variano in funzione del tipo di residenza (come specificato in Tabella 5.2.1) ed ogni elemento è caratterizzato da una capacità di progetto di 226,4 W con un esponente delta-T di progetto di 1,2890 (nel caso di temperatura media (ingresso-uscita) superficiale di progetto pari a 70°C e temperatura dell'aria di progetto pari a 20 °C).

È stata utilizzata la Type 31 per la modellazione di tubi e la stima delle relative dispersioni termiche, assumendo un coefficiente di scambio termico pari a $0,05 \text{ kJ}/(\text{hm}^2\text{K})$.

Le condizioni climatiche di Napoli sono state modellate attraverso il file dei dati meteorologici messo a disposizione da EnergyPlus [158] e utilizzati in TRNSYS attraverso la Type 15. Tali dati meteorologici hanno durata annuale, quindi, per simulazioni di più anni i dati vengono ripetuti di anno in anno.

La Type 2 è stata utilizzata per la modellazione di tutti controlli necessari ad attuare la logica di accensione/spengimento dell'impianto.

I veicoli elettrici sono stati modellati attraverso la Type 9a, la quale è in grado di leggere i profili di carica dei veicoli riportati all'interno di un file .txt.

Con la Type 941 è stata modellata la macchina frigorifera a compressione di vapore utilizzata alimentata elettricamente utilizzata solo nei sistemi convenzionali CS_3 e CS_4.

5.6.2 Impianto proposto di teleriscaldamento

Per la progettazione e l'analisi dinamica degli impianti proposti si ricorre oggi, sia nel settore edile che in quello energetico, all'utilizzo di software di simulazione. In questo lavoro di tesi è stata utilizzata la piattaforma software TRaNsient SYStems (TRNSYS) 17.

Nella seguente Tabella 5.6.2 sono indicate le "Type" utilizzate in Simulation Studio per la modellazione e simulazione di tutti i componenti.

La Type 56 è stata utilizzata per modellare gli edifici che compongono il distretto.

Per modellare dinamicamente l'accumulo termico stagionale (BTES) è stata utilizzata la Type 557a, la quale considera il BTES come uno scambiatore di calore geotermico che interagisce termicamente con il suolo. Dalla letteratura si evince che molti ricercatori hanno fatto uso di tale Type per la modellazione di sistemi energetici con il BTES [27].

In questa Type il BTES è modellato attraverso un circuito chiuso composto da scambiatori di calore (BHE) installati in fori praticati sotto la superficie del terreno, grazie ai quali avviene il trasferimento di energia termica (carica) o la sottrazione di energia termica (scarica) direttamente al terreno; gli scambiatori di calore sono a singoli tubi a U (realizzati in materiali sintetici).

Il volume di stoccaggio ha la forma di un cilindro con asse di simmetria verticale; all'interno di questo volume, il terreno è considerato uniforme; i pozzi all'interno del volume di stoccaggio sono distribuiti uniformemente secondo una disposizione esagonale. In superficie, sopra il BTES, è posto del materiale termoisolante per ridurre le dispersioni di calore.

Ulteriori dettagli sul modello BTES possono essere trovati in [160]. In questa tesi, le caratteristiche principali di BTES sono state definite sulla base delle informazioni disponibili nella letteratura scientifica corrente [83] e riassunte paragrafo 5.3.1.1 nella Tabella 5.3.3.

La Type 534, utilizzato per modellare l'STTES da $6,0 \text{ m}^3$, si basa sul presupposto che il serbatoio possa essere suddiviso in sotto-volumi uguali completamente miscelati; in questo documento, l'STTES è stato modellato con 10 strati di temperatura per rappresentare meglio

la stratificazione nel serbatoio, dove lo strato superiore è 1 e lo strato inferiore è 10. Il modello del serbatoio è stato calibrato sulla base dei dati del produttore [146].

Tabella 5.6.2. “Type” utilizzate in Simulation Studio per l'impianto di teleriscaldamento.

Componente modellato	Type usata
UtENZE	Type 56 [154]
Collettori Solari Termici (SC)	Type 1b [154]
Panelli Fotovoltaici (PV)	Type 194 [154]
Dissipatore termico (HD)	Type 511 [159]
Accumulo termico di breve termine (STTES)	Type 534 [159]
Accumulo termico stagionale (BTES)	Type 557a [159]
Inverter/ Regolatore di carica	Type 47a [154]
Batterie di accumulo (EB)	Type 48b [154]
Caldaia di back-up principale (NGB e WPB)	Type 700 [159]
Micro-cogeneratori (MCHP-ICE e MCHP-SE)	Type 907 [159]
Scambiatori di calore (HE1 e HE2)	Type 5b [154]
Caldaie individuali (NGIB e WPIB)	Type 659a [159]
Accumulo termico acqua calda sanitaria (DHWT)	Type 534 [159]
Fan-coils (FC)	Type 753e [159]
Pompe (P)	Type 742 [154]
File climatico	Type 15 [154]
Valvole a 3 vie (V)	Type 647 [159]
Tubazioni (TT)	Type 31 [154]
Veicoli elettrici	Type 9a [154]
Controllori	Type 2 [159]

I collettori solari termici piani sono stati modellati utilizzando la Type 1b. In questo modello, l'efficienza del collettore (η_{SC}) è stata modellata dalla seguente equazione:

$$\eta_{SC} = a_0 - a_1 \cdot (T_{in,SC} - T_{amb}) / G \quad 5.6.1$$

dove $T_{in,SC}$ è la temperatura di ingresso del fluido termovettore, T_{amb} è la temperatura ambiente, G è l'irradiazione solare, 0,7484 è il coefficiente a_0 e 16,17 è il coefficiente a_1 .

Il collettore è stato testato in giornate limpide con angolo di incidenza della radiazione solare normale. L'efficienza, nel caso di radiazione non incidenza normalmente, viene corretta mediante l'uso di un modificatore dell'angolo di incidenza K :

$$K = 1 - b_0 \cdot S - b_1 \cdot S^2 \quad 5.6.2$$

dove $S = (1 / \cos\theta - 1)$ dove θ è l'angolo d'incidenza della radiazione solare diretta; in questo articolo, il parametro b_0 assume il valore di 0.103 e il parametro b_1 è considerato uguale a 0. I coefficienti (unità SI) elencati nelle Eq. 5.6.1 e 5.6.2 sono stati basati sui dati del produttore per un singolo collettore a piano [145].

Il dissipatore di calore è stato simulato attraverso la Type 511, che modella una batteria alettata in grado di raffreddare il liquido che fluisce al suo interno tramite una corrente d'aria. Gli scambiatori di calore a piastre controcorrente HE1 e HE2 sono stati modellati con la Type 5b assumendo un coefficiente di scambio termico complessivo pari a 25 W / K per GJ di richiesta termica nel caso dello scambiatore HE2 e 100 W / K per m² di area dei collettori per lo scambiatore HE1, secondo i valori suggeriti da Pahud [83].

Il modello dei pannelli fotovoltaici definito attraverso la Type 194, è descritto in De Soto et al. [153]; in particolare, questo modello è un modello a cinque parametri in grado di prevedere la corrente I e la tensione V, e quindi la potenza erogata al carico:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left(e^{(V + I \cdot R_s)/a} - 1 \right) - (V + I \cdot R_s) / R_{sh} \quad 5.6.3$$

dove $I_L = 18,37$ A, $I_0 = 8,809E-09$ A, $R_s = 0,2136$ Ω, $R_{sh} = 53,6$ Ω; il fattore a (pari a 2,015 V) è definito dall'Eq.5.6.4:

$$a = (N_s \cdot n_1 \cdot k_{Bo} \cdot T_c) / q \quad 5.6.4$$

dove q è la carica dell'elettrone, k_{Bo} è la costante di Boltzmann, n_1 è il fattore di idealità, N_s è il numero di celle in serie e T_c è la temperatura della cella.

La batteria è modellata con la Type 47a [153,154], mentre l'inverter / regolatore di carica è modellato con la Type 48b [153]. La Type 47a specifica come varia nel tempo il livello di carica delle batterie, in base alla potenza elettrica ad esse fornita o sottratta; la Type 48b è composta da due dispositivi, il primo è un regolatore di carica che distribuisce la corrente continua fornita dai pannelli fotovoltaici alle batterie, mentre il secondo dispositivo è l'inverter. L'inverter converte la corrente continua in corrente alternata e la invia al carico e/o alla rete elettrica nazionale.

La caldaia a gas naturale (NGB) è stata modellata con la Type 700 assumendo un'efficienza termica variabile, funzione della potenza termica fornita, secondo i dati sulle prestazioni forniti del produttore [141]:

$$\eta_{NGB} = 0.0015 \cdot P_{th,out,NGB} + 0.8814 \quad 5.6.5$$

Le prestazioni delle unità MCHP sono state definite mediante la Type 907 ipotizzando un funzionamento stazionario semplificato alle condizioni nominali:

- ICE-MCHP: potenza termica = 28,0 kW_{th}, potenza elettrica = 12,0 kW_{el}, rendimento termico = 65,1%, rendimento elettrico = 27,9%;
- SE-MCHP: potenza termica = 26,0 kW_{th}, potenza elettrica = 9,5 kW_{el}, rendimento termico = 67%, rendimento elettrico = 24,5%.

Per quanto riguarda la modellazione delle unità MCHP, va evidenziato che le prestazioni corrispondenti in funzionamento transitorio non sono né fornite dai produttori [150,151] né disponibili nella letteratura scientifica. Inoltre, si può sottolineare che Roselli et al [161] hanno evidenziato che le differenze tra le prestazioni nominali fornite dai produttori e le prestazioni reali ottenute da analisi sperimentale (tenendo conto sia del funzionamento stazionario che transitorio) non sono rilevanti; più in dettaglio, hanno scoperto che la differenza in termini di efficienza elettrica è di circa lo 0,6% per l'ICE-MCHP e dello 0,4% per l'SE-MCHP, rispettivamente, mentre la differenza in termini di efficienza termica è di circa -0,5% per l'ICE-MCHP e 5,2% per SE-MCHP, rispettivamente. Inoltre, nel documento [161] le prestazioni delle unità di micro-cogenerazione indagate in questo documento sono state valutate e confrontate con quelle di molti altri dispositivi MCHP dal punto di vista energetico, economico ed ambientale considerando valori costanti sia per il rendimento termico che elettrico, trascurando completamente il funzionamento transitorio degli impianti.

La Type 700 è stata utilizzata anche per modellare la caldaia a pellet da 24,1 kW_{th} (WPB); in base ai dati sulle prestazioni del produttore [149], per calcolare la sua efficienza in funzione della potenza termica è stata considerata la seguente equazione:

$$\eta_{\text{WPB}} = 0.00037 \cdot P_{\text{th,out,WPB}} + 0.90313 \quad 5.6.6$$

Le caldaie individuali decentralizzate alimentate a gas naturale (NGIB) sono state modellate attraverso la Type 659a ipotizzando una potenza nominale di 26,6 kW_{th} ciascuna, con un rendimento termico costante pari al 90,0%.

Le caldaie individuali decentralizzate a pellet (WPIB) sono state modellate tramite la Type 659a ipotizzando una potenza nominale di 24,1 kW_{th} ciascuna, con un rendimento termico costante pari al 90,6%.

La Type 534 è stata utilizzata anche per modellare i serbatoi individuali per l'acqua calda sanitaria (IDHWT) da 0,189 m³, dotati di scambiatore di calore interno e installati all'interno delle abitazioni per il preriscaldamento dell'acqua di rete; l'IDHWT è stato modellato con 10 strati di temperatura isoterma per rappresentare meglio la stratificazione nel serbatoio, dove lo strato superiore è 1 e lo strato inferiore è 10. Il modello del serbatoio è stato calibrato sulla base dei dati del produttore [152].

I fan coils sono stati modellati utilizzando la Type 753d; questa Type modella il dispositivo utilizzando l'approccio della frazione di bypass per il trattamento della corrente d'aria senza

controllare né la temperatura dell'aria né quella dell'acqua. Il modello è stato calibrato sulla base dei dati prestazionali forniti dal produttore [147].

Sia la rete di distribuzione del distretto che il circuito del campo di collettori solari, in questa analisi, sono stati modellati mediante una coppia di tubi in modo da rappresentare sia il tubo di mandata che quello di ritorno. È stata utilizzata la Type 31 per la modellazione di tubi e la stima delle dispersioni di calore, assumendo un coefficiente di scambio termico pari a $0,05 \text{ kJ}/(\text{hm}^2\text{K})$.

Le pompe a servizio dei vari circuiti sono state modellate con la Type 742.

La Type 2 è stata utilizzata per la modellazione di tutti i controlli necessari ad attuare la logica di accensione/spegnimento dell'impianto.

I veicoli elettrici sono stati modellati attraverso la Type 9a, la quale è in grado di leggere i profili di carica dei veicoli riportati all'interno di un file .txt.

Le condizioni climatiche di Napoli sono state modellate attraverso il file dei dati meteorologici messo a disposizione da EnergyPlus [158]. Tali dati meteorologici hanno durata annuale, quindi, per simulazioni di più anni i dati vengono ripetuti di anno in anno.

5.6.3 Impianto proposto di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

La Tabella 5.6.3 evidenzia i principali moduli componenti (chiamati "Type" nella terminologia TRNSYS) selezionati per la modellazione dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Gli edifici che compongono il distretto sono stati modellati dinamicamente attraverso la Type 56.

L'accumulo termico stagionale BTES utilizzato per l'impianto di teleraffrescamento risulta essere uguale a quello utilizzato per l'impianto di teleriscaldamento, modellato tramite la Type 557a come già descritta nel paragrafo precedente 5.6.2.

L'accumulo caldo di breve termine STTES e l'accumulo freddo di breve termine STCES caratterizzati, rispettivamente da un volume pari a $23,9 \text{ m}^3$ e $6,0 \text{ m}^3$ sono stati modellati con la Type 534. Come già descritto nel paragrafo la Type permette di suddividere il serbatoio in sotto-volumi uguali completamente miscelati al fine di rappresentare al meglio la stratificazione termica del serbatoio. L'STTES e l'STCES sono stati modellati considerando 10 strati dove lo strato superiore è 1 e lo strato inferiore è 10. Il modello dei due serbatoi sono stati calibrati sulla base dei dati del produttore [146].

I collettori solari termici sono stati modellati utilizzando la Type 1b considerando l'efficienza del collettore (η_{sc}) ed il parametro K descritti rispettivamente nel paragrafo precedente 5.6.2 dall'equazione 5.6.1 e 5.6.2.

Il dissipatore di calore è stato simulato attraverso la Type 511, che modella un dispositivo aria-acqua in grado di raffreddare il liquido che fluisce all'interno della batteria alettata.

Gli scambiatori di calore a piastre controcorrente HE1 e HE2 sono stati modellati con la Type 5b come già descritta nel paragrafo precedente 5.6.2.

Il modello dei pannelli fotovoltaici (PV) realizzato attraverso la Type 194 utilizza i parametri descritti nel paragrafo precedente 5.6.2. ed ottenuti le equazioni 5.6.3 e 5.6.4.

Tabella 5.6.3. “Type” utilizzate in Simulation Studio per l’impianto di teleraffrescamento.

Componente modellato	Type usata
Utenze	Type 56 [154]
Collettori Solari Termici (SC)	Type 1b [154]
Panelli Fotovoltaici (PV)	Type 194 [154]
Dissipatore termico (HD)	Type 511 [159]
Accumulo caldo di breve termine (STTES)	Type 534 [159]
Accumulo termico stagionale (BTES)	Type 557a [159]
Accumulo freddo di breve termine (STCES)	Type 534 [159]
Inverter/ Regolatore di carica	Type 47a [154]
Batterie di accumulo (EB)	Type 48b [154]
Caldaia centralizzata a pellet (WPB)	Type 700 [159]
Adsorbitore (ADHP)	Type 909 [159]
Scambiatori di calore (HE1 e HE2)	Type 5b [154]
Caldaie individuali a pellet (WPIB)	Type 659a [159]
Accumulo termico acqua calda sanitaria (DHWT)	Type 534 [159]
Fan-coils (FC)	Type 753e [159]
Pompe (P)	Type 742 [154]
File climatico	Type 15 [154]
Valvole a 3 vie (V)	Type 647 [159]
Tubazioni (TT)	Type 31 [154]
Veicoli elettrici	Type 9a [154]
Controllori	Type 2 [159]

La batteria è modellata con la Type 47a [153,154], mentre l’inverter / regolatore di carica è modellato con la Type 48b [153] come già descritta nel paragrafo precedente 5.6.2.

La Type 700 è stata utilizzata anche per modellare la caldaia a pellet da 31,8 kW_{th} (WPB); in base ai dati sulle prestazioni del produttore [156], per calcolare la sua efficienza in funzione della potenza termica è stata considerata la seguente equazione:

$$\eta_{\text{WPB}} = 0.00036 \cdot P_{\text{th,out,WPB}} + 0.91064 \quad 5.6.7$$

Le caldaie individuali decentralizzate a pellet (WPIB) sono state modellate tramite la Type 659a ipotizzando una potenza nominale di 24,1 kW_{th} ciascuna, con un rendimento termico costante pari al 90,6%.

La Type 534 è stata utilizzata anche per modellare il serbatoio centralizzato per l’acqua calda sanitaria (DHWT) da 1,0 m³, dotato di scambiatore di calore interno. Il DHWT è stato

modellato con 10 strati di temperatura isoterma per rappresentare meglio la stratificazione nel serbatoio, dove lo strato superiore è 1 e lo strato inferiore è 10. Il modello del serbatoio è stato calibrato sulla base dei dati del produttore [152].

La pompa di calore ad adsorbimento ADHP che utilizza l'acqua come refrigerante e il gel di silice come adsorbente, è modellata attraverso la Tipo 909 [159]. Questa Type per la modellazione delle prestazioni dinamiche, si basa su un file dati contenente la capacità e COP normalizzati in funzione della temperatura dell'acqua calda, dell'acqua di raffreddamento e dell'acqua refrigerata. I modelli di simulazione sono stati calibrati sulla base dei dati prestazionali dei produttori [36] o delle informazioni disponibili in letteratura scientifica corrente in base alle caratteristiche comuni dei componenti utilizzati nella pratica. I fan coils sono stati modellati utilizzando la Type 753d; questa Type modella il dispositivo utilizzando l'approccio della frazione di bypass per il trattamento della corrente d'aria senza controllare né la temperatura dell'aria né quella dell'acqua. Il modello è stato calibrato sulla base dei dati prestazionali forniti dal produttore [147].

Sia la rete di distribuzione del distretto che il circuito del campo di collettori solari, in questa analisi, sono stati modellati mediante una coppia di tubi in modo da rappresentare sia il tubo di mandata che quello di ritorno. È stata utilizzata la Type 31 per la modellazione di tubi e la stima delle relative dispersioni termiche, assumendo un coefficiente di scambio termico pari a $0,05 \text{ kJ}/(\text{hm}^2\text{K})$.

Le pompe a servizio dei vari circuiti sono state modellate con la Type 742.

La Type 2 è stata utilizzata per la modellazione di tutti i controlli necessari ad attuare la logica di accensione/spegnimento dell'impianto.

I veicoli elettrici sono stati modellati attraverso la Type 9a, la quale è in grado di leggere i profili di carica dei veicoli riportati all'interno di un file .txt.

Le condizioni climatiche di Napoli sono state modellate attraverso il file dei dati meteorologici messo a disposizione da EnergyPlus [158]. Tali dati meteorologici hanno durata annuale, quindi, per simulazioni di più anni i dati vengono ripetuti di anno in anno.

CAPITOLO 6

Metriche di confronto energetico, economico e di impatto ambientale

6.1 Metriche di confronto energetico, economico e di impatto ambientale

I sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento proposti, descritti nel CAPITOLO 5, sono confrontati con i sistemi di riscaldamento e raffrescamento tradizionali, anch'essi descritti nel CAPITOLO 5, dal punto di vista energetico, economico ed ambientale al fine di individuarne i potenziali benefici. Il confronto è effettuato immaginando gli impianti a servizio della stessa utenza (descritta nel CAPITOLO 4) e utilizzando gli indicatori più diffusi nella letteratura scientifica.

Di seguito sono dettagliati i suddetti indicatori utilizzati per l'analisi energetica, economica e d'impatto ambientale.

6.1.1 Analisi energetica

L'analisi energetica è effettuata in termini di:

- efficienza media dei collettori solari;
- efficienza media dell'accumulo termico stagionale;
- frazione solare termica per il riscaldamento invernale;
- frazione solare termica complessiva;
- frazione termica rinnovabile;
- frazione elettrica rinnovabile;
- frazione totale rinnovabile;
- consumo di energia primaria;
- risparmio di energia primaria.

L'efficienza media dei collettori solari η_{SC} è definita come il rapporto tra l'energia termica netta recuperata dai collettori e l'energia solare globalmente incidente sulla superficie dei collettori:

$$\eta_{SC} = \frac{E_{th,SC,rec}}{E_{th,SC,inc}} \quad 6.1.1$$

dove:

- $E_{th,SC,rec}$ è l'energia solare netta recuperata da tutti i collettori solari;
- $E_{th,SC,inc}$ è l'energia solare globalmente incidente sulla superficie di tutti i collettori solari.

L'efficienza media dell'accumulo termico stagionale (BTES) η_{BTES} è definita come il rapporto tra la quantità di energia termica scaricata dal BTES e la quantità di energia termica caricata nel BTES:

$$\eta_{BTES} = \frac{E_{th,BTES,disch}}{E_{th,BTES,ch}} \quad 6.1.2$$

dove:

- $E_{th,BTES,disch}$ è l'energia termica scaricata dal BTES;
- $E_{th,BTES,ch}$ è l'energia termica caricata nel BTES.

La frazione solare termica per il riscaldamento invernale $SF_{th,heating}$, che rappresenta la percentuale di energia termica per il riscaldamento invernale coperta tramite la fonte solare, è definita come segue:

$$SF_{th,heating} = \frac{E_{th,HE2,cold}}{(E_{th,HE2,cold} + E_{th,NGB} + E_{th,MCHP} + E_{th,WPB})} \quad 6.1.3$$

dove:

- $E_{th,HE2,cold}$ è l'energia solare fornita al distretto, scambiata in corrispondenza del lato freddo dello scambiatore HE2;
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,MCHP}$ è l'energia termica fornita dal micro-cogeneratore MCHP;
- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;

La frazione solare termica complessiva SF_{th} , che rappresenta la percentuale di energia termica fornita dall'impianto proposto proveniente da fonte solare, è definita come segue:

$$SF_{th} = \frac{E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT}}{(E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT} + E_{th,NGB} + E_{th,MCHP} + E_{th,WPB} + E_{th,HE-IDHWT} + E_{th,NGIB} + E_{th,WPIB})} \quad 6.1.4$$

dove:

- $E_{th,HE2,cold}$ è l'energia solare fornita al distretto, scambiata in corrispondenza del lato freddo dello scambiatore HE2;
- $E_{th,HE,DHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al DHWT centralizzato per la produzione di acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,MCHP}$ è l'energia termica fornita dal micro-cogeneratore MCHP;

- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{th,HE,IDHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al IDHWT individuale per la produzione dell'acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- $E_{th,WPIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a pellet WPIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria.

La frazione termica rinnovabile RF_{th} è 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 degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria:

$$RF_{th} = \frac{E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT} + E_{th,WPB} + E_{th,WPIB}}{\left(E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT} + E_{th,NGB} + E_{th,MCHP} + \right.} \quad 6.1.5$$

$$\left. + E_{th,WPB} + E_{th,HE-IDHWT} + E_{th,NGIB} + E_{th,WPIB} \right)$$

dove:

- $E_{th,HE2,cold}$ è l'energia solare fornita al distretto, scambiata in corrispondenza del lato freddo dello scambiatore HE2;
- $E_{th,HE,DHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al DHWT centralizzato per la produzione di acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,MCHP}$ è l'energia termica fornita dal micro-cogeneratore MCHP;
- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{th,HE,IDHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al IDHWT individuale per la produzione dell'acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- $E_{th,WPIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a pellet WPIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria.

La frazione elettrica rinnovabile RF_{el} è 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:

$$RF_{el} = \frac{E_{el,PV}}{E_{el,tot,load}} \quad 6.1.6$$

dove:

- $E_{el,PV}$ è l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici PV;
- $E_{el,tot,load}$ è l'energia elettrica totale richiesta dal carico (impianto più utenze residenziali).

L'energia elettrica totale richiesta risulta essere così definita:

$$E_{el,tot,load} = E_{el,P_{sc}} + E_{el,P_{HE1}} + E_{el,P_{HE2}} + E_{el,P_{BTES-charge}} + E_{el,P_{BTES-discharge}} + E_{el,P_H} + \\ + E_{el,HD} + E_{el,CT} + E_{el,P_{CT}} + E_{el,P_C} + E_{el,ADHP} + E_{el,P_{ADHP}} + E_{el,ind.pumps} + \\ + E_{el,fan-coils} + E_{el,lighting} + E_{el,domestic appliances} + E_{el,EV} \quad 6.1.7$$

dove:

- $E_{el,P_{sc}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa solare P_{sc} ;
- $E_{el,P_{HE1}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa dello scambiatore 1 P_{HE1} ;
- $E_{el,P_{HE2}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa dello scambiatore 2 P_{HE2} ;
- $E_{el,P_{BTES-charge}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa di carica del BTES $P_{BTES-charge}$;
- $E_{el,P_{BTES-discharge}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa di scarica del BTES $P_{BTES-discharge}$;
- E_{el,P_H} è l'energia elettrica richiesta dalla pompa distretto/circuito caldo P_H ;
- $E_{el,HD}$ è l'energia elettrica richiesta dal dissipatore di calore HD;
- $E_{el,CT}$ è l'energia elettrica richiesta dalla torre di raffreddamento CT;
- $E_{el,P_{CT}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa P_{CT} ;
- E_{el,P_C} è l'energia elettrica richiesta dalla pompa circuito freddo P_C ;
- $E_{el,ADHP}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa di calore ad adsorbimento ADHP;
- $E_{el,P_{ADHP}}$ è l'energia elettrica richiesta dalla pompa P_{ADHP} ;
- $E_{el,ind.pumps}$ è l'energia elettrica richiesta da tutte le pompa individuali delle utenze residenziali (P_{A1} , P_{A2} , P_{B1} , P_{B2} , P_{C1} e P_{C2});
- $E_{el,fan-coils}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti i fan-coils installati all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,lighting}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli apparecchi di illuminazione installati all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,domestic appliances}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli elettrodomestici presenti all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,EV}$ è l'energia elettrica richiesta per la ricarica dei veicoli elettrici EV per tutte le utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2).

La frazione totale rinnovabile RF_{tot} è 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:

$$RF_{tot} = \frac{E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT} + E_{th,WPB} + E_{th,WPIB} + E_{el,PV}}{\left(\begin{array}{l} E_{th,HE2,cold} + E_{th,HE-DHWT} + E_{th,NGB} + E_{th,MCHP} + \\ + E_{th,WPB} + E_{th,HE-IDHWT} + E_{th,NGIB} + E_{th,WPIB} + E_{el,tot,load} \end{array} \right)} \quad 6.1.8$$

dove:

- $E_{th,HE2,cold}$ è l'energia solare fornita al distretto, scambiata in corrispondenza del lato freddo dello scambiatore HE2;
- $E_{th,HE,DHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al DHWT centralizzato per la produzione di acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,MCHP}$ è l'energia termica fornita dal micro-cogeneratore MCHP;
- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{th,HE,IDHWT}$ è l'energia termica fornita dallo scambiatore HE interno al IDHWT individuale per la produzione dell'acqua calda sanitaria per tutte le singole utenze residenziali;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- $E_{th,WPIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a pellet WPIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- $E_{el,PV}$ è l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici PV;
- $E_{el,tot,load}$ è l'energia elettrica totale richiesta dal carico (impianto più utenze residenziali) definita dall'equazione 6.1.7.

Il consumo totale di energia primaria del sistema proposto $E_{p,TOT}^{PS}$ risulta essere così definito:

$$E_{p,TOT}^{PS} = E_{th,NGB} / \eta_{NGB} + E_{th,WPB} / \eta_{WPB} + E_{p,MCHP} + \\ + E_{th,NGIB} / \eta_{NGIB} + E_{th,WPIB} / \eta_{WPIB} + E_{el,import} / \eta_{PP} \quad 6.1.9$$

dove:

- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- η_{NGB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- η_{WPB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{p,MCHP}$ è l'energia primaria richiesta dal micro-cogeneratore MCHP;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- η_{NGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale NGIB;
- $E_{th,WPIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a a pellet NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;

- η_{WPIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a pellet WPIB;
- $E_{el,import}$ è l'energia elettrica importata dalla rete elettrica nazionale, calcolata istante per istante come la differenza tra l'energia totale richiesta dal carico e quella prodotta dai pannelli fotovoltaici PV, dal MCHP o fornita dalle batterie di accumulo (EB);
- η_{PP} è il rendimento medio della rete elettrica nazionale (comprensivo di perdite di distribuzione e vettoriamento) assunto pari al 42% [162].

Il consumo totale di energia primaria del sistema convenzionale di riferimento $E_{p,TOT}^{CS}$ risulta essere così definito:

$$E_{p,TOT}^{CS} = E_{th,CNGIB} / \eta_{CNGIB} + E_{el,CNGIB,pump} / \eta_{PP} + E_{el,EHP} / \eta_{PP} + (E_{el,lighting} + E_{el,domestic appliances}) / \eta_{PP} \quad 6.1.10$$

dove:

- $E_{th,CNGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- η_{CNGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- $E_{el,CNGIB,pump}$ è l'energia elettrica richiesta da tutte le pompa individuali presenti all'interno delle caldaie individuali CNGIB utilizzate solo per esigenze di riscaldamento delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- η_{PP} è il rendimento medio della rete elettrica nazionale (comprensivo di perdite di distribuzione e vettoriamento) assunto pari al 42% [162].
- $E_{el,EHP}$ è l'energia elettrica richiesta dalle macchine frigorifere EHP installate all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,lighting}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli apparecchi di illuminazione installati all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,domestic appliances}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli elettrodomestici presenti all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2).

Il PES (Primary Energy Saving) è l'indice utilizzato per il confronto dei consumi di energia primaria tra il sistema proposto $E_{p,TOT}^{PS}$ e il sistema convenzionale di riferimento $E_{p,TOT}^{CS}$ ed è calcolato con la seguente formula:

$$PES = (E_{p,TOT}^{CS} - E_{p,TOT}^{PS}) / E_{p,TOT}^{CS} \quad 6.1.11$$

dove:

- $E_{p,TOT}^{CS}$ è il consumo totale di energia primaria del sistema convenzionale;
- $E_{p,TOT}^{PS}$ è il consumo totale di energia primaria del sistema proposto;

Un valore positivo del PES indica che il sistema proposto consuma meno energia primaria del corrispondente sistema di riferimento e viceversa.

6.1.2 Analisi di impatto ambientale

La valutazione delle emissioni inquinanti prodotte da un sistema a combustione può essere ottenuta utilizzando l'approccio suggerito da Chicco e Mancarella [163]. Secondo questo approccio, la massa m_p di un dato inquinante p emessa durante la produzione di energia E a seguito di una combustione può essere calcolata come $m_p = X \times E$ dove X è il fattore di emissione [163]. Il fattore di emissione dipende da molteplici variabili operative e strutturali, ad esempio, il funzionamento a carico parziale, l'età, lo stato di manutenzione, le condizioni esterne, i sistemi di abbattimento degli inquinanti e così via.

In questo lavoro di tesi le emissioni equivalenti di anidride carbonica associate al sistema proposto sono state confrontate con quelle del sistema tradizionale di riferimento.

Le emissioni equivalenti di anidride carbonica per il sistema proposto $m_{CO_2}^{PS}$ sono calcolate con la seguente formula:

$$m_{CO_2}^{PS} = \beta_{NG} \times \left(\frac{E_{th,NGB}}{\eta_{NGB}} + \frac{E_{th,NGIB}}{\eta_{NGIB}} + E_{p,MCHP} \right) + \beta_{WP} \times \left(\frac{E_{th,WPB}}{\eta_{WPB}} + \frac{E_{th,WPIB}}{\eta_{WPIB}} \right) + \alpha \times E_{el,import} \quad 6.1.12$$

dove:

- β_{NG} è il fattore di emissione di anidride carbonica associato al consumo di gas naturale, assunto pari a 0,207 kgCO_{2,eq}/kWh_p in accordo a suggerito in [162] (ovvero si assume una produzione di 0,207 kg equivalenti di CO₂ per ogni kWh di energia primaria consumata bruciando gas naturale).
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- η_{NGB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- η_{NGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale NGIB;
- $E_{p,MCHP}$ è l'energia primaria richiesta dal micro-cogeneratore MCHP;
- β_{WP} è il fattore di emissione associato al consumo di pellet delle caldaie, assunto pari a 0,049 kgCO_{2,eq}/kWh in accordo a quanto indicato in [164] (ovvero si assume una produzione di 0,049 kg di CO₂ equivalenti per ogni kWh di energia primaria consumata bruciando pellet).
- $E_{th,WPB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- η_{WPB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{th,WPIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a pellet NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- η_{WPIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a pellet WPIB;

- α è il fattore di emissione di anidride carbonica associato al consumo di energia elettrica, assunto pari a $0,573 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in accordo a quanto indicato in [162] con riferimento allo scenario italiano (ovvero si assume una produzione di $0,573 \text{ kg}$ di CO_2 per ogni kWh di energia elettrica consumata con riferimento al parco termoelettrico italiano);
- $E_{\text{el,import}}$ è l'energia elettrica importata dalla rete elettrica nazionale, calcolata istante per istante come la differenza tra l'energia totale richiesta dal carico e quella prodotta dai pannelli fotovoltaici PV, dall'MCHP o fornita dalle batterie di accumulo (EB);

Le emissioni equivalenti di anidride carbonica del sistema convenzionale di riferimento $m_{\text{CO}_2}^{\text{CS}}$ sono calcolate con la seguente formula:

$$m_{\text{CO}_2}^{\text{CS}} = \beta_{\text{NG}} \times E_{\text{th,CNGIB}} / \eta_{\text{CNGIB}} + \alpha \times \left(E_{\text{el,CNGIB,pump}} + E_{\text{el,EHP}} + E_{\text{el,EV}} + E_{\text{el,lighting}} + E_{\text{el,domestic appliances}} \right) \quad 6.1.13$$

dove:

- β_{NG} è il fattore di emissione di anidride carbonica associato al consumo di gas naturale, assunto pari a $0,207 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_p$ in accordo a suggerito in [162] (ovvero si assume una produzione di $0,207 \text{ kg}$ equivalenti di CO_2 per ogni kWh di energia primaria consumata bruciando gas naturale).
- $E_{\text{th,CNGIB}}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- η_{CNGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- α è il fattore di emissione di anidride carbonica associato al consumo di energia elettrica, assunto pari a $0,573 \text{ kgCO}_{2,\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in accordo a quanto indicato in [162] con riferimento allo scenario italiano (ovvero si assume una produzione di $0,573 \text{ kg}$ di CO_2 per ogni kWh di energia elettrica consumata con riferimento al parco termoelettrico italiano);
- $E_{\text{el,CNGIB,pump}}$ è l'energia elettrica richiesta da tutte le pompa individuali presenti all'interno delle caldaie individuali CNGIB utilizzate solo per esigenze di riscaldamento delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{\text{el,EHP}}$ è l'energia elettrica richiesta dalle macchine frigorifere EHP installate all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{\text{el,EV}}$ è l'energia elettrica richiesta per la ricarica dei veicoli elettrici EV per tutte le utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{\text{el,lighting}}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli apparecchi di illuminazione installati all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{\text{el,domestic appliances}}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli elettrodomestici presenti all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);

Il ΔCO_2 è l'indice utilizzato per il confronto delle emissioni equivalenti di anidride carbonica del sistema proposto $m_{CO_2}^{PS}$ con quelle riferite al sistema convenzionale di riferimento

$m_{CO_2}^{CS}$ ed è calcolato con la seguente formula:

$$\Delta CO_2 = \left(m_{CO_2}^{CS} - m_{CO_2}^{PS} \right) / m_{CO_2}^{CS} \quad 6.1.14$$

dove:

- $m_{CO_2}^{CS}$ rappresenta le emissioni equivalenti di anidride carbonica del sistema proposto;
- $m_{CO_2}^{PS}$ rappresenta le emissioni equivalenti di anidride carbonica del sistema proposto

6.1.3 Analisi economica

L'analisi economica è stata condotta sia in termini di costi di esercizio che in termini di costi di investimento tramite il calcolo del periodo di ritorno dell'investimento (SPB).

6.1.3.1 Analisi dei costi di esercizio

Il costo di esercizio dell'impianto è rappresentato dalla sommatoria dei costi annuali associati al normale funzionamento dell'impianto stesso. In questo lavoro di tesi i costi d'esercizio associati al sistema proposto sono stati confrontati con quelli associati al sistema tradizionale di riferimento.

Il costo di esercizio associato al sistema proposto è stato ottenuto con la seguente formula:

$$\begin{aligned} OC^{PS} = & UC_{NG} \times E_{th,NGB} / (LHV_{NG} \times \rho_{NG} \times \eta_{NGB}) + \\ & + UC_{NG} \times E_{th,NGIB} / (LHV_{NG} \times \rho_{NG} \times \eta_{NGIB}) + \\ & + UC_{NG,MCHP} \times E_{p,MCHP} / (LHV_{NG} \times \rho_{NG}) + \\ & + UC_{WP} \times E_{th,WPB} / (LHV_{WP} \times \eta_{WPB}) + \\ & + UC_{WP} \times E_{th,WPIB} / (LHV_{WP} \times \eta_{WPIB}) + \\ & + UC_{el} \times E_{el,import} - UC_{el,sold} \times E_{el,exported} \end{aligned} \quad 6.1.15$$

dove:

- UC_{NG} è il costo unitario del gas naturale [165];
- $E_{th,NGB}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- LHV_{NG} è il potere calorifico inferiore del gas naturale, assunto pari a 49599,0 kJ/kg [162];
- ρ_{ng} è la densità del gas naturale, assunto pari a 0,72 kg/m³ [162];
- η_{NGB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a gas naturale NGB;
- $E_{th,NGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;

- η_{NGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale NGIB assunto pari al 90.0%;
- $UC_{\text{NG,MCHP}}$ è il costo unitario del gas naturale consumato dal MCHP [165];
- $E_{\text{p,MCHP}}$ è l'energia primaria richiesta dal micro-cogeneratore MCHP;
- UC_{WP} è il costo unitario del pellet [164];
- $E_{\text{th,WPB}}$ è l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata a pellet WPB;
- LHV_{WP} è il potere calorifico del pellet assunto pari a 16704,30 kJ/kg [166];
- η_{WPB} è il rendimento termico della caldaia centralizzata a pellet WPB;
- $E_{\text{th,WPIB}}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a pellet NGIB per la produzione dell'acqua calda sanitaria;
- η_{WPIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a pellet WPIB assunto pari al 90.6%;
- UC_{el} è il costo unitario dell'energia elettrica;
- $E_{\text{el,import}}$ è l'energia elettrica importata dalla rete elettrica nazionale, calcolata istante per istante come la differenza tra l'energia totale richiesta dal carico e quella prodotta dai pannelli fotovoltaici PV, dall'MCHP o fornita dalle batterie di accumulo (EB);
- $UC_{\text{el,sold}}$ è il costo unitario dell'energia elettrica venduta attraverso la rete elettrica nazionale;
- $E_{\text{el,exported}}$ è l'energia elettrica venduta attraverso la rete elettrica nazionale, pari al surplus dell'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici PV e/o dall'MCHP, cioè la quota non consumata per coprire il carico elettrico o per ricaricare le batterie di accumulo (EB).

I costi unitari del gas naturale, del pellet e dell'energia elettrica prelevata ed immessa nella rete elettrica nazionale utilizzati in questo lavoro di tesi sono coerenti con il quadro tariffario italiano.

Per il costo unitario del gas naturale UC_{NG} (Tabella 6.1.1) è stata considerata la sua variazione dinamica in funzione della regione italiana in cui si consuma il gas naturale e la fascia di consumo cumulato di gas naturale; in particolare, i valori di UC_{NG} sono compresi tra 0,591 €/Sm³ e 0,981 €/Sm³ a Napoli [165].

Tabella 6.1.1. Costo unitario gas naturale suddiviso per tipologie di utilizzo e fasce di consumo per la città di Napoli [165].

Consumo cumulativo del gas naturale (Sm ³ /anno)	Costo unitario del gas naturale per uso cogenerativo (€/sm ³)	Costo unitario del gas naturale per uso residenziale (€/sm ³)
da 0 a 120	0,5625158	0,590568
da 120 a 480	0,768579	0,903331
da 480 a 1560	0,818788	0,949941
da 1560 a 5000	0,81342	0,981173
da 5000 a 8000	0,768134	0,935886
da 80000 a 200000	0,701888	0,86964

Il costo unitario del gas naturale consumato dal MCHP $UC_{NG,MCHP}$ (Tabella 6.1.1) gode di uno sgravio fiscale in quanto viene utilizzato ai fini cogenerativi; i valori di $UC_{NG,MCHP}$ sono compresi tra $0,563 \text{ €/Sm}^3$ e $0,819 \text{ €/Sm}^3$ a Napoli [165].

Il costo unitario del pellet UC_{WP} varia in base all'essenza di legno, alla sua purezza, alla certificazione del marchio e alla quantità di acquisto, partendo da un prezzo minimo al dettaglio di $0,221 \text{ €/kg}$ fino ad un massimo di $0,334 \text{ €/kg}$ per un sacchetto di 15 kg [164]. Il costo unitario del pellet adottato nel presente lavoro di tesi è stato assunto costante e pari $0,290 \text{ €/kg}$ in coerenza con quanto indicato in [164] per lo scenario italiano.

Il costo unitario dell'energia elettrica acquistata UC_{el} varia a seconda della regione italiana in cui si consuma l'energia elettrica, dell'ora del giorno, del giorno della settimana, nonché del livello di consumo cumulativo di energia elettrica. I valori di UC_{el} considerati in questo lavoro di tesi sono riportati nelle Figura 6.1.1a/b per la città di Napoli [165], evidenziando un range di variazione compreso tra $0,121 \text{ €/kWh}$ e $0,301 \text{ €/kWh}$.

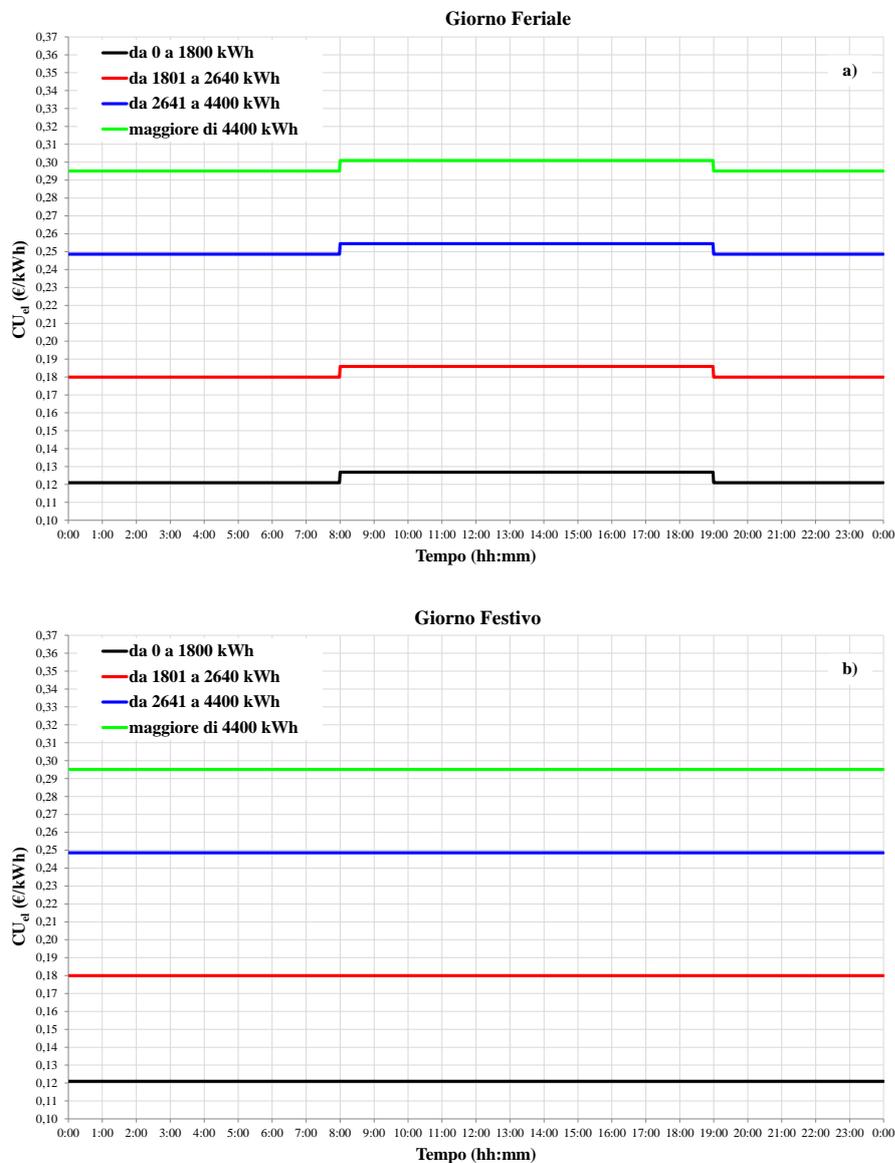


Figura 6.1.1. Costi unitari dell'energia elettrica acquistata dalla rete elettrica nazionale (a) durante un giorno feriale e (b) durante un giorno festivo.

Per quanto riguarda i ricavi associati all'energia elettrica venduta $UC_{el,sold}$ alla rete elettrica nazionale, in questa tesi, si fa riferimento alle regole tecniche del servizio di scambio sul posto previste dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [89]. Il prezzo unitario dell'energia elettrica venduta $UC_{el,sold}$ viene calcolato su base mensile mediante la seguente formula:

$$UC_{el,sold} = \min [PUN_{avg}; PZ_{avg}] + UC_{Sf} \quad 6.1.16$$

dove:

- PUN_{avg} è il prezzo unico nazionale medio mensile;
- PZ_{avg} è prezzo zonale medio mensile;
- UC_{Sf} è la tariffa dedicata al supporto della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e dispositivi di cogenerazione.

I valori di PUN variano in funzione dell'ora, oscillando tra un minimo di 10 €/MWh_{el} fino ad un massimo di 170 €/MWh_{el}, il PUN_{avg} è calcolato come la media mensile dei PUN orari di ogni mese. I valori di PZ dipendono dall'ora del giorno e dal mese dell'anno, variando tra 32 €/MWh_{el} e 78 €/MWh_{el}, il PZ_{avg} è ottenuto dalla media mensile dei PZ orari di ogni mese. Il valore di UC_{Sf} è di 47,51 € / MWh_{el} nel caso in cui la quantità annua di energia elettrica venduta in rete non sia superiore a 1800 kWh_{el}, mentre è pari a 79,08 € / MWh_{el} per una quantità annua di energia elettrica ceduta in rete maggiore di 1800 kWh_{el} [164].

I prezzi presi come riferimento per questo lavoro di tesi sono quelli dell'anno 2018.

Il costo di esercizio associato al sistema convenzionale di riferimento è stato ottenuto con la seguente formula:

$$OC^{PS} = UC_{NG} \times E_{th,CNGIB} / (LHV_{NG} \times \rho_{NG} \times \eta_{CNGIB}) + UC_{el} \times \left(E_{el,CNGIB,pump} + E_{el,EHP} + E_{el,EV} + E_{el,lighting} + E_{el,domestic\ appliances} \right) \quad 6.1.17$$

dove:

- UC_{NG} è il costo unitario del gas naturale [165];
- $E_{th,CNGIB}$ è l'energia termica totale prodotta dalle singole caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- LHV_{NG} è il potere calorifico inferiore del gas naturale, assunto pari a 49599,0 kJ/kg [162];
- ρ_{ng} è la densità del gas naturale, assunto pari a 0,72 kg/m³ [162];
- η_{CNGIB} è il rendimento termico delle caldaie individuali a gas naturale CNGIB;
- UC_{el} è il costo unitario dell'energia elettrica;
- $E_{el,CNGIB,pump}$ è l'energia elettrica richiesta da tutte le pompa individuali presenti all'interno delle caldaie individuali CNGIB utilizzate solo per esigenze di riscaldamento delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,EHP}$ è l'energia elettrica richiesta dalle macchine frigorifere EHP installate all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);

- $E_{el,EV}$ è l'energia elettrica richiesta per la ricarica dei veicoli elettrici EV per tutte le utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,lighting}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli apparecchi di illuminazione installati all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2);
- $E_{el,domestic appliances}$ è l'energia elettrica richiesta da tutti gli elettrodomestici presenti all'interno delle utenze residenziali (A1, A2, B1, B2, C1 e C2).

Il ΔOC è l'indice utilizzato per il confronto dei costi di esercizio del sistema proposto OC^{PS} con quelli del sistema convenzionale di riferimento OC^{CS} ed è calcolato con la seguente formula:

$$\Delta OC = (OC^{CS} - OC^{PS}) / OC^{CS} \quad 6.1.18$$

dove:

- OC^{CS} rappresenta i costi di esercizio del sistema convenzionale di riferimento;
- OC^{PS} rappresenta i costi di esercizio del sistema proposto.

Un valore positivo di ΔOC indica che il sistema proposto è caratterizzato da un minore costo di esercizio rispetto a quello convenzionale e viceversa.

6.1.3.2 Periodo di ritorno dell'investimento (SPB)

Il periodo di ritorno dell'investimento (SPB) è utilizzato per valutare il numero di anni necessari per compensare l'investimento attraverso flussi finanziari netti positivi.

Tale indice è stato calcolato con la seguente formula:

$$SPB = (CC^{PS} - CC^{CS}) / (OC^{CS} - OC^{PS} + EI^{PS}) \quad 6.1.19$$

dove:

- CC^{PS} è il costo dell'investimento totale in euro (€) del sistema proposto;
- CC^{CS} è il costo dell'investimento totale in euro (€) del sistema tradizionale;
- OC^{CS} rappresenta i costi di esercizio in euro (€) del sistema convenzionale di riferimento;
- OC^{PS} rappresenta i costi di esercizio in euro (€) del sistema proposto;
- EI^{PS} è l'incentivo economico in euro (€) riconosciuto dallo stato per la realizzazione del sistema proposto;
- $CC^{PS} - CC^{CS}$ è il sovraccosto d'investimento in euro (€) dell'sistema proposto rispetto a quello del sistema convenzionale.

Il sovraccosto dell'sistema proposto rispetto a quello del sistema convenzionale di riferimento è stato valutato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 (CC^{PS} - CC^{CS}) = & CC_{SC} + CC_{SCpumps} + CC_{STTES} + CC_{BTES} + CC_{BTESpump} + \\
 & + CC_{NGB} + CC_{MCHP} + CC_{WPB} + CC_{DHnetwork} + CC_{PV} + CC_{EB} + \\
 & + CC_{ADHP} + CC_{STTES} + CC_{DHWT} + CC_{IDHWT} + CC_{WPIB}
 \end{aligned}
 \quad 6.1.20$$

dove:

- CC_{SC} è il costo in euro (€) associato ai collettori solari (169,00 €/m) [167];
- $CC_{SCpumps}$ è il costo in euro (€) associato alle pompe del circuito solare (1488,00 €/cadauno) [168];
- CC_{STTES} è il costo di capitale dell'accumulo caldo di breve termine STTES: per un volume di 6,0 m³ il costo è di 5500,00 € [83] mentre per un volume da 23,9 m³ il costo è di 16884,00 € [83];
- CC_{BTES} è il costo associato all'accumulo di lungo termine BTES (€ 22917,00) [83];
- $CC_{BTESpump}$ è il costo di capitale della pompa del circuito BTES (€ 2826,00) [168];
- CC_{NGB} è il costo d'impianto in euro (€) della caldaia centralizzata a gas naturale (55,00 €/kW_{th}) [169];
- CC_{MCHP} è il costo d'impianto in euro (€) del micro-cogeneratore: il costo per l'ICE-MCHP varia tra 2000,00 ÷ 6000,00 €/kW_{el} [86] mentre per SE-MCHP 2700,00 ÷ 5500,00 €/kW_{el} [157];
- CC_{WPB} è il costo d'impianto della caldaia principale a pellet: per la GEYSIR 24 Green il costo è di € 5150,00 [170] mentre per la GEYSIR 34 Green il costo è di € 7107,00 [170];
- $CC_{DHnetwork}$ è il costo d'impianto della rete di distribuzione per tubi e pompe (€ 14500,00) [171];
- CC_{PV} è il costo d'impianto in euro (€) dei pannelli fotovoltaici (1351,00 €/kW_{peak}) [169];
- CC_{EB} è il costo d'impianto associato alle batterie (EB): per n.3 batterie il costo è di 18984,00 € [155] mentre per n.2 batterie il costo è di 12994,00 € [155].
- CC_{ADHP} è il costo d'impianto in euro (€) associato alla pompa di calore ad adsorbimento ADHP compreso ausiliari e torre di raffreddamento (1992,00 €/kW_p) [172];
- CC_{STCES} è il costo di capitale dell'accumulo freddo di breve termine STCES (5500,00 €) [83];
- CC_{DHWT} è il costo d'impianto dell'accumulo centralizzato per la produzione di acqua calda sanitaria (1420,00 €) [83];
- CC_{IDHWT} è il costo di capitale di n.6 accumuli installati presso le utenze per la produzione di acqua calda sanitaria (2204,46 €) [83];
- CC_{WPIB} è il costo di capitale in euro (€) delle sei caldaie individuali a pellet WPIB (5150,00 €/cadauna) [170].

I costi di manutenzione sono stati trascurati in questo studio.

Per quanto riguarda gli incentivi economici (EI^{PS}), va sottolineato che il governo italiano con il decreto rilancio [63] ha dedicato 55 miliardi di euro per far fronte alle conseguenze economiche dovute alle restrizioni imposte per la limitazione della diffusione del virus

Covid-19. Questo decreto nella sezione dedicata al cosiddetto "eco-bonus" incrementa gli incentivi per i progetti di retrofit dal 65% al 110% dei costi di capitale. Tale misura stabilisce che gli interventi effettuati per beneficiare di tale incentivo debbano garantire un incremento dei due classi energetiche dell'edificio. La spesa massima ammissibile risulta essere pari 30.000 € per ciascun utente finale residenziale [63]. L'incentivo considerato in questo lavoro di tesi, detraibile per un periodo massimo di 5 anni, è definito dalla seguente formula:

$$EI^{PS} = 1,10 \cdot (CC^{PS} - CC^{CS}) / 5 \text{ anni} \quad 6.1.21$$

Il decreto è già in vigore e l'incentivo economico sarà utilizzato per tutte le spese sostenute tra il 1° luglio 2020 e il 31 dicembre 2021.

CAPITOLO 7

Analisi dei risultati

7.1 Introduzione

In questo capitolo sono riportati, descritti e commentati i risultati delle simulazioni condotte con il software TRNSYS v.17.

In particolare, nei paragrafi 7.2 e 7.3 sono analizzati i consumi di energia primaria, le emissioni equivalenti di CO₂ e i costi di esercizio degli impianti attualmente più utilizzati in relazione alle utenze residenziali italiane e assunti in questo lavoro come sistemi di riferimento (descritte nel CAPITOLO 5). Come indicato nei paragrafi 5.2.1 e 5.2.2 del CAPITOLO 5, sono stati preliminarmente individuati, rispettivamente, un impianto di solo riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS), nonché un impianto di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria (ACS) rappresentativi dell'attuale scenario italiano. L'impianto di solo riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria (paragrafo 5.2.1), utilizza una caldaia alimentata a gas naturale, mentre il fabbisogno elettrico è totalmente coperto tramite la rete elettrica nazionale. L'impianto di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria (paragrafo 5.2.2) soddisfa le esigenze termiche per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) con una caldaia alimentata a gas naturale, mentre le esigenze di raffrescamento sono coperte tramite una macchina frigorifera a compressione di vapore elettrica (EHP); il fabbisogno elettrico è totalmente coperto, anche in questo caso, tramite la rete elettrica nazionale.

Nel paragrafo 7.4 sono riportate le richieste di energia termica per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria, le richieste di energia frigorifera per il raffrescamento e le richieste di energia elettrica associate al distretto residenziale (tipico dell'attuale scenario italiano) descritto nel CAPITOLO 4.

Nel paragrafo 7.5 sono riportati i risultati dell'analisi parametrica condotta per l'individuazione della taglia dei principali componenti dei sistemi proposti di teleriscaldamento dettagliati nel paragrafo 5.3 del CAPITOLO 5.

Nel paragrafo 7.6 sono riassunti i risultati del confronto tra le prestazioni del sistema di riscaldamento convenzionale e quelle degli impianti di teleriscaldamento proposti, descritti nel paragrafo 5.3 del CAPITOLO 5, al fine di evidenziare i potenziali vantaggi conseguibili con riferimento all'attuale scenario residenziale italiano.

Nel paragrafo 7.7 sono, infine, riassunti i risultati del confronto tra le prestazioni dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento convenzionali e quelle associate agli impianti di teleriscaldamento e teleraffrescamento proposti, descritti nel paragrafo 5.4 del CAPITOLO 5, al fine di evidenziare i potenziali vantaggi conseguibili con riferimento all'attuale scenario residenziale italiano.

7.2 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento

Nei seguenti due sottoparagrafi i profili di carico termico/frigorifero/elettrico e le prestazioni dell'impianto di solo riscaldamento e produzione ACS assunto come riferimento, con (CS_1) e senza veicoli elettrici (CS_2), sono descritte e commentate sulla base dei risultati delle simulazioni condotte con il software TRNSYS, assumendo un time step di 1 minuto, come descritto nel dettaglio nel paragrafo 5.6.1 del CAPITOLO 5. Tali prestazioni sono poi confrontate, nei successivi paragrafi 7.6 e 7.7, con quelle dei sistemi proposti ad energia solare integrati con accumulo termico stagionale secondo le metriche di confronto descritte nei paragrafi 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 del CAPITOLO 6.

7.2.1 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento senza veicoli elettrici CS_1

In relazione al sistema di riferimento CS_1, nella Figura 7.2.1 vengono riportate l'energia elettrica annuale richiesta dalle utenze elettriche (assorbita dagli elettrodomestici, dagli apparecchi di illuminazione e dalle pompe di circolazione installate presso le singole utenze), l'energia termica annuale richiesta dalle utenze per esigenze di riscaldamento prodotta dalle caldaie individuali, l'energia termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria.

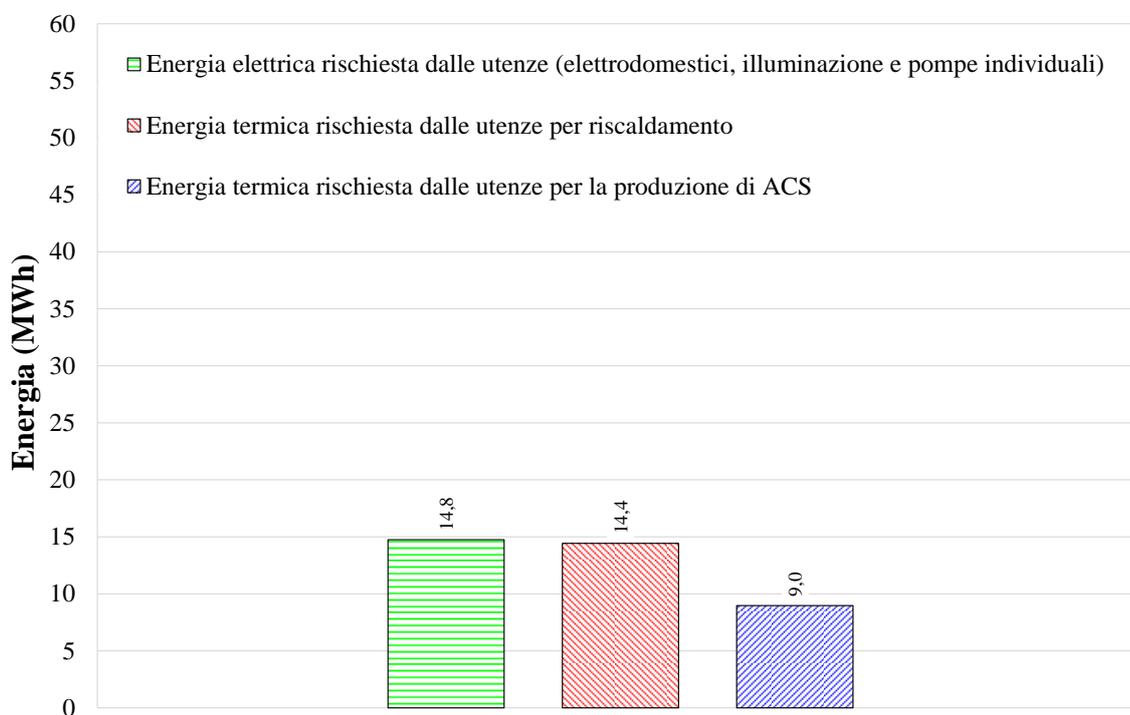


Figura 7.2.1. Flussi di energia legati ai consumi elettrici e termici per riscaldamento e per la produzione di ACS associati al sistema di riferimento CS_1.

La Tabella 7.2.1 riporta i valori annuali del consumo di energia primaria E_p^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.10 nel paragrafo 6.1.1), delle emissioni equivalenti annuali di anidride carbonica $m_{CO_2}^{CS}$ (definiti dall'equazione 6.1.13 nel paragrafo 6.1.2) e dei costi di esercizio annuali OC^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.17 nel paragrafo 6.1.3) per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di ACS, oltre che per la copertura del fabbisogno elettrico nel caso del sistema di riferimento convenzionale CS_1. I dati meteorologici utilizzati nella simulazione durano un anno e, pertanto, i risultati della simulazione sono gli stessi ogni anno. I valori riportati in questa tabella rappresentano le prestazioni di base dell'impianto convenzionale CS_1 da confrontare con quelle relative agli impianti di teleriscaldamento proposto.

Tabella 7.2.1. Prestazioni annuali dell'impianto di riferimento CS_1.

E_p^{CS}	$m_{CO_2}^{CS}$	OC^{CS}
(MWh _p)	(MgCO ₂)	(€)
61,19	13,85	4691,16

7.2.2 Performance del sistema di riscaldamento di riferimento con i veicoli elettrici CS_2

In relazione al sistema di riferimento CS_2, nella Figura 7.2.2 vengono riportate l'energia elettrica annuale richiesta dalle utenze elettriche (assorbita dagli elettrodomestici, dagli apparecchi di illuminazione e dalle pompe di circolazione installate presso le singole utenze), l'energia elettrica annuale richiesta dai veicoli elettrici, l'energia termica annuale richiesta dalle utenze per esigenze di riscaldamento prodotta dalle caldaie individuali, l'energia termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria.

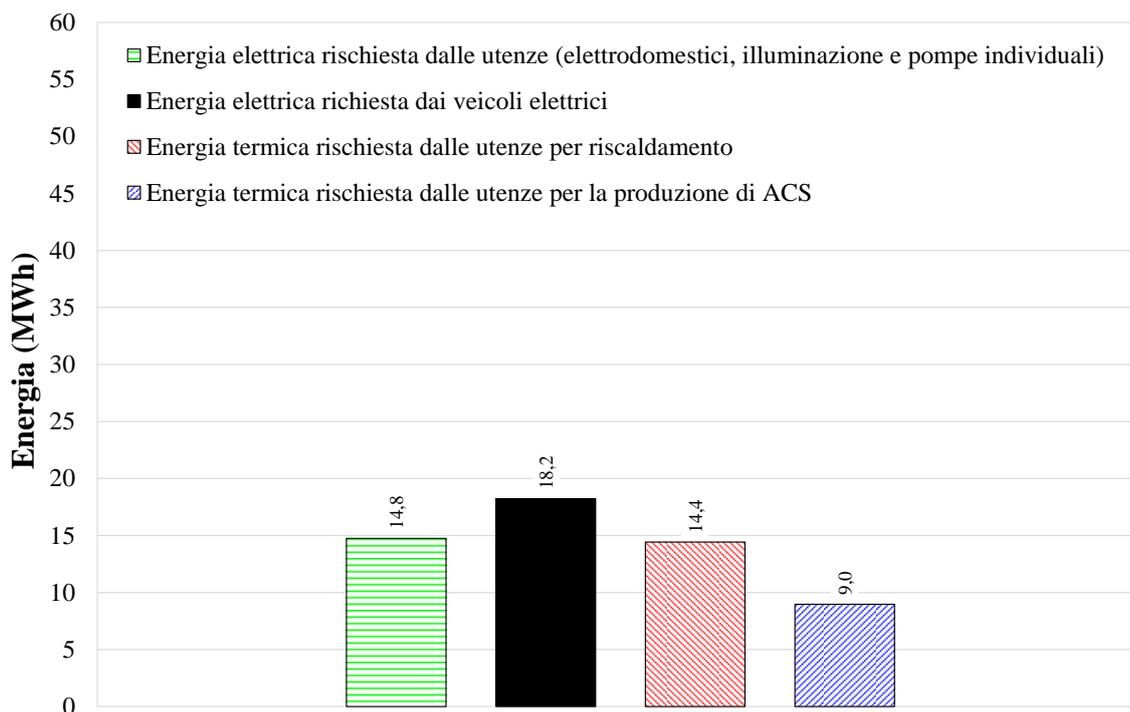


Figura 7.2.2. Flussi di energia legati ai consumi elettrici, termici per riscaldamento e per la produzione di ACS associati al sistema di riferimento CS_2.

La Tabella 7.2.2 riporta i valori annuali del consumo di energia primaria E_p^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.10 nel paragrafo 6.1.1), delle emissioni equivalenti annuali di anidride carbonica $m_{CO_2}^{CS}$ (definiti dall'equazione 6.1.13 nel paragrafo 6.1.2) e dei costi di esercizio annuali OC^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.17 nel paragrafo 6.1.3) per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di ACS, oltre che per la copertura del fabbisogno elettrico per il sistema di riferimento convenzionale CS_2.

Tabella 7.2.2. Prestazioni annuali dell'impianto di riferimento CS_2.

E_p^{CS} (MWh _p)	$m_{CO_2}^{CS}$ (MgCO ₂)	OC^{CS} (€)
104,60	24,30	9939,77

7.3 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento di riferimento

Nei seguenti due sottoparagrafi i profili di carico termico/frigorifero/elettrico e le prestazioni dell'impianto di riscaldamento, raffrescamento e produzione ACS assunto come riferimento, con (CS_3) e senza veicoli elettrici (CS_4), sono descritte e commentate sulla base dei risultati delle simulazioni condotte con il software TRNSYS, assumendo un time step di 1

minuto, come descritto nel dettaglio nel paragrafo 5.6.1 del CAPITOLO 5. Tali prestazioni sono poi confrontate, nei successivi paragrafi 7.6 e 7.7, con quelle dei sistemi proposti ad energia solare integrati con accumulo termico stagionale secondo le metriche di confronto descritte nei paragrafi 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 del CAPITOLO 6.

7.3.1 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento convenzionale senza veicoli elettrici CS_3

In relazione al sistema di riferimento CS_3, nella Figura 7.3.1 vengono riportate l'energia elettrica annuale richiesta dalle utenze elettriche (assorbita dagli elettrodomestici, dagli apparecchi di illuminazione e dalle pompe di circolazione installate presso le singole utenze), l'energia termica annuale richiesta dalle utenze per esigenze di riscaldamento prodotta dalle caldaie individuali, l'energia termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria e l'energia frigorifera annuale richiesta dalle utenze per esigenze di raffrescamento.

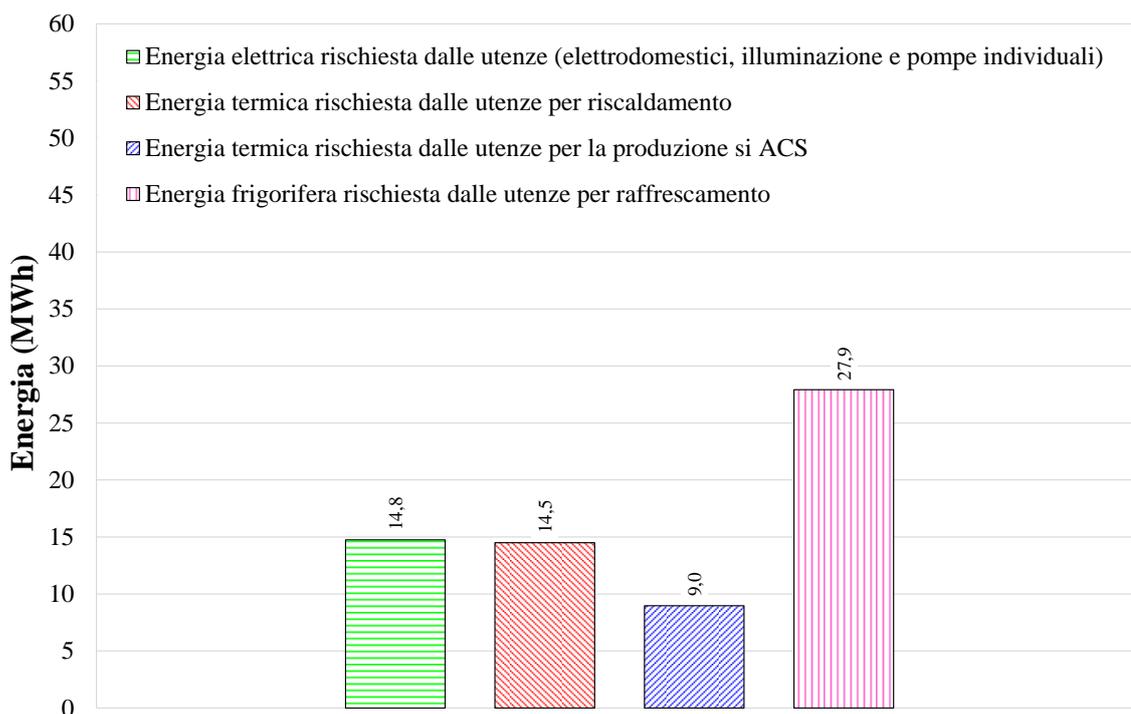


Figura 7.3.1. Flussi di energia legati ai consumi elettrici, termici per riscaldamento e per la produzione di ACS, frigoriferi per raffrescamento associati al sistema di riferimento CS_3.

La Tabella 7.3.1 riporta i valori annuali del consumo di energia primaria E_p^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.10 nel paragrafo 6.1.1), delle emissioni equivalenti annuali di anidride carbonica $m_{CO_2}^{CS}$ (definiti dall'equazione 6.1.13 nel paragrafo 6.1.2) e dei costi di esercizio

annali OC^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.17 nel paragrafo 6.1.3) per il riscaldamento ed il raffrescamento degli ambienti, per la produzione di ACS e per la copertura del fabbisogno elettrico per il sistema di riferimento convenzionale CS_3.

Tabella 7.3.1. Prestazioni annuali dell'impianto di riferimento CS_3.

E_p^{CS} (MWh _p)	$m_{CO_2}^{CS}$ (MgCO ₂)	OC^{CS} (€)
83,43	19,20	7269,2

7.3.2 Performance del sistema di riscaldamento e raffrescamento convenzionale con i veicoli elettrici CS_4

In relazione al sistema di riferimento CS_4, nella Figura 7.3.2 vengono riportate l'energia elettrica annuale richiesta dalle utenze elettriche (assorbita dagli elettrodomestici, degli apparecchi di illuminazione e delle pompe di circolazione installate presso le singole utenze), l'energia elettrica annuale richiesta dai veicoli elettrici, l'energia termica annuale richiesta dalle utenze per esigenze di riscaldamento prodotta dalle caldaie individuali, l'energia termica richiesta dalle utenze per la produzione di acqua calda sanitaria e l'energia frigorifera annuale richiesta dalle utenze per esigenze di raffrescamento.

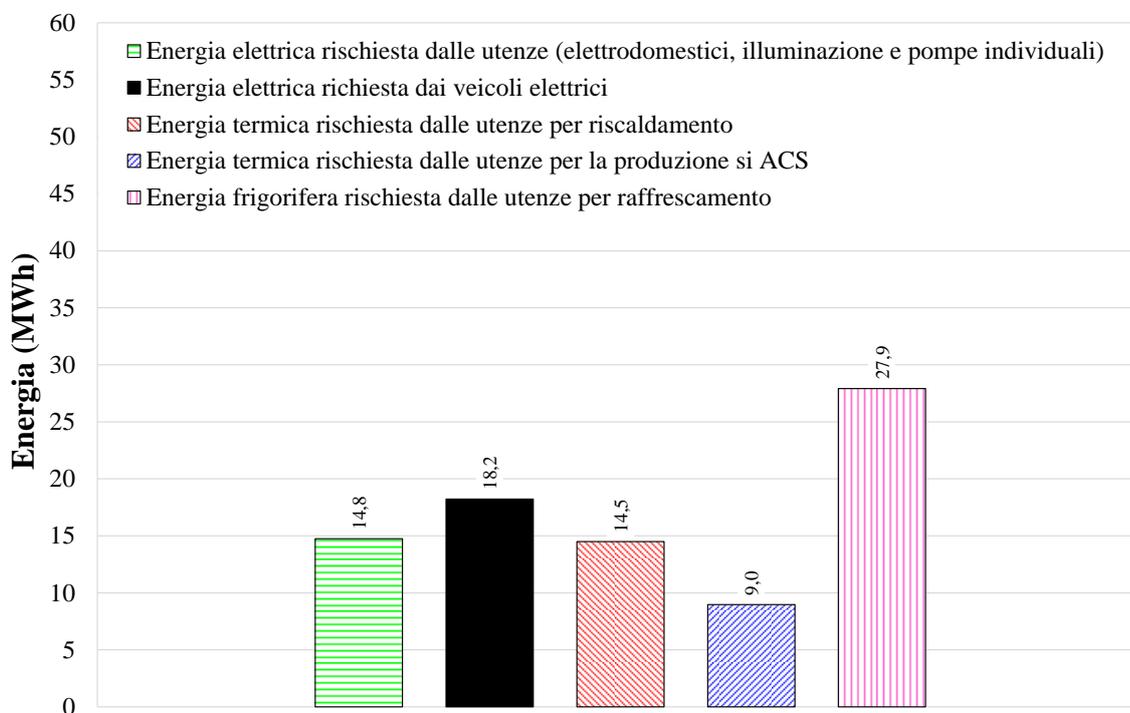


Figura 7.3.2. Flussi di energia legati ai consumi elettrici (associati alle utenze e ai veicoli elettrici), termici per riscaldamento e per la produzione di ACS, frigoriferi per raffrescamento associati al sistema di riferimento CS_4.

La Tabella 7.3.2 riporta i valori annuali del consumo di energia primaria E_p^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.10 nel paragrafo 6.1.1), delle emissioni equivalenti annuali di anidride carbonica $m_{CO_2}^{CS}$ (definiti dall'equazione 6.1.13 nel paragrafo 6.1.2) e costi di esercizio annali OC^{CS} (definiti dall'equazione 6.1.17 nel paragrafo 6.1.3) per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di ACS, oltre che per la copertura del fabbisogno elettrico per il sistema di riferimento convenzionale CS_4.

Tabella 7.3.2. Prestazioni annuali dell'impianto di riferimento CS_4.

E_p^{CS} (MWh _p)	$m_{CO_2}^{CS}$ (MgCO ₂)	OC^{CS} (€)
126,84	29,65	13015,88

7.4 Richieste di energia del distretto residenziale

In questo paragrafo sono descritte le richieste di energia termica per il riscaldamento, le richieste di energia frigorifera per il raffrescamento, le richieste di energia elettrica associata agli elettrodomestici, agli apparecchi di illuminazione e ai veicoli elettrici, nonché le richieste di energia termica per la produzione di acqua calda sanitaria delle utenze del distretto residenziale.

Il distretto è composto da tre tipologie di utenze residenziali (Tipo A, Tipo B e Tipo C) e per ognuna di esse sono state considerate 2 residenze, per un totale di 6 abitazioni. Ciascuna tipologia differisce dalle altre in termini di superficie in pianta, superficie delle finestre, volume e numero massimo di occupanti, come indicato in Tabella 7.4.1.

Per ogni tipologia di residenza, come descritto nel dettaglio nel paragrafo 4.2 del CAPITOLO 4, la domanda elettrica (per elettrodomestici e sistemi di illuminazione) così come la presenza degli occupanti è stata modellata mediante i profili stocastici suggeriti da Richardson et al. [136]; i fabbisogni per riscaldamento/raffrescamento, invece, sono stati determinati tramite il software TRNSYS in funzione delle caratteristiche termofisiche dell'involucro dell'edificio, delle condizioni climatiche esterne e dei carichi interni; i profili di acqua calda sanitaria (ACS) utilizzati sono stati derivati dai profili annuali stocastici identificati all'interno del Task 26 di IEA-SHC [139].

La Tabella 7.4.2 riporta i valori del fabbisogno annuo di energia termica per il riscaldamento degli ambienti, del fabbisogno annuo di energia frigorifera per il raffrescamento degli ambienti, del fabbisogno annuo di energia termica per la produzione di ACS, del fabbisogno annuo di energia elettrica (legato solo agli elettrodomestici, ai sistemi di illuminazione, ai fan-coil e alle pompe di circolazione individuali) associati a ogni singolo edificio nonché a tutti gli utenti.

In Tabella 7.4.3, invece, viene riportato il fabbisogno annuo di energia elettrica legato all'utilizzo dei veicoli elettrici in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 7.4.1. Descrizione delle tipologie di edificio residenziale.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C
Numero di residenze	2	2	2
Finestre / Area pavimento (m²)	84/60	102/78	114/230
Volume (m³)	230	370	448
Numero massimo di occupanti	3	4	5

Tabella 7.4.2. Domanda annuale di energia termica, frigorifera ed elettrica associata alle utenze residenziali.

	Residenza Tipo A	Residenza Tipo B	Residenza Tipo C	Tutte le residenze
Fabbisogno annuo di energia termica per riscaldamento (kWh)	1682,9	2183,1	2938,3	13608,7
Fabbisogno annuo di energia frigorifera (kWh)	2678,7	4214,0	7068,3	27920,8
Fabbisogno annuo di energia termica per ACS (kWh)	1125,7	1125,7	2236,1	8975,0
Fabbisogno annuo di energia elettrica (kWh)	2344,6	2455,5	2692,5	14985,2

Tabella 7.4.3. Domanda annuale di energia richiesta dai veicoli elettrici.

Fabbisogno di energia elettrica annuale veicoli elettrici (kWh)						
EV1 (30 km; 2,2 kW _{el})	EV2 (30 km; 3,6 kW _{el})	EV3 (30 km; 6,6 kW _{el})	EV4 (53 km; 2,2 kW _{el})	EV5 (53 km; 3,6 kW _{el})	EV6 (53 km; 6,6 kW _{el})	Fabbisogno totale
Utenza A1	Utenza A2	Utenza B1	Utenza B2	Utenza C1	Utenza C2	
2220,9	2226,1	2219,7	3853,8	3852,1	3859,8	18232,4

In Figura 7.4.1 si riporta il diagramma di carico associato alle esigenze di riscaldamento degli ambienti per le singole tipologie di edificio (A, B, C) e per l'intero distretto residenziale costituito dai 6 edifici. Tale figura riporta i valori della potenza termica richiesta per il riscaldamento in ordine decrescente.

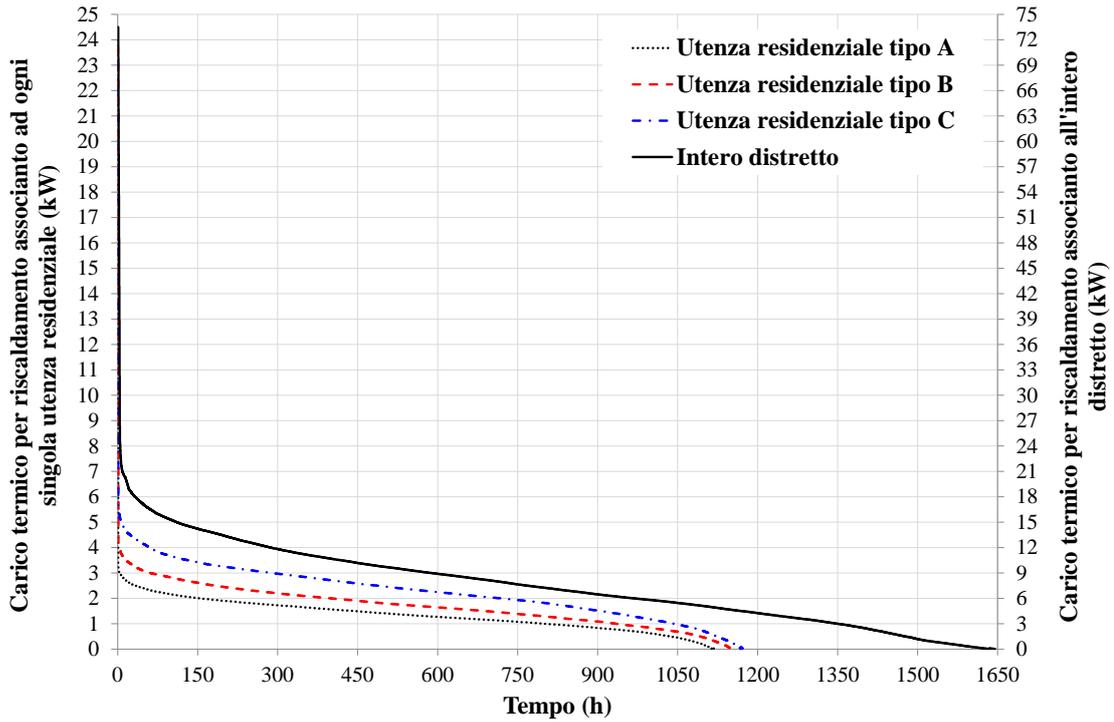


Figura 7.4.1. Diagrammi di carico termico per il riscaldamento degli ambienti associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.

In Figura 7.4.2 si riporta il diagramma di carico frigorifero associato alle esigenze di raffrescamento per le singole tipologie di edificio (A, B, C), nonché quelle associate all'intero distretto residenziale costituito da 6 edifici. Tale figura riporta i valori della potenza frigorifera richiesta per il raffrescamento in ordine decrescente.

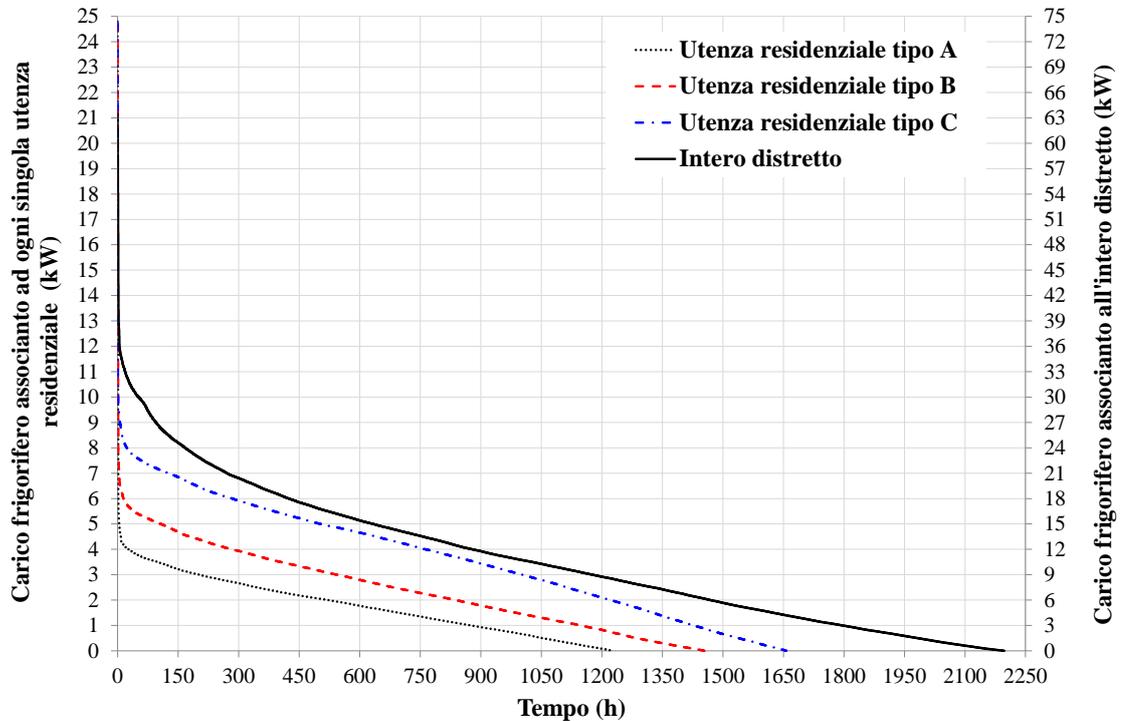


Figura 7.4.2. Diagrammi di carico frigorifero per il raffrescamento degli ambienti associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.

In Figura 7.4.3 si riporta il diagramma di carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria associato alle singole tipologie di edificio (A, B, C) nonché a all'intero distretto residenziale. Tale figura riporta i valori della potenza termica richiesta per la produzione di ACS in ordine decrescente.

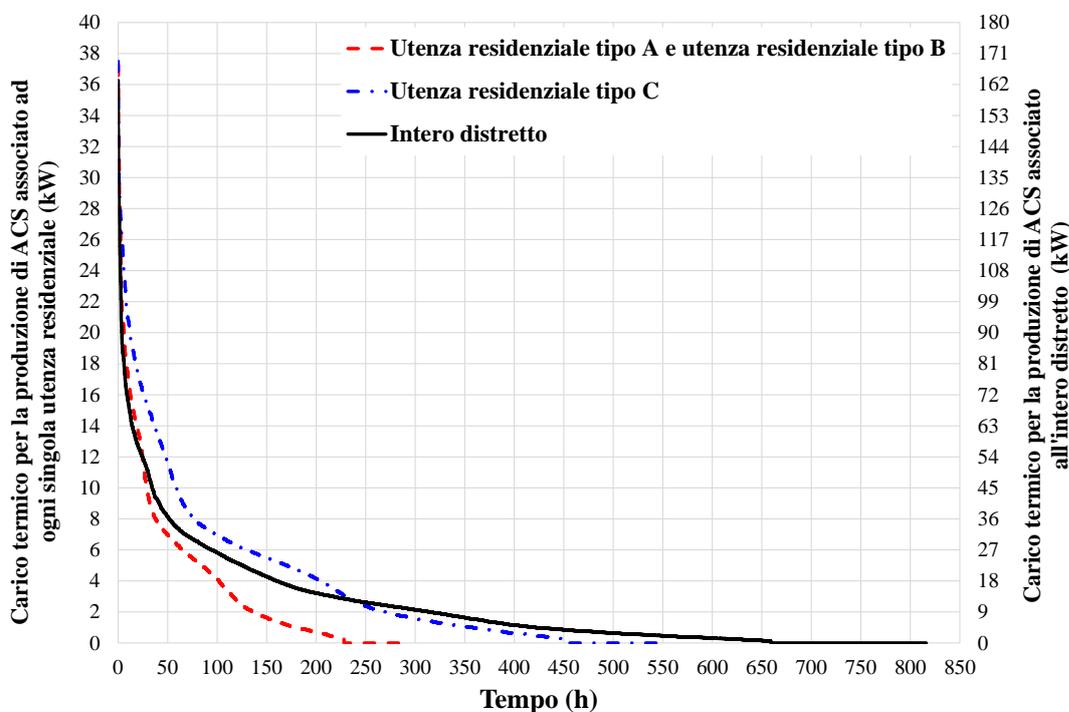


Figura 7.4.3. Diagrammi di carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) associato alle singole tipologie di edificio nonché all'intero distretto residenziale.

In Figura 7.4.4 si riporta il diagramma dei fabbisogni elettrici (dovuti a impianti di illuminazione, domestici elettrodomestici, singole pompe individuali e ai fan-coil) associato alle singole tipologie di edifici, nonché all'intero distretto residenziale. Tale figura riporta i valori della potenza elettrica in ordine decrescente.

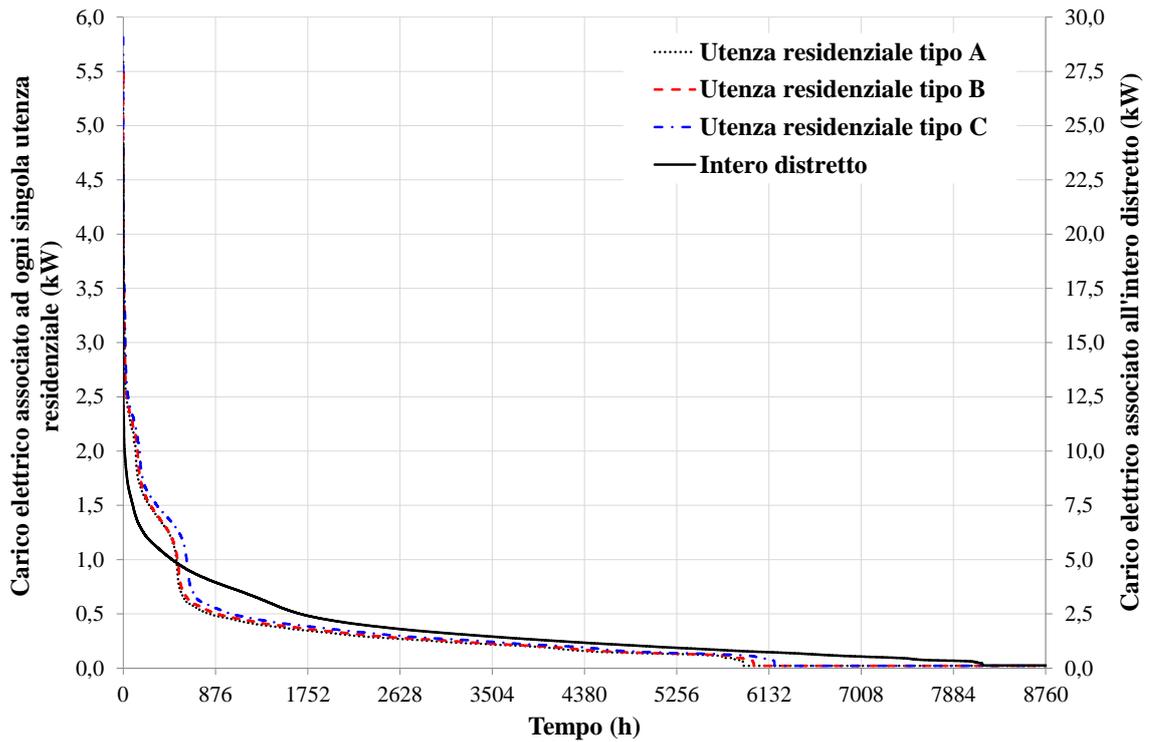


Figura 7.4.4. Diagramma di fabbisogno elettrico associato alle singole tipologie di edificio nonché a all'intero distretto residenziale.

In Figura 7.4.5 si riporta il diagramma di carico associato alla ricarica dei sei veicoli elettrici. Tale figura riporta i valori della potenza elettrica richiesta dai veicoli elettrici in ordine decrescente.

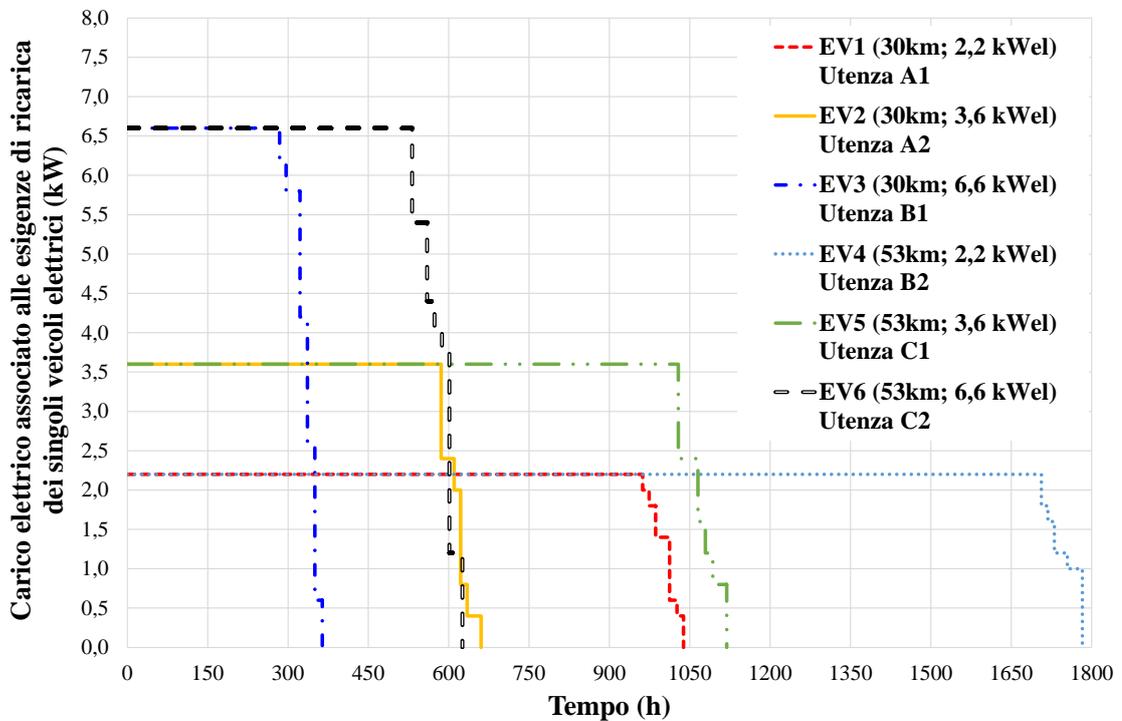


Figura 7.4.5. Diagramma di carico associato alla ricarica dei veicoli elettrici EV1, EV2, EV3, EV4, EV5 ed EV6.

Queste figure evidenziano che:

- il carico termico associato al riscaldamento degli ambienti delle utenze residenziali (Figura 7.4.1) ha una durata che varia a seconda della tipologia di utenza; in particolare, per quelle di tipo A è di circa 1120 ore, per quelle di tipo B è di circa 1150 ore e per quelle di tipo C è di circa 1170 ore;
- il carico termico per il riscaldamento degli ambienti dell'intero di distretto (Figura 7.4.1) ha una durata di circa 1645 ore con un valore massimo di circa 73,5 kW;
- il carico frigorifero associato al raffrescamento degli ambienti delle utenze residenziali (Figura 7.4.2) ha una durata che varia a seconda della tipologia di utenza; in particolare, per quelle di tipo A è di circa 1225 ore, per quelle di tipo B è di circa 1454 ore e per quelle di tipo C è di circa 1657 ore;
- il carico frigorifero associato al raffrescamento degli ambienti dell'intero di distretto (Figura 7.4.2) ha una durata di circa 2197 ore con un valore massimo di circa 63,5 kW;
- il carico termico per la produzione di ACS delle utenze residenziali (Figura 7.4.3) ha una durata di circa 286 ore per quelle di tipo A e B, mentre per quelle di tipo C è di circa 557 ore;
- il carico termico per la produzione di ACS del distretto (Figura 7.4.3) ha una durata di circa 816 ore, raggiungendo un valore massimo di 163,2 kW;
- il fabbisogno di elettricità degli edifici residenziali (Figura 7.4.4) ha una durata che copre l'intero anno solare (8760 ore) raggiungendo un massimo pari a 5,6 kW, 5,5 kW e 5,8 kW, rispettivamente, per la tipologia A, B e C;
- il fabbisogno di elettricità di tutto il distretto (Figura 7.4.4) ha una durata di 8760 ore, raggiungendo un massimo di 24,2 kW;
- il tempo di ricarica dei veicoli elettrici (Figura 7.4.5) diminuisce con l'aumentare della potenza elettrica fornita a parità dei chilometri percorsi;
- per una distanza percorsa pari a 30 km (Figura 7.4.5) si ha un tempo di ricarica dei veicoli elettrici pari a circa 1038 ore, 660 ore e 365 ore, rispettivamente, per potenze elettriche di ricarica pari a 2,2 kW, 3,6 kW e 6,6 kW.
- per una distanza percorsa pari a 60 km (Figura 7.4.5) si ha un tempo di ricarica dei veicoli elettrici pari a circa 1783 ore, 1119 ore e 626 ore, rispettivamente, per potenze elettriche di ricarica pari a 2,2 kW, 3,6 kW e 6,6 kW.

7.5 Analisi parametrica per l'ottimizzazione della taglia dei principali componenti del sistema proposto di teleriscaldamento

In questo paragrafo è stata condotta un'analisi parametrica al variare della taglia dei componenti al fine di individuare la configurazione ottimale dell'impianto di teleriscaldamento descritto dallo Schema1_NGB (Figura 7.5.1) descritto in dettaglio nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.3.1.1

In particolare, l'analisi è stata condotta al variare di:

- Area dei collettori solari termici

- Volume dell'accumulo di breve termine
- Volume dell'accumulo di lungo termine
- Configurazione dell'accumulo di lungo termine
- Conducibilità termica del suolo e del materiale di riempimento dei pozzi per l'installazione delle sonde geotermiche
- Interasse dei tubi ad "U" delle sonde geotermiche.

7.5.1 Analisi parametrica al variare della taglia dei collettori solari, dell'accumulo termico stagionale e dell'accumulo termico di breve termine

In questo paragrafo sono riportati i risultati dell'analisi parametrica effettuata per individuare i valori ottimali dell'area dei collettori solari, del volume dell'STTES e del volume del BTES per l'impianto di teleriscaldamento individuato dallo Schema1_NGB (Figura 7.5.1) descritto in dettaglio nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.3.1.1.

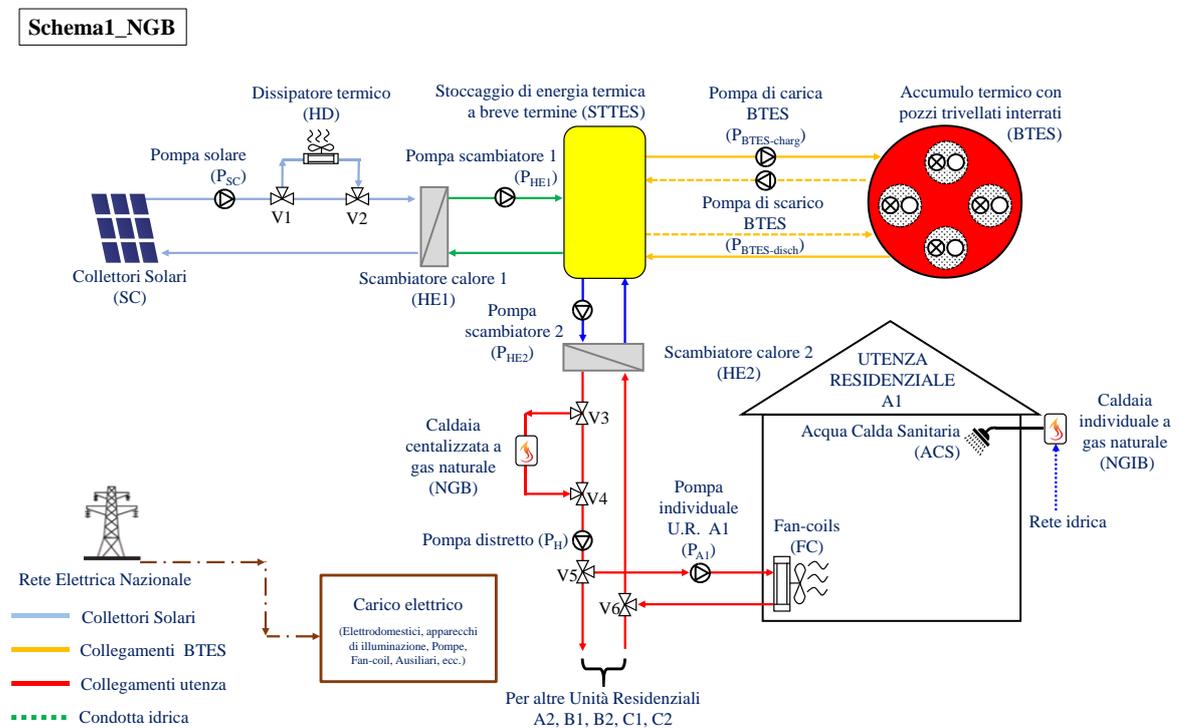


Figura 7.5.1. Schema1_NGB di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento.

L'analisi è stata condotta attraverso l'analisi delle prestazioni energetiche, economiche e di impatto ambientale di ventisette casi simulati, caratterizzati da diverse combinazioni dei seguenti parametri di progettazione:

- area specifica dei collettori solari (SCA) = superficie lorda dei collettori solari / richiesta annuale di energia termica per il riscaldamento degli ambienti;
- volume dell'accumulo di energia termica di breve termine per unità di energia termica richiesta per il riscaldamento (SSV) = volume STTES / domanda annuale di energia termica per riscaldamento;

- volume dell'accumulo di energia termica di lungo termine per unità di area lorda dei collettori solari (SLV) = volume BTES / area lorda dei collettori solari.

In particolare, sono stati considerati 3 diversi valori di SCA (2,21 m²/MWh, 3,32 m²/MWh, 4,42 m²/MWh), SSV (0,2 m³/MWh, 0,4 m³/MWh, 0,7 m³/MWh) e SLV (1,8 m³/m², 3,6 m³/m², 7,2 m³/m²). Gli intervalli di variazione di SCA, SSV e SLV sono stati definiti secondo le linee guida di progettazione suggerite da Pahun [83].

Si è ipotizzato che gli altri parametri del sistema, riportati nella Tabella 7.5.1, siano gli stessi per tutte le configurazioni analizzate al fine di poter valutare l'impatto associato alle variazioni dei singoli parametri di interesse.

Tabella 7.5.1. Caratteristiche principali del sistema di teleriscaldamento proposto.

Collettori solari termici (SC) [145]	
Tecnologia / Modello	Flat plate / FSK 2.5
Area totale/netta singolo Collettore Solare Termico (m ²)	2,51 / 2,31
Angolo di inclinazione / Azimuth / Orientamento	30°/ 0°/ Sud
Accumulo caldo di breve termine (STTES) [146]	
Tipologia	Cilindrico Verticale
Numero di nodi (zone termiche)	10 (n.1, più caldo, in alto, e il n.10, più freddo, in basso)
Accumulo termico stagionale (BTES)	
Raggio del singolo pozzo (m)	0,15
Distanza tra i tubi ad "U" (m)	0,0254
Distanza tra pozzi (m)	2,25
Raggio interno / esterno del Tubo a U (m)	0,01372 / 0,01669
Conducibilità termica del Tubo ad U (W/mK)	0,42
Spessore dell'isolante lato superiore al BTES (m)	0,2
Spessore di suolo sul lato superiore del BTES (m)	1,0
Numero di regioni verticali / radiali (-)	10 / 8
Temperatura massima del BTES (°C)	90
Caldia a gas naturale (NGB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Caldia individuale a gas naturale (NGIB) [141]	
Combustibile	Gas naturale
Potenza termica nominale (kW)	26,6
Potenza termica minima (kW)	10,6
Pompa di carica del BTES	
Portata nominale di carica (kg/h)	574,2
Potenza elettrica assorbita (kJ/h)	206,7
Pompa di scarica del BTES	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9
Pompa solare e Pompa HE1	
Portata minima / massima (kg/h)	1148,3 / 2296,6
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	413,4 / 826,8
Pompa HE2 e Pompa distretto	
Portata minima / massima (kg/h)	497,7 / 3782,7
Potenza elettrica assorbita minima / massima (kJ/h)	179,2 / 1361,9

Fan-coils [147]	
Numero di unità	4, 6, 8 rispettivamente per utenza residenziale tipo A, B e C
Modello	Aermec OMNIA UL – 36
Capacità di riscaldamento nominale (kW)	1,75
Portata nominale del fluido termovettore (kg/h)	323,0
Portata d'aria nominale (m ³ /h)	240,0 (velocità minima)
Potenza assorbita nominale (W)	30,0

Nella Tabella 7.5.2 è riportata l'area lorda dei collettori solari, il volume dell'accumulo di energia termica di breve termine, il volume dell'accumulo di energia termica stagionale (BTES), nonché i valori di SCA, SSV e SLV, insieme al dettaglio dei collegamenti dei collettori solari/pozzi, per i 27 casi investigati.

Tabella 7.5.2. Matrice con i 27 casi di simulazione investigati.

Casi di simulazione	Area SC (m ²) / Numero di collettori (-)	Volume STTES (m ³)	Volume BTES (m ³)	SCA (m ² /MWh)	SSV (m ³ /MWh)	SLV (m ³ /m ²)	Profondità del pozzo (m)	Numero di pozzi (-)	Numero di pozzi collegati in serie (-)
Caso 1			54,5			1,8		1	1
Caso 2		3,00	108,9		0,2	3,6		2	2
Caso 3			217,9			7,2		4	2
Caso 4			54,5			1,8		1	1
Caso 5	30,12 / 12	6,00	108,9	2,21	0,4	3,6	12,4	2	2
Caso 6			217,9			7,2		4	2
Caso 7			54,5			1,8		1	1
Caso 8		9,00	108,9		0,7	3,6		2	2
Caso 9			217,9			7,2		4	2
Caso 10			81,7			1,8		1	1
Caso 11		3,00	163,4		0,2	3,6		2	2
Caso 12			326,8			7,2		4	2
Caso 13			81,7			1,8		1	1
Caso 14	45,18 / 18	6,00	163,4	3,32	0,4	3,6	18,6	2	2
Caso 15			326,8			7,2		4	2
Caso 16			81,7			1,8		1	1
Caso 17		9,00	163,4		0,7	3,6		2	2
Caso 18			326,8			7,2		4	2
Caso 19			108,9			1,8		1	1
Caso 20		3,00	217,9		0,2	3,6		2	2
Caso 21			435,8			7,2		4	2
Caso 22			108,9			1,8		1	1
Caso 23	60,24 / 24	6,00	217,9	4,42	0,4	3,6	24,9	2	2
Caso 24			435,8			7,2		4	2
Caso 25			108,9			1,8		1	1
Caso 26		9,00	217,9		0,7	3,6		2	2
Caso 27			435,8			7,2		4	2

Il volume V_{BTES} del BTES riportato in Tabella 7.5.2 è stato calcolato in base alla seguente formula:

$$V_{BTES} = \pi \times n_{borehole} \times h_{borehole} \times (0.525 \times s_{borehole})^2 \quad (7.5.1)$$

dove:

- $n_{borehole}$ è il numero totale di pozzi del BTES;
- $h_{borehole}$ è la profondità di ogni pozzo;
- $s_{borehole}$ è la distanza tra due pozzi (2,25 m).

Le configurazioni indicate in Tabella 7.5.2 sono state simulate tramite il software TRNSYS, considerando un periodo di simulazione di 5 anni con un time-step di simulazione di 1 minuto.

I risultati delle simulazioni sono stati analizzati e confrontati con quelli associati all'impianto di riscaldamento domestico tradizionale italiano CS_1 assunto come riferimento, descritto in dettaglio nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.2.1, al fine di stimare i potenziali vantaggi energetici, economici e di impatto ambientale associati all'impianto di teleriscaldamento proposto.

Nella Figura 7.5.2, Figura 7.5.3, Figura 7.5.4, Figura 7.5.5 sono riportati rispettivamente, i valori di $SF_{th,heating}$ (Eq. 6.1.3), PES (Eq. 6.1.11), ΔCO_2 (Eq. 6.1.14) e ΔOC (Eq. 6.1.18) in funzione del periodo di simulazione e con riferimento ai 27 casi di simulazione descritti in Tabella 7.5.2. In queste figure, ogni caso studio è caratterizzato da una specifica tipologia di simbolo pieno/vuoto, oltre che da uno specifico colore di linea; inoltre le configurazioni corrispondenti agli stessi valori del parametro di progetto SCA sono identificate con linee dello stesso stile.

Queste figure evidenziano che:

- i valori di $SF_{th,heating}$ aumentano con il periodo di simulazione, raggiungendo il valore massimo durante il 5° anno di funzionamento, qualunque sia il caso di simulazione. Ciò è dovuto al fatto che la temperatura media dell'accumulo di energia termica di lungo termine aumenta nel tempo grazie all'accumulo di energia solare;
- $SF_{th,heating}$ varia dall'11,7% (caso 7, 1° anno) al 40,0% (caso 24, 5° anno): ciò significa che il sistema proposto è in grado di coprire una porzione significativa del fabbisogno complessivo di riscaldamento degli ambienti utilizzando l'energia solare. La configurazione 24 è caratterizzata dalla massima frazione solare termica grazie al fatto che presenta il maggior volume del BTES, nonché la più grande area dei collettori solari;
- i valori di PES e ΔOC sono sempre positivi, qualunque sia il caso di simulazione e il periodo di simulazione. Ciò significa che il sistema proposto è sempre in grado di ridurre il consumo di energia primaria oltre che i costi di esercizio rispetto all'impianto assunto come riferimento;
- i valori di ΔCO_2 sono negativi solo nei casi 4, 7 e 8 che sono caratterizzati dalla più piccola area dei collettori solari (30,12 m²) combinata con un grande volume dell'STTES (6,0 o 9,0 m³) e un piccolo volume del BTES (54,5 o 104,8 m³). Le

configurazioni 10, 11, 12, 15, 16, 17, 25, 26, 27 mostrano valori positivi di ΔCO_2 , qualunque sia il periodo di simulazione, e, quindi, consentono di ridurre le emissioni di anidride carbonica equivalente rispetto al sistema convenzionale. I restanti casi di simulazione evidenziano valori di ΔCO_2 maggiori di zero, ad eccezione del primo anno di esercizio;

- i valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC aumentano nel tempo raggiungendo il valore massimo durante il 5° anno di funzionamento, qualunque sia il caso di simulazione. Questo grazie al fatto che la temperatura media dell'accumulo di energia termica di lungo termine diventa sempre più alta, consentendo uno sfruttamento più efficace dell'energia solare. In particolare aumentano principalmente dal 1° al 3° anno di funzionamento per poi diventare sostanzialmente costanti; pertanto, i loro valori corrispondenti al 5° anno di funzionamento ($\text{PES}^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$) possono essere assunti come valori asintotici. La differenza massima tra il 2° e il 1° anno di esercizio in termini di PES, ΔCO_2 e ΔOC è di circa il 3,0%, mentre la differenza massima tra il 3° e il 2° anno di esercizio in termini di PES, ΔCO_2 e ΔOC è di circa 0,7%;
- i valori di PES variano dallo 0,4% (caso 7, 1° anno) al 5,4% (caso 24, 5° anno); i valori di ΔCO_2 sono compresi tra -1,1% (caso 21, 1° anno) e 3,6% (caso 12, 5° anno); il valore minimo di ΔOC è 11,4% (caso 7, 1° anno), mentre il suo valore massimo è 16,6% (caso 24, 5° anno).

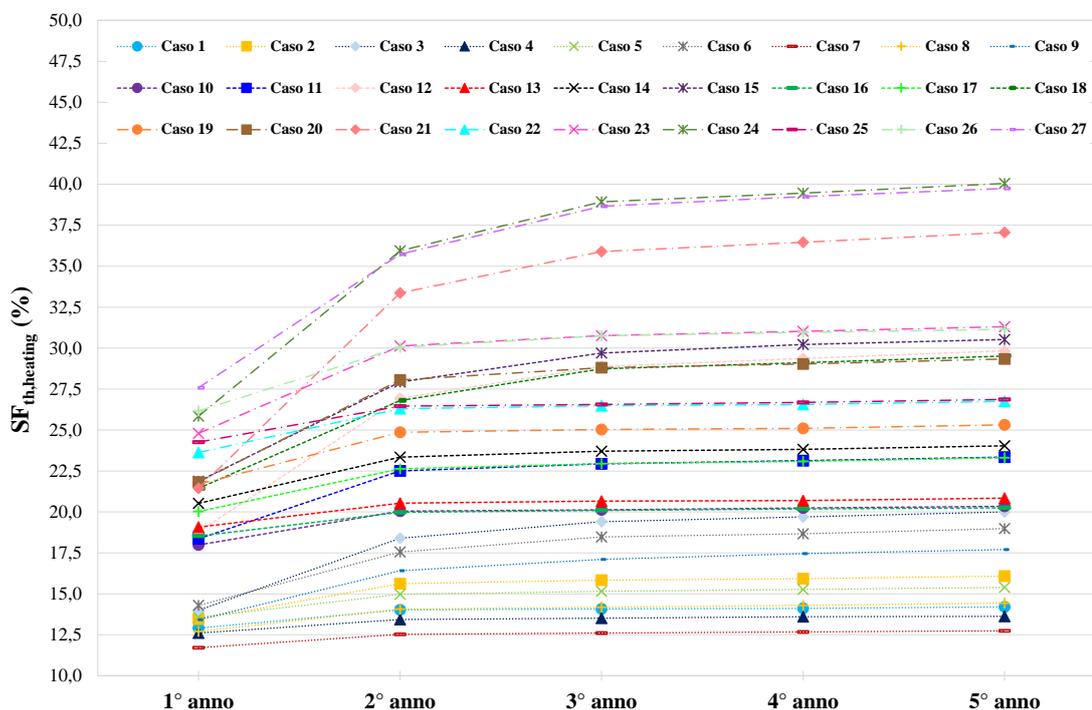


Figura 7.5.2. Valori di $SF_{th,heating}$ in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema.

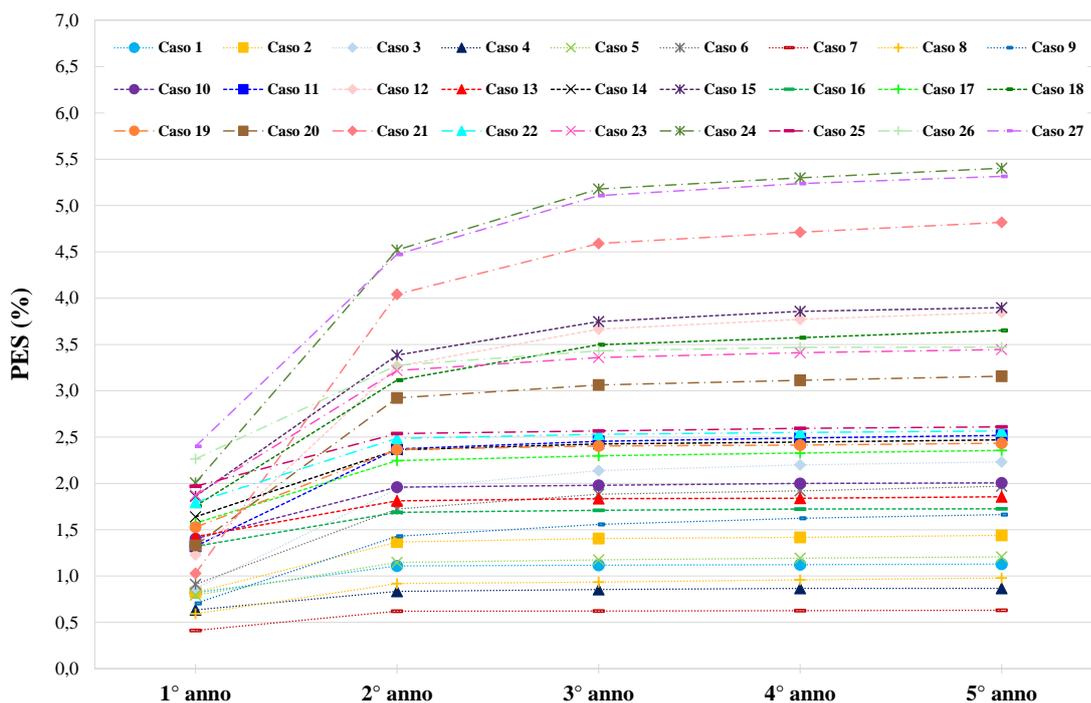


Figura 7.5.3. Valori del PES in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.

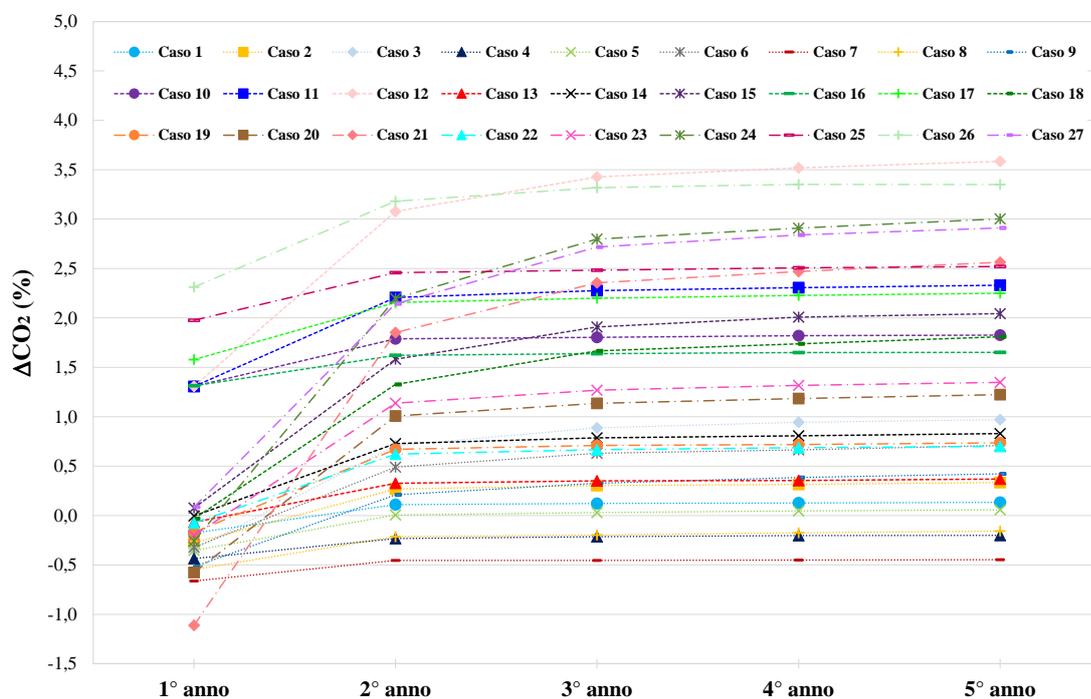


Figura 7.5.4. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.

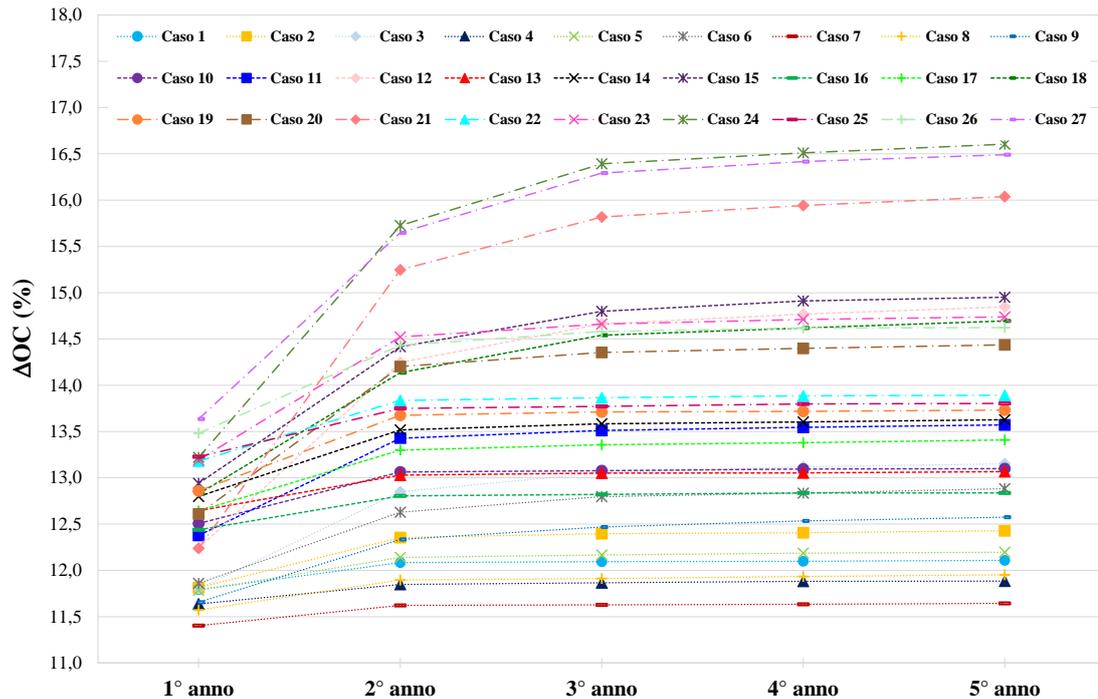


Figura 7.5.5. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione del sistema di teleriscaldamento.

In Figura 7.5.6, Figura 7.5.7, Figura 7.5.8 e Figura 7.5.9 sono riportati i valori di $SF_{th,heating}^{5th-year}$, $PES^{5th-year}$ e $\Delta CO_2^{5th-year}$, riferiti al 5° anno di simulazione, in funzione del caso di simulazione (Figura 7.5.6), di SCA (Figura 7.5.7), di SSV (Figura 7.5.8) e di SLV (Figura 7.5.9), rispettivamente. Nella Figura 7.5.7, Figura 7.5.8 e Figura 7.5.9 i simboli / configurazioni con parametri identici, a parte quello variato, sono collegati da linee. Nella Figura 7.5.7, le linee collegano i simboli / configurazioni con i valori crescenti di SCA, ma con gli stessi valori di SSV e SLV; nella Figura 7.5.8 e Figura 7.5.9, le linee collegano i simboli / configurazioni con valori crescenti di SSV e SLV (mentre gli altri due parametri di progetto vengono mantenuti costanti).

La Figura 7.5.6 indica che:

- i valori di $SF_{th,heating}^{5th-year}$ sono compresi tra il 12,8% (caso 7) e il 40,0% (caso 24);
- i valori di $PES^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia il caso di simulazione. In particolare, $PES^{5th-year}$ varia tra lo 0,6% e il 4,5%. Il miglior caso in termini di $PES^{5th-year}$ è la configurazione 27;
- i valori di $\Delta CO_2^{5th-year}$ sono negativi solo nei casi di simulazione 4, 5, 7 e 8; sono compresi nel range $-0,5 \div 3,1\%$; il massimo si ottiene nel caso 26.

All'interno degli intervalli di variazione di SCA, SSV e SLV esaminati in questo studio, la Figura 7.5.7, la Figura 7.5.8 e la Figura 7.5.9 mostrano che:

- $SF_{th,heating}^{5th-year}$ aumenta all'aumentare sia di SCA (Figura 7.5.7) che SLV (Figura 7.5.9); in particolare, l'incremento massimo di $SF_{th,heating}^{5th-year}$ rispetto a SCA è di circa il 22%, mentre

la variazione maggiore di $SF_{th,heating}^{5th-year}$ al variare del SLV è di circa il 13%. L'influenza di SSV su $SF_{th,heating}^{5th-year}$ non è particolarmente rilevante (variazione massima inferiore al 3%);

- $PES^{5th-year}$ aumenta sia con SCA (Figura 7.5.7) che SLV (Figura 7.5.9); in particolare, $PES^{5th-year}$ aumenta con SCA fino a un massimo di circa il 3,6%, mentre l'incremento maggiore di $PES^{5th-year}$ al variare dello SLV è di circa il 2,8%; il volume dell'accumulo termico di breve termine (parametro SSV) ha un'influenza trascurabile sul $PES^{5th-year}$ (variazione massima inferiore allo 0,6%);
- $\Delta CO_2^{5th-year}$ è principalmente influenzato da SCA (variazione massima del 3,5%); gli effetti sia di SSV che di SLV sono inferiori a circa il 2,3% (Figura 7.5.8 e Figura 7.5.9).

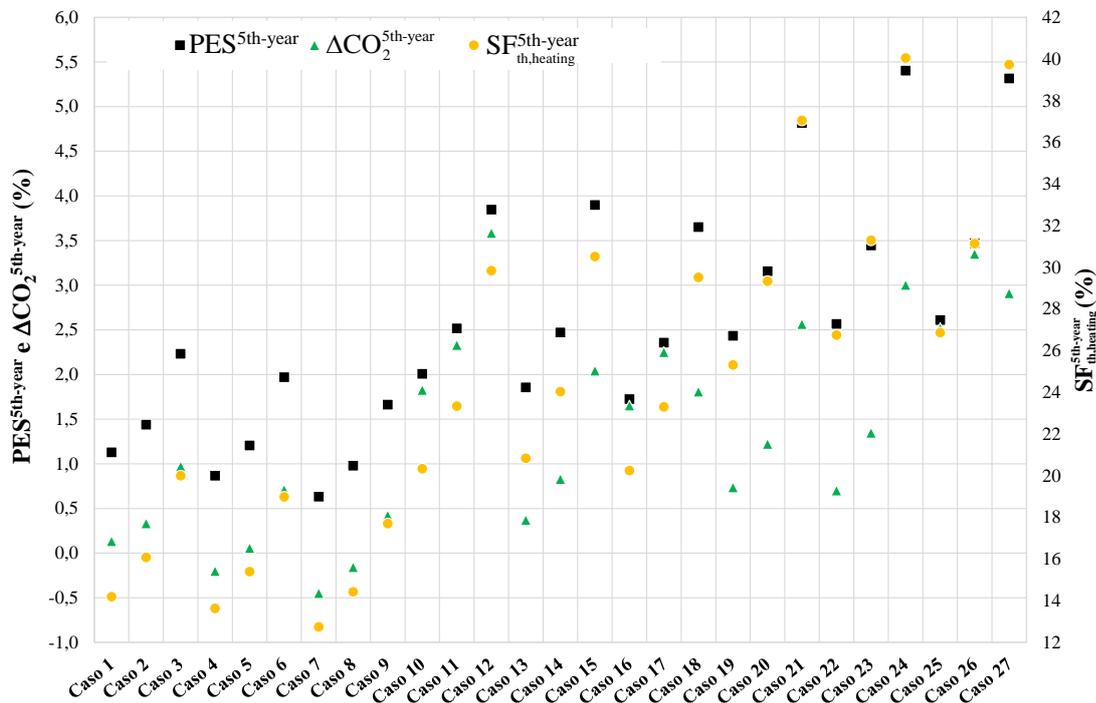


Figura 7.5.6. Valori di PES, ΔCO_2 e $SF_{th,heating}$ riferiti al 5° anno di simulazione in funzione del caso di simulazione.

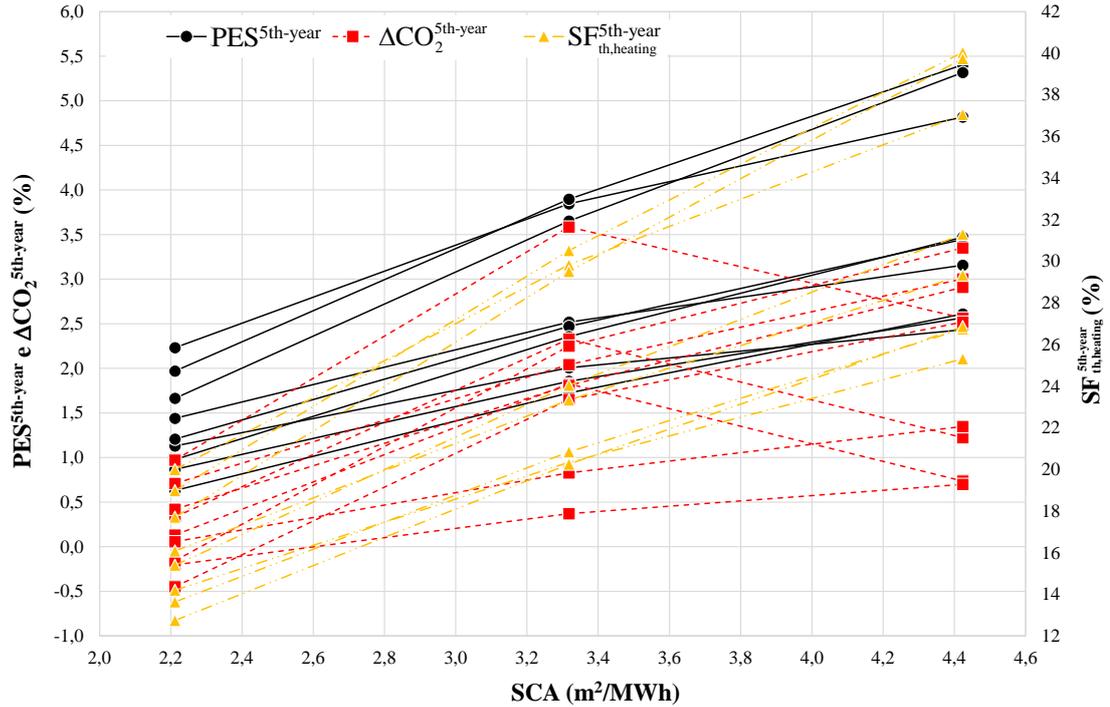


Figura 7.5.7. Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SCA.

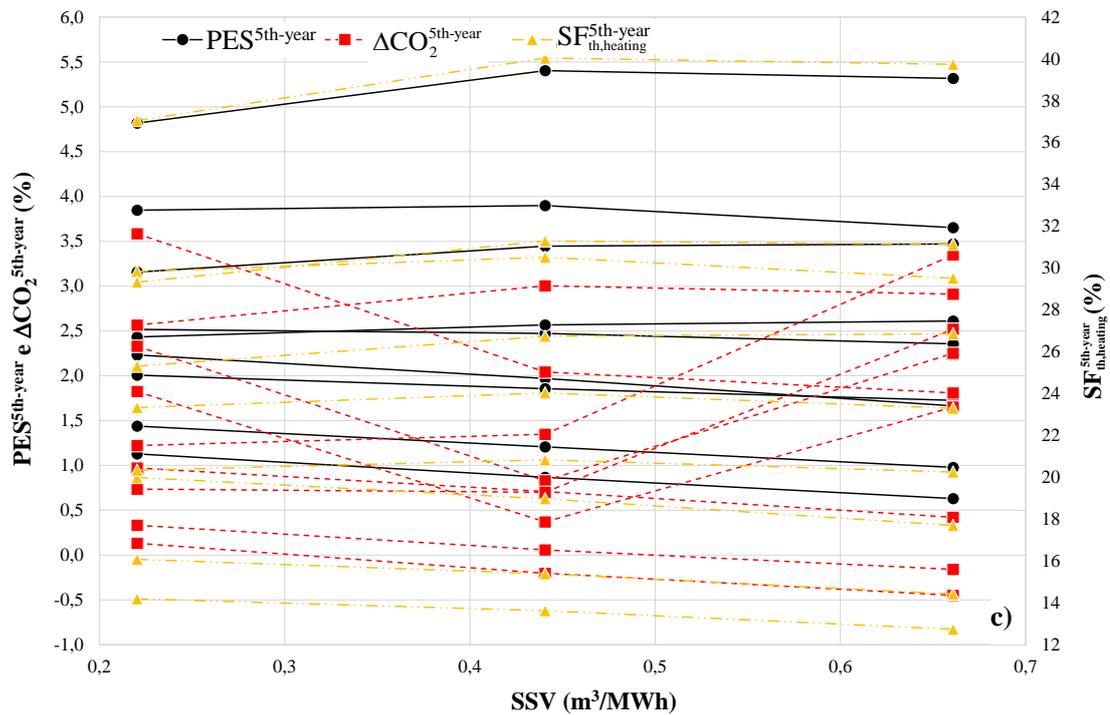


Figura 7.5.8 Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SSV.

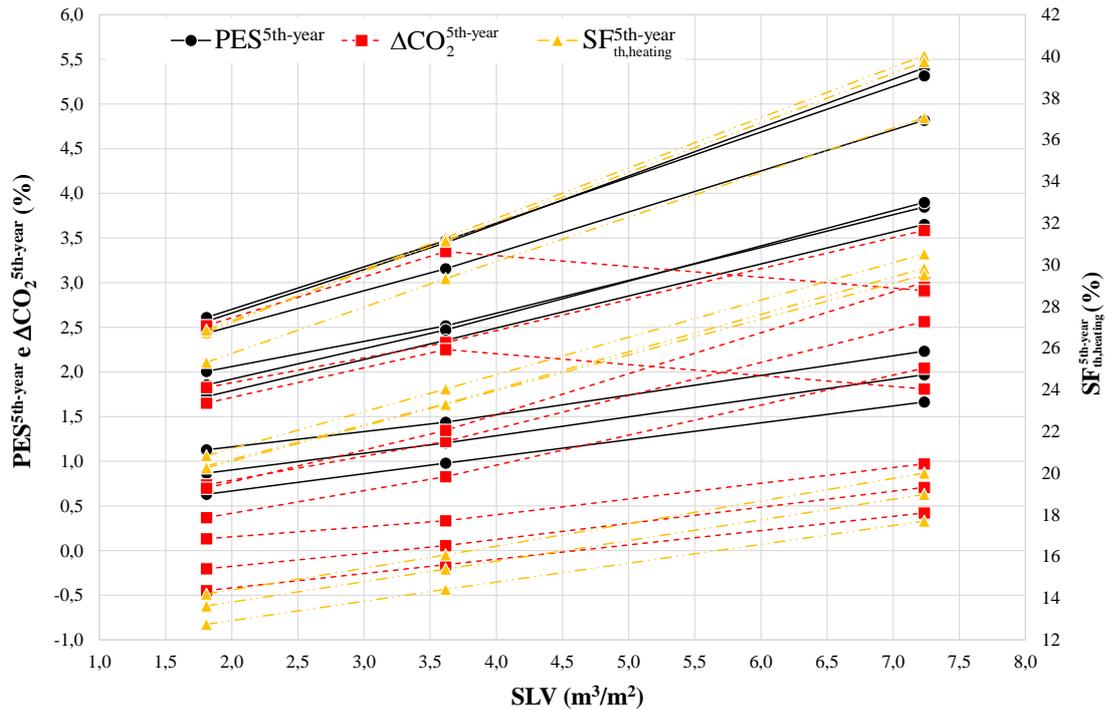


Figura 7.5.9. Valori di PES, ΔCO_2 e SF riferiti al 5° anno di simulazione in funzione di SLV.

La Figura 7.5.10, Figura 7.5.11, Figura 7.5.12 e Figura 7.5.13, mostrano i valori di $\Delta OC^{5th-year}$ al 5° anno di simulazione in funzione del caso di simulazione (Figura 7.5.10), di SCA (Figura 7.5.11), di SSV (Figura 7.5.12) e di SLV (Figura 7.5.13), rispettivamente. Nella Figura 7.5.11, le linee collegano i simboli / configurazioni con i valori crescenti di SCA e con valori costanti di SSV e SLV; in Figura 7.5.12, le linee collegano i simboli / configurazioni con valori crescenti di SSV (mentre gli altri due parametri di progetto SCA e SLV sono costanti); in Figura 7.5.13, le linee collegano i simboli / configurazioni con i valori crescenti di SLV (sono mantenuti costanti invece i valori di SCA e SSV).

La Figura 7.5.10 evidenzia che:

- i valori di $\Delta OC^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia il caso di simulazione. In particolare, il $\Delta OC^{5th-year}$ è compreso tra l'11,6% e il 16,6%. Il miglior caso in termini di $\Delta OC^{5th-year}$ è la configurazione 24;

All'interno degli intervalli di variazione di SCA, SSV e SLV esaminati in questo studio, la Figura 7.5.11, Figura 7.5.12 e Figura 7.5.13, indicano che:

- $\Delta OC^{5th-year}$ aumenta con l'aumentare di SCA e SLV; risente principalmente della variazione di SCA (variazione massima del 3,9%), mentre è trascurabile l'influenza di SSV su $\Delta OC^{5th-year}$.

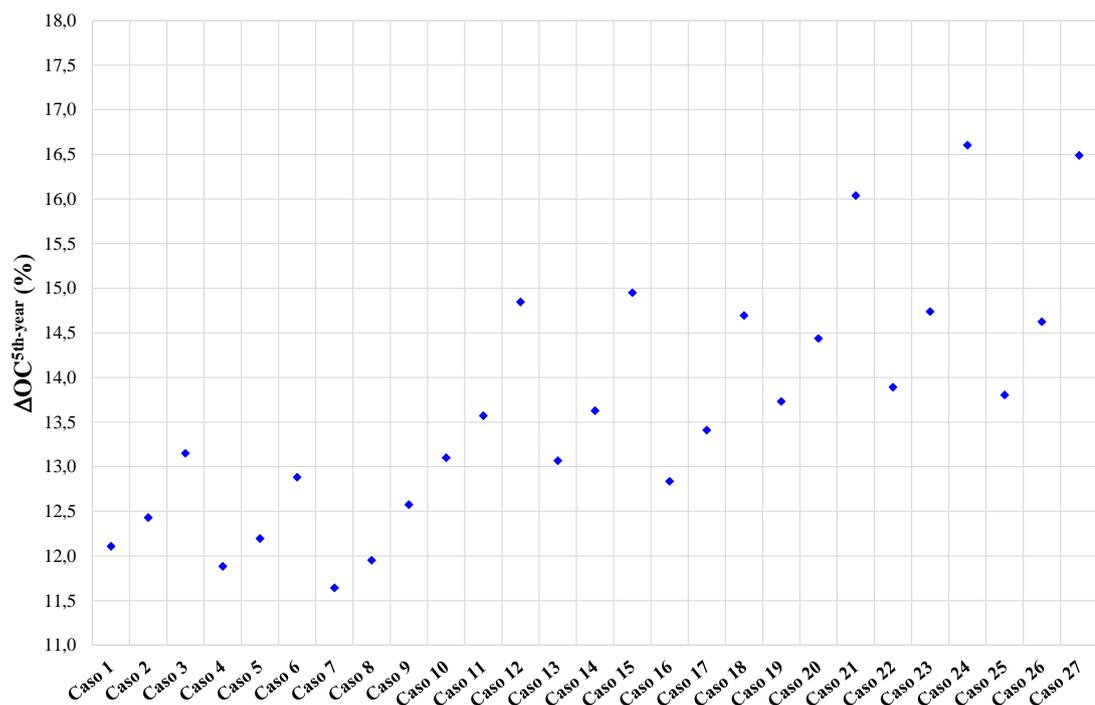


Figura 7.5.10. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione del caso di simulazione.

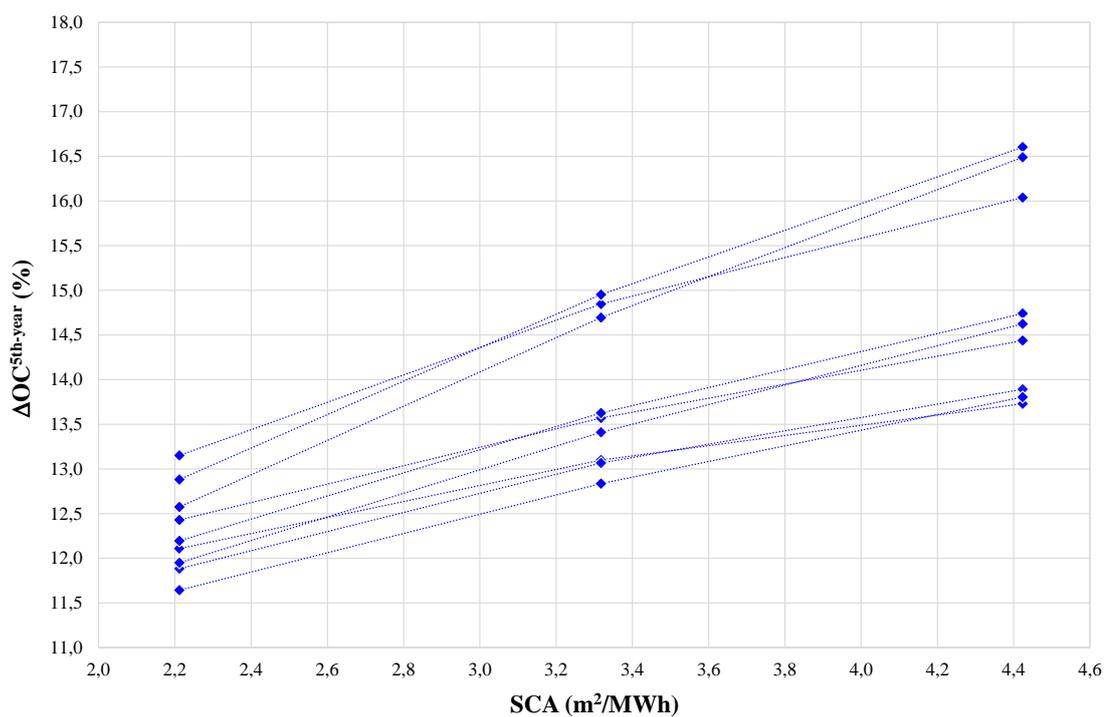


Figura 7.5.11. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SCA.

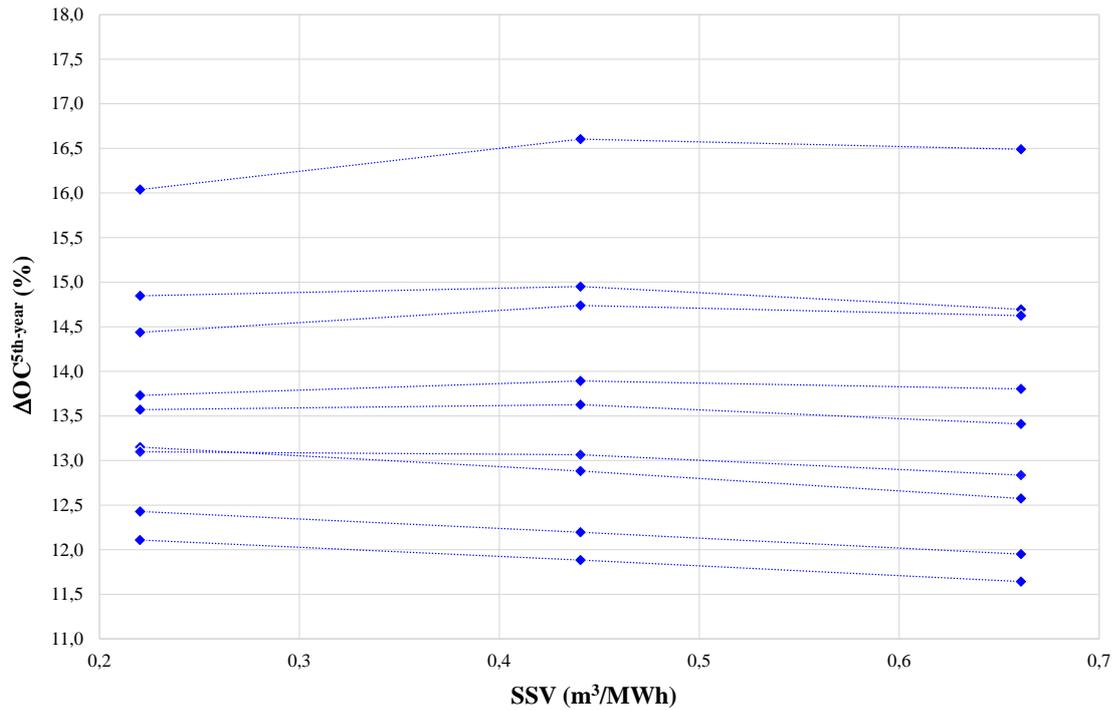


Figura 7.5.12. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SSV.

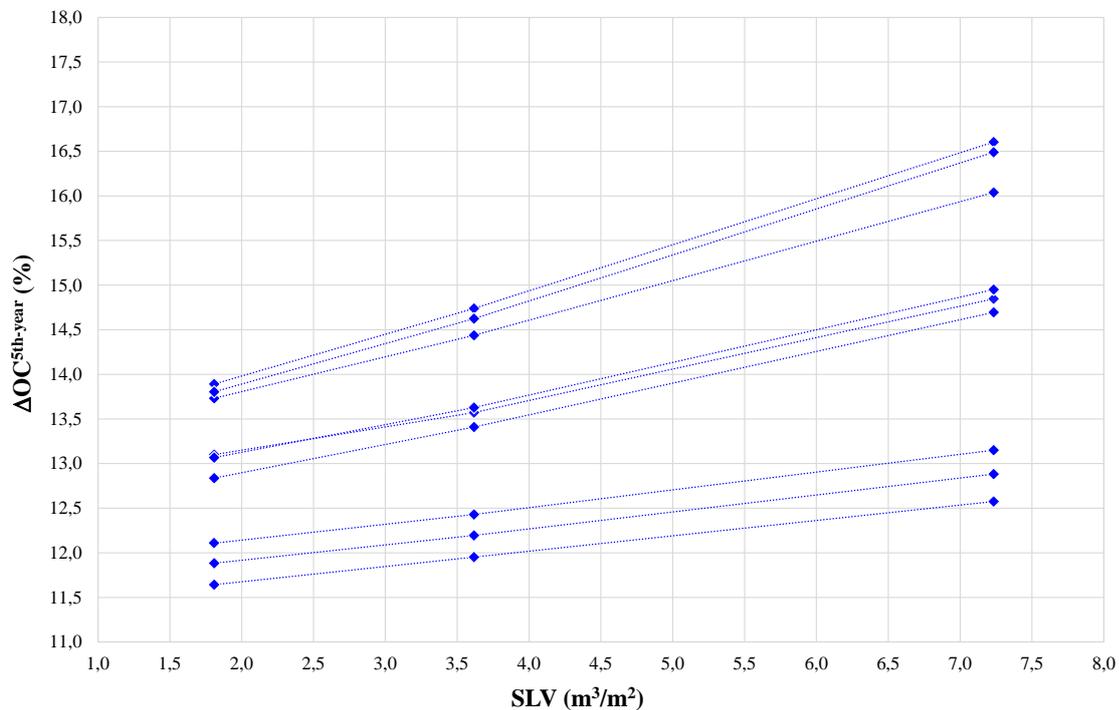


Figura 7.5.13. Valori di ΔOC riferiti al 5° anno di simulazione in funzione dei SLV.

Sulla base dei risultati illustrati nelle figure che vanno dalla Figura 7.5.2 alla Figura 7.5.13 si può affermare che:

- dal punto di vista energetico, i migliori risultati si ottengono considerando la configurazione 24 dove $SCA = 4.42 \text{ m}^2/\text{MWh}$, $SSV = 0.4 \text{ m}^3/\text{MWh}$ e $SLV = 7.2 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

In questo caso si raggiunge una significativa frazione solare termica $SF_{th,heating}$ (40,1%), insieme ad una buona riduzione dei consumi di energia primaria (5,4%);

- la configurazione 24 risulta esser caratterizzata anche dal costo di esercizio più basso con un risparmio sui costi di esercizio ΔOC rispetto al sistema convenzionale pari al 16,6%.
- il caso 12 è la configurazione che evidenzia la maggiore riduzione (3,6%) delle emissioni di anidride carbonica equivalente con $SCA = 3,32 \text{ m}^2/\text{MWh}$, $SSV = 0,2 \text{ m}^3/\text{MWh}$ e $SLV = 7,2 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

In questo studio si è convenuto di considerare la configurazione 24 come la migliore in quanto consente di ottenere le migliori prestazioni dal punto di vista energetico. La Tabella 7.5.3 presenta i valori di SCA , SSV , SLV , $SF^{5th-year}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ per la configurazione 24.

Tabella 7.5.3. Valori di SCA , SSV , SLV , $SF^{5th-year}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ per la migliore configurazione.

	SCA (m^2/MWh) / Area lorda SC (m^2)	SSV (m^3/MWh) / Volume STTES (m^3)	SLV (m^3/m^2) / Volume BTES (m^3)	$SF_{th,heating}^{5th-year}$ (%)	$PES^{5th-year}$ (%)	$\Delta CO_2^{5th-year}$ (%)	$\Delta OC^{5th-year}$ (%)
Migliore configurazione dal punto di vista energetico (Caso 24)	4,42 / 60,24	0,4 / 6,0	7,2 / 435,8	40,1	5,40	3,00	16,6

7.5.2 Analisi parametrica al variare delle caratteristiche termofisiche del terreno e della configurazione dell'accumulo termico stagionale

Dall'analisi parametrica effettuata nel paragrafo precedente 7.5.1 è stata determinata l'area lorda dei collettori solari ($60,24 \text{ m}^2$), il volume dell'STTES ($6,0 \text{ m}^3$) e il volume del BTES ($435,8 \text{ m}^3$) che ottimizza le prestazioni energetiche dell'impianto di teleriscaldamento.

I risultati di tale analisi hanno evidenziato che il caso migliore in termini di risparmio di energia primaria è il caso 24 caratterizzato da $SCA = 4.42 \text{ m}^2/\text{MWh}$, $SSV = 0.4 \text{ m}^3/\text{MWh}$ e $SLV = 7.2 \text{ m}^3/\text{m}^2$ con configurazione a quattro pozzi, due stringhe in parallelo con due pozzi in serie per ogni stringa, con una profondità di ciascun pozzo pari a 24,9 m.

Tenendo conto che le prestazioni del BTES rappresentano una componente chiave per l'ottimizzazione delle prestazioni complessive del sistema di teleriscaldamento proposto, in questo paragrafo sono state considerate ulteriori 54 configurazioni variando i seguenti parametri:

- conducibilità termica del suolo λ_{soil} (0,5 W/mK, 1,5 W/mK, 3,0 W/mK);

- conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi λ_{grout} (0,5 W/mK, 1,3 W/mK, 5,0 W/mK);
- distanza tra i tubi ad “U” (0,0254 m, 0,0350 m, 0,0500 m);
- fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico (60% / 40% in volume) oppure acqua pura).

Gli intervalli di variazione della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi e della distanza tra i tubi ad “U” sono stati definiti sulla base delle informazioni disponibili nella letteratura corrente [173]; in particolare, in [173] si afferma che per quanto riguarda la conducibilità termica del suolo e del materiale di riempimento dei pozzi è possibile prendere in considerazione i seguenti valori: argilla ($\lambda \approx 0,5$ W/mK), basalto ($\lambda \approx 1,5$ W/mK), riolite ($\lambda \approx 3,0$ W/mK) e rifiuti alluvionali ($\lambda \approx 5,0$ W/mK).

La Tabella 7.5.4 descrive i 54 ulteriori casi di simulazione analizzati in questo paragrafo. Le simulazioni sono state effettuate su un arco temporale di 5 anni con un time-step di simulazione di un minuto mediante TRNSYS 17 a partire dal caso 24 di Tabella 7.5.2, precedentemente identificato come il caso migliore e caratterizzato da $SCA = 4,42$ m²/MWh, $SSV = 0,4$ m³/MWh e $SLV = 7,2$ m³/m² con un numero di pozzi pari a quattro, due stringhe in parallelo con due pozzi in serie per ogni stringa, di profondità pari a 24,9 m.

I risultati delle simulazioni associati alle configurazioni indicate in Tabella 7.5.4 sono stati analizzati e confrontati con quelli associati al sistema di riscaldamento convenzionale CS_1 assunto come riferimento (descritto nel paragrafo 5.2.1 del CAPITOLO 5) in termini di consumo di energia primaria, emissioni di anidride carbonica equivalente e costi di esercizio. Le configurazioni descritte nella Tabella 7.5.2 e nella Tabella 7.5.4 sono caratterizzate da un accumulo stagionale di energia termica costituito da 1, 2 e 4 pozzi. D'altronde, il numero di pozzi, quindi di scambiatori di calore interrati (BHE), e il modo in cui sono collegati potrebbe influire in modo significativo sul funzionamento dell'accumulo stagionale di energia termica per cui è necessario studiarli in dettaglio per ottimizzare le prestazioni complessive del sistema di teleriscaldamento proposto.

Pertanto, in questo paragrafo sono stati condotti ulteriori 14 casi simulativi, con l'obiettivo di analizzare gli impatti sia (a) del numero di BHE (sono stati considerati 2, 4, 6, 8, 10 BHE), sia (b) del tipo di collegamento dei BHE (collegamento in serie, collegamento in parallelo, collegamento misto), senza modificare i restanti parametri di progetto (area totale dei collettori solari, volume STTES, volume BTES, conduttività termica del terreno e del materiale di riempimento, distanza tra i tubi ad “U”, fluido termovettore).

A questo scopo, sono state investigate le ulteriori 14 configurazioni descritte nella Tabella 7.5.5. Tutte le simulazioni sono state condotte mediante TRNSYS 17 [43] per un intervallo temporale di 5 anni con un time step di simulazione pari ad 1 minuto. Inoltre, i risultati delle simulazioni associate alle configurazioni 81-93 sono stati analizzati e confrontati con quelli associati al sistema di riscaldamento convenzionale CS_1 assunto come riferimento (descritto nel paragrafo 5.2.1 del CAPITOLO 5); il confronto è stato nuovamente effettuato in termini di consumo di energia primaria, emissioni di anidride carbonica equivalente e costi operativi.

Tabella 7.5.4. Matrice di 54 casi di simulazione al variare della conducibilità termica del terreno, del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi ad “U” e del fluido termovettore (2 stringhe in parallelo con 2 pozzi in serie per ogni stringa con profondità di 24,9 m).

Casi di simulazione	Conducibilità termica del suolo λ_{soil} (W/mK)	Conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{grout} (W/mK)	Distanza tra i tubi a U (m)	Fluido termovettore
Caso 28	0,50			
Caso 29	1,50	0,50		
Caso 30	3,00			
Caso 31	0,50			
Caso 24	1,50	1,30	0,0254	
Caso 32	3,00			
Caso 33	0,50			
Caso 34	1,50	5,00		
Caso 35	3,00			
Caso 36	0,50			
Caso 37	1,50	0,50		
Caso 38	3,00			
Caso 39	0,50			miscela di acqua e glicole etilenico (60% / 40% in volume)
Caso 40	1,50	1,30	0,0350	
Caso 41	3,00			
Caso 42	0,50			
Caso 43	1,50	5,00		
Caso 44	3,00			
Caso 45	0,50			
Caso 46	1,50	0,50		
Caso 47	3,00			
Caso 48	0,50			
Caso 49	1,50	1,30	0,0500	
Caso 50	3,00			
Caso 51	0,50			
Caso 52	1,50	5,00		
Caso 53	3,00			
Caso 54	0,50			
Caso 55	1,50	0,50		
Caso 56	3,00			
Caso 57	0,50			
Caso 58	1,50	1,30	0,0254	
Caso 59	3,00			
Caso 60	0,50			
Caso 61	1,50	5,00		
Caso 62	3,00			
Caso 63	0,50			
Caso 64	1,50	0,50		acqua pura
Caso 65	3,00			
Caso 66	0,50			
Caso 67	1,50	1,30	0,0350	
Caso 68	3,00			
Caso 69	0,50			
Caso 70	1,50	5,00		
Caso 71	3,00			
Caso 72	0,50			
Caso 73	1,50	0,50		
Caso 74	3,00		0,0500	
Caso 75	0,50	1,30		

Caso 76	1,50	
Caso 77	3,00	
Caso 78	0,50	
Caso 79	1,50	5,00
Caso 80	3,00	

Tabella 7.5.5. Matrice di 14 casi di simulazione al variare del numero e della modalità di connessione degli scambiatori di calore interrati BHE (con $\lambda_{soil}=3.0$ W/mK, $\lambda_{grout}=5.0$ W/mK, distanza tra i tubi ad "U" = 0.0500 m, miscela di acqua e glicole etilenico).

Casi di simulazione	Numero di pozzi e modalità di interconnessione (-)	Profondità dei pozzi (m)	Raggio del BTES (m)
Caso 81	2 pozzi in parallelo	49,73	1,67
Caso 82	2 pozzi in serie	49,73	1,67
Caso 83	4 pozzi in parallelo	24,87	2,36
Caso 84	4 pozzi in serie	24,87	2,36
Caso 53	2 stringhe in parallelo con 2 pozzi in serie per ogni stringa	24,87	2,36
Caso 85	6 pozzi in parallelo	16,58	2,89
Caso 86	6 pozzi in serie	16,58	2,89
Caso 87	3 stringhe in parallelo con 3 pozzi in serie per ogni stringa	16,58	2,89
Caso 88	8 pozzi in parallelo	12,43	3,34
Caso 89	8 pozzi in serie	12,43	3,34
Caso 90	4 stringhe in parallelo con 4 pozzi in serie per ogni stringa	12,43	3,34
Caso 91	10 pozzi in parallelo	9,95	3,73
Caso 92	10 pozzi in serie	9,95	3,73
Caso 93	5 stringhe in parallelo con 5 pozzi in serie per ogni stringa	9,95	3,73

La Figura 7.5.14, la Figura 7.5.15 e la Figura 7.5.16 mostrano i risultati associati ai 54 casi di simulazione descritti in Tabella 7.5.4, riportando rispettivamente i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$, riferiti al 5° anno di simulazione, in funzione della conducibilità termica del suolo (0,5, 1,5 e 3,0 W/mK), della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi (0,5, 1,3 e 5,0 W/mK), della distanza tra i tubi a U (0,0254, 0,0350 e 0,0500 m) e del fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico o acqua pura). I dati evidenziano che:

- i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia il caso di simulazione; ciò significa che l'impianto proposto è sempre in grado di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni di anidride carbonica equivalenti nonché i costi di esercizio rispetto all'impianto di riscaldamento convenzionale, qualunque siano le caratteristiche BTES;
- i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ aumentano con i valori di λ_{soil} e λ_{grout} ;

- per fissati valori sia di λ_{grout} che di distanza tra i tubi ad U, i valori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ aumentano significativamente del 30%, 58% e 8%, rispettivamente, quando λ_{soil} aumenta da 0,5 W/mK a 3,0 W/mK;
- per fissati valori sia di λ_{soil} che di distanza tra i tubi ad U, i valori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ migliorano notevolmente, rispettivamente, del 63%, 159% e 15%, quando λ_{grout} aumenta da 0,5 W/mK a 5,0 W/mK;
- per fissati valori di λ_{soil} e λ_{grout} , i valori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ diminuiscono leggermente con una variazione della spaziatura dei tubi a U da 0,0254 m a 0,0350 m; si osserva un piccolo miglioramento delle prestazioni nel caso in cui la distanza tra i tubi a U aumenta da 0,0350 ma 0,0500 m;
- la tipologia del fluido termovettore ha un impatto minimo in termini di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$;
- con riferimento ai casi di simulazione 24, 28-53 utilizzando una miscela acqua / glicole etilenico come fluido termovettore, i migliori valori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$ (6,96%), $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ (4,43%) e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ (17,93%) si ottengono nel caso di simulazione 53 ($\lambda_{\text{soil}} = 3,00$ W/mK, $\lambda_{\text{grout}} = 5,00$ W/mK, interasse tubi a U = 0,0500 m);
- con riferimento ai casi di simulazione 54-80 che utilizzano acqua pura come fluido termovettore, i valori massimi di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$ (7,13%), $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ (4,62%) e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ (18,06%) sono ottenuti nel caso di simulazione 80 ($\lambda_{\text{soil}} = 3,00$ W/mK, $\lambda_{\text{grout}} = 5,00$ W/mK, interasse tubi a U = 0,0500 m).

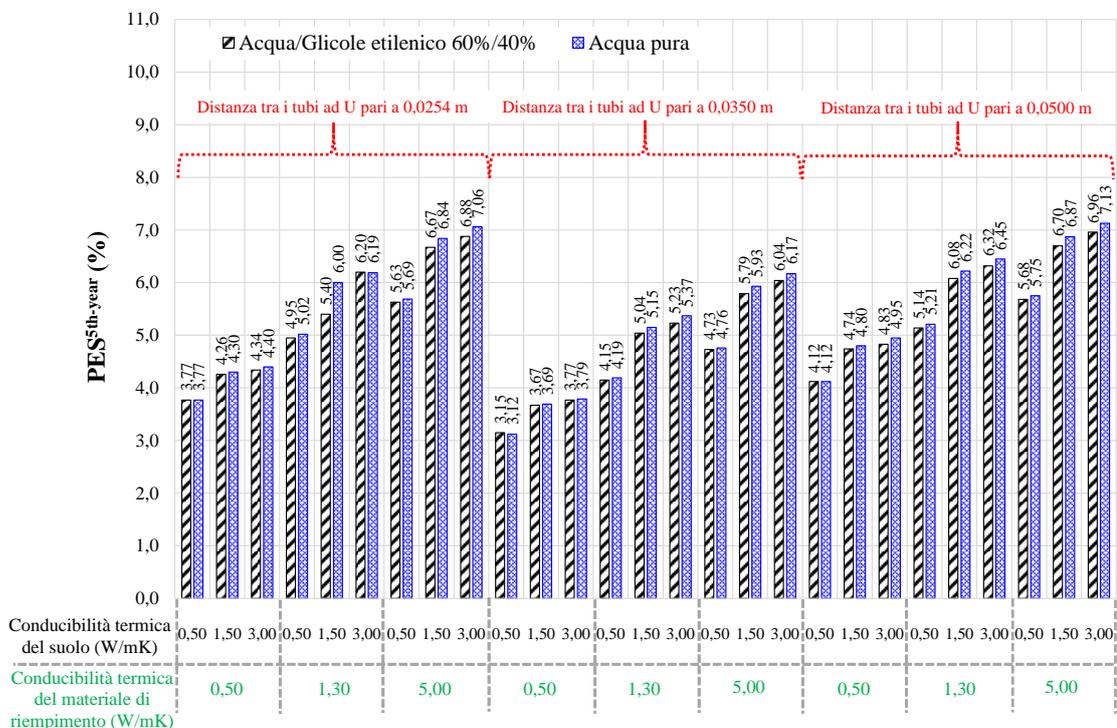


Figura 7.5.14. Valori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$ durante il 5° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.

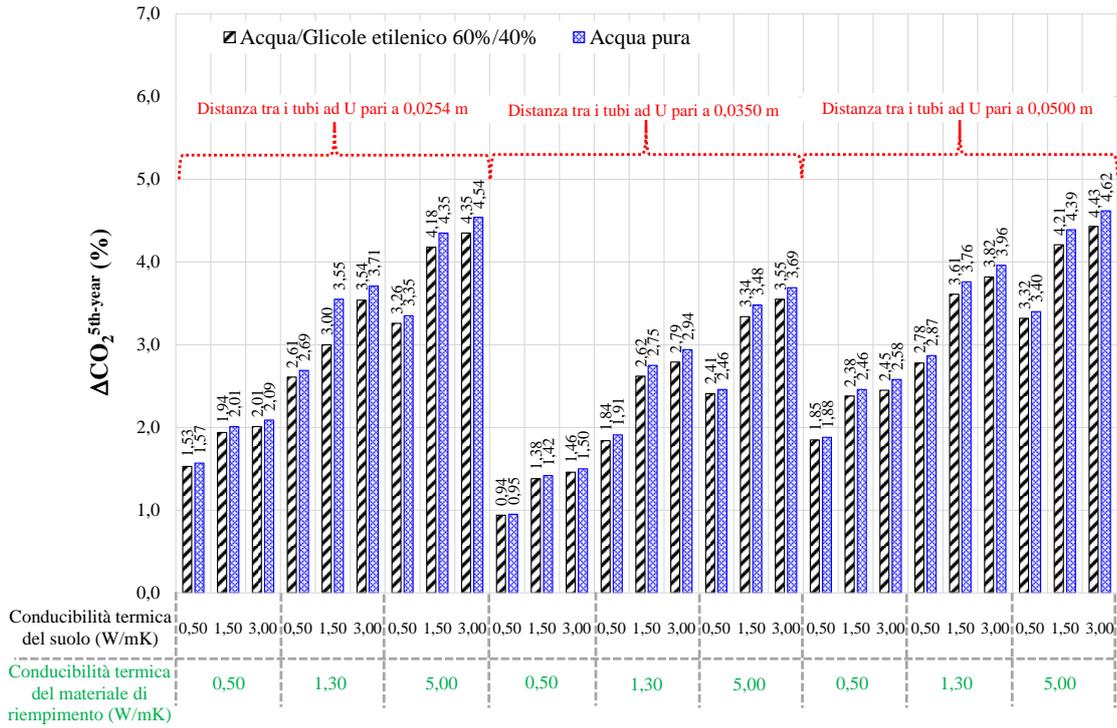


Figura 7.5.15. Valori di $\Delta CO_2^{5th-year}$ durante il 5° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.

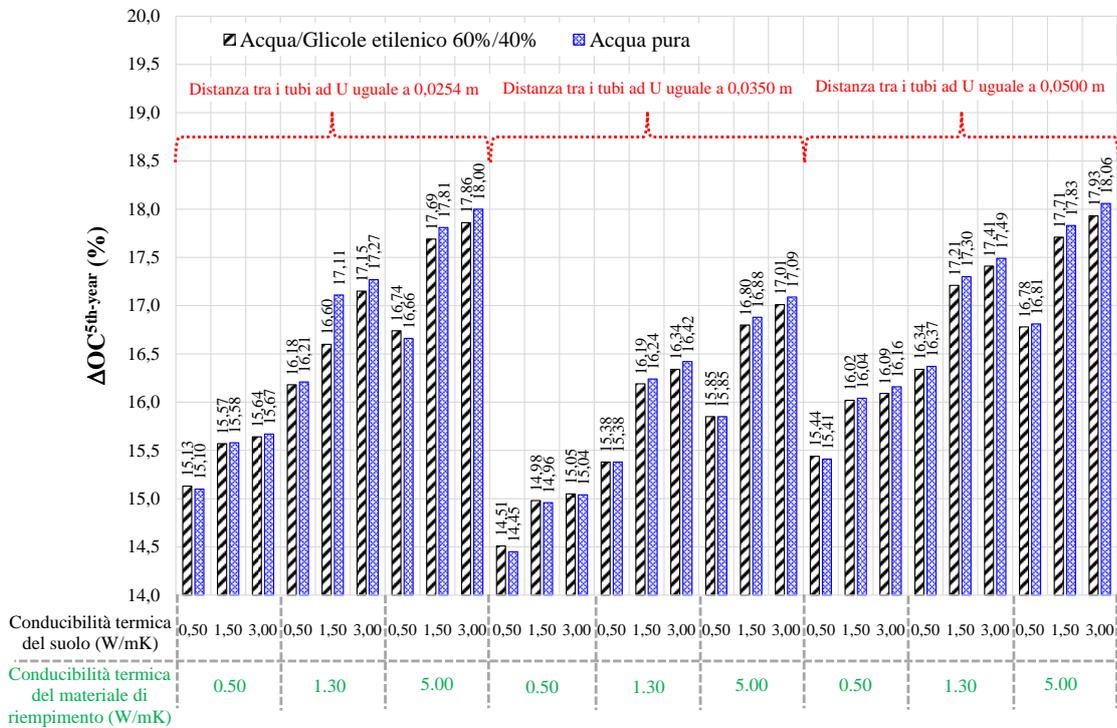


Figura 7.5.16. Valori di $\Delta OC^{5th-year}$ durante il 5° anno di simulazione al variare della conducibilità termica del suolo, della conducibilità termica del materiale di riempimento dei pozzi, della distanza tra i tubi a U e del fluido termovettore.

La differenza in termini di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ tra la configurazione 53 (miscela acqua / glicole etilenico come fluido termovettore) e 80 (acqua pura come fluido termovettore) è pressoché trascurabile, cosicché il caso di simulazione 53 può essere assunto come caso migliore considerando che l'aggiunta di glicole all'acqua pura produce una miscela con punto di congelamento inferiore a quello dell'acqua, consentendo, quindi, di operare anche quando la temperatura esterna è inferiore a 0 ° C.

La Figura 7.5.17, la Figura 7.5.18 e la Figura 7.5.19 riportano i principali flussi energetici durante il 5° anno di esercizio associati ai principali componenti dell'impianto in funzione di λ_{soil} , λ_{grout} e della distanza tra i tubi ad “U”, nel caso in cui la miscela di acqua e glicole etilenico è utilizzata come fluido termovettore.

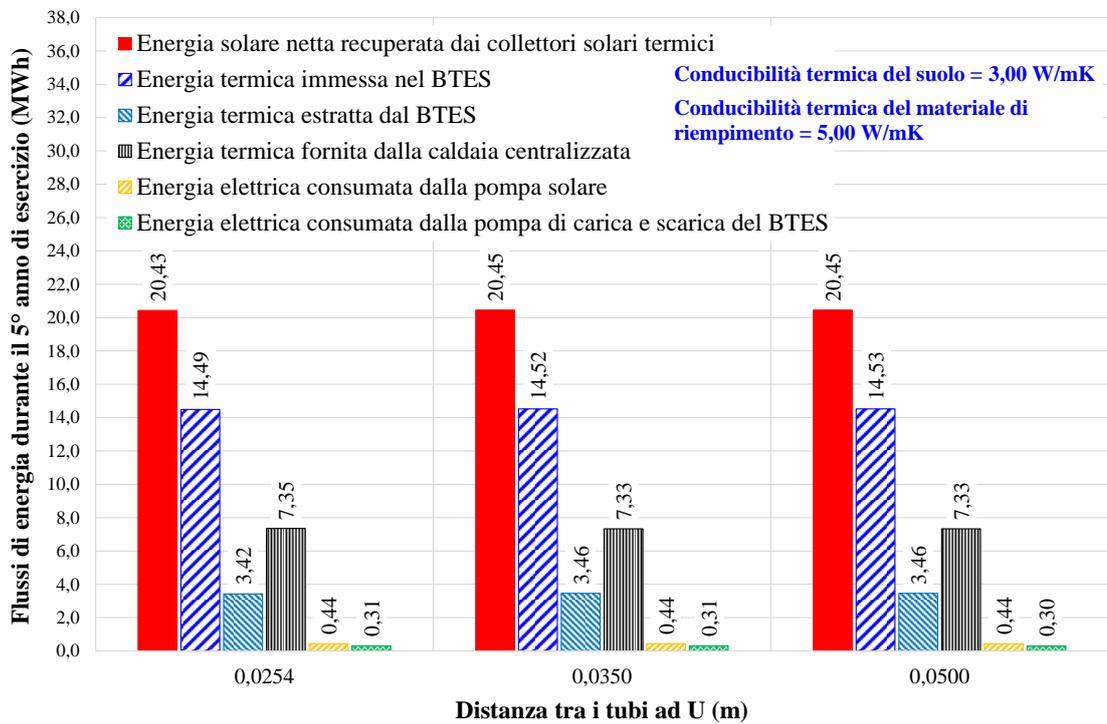


Figura 7.5.17. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della distanza tra i tubi a U.

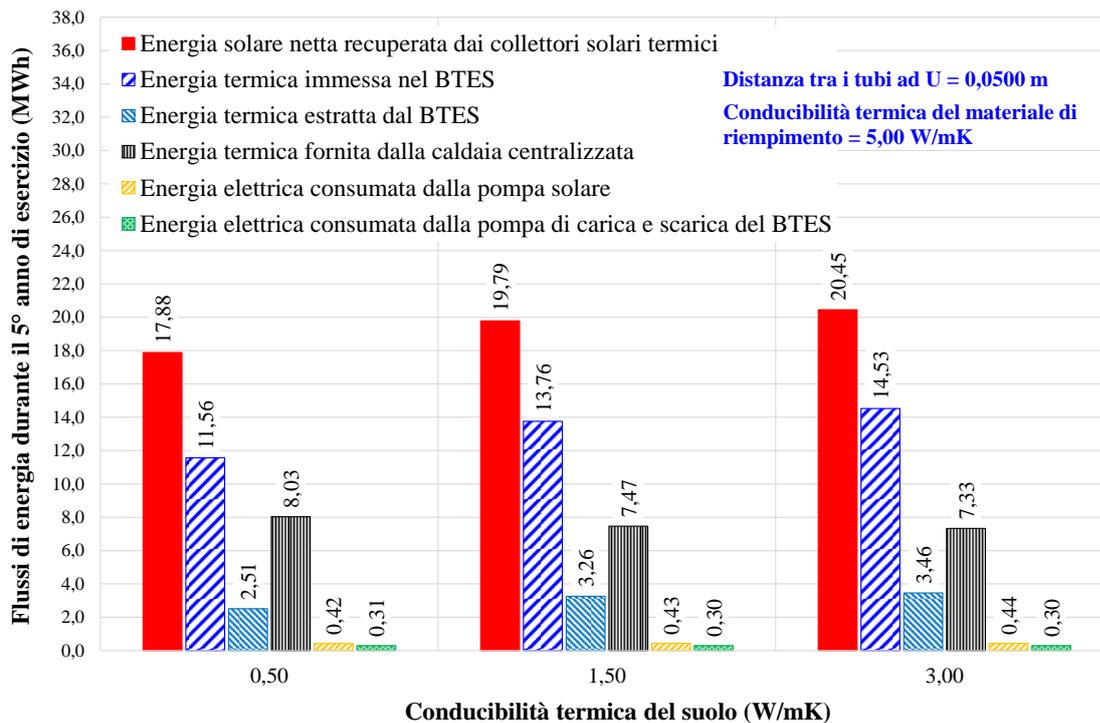


Figura 7.5.18. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{soil} .

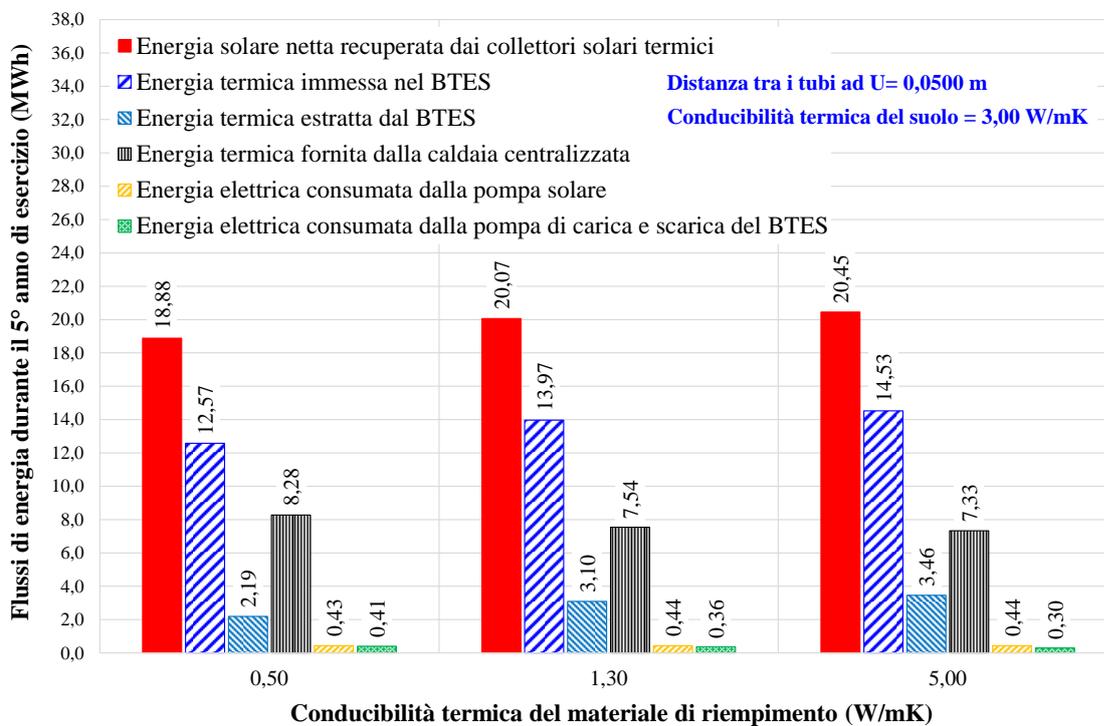


Figura 7.5.19. Flussi energetici associati ai principali componenti dell'impianto in funzione della conducibilità termica del suolo λ_{grount} .

Queste figure mostrano che:

- per dati valori di λ_{soil} e λ_{grout} , la distanza tra i tubi a U influisce solo leggermente sulle prestazioni del BTES;
- per dati valori di distanza tra i tubi ad “U” e λ_{grout} , nel caso in cui λ_{soil} aumenta da 0,5 W/mK a 3,0 W/mK (i) l'energia termica recuperata dai collettori solari aumenta di circa il 14%, (ii) l'energia termica immessa nel BTES cresce di circa il 26% e (iii) l'energia termica scaricata dal BTES diventa più grande di circa il 38% (unitamente ad una corrispondente riduzione dell'energia termica fornita dalla caldaia di back-up di circa il 9%);
- per dati valori di distanza tra i tubi ad “U” e λ_{soil} , quando λ_{grout} aumenta da 0,5 W/mK a 5,0 W/mK (i) l'energia termica recuperata dai collettori solari aumenta di circa l'8%, (ii) l'energia immessa nel BTES è maggiore di circa il 16% e (iii) l'energia termica scaricata dal BTES aumenta di circa il 58% (consentendo una riduzione dell'energia termica fornita dalla caldaia di circa il 12%).

La Figura 7.5.20 riporta i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ durante il 5° anno di attività per i casi di simulazione 53 (assunto come migliore tra quelli descritti nella Tabella 7.5.4) e 81-93 (descritti nella Tabella 7.5.5). I casi riportati in Tabella 7.5.5 sono caratterizzati da un diverso (i) numero di BHE, e /o (ii) tipo di interconnessione tra i BHE. Le configurazioni riportate in Tabella 7.5.5 sono caratterizzate dallo stesso λ_{soil} (3,0 W/mK), λ_{grout} (5,0 W/mK), distanza tra i tubi a U (0,0500 m) e fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico). La configurazione 53, come già specificato, risulta essere la migliore configurazione in base all'analisi eseguita per i casi riportati in Tabella 7.5.4.

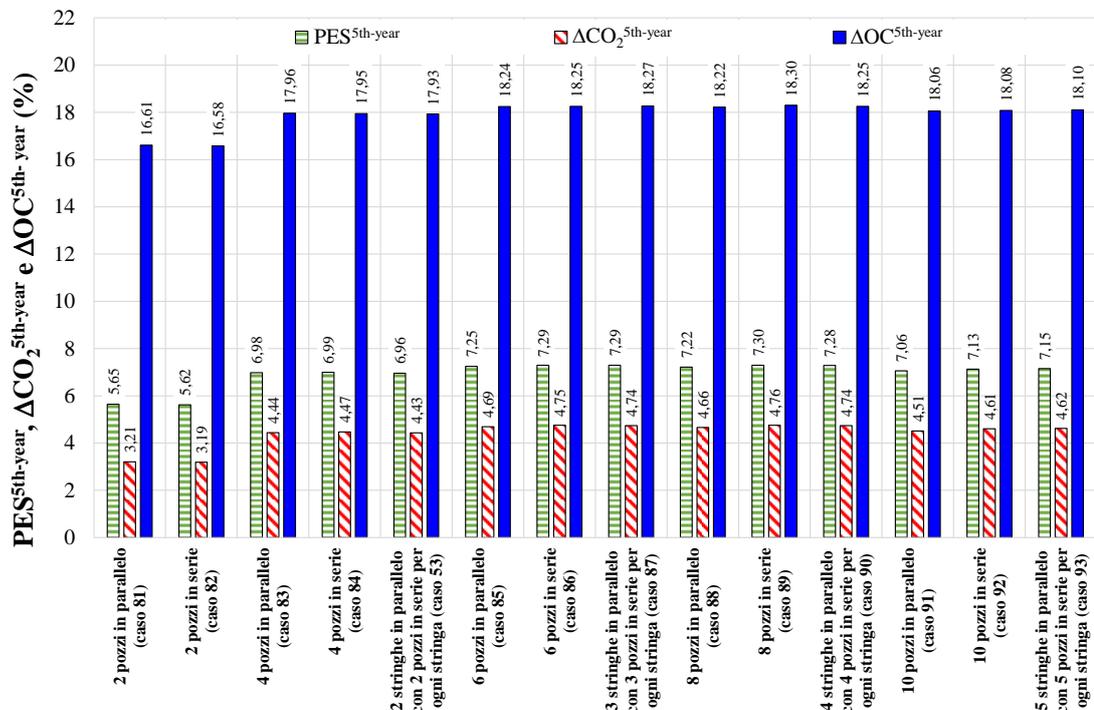


Figura 7.5.20. Valori di PES, ΔCO_2 and ΔOC durante il 5° anno di simulazione in funzione del numero e tipologia di interconnessione delle sonde geotermiche.

Questa figura mostra che:

- i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia il caso di simulazione; ciò significa che tutte le configurazioni proposte dell'impianto di teleriscaldamento proposto consentono di ridurre sempre il consumo di energia primaria, le emissioni di CO_2 equivalenti nonché i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento convenzionale CS_1 assunto come riferimento;
- nel caso di BHE collegati in serie, 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 quando il numero di pozzi è pari a 8, poi diminuiscono leggermente;
- i valori massimi di $PES^{5th-year}$ (7,30%), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (4,76%) e $\Delta OC^{5th-year}$ (18,30%) si ottengono nel caso con 8 pozzi collegati in serie (caso di simulazione 89).

La Figura 7.5.21 riporta i principali flussi energetici nel 5° anno di simulazione associati al sistema proposto per i casi 88, 89 e 90 con 8 pozzi; in particolare, si riporta l'energia elettrica consumata dall'intero distretto, l'energia elettrica consumata dalle pompe del BTES (carica e scarica), l'energia solare netta recuperata dai collettori solari termici, l'energia termica immessa nel BTES, l'energia termica estratta dal BTES, l'energia termica fornita dalla caldaia centralizzata (NGB). Da questa figura si ricava che, rispetto ai casi 88 (8 pozzi collegati in parallelo) e 90 (4 stringhe in parallelo con 4 pozzi in serie per ogni stringa), la configurazione 89 con 8 pozzi collegati in serie è in grado di minimizzare i valori sia della domanda totale di energia elettrica che del consumo di energia elettrica della pompa del BTES; ciò consente di massimizzare i potenziali risparmi in termini di consumo di energia primaria, emissioni di anidride carbonica equivalente e costi di esercizio (anche se, rispetto ai casi 88 e 90, l'energia solare estratta dal BTES è leggermente inferiore e l'energia termica fornita dalla caldaia è un leggermente superiore).

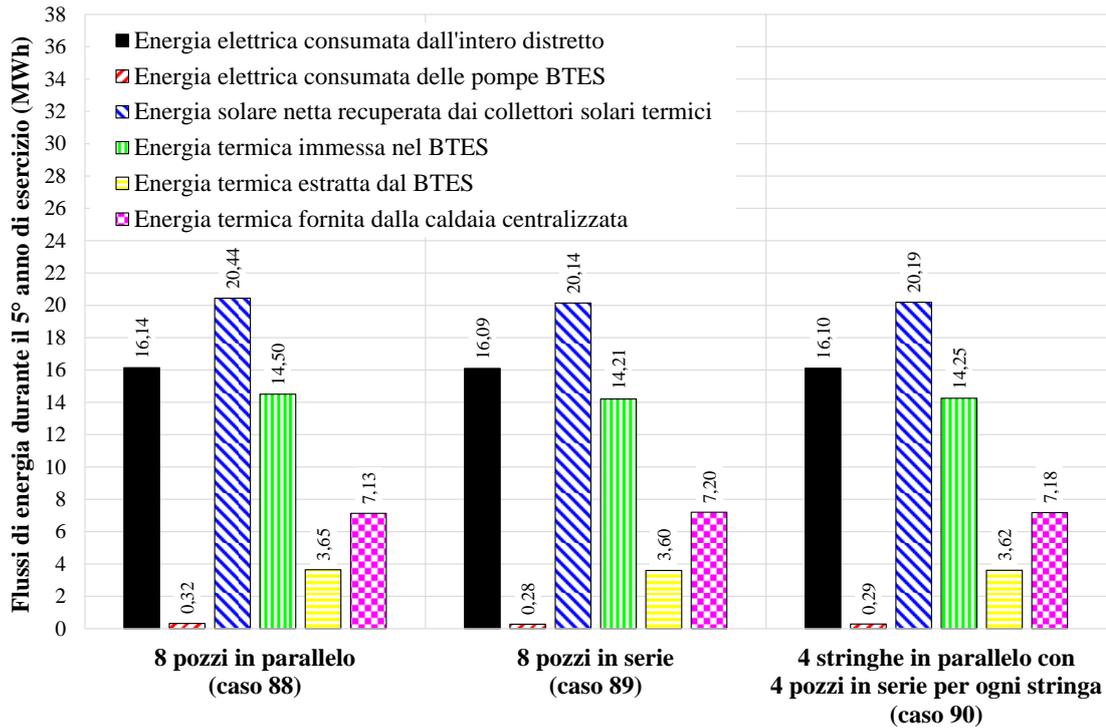


Figura 7.5.21. Principali flussi di energia durante il 5° anno di simulazione per le configurazioni con 8 sonde geotermiche.

La Tabella 7.5.6 presenta i valori di λ_{soil} , λ_{grout} , distanza tra i tubi ad “U”, numero di pozzi, profondità dei pozzi, raggio del BTES e tipo di fluido termovettore, nonché valori di $SF^{5th-year}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$, $\Delta OC^{5th-year}$ per la migliore configurazione 89.

Tabella 7.5.6. Valori di λ_{soil} , λ_{grout} , distanza tra i tubi ad “U”, numero di pozzi, profondità dei pozzi, raggio del BTES e tipo di fluido termovettore, nonché valori di $SF^{5th-years}$, $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$, $\Delta OC^{5th-year}$ per la migliore configurazione 89.

	Conducibilità termica del suolo λ_{soil} (W/mK)	Conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{grout} (W/mK)	Distanza tra i tubi ad “U” (m)	Numero di pozzi e modalità di interconnessione (-)	Profondità dei pozzi (m)	Raggio del BTES (m)	fluido termovettore	$PES^{5th-year}$ (%)	$\Delta CO_2^{5th-year}$ (%)	$\Delta OC^{5th-year}$ (%)
Migliore configurazione dal punto di vista energetico (Caso 89)	3,0	5,0	0,0500	8 pozzi in serie	12,43	3,34	miscela di acqua e glicole etilenico (60% / 40% in volume)	7,30	4,76	18,30

7.6 Performance del sistema di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale

Dall'analisi parametrica effettuata nel CAPITOLO 6 al paragrafo 7.5.1 e 7.5.2 sono stati determinati i seguenti parametri: area lorda dei collettori solari (60,24 m²), volume dell'STTES (6,0 m³), volume del BTES (435,8 m³), conducibilità termica del suolo λ_{soil} (3,0 W/mK), conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{grout} (5,0 W/mK), distanza tra i tubi ad "U" (0,0500 m), numero di pozzi e modalità di interconnessione (8 pozzi in serie), profondità dei pozzi (12,43 m) ed fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico (60%/40% in volume)).

Nei paragrafi successivi 7.6.1, 7.6.2, 7.7.1 e 7.7.2 sono riportate le prestazioni energetiche, economiche e di impatto ambientale di numerose ulteriori configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento ad energia solare integrato con accumulo termico stagionale; tali configurazioni sono dettagliate nei paragrafi 5.3 e 5.4 del CAPITOLO 5.

Tutte le configurazioni impiantistiche analizzate nel seguito sono dedicate al soddisfacimento delle esigenze di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria di un quartiere residenziale composto da 6 utenze residenziali (descritto nel CAPITOLO 4) nelle condizioni climatiche di Napoli (latitudine = 40° 51' 46" 80 Nord; longitudine = 14° 16' 36" 12 Est; gradi giorno = 1034). Sono stati investigati due scenari: 1) senza veicoli elettrici; 2) con 6 veicoli elettrici (uno per ogni utenza).

Tutte le configurazioni impiantistiche analizzate nei paragrafi successivi 7.6.1, 7.6.2, 7.7.1 e 7.7.2, inoltre, presentano gli stessi valori (determinati nei paragrafi precedenti) dei seguenti parametri: area lorda dei collettori solari (60,24 m²), volume dell'STTES (6,0 m³), volume del BTES (435,8 m³), conducibilità termica del suolo λ_{soil} (3,0 W/mK), conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{grout} (5,0 W/mK), distanza tra i tubi ad "U" (0,0500 m), numero di pozzi e modalità di interconnessione (8 pozzi in serie), profondità dei pozzi (12,43 m) e fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico (60%/40% in volume)).

Le configurazioni investigate nei paragrafi successivi 7.6.1, 7.6.2, 7.7.1 e 7.7.2 differiscono tra loro in termini di:

- 1) tecnologia del sistema back-up utilizzato per la produzione di energia termica
- 2) tipo di combustibile utilizzato (fossile o rinnovabile) dal sistema back-up
- 3) utilizzo di pannelli fotovoltaici
- 4) utilizzo di accumulo elettrico
- 5) schema di produzione dell'acqua calda sanitaria

7.6.1 Performance dell'impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale senza veicoli elettrici

In questo paragrafo sono riportati 6 casi di simulazione, i quali differiscono tra loro per tecnologia del sistema back-up utilizzato per la produzione di energia termica, tipo di combustibile (fossile o rinnovabile) consumato dal sistema di back-up, utilizzo di pannelli

fotovoltaici, utilizzo di un accumulo elettrico, schema di produzione dell'acqua calda sanitaria (ACS).

In Tabella 7.6.1 è riportato il dettaglio delle 6 configurazioni investigate, mettendo in risalto le differenze tra le configurazioni impiantistiche in termini di presenza dei componenti principali. Come evidenziato in Tabella 7.6.1, le configurazioni dell'impianto differiscono in termini di campo solare e / o sistema di back-up e / o schema di produzione ACS.

Tabella 7.6.1. Configurazioni impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) senza veicoli elettrici esaminate.

Nome configurazione	EV	Campo solare (SF)			Sistema di Back-up (BS)			Produzione di ACS	
		SC	PV	EB	NGB	MCHP	WPB	NGIB	WPIB + IDHWT
Schema1_NGB		X			X			X	
Schema2_WPB		X					X	X	
Schema3_ICE-MCHP		X				X		X	
Schema4_SE-MCHP		X				X		X	
Schema5_WPB_WPIB_IDHWT		X					X		X
Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB		X	X	X			X		X

In particolare, il campo solare per le prime 5 configurazioni (Schema1_NGB, Schema2_WPB, Schema3_ICE-MCHP, Schema4_SE-MCHP, Schema5_WPB_WPIB_IDHWT) è costituito solo da collettori solari termici; per la configurazione denominata Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB il campo solare è costituito da collettori solari termici insieme a pannelli fotovoltaici (PV) collegati ad un accumulo elettrico (EB);

In termini di sistema ausiliario di back-up si considerano 4 diverse alternative:

5. Caldaia centralizzata a gas naturale (NGB);
6. Micro-cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale (ICE-MCHP);
7. Micro-cogeneratore con motore Stirling alimentato a gas naturale (SE-MCHP);
8. Caldaia a pellet (WPB);

Per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS), nello Schema5_WPB_WPIB_IDHWT, sono state valutate le prestazioni dell'intero sistema sostituendo la caldaia individuale a gas naturale (NGIB) con una a pellet (WPIB) accoppiata ad un accumulo termico IDHWT utilizzato per recuperare energia termica dal circuito di distribuzione (solo durante il periodo invernale); durante il periodo estivo, quando l'impianto di riscaldamento è spento, l'acqua calda sanitaria è prodotta esclusivamente dalle caldaie individuali a pellet WPIB.

Le 6 configurazioni di impianto descritte nella Tabella 7.6.1 sono dettagliate nei paragrafi 5.3.1.1, 5.3.1.2, 5.3.1.3, 5.3.1.4 e 5.3.1.5 del CAPITOLO 5. Esse sono state modellate, simulate dinamicamente tramite il software TRNSYS e analizzate in un periodo di 5 anni; i risultati delle simulazioni sono stati confrontati con le prestazioni del sistema di riscaldamento

convenzionale italiano CS_1 (descritto nel CAPITOLO 5, paragrafo 5.2.1) secondo le modalità indicate nella CAPITOLO 6, paragrafo 6.1.

La Figura 7.6.2, Figura 7.6.3, Figura 7.6.4 riportano rispettivamente i valori di PES (Eq. 6.1.11), ΔCO_2 (Eq. 6.1.14) e ΔOC (Eq. 6.1.18) in funzione dell'anno di simulazione per le 6 configurazioni indicate nella Tabella 7.6.1 precedente. I dati evidenziano che i valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC aumentano dal 1° al 2° anno di esercizio per poi diventare sostanzialmente costanti per tutte le configurazioni impiantistiche, ad eccezione di quelle che includono la caldaia a pellet come sistema di back-up. Questo comportamento è legato al tempo necessario per caricare completamente l'accumulo stagionale, per cui nel primo periodo di simulazione il BTES funziona a temperatura relativamente più bassa con una percentuale ridotta di energia termica scaricata nell'STTES; man mano che la temperatura interna del BTES aumenta si ha un più efficace sfruttamento dell'energia solare. La Figura 7.6.1 evidenzia l'andamento della temperatura al centro dell'accumulo di energia termica di lungo termine BTES nel caso della configurazione Schema1_NGB (assunto come esempio) in funzione del tempo. Si evidenzia che tale temperatura, partendo da un valore iniziale di circa 10 °C il 1° Gennaio, aumenta fino a circa 79 °C durante l'estate del 1° anno di esercizio; poi, tale temperatura si riduce sia per la scarica del BTES che a causa delle dispersioni termiche durante l'inverno tra il 1° e il 2° anno di simulazione, raggiungendo un valore minimo di circa 50 °C; infine, la temperatura al centro dell'accumulo stagionale riprende ad aumentare fino ad un massimo di circa 81 °C durante l'estate del 2° anno di funzionamento. Si può notare che, negli anni successivi, sia le temperature massime che quelle minime sono pressoché uguali a quelle ottenute durante il 2° anno; ciò significa che il comportamento dell'accumulo stagionale diventa sostanzialmente stazionario dopo circa due anni dal funzionamento.

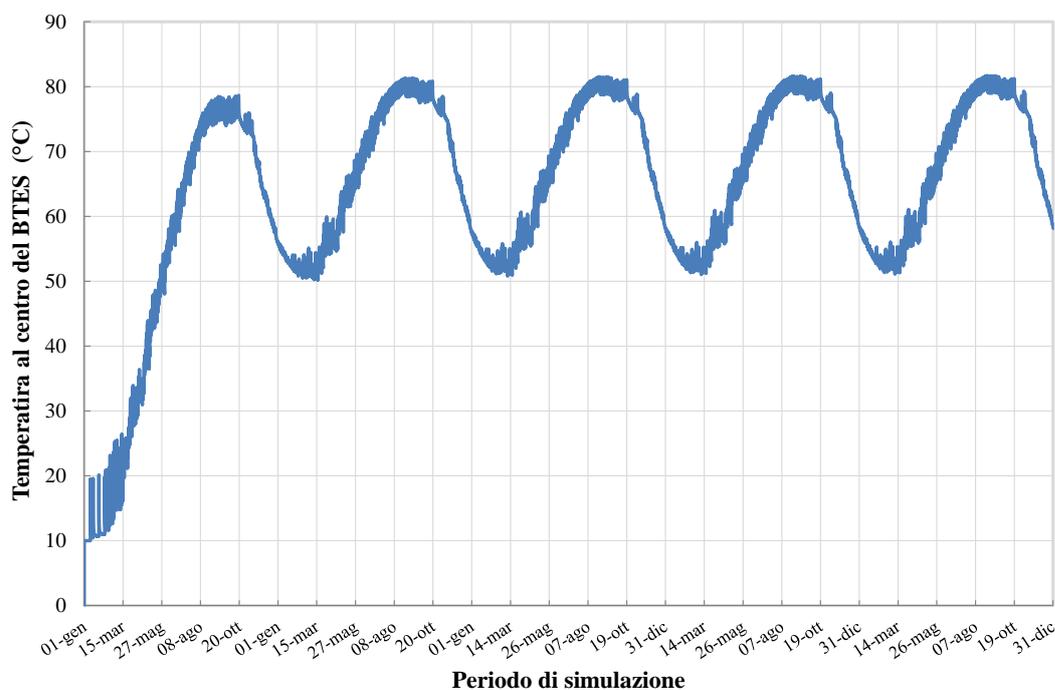


Figura 7.6.1. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per la configurazione Schema1_NGB.

Dalla Figura 7.6.2 e dalla Figura 7.6.3 si evince che i valori di PES e ΔCO_2 per le tre configurazioni che utilizzano la caldaia a pellet come back-up (Schema2_WPB, Schema5_WPB_WPIB_IDHWT e Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB) sono pressoché costanti al variare dell'anno di simulazione; questo comportamento può essere spiegato tenendo conto che (i) il consumo di energia primaria associato alle caldaie a pellet è zero (il pellet è rinnovabile), (ii) il fattore di emissione di CO_2 equivalente associato al consumo di pellet è basso [164], (iii) il consumo dell'energia elettrica degli impianti rappresenta circa il 45% del fabbisogno energetico totale (termico ed elettrico).

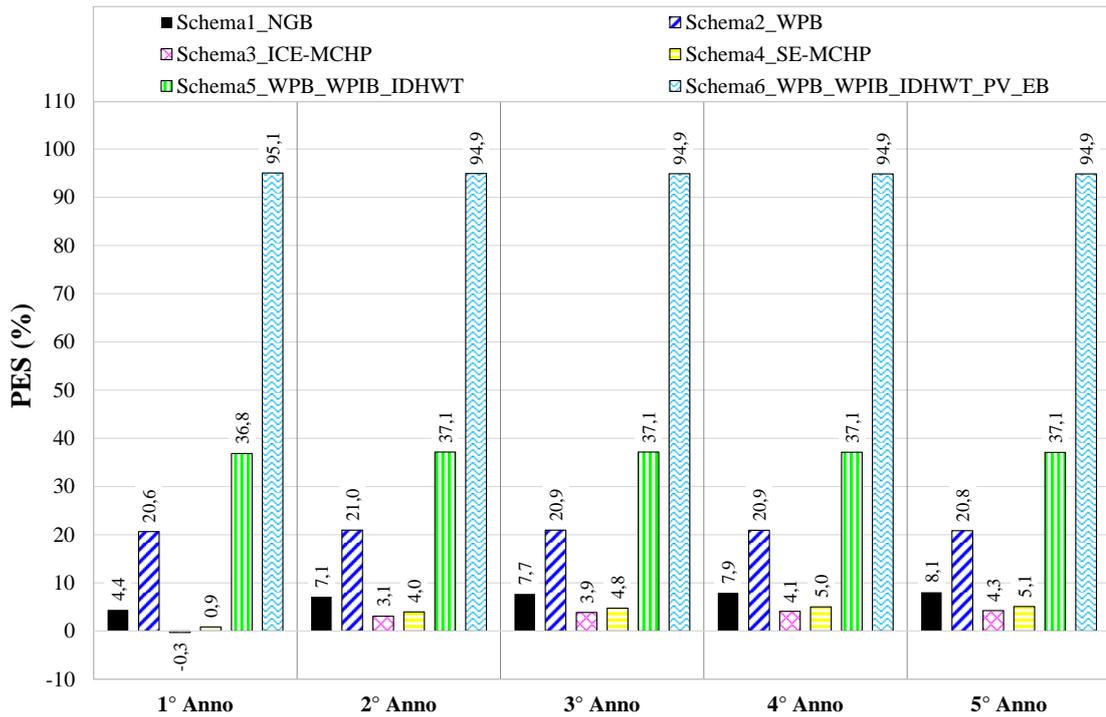


Figura 7.6.2. Valori di PES in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.

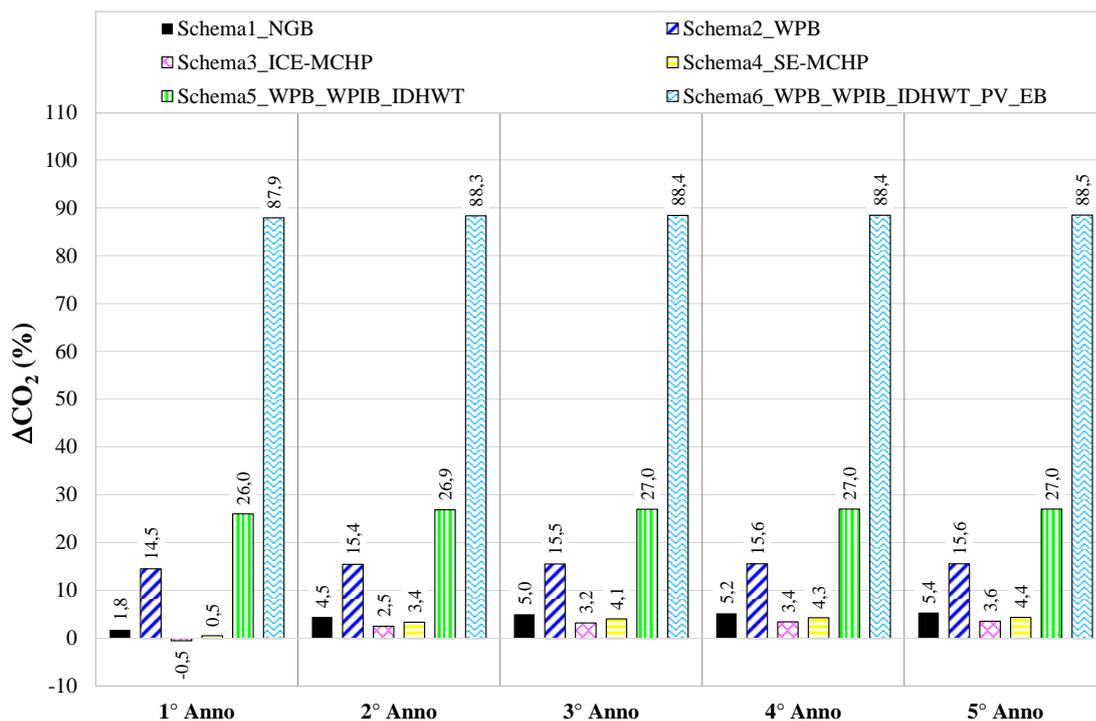


Figura 7.6.3. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.

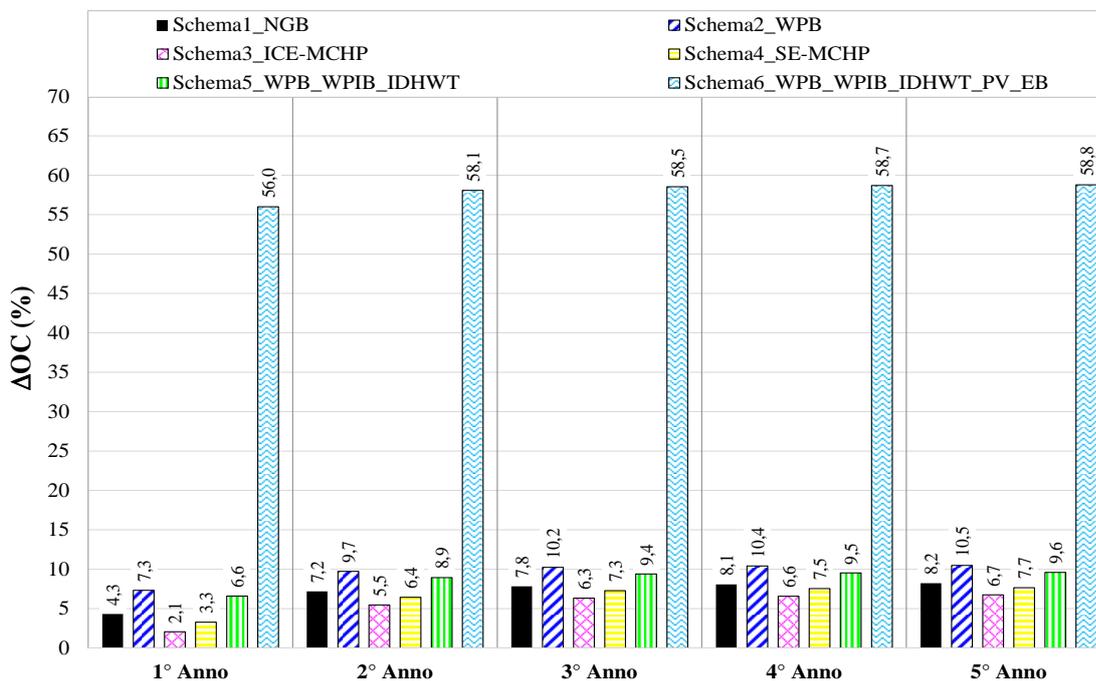


Figura 7.6.4. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che della configurazione dell'impianto in Tabella 7.6.1.

Secondo i dati riportati in Figura 7.6.2, Figura 7.6.3 e Figura 7.6.4, le prestazioni durante il 5° anno di simulazione di tutte le configurazioni della Tabella 7.6.1 possono essere associabili ad una condizione di funzionamento stazionario.

La Figura 7.6.5 riporta i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ associati al 5° anno di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto della Tabella 7.6.1.

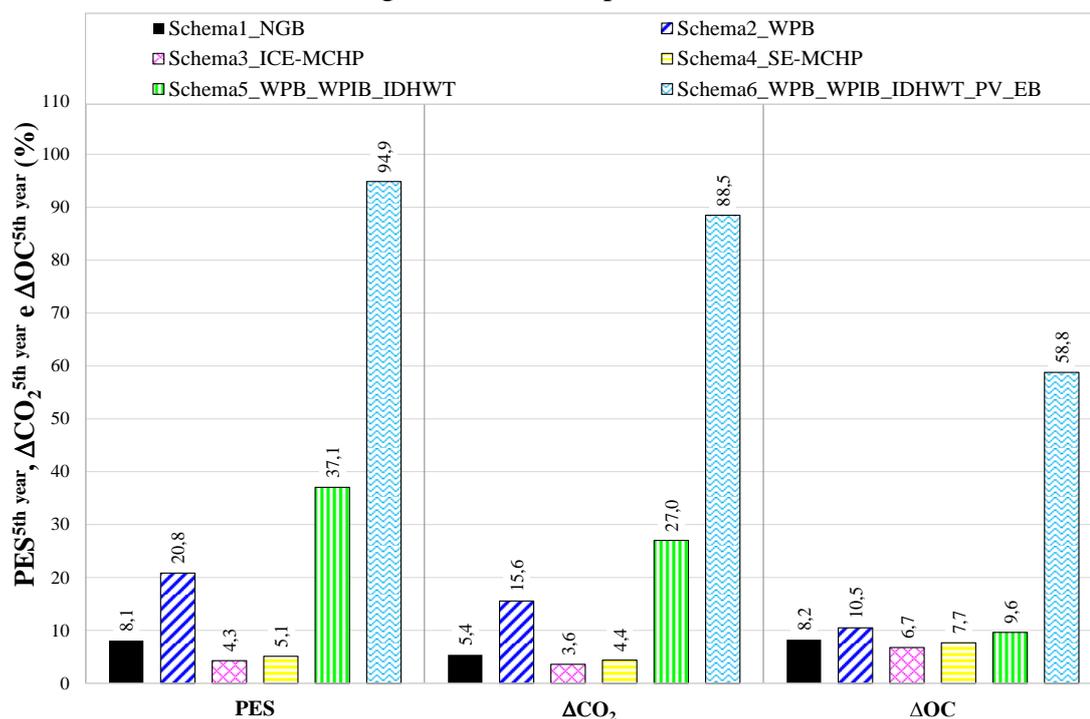


Figura 7.6.5. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC associato al 5° anno di esercizio in funzione della configurazione dell'impianto.

La Figura 7.6.6 riporta i principali flussi di energia termica delle diverse configurazioni impiantistiche descritte nella Tabella 7.6.1 durante il 5° anno di simulazione; in particolare, tale figura riporta l'energia solare netta recuperata dai collettori solari termici, l'energia termica immessa nel BTES, l'energia termica estratta dal BTES, l'energia termica fornita dai sistemi alternativi di back up per il riscaldamento degli ambienti e l'energia termica totale fornita delle singole caldaie individuali per la produzione di ACS.

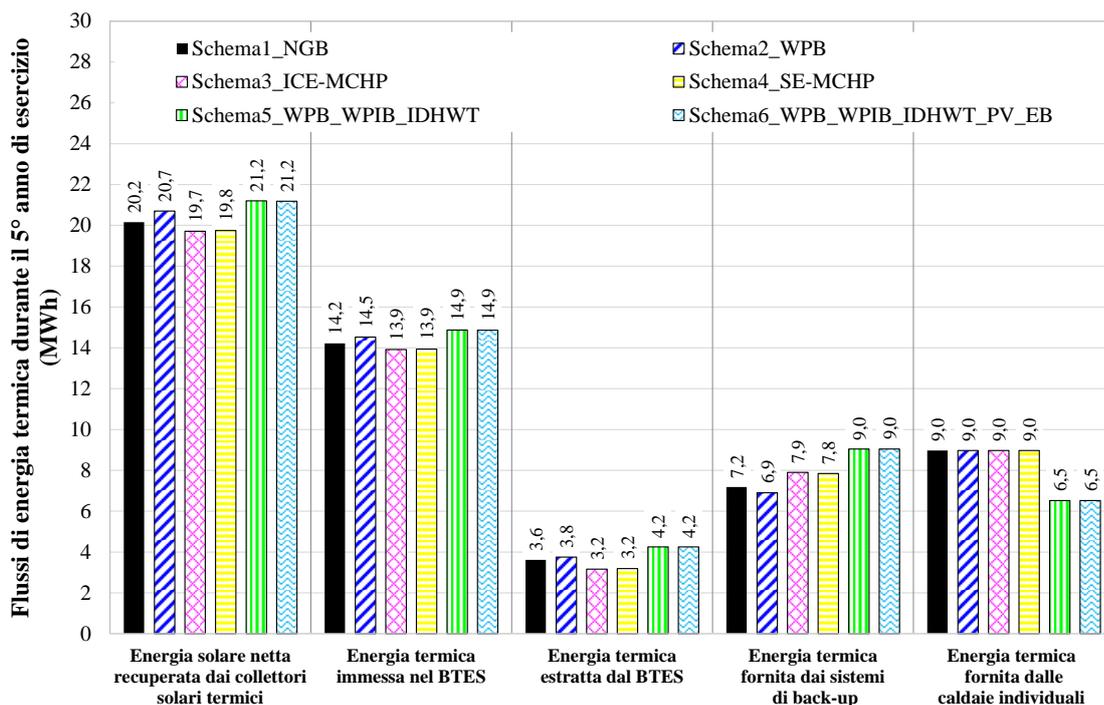


Figura 7.6.6. Flussi di energia termica durante il 5° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.

La Figura 7.6.7 riporta i principali flussi di energia elettrica nel 5° anno di simulazione delle diverse configurazioni impiantistiche descritte nella Tabella 7.6.1 ; in particolare, la figura riporta l'energia elettrica complessiva generata dalle unità MCHP o dai pannelli PV, l'energia elettrica esportata in rete, l'energia elettrica caricata nelle batterie dai pannelli PV, l'energia elettrica scaricata dalle batterie e utilizzata per coprire il carico elettrico complessivo, l'energia elettrica fornita dalle unità MCHP o dai pannelli fotovoltaici utilizzata direttamente per coprire il fabbisogno elettrico e l'energia elettrica importata dalla rete. Con riferimento a questa figura, è da sottolineare che per lo Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB l'energia elettrica complessiva generata dai pannelli fotovoltaici non è esattamente uguale alla somma di (i) l'energia elettrica esportata in rete, (ii) l'energia elettrica caricata nelle batterie dai pannelli fotovoltaici, (iii) l'energia elettrica scaricata dalle batterie per coprire il carico elettrico complessivo e (iv) l'energia elettrica fornita dai PV utilizzata direttamente per coprire il carico elettrico; ciò è dovuto al fatto che le efficienze sia del regolatore di carica che dell'inverter sono inferiori al 100% e, in particolare, sono pari rispettivamente al 78% e al 96% (come indicato in Tabella 5.3.11 nel paragrafo 5.3.1.5 del CAPITOLO 5).

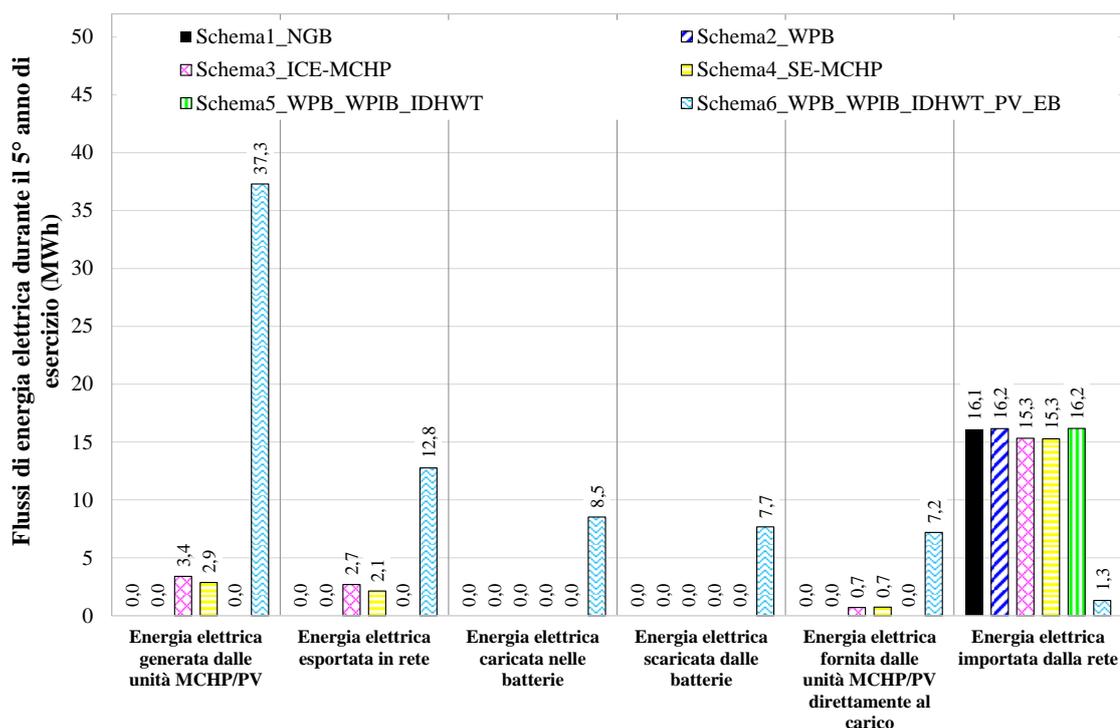


Figura 7.6.7. Flussi di energia elettrica durante il 5 ° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.

Nella Tabella 7.6.2 sono riassunti i valori assoluti del consumo di energia primaria E_p , la massa totale di anidride carbonica equivalente m_{CO_2} e i costi operativi OC delle diverse configurazioni impiantistiche descritte nella Tabella 7.6.1, oltre che del sistema di riferimento CS_1.

Tabella 7.6.2. Valori assoluti di consumo di energia primaria, massa di emissioni globali equivalenti di anidride carbonica e costi di esercizio in funzione della configurazione dell'impianto.

	Schema1_NGB	Schema2_WPB	Schema3_ICE-MCHP	Schema4_SE-MCHP	Schema5_WPB_WPIB_IDHWT	Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB	CS_1
E_p (MWh _p)	56,25	48,44	58,58	58,06	38,51	3,14	61,19
m_{CO_2} (MgCO _{2,eq})	13,11	11,69	13,35	13,24	10,11	1,60	13,85
OC (k€)	4,31	4,20	4,37	4,33	4,24	1,93	4,69

La Tabella 7.6.3 riporta i costi d'investimento, derivati da dati di letteratura, associati alle principali componenti delle configurazioni impiantistiche in esame.

Tabella 7.6.3. Costi d'investimento associati alle principali componenti delle configurazioni impiantistiche in esame.

Pompa carica/scarica BTES (€) [168]	BTES (€) [83]	Singola NGB/NGIB (€) [169]	ICE- MCHP (€/kW _{el}) [86]	SE- MCHP (€/kW _{el}) [157]	Singola WPB / WPIB (€) [170]	Sei IDHWT (€) [83]	PV (€/kW _{picco}) [169]	Tre EB (€) [155]
2826,00	22917,00	1463,00	2000,00 ÷ 6000,00	2700,00 ÷ 5500,00	5150,00	2202,00	1351,00	18984,00

La Figura 7.6.5, la Figura 7.6.6 e la Figura 7.6.7 mostrano che:

- i valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia la configurazione dell'impianto (Figura 7.6.5); ciò significa che tutte le configurazioni proposte consentono di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni equivalenti di CO₂ ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento;
- i valori massimi di $PES^{5th-year}$ (94,9,0%), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (88,5%) e $\Delta OC^{5th-year}$ (58,8%) si ottengono nel caso della configurazione Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB (Figura 7.6.5), dove (i) la caldaia a pellet è utilizzata come sistema di back-up, (ii) il campo solare è integrato con pannelli fotovoltaici accoppiati alle batterie, e (iii) l'acqua calda sanitaria è ottenuta con caldaie individuali a pellet e preriscaldando l'acqua di rete grazie all'IDHWT;
- la configurazione con la peggiore performance energetica ($PES^{5th-year} = 4,3\%$), ambientale ($\Delta CO_2^{5th-year} = 3,6\%$) ed economica ($\Delta OC^{5th-year} = 6,7\%$) è quella denominata Schema3_ICE-MCHP (Figura 7.6.5);
- il confronto tra le configurazioni Schema1_NGB e Schema2_WPB (che differiscono solo per il sistema di back-up) evidenzia che la caldaia a pellet ha prestazioni migliori rispetto alla caldaia a metano in termini energetici (-7,81 MWh_p), ambientali (-1420 kgCO_{2,eq}) e di costi di esercizio (-110 €/anno) grazie al fatto che (i) il pellet è un combustibile rinnovabile, (ii) il fattore di emissione del pellet di legna è inferiore a quello associato al gas naturale e (iii) il costo unitario per ogni kWh di energia termica fornita è leggermente inferiore nel caso di utilizzo del pellet rispetto al caso con gas naturale. Tuttavia la Tabella 7.6.3 indica che la caldaia a pellet è molto più costosa rispetto alla caldaia a gas naturale, con un costo di investimento aggiuntivo di circa 3687 €, corrispondente ad una differenza percentuale di circa il 252%;
- confrontando le configurazioni Schema2_WPB, Schema3_ICE-MCHP e Schema4_SE-MCHP (che differiscono solo per sistema di back-up), la Figura 7.6.5 mostra che: (a) le prestazioni peggiori sono quelle associate alla configurazione che adotta come unità di back-up il micro-cogeneratore con motore a combustione interna; (b) i potenziali

risparmi associati all'utilizzo della caldaia a pellet sono molto maggiori di quelli ottenuti nei casi di utilizzo delle unità MCHP. I risultati del confronto possono essere spiegati tenendo conto che: (i) l'efficienza termica della caldaia a pellet (Eq. 5.6.6) è maggiore dell'efficienza termica di entrambe le unità MCHP (secondo i valori riportati in Tabella 5.3.7), (ii) l'energia solare recuperata dai collettori solari termici è maggiore quando viene adottata la caldaia a pellet come back-up (Figura 7.6.6) grazie ad un valore della temperatura media nel STTES inferiore, e (iii) solo una piccola parte (circa 4,3%) del fabbisogno elettrico totale è soddisfatto mediante l'energia elettrica cogenerata (Figura 7.6.7), evidenziando il significativo disallineamento temporale tra la produzione di elettrica del MCHP e la domanda di energia elettrica. Inoltre, dalla Tabella 7.6.3 si può rilevare che i costi di investimento di entrambi i dispositivi MCHP (circa $2000 \div 6000$ € per kW_{el} di potenza elettrica) sono molto maggiori di quelli associati alla caldaia a gas naturale (1463 €), richiedendo quindi un significativo extra investimento;

- f) rispetto alla configurazione Schema2_WPB, lo schema Schema5_WPB_WPIB_IDHWT (che differisce in termini di produzione localizzata di ACS) è caratterizzato da valori decisamente migliori di $PES^{5th-year}$ e $\Delta CO_2^{5th-year}$, con differenze pari al 16,3% (corrispondenti a circa 9,9 MWh_p) e 11,4% (corrispondente a circa 1580 kgCO_{2,eq}); ciò è dovuto principalmente al fatto che il fabbisogno termico per la produzione di ACS è totalmente coperto da fonte rinnovabile (pellet). Rispetto allo Schema2_WPB, invece, lo schema Schema5_WPB_WPIB_IDHWT risulta avere costi di gestione leggermente più alti (+40 €/anno), con l'aggiunta anche di notevoli costi di investimento extra (dovuti agli accumuli distribuiti oltre che alle caldaie a pellet individuali) di circa 24324 € (secondo i dati riportati in Tabella 7.6.3);
- g) confrontando gli schemi Schema5_WPB_WPIB_IDHWT e Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB, si può affermare che l'aggiunta dei pannelli PV abbinati alle batterie migliora notevolmente le prestazioni in termini di consumo di energia primaria (il $PES^{5th-year}$ passa dal 37,1% al 94,9%, con un risparmio di circa 35,4 MWh_p), emissioni equivalenti di CO₂ ($\Delta CO_2^{5th-year}$ aumenta dal 27,0% fino a 88,5%, con un risparmio di circa 8510 kgCO_{2,eq}) e costi operativi ($\Delta OC^{5th-year}$ aumenta dal 9,6% al 58,8%, con un risparmio di circa 2310 €/anno). Ciò è principalmente dovuto al fatto che (i) i pannelli fotovoltaici e le batterie consentono di coprire circa il 91,8% della domanda elettrica complessiva (e, quindi, di ridurre l'importazione di energia elettrica dalla rete), e (ii) 12,8 MWh di energia elettrica viene ceduta alla rete con i relativi ricavi. Inoltre, va sottolineato che all'aumentare della taglia del campo fotovoltaico si ha una riduzione dei costi operativi, ma, di contro, si ha anche un aumento dei costi di investimento; esiste, quindi, come noto, un dimensionamento ottimale dei pannelli fotovoltaici ottenuto valutando il rapporto tra investimento e costi di esercizio.

La Figura 7.6.8 mostra l'efficienza η_{BTES} del BTES (Eq. 6.1.2), la frazione termica rinnovabile RF_{th} (Eq. 6.1.5), la frazione elettrica rinnovabile RF_{el} (Eq. 6.1.6) e la frazione di energia rinnovabile RF_{tot} (Eq. 6.1.8) durante il 5° anno di simulazione in funzione delle diverse configurazioni impiantistiche descritte nella Tabella 7.6.1 .

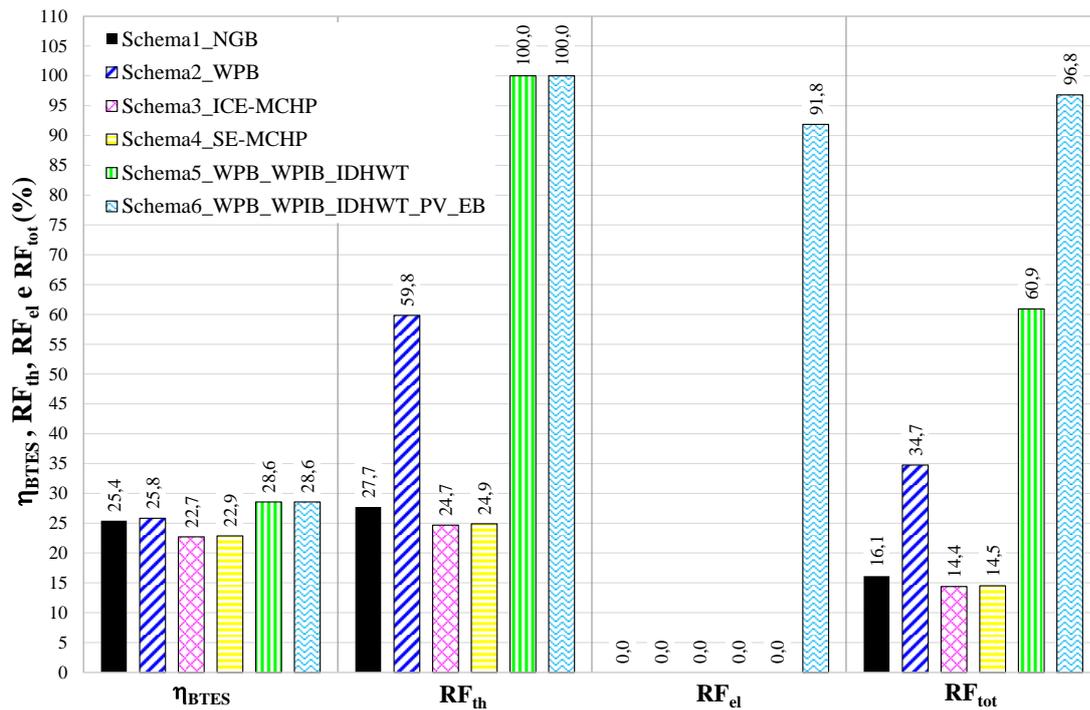


Figura 7.6.8. Efficienza del BTES η_{BTES} , frazione termica rinnovabile RF_{th} , frazione elettrica rinnovabile RF_{el} , frazione di energia rinnovabile RF_{tot} durante il 5° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.

Questa figura evidenzia che:

- i valori di η_{BTES} vanno da un minimo del 22,7% per la configurazione Schema3_ICE-MCHP fino ad un massimo del 28,6% per entrambe le configurazioni Schema5_WPB_WPIB_IDHWT e Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB; questi valori dimostrano che il BTES è adatto nei sistemi di teleriscaldamento per lo sfruttamento dell'energia solare;
- i valori massimi di RF_{th} , RF_{el} e RF_{tot} , rispettivamente, sono pari a 100,0%, 91,8% e 96,8%; tali valori massimi sono associati alla configurazione Schema6_WPB_WPIB_IDHWT_PV_EB. Raggiungere una frazione di energia rinnovabile del 96,8% significa che il 96,8% del fabbisogno complessivo (elettrico e termico) è coperto da fonti rinnovabili (energia solare e pellet); la frazione termica rinnovabile è pari al 100% grazie al fatto che il fabbisogno termico totale (per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di ACS) è soddisfatto con fonte solare e pellet.
- i valori più bassi di RF_{th} , RF_{el} e RF_{tot} sono quelli ottenuti per la configurazione Schema3_ICE-MCHP; essi sono pari rispettivamente al 24,7%, 0,0% e 14,4%.

I valori di efficienza del BTES ottenuti in questo lavoro di tesi sono abbastanza coerenti con quelli trovati nello studio condotto da Zhu e Chen [174]; in particolare, essi hanno eseguito una vasta analisi di sensitività sulle prestazioni del BTES nelle condizioni climatiche di Tianjin (costa orientale della Cina), caratterizzata da una latitudine simile rispetto a Napoli, al variare della conducibilità termica del suolo, della spaziatura e della profondità dei pozzi.

Essi hanno riscontrato un'efficienza del BTES (i) tra il 20% e il 30% in circa il 17% dei casi di simulazione e (ii) inferiore al 50% in circa il 54% delle configurazioni investigate.

Nella Figura 7.6.9 sono riportati i valori del periodo di ritorno dell'investimento (SPB) (Eq. 6.1.19), ovvero il tempo necessario per recuperare il costo aggiuntivo dell'investimento iniziale relativo all'impianto di teleriscaldamento rispetto allo schema convenzionale di riferimento, in funzione delle configurazioni proposte.

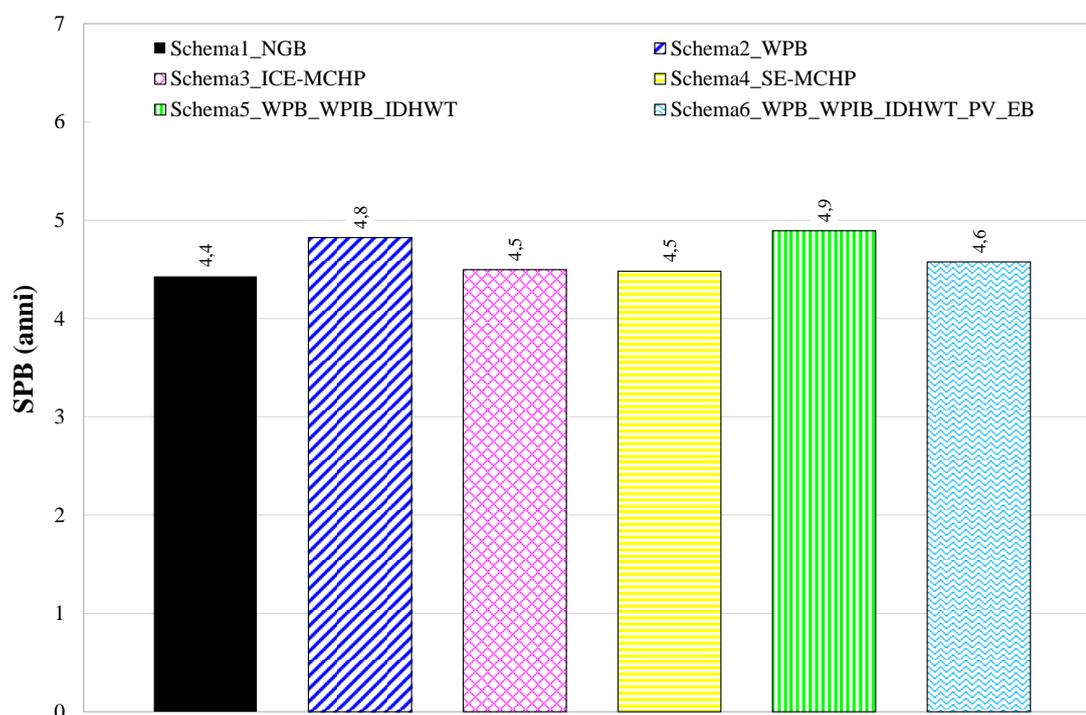


Figura 7.6.9. Valori di periodo di ritorno dell'investimento (SPB) al variare della configurazione dell'impianto.

Questa figura sottolinea che:

- la variazione del periodo SPB è pressoché trascurabile al variare delle configurazioni impiantistiche, passando da un minimo di 4,4 anni (corrispondente allo Schema1_NGB) ad un massimo di 4,9 anni (corrispondente allo Schema5_WPB_WPIB_IDHWT);
- le configurazioni proposte sono tutte realizzabili dal punto di vista economico grazie al breve tempo necessario per recuperare l'investimento.

I valori riportati in Figura 7.6.9 evidenziano una forte influenza degli incentivi economici (Eq. 6.1.21) posti in essere dal Governo italiano [63]; senza questo supporto, i valori del SPB sarebbero molto più grandi e le configurazioni proposte non sarebbero economicamente realizzabili.

7.6.2 Performance dell'impianto di teleriscaldamento con accumulo termico stagionale con veicoli elettrici

In questo paragrafo sono descritte le prestazioni di ulteriori 9 casi di simulazione, i quali differiscono dai 6 casi analizzati nel paragrafo precedente 7.6.1 principalmente per la presenza dei veicoli elettrici.

Le 9 configurazioni analizzate in questo paragrafo differiscono tra loro per tecnologia del sistema back-up utilizzato per la produzione di energia termica, tipo di combustibile (fossile o rinnovabile) consumato dal sistema di back-up, utilizzo di pannelli fotovoltaici, utilizzo di un accumulo elettrico, schema di produzione dell'acqua calda sanitaria (ACS).

In Tabella 7.6.4 è riportato il dettaglio delle 9 configurazioni analizzate, mettendo in risalto le differenze tra le configurazioni impiantistiche in termini di presenza dei componenti principali. Come evidenziato in Tabella 7.6.4, le configurazioni impiantistiche differiscono in termini di campo solare e / o sistema di back-up e / o schema di produzione ACS.

Tabella 7.6.4. Configurazioni impianto di teleriscaldamento (CSHPSS) con veicoli elettrici esaminate.

Nome configurazione	Campo solare (SF)				Sistema di Back-up (BS)			Produzione di ACS	
	EV	SC	PV	EB	NGB	MCHP	WPB	NGIB	WPIB + IDHWT
Schema7_NGB_EV	X	X			X			X	
Schema8_WPB_EV	X	X					X	X	
Schema9_ICE-MCHP_EV	X	X				X		X	
Schema10_SE-MCHP_EV	X	X				X		X	
Schema11_ICE-CHP_EV_EB	X	X		X		X		X	
Schema12_SE-MCHP_EV_EB	X	X		X		X		X	
Schema13_NGB_EV_PV_EB	X	X	X	X	X			X	
Schema14_WPB_EV_PV_EB	X	X	X	X			X	X	
Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB	X	X	X	X			X		X

In particolare tutti i casi indicati in Tabella 7.6.4 (rispetto ai casi riportati in Tabella 7.6.1) sono caratterizzati dalla presenza dei veicoli elettrici; i profili di carica dei veicoli elettrici sono descritti nel dettaglio nel paragrafo 4.2.3.3 del CAPITOLO 4; solo per le configurazioni denominate Schema13_NGB_EV_PV_EB, Schema14_WPB_EV_PV_EB e Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB il campo solare è costituito da collettori solari termici insieme a pannelli fotovoltaici collegati ad un accumulo elettrico (batterie); il campo solare per le altre configurazioni rimanenti è costituito solo da collettori solari termici (senza pannelli fotovoltaici).

In termini di sistema ausiliario di back-up sono stati considerate 4 diverse alternative:

9. Caldaia a gas naturale (NGB);
10. Micro-cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale (ICE-MCHP);
11. Micro-cogeneratore con motore Stirling alimentato a gas naturale (SE-MCHP);

12. Caldaia a pellet (WPB);

Le 9 configurazioni d'impianto descritte nella Tabella 7.6.4 sono dettagliate nei paragrafi 5.3.1.6, 5.3.1.7, 5.3.1.8, 5.3.1.9, 5.3.1.10, 5.3.1.11 e 5.3.1.12 del CAPITOLO 5; esse sono state modellate, simulate dinamicamente con il software TRNSYS e analizzate in un periodo di 5 anni; i risultati delle simulazioni sono stati confrontati con le prestazioni di un sistema di riscaldamento decentralizzato convenzionale CS_2 (descritto nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.2.1) secondo le metriche indicate nella CAPITOLO 6.

La Figura 7.6.10 e la Figura 7.6.11 riportano, rispettivamente, i valori di PES (Eq. 6.1.11) e ΔCO_2 (Eq. 6.1.14) in funzione dell'anno di simulazione per le 9 configurazioni sopra menzionate. Questo dato evidenzia che i valori di PES e ΔCO_2 aumentano dal 1° al 3° anno di esercizio per poi diventare sostanzialmente costanti per tutte le configurazioni impiantistiche, ad eccezione di quelle che includono la caldaia a pellet come sistema di back-up. Per le tre configurazioni che utilizzano come sistema ausiliario di back-up la caldaia a pellet (Schema8_WPB_EV, Schema14_WPB_EV_PV_EB e Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB) i valori di PES e ΔCO_2 sono pressoché costanti al variare dell'anno di simulazione; questo comportamento può essere spiegato tenendo conto che (i) il consumo di energia primaria associato alle caldaie a pellet è zero (i pellet di legna rientrano tra le fonti rinnovabili perché provengono direttamente dalla biomassa legnosa che assorbe CO_2 atmosferica attraverso la fotosintesi), (ii) il fattore di emissione di CO_2 equivalente associato al consumo di pellet è basso [164].

La Figura 7.6.12 riporta invece i valori di ΔOC (Eq. 6.1.18) in funzione dell'anno di simulazione per le 9 configurazioni descritte nella Tabella 7.6.4. Questo dato evidenzia che i valori di ΔOC aumentano dal 1° al 3° anno di esercizio per poi diventare sostanzialmente costanti per tutte le configurazioni impiantistiche descritte nella Tabella 7.6.4.

L'incremento del PES, ΔCO_2 e ΔOC che si ottiene con l'aumentare dell'anno di simulazione è dovuto al fatto che la carica nominale dell'accumulo termico stagionale richiede del tempo, per cui nel primo periodo di simulazione il BTES funziona a temperatura relativamente più bassa con una percentuale ridotta di energia termica scaricata nell'STTES; quindi, man mano che la temperatura interna del BTES aumenta si ha un aumento dello sfruttamento dell'energia solare.

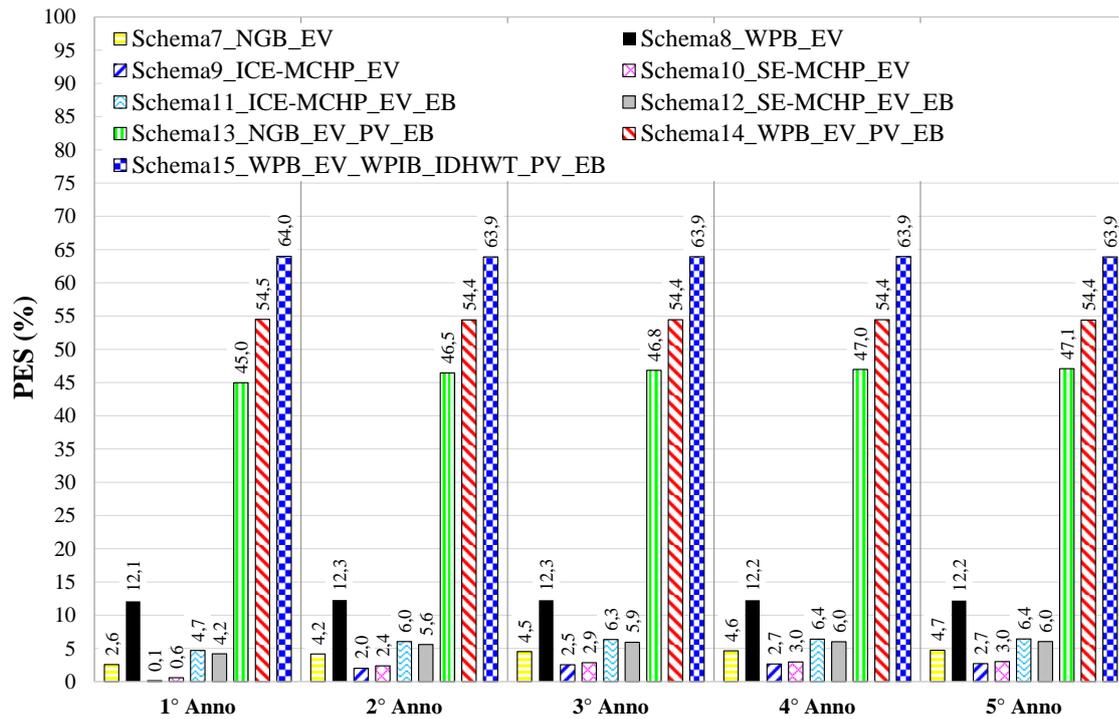


Figura 7.6.10. Valori di PES in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

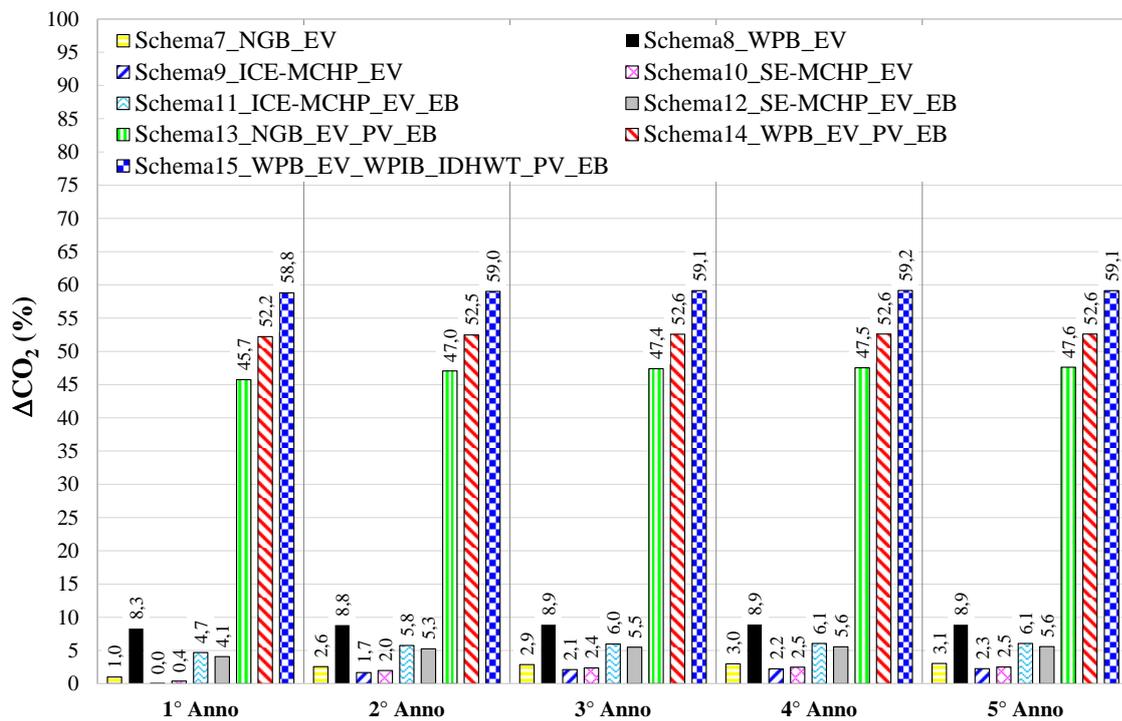


Figura 7.6.11. Valori di ΔCO_2 in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

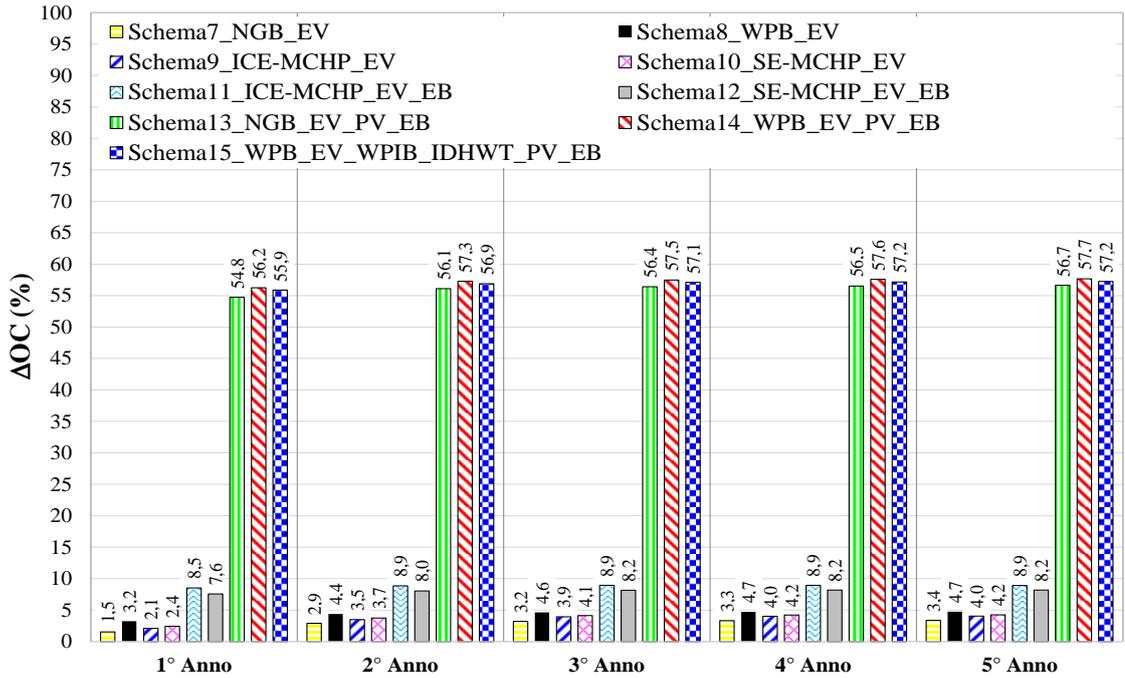


Figura 7.6.12. Valori di ΔOC in funzione sia dell'anno di simulazione che delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

Secondo i dati riportati in Figura 7.6.10, Figura 7.6.11 e Figura 7.6.12 le prestazioni durante il 5° anno di simulazione di tutte le configurazioni descritte nella Tabella 7.6.4 possono essere considerate associate ad una condizione di stato stazionario.

La Figura 7.6.13 mette a confronto i valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC associati al 5° anno di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

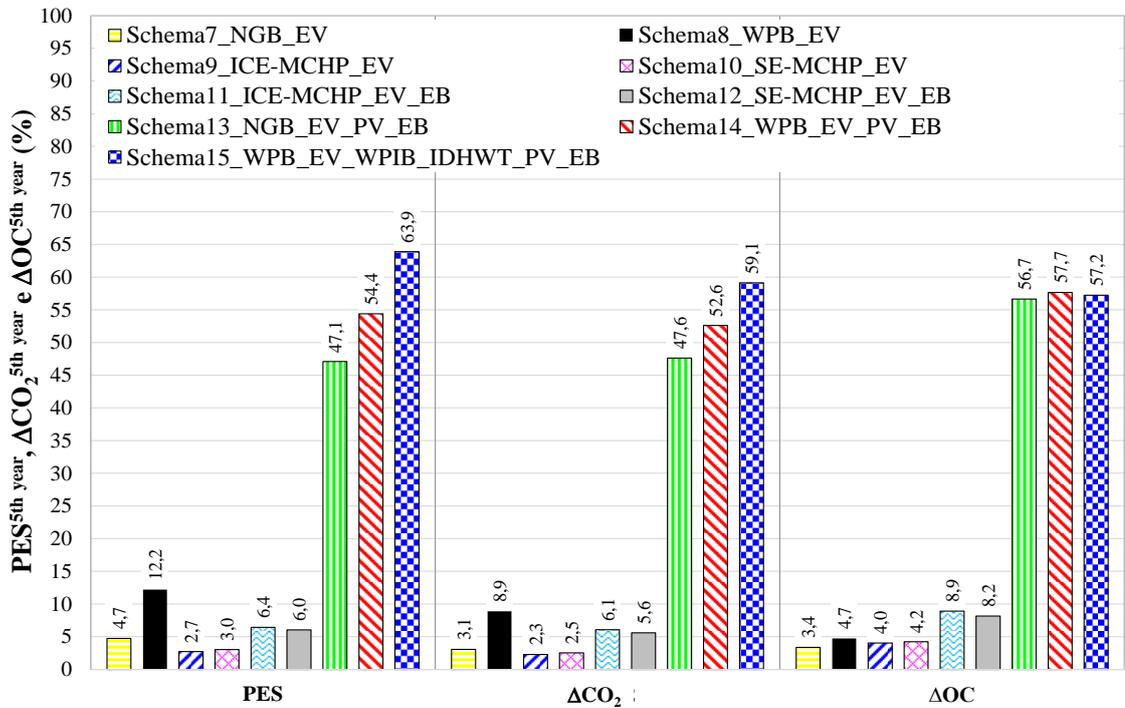


Figura 7.6.13. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC associato al 5° anno di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

La Figura 7.6.14 evidenzia i principali flussi di energia termica del CSHPSS durante il 5° anno di simulazione al variare degli schemi del sistema proposto; in particolare l'energia solare netta recuperata dai collettori solari termici, l'energia termica immessa nel BTES, l'energia termica estratta dal BTES, l'energia termica fornita dai sistemi alternativi di back-up per il riscaldamento degli ambienti e l'energia termica totale fornita delle singole caldaie individuali per la produzione di ACS.

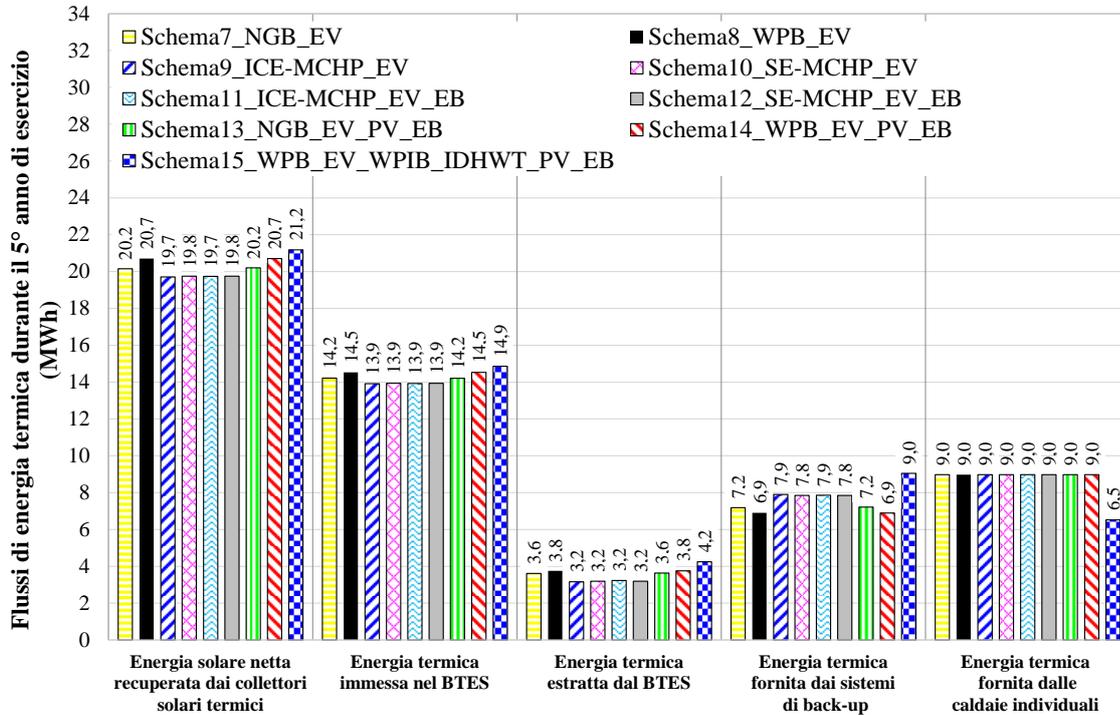


Figura 7.6.14. Flussi di energia termica durante il 5° anno di simulazione al variare delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

La Figura 7.6.15 riporta i principali flussi di energia elettrica del CSHPSS nel 5° anno di simulazione in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4; in particolare, l'energia elettrica complessiva generata dalle unità MCHP o dai pannelli fotovoltaici (PV), l'energia elettrica esportata in rete, l'energia elettrica caricata nelle batterie dalle unità MCHP o pannelli fotovoltaici (PV), l'energia elettrica scaricata dalle batterie utilizzata per coprire il carico elettrico complessivo, l'energia elettrica fornita dalle unità MCHP o dai pannelli fotovoltaici (PV) utilizzata direttamente per coprire il fabbisogno elettrico e l'energia elettrica importata dalla rete. Con riferimento a questa figura, è da sottolineare che per le configurazioni che utilizzano l'accumulo elettrico (Schema11_ICE-MCHP_EV_EB, Schema12_SE-MCHP_EV_EB e Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB) l'energia elettrica complessiva generata dalle unità MCHP o dai pannelli fotovoltaici PV non è esattamente uguale alla somma di (i) l'energia elettrica esportata in rete (ii) l'energia elettrica caricata nelle batterie dai pannelli fotovoltaici, (iii) l'energia elettrica scaricata dalle batterie per coprire il carico elettrico complessivo e (iv) l'energia elettrica fornita dalle unità MCHP/PV utilizzata direttamente per coprire il carico elettrico. Ciò è dovuto al fatto che le efficienze sia del regolatore di

carica che dell'inverter sono inferiori al 100% e, in particolare, sono pari rispettivamente al 78% e al 96% (come indicato in Tabella 5.3.25 nel paragrafo 5.3.1.12 del CAPITOLO 5).

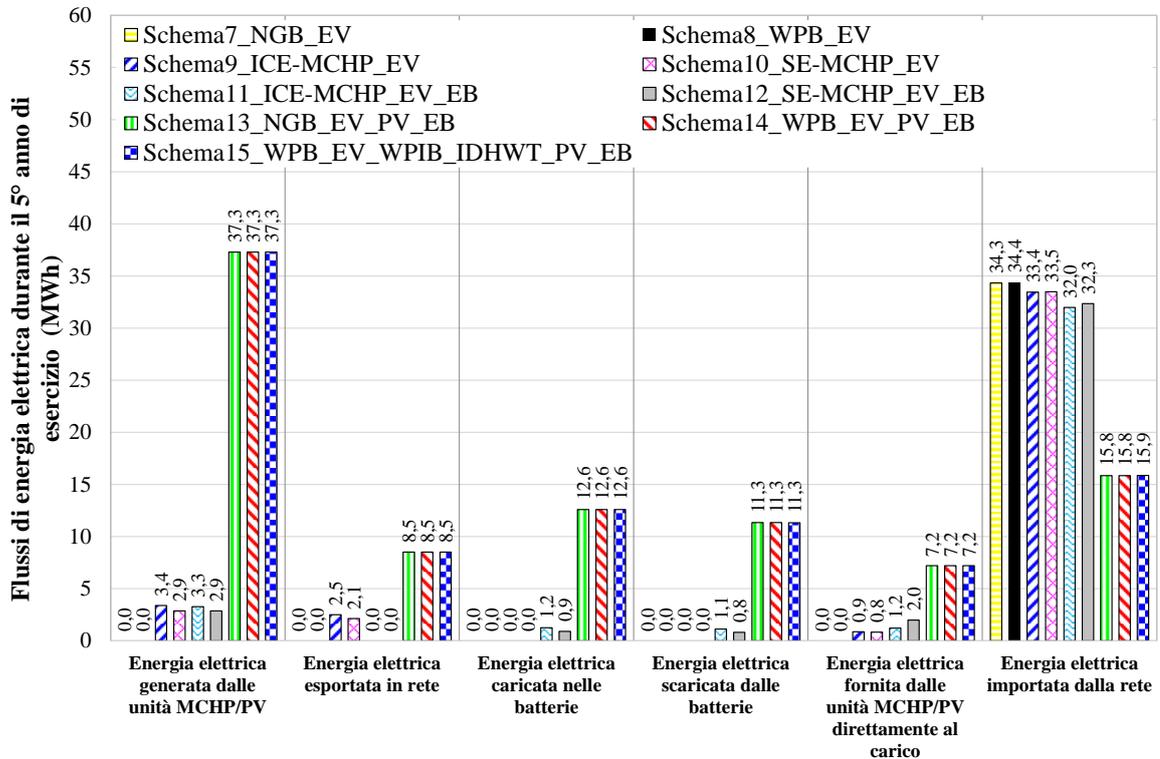


Figura 7.6.15. Flussi di energia elettrica durante il 5° anno di simulazione al variare delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

Inoltre, nella Tabella 7.6.5 sono riassunti i valori assoluti del consumo di energia primaria E_p , la massa totale di anidride carbonica equivalente m_{CO_2} e i costi operativi OC in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4, nonché del sistema di riferimento CS_2.

Tabella 7.6.5. Valori assoluti dei consumi di energia primaria, massa di emissioni globali equivalenti di anidride carbonica e costi di esercizio in funzione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

	Schema7_NGB_EV	Schema8_WPB_EV	Schema9_ICE-MCHP_EV	Schema10_SE-MCHP_EV	Schema11_ICE-MCHP_EV_EB	Schema12_SE-MCHP_EV_EB	Schema13_NGB_EV_PV_EB	Schema14_WPB_EV_PV_EB	Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB	CS_2
E_p (MWh _p)	99,66	91,85	101,74	101,43	97,88	98,28	55,34	47,70	37,76	104,60
m_{CO_2} (MgCO ₂)	23,55	22,14	23,74	23,68	22,82	22,94	12,73	11,52	9,93	24,30
OC (k€)	9,60	9,47	9,54	9,52	9,05	9,13	4,31	4,21	4,25	9,94

La Tabella 7.6.6 riporta i costi d'investimento associati alle principali componenti delle configurazioni impiantistiche in esame.

Tabella 7.6.6. Costo capitale/investimento di riferimento associati alle principali componenti delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

Pompa carica/scarica BTES (€) [168]	BTES (€) [83]	Singola NGB/NGIB (€) [169]	ICE- MCHP (€/kW _{el}) [86]	SE- MCHP (€/kW _{el}) [157]	Singola WPB / WPIB (€) [170]	Sei IDHWT (€) [83]	PV (€/kW _{picco}) [169]	Tre EB (€) [155]
2826,00	22917,00	1463,00	2000,00 ÷ 6000,00	2700,00 ÷ 5500,00	5150,00	2202,00	1351,00	18984,00

La Figura 7.6.13, la Figura 7.6.14 e la Figura 7.6.15 mostrano che:

- valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ sono sempre positivi, qualunque sia la configurazione dell'impianto (Figura 7.6.13); ciò significa che tutte le configurazioni proposte del CSHPSS consentono di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni equivalenti di CO₂ ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento;
- i valori massimi di $PES^{5th-year}$ (63,9%), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (59,1%) e $\Delta OC^{5th-year}$ (57,2%) si ottengono nel caso della configurazione Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB (Figura 7.6.13), dove (i) la caldaia a pellet è utilizzata come sistema di back-up, (ii) il campo solare è integrato con pannelli fotovoltaici accoppiati alle batterie, e (iii) l'acqua calda sanitaria è ottenuta con caldaia individuale a pellet e preriscaldando l'acqua di rete grazie al IDHWT;
- la configurazione con la peggiore performance energetica ($PES^{5th-year} = 2,7\%$) ed ambientale ($\Delta CO_2^{5th-year} = 2,3\%$) è quella denominata Schema9_ICE-MCHP_EV, mentre la peggiore performance economica ($\Delta OC^{5th-year} = 3,4\%$) si ha per la configurazione denominata Schema7_NGB_EV (Figura 7.6.13);
- il confronto tra le configurazioni Schema7_NGB_EV e Schema8_WPB_EV (che differiscono solo per il sistema di back-up) evidenzia che la configurazione con caldaia a pellet ha prestazioni migliori rispetto a quella con caldaia a metano in termini energetico (-7,81 MWh_p), ambientale (-1.410 kgCO_{2,eq}) ed economico (-130 € / anno) grazie al fatto che (i) il pellet è un combustibile rinnovabile, (ii) il fattore di emissione del pellet di legna è inferiore a quello associato al gas naturale e (iii) il costo unitario per ogni kWh di energia termica fornita è leggermente inferiore nel caso di utilizzo del pellet rispetto al caso con gas naturale. Tuttavia la Tabella 7.6.6 indica che la caldaia a pellet è molto più costosa rispetto alla caldaia a gas naturale, con un costo di investimento aggiuntivo di circa 3.687 € corrispondente ad una differenza percentuale di circa il 252%;

- e) confrontando le configurazioni Schema8_WPB_EV, Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema10_SE-MCHP_EV (che differiscono solo per sistema di back-up), la Figura 7.6.13 mostra che: (1) le prestazioni peggiori sono quelle associate alla configurazione che adotta come unità di back-up il micro-cogeneratore con motore a combustione interna (Schema9_ICE-MCHP_EV); (2) i potenziali risparmi in termini di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ associati all'utilizzo della caldaia a pellet sono molto maggiori di quelli ottenuti nei casi di utilizzo delle unità MCHP. I risultati del confronto possono essere spiegati tenendo conto che: (i) l'efficienza termica della caldaia a pellet (Eq. 5.6.6) è maggiore dell'efficienza termica di entrambe le unità MCHP (secondo i valori riportati in Tabella 5.3.17), (ii) l'energia solare recuperata dai collettori solari termici è maggiore quando viene adottata la caldaia a pellet come back-up (Figura 7.6.14) grazie ad un valore della temperatura media nel STTES inferiore, e (iii) solo una piccola parte (circa 2,5 %) del fabbisogno elettrico totale è soddisfatto mediante l'energia elettrica cogenerata (Figura 7.6.15), evidenziando il significativo disallineamento temporale tra la produzione di elettrica del MCHP e la domanda di energia elettrica. Inoltre, si può rilevare che i costi di capitale di entrambi i dispositivi MCHP (circa 2.000 ÷ 6.000 € per kW_{el} di potenza elettrica) sono molto maggiori di quelli associati alla caldaia a pellet (5150 €), richiedendo quindi un significativo extra investimento;
- f) rispetto alle configurazioni Schema9_ICE-MCHP_EV, la configurazione Schema11_ICE-MCHP_EV_EB presenta migliori performance in termini di $PES^{5th-year}$ (+3,7%), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (+3,8%) e $\Delta OC^{5th-year}$ (+4,9%), ciò è dovuto all'utilizzo della batteria accoppiata al micro-cogeneratore a combustione interna.
- g) la configurazione Schema12_SE-MCHP_EV_EB, rispetto alla configurazione Schema10_SE-MCHP_EV, presenta (Figura 7.6.13) un incremento delle prestazioni in termini di $PES^{5th-year}$ (+3,0%), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (+3,1%) e $\Delta OC^{5th-year}$ (+3,9%). Ciò dimostra che l'aggiunta delle batterie (come già riscontrato nelle configurazioni con micro-cogeneratore a combustione interna) comporta un incremento delle prestazioni in quanto permette di limitare il problema legato allo sfasamento temporale tra produzione e richiesta.
- h) il confronto tra le configurazioni Schema7_NGB_EV e Schema13_NGB_EV_PV_EB (che differisce dalla prima per l'integrazione del campo solare con pannelli fotovoltaici e accumulo elettrico) evidenzia che produzione elettrica da fonte solare comporta un incremento rilevante delle prestazioni tali da consentire una riduzione dei consumi di energia primaria (-44,32 MWh_p), di emissioni di equivalenti di CO₂ (-10820,00 kgCO_{2,eq}) e di costi operativi (-529 €/anno) grazie al fatto che (i) la richiesta elettrica è soddisfatta per circa il 54% da fonte solare (Figura 7.6.15) e (ii) l'energia elettrica prodotta dai fotovoltaici per circa il 23% è venduta alla rete elettrica nazionale (Figura 7.6.15).
- i) confrontando gli schemi Schema8_WPB_EV e Schema14_WPB_EV_PV_EB, si può affermare che l'aggiunta dei pannelli PV abbinati alle batterie migliora notevolmente le prestazioni in termini di consumo di energia primaria ($PES^{5th-year}$ passa dal 12,2% al 54,4%, rappresentando un risparmio di circa 44,2 MWh_p), emissioni equivalenti di CO₂

($\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ aumenta dal 8,9% fino a 52,6%, con un risparmio di circa 10600 kgCO_{2,eq}) e costi operativi ($\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ aumenta dal 4,7% al 57,7%, rappresentando un risparmio di circa 5260 € / anno). Ciò è principalmente dovuto al fatto che (i) i pannelli fotovoltaici e le batterie consentono di coprire circa il 54% della domanda elettrica complessiva (e, quindi, di ridurre l'importazione di energia elettrica dalla rete), e (ii) 8,5 MWh di energia elettrica viene ceduta alla rete con i relativi ricavi. Inoltre, va sottolineato che all'aumentare della taglia del campo fotovoltaico si ha una riduzione dei costi operativi, ma l'aumento dei pannelli fotovoltaici provoca un aumento dei costi di investimento; esiste quindi un dimensionamento ottimale dei pannelli fotovoltaici ottenuto valutando il rapporto tra investimento e costi di esercizio. In questo studio, non è stata eseguita un'analisi dettagliata della sensibilità economica al variare della capacità sia dei pannelli fotovoltaici che degli accumulatori elettrici al fine di identificare le loro dimensioni ottimali;

- j) rispetto alla configurazione Schema14_WPB_EV_PV_EB, lo schema Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB (che differisce per schema impiantistico in termini di produzione localizzata di ACS) è caratterizzato da valori migliori di $\text{PES}^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$, con differenze pari al 9,5% (corrispondenti a circa 9,9 MWh_p) e 6,5% (corrispondente a circa 1590 kgCO_{2,eq}); ciò è dovuto principalmente al fatto che il fabbisogno termico per la produzione di ACS è totalmente coperto da fonte rinnovabile (pellet). Rispetto al Schema2_WPB, invece, lo schema Schema5_WPB_WPIB_IDHWT risulta avere costi di gestione leggermente più alti (+40 € / anno), con l'aggiunta anche di notevoli costi di investimento extra (dovuti agli accumuli distribuiti oltre che alle caldaie a pellet individuali) di circa 24.324 € (secondo i dati riportati in Tabella 7.6.6);

La Figura 7.6.16 mostra l'efficienza η_{BTES} di BTES (Eq. 6.1.2), la frazione termica rinnovabile RF_{th} (Eq. 6.1.5), la frazione elettrica rinnovabile RF_{el} (Eq. 6.1.6) e la frazione di energia rinnovabile RF_{tot} (Eq. 6.1.8) durante il 5° anno di simulazione delle configurazioni dell'impianto descritte nella Tabella 7.6.4.

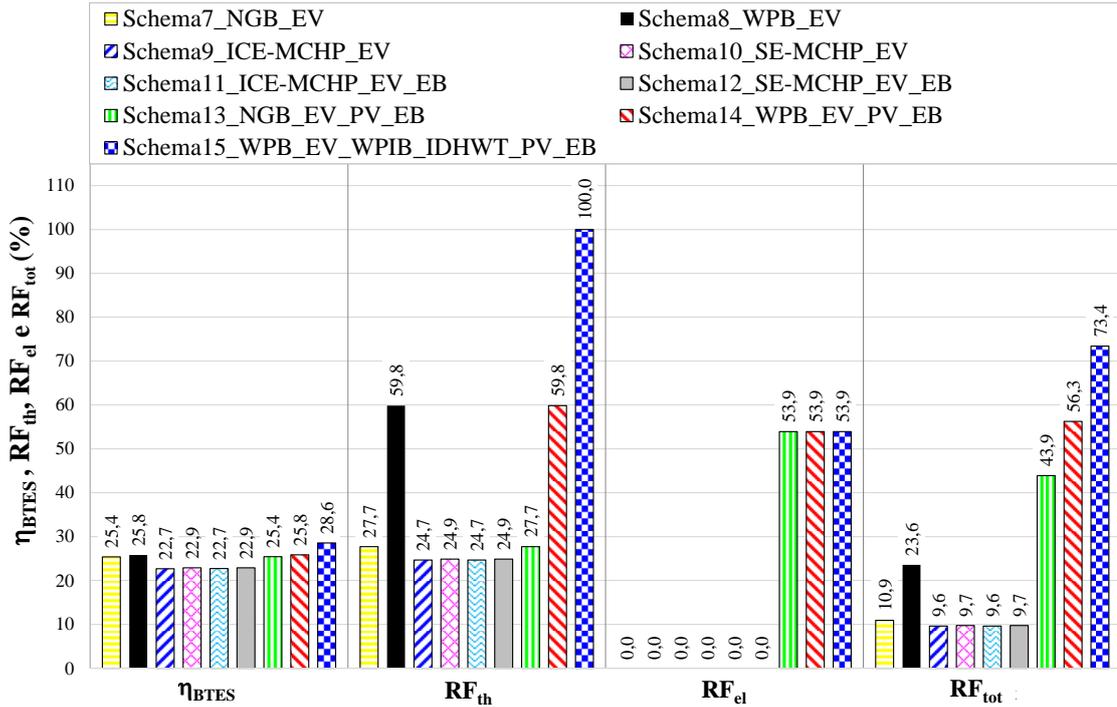


Figura 7.6.16. Efficienza del BTES η_{BTES} , frazione termica rinnovabile RF_{th} , frazione elettrica rinnovabile RF_{el} , frazione di energia rinnovabile RF_{tot} durante il 5° anno di simulazione al variare della configurazione dell'impianto.

Questa figura dimostra che:

- i valori di η_{BTES} vanno da un minimo del 22,7% per le configurazioni Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema11_ICE-MCHP_EV_EB fino ad un massimo del 28,6% per la configurazione Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB; questi valori dimostrano che il BTES è adatto nei sistemi di teleriscaldamento per lo sfruttamento dell'energia solare;
- i valori massimi di RF_{th} , RF_{el} e RF_{tot} , rispettivamente pari a 100,0%, 53,9% e 73,4%, sono associati alla configurazione Schema15_WPB_EV_WPIB_IDHWT_PV_EB; raggiungere una frazione di energia rinnovabile del 73,4% significa che il 73,4% del fabbisogno complessivo (elettrico e termico) è coperto da fonti rinnovabili (energia solare e pellet); la frazione termica rinnovabile è pari al 100% grazie al fatto che la quantità totale del fabbisogno termico (per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di ACS) è soddisfatto con fonte solare e pellet.
- i valori più bassi di RF_{th} , RF_{el} e RF_{tot} sono quelli ottenuti per le configurazioni Schema9_ICE-MCHP_EV e Schema11_ICE-MCHP_EV_EB; sono pari, rispettivamente, al 24,7%, 0,0% e 9,6%.

Nella Figura 7.6.17 sono riportati i valori del periodo di ritorno dell'investimento (SPB) (Eq. 6.1.19), ovvero il tempo necessario per recuperare il costo aggiuntivo dell'investimento iniziale relativo all'impianto di teleriscaldamento rispetto allo schema convenzionale di riferimento, in funzione delle configurazioni proposte.

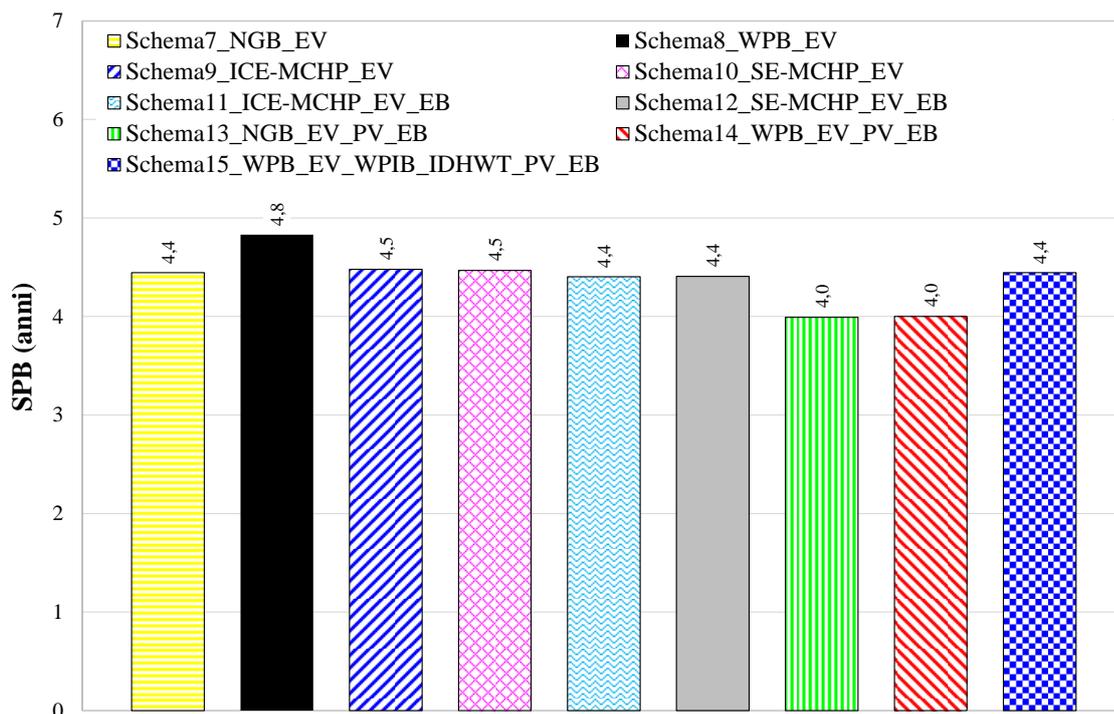


Figura 7.6.17. Valori di periodo di ritorno dell'investimento (SPB) al variare della configurazione dell'impianto.

Questa figura sottolinea che:

- la variazione del periodo SPB è pressoché trascurabile al variare delle configurazioni impiantistiche, variando da un minimo di 4,0 anni (corrispondente allo Schema13_NGB_EV_PV_EB, Schema14_WPB_EV_PV_EB) ad un massimo di 4,8 anni (corrispondente allo Schema8_WPB_EV);
- le configurazioni proposte sono tutte realizzabili dal punto di vista economico grazie al breve tempo necessario per recuperare l'investimento.

I valori riportati in Figura 7.6.17 evidenziano una forte influenza degli incentivi economici (Eq. 6.1.21) posti in essere dal Governo italiano [63]; senza questo supporto, i periodi SPB sarebbero molto più grandi e le configurazioni proposte non sarebbero economicamente realizzabili.

7.7 Performance del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale

In questo paragrafo sono riportate le prestazioni energetiche, economiche e di impatto ambientale di due configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento ad energia solare integrato con accumulo termico stagionale; in particolare, saranno considerati lo Schema16_DHC, caratterizzato dall'assenza dei veicoli elettrici plug-in (EV), e lo Schema17_DHC_EV, caratterizzato dalla presenza dei veicoli elettrici plug-in (EV). Entrambi gli schemi sono descritti nel paragrafo 5.4 del CAPITOLO 5.

Tutte e due le configurazioni sono dedicate al soddisfacimento delle esigenze di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria di un quartiere residenziale composto da 6 utenze residenziali (descritto nel CAPITOLO 4) nelle condizioni climatiche di Napoli (latitudine = 40° 51' 46" 80 Nord; longitudine = 14° 16' 36" 12 Est; gradi giorno = 1034); la differenza tra lo Schema16_DHC e lo Schema17_DHC_EV risiede solo nell'utilizzo o meno di veicoli elettrici

Dall'analisi parametrica effettuata nel CAPITOLO 7 al paragrafo 7.5.1 e 7.5.2 sono stati determinati i seguenti parametri in grado di ottimizzare le prestazioni energetiche dell'impianto di teleriscaldamento: area specifica dei collettori solari (SCA) pari a 4,42, volume dell'accumulo di energia termica di breve termine per unità di energia termica richiesta per riscaldamento (SSV) pari a 0,4, volume dell'accumulo di energia termica di lungo termine per unità di area lorda dei collettori solari (SLV) pari a 7,2, conducibilità termica del suolo λ_{soil} pari a 3,0 W/mK, conducibilità termica del materiale di riempimento λ_{grout} pari a 5,0 W/mK, distanza tra i tubi ad "U" di 0,0500 m, numero di pozzi e modalità di interconnessione pari a 8 (in serie), profondità dei pozzi di 12,43 m e fluido termovettore (miscela di acqua e glicole etilenico (60%/40% in volume)).

Il dimensionamento delle due configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento ad energia solare integrato con accumulo termico stagionale descritte nei successivi due paragrafi è stato condotto a partire dai suddetti risultati ottenuti dall'analisi parametrica effettuata nel CAPITOLO 6.

7.7.1 Performance dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale senza veicoli elettrici

In questo paragrafo sono analizzate le prestazioni energetiche, economiche e di impatto ambientale dello Schema16_DHC dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento ad energia solare integrato con accumulo termico stagionale descritto in dettaglio nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.4. Tali prestazioni sono state confrontate con quelle dell'impianto convenzionale di riferimento CS_3 descritto nel CAPITOLO 5 a paragrafo 5.2.2.

La Figura 7.7.1 evidenzia l'andamento della temperatura media nel centro dell'accumulo di energia termica di lungo termine BTES ($T_{BTES,average}$) durante i primi 5 anni di esercizio. La temperatura $T_{BTES,average}$ è inizialmente pari a circa 10 °C il 1° Gennaio e, successivamente, sale fino a circa 73,8 °C durante l'estate del 1° anno di simulazione grazie all'energia solare trasferita dall'STTES al BTES; tra il 1° e il 2° anno di funzionamento, durante la stagione di riscaldamento, la temperatura al centro del BTES diminuisce (sia a causa delle dispersioni termiche che per la fase di scarica del BTES) raggiungendo un valore di circa 50 °C; infine, aumenta nuovamente fino ad un massimo di circa 77,6 °C durante l'estate del 2° anno di simulazione; durante il 3°, 4° e 5° anno di simulazione entrambe le temperature, la massima e la minima, sono sostanzialmente simili a quelle raggiunte durante il 2° anno di simulazione;

ciò significa che il comportamento termico dell'accumulo risulta stabile (non transitorio) dopo circa 2 anni di simulazione.

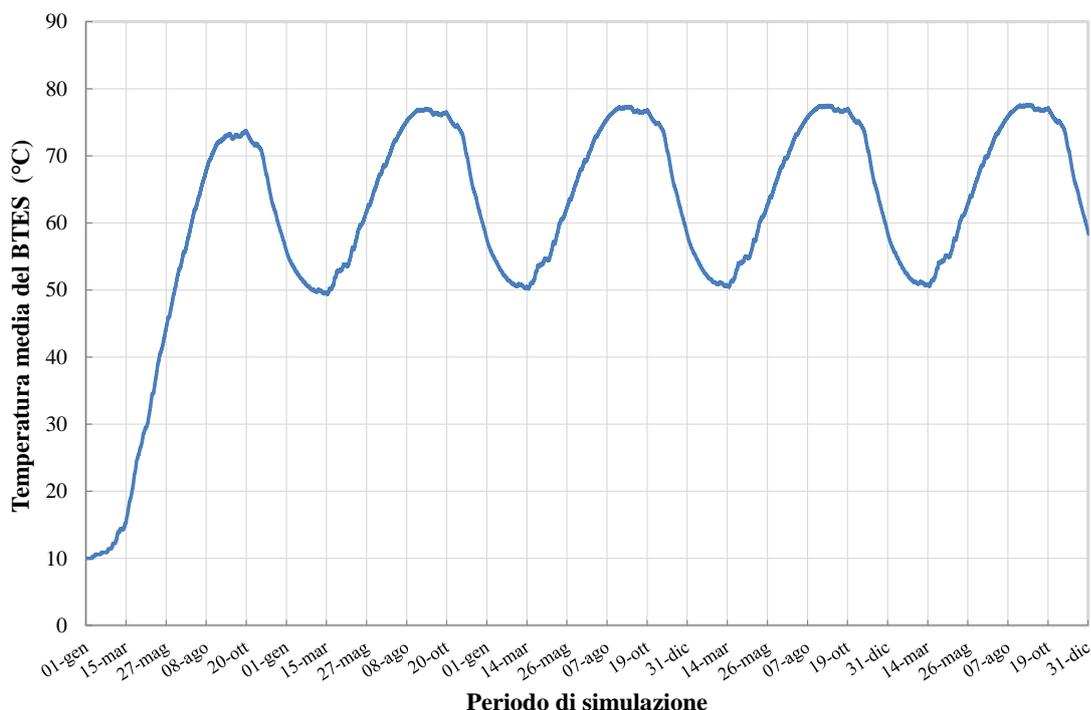


Figura 7.7.1. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.

La Figura 7.7.2 riporta i risultati delle simulazioni in termini di PES (Eq. 6.1.11), ΔCO_2 (Eq. 6.1.14) e ΔOC (Eq. 6.1.18) al variare dell'anno; i dati in figura mostrano che tali parametri aumentano notevolmente dal 1° al 2° anno di simulazione e successivamente evolvono in valori quasi completamente costanti. Ciò è dovuto principalmente alle dinamiche dell'accumulo termico stagionale BTES, il quale raggiunge una condizione di stazionarietà dopo 2 anni di simulazione. Dalla Figura 7.7.2, inoltre, si evince che i valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC sono sempre positivi raggiungendo, rispettivamente, valori massimi pari a 46,6% (coerenti con il valore trovato in [22]), 42,6% e 39,4% durante il 5° anno di simulazione. Valori positivi di PES, ΔCO_2 e ΔOC indicano che lo Schema16_DHC proposto riduce, rispettivamente, il consumo di energia primaria, le emissioni equivalenti di CO_2 ed i costi di esercizio rispetto all'impianto convenzionale CS_3.

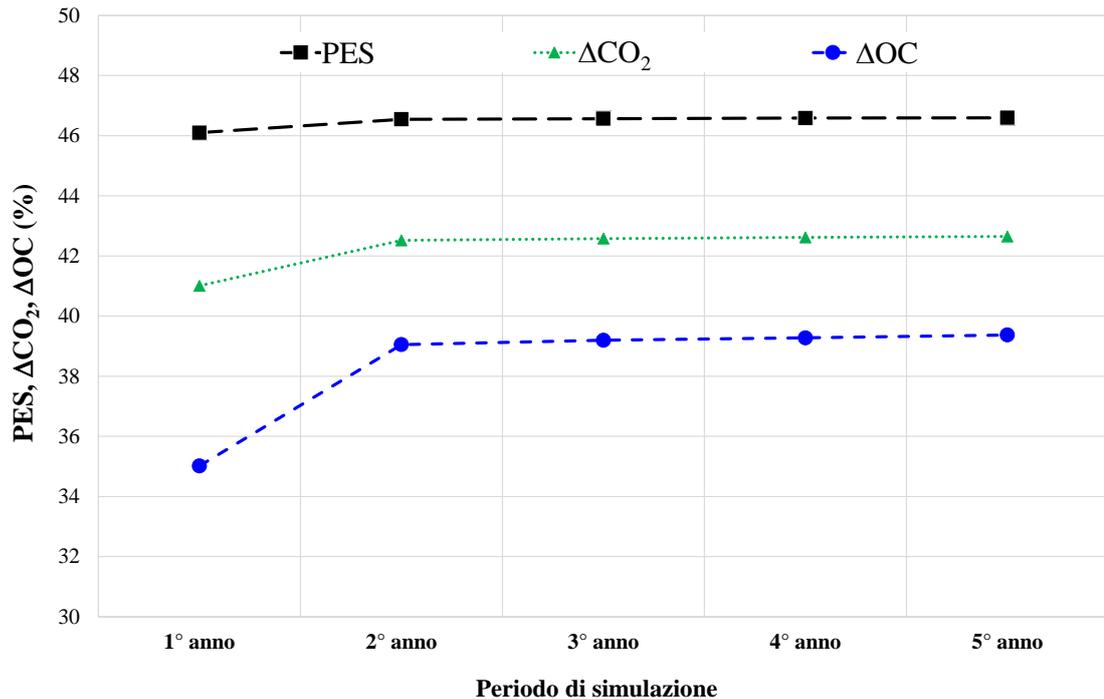


Figura 7.7.2. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.

La Figura 7.7.3 riporta i valori dell'efficienza media dei collettori solari η_{SC} (Eq. 6.1.1), dell'efficienza media del BTES η_{BTES} (Eq. 6.1.2), della frazione elettrica rinnovabile RF_{el} (Eq. 6.1.6), della frazione solare termica complessiva SF_{th} (Eq. 6.1.4), della frazione termica rinnovabile RF_{th} (Eq. 6.1.5) e della frazione totale rinnovabile RF_{tot} (Eq. 6.1.8) in funzione del periodo di simulazione (5 anni). Dalla figura si evince che η_{SC} decresce dal 1° al 2° anno di simulazione passando dal 26,4 % al 24,7 %, per poi assumere un andamento pressoché costante nei successivi anni di simulazione. Al 5°anno di simulazione η_{SC} risulta essere del 24,5%. Tale andamento è legato al livello di carica del BTES; infatti, durante il 1° anno di simulazione l'accumulo stagionale è scarico e quindi presenta la massima capacità di accumulo, permettendo di recuperare una più significativa quantità di energia solare; man mano che il BTES si carica l'energia termica massima che è possibile accumulare al suo interno è sempre meno, fino a raggiungere una condizione di stazionarietà dal 3°anno in poi. Al contrario, invece, η_{BTES} aumenta notevolmente dal 1° al 2° anno di simulazione passando dal 9,3 % al 23,3%, assestandosi successivamente su valori quasi costanti con un valore massimo del 25,8% al 5° anno. I valori di η_{BTES} sono coerenti con quelli riscontrati nello studio di Zhu e Chen [174] eseguito nelle condizioni climatiche della città di Tianjin (costa orientale della Cina), caratterizzata da una latitudine simile a Napoli; gli autori hanno trovato valori di η_{BTES} (i) compresi tra il 20% e il 30% in circa il 17% dei casi di simulazione e (ii) inferiori al 50% in circa il 54% delle configurazioni di impianto investigate.

La frazione elettrica rinnovabile RF_{el} dello Schema16_DHC è sostanzialmente costante nel corso dei 5 anni e pari al 34,9%; ciò evidenzia che i pannelli fotovoltaici sono sostanzialmente in grado di soddisfare più di un terzo del fabbisogno totale di elettricità.

La frazione solare termica complessiva SF_{th} dello Schema16_DHC aumenta dal 1° al 2° anno di simulazione, passando dall'89,2 % al 93,5% e raggiungendo valori sostanzialmente costanti nel restante periodo di simulazione, con un valore massimo al 5°anno pari al 93,8%. La frazione solare termica complessiva evidenzia che il fabbisogno totale di energia termica è quasi interamente coperto da energia solare. I valori di SF_{th} sono coerenti con quelli riportati in [13,22,78].

La frazione termica rinnovabile è costante nei 5 anni ed è pari al 100% grazie al fatto che il fabbisogno termico totale (per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti e la produzione di ACS) è soddisfatto con fonte solare e pellet.

La frazione totale rinnovabile RF_{tot} è sostanzialmente costante nel corso dei 5 anni e pari all'83,8 %; ciò significa che l'83,8% del fabbisogno complessivo (elettrico e termico) è coperto da fonti rinnovabili (energia solare e pellet).

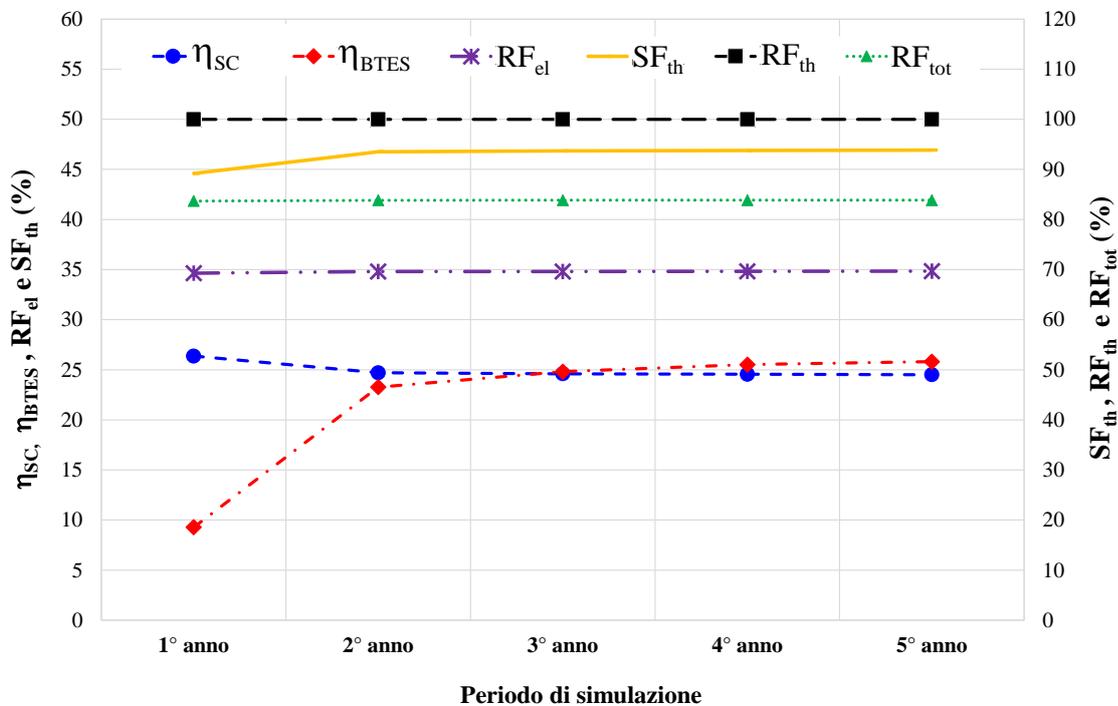


Figura 7.7.3. Valori di η_{SC} , η_{BTES} , RF_{el} , SF_{th} , RF_{th} e RF_{tot} in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema16_DHC.

La Figura 7.7.4, che riporta i valori dei flussi di energia termica corrispondenti al 5° anno di funzionamento dello Schema16_DHC in funzione della stagione, mostra che:

- l'energia solare ottenuta tramite i SC nel corso del periodo di raffreddamento è circa 5,4 volte maggiore di quella corrispondente alla stagione di riscaldamento;
- l'energia termica caricata nel BTES durante l'estate è circa 5,2 volte maggiore di quella caricata nel BTES durante l'inverno;
- l'energia termica generata dalla caldaia centralizzata WPB durante l'estate è più di 3,5 volte maggiore di quella invernale;

- d) il coefficiente di prestazione stagionale dell'ADHP, ovvero il rapporto tra l'energia frigorifera prodotta dall'ADHP e l'apporto termico all'ADHP, è di circa 0,48; questo risultato è coerente con i valori di COP indicati dal costruttore [36];
- e) l'energia termica necessaria all'ADHP è coperta solo per una piccola parte (pari a circa il 4,2%) dalla caldaia a pellet WPB nel corso del periodo di raffrescamento;
- f) l'energia termica richiesta per la produzione di ACS nel corso della stagione di riscaldamento è pari a circa il 26% del carico termico di riscaldamento degli ambienti; l'energia termica generata annualmente dalle caldaie a pellet individuali WPIB è circa il 21 % del fabbisogno totale di ACS (la restante parte è soddisfatta con energia solare grazie al DHWT centralizzato).

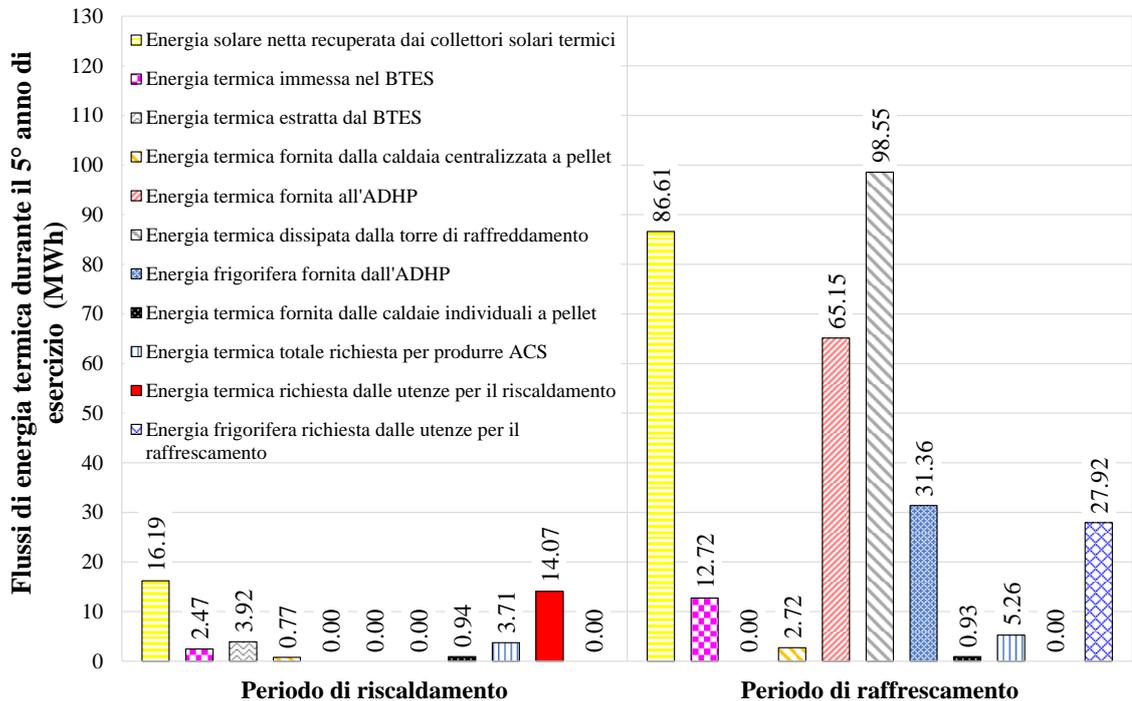


Figura 7.7.4. Flussi di energia termica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema16_DHC.

Nella Figura 7.7.5 sono riportati i flussi di energia elettrica riferiti al 5° anno di funzionamento dello Schema16_DHC. Si evidenzia che:

- a) l'energia elettrica generata dai pannelli fotovoltaici durante il periodo di raffreddamento è circa 3,9 volte maggiore di quella corrispondente alla stagione di riscaldamento;
- b) la percentuale del fabbisogno elettrico totale soddisfatto dall'energia solare (pannelli fotovoltaici + batterie) è di circa il 35,0 %;
- c) l'energia elettrica importata dalla rete nazionale durante la stagione di raffrescamento è circa 3,4 volte superiore a quella corrispondente al periodo di riscaldamento;
- d) la percentuale di energia elettrica trasferita alle batterie rispetto all'energia elettrica totale prodotta dai pannelli fotovoltaici è circa il 15,9 % nel periodo di riscaldamento e circa il 9,8 % durante la stagione di raffreddamento.

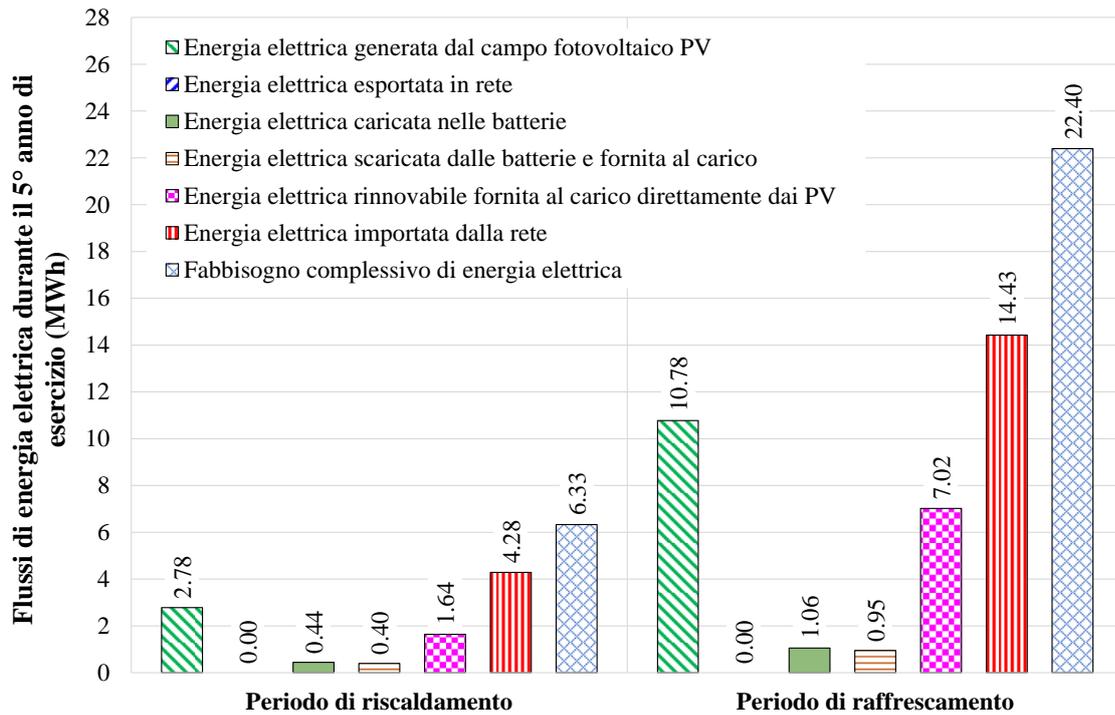


Figura 7.7.5. Flussi di energia elettrica per il periodo di riscaldamento e raffreddamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema16_DHC.

Dalle simulazioni è emerso che, con riferimento al 5° anno di simulazione, il distretto è caratterizzato da una densità di carico frigorifero annuo di $52,1 \text{ kWh/m}^2$, una densità di carico termico annuo pari a $27,9 \text{ kWh/m}^2$, una densità di carico termico annuale per la produzione di ACS di $17,8 \text{ kWh/m}^2$, nonché da una densità di carico elettrico corrispondente a $31,4 \text{ kWh/m}^2$; questi valori denotano la fattibilità dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffreddamento rispetto ai valori soglia indicati da Zhu e Chen [174].

La Figura 7.7.6 e la Figura 7.7.7 riportano i profili giornalieri dei flussi energetici più rilevanti durante due giorni tipici selezionati (1° febbraio per il periodo di riscaldamento (Figura 7.7.6) e 1° luglio per il periodo di raffreddamento (Figura 7.7.7)) del 5° anno di simulazione per illustrare il funzionamento dinamico del sistema.

In dettaglio, dalla Figura 7.7.6 si evince che:

- i pannelli fotovoltaici (PV) producono energia elettrica dalle ore 7:30 alle ore 17:00 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza elettrica pari a $7,20 \text{ kW}$ alle ore 12:00;
- la fase di carica delle batterie (EB), in coerenza con la produzione dei pannelli fotovoltaici, avviene nell'intervallo temporale che va dalle ore 8:00 alle 16:00 circa;
- la fase di scarica delle batterie avviene in maniera predominante dalle ore 16:30 alle ore 21:30 circa allorché la produzione elettrica dei PV risulta essere nulla. La scarica si interrompe alle ore 21:30 circa in quanto il livello di carica delle batterie raggiunge il valore di soglia del 10%; un altro momento di scarica si riscontra dalle ore 10:30 alle ore 11:00 circa a causa di una richiesta elettrica totale del distretto superiore alla produzione.
- l'energia solare viene recuperata dai collettori solari termici (SC) dalle ore 9:00 circa fino alle ore 15:10 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza di 105 kW alle ore 12:00;

- e) la fase di scarica del BTES, necessaria a compensare i livelli di temperatura nel STTES, avviene dalle ore 0:00 alle ore 9:00 circa, e cioè fino a quando non inizia la produzione di energia termica da parte dei collettori solari SC.
- f) la fase di carica del BTES avviene dalle ore 14:10 alle ore 0:00 circa grazie all'energia termica accumulata nell'STTES durante la mattina e non utilizzata per le esigenze di riscaldamento e produzione di ACS;
- g) la caldaia centralizzata a pellet (WPB) si attiva per garantire il target desiderato della temperatura di mandata al distretto ($T_{supply,district}$) dalle ore 6:00 alle ore 9:00 circa, ovvero quando l'energia solare non è in grado di coprire totalmente le richieste termiche del distretto;
- h) il picco massimo di potenza elettrica richiesta dal distretto si ha alle ore 10:25 circa e risulta essere pari a 7,24 kW.

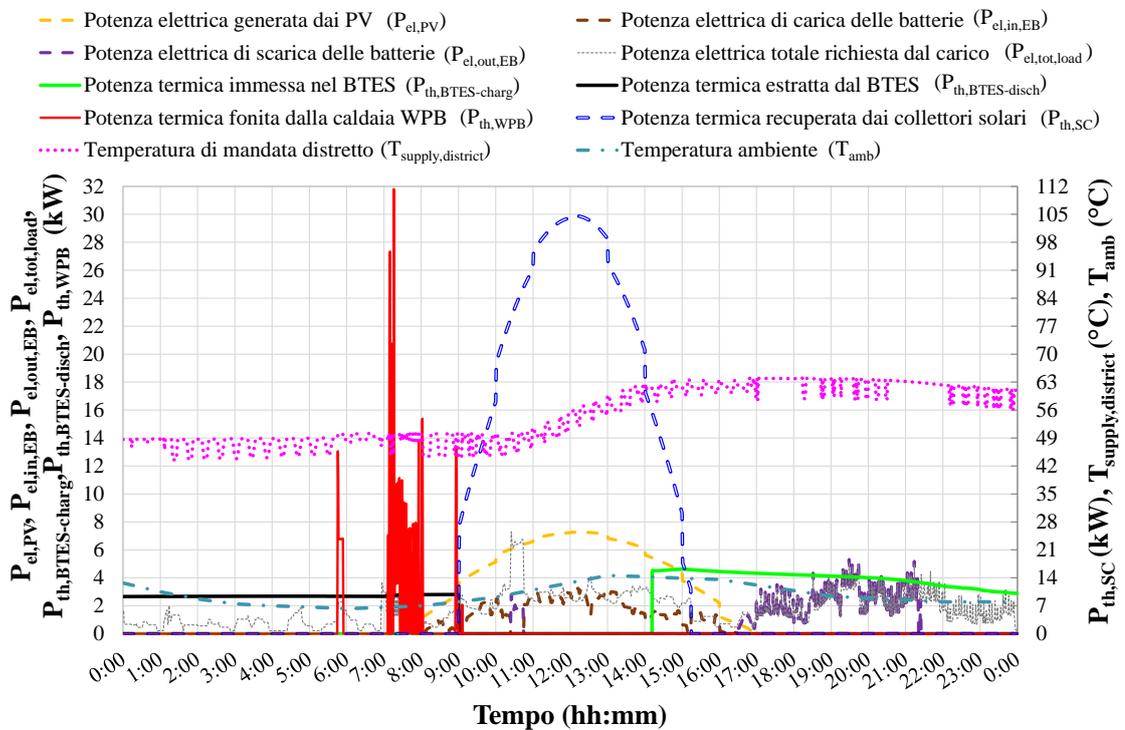


Figura 7.7.6. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante un giorno tipo del periodo di riscaldamento (1° Febbraio) per lo Schema16_DHC.

In dettaglio, dalla Figura 7.7.7 si evince che:

- a) i pannelli fotovoltaici (PV) producono energia elettrica dalle ore 5:20 alle ore 19:00 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza elettrica pari a circa 7 kW intorno alle ore 12:00;
- b) la fase di carica delle batterie (EB), in coerenza con la produzione dei pannelli fotovoltaici, avviene nell'intervallo temporale che va dalle ore 6:30 alle 8:30 circa, fin quando la potenza elettrica richiesta dal distretto non supera la potenza elettrica prodotta dai PV;

- c) la fase di scarica delle batterie (EB) avviene dalle ore 8:30 alle ore 9:30 circa, ovvero quando la potenza elettrica prodotta dai PV risulta essere inferiore a quella richiesta dall'intero distretto ed il livello di carica delle batterie è superiore al valore soglia del 10%.
- d) l'energia solare viene recuperata dai collettori solari termici (SC) dalle ore 8:00 fino alle ore 16:00 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza di 121 kW intorno alle ore 12:00;
- e) la fase di carica del BTES avviene dalle ore 13:30 alle ore 0:00 circa grazie all'energia termica accumulata nell'STTES durante la mattina e non utilizzata per le esigenze di riscaldamento e produzione di ACS;
- f) la pompa di calore ad adsorbimento ADHP risulta essere attiva (con qualche ora di disattivazione) dalle ore 9:00 alle ore 18:30 per mantenere il target di temperatura all'interno dell'accumulo freddo STCES;
- g) la caldaia centralizzata a pellet (WPB) si attiva dalle ore 9:00 alle ore 11:15 circa, ovvero quando l'energia solare non è in grado di garantire la temperatura di mandata all'ADHP di 75 °C;
- h) la potenza elettrica richiesta dal distretto risulta avere un'intensità più marcata dalle ore 8:30 alle ore 21:00 circa; il picco massimo si ha alle ore 14:20 e risulta essere pari a 22,4 kW.

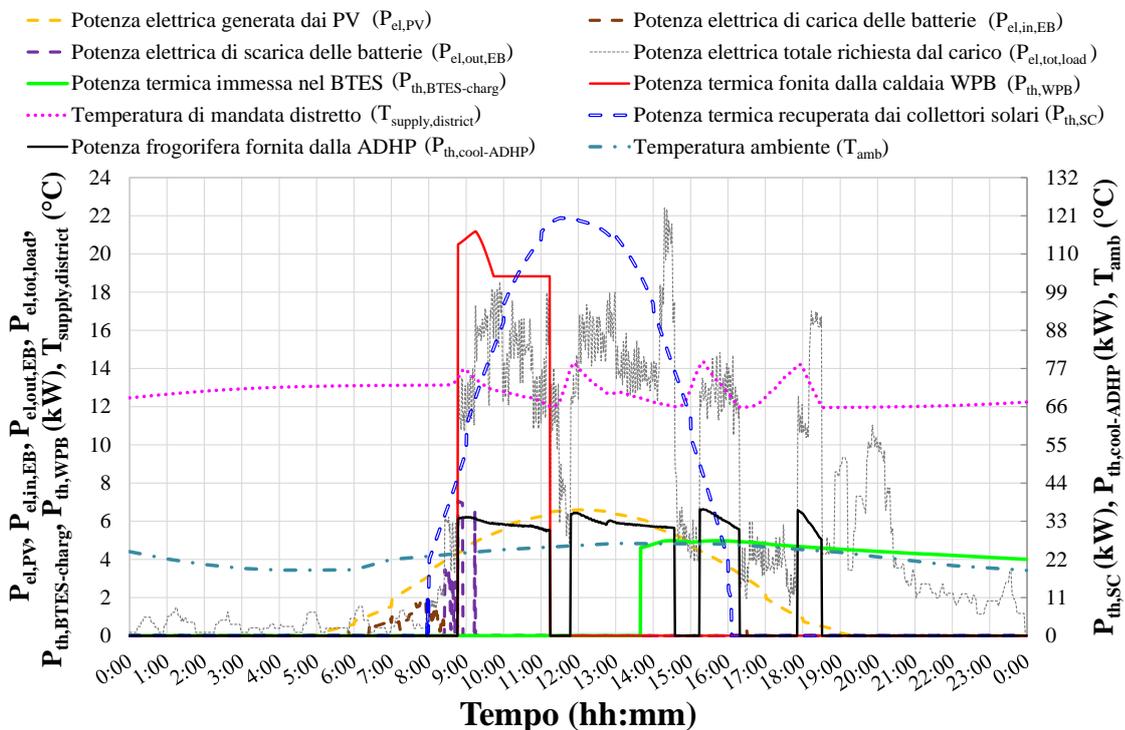


Figura 7.7.7. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante un giorno tipo del periodo di raffreddamento (1° Luglio) per lo Schema16_DHC.

Dall'analisi della Figura 7.7.6 e della Figura 7.7.7 è possibile, quindi, affermare che durante la tipica giornata invernale: (i) la caldaia principale funziona per compensare la mancanza

di energia solare e mantenere la temperatura di mandata desiderata; (ii) la scarica del BTES avviene durante la prima parte della giornata per compensare i livelli di temperatura nello STTES. Durante la tipica giornata estiva viene attivato l'ADHP per ottenere il target di temperatura all'interno dell'accumulo freddo di breve termine (STCES). Durante le giornate selezionate: (i) la ricarica del BTES avviene durante il pomeriggio e la sera grazie all'energia solare precedentemente immagazzinata nell'STTES; (ii) l'energia solare recuperata dai collettori solari (SC), così come l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici (PV), aumenta raggiunge un massimo intorno alle ore 12.

È stato, infine, valutato il tempo necessario affinché il capitale investito per la realizzazione dello Schema16_DHC venga recuperato; tale valutazione è stata effettuata attraverso il calcolo del periodo SPB (Eq. 6.1.19), il quale risulta essere pari a circa 24 anni. Tale valore è confrontabile con la vita utile prevista dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

È da sottolineare che il periodo SPB è stato calcolato tenendo conto dei rilevanti incentivi economici (Eq. 6.1.21) posti in essere dal Governo italiano [63]; senza questo supporto, il SPB sarebbe molto più significativo e la configurazione proposta non risulterebbe economicamente sostenibile.

7.7.2 Performance dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffrescamento con accumulo termico stagionale con veicoli elettrici

In questo paragrafo sono state confrontate le prestazioni dello Schema17_DHC_EV dell'impianto di teleraffrescamento descritto in dettaglio nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.4 con l'impianto convenzionale di riferimento CS_4 descritto nel CAPITOLO 5 al paragrafo 5.2.2.

La Figura 7.7.8 evidenzia l'andamento della temperatura media nel centro dell'accumulo di energia termica di lungo termine BTES ($T_{BTES,average}$) in funzione del tempo durante i primi 5 anni di esercizio. La temperatura $T_{BTES,average}$ è inizialmente pari a 10 °C il 1° Gennaio e, successivamente, sale fino a circa 73,8 °C durante l'estate del 1° anno di simulazione grazie all'energia solare trasferita dall'STTES al BTES; tra il 1° e il 2° anno di funzionamento, durante la stagione di riscaldamento, la temperatura al centro del BTES diminuisce (sia a causa delle dispersioni termiche che per la fase di scarica del BTES) raggiungendo un valore di circa 50 °C; infine, essa aumenta nuovamente fino ad un massimo di circa 77,6 °C durante l'estate del 2° anno di simulazione; durante il 3°, 4° e 5° anno di simulazione entrambe le temperature, la massima e la minima, sono sostanzialmente simili a quelle raggiunte durante il 2° anno di simulazione; ciò significa che il comportamento termico dell'accumulo risulta stabile (non transitorio) dopo circa 2 anni di simulazione.

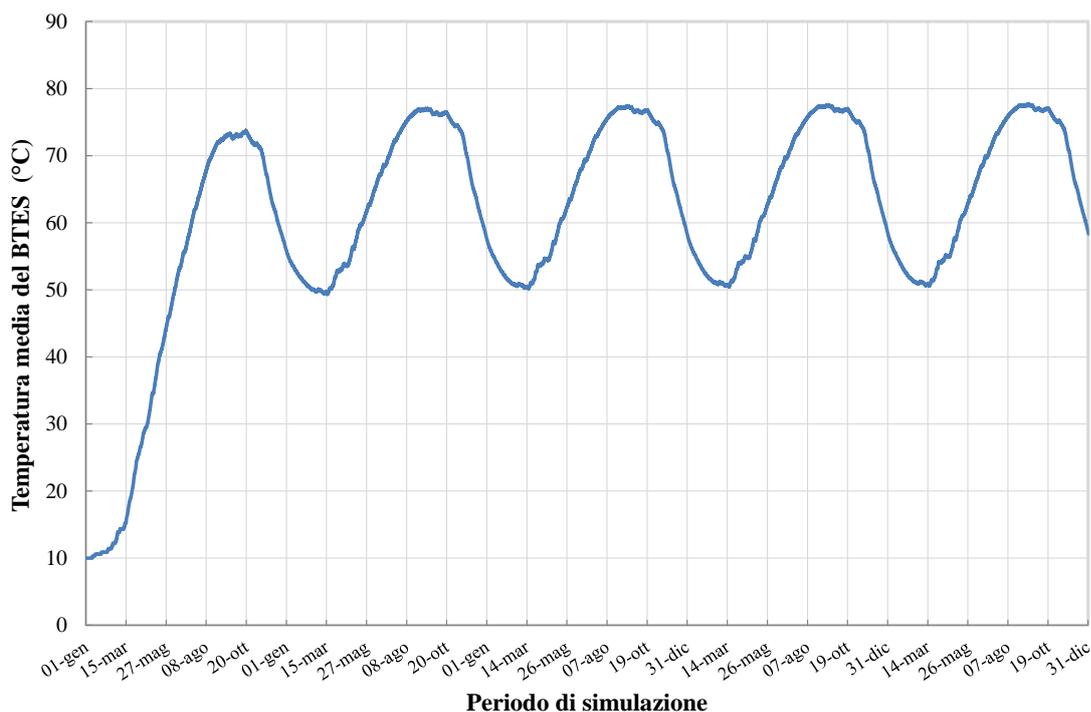


Figura 7.7.8. Temperatura al centro dell'accumulo termico stagionale (BTES) in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.

La Figura 7.7.9 riporta i risultati delle simulazioni in termini di PES (Eq. 6.1.11), ΔCO_2 (Eq. 6.1.14) e ΔOC (Eq. 6.1.18) al variare dell'anno. Tali risultati evidenziano che il ΔCO_2 e il ΔOC aumentano dal 1° al 2° anno di simulazione e successivamente evolvono in valori quasi costanti. Il PES, invece, presenta un lieve incremento dal 1° al 2° anno di simulazione per poi assestarsi su un valore costante; ciò è dovuto principalmente alle dinamiche dell'accumulo termico stagionale BTES, il quale raggiunge una condizione di stazionarietà dopo 2° anni di simulazione. Dalla Figura 7.7.9, inoltre, si evince che i valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC sono sempre positivi raggiungendo, rispettivamente, valori massimi pari a 30,7 %, 27,6 % e 27,9 % durante il 5° anno di simulazione; valori positivi di PES, ΔCO_2 e ΔOC significano che lo schema proposto riduce rispettivamente il consumo di energia primaria, le emissioni equivalenti di CO_2 ed i costi di esercizio rispetto all'impianto convenzionale.

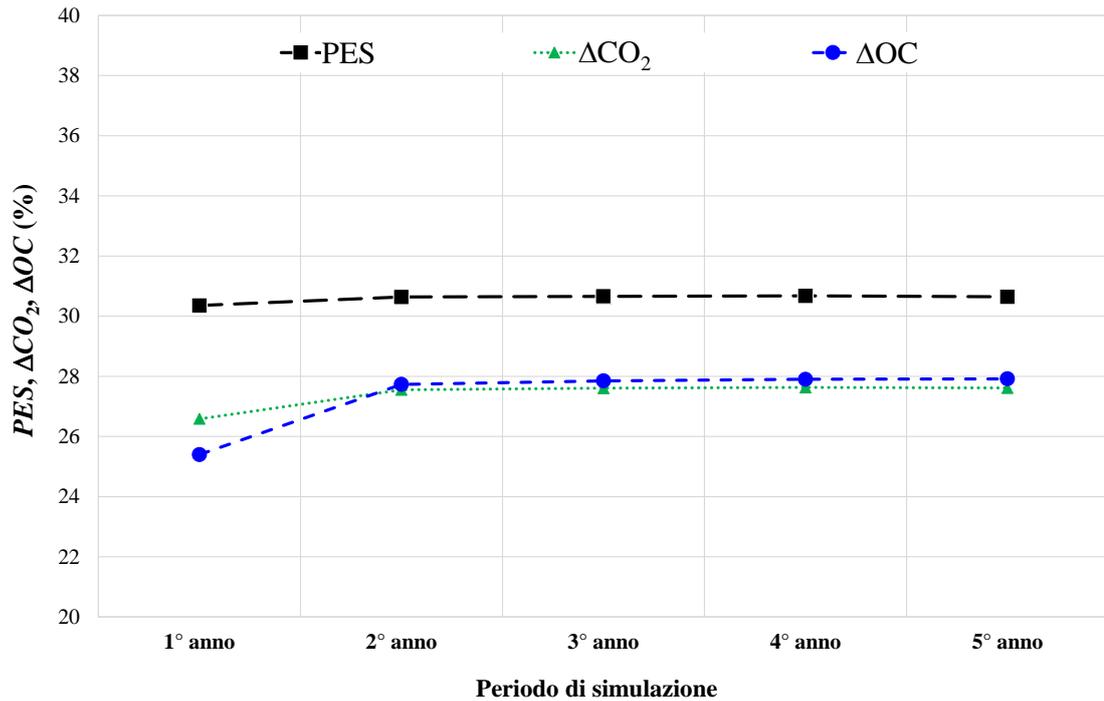


Figura 7.7.9. Valori di PES, ΔCO_2 e ΔOC in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.

La Figura 7.7.10 riporta i valori dell'efficienza media dei collettori solari η_{sc} (Eq. 6.1.1), dell'efficienza media del BTES η_{BTES} (Eq. 6.1.2), della frazione elettrica rinnovabile RF_{el} (Eq. 6.1.6), della frazione solare termica SF_{th} (Eq. 6.1.4), della frazione termica rinnovabile RF_{th} (Eq. 6.1.5) e della frazione totale rinnovabile RF_{tot} (Eq. 6.1.8) in funzione del periodo di simulazione (5 anni). Dalla figura si evince che η_{sc} decresce dal 1° al 2° anno di simulazione, passando dal 26,4 % al 24,7 %, per poi assumere un andamento pressoché costante nei successivi anni di simulazione. Al 5° anno di simulazione η_{sc} risulta essere pari al 24,5 %. Tale andamento è legato al livello di carica del BTES; durante il 1° anno di simulazione l'accumulo stagionale è scarico e, quindi, presenta la massima capacità di accumulo termico consentendo di massimizzare il recupero di energia solare; man mano che il BTES si carica, l'energia termica che è possibile iniettare al suo interno è sempre meno significativa.

Al contrario, invece, η_{BTES} aumenta notevolmente dal 1° al 2° anno di simulazione, passando dal 9,3 % al 23,3 % e assestandosi successivamente su valori quasi costanti fino a un valore massimo del 25,8 % al 5° anno. I valori di η_{BTES} sono coerenti con quelli riscontrati nello studio di di Zhu e Chen [174] eseguito nelle condizioni climatiche della città di Tianjin (costa orientale della Cina), caratterizzata da una latitudine simile a Napoli; gli autori hanno trovato valori di η_{BTES} (i) compresi tra il 20 % e il 30 % in circa il 17 % dei casi di simulazione e (ii) inferiori al 50 % in circa il 54 % delle configurazioni di impianto investigate.

La frazione elettrica rinnovabile RF_{el} è costante nel corso dei 5 anni, assumendo un valore pari al 21,3 %; ciò evidenzia che i pannelli fotovoltaici sono sostanzialmente in grado di soddisfare più di un terzo del fabbisogno totale di elettricità.

La frazione solare termica complessiva SF_{th} aumenta dal 1° al 2° anno di simulazione, passando dall'89,2 % al 93,5 %, con andamento quasi costante nel restante periodo di simulazione fino ad un massimo al 5° anno pari al 93,8 %. La frazione solare termica complessiva evidenzia che il fabbisogno totale di energia termica è quasi interamente coperto da energia solare; i valori di SF_{th} sono coerenti con quelli riportati in [13,22,78].

La frazione termica rinnovabile è costante nei 5 anni ed è pari al 100 % grazie al fatto che il fabbisogno termico totale (per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti e la produzione di ACS) è soddisfatto con fonte solare e pellet.

La frazione totale rinnovabile RF_{tot} è sostanzialmente costante nel corso dei 5 anni, assumendo un valore pari al 72,5 %. (ovvero il 72,5 % del fabbisogno complessivo (elettrico e termico) è coperto da fonti rinnovabili (energia solare e pellet)).

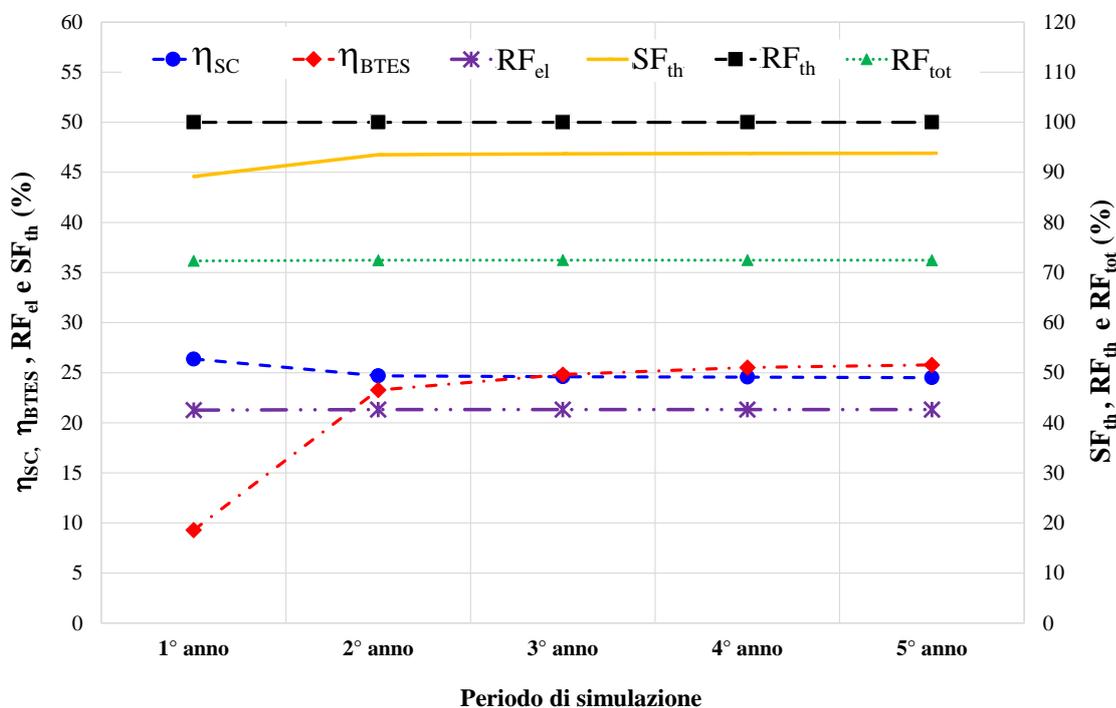


Figura 7.7.10. Valori di η_{SC} , η_{BTES} , RF_{el} , SF_{th} , RF_{th} e RF_{tot} in funzione del periodo di simulazione (5 anni) per lo Schema17_DHC_EV.

La Figura 7.7.11, che riporta i valori dei flussi di energia termica corrispondenti al 5° anno di funzionamento dello Schema16_DHC in funzione della stagione, mostra che:

- l'energia solare ottenuta tramite i collettori solari nel corso del periodo di raffrescamento è circa 5,4 volte maggiore di quella corrispondente alla stagione di riscaldamento;
- l'energia termica caricata nel BTES durante l'estate è circa 5,2 volte maggiore di quella caricata nel BTES durante l'inverno;
- l'energia termica generata dalla caldaia centralizzata WPB durante l'estate è più di 3,5 volte maggiore di quella invernale;

- d) il coefficiente di prestazione stagionale dell'ADHP, ovvero il rapporto tra l'energia frigorifera fornita dall'ADHP e l'apporto termico all'ADHP, è di circa 0,48; questo risultato è coerente con i valori di COP indicati dal costruttore [36];
- e) l'energia termica necessaria all'ADHP è coperta solo per una piccola parte (pari a circa il 4,2%) dalla caldaia a pellet WPB nel corso del periodo di raffrescamento;
- f) l'energia termica richiesta per la produzione di ACS nel corso della stagione di riscaldamento è pari a circa il 26% dell'energia termica richiesta per il riscaldamento; l'energia termica generata dalle caldaie a pellet individuali WPIB, riferita all'intero anno, è circa il 21% del fabbisogno totale di ACS (la restante parte è soddisfatta con energia solare termica grazie al DHWT centralizzato).

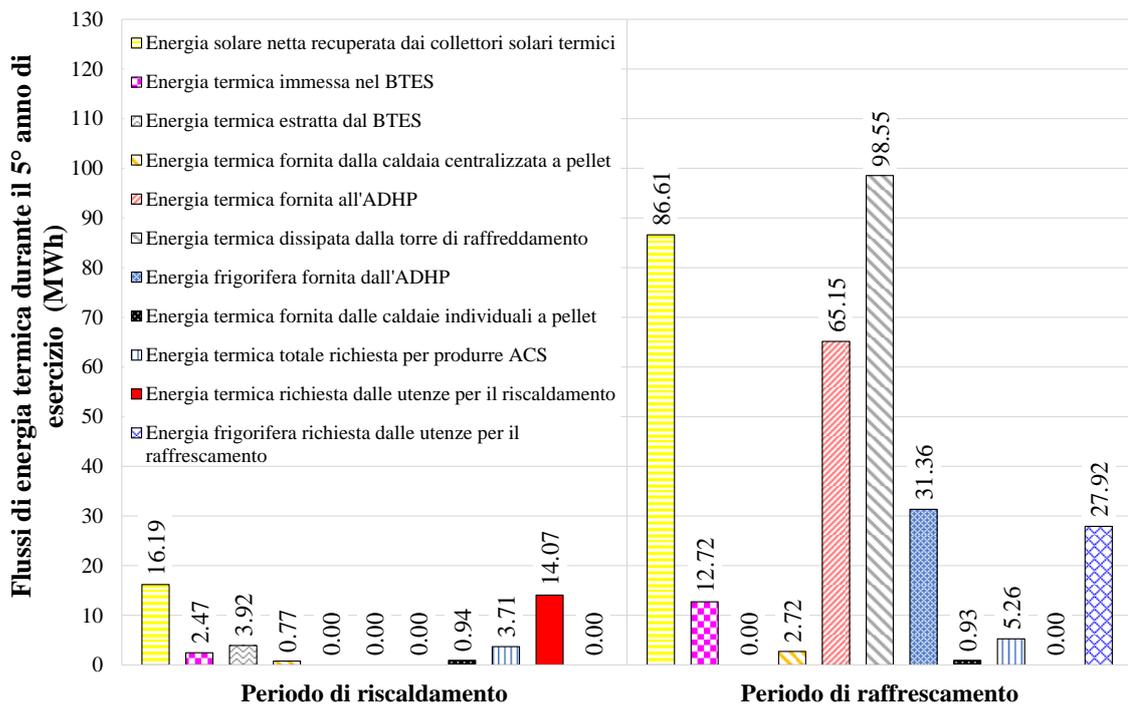


Figura 7.7.11. Flussi di energia termica per il periodo di riscaldamento e raffrescamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema17_DHC_EV.

Nella Figura 7.7.12 sono riportati i flussi di energia elettrica riferiti al 5° anno di funzionamento dello Schema16_DHC ed evidenziano che:

- a) l'energia elettrica generata dai pannelli fotovoltaici durante il periodo di raffreddamento è circa 3,9 volte maggiore di quella corrispondente alla stagione di riscaldamento;
- b) la percentuale del fabbisogno elettrico totale soddisfatto dall'energia solare (pannelli fotovoltaici + batterie) è di circa il 21,3%;
- c) l'energia elettrica importata dalla rete nazionale durante la stagione di raffrescamento è circa 2,6 volte superiore a quella corrispondente al periodo di riscaldamento;
- d) la percentuale di energia elettrica trasferita alle batterie rispetto all'energia elettrica totale prodotta dai pannelli fotovoltaici è circa il 15,8% nel periodo di riscaldamento e circa il 9,8% durante la stagione del raffrescamento.

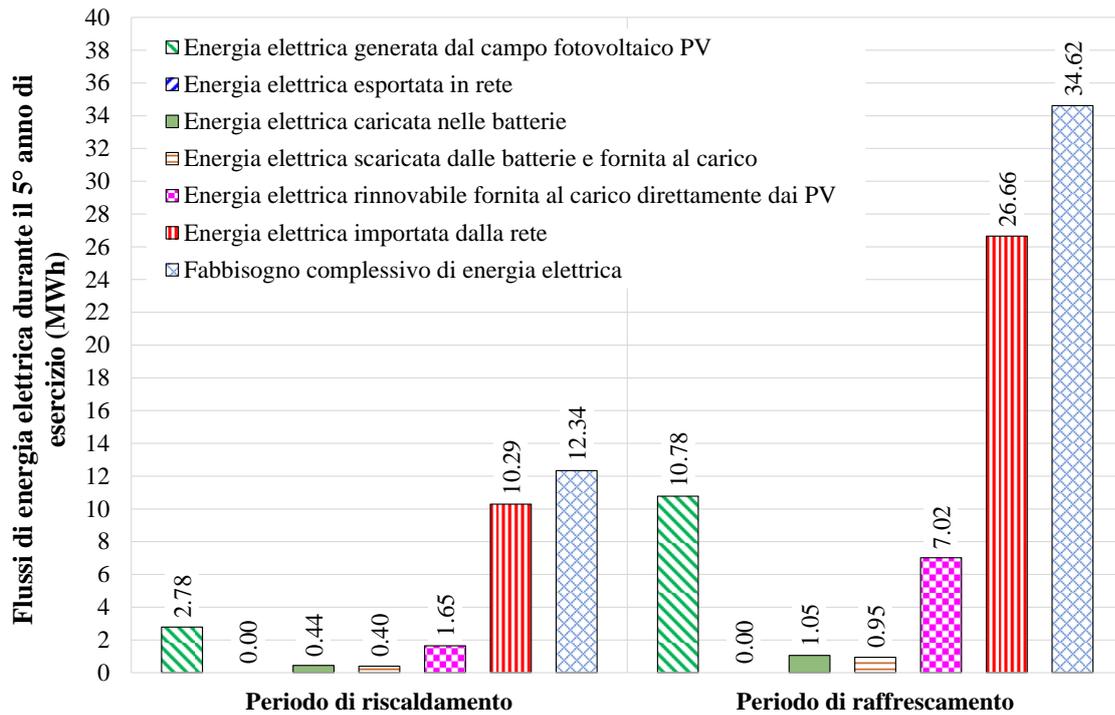


Figura 7.7.12. Flussi di energia elettrica per il periodo di riscaldamento e raffreddamento durante il 5° anno di simulazione per lo Schema17_DHC_EV.

Dalle simulazioni è emerso che, con riferimento al 5° anno di simulazione, il distretto è caratterizzato da una densità di carico frigorifero annuo di $52,1 \text{ kWh/m}^2$, una densità di carico termico annuo per il riscaldamento pari a $27,9 \text{ kWh/m}^2$, una densità di carico termico annuale per la produzione di ACS di $17,8 \text{ kWh/m}^2$, nonché una densità di carico elettrico (elettrodomestici, apparecchi di illuminazione, ausiliari e veicoli elettrici) corrispondente a $67,5 \text{ kWh/m}^2$; questi valori denotano la fattibilità dell'impianto di teleriscaldamento e teleraffreddamento rispetto ai valori soglia indicati da Zhu e Chen [174].

La Figura 7.7.13 e la Figura 7.7.14 riportano i profili giornalieri dei flussi energetici più rilevanti durante due giorni tipici selezionati (1° Febbraio per il periodo di riscaldamento (Figura 7.7.13) e 1° Luglio per il periodo di raffreddamento (Figura 7.7.14)) del 5° anno di simulazione.

In dettaglio dalla Figura 7.7.13 si evince che:

- i pannelli fotovoltaici (PV) producono energia elettrica dalle ore 7:30 alle ore 17:00 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza elettrica pari a $7,20 \text{ kW}$ alle ore 12:00;
- la fase di carica delle batterie (EB), in coerenza con la produzione dei pannelli PV, avviene nell'intervallo temporale che va dalle ore 8:00 alle 16:00;
- la fase di scarica delle batterie (EB) avviene in maniera predominante dalle ore 16:30 alle ore 20:00 (quando la produzione elettrica dei PV risulta essere nulla). La scarica alle ore 20:00 si interrompe poiché il livello di carica delle batterie raggiunge il valore di soglia del 10%. Un altro momento di scarica si riscontra dalle ore 10:30 alle ore 11:00 in quanto la richiesta elettrica totale del distretto risulta essere superiore alla produzione;

- d) l'energia solare viene recuperata dai collettori solari termici (SC) dalle ore 9:00 circa fino alle ore 15:10 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza di 105 kW alle ore 12:00;
- e) la fase di scarica del BTES, ottenuta per compensare i livelli di temperatura nel STTES, avviene dalle ore 0:00 alle ore 9:00, e cioè fino a quando non si ha produzione di energia termica da parte dei collettori solari.
- f) la fase di carica del BTES, invece, avviene dalle ore 14:10 alle ore 0:00;
- g) la caldaia centralizzata a pellet (WPB) si attiva alternativamente, per garantire una temperatura di mandata al distretto ($T_{\text{supply,district}}$) all'interno del target, dalle ore 6:00 alle ore 9:00 (quando l'energia solare non è in grado di garantire il soddisfacimento delle richieste termiche del distretto);
- h) la potenza elettrica richiesta dal distretto risulta avere durante la giornata picchi con intensità molto diversa. Il picco massimo di potenza elettrica richiesta dal distretto si ha alle ore 19:45 e risulta essere pari a 17,4 kW.

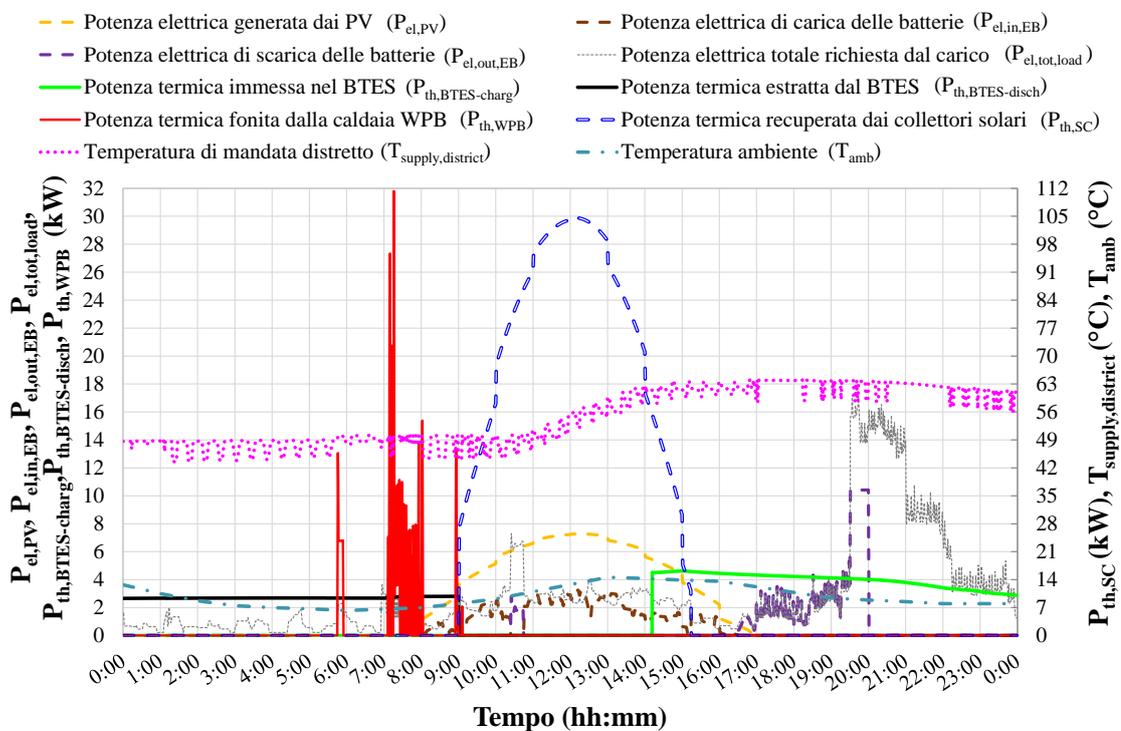


Figura 7.7.13. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante il periodo di riscaldamento (1° febbraio) per lo Schema17_DHC_EV.

In dettaglio dalla Figura 7.7.14 si evince che:

- a) i pannelli fotovoltaici (PV) producono energia elettrica dalle ore 5:20 alle ore 19:00 raggiungendo il picco massimo di potenza elettrica pari a 7,00 kW alle ore 12:00;
- b) la fase di carica delle batterie (EB), in coerenza con la produzione dei pannelli PV, avviene nell'intervallo temporale che va dalle ore 6:30 alle 8:30, fin quando la potenza elettrica richiesta dal distretto non supera la potenza elettrica prodotta dai PV;

- c) la fase di scarica delle batterie (EB) avviene dalle ore 8:30 alle ore 9:00 quando la potenza elettrica prodotta dai PV risulta essere inferiore a quella richiesta dall'intero distretto ed il livello di carica delle batterie è superiore al valore di soglia del 10%.
- d) l'energia solare viene recuperata dai collettori solari termici (SC) dalle ore 8:00 circa fino alle ore 16:00 circa, raggiungendo il picco massimo di potenza di 120 kW verso le ore 12:00;
- e) la fase di carica del BTES, invece, avviene dalle ore 13:30 alle ore 0:00 circa;
- f) la pompa di calore ad adsorbimento ADHP risulta essere attiva (con qualche ora di disattivazione) dalle ore 9:00 alle ore 18:30 per mantenere all'interno dell'accumulo freddo di breve termine (STCES) il target di temperatura desiderato;
- g) la caldaia centralizzata a pellet (WPB) si attiva dalle ore 9:00 alle ore 11:15, quando l'energia solare non è in grado di garantire la temperatura di mandata all'ADHP di 75 °C;
- h) la potenza elettrica richiesta dal distretto risulta avere un'intensità più marcata dalle ore 9:00 alle ore 21:00. Il picco massimo di potenza elettrica richiesta dal distretto si ha alle ore 19:45 e risulta essere pari a 34,2 kW.

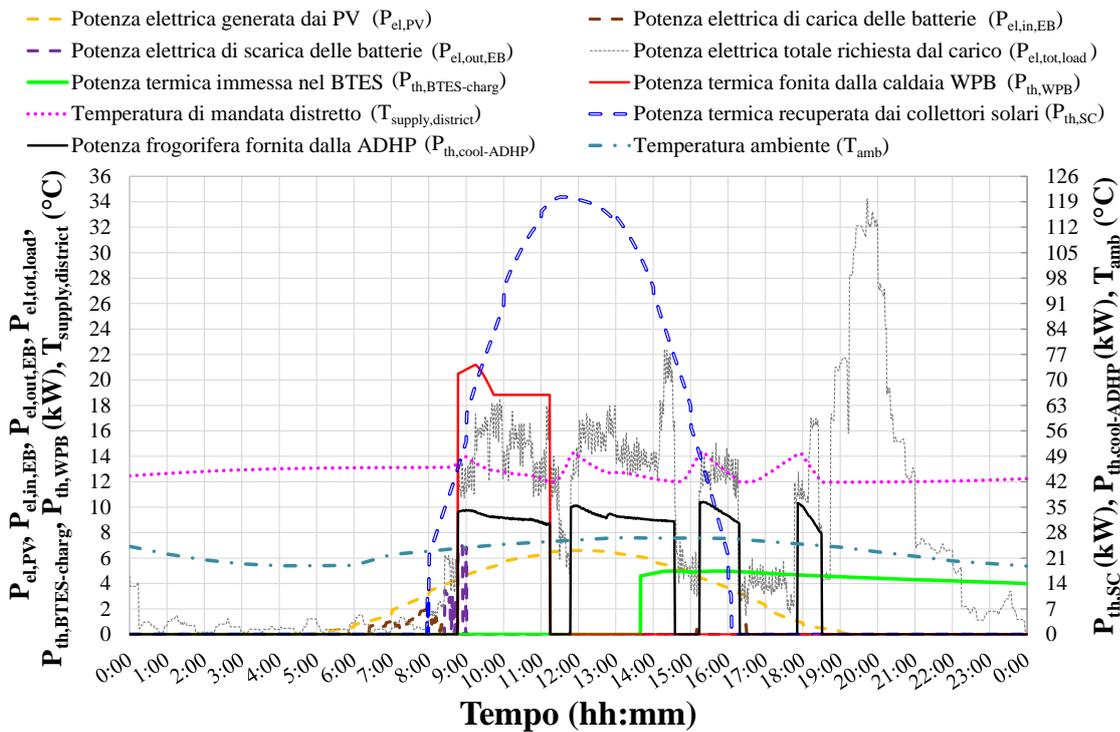


Figura 7.7.14. Profilo giornaliero dei flussi energetici più rilevanti durante il periodo di raffrescamento (1° luglio) per lo Schema17_DHC_EV.

Dall'analisi della Figura 7.7.13 e Figura 7.7.14 è possibile quindi affermare che durante la giornata invernale: (i) la caldaia principale funziona per compensare la mancanza di energia solare e mantenere la temperatura di mandata desiderata; (ii) lo scarico del BTES avviene durante la prima parte della giornata per compensare i livelli di temperatura nell'STCES. Durante la giornata estiva viene attivato l'ADHP per ottenere la temperatura target all'interno

degli STCES, dal quale viene prelevato il fluido termovettore inviato al distretto per alimentare i fan coils delle utenze.

È stato, inoltre, valutato il tempo necessario affinché il capitale investito per la realizzazione dello Schema17_DHC_EV venga recuperato. Tale analisi è stata effettuata attraverso il calcolo del SPB (Eq. 6.1.19), il quale risulta essere pari a circa 19 anni, valore confrontabile con la durata prevista dell'impianto di teleraffrescamento (CSHCPSS).

È da sottolineare che il periodo SPB è stato calcolato tenendo conto dei rilevanti incentivi economici (Eq. 6.1.21) posti in essere dal Governo italiano [63]; senza questo supporto, il periodo SPB sarebbe molto più grande e la configurazione proposta non risulterebbe economicamente sostenibile.

CONCLUSIONI

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, 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 ubicate a Napoli (sud Italia) con e senza veicoli elettrici.

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 termici con o senza pannelli fotovoltaici); (viii) della tecnologia del sistema di produzione di energia termica di back-up e (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; (xi) dello schema di produzione dell'acqua calda sanitaria.

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 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 (ΔCO_2), differenza percentuale tra i costi di esercizio del sistema convenzionale e quello proposto (ΔOC) 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 (Eq. 6.1.3);
- la frazione solare termica complessiva (SF_{th}), che rappresenta la percentuale di energia termica fornita dall'impianto proposto tramite la fonte solare (Eq. 6.1.4);
- la frazione termica rinnovabile (RF_{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 (Eq. 6.1.5);

- la frazione elettrica rinnovabile (RF_{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 (Eq. 6.1.6);
- la frazione totale rinnovabile (RF_{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 (Eq. 6.1.8).

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. I risultati di tale analisi parametrica hanno evidenziato che:

- il sistema proposto presenta le migliori prestazioni energetiche nel caso di 4,42 m² di collettori solari per MWh di fabbisogno annuo di energia termica, 0,4 m³ di STTES per MWh di fabbisogno annuo di energia termica e 7,2 m³ di BTES per m² di collettori solari;
- il sistema proposto consente di ottenere, rispetto all'impianto convenzionale assunto come riferimento, una riduzione del consumo di energia primaria fino al 5,4%, dell'emissione di anidride carbonica equivalente fino al 3,0%, dei costi di esercizio fino al 16,6%;
- il sistema proposto permette di ottenere valori di $SF_{th,heating}$ rilevanti (fino al 40,1%).

Successivamente è stata condotta un'analisi parametrica con riferimento all'impianto di teleriscaldamento 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; tale analisi ha evidenziato che:

- 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. 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_2 equivalente ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento, con valori di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$ 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 ($RF_{el} = 91,8\%$);
- la percentuale della domanda complessiva di energia (termica ed elettrica) coperta grazie alla fonte solare e/o al pellet raggiunge valori estremamente significativi ($RF_{tot} = 96,8\%$);
- 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_p di energia primaria), le emissioni di CO_2 equivalenti (-10,2%, corrispondenti a -1420 kg $CO_{2,eq}$) 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 ($PES^{5th-year}$ dal 20,8% al 37,1% corrispondente a -9,9 MWh_p di

energia primaria), oltre che un diminuzione delle emissioni equivalenti di CO₂ ($\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ dal 15,6% al 27,0% corrispondente a -1580 kgCO_{2,eq}), rispetto alla configurazione con le sole caldaie distribuite a gas naturale; tuttavia, i costi operativi sono leggermente più alti ($\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ 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^{5th-year} (dal 37,1% al 94,9%, corrispondente a -35,4 MWh_p di energia primaria), $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ (dal 27,0% fino all'88,5%, corrispondente a -8510 kgCO_{2,eq}) e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ (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) (Eq. 6.1.19); 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).

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 analizzate in precedenza 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) [137] 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_{el}). I risultati di queste ulteriori simulazioni hanno evidenziato che:

- tutte le configurazioni dell'impianto di teleriscaldamento proposte consentono di ridurre il consumo di energia primaria, le emissioni di CO₂ equivalente ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento, con valori massimi di PES^{5th-year}, $\Delta\text{CO}_2^{5\text{th-year}}$ e $\Delta\text{OC}^{5\text{th-year}}$ rispettivamente pari al 63,9%, l'59,1% e il 57,2%
- 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 importanti (RF_{el} = 53,9%);
- la percentuale della domanda complessiva di energia (termica ed elettrica) coperta grazie alla fonte solare e/o al pellet raggiunge valori molto rilevanti (RF_{tot} = 73,4%);
- il sistema ausiliario di back-up che permette di avere le migliori prestazioni è la caldaia a pellet (poiché il pellet è una fonte rinnovabile ed è caratterizzato da un basso fattore di emissione di CO₂ equivalente);

- l'integrazione dell'accumulo elettrico valorizza l'utilizzo dell'energia elettrica cogenerata, consentendo di ottenere un miglioramento di circa 3,7%, 3,8% e 4,9%, rispettivamente, in termini di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$;
- l'utilizzo di pannelli fotovoltaici abbinati ad accumuli elettrici migliora notevolmente le prestazioni dell'impianto di teleriscaldamento in termini di $PES^{5th-year}$ (dal 12,2% al 54,4%, corrispondente a -44150 KWh_p di energia primaria), $\Delta CO_2^{5th-year}$ (dal 8,9% fino al 52,6%, corrispondente a -10620 kgCO_{2,eq}) e $\Delta OC^{5th-year}$ (dal 4,7% al 57,7%, corrispondente a -5260 €/anno), anche se bisogna sostenere un significativo extra costo d'investimento;
- utilizzando gli accumuli termici distribuiti per preriscaldare l'acqua di rete, sfruttando il livello di temperatura di ritorno del circuito di distribuzione per la produzione di ACS (unitamente all'utilizzo di caldaie distribuite a pellet), le prestazioni del sistema proposto migliorano significativamente, con un aumento di $PES^{5th-year}$ e $\Delta CO_2^{5th-year}$, rispettivamente di circa il 9,5% e 6,5%, mentre il $\Delta OC^{5th-year}$ rimane pressoché costante.

In aggiunta, anche per queste configurazioni è stato stimato il periodo SPB. I risultati hanno evidenziato un valore di SPB sempre inferiore ai 5 anni grazie agli incentivi economici posti in essere dal Governo italiano, senza i quali le configurazioni proposte non sarebbero economicamente sostenibili nell'attuale scenario.

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 CO₂ equivalente ed i costi di esercizio rispetto al sistema di riscaldamento di riferimento, con valori massimi di $PES^{5th-year}$, $\Delta CO_2^{5th-year}$ e $\Delta OC^{5th-year}$, 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_{el}) 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

- [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. Hesaraki, S. Holmberg, F. Haghigat, 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. Guadalfajara, 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 May 20, 2020).
- [17] IEA SHC task 45, Large Systems: Large Solar Heating/Cooling Systems, Seasonal Storage, Heat Pumps, (n.d.). <http://task45.iea-shc.org/> (accessed January 13, 2020).
- [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.). <https://fahrenheit.cool/en/products/chillers/ecoo/>.
- [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 (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_x 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.
- [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] IEA, Data and statistics, (n.d.). [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy supply&indicator=TPESbySource](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource).
- [48] European Commission, Energy performance of buildings directive, (2018). https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en.

- [49] PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA, DIRETTIVA 2010/31/UE, (2010). <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:IT:PDF>.
- [50] European Commission, 2020 climate & energy package, (2020). https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it.
- [51] Consiglio europeo, Un'Europa sostenibile entro il 2030, (2019). <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2019/12/10/sustainable-europe-by-2030-council-adopts-conclusions/#>.
- [52] Nazioni Unite, Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile - Agenda 2030, (n.d.). <https://unric.org/it/agenda-2030/>.
- [53] Organizzazione delle Nazioni Unite, Trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, 2015. <https://unric.org/it/wp-content/uploads/sites/3/2019/11/Agenda-2030-Onu-italia.pdf>.
- [54] IEA, Energy Technology Perspectives 2020, (2020). <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- [55] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., Fonti Rinnovabili in Italia e in Europa verso gli obiettivi al 2020 e al 2030, (2019). https://www.gse.it/documenti_site/Documenti_GSE/Rapporti_statistici/Fonti_Rinnovabili_in_Italia_e_in_Europa_verso_gli_obiettivi_al_2020_e_al_2030.pdf.
- [56] IEA, Total energy supply (TES) by source, Italy 1990-2019, (2020). <https://www.iea.org/countries/italy>.
- [57] PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA, DIRETTIVA 2009/28/CE, (2009). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=SK>.
- [58] Unione Europea, Paesi membri dell'UE, (2020). https://europa.eu/european-union/about-eu/countries_it.
- [59] IEA, Electricity final consumption by sector, Italy 1990-2018, (2020). [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy consumption&indicator=ElecConsBySector](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy%20consumption&indicator=ElecConsBySector).
- [60] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., Rapporto monitoraggio DM Burden sharing - Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico, (2020). <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/burden-sharing-online-i-dati-sui-consumi-di-energia-da-fonti-rinnovabili-nelle-regioni-italiane>.
- [61] Italian Decree, DL n.28 del 03/03/2011, (2011). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/28/011G0067/sg>.
- [62] MISE, PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA, (2019).

- https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf.
- [63] Italian Decree, Decreto Rilancio, (2020). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/05/19/20G00052/sg> (accessed June 6, 2020).
- [64] Italian Decree, DL n.63 del 04/06/2013, (2013). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2013/06/05/13G00107/sg>.
- [65] IEA, World Energy Outlook 2017, (2017). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>.
- [66] IEA, key world energy statistics, (2020). www.iea.org.
- [67] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalba, L.F. Cabeza, State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1- Concepts, materials and modellization, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14 (2010) 31–55. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.035>.
- [68] D. Fernandes, F. Pitié, G. Cáceres, J. Baeyens, Thermal energy storage: “How previous findings determine current research priorities,” *Energy*. 39 (2012) 246–257. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.024>.
- [69] A. Sharma, V. V. Tyagi, C.R. Chen, D. Buddhi, Review on thermal energy storage with phase change materials and applications, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13 (2009) 318–345. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.005>.
- [70] Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., SISTEMI DI ACCUMULO, (2020). <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/sistemi-di-accumulo>.
- [71] COMESTO - Community Energy Storage, AR1.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto-Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.3, 2020. <http://www.comesto.eu/wp-content/uploads/2020/09/Classificazione-dei-sistemi-di-accumulo-in-base-all'applicazione-ed-al-contesto.pdf>.
- [72] S. Koohi-Fayegh, M.A. Rosen, A review of energy storage types, applications and recent developments, *J. Energy Storage*. (2020). <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>.
- [73] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Appl. Energy*. (2015). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [74] A. Park, P. Lappas, Evaluating demand charge reduction for commercial-scale solar PV coupled with battery storage, *Renew. Energy*. 108 (2017) 523–532. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.060>.
- [75] E. O’Shaughnessy, D. Cutler, K. Ardani, R. Margolis, Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential

- buildings, *Appl. Energy*. 213 (2018) 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.118>.
- [76] P.A. Sørensen, Solar district heating guidelines, (n.d.). https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SDHtake-off_SDH_Guidelines.pdf.
- [77] B. Nordell, Borehole heat store design optimization, Ph.D. Thesis, Lulea University of Technology, Sweden, 1994.
- [78] DLSC, Drake Landing Solar Community, Okotoks, Canada, (n.d.). <https://www.dlsc.ca>.
- [79] D. Olsthoorn, F. Haghghat, P.A. Mirzaei, Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization, *Sol. Energy*. 136 (2016) 49–64. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.054>.
- [80] A. Lake, B. Rezaie, S. Beyerlein, Review of district heating and cooling systems for a sustainable future, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67 (2017) 417–425. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.061>.
- [81] D. Schmidt, A. Kallert, FUTURE LOW TEMPERATURE DISTRICT HEATING DESIGN GUIDEBOOK - Final Report of IEA DHC Annex TS1 Low Temperature District Heating for Future Energy Systems, 2017.
- [82] E. Guelpa, V. Verda, Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review, *Appl. Energy*. 252 (2019) 113474. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>.
- [83] D. Pahud, Central solar heating plants with seasonal duct storage and short-term water storage: Design guidelines obtained by dynamic system simulations, *Sol. Energy*. 69 (2000) 495–509. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00119-5](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00119-5).
- [84] Y. Li, Y. Rezgui, H. Zhu, District heating and cooling optimization and enhancement – Towards integration of renewables, storage and smart grid, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 72 (2017) 281–294. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.061>.
- [85] Vaillant, atmoTEC exclusive VMW, (n.d.). <https://www.vaillant.it/home/prodotti/atmotec-exclusive-vmw-9664.html> (accessed January 13, 2020).
- [86] G. Angrisani, C. Roselli, M. Sasso, Distributed microtrigeneration systems, *Prog. Energy Combust. Sci.* 38 (2012) 502–521. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2012.02.001>.
- [87] H.I. Onovwiona, V.I. Ugursal, Residential cogeneration systems: Review of the current technology, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 10 (2006) 389–431. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.07.005>.
- [88] D.M. Lombardi K, Thorsteinson E, Larocque J, Webster G, Cold and Warm weather emissions testing of a 6 kWe cogeneration unit, in: 1st Int. Conf. Work. Micro-

- Cogeneration Appl. April 29-May 1 2008, Nat. Resour. Canada, Ottawa, Canada, 2008.
- [89] GSE S.p.A., Gestore dei Servizi Energetici, (n.d.). <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto> (accessed June 16, 2020).
- [90] G. Angrisani, M. Canelli, A. Rosato, C. Roselli, M. Sasso, S. Sibilio, F. Tariello, Chapter 3 - The micro-cogeneration and emission control and related utilization field, n.d.
- [91] M. Pehnt, Environmental impacts of distributed energy systems-The case of micro cogeneration, *Environ. Sci. Policy.* 11 (2008) 25–37. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2007.07.001>.
- [92] FAMAR, GEYSIR 24 GREEN, (n.d.).
- [93] G. Restuccia, Thermally driven heat pumps in future energy systems, IEA Heat Pump Centre Newsletter, 2007.
- [94] H. Demir, M. Mobedi, S. Ülkü, A review on adsorption heat pump: Problems and solutions, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12 (2008) 2381–2403. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.06.005>.
- [95] L. Mazzarella, A Revised IEA Computer Program for Performance Simulation of Energy Systems with Seasonal Thermal Energy Storage, in: *Proceedings Thermastock' 91*, 13–16 Mai, Scheveningen Netherlands, Sniders A. L., 1991: pp. 3.5–1–3.5-7.
- [96] P.D. Lund, A Novel PC Tool for Optimization of Solar Heating Systems with Seasonal Storage, in: Hokkaido University (Ed.), *Proc. Megastock' 97*, 18–21 June, Sapporo, Japan, Ochifuji K. Nagano K., 1997: pp. 521–526.
- [97] D.S. Breger, Final Engineering and Design Analysis of the Central Solar Heating Plant with Seasonal Storage at the University of Massachusetts/Amherst, 1994.
- [98] H. Seiwald, E. Hahne, Sensitivity Analysis of a Central Solar Heating System with High Temperature Duct Seasonal Storage, in: *Cosmoprint Oy - Helsinki (Ed.), Proceedings Calorstock' 94*, 22–25 August, Espoo, Finland, Kangas M. T. Lund P. D., 1994: pp. 705–712.
- [99] P. CHUARD, J.C. HADORN, Central solar heating plants with seasonal storage. EA Solar R&D, Solar heating and cooling programme, Task VII, 1983.
- [100] D. Vanhoudt, J. Desmedt, J. Van Bael, N. Robeyn, H. Hoes, An aquifer thermal storage system in a Belgian hospital: Long-term experimental evaluation of energy and cost savings, *Energy Build.* 43 (2011) 3657–3665. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.09.040>.
- [101] B. Sibbitt, D. McClenahan, R. Djebbar, J. Thornton, B. Wong, J. Carriere, J. Kokko, The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system - Five years of operation, *Energy Procedia.* 30 (2012) 856–865.

- <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.097>.
- [102] E. MOROFSKY, V. CHANT, J.F. HICKLING, T. LEFEUVRE, Seasonal storage of building waste heat in an aquifer, in: Proc. First E.C. Conf. Sol. Heating, April 30-May 4, Amsterdam, 1984, 1984.
- [103] F.M. Rad, A.S. Fung, M.A. Rosen, An integrated model for designing a solar community heating system with borehole thermal storage, *Energy Sustain. Dev.* 36 (2017) 6–15. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.10.003>.
- [104] T.P. McDowell, J.W. Thornton, Simulation and Model Calibration of a Large-Scale Solar Seasonal Storage System, in: Third Natl. Conf. IBPSA-USA Berkeley, Calif. July 30 – August 1, 2008, 174AD: pp. 174–181.
- [105] X. Wang, M. Zheng, W. Zhang, S. Zhang, T. Yang, Experimental study of a solar-assisted ground-coupled heat pump system with solar seasonal thermal storage in severe cold areas, *Energy Build.* 42 (2010) 2104–2110. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.06.022>.
- [106] M.N. Fisch, M. Guigas, J.O. Dalenbäck, A review of large-scale solar heating systems in Europe, *Sol. Energy.* 63 (1998) 355–366. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00103-0](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00103-0).
- [107] P.A. Sørensen, L. Holm, N.A. Jensen, Water Storages, Solar thermal and Heat pumps in District Heating, in: EuroSun 2008 – 1st Int. Conf. Sol. Heating, Cool. Build. 7-10 Oct. 2008, Lisboa, Port., 2007: pp. 1–6.
- [108] A. Heller, 15 Years of R&D in central solar heating in Denmark, *Sol. Energy.* 69 (2000) 437–447. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00118-3](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00118-3).
- [109] A. Lasierra, Energy analysis and simulation of thermal solar plants with seasonal storage, University of Gävle, 2014. <http://hig.diva-portal.org/smash/get/diva2:740727/FULLTEXT01.pdf>.
- [110] H. Frohm, A. Tvärne, K. Koski, Best practice examples of District Cooling systems - RESCUE (Renewable Smart Cooling in Urban Europe) project, 2015. https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/RESCUE_EU_Best_Practice_Cooling.pdf.
- [111] S. Paiho, H. Hoang, M. Hukkalainen, Energy and emission analyses of solar assisted local energy solutions with seasonal heat storage in a Finnish case district, *Renew. Energy.* 107 (2017) 147–155. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.003>.
- [112] C. FELSMANN, District Cooling Showcases in Europe -RESCUE (Renewable Smart Cooling in Urban Europe) project, 1981.
- [113] D. Bauer, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann, H. Müller-Steinhagen, German central solar heating plants with seasonal heat storage, *Sol. Energy.* 84 (2010) 612–623. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.05.013>.

- [114] D. Bauer, ; W Heidemann, ; H Müller-Steinhagen, CENTRAL SOLAR HEATING PLANTS WITH SEASONAL HEAT STORAGE, in: CISBAT, RENEWABLES A Chang. Clim. Built Environ. Lausanne, 4-5 Sept. 2007, 2007. <https://pdfs.semanticscholar.org/4add/7dbc8b529afd2ed5d79023cb2a3c59b10511.pdf>.
- [115] T. Schmidt, D. Mangold, H. Müller-Steinhagen, Central solar heating plants with seasonal storage in Germany, *Sol. Energy.* 76 (2004) 165–174. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.07.025>.
- [116] V. Lottner, D. Mangold, Status of seasonal thermal energy storage in Germany, in: TERRASTOCK 2000, Stuttgart, Ger. August 28 until Sept. 1, 2000, 2000: pp. 1–8. <http://www.itw.uni-stuttgart.de/abteilungen/rationelleEnergie/pdfdateien/00-08.pdf>.
- [117] R. Marx, D. Bauer, H. Drucek, Energy efficient integration of heat pumps into solar district heating systems with seasonal thermal energy storage, *Energy Procedia.* 57 (2014) 2706–2715. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.302>.
- [118] J.-O. Dalenbäck, LARGE-SCALE SOLAR HEATING. Göteborg, November 1999 CIT Energy Management AB, 1999.
- [119] H. Tanaka, T. Tomita, M. Okumiya, Feasibility study of a district energy system with seasonal water thermal storage, *Sol. Energy.* 69 (2000) 535–547. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(00\)00122-5](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00122-5).
- [120] M. Lundh, J.O. Dalenbäck, Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation, *Renew. Energy.* 33 (2008) 703–711. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.03.024>.
- [121] A. Bergensund, P. Eriksson, O. Häger, District heating in Lyckebo - Investigation of distribution losses, UPPSALA UNIVERSITET, 2015.
- [122] H.O. Paksoy, Z. Gürbüz, B. Turgut, D. Dikici, H. Evliya, Aquifer thermal storage (ATES) for air-conditioning of a supermarket in Turkey, *Renew. Energy.* 29 (2004) 1991–1996. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.03.007>.
- [123] L. Ozgener, A. Hepbasli, I. Dincer, Effect of reference state on the performance of energy and exergy evaluation of geothermal district heating systems: Balcova example, *Build. Environ.* 41 (2006) 699–709. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2005.03.007>.
- [124] L. Ozgener, Coefficient of performance (COP) analysis of geothermal district heating systems (GDHSs): Salihli GDHS case study, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 1330–1334. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.10.013>.
- [125] I. Yabanova, A. Keçebaş, Development of ANN model for geothermal district heating system and a novel PID-based control strategy, *Appl. Therm. Eng.* 51 (2013) 908–916. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.10.044>.
- [126] Z. Oktay, C. Coskun, I. Dincer, Energetic and exergetic performance investigation of

- the Bigadic Geothermal District Heating System in Turkey, *Energy Build.* 40 (2008) 702–709. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2007.05.004>.
- [127] Z. Oktay, I. Dincer, Exergoeconomic analysis of the Gonen geothermal district heating system for buildings, *Energy Build.* 41 (2009) 154–163. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2008.08.003>.
- [128] B. TURGUT, H. PAKSOY, S. BOZDAG, H. EVLIYA, K. ABAK, H.Y. DASGAN, Aquifer Thermal Energy Storage Application in Greenhouse Climatization, in: ECOSTOCK '2006. 10th Int. Conf. Therm. Energy Storage, Stock. USA, 2006.
- [129] R. Yumrutaş, M. Ünsal, Energy analysis and modeling of a solar assisted house heating system with a heat pump and an underground energy storage tank, *Sol. Energy.* 86 (2012) 983–993. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.01.008>.
- [130] A. Ucar, M. Inalli, A thermo-economical optimization of a domestic solar heating plant with seasonal storage, *Appl. Therm. Eng.* 27 (2007) 450–456. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.06.010>.
- [131] D. S. BREGER, A.I. MICHAELS, A Seasonal Storage Solar Heating System for the Charlestown, Boston Navy Yard National Historic Park, in: First E.C. Conf. Sol. Heat., 1984: pp. 858–863.
- [132] H. PAKSOY, A. SNIJDERS, L. STILES, Aquifer Thermal Energy Cold Storage System at Richard Stockton College, in: *Effic. Sustain. Stock.*, n.d.
- [133] H. Wang, W. Yin, E. Abdollahi, R. Lahdelma, W. Jiao, Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage, *Appl. Energy.* 159 (2015) 401–421. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.020>.
- [134] IERNA, RENEWABLE ENERGY IN DISTRICT HEATING AND COOLING A SECTOR ROADMAP FOR REMAP, 2017. <https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewable-energy-in-district-heating-and-cooling>.
- [135] Italian Decree, DM 26/06/2015, (n.d.). http://www.gazzettaufficiale.it/do/atto/serie_generale/caricaPdf?cdimg=15A0519800100010110002&dgu=2015-07-15&art.dataPubblicazioneGazzetta=2015-07-15&art.codiceRedazionale=15A05198&art.num=1&art.tiposerie=SG (accessed June 16, 2020).
- [136] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, C. Clifford, Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model, *Energy Build.* 42 (2010) 1878–1887. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.05.023>.
- [137] Natural Resources Canada, The Plug-in Electric Vehicle – Charge Impact Model (PEV-CIM), (n.d.). <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/data-analysis-software-and-modelling-tools/pev-cim/7441>.

- [138] A. Zarrella, M. De Carli, C. Peretti, Radiant floor cooling coupled with dehumidification systems in residential buildings: A simulation-based analysis, *Energy Convers. Manag.* 85 (2014) 254–263. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.097>.
- [139] U. Jordan, K. Vajen, Realistic domestic hot-water profiles in different time scales, *Rep. IEA-SHC Task. 26* (2001) 1–18. <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/trnlib/iea-shc-task26/iea-shc-task26-load-profiles-description-jordan.pdf>.
- [140] M. Noussan, B. Nastasi, Data analysis of heating systems for buildings - A tool for energy planning, policies and systems simulation, *Energies*. 11 (2018). <https://doi.org/10.3390/en11010233>.
- [141] Vaillant, ecoTEC plus, (n.d.). <https://www.vaillant.it/downloads/vgoa-vaillant-it-doc/specifiche-tecniche/alta-potenza/specifichetecnica-ecotec-plus-altapot-05-2018-1312065.pdf> (accessed January 13, 2020).
- [142] Fondital S.p.A, Aleternum B4, (n.d.). https://www.fondital.com/ww/en/aleternum_b4.
- [143] G. Angrisani, M. Canelli, C. Roselli, A. Russo, M. Sasso, F. Tariello, A small scale polygeneration system based on compression/absorption heat pump, *Appl. Therm. Eng.* 114 (2017) 1393–1402. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.10.048>.
- [144] ENEA, I condizionatori dell'aria: raffrescatori e pompe di calore, (n.d.). <https://www.enea.it/it/Stampa/documenti/guidacondizionatori.pdf>.
- [145] Kloben, FSK model, (n.d.). <http://www.kloben.it/products/view/3> (accessed January 13, 2020).
- [146] Paradigma, PS series, (n.d.). <http://www.paradigmaitalia.it/serbatoio-accumulo-acqua-calda-riscaldamento/boiler-accumulo-acqua-calda/accumulo-solare-termico> (accessed January 13, 2020).
- [147] Aermec, OMNIA UL, (n.d.). [https://global.aermec.com/en/products/product-sheet/?t=Hydronic terminal units&c=CAT_50HZ_UE&f=terminal&Code=UL](https://global.aermec.com/en/products/product-sheet/?t=Hydronic+terminal+units&c=CAT_50HZ_UE&f=terminal&Code=UL).
- [148] Italian Law, DPR 412/93, (n.d.). <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:presidente.repubblica:decreto:1993;412> (accessed June 15, 2020).
- [149] FAMAR, GEYSIR 24 GREEN, (n.d.). <https://famarbrevetti.com/wp-content/uploads/2017/01/DICHIARAZIONEDIPRESTAZIONEGEYSIR24GREEN.pdf> (accessed January 13, 2020).
- [150] COGENGREEN, ecoGEN-12AG, (n.d.). www.cogengreen.com/sites/default/files/fichiers_gn/en_techspec-12ag-cogengreen-20141229.pdf.
- [151] SOLO STIRLING GmbH, SOLO Stirling 161, (n.d.). [http://www.buildup.eu/sites/default/files/content/SOLO Stirling 161.pdf](http://www.buildup.eu/sites/default/files/content/SOLO+Stirling+161.pdf) (accessed

- January 13, 2020).
- [152] CORDIVARI, ECO-COMBI 1, (n.d.). https://www.cordivari.it/Bollitori_Solari/Termoaccumulatori/ecocombi_1 (accessed June 15, 2020).
- [153] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, *Sol. Energy.* (2006). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>.
- [154] TRNSYS, Volume 5 Mathematical reference, (n.d.). <http://web.mit.edu/parmstr/Public/Documentation/05-MathematicalReference.pdf> (accessed January 13, 2020).
- [155] TESLA, Powerwall Battery, (n.d.). <https://www.tesla.com/powerwall?redirect=no> (accessed May 13, 2020).
- [156] FAMAR, GEYSIR 34 GREEN, (n.d.). <https://famarbrevetti.com/wp-content/uploads/2017/01/DICHIARAZIONE-DI-PRESTAZIONE-geysir-34.pdf> (accessed December 9, 2020).
- [157] M. Bianchi, C. Ferrari, F. Melino, A. Peretto, Feasibility study of a Thermo-Photo-Voltaic system for CHP application in residential buildings, *Appl. Energy.* 97 (2012) 704–713. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.049>.
- [158] EnergyPlus, Weather data, (n.d.). https://energyplus.net/weather-region/europe_wmo_region_6.
- [159] TRNSYS, TESS LIBRARIES, (n.d.). <http://www.trnsys.com/tess-libraries/>.
- [160] G. Hellström, Heat Storage in the Ground, Duct ground heat storage model, Manual for Computer Code, Department of Mathematical Physics, University of Lund, Box 118, S-221 00 Lund, Sweden, 1989.
- [161] C. Roselli, M. Sasso, S. Sibilio, P. Tzscheuschler, Experimental analysis of microgenerators based on different prime movers, *Energy Build.* 43 (2011) 796–804. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.11.021>.
- [162] G. Ciampi, A. Rosato, S. Sibilio, Thermo-economic sensitivity analysis by dynamic simulations of a small Italian solar district heating system with a seasonal borehole thermal energy storage, *Energy.* 143 (2018) 757–771. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.029>.
- [163] G. Chicco, P. Mancarella, Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators, *Energy.* 33 (2008) 410–417. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.10.006>.
- [164] AIEL Energia, AIEL, (n.d.). <https://aielenergia.it/public/pubblicazioni/Mercati-Prezzi1-2019.pdf> (accessed January 13, 2020).
- [165] ARERA, Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment, (n.d.).

- <https://www.arera.it/it/inglese/index.htm> (accessed June 16, 2020).
- [166] C. Telmo, J. Lousada, Heating values of wood pellets from different species, *Biomass and Bioenergy*. (2011). <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.043>.
- [167] A. Ramos, M.A. Chatzopoulou, I. Guarracino, J. Freeman, C.N. Markides, Hybrid photovoltaic-thermal solar systems for combined heating, cooling and power provision in the urban environment, *Energy Convers. Manag.* 150 (2017) 838–850. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.024>.
- [168] Wilo, Wilo - Price, (2020). <https://cms.media.wilo.com/cdndoc/wilo354948/4094068/wilo354948.pdf> (accessed June 13, 2020).
- [169] R. McKenna, D. Fehrenbach, E. Merkel, The role of seasonal thermal energy storage in increasing renewable heating shares: A techno-economic analysis for a typical residential district, *Energy Build.* 187 (2019) 38–49. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.01.044>.
- [170] FAMAR, FAMAR - Price, (2019). [https://irp-cdn.multiscreensite.com/b562f0ea/files/uploaded/Famar 2019 - camini e caldaie.pdf](https://irp-cdn.multiscreensite.com/b562f0ea/files/uploaded/Famar%202019%20-%20camini%20e%20caldaie.pdf) (accessed May 13, 2020).
- [171] Campania Region, Price List on Public Works, (n.d.). <http://regione.campania.it/regione/en/topics/regione-about-wau6/public-works?page=1> (accessed June 12, 2020).
- [172] A. Alahmer, X. Wang, K.C.A. Alam, Perth Climatic Conditions, *Energies*. 13 (2020).
- [173] A. Casasso, R. Sethi, Sensitivity analysis on the performance of a ground source heat pump equipped with a double U-pipe borehole heat exchanger, *Energy Procedia*. 59 (2014) 301–308. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.381>.
- [174] L. Zhu, S. Chen, Sensitivity analysis on borehole thermal energy storage under intermittent operation mode, *Energy Procedia*. 158 (2019) 4655–4663. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.740>.

ELENCO DELLE PUBBLICAZIONI SCIENTIFICHE

- 1) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, F. Guarino, S. Sibilio (2020). Energy, environmental and economic dynamic assessment of a solar hybrid heating network operating with a seasonal thermal energy storage serving an Italian small-scale residential district: Influence of solar and back-up technologies. *THERMAL SCIENCE AND ENGINEERING PROGRESS*, vol. 24, article number 100591, ISSN: 2451-9049, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2020.100591>;
- 2) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, F. Guarino, S. Sibilio (2020). Impact of solar field design and back-up technology on dynamic performance of a solar hybrid heating network integrated with a seasonal borehole thermal energy storage serving a small-scale residential district including plug-in electric vehicles. *RENEWABLE ENERGY*, vol. 154, pp. 684-703, ISSN: 0960-1481, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.053>;
- 3) A. Rosato, A. Ciervo, F. Guarino, G. Ciampi, M. Scorpio, S. Sibilio (2020). Dynamic simulation of a solar heating and cooling system including a seasonal storage serving a small Italian residential district. *THERMAL SCIENCE*, vol. 24, issue 6 part A, pp. 3555-3568, ISSN 2334-7163, <https://doi.org/10.2298/TSCI200323276R>;
- 4) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, S. Sibilio (2020) Integration of Micro-Cogeneration Units and Electric Storages into a Micro-Scale Residential Solar District Heating System Operating with a Seasonal Thermal Storage. *ENERGIES*, vol. 13, article number 5456; ISSN 1996-1073, doi: <https://doi.org/10.3390/en13205456>;
- 5) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, S. Sibilio (2019) Impact of seasonal thermal energy storage design on the dynamic performance of a solar heating system serving a small-scale Italian district composed of residential and school buildings, *JOURNAL OF ENERGY STORAGE*, vol. 25, article number 100889, ISSN: 2352-152X, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100889>;
- 6) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, S. Sibilio (2019) Effects of solar field design on the energy, environmental and economic performance of a solar district heating network serving Italian residential and school buildings. *RENEWABLE ENERGY*, vol. 143, pp. 596-610, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.151>;
- 7) A. Rosato, P. Erdenedavaa, A. Ciervo, A. Akisawa, A. Adiyabat, S. Sibilio (2019). A Solar Thermal Application for Mongolian Detached Houses: An Energy, Environmental, and Economic Analysis Based on Dynamic Simulations. *BUILDINGS*, Vol. 9, Issue 8, article number 185, ISSN: 2075-5309, doi: <https://doi.org/10.3390/buildings9080185>;
- 8) G. Ciampi, A. Ciervo, A. Rosato, S. Sibilio, A. Di Nardo (2018) Parametric simulation analysis of a centralized solar heating system with long-term thermal energy storage

- serving a district of residential and school buildings in Italy. *ADVANCES IN MODELLING AND ANALYSIS A*, vol. 55(3), pp. 165-172, ISSN: 1258-5769, DOI: https://doi.org/10.18280/ama_a.550310;
- 9) P. Erdenedavaa, A. Rosato, A. Adiyabat, A. Akisawa, S. Sibilio, A. Ciervo (2018). Model analysis of solar thermal system with the effect of dust deposition on the collectors. *ENERGIES*, vol. 11, pp. 1-14, ISSN: 1996-1073, doi: <https://doi.org/10.3390/en11071795>;
 - 10) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, S. Sibilio (2020) Optimal Configuration of a Solar Heating System with Seasonal Thermal Energy Storage Serving a Micro-scale Italian Residential District: Energy, Environmental and Economic Analyses. *TECNICA ITALIANA-Italian Journal of Engineering Science*, vol. 64, pp. 149–158. <https://doi.org/https://doi.org/10.18280/ti-ijes.642-404>.
 - 11) A. Rosato, G. Ciampi, A. Ciervo, S. Sibilio (2018). Performance of Different Back-up Technologies for Micro-Scale Solar Hybrid District Heating Systems with Long-term Thermal Energy Storage. *ENERGY PROCEDIA*, vol. 149, pp. 565-574, ISSN: 1876-6102, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.221>, ID Scopus: 2-s2.0-85054069598, ID WOS: 000482873900059.
 - 12) G. Ciampi, G. Iuliano, A. Rosato, S. Sibilio, N. Falcione, A. Ciervo, D. Barbieri (2017). District heating systems using seasonal thermal energy storages: a comprehensive literature review, Proceedings of “LE VIE DEI MERCANTI - XV FORUM INTERNAZIONALE DI STUDI”, Napoli/Capri (Italy), 15-17 Giugno 2017, pp. 1009-1018, ISBN 978-88-6542-582-4.
 - 13) A. Rosato, S. Sibilio, A. Ciervo, G. Ciampi, F. Guarino, M. Scorpio (2019). Preliminary Assessment of Energy and Environmental Performance of a District Heating and Cooling Network Serving a Micro-Scale Italian Residential District, 14th CONFERENCE ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS, article number 825, pp. 1-22, Dubrovnik, Croatia, 1 - 6 October 2019, ISSN: 1847-7178;
 - 14) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, F. Guarino, S. Sibilio, Dynamic Performance of a Solar Hybrid Heating Network Integrated with a Micro-Cogeneration Unit Serving a Small-Scale Residential District including Electric Vehicles, Proceedings of Building Simulation 2019: 16th Conference of IBPSA, pp. 4443-4450, 2-4 September 2019, Rome (Italy), ISBN: 978-1-7750520-1-2;
 - 15) A. Ciervo, A. Rosato, S. Sibilio, G. Ciampi, M. Scorpio (2019). Integration of Micro-Cogeneration into a Solar Heating Network Operating with a Seasonal Borehole Thermal Energy Storage while Serving a Small-Scale Italian Residential District. International Conference on Polygeneration, 15-17 May 2019, Fukuoka, Japan. pp. 41-42, ISBN: 978-4-944005-29-1;

- 16) P. Erdenedavaa, A. Rosato, A. Akisawa, A. Adiyabat, A. Ciervo, S. Sibilio (2018). PERFORMANCE OF SOLAR COLLECTORS UNDER MONGOLIAN CLIMATIC CONDITIONS: COMPARISON BETWEEN EXPERIMENTAL AND PRELIMINARY SIMULATION RESULTS, Grand Renewable Energy 2018 – International Conference and Exhibition, 17-22 June 2018, Pacifico Yokohama (Japan);
- 17) A. Rosato, A. Ciervo, S. Sibilio (2018). Integration of PVT systems into a solar district heating network serving a small-scale Italian urban area. In: Proceedings of 13th CONFERENCE ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS, article number 309, p. 1-15, ISSN: 1847-7178, Palermo, Italia, 30 Settembre – 4 Ottobre 2018;
- 18) A. Rosato, G. Ciampi, A. Ciervo, S. Sibilio (2018). Dynamic performance of a solar urban district heating system upon varying the characteristics of seasonal thermal energy storage. In: Proceedings of 13th CONFERENCE ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS, article number 253, pp. 1-16, ISSN: 1847-7178, 30 Settembre – 4 Ottobre 2018, Palermo, Italy;
- 19) G. Ciampi, A. Ciervo, A. Rosato, S. Sibilio (2018). Parametric Simulation Analysis of a Centralized Solar Heating System with Long-term Thermal Energy Storage Serving a District of Residential and School Buildings in Italy. In: Proceedings of 3rd AIGE/IIETA International Conference 12th AIGE Conference 2018 "ENERGY CONVERSION, MANAGEMENT, RECOVERY, SAVING, STORAGE AND RENEWABLE SYSTEMS" 14 – 16 Giugno 2018, Reggio Calabria - Messina, Italy;
- 20) A. Rosato, A. Ciervo, G. Ciampi, M. Scorpio, S. Sibilio, L. Maffei (2018). Energy, environmental and economic performance of an innovative solar heating network serving a small-scale Italian district. In: Proceedings of BEYOND ALL LIMITS 2018: International Congress on Sustainability in Architecture, Planning, and Design, pp. 640-647, ISBN: 978-975-6734-20-9, 17-19 October 2018, Ankara, Turkey.

RINGRAZIAMENTI

Con soddisfazione sono giunto al termine delle attività svolte nel triennio del corso di dottorato.

Sento di ringraziare il prof. Antonio Rosato, mio Tutor e solido riferimento durante tutto il mio percorso del dottorato, per l'aiuto e l'infinita disponibilità, ma soprattutto per la conoscenza che mi ha trasmesso durante questi tre anni, consentendomi di svolgere al meglio tutta la mia attività di ricerca.

Un ringraziamento va anche al mio Co-Tutor prof. Sergio Sibilio, il quale con saggezza mi ha consigliato e supportato durante l'intero triennio.

Inoltre, voglio ancora ringraziare sia il prof. Rosato sia il prof. Sibilio per avermi dato la possibilità di interfacciarmi con ricercatori di altre università nazionali ed internazionali e soprattutto per avermi dato la possibilità di svolgere anche un periodo di ricerca all'estero presso la Tokyo University of Agriculture and Technology – Tokyo (Giappone).

A tal proposito, un sentito ringraziamento va al prof. Atsushi Akisawa della Tokyo University of Agriculture and Technology – Tokyo (Giappone), per avermi accolto e guidato con passione nel suo team, permettendomi di condividere con esperti internazionali le mie attività di ricerca. Per tal motivo, il ringraziamento si estende anche a tutti i ricercatori dell'Akisawa Lab, con i quali ho condiviso momenti formativi e ricreativi, e che insieme al prof. Akisawa hanno reso tale esperienza entusiasmante, caratterizzata da un profondo apprendimento non solo a livello scientifico ma anche a livello personale.

Ringrazio i Professori Luigi Maffei, Massimiliano Masullo e Gino Iannace, nonché i ricercatori Giovanni Ciampi e Michelangelo Scorpio, i quali mi hanno spronato e supportato durante le diverse fasi del mio percorso di dottorato. Inoltre, ringrazio anche tutti i membri del Gruppo “Fisica Tecnica”, del Dipartimento di Architettura e Disegno dell'Università degli Studi della Campania “Luigi Vanvitelli”. In particolare, ringrazio i miei colleghi e amici Yorgos, Francesco, Baran e Roxana con i quali ho condiviso parte del corso di dottorato.

Un grazie a mio padre Marzio, mia madre Arduina e mia sorella Michela, che hanno sempre condiviso e sostenuto le mie scelte, permettendomi di perseguire con serenità tutti i miei obiettivi.

In fine, sono particolarmente grato a mia moglie Anna, che con amore, pazienza e fiducia rende ogni giorno della mia vita unico e indimenticabile.