



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo e aggiornamento funzionalità piattaforma di simulazione EnSim

M. Caldera, B. Di Pietra, G. Puglisi, F. Zanghirella

DA DEFINIERE SVILUPPO E AGGIORNAMENTO FUNZIONALITÀ PIATTAFORMA DI SIMULAZIONE ENSIM

M. Caldera, B. Di Pietra, G. Puglisi, F. Zanghirella (ENEA)

Settembre 2017

Report Ricerca di Sistema Elettrico

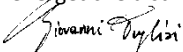
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2016

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

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: B. Ottimizzazione delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale o territoriale

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA 

Gli autori desiderano ringraziare Marcello Borasio che ha partecipato al progetto durante il suo lavoro di tesi di laurea.

Indice

1	SITUAZIONE AGGIORNATA SUL TELERISCALDAMENTO ATTIVO NEL CONTESTO EUROPEO	4
1.1	LA SITUAZIONE ITALIANA	5
1.2	LA SITUAZIONE EUROPEA.....	6
1.2.1	<i>Danimarca</i>	7
1.2.2	<i>Svezia</i>	7
1.2.3	<i>Austria</i>	9
1.2.4	<i>Germania</i>	10
2	RETI TERMICHE DISTRIBUITE.....	11
	BIBLIOGRAFIA	33

1 Situazione aggiornata sul teleriscaldamento attivo nel contesto europeo

Le reti di teleriscaldamento attivo distribuite comportano una modifica del ruolo dell'utente, finora inedita in campo termico, da semplice consumatore a prosumer, in grado sia di prelevare che di fornire energia termica alla rete a seconda delle proprie esigenze e della produzione di energia del proprio impianto. In particolare, il solare termico (ST) è tra le fonti di energia rinnovabile più promettenti per l'integrazione negli impianti esistenti di TLR (*Solar District Heating, SDH*), sia per ragioni tecniche che per la grande diffusione in Italia e in Europa. Lo sviluppo di questa soluzione innovativa può essere favorito da diversi fattori: i collettori solari possono essere normalmente installati sugli edifici, le soluzioni impiantistiche sono piuttosto semplici ed economiche e, soprattutto, è possibile utilizzare la rete come accumulo termico. A tal proposito, alcuni studi hanno mostrato come l'integrazione di impianti ST in una rete esistente alimentata da una centrale cogenerativa possa migliorare la flessibilità di funzionamento della centrale, anche in assenza di serbatoi di accumulo stagionale [1]. Un minore contributo dal solare sul fabbisogno della rete comporta minori impatti sulla gestione della rete di TLR e quindi può risultare conveniente nell'eventuale conversione di reti esistenti da passive in attive. D'altro canto, integrando la rete di TLR attivo con accumuli stagionali adeguatamente progettati e realizzati può portare a significativi aumenti, fino al 50%, della frazione solare relativa al fabbisogno termico degli edifici allacciati [2]. In assenza di accumuli stagionali, la frazione solare varia caso per caso, in primis in funzione della dimensione della rete e dell'estensione complessiva dei collettori solari allacciati, tuttavia generalmente non supera il 10%.

Un impianto solare termico può essere integrato in una rete di TLR secondo due differenti modalità: centralizzata e distribuita. Negli impianti centralizzati, comuni soprattutto in Austria, Danimarca, Germania e Svezia, il campo solare termico è connesso direttamente alla centrale di produzione e spesso è di proprietà della utility che gestisce la rete. Il concetto di impianto centralizzato si riferisce alla connessione alla rete e non al posizionamento dei collettori solari che possono trovarsi a distanza rispetto alla centrale termica. Un impianto distribuito, invece, alimenta la rete di teleriscaldamento senza essere direttamente collegato alla centrale termica. Spesso in questa tipologia di impianti la rete è utilizzata anche come accumulo di calore. Esempi di impianti solari distribuiti sono presenti in Austria, in Svezia e in Germania, dove sono attivi contratti di net-metering, ossia di scambio sul posto termico tra gestori della rete e proprietari dell'impianto, analogamente alla realtà ormai consolidata del fotovoltaico. Gli impianti solari termici sono spesso di proprietà degli utenti, che li usano per coprire in primis il loro fabbisogno e, in secondo luogo, per cedere alla rete l'eventuale surplus di calore.

Le reti di TLR attivo possono essere vantaggiose sia per il gestore della rete sia per gli utenti, qualora l'integrazione del solare termico (fonte non programmabile) sia adeguatamente abbinata con le altre fonti utilizzate nella centrale di produzione, dove tipicamente si trovano cogeneratori alimentati a gas. I vantaggi sono di seguito elencati:

- Aumento delle ore/anno di funzionamento degli impianti alimentati con fonte rinnovabile;
- Produzione e redistribuzione di energia in punti della rete diversi da quelli in cui vi è l'effettivo consumo;
- Gestione ottimale dell'energia termica in eccesso prodotta dal solare termico in estate;
- Aumento dell'efficienza e della produzione annua;
- Aumento della quota rinnovabile distribuita con il teleriscaldamento;
- Eventuale miglioramento della classe energetica degli edifici allacciati.

Per quanto riguarda la connessione alla rete di TLR degli impianti solari distribuiti, questa può teoricamente essere effettuata secondo i seguenti quattro schemi:

- R/M, prelievo dal ramo di ritorno e immissione nel ramo di mandata.
- M/M, prelievo dal ramo di mandata e immissione nel ramo di mandata.
- R/R, prelievo dal ramo di ritorno e immissione nel ramo di ritorno.
- M/R, prelievo dal ramo di mandata e immissione nel ramo di ritorno.

Tabella 1 - Confronto delle principali tipologie di connessione attiva con la rete di teleriscaldamento. Fonte: [3]

	R/R	R/M	M/R	M/M
Maggiore diffusione	X	X		
Possibili sbilanciamenti idraulici della rete		X	X	
Necessità di pompa di alimentazione nella sottostazione	X	X		X
Aumento della temperatura di ritorno	X		X	
Semplice sistema di controllo	X		X	X
Maggiore convenienza con il TLR attivo	X	X		

Il confronto di tali schemi è indicato in Tabella 1: le configurazioni più diffuse e vantaggiose risultano essere R/M e R/R. La prima non modifica direttamente la temperatura di ritorno nella rete (aspetto molto importante per l’utility in quanto un eventuale aumento della temperatura può ridurre il rendimento del cogeneratore in centrale termica ed aumentare le sollecitazioni meccaniche nel ramo di ritorno dovute a gradienti termici variabili) e garantisce un rendimento ottimale dell’impianto ST. Tuttavia, è necessaria una pompa di alimentazione ad alta prevalenza per re-immettere il fluido termovettore nel ramo di mandata, e i relativi costi di acquisto e consumi elettrici devono essere attentamente valutati per verificare la convenienza economica dell’investimento. Inoltre tale soluzione può determinare sbilanciamenti idraulici della rete, soprattutto in piccole reti esistenti convertite da passive ad attive. La seconda configurazione (R/R) è vantaggiosa perché consente di massimizzare il rendimento e la resa dell’impianto ST (per le minori temperature di funzionamento dei collettori solari) e comporta i minori costi di gestione, tuttavia l’aumento della temperatura sul ramo di ritorno può essere svantaggiosa sia per l’utility sia per gli utenti che possono risentire dell’aumento della temperatura sul ramo di ritorno a monte del loro collegamento, che porta a una riduzione di produzione dell’impianto ST.

Nella trattazione che segue si riporta un aggiornamento sulle installazioni di teleriscaldamento attivo nel contesto europeo rispetto a [4], partendo da quella che è la situazione del teleriscaldamento in Italia.

1.1 La situazione italiana

In Italia, il D.lgs. 28/11 di attuazione della direttiva 2009/28/CE così come modificato dal D.lgs. 244/2016 prevede che dal 1° gennaio 2018 in edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti gli impianti termici devono fare ricorso alle fonti rinnovabili per coprire almeno il 50% dei consumi previsti per ACS, riscaldamento e raffrescamento. Tale obiettivo risulta piuttosto ambizioso, soprattutto per complessi edilizi ad alta densità abitativa, in cui le fonti rinnovabili sono difficilmente in grado di coprire tale quota dei consumi per carenza di spazi o per difficoltà tecniche o economiche di integrazione nell’edificio e nell’impianto esistente. D’altronde un impianto solare termico ad uso residenziale dimensionato per il riscaldamento e l’acqua calda sanitaria risulta sovradimensionato durante la stagione estiva, con frequenti fermi impianto e stagnazioni che riducono drasticamente la resa nei periodi più favorevoli alla produzione.

In Italia il settore del TLR presenta ancora notevoli margini di sviluppo, come dimostrano i trend di crescita degli ultimi venti anni sia in termini di volumetria allacciata che di estensione e di installazione di nuove reti. Tuttavia il teleriscaldamento attivo è ancora assente in Italia. Il quadro nazionale è caratterizzato dalla presenza delle reti di TLR principalmente nelle regioni centro-settentrionali, con un numero limitato di operatori e la forte integrazione verticale tra le varie attività. Secondo i dati AIRU relativi al 2015 [5], gli impianti a fonti rinnovabili allacciati a reti di TLR urbano in Italia hanno registrato una notevole crescita negli ultimi anni: bioenergie (571 MW_t), geotermia (125 MW_t), pompe di calore (42 MW_t), recupero di calore da processi industriali (33 MW_t) e recentemente anche solare termico (1 MW_t, a Varese). L’impianto di Varese è stato messo in funzione a maggio 2015 e rappresenta il primo impianto di SDH centralizzato

italiano e del Sud Europa. L'impianto è composto da 73 collettori FPC per complessivi 990 m² di superficie captante lorda e ha una produzione annua di circa 500 MWh termici, corrispondenti a 43 tep di combustibili fossili e a 108 tonnellate di CO₂ equivalenti evitati [6].

A livello normativo il panorama del TLR è stata frammentato per molto tempo. Recentemente, il D.lgs. 102/2014 [7] ha introdotto una regolamentazione per il settore a livello nazionale. In particolare, il decreto attribuisce all'AEEGSI specifiche funzioni di regolazione e controllo, oltre al compito di individuare le "condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale". Si tratta di un compito chiave per lo sviluppo del settore nel prossimo futuro, che pone basi favorevoli all'integrazione del solare termico, soprattutto nell'ottica delle reti di "teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti", definite dal D.lgs. 102/2014 come le reti che usano, in alternativa, almeno:

- a) il 50 % di energia derivante da fonti rinnovabili;
- b) il 50 % di calore di scarto;
- c) il 75 % di calore cogenerato;
- d) il 50 % di una combinazione delle precedenti.

Tra le molteplici condizioni di lavoro delle reti esistenti, dalle temperature di esercizio dipende la possibilità di poter connettere un impianto solare. Nelle reti ad alta temperatura (mandata a $T > 110^{\circ}\text{C}$) la connessione di impianti solari potrebbe essere limitata al preriscaldamento della temperatura di ritorno in centrale, fattore considerato poco vantaggioso dai gestori delle reti. Una rete gestita a temperature medio-basse (inferiore a 85°C in mandata) consentirebbe sia la connessione di impianti solari sul ramo di mandata sia la possibilità di utilizzare i comuni collettori piani in alternativa ai collettori sottovuoto. Sulla base del censimento annuale condotto da AIRU, si ricava che circa il 5% dell'estensione delle reti di TLR in Italia (corrispondente a circa il 21% delle reti in esercizio) presenta una temperatura di mandata inferiore a 85°C e, almeno sulla base di questo parametro, potrebbe essere compatibile con l'allacciamento di impianti solari distribuiti. Un'interessante applicazione del teleriscaldamento attivo in reti esistenti potrebbe quindi prevedere lo scambio sul posto termico limitatamente alla stagione estiva, beneficiando della maggiore produzione degli impianti ST e delle condizioni di lavoro della rete caratterizzata da minori temperature di mandata e da bassi carichi termici per la sola produzione di ACS.

1.2 La situazione europea

Le prime applicazioni di teleriscaldamento attivo in grado di sfruttare energie rinnovabili (e il solare termico in particolare) sono state realizzate nei Paesi del nord Europa a partire dagli anni '80. Attualmente vi sono più di 200 impianti ST allacciati alle reti di teleriscaldamento in 11 Stati dell'Unione Europea (Danimarca, Svezia, Austria, Germania, Finlandia, Norvegia, Francia, Olanda, Italia, Svizzera, Polonia). La maggior parte di questi impianti sono centralizzati, tuttavia un numero crescente di impianti ST è collegato alla rete nella configurazione tipica del teleriscaldamento attivo.

Nei Paesi in cui sono presenti esperienze di TLR attivo, ovvero Svezia, Austria, Germania e Danimarca, esistono circa 42 impianti ST integrati negli edifici e connessi alla rete. In alcune realtà (tra cui Malmo e Graz) il calore prodotto dagli impianti ST distribuiti non viene inviato direttamente alla rete principale bensì ad una rete secondaria di bassa pressione che lo distribuisce su scala locale, ed è collegata alla rete principale tramite scambiatori di calore. Tali reti secondarie agevolano l'allacciamento degli utenti in quanto dimensionate per lavorare a pressioni e temperature minori, più favorevoli per il collegamento di impianti ST. Nonostante siano state adottate soluzioni gestionali e regolatorie differenti i risultati raggiunti sono interessanti, soprattutto qualora la rete sia stata progettata sin dall'inizio per essere compatibile con l'allacciamento di utenze in modalità di scambio termico bidirezionale.

Nei paragrafi seguenti sono analizzati gli approcci adottati nei principali Paesi, evidenziando le peculiarità delle casistiche. Ulteriori dettagli sono reperibili sul sito www.solar-district-heating.eu che è stato utilizzato per il reperimento dei dati descritti.

1.2.1 Danimarca

La prima esperienza documentata di teleriscaldamento attivo risale al 1994 presso una scuola pubblica di Skive [8]. L'impianto solare da 375 m² si trova sulla copertura dell'edificio ed è connesso alla rete di TLR mediante un sistema di accumulo di calore giornaliero installato presso l'utenza.

Nonostante il ruolo pionieristico nell'ambito del net-metering termico, la Danimarca ha scelto negli ultimi anni di privilegiare la costruzione di impianti solari termici centralizzati di grandi dimensioni (

Tabella 2), in grado di produrre energia in integrazione alle centrali convenzionali. Esempi significativi di impianti solari centralizzati di grosse dimensioni sono di seguito riportati [9]:

- Impianto di Silkeborg: operativo dal dicembre 2016, è costituito da quasi 157.000 m² di collettori piani e da una capacità di 111.000 kW_{th} che ne fanno il più grande impianto di teleriscaldamento solare in Europa;
- Impianto di Vojens: operativo dal 2012 (con successiva estensione nel 2014) è il secondo impianto solare termico connesso alla rete di TLR più grande d'Europa con 49.000 m² di collettori piani e un accumulo termico stagionale.

Per via di queste scelte, attualmente si contano solamente quattro impianti collegati alla rete di TLR in configurazione di scambio sul posto con impianti solari termici locali (riportati in Tabella 3), caratterizzati da dimensioni limitate alla superficie disponibile dei tetti o delle facciate degli edifici.

Tabella 2 - Principali impianti danesi di SDH centralizzato. Fonte: [10]

Impianto	Anno	Proprietà imp. ST	Area ST [m ²]	Capacità [MW _{th}]
Silkeborg	2016	Silkeborg Forsyning	156'694	110
Vojens	2012 - 2014	Vojens Fjernvarne	70'000	49
Gram	2009	Gram Fjernvarne	44'836	31,4

Tabella 3 - Impianti solari termici distribuiti in configurazione di scambio sul posto in Danimarca. Fonte: [10]

Località	Impianto	Anno	Proprietà imp. ST	Gestore rete	Area ST [m ²]
Hillerod	Kongens vaenge	2010	Hillerodfo-rsyining	Hillerodfo-rsyining	315
Avedore	Storehus	2009			750
Hillerod	Elmega-rde	2009	Hillerodfo-rsyining	Hillerodfo-rsyining	798
Skive	Hoeslev-school	1994	Kommune- skive	Hoislev-fjernvarme	375

1.2.2 Svezia

La Svezia può contare su un uno dei più avanzati sistemi di teleriscaldamento in Europa e su una elevata diffusione di rinnovabili, fattori che sono stati determinanti per la realizzazione del TLR attivo [11]. In base ai dati dell'associazione svedese per il teleriscaldamento [12], si contano attualmente 30 impianti solari distribuiti connessi alla rete di teleriscaldamento, di cui 22 sono riportati in

Tabella 4 e, relativamente alla superficie dei collettori solari, in Figura 1. Nella maggior parte dei casi, gli impianti ST hanno superficie di captazione inferiore a 1000 m² e sono privi di accumulo stagionale. La realtà del quartiere Bo01 di Malmo è nata dalla riqualificazione urbanistica avente l'obiettivo di creare un'area residenziale in grado di coprire il fabbisogno termico ed elettrico utilizzando esclusivamente fonti rinnovabili. Gli edifici sono dotati di impianti solari termici che soddisfano in primis il fabbisogno delle utenze e, qualora vi sia sovrapproduzione durante i mesi estivi, cedono calore alla rete di TLR locale.

Tabella 4 - Impianti solari termici distribuiti installati in configurazione di scambio sul posto in Svezia. Fonte: [10]

Località	Impianto	Anno	Gestore rete	Area ST [m ²]
Timra	Brf Omen	2009	E.ON	262
Vaxjo	Vislanda	2009	Alvesta Energi	344
Eskilstuna	Masta	2009	Eskilstuna Energi	230
Molkom	Molkom	2011	Molkom Biovarme	501
Goteborg	Gardsten	2010	Goteborg Energi	150
Helsingborg	Bjorka/Odakra	2010	Oresundskraft	106
Stoccolma	Glottran	2010	Fortum	202
Karlstad	Nya Jarpen	2009	Karlstad energi	227
Malmo Bo01 (9 impianti)	Bo01	2001	E.ON	42 - 403
Malmo	Kockum	2002	E.ON	1050
Malmo	Augustenborg	2005	E.ON	426
Malmo	Helenholm	2007	E.ON	1128
Malmo	Stensjon	2008	E.ON	46
Malmo	Sege Park	2008	E.ON	230

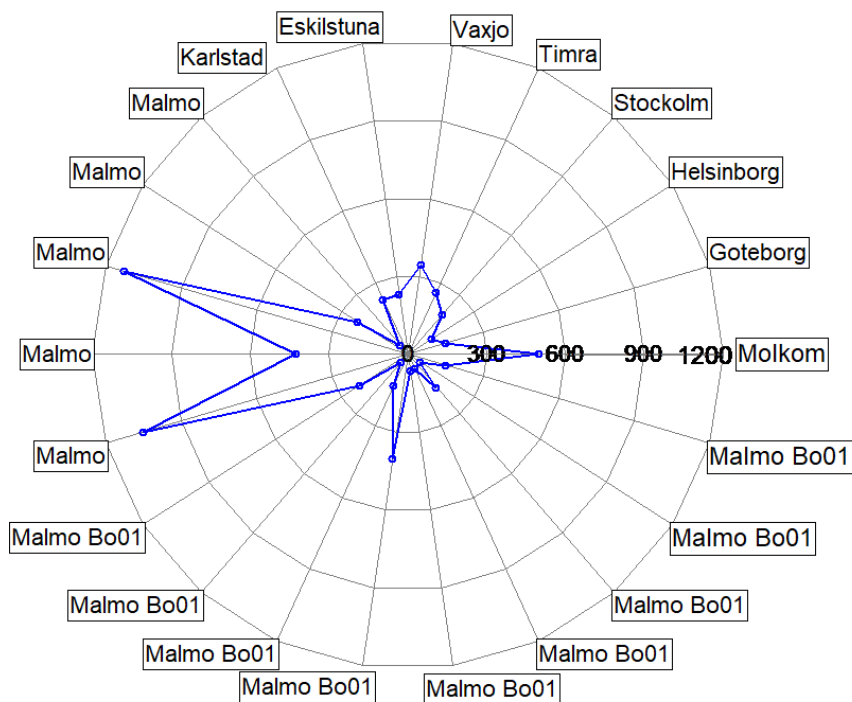


Figura 1 - Superficie dei collettori solari negli impianti svedesi installati in configurazione di scambio sul posto

In Svezia la diffusione del teleriscaldamento attivo ha indotto i gestori delle reti a redigere appositi contratti di scambio sul posto nei quali vengono stabilite regole tecniche ed economiche che sono sottoscritte dagli utenti connessi alla rete con impianto solare di loro proprietà [11]. Nella maggior parte dei casi il proprietario dell'impianto solare termico è il singolo utente o un consorzio costituito dai proprietari degli edifici su cui sono installati i collettori. Tali soggetti si fanno carico dell'investimento necessario per l'allacciamento dei loro impianti alla rete (sottostazione inclusa). I principali elementi regolati riguardano: la tipologia di allacciamento della sottostazione alla rete, i limiti di temperatura e pressione per l'immissione in rete del calore in eccesso, il periodo di funzionamento in modalità attiva, la periodicità e la responsabilità della manutenzione, le tariffe del calore acquistato e ceduto, la periodicità del servizio di misura e dei

pagamenti, la durata del contratto e l'eventuale diritto dell'utility di trasferire il contratto ad una società terza di distribuzione del calore. A titolo di esempio, nel caso dell'impianto di Gardesten a Goteborg sono applicati prezzi di cessione variabili con la stagionalità (maggiori nel periodo invernale, intermedi nelle mezze stagioni, minori nei mesi estivi), mentre a Molkom l'utente può cedere il calore in eccesso a un prezzo pari al 50% del prezzo di acquisto (che nel 2016 era di circa 70 €/MWh [12]). Differente è il caso di Malmo Bo01, dove gli impianti solari distribuiti integrati in copertura agli edifici sono di proprietà dell'utility (E.ON Svezia) che li ha in gestione. Questa modalità alternativa, adottata anche in Austria, prevede che i proprietari degli edifici affittino la superficie dei tetti di loro proprietà all'utility, la quale si occupa sia della manutenzione sia del servizio di misura. I proprietari degli edifici, dal canto loro, godono di tariffe vantaggiose rispetto al prezzo di acquisto standard dell'energia dalla rete.

1.2.3 Austria

In Austria le reti di teleriscaldamento attivo sono generalmente di proprietà delle ESCO, che si fanno carico della realizzazione degli impianti collocati sui tetti degli utenti privati e di strutture pubbliche (es. UPC-Arena di Graz), della gestione e manutenzione degli impianti, del servizio di misura e della vendita del calore al gestore della rete di TLR e/o agli utenti allacciati alla rete. Come si evince dalla Tabella 5 la quasi totalità degli impianti di TLR attivo si trova nella città di Graz. Interessante inoltre notare come il più piccolo impianto austriaco (1400 m²) abbia dimensioni maggiori rispetto agli impianti svedesi.

Tabella 5 - Impianti solari termici distribuiti collegati alla rete di teleriscaldamento attiva in Austria. Fonte: [10]

Loc.	Impianto	Anno	Proprietà impianto ST	Gestore rete	Area ST [m ²]
Graz	UPC Arena	2002	S.O.L.I.D	Solar nahvarme	1407
Graz	Berlinerring	2009	S.O.L.I.D	Solar nahvarme	2417
Graz	Wasserwerk	2009	S.O.L.I.D	Solar nahvarme	3855
Graz	AEVG	2007 / 2014	S.O.L.I.D	Solar nahvarme	4960 /2490
Wels	Messehalle	2011	Ritter XL	Fernwarme wels	3400

Da un punto di vista contrattuale, la ESCO stipula il contratto net-metering con il gestore della rete mentre gli utenti, che non devono sostenere costi di investimento e sono direttamente legati alla ESCO e non al gestore della rete, godono di tariffe agevolate proporzionali all'energia termica prodotta dall'impianto solare termico installato dalla ESCO sulla loro proprietà. In Tabella 6 è riportata una sintesi economica dell'impianto realizzato nel quartiere Berlinerring a Graz.

I punti di forza delle soluzioni adottate sono:

- Elevata producibilità termica dovuta ad impianti di grandi dimensioni;
- Gestione impianto affidata ad una ESCO;
- Vantaggi economico per gli utenti che non devono sostenere alcun investimento;
- Possibilità di accumulo del calore in appositi accumuli termici;
- Assenza di contratti di net-metering tra utente e gestore della rete.

Al contrario, i punti di debolezza sono:

- Costi di realizzazione elevati;
- Scarsa efficienza degli accumuli stagionali;
- Impossibilità da parte dell'utente di usufruire direttamente dei benefici dell'impianto solare.

Tabella 6 - Costi (anno 2005) e incentivi associati all'impianto di Berlinerring. Fonte: [10]

Superficie totale collettori	2400 m²
Energia termica prodotta	1 GWh/anno
Costo totale lordo impianto (imposte escluse)	1'250'000 € di cui: 80'000 € accumulo termico 220'000 € colleg. idraulici 50'000 € sistema di controllo 200'000 € progettazione
Costo specifico totale (imposte escluse)	521 €/m ²
Costo unitario lordo del calore prodotto da ST	80 €/MWh
Incentivi	500'000 €
Incentivi/costo impianto	40%
Costo totale netto (imposte escluse)	750'000 €
Costo unitario netto del calore prodotto da ST	48 €/MWh
Prezzo di acquisto calore dalla rete	54 €/MWh

1.2.4 Germania

Attualmente in Germania si contano 3 impianti di teleriscaldamento attivo, riportati in Tabella 7. La loro peculiarità consiste nella possibilità per gli utenti di “conservare” il calore prodotto in eccesso durante la stagione estiva cedendolo alla rete, che svolge anche la funzione di accumulo in aggiunta ad appositi serbatoi di proprietà della utility, per poi prelevarlo successivamente (è previsto un costo per lo stoccaggio).

Tabella 7 - Impianti solari distribuiti installati in configurazione di scambio sul posto in Germania. Fonte: [10]

Località	Impianto	Anno	Gestore rete	Area ST [m ²]
Pirna	E-Schule Pirna	2011	Municipal Utility Pirna	150
Pirna	E-Schule Prina	2012	Municipal Utility Pirna	240
Amburgo	Heuzwerk berne	2011	E.ON Hanse Warme	144

Questa seconda alternativa, già adottata nel contesto austriaco, richiede un'accurata progettazione e costruzione degli accumuli stagionali, che tenga in considerazione aspetti quali l'isolamento termico, la stratificazione del fluido termovettore e le caratteristiche del terreno, al fine di assicurare adeguate efficienze e ritorni economici evitando le criticità descritte in [13].

Il caso di Amburgo è significativo della situazione tedesco, l'utility E.ON Hanse Warme, che gestisce il TLR nel distretto est della città, permette l'allacciamento a impianti solari con superficie maggiore di 100 m². Il calore prodotto in eccesso (soprattutto durante la stagione estiva) può essere immagazzinato per un massimo di 8 mesi in appositi serbatoi stagionali interrati o utilizzando la rete stessa come accumulo. Il prezzo applicato nel 2010 dalla utility per il servizio di stoccaggio ammonta a 2,1-2,5 cent€/kWh, molto conveniente dal momento che il costo del teleriscaldamento in Germania è stato di circa 8,5 c€/kWh nel 2016 [14]. Ogni kWh prodotto dal solare termico durante il periodo estivo, grazie alla connessione attiva con la rete, può quindi essere utilizzato dall'utenza in un secondo momento, quando vi è necessità di riscaldamento. In tal modo, una parte del carico invernale viene compensato e il prosumer può avvalersi di una quota di risparmio proporzionale al calore prodotto dal solare termico nella stagione estiva, con un risparmio di circa 6 cent€/kWh.

b. Reti termiche distribuite

1.3 Implementazione delle modalità di immissione in rete "ritorno su ritorno"

In continuazione con l'attività realizzata nel PAR2015, è stata implementata all'interno della piattaforma software ENSim la modalità di immissione in rete "ritorno su ritorno" (in seguito "R2R") da parte di generatori termici distribuiti, affiancando quella già realizzata "mandata su ritorno con autoconsumo" (in seguito "M2Rac") e già integrata nella sottostazione di scambio bidirezionale degli edifici. La nuova modalità implementata è pensata per una connessione realizzata nella sotto centrale termica dell'edificio dotato di un generatore distribuito, senza coinvolgere direttamente l'impianto dell'edificio stesso come accade invece con la modalità "M2Rac". La modalità implementata in questa annualità può essere ritenuta adatta al caso di generazione distribuita con generatori di proprietà del gestore della rete termica, che non ritenesse conveniente o opportuno intervenire sull'impianto degli utenti a valle dello scambiatore che separa la rete dall'impianto dell'edificio.

In Figura 2 e in Figura 3 sono rappresentate schematicamente, rispettivamente, la modalità di immissione in rete "R2R" e quella "M2Rac".

Nella modalità "R2R" il generatore distribuito (nello schema si tratta di un campo solare) immette a monte dello scambiatore di connessione tra la rete e l'utenza termica, sul ramo di ritorno: in tal modo tutta la potenza prodotta dal generatore distribuito è immessa sul ramo di ritorno della rete.

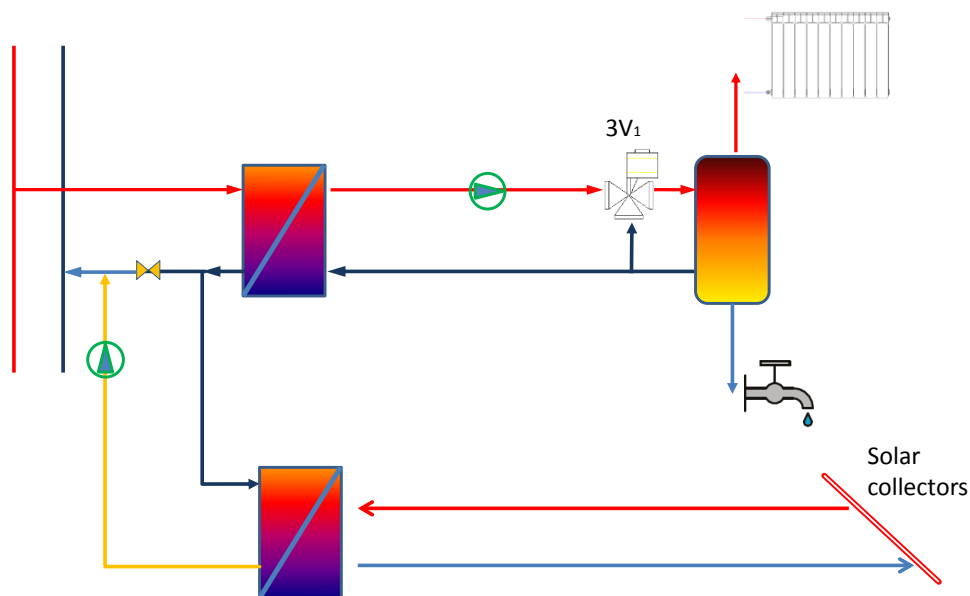


Figura 2 - Modalità di immissione "Ritorno su Ritorno" con connessione in sotto centrale di edificio (R2R)

La modalità precedentemente implementata "M2Rac", schematizzata in Figura 3, vede invece la presenza di un unico scambiatore di calore in sotto centrale di edificio, in grado di gestire prelievo di potenza dalla rete ed anche immissione di potenza nella rete di teleriscaldamento. La potenza prodotta dal generatore distribuito e presente nell'edificio viene immessa primariamente nell'accumulo virtuale rappresentativo della somma della rete di distribuzione dell'edificio e di eventuali accumuli fisici presenti in sotto centrale. In tal modo la potenza prodotta localmente viene in primis utilizzata per soddisfare la richiesta termica dell'edificio, e solo in seguito può essere immessa in rete una volta aver fatto raggiungere all'accumulo virtuale una temperatura superiore a quella di mandata dalla rete stessa.

Nella modalità "R2R", l'immissione di potenza sul ramo di ritorno a valle dello scambiatore nella sotto centrale d'utenza avviene quando la temperatura del fluido in uscita dal generatore distribuito supera di

almeno 1°C la temperatura del fluido proveniente dallo scambiatore dell'utenza. Nel presente report sarà presentato un caso in cui il generatore distribuito è rappresentato da un campo solare.

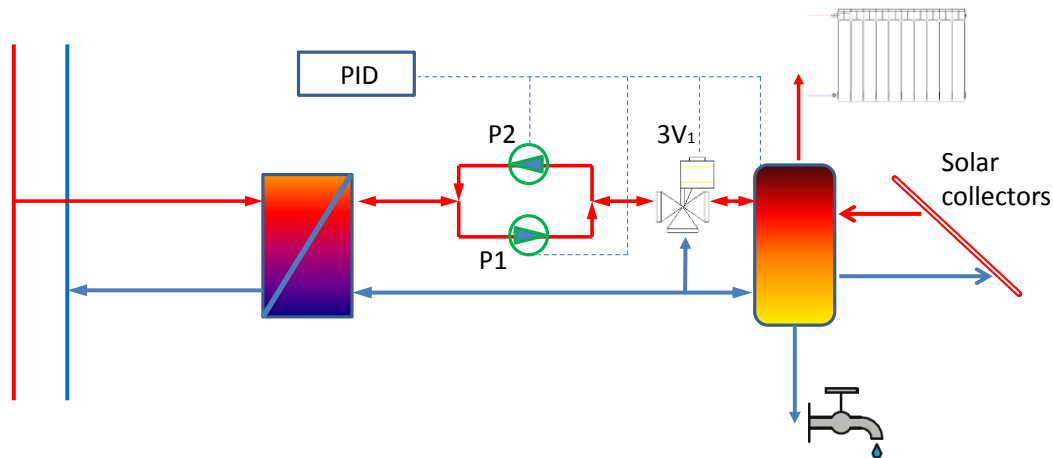


Figura 3 - Modalità di immissione "Mandata su ritorno con autoconsumo" (M2Rac)

Quando avviene l'immissione, la potenza termica "Qcpc" prodotta dal campo solare, ridotta da un coefficiente "eta_sc_sol" rappresentativo dell'efficienza di scambio termico (assumendo che la capacità termica di flusso minima sia quella lato campo solare), viene direttamente aggiunta all'accumulo termico virtuale rappresentativo dell'intera rete di teleriscaldamento.

Una volta determinata la potenza immessa, viene calcolata la temperatura a cui avviene l'immissione come:

$$T_{rit} = T_{da\ edificio} + \frac{Q_{cpc\ immessa}}{\dot{m} * c_p}$$

dove T_{rit} è la temperatura a cui avviene l'immissione ed è considerata come temperatura del ramo di ritorno in uscita dall'edificio verso il ramo principale della rete di ritorno, $T_{da\ edificio}$ è la temperatura in uscita dallo scambiatore dell'utenza, $Q_{cpc\ immessa}$ è la potenza termica prodotta localmente ed immessa in rete, \dot{m} è la portata circolante nel tratto tra la sotto centrale di edificio ed il ramo principale della rete, c_p il calore specifico del fluido circolante nella rete (acqua).

Quando l'immissione non avviene poiché il livello termico in uscita dal campo solare è inferiore a quello proveniente dallo scambiatore utenza, non avviene alcuna immissione di potenza in rete e la temperatura del ramo di ritorno in uscita dall'edificio verso il ramo principale della rete di ritorno è pari alla temperatura in uscita dallo scambiatore dell'utenza. Il blocco Simulink corrispondente a tale modalità di immissione è illustrato in Figura 4.

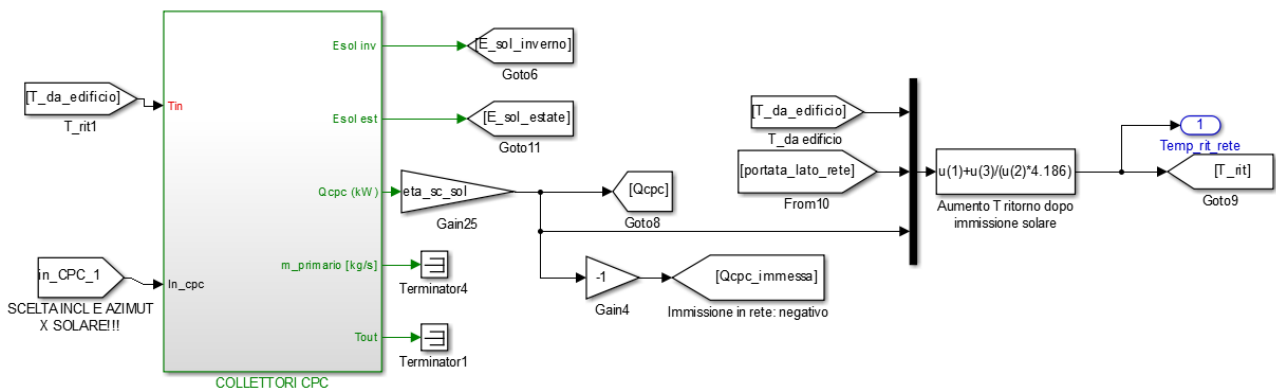


Figura 4 - Blocco Simulink della modalità di immissione "Ritorno su Ritorno"

Da un punto di vista modellistico, l'immissione in rete di potenza distribuita è trattata come una riduzione del carico termico che deve essere fornito dalla centrale termica. Nel caso della modalità "M2Rac", l'immissione di potenza non è un termine esplicitato, ma si concretizza in una riduzione del carico richiesto dall'insieme degli edifici ("Load_Edifici" in Figura 5a). Con la modalità "R2R", invece, la richiesta termica degli edifici alla rete non varia rispetto ad un caso senza generatori distribuiti, ma la potenza immessa ("Qcpc_immessa_TOT") viene esplicitamente sottratta direttamente al carico della centrale termica (Figura 5b)

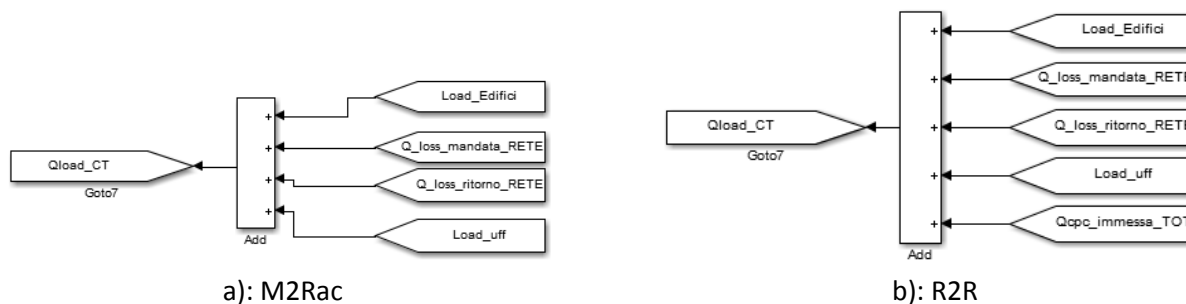


Figura 5 – Blocco Simulink per la determinazione del carico termico richiesto alla centrale termica:

1.4 Analisi di una rete dotata di immissione di calore distribuita: confronto tra differenti modalità di immissione

L'effetto dell'adozione della modalità di immissione "R2R" rispetto a quella "M2Rac" è stato studiato utilizzando la rete del quartiere Arquata, sito nel Comune di Torino, già utilizzata come oggetto di analisi di inserimento di generazione termica distribuita nel corso dell'annualità PAR 2015.

La connessione "ritorno su ritorno" è stata valutata, dal punto di vista energetico ed economico, relativamente all'ipotesi di installazione di impianti solari termici, sul tetto di uno o più edifici serviti dalla rete, da parte del gestore della rete, che ne sosterrrebbe i costi di investimento (incluso l'affitto dei tetti ai proprietari degli immobili) e sarebbe quindi proprietario dell'energia prodotta. Tale analisi si differenzia da quella condotta nell'annualità PAR2015 per il fatto che quest'ultima era focalizzata sull'installazione del campo solare con investimento sostenuto da parte del singolo edificio-utenza, che sarebbe stato di conseguenza anche proprietario dell'energia prodotta, e sulle conseguenze economiche per il gestore di rete della trasformazione di uno o più edifici da semplici utenti a "prosumers".

La presenza di generazione distribuita con campi solari sui tetti degli edifici, con connessione "ritorno su ritorno", è stata affrontata utilizzando i seguenti scenari, che prevedono lo sfruttamento massimo della superficie del tetto di uno (scenario minimo) o più edifici, con un massimo di 19 edifici su 35 (i tetti dei rimanenti 16 edifici sono già occupati da fotovoltaico):

- **Scenario 1 "7% Sol"** Installazione di tutto il solare potenzialmente installabile sul tetto di un singolo edificio, per una superficie installata di 99 m², per una potenza di picco pari a 71 kW, corrispondente al 7% del solare complessivamente installabile (7% P_{sol,max_TLR})
- **Scenario 2 "15% Sol"** 15% del solare potenzialmente installabile, 2 edifici, per una superficie installata di 199 m², per una potenza di picco pari a 143 kW, (15% P_{sol,max_TLR})
- **Scenario 3 "40% Sol"** 40% del solare potenzialmente installabile, 7 edifici, per una superficie installata di 596 m², per una potenza di picco pari a 428 kW, (40% P_{sol,max_TLR})
- **Scenario 4 "60% Sol"** 60% del solare potenzialmente installabile, 10 edifici, per una superficie installata di 894 m², per una potenza di picco pari a 642 kW, (60% P_{sol,max_TLR})
- **Scenario 5 "80% Sol"** 80% del solare potenzialmente installabile, 14 edifici, per una superficie installata di 1172 m², per una potenza di picco pari a 841 kW, (80% P_{sol,max_TLR})

- **Scenario 6 "100% Sol"** 100% del solare potenzialmente installabile, 19 edifici, per una superficie installata di 1470 m², per una potenza di picco pari a 1055 kW, (100% P_{sol,max_TLR})

La rete è stata anche simulata in uno "Scenario 0" (Baseline), nel quale non è stata considerata la presenza di energia da fonte rinnovabile e che rappresenta lo stato attuale della rete stessa.

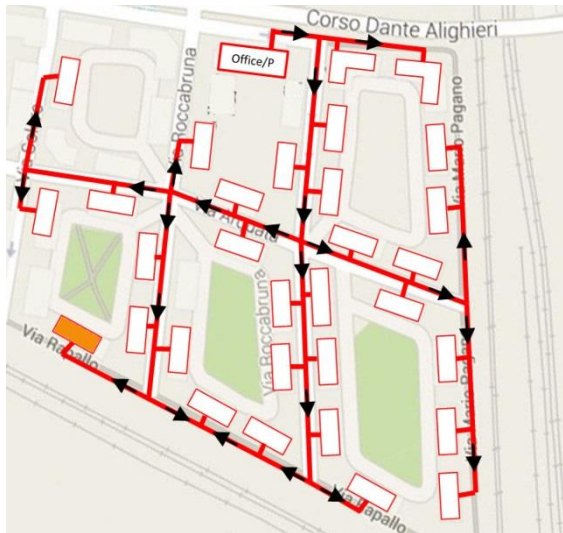


Figura 6 – Scenario 1 "7% Sol"



Figura 7 - Scenario 2 "15% Sol"



Figura 8 – Scenario 3 "40% Sol"



Figura 9 - Scenario 4 "60% Sol"



Figura 10 – Scenario 5 “80% Sol”

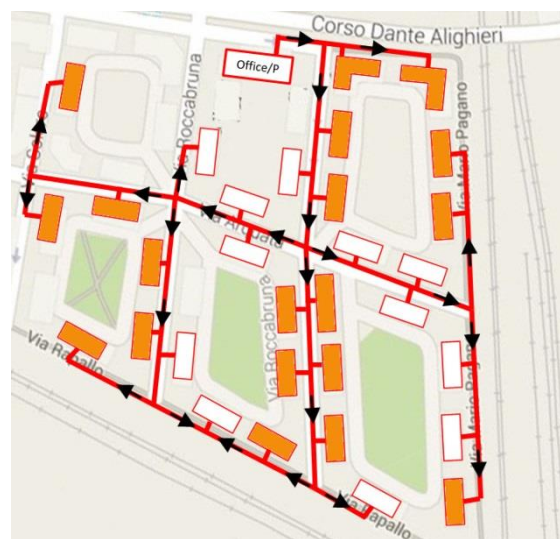


Figura 11 - Scenario 6 "100% Sol"

1.4.1 Analisi energetica

I risultati delle simulazioni mostrano che l’adozione della modalità “R2R” porta, rispetto a quella “M2Rac” un aumento della potenza termica erogata dalla centrale termica, a parità di carico termico da fornire agli edifici. In Figura 12 è rappresentata la potenza termica erogata dalla centrale termica, per le due modalità di immissione, al variare degli scenari, per due giornate estive (1 e 2 luglio), a confronto con il carico termico richiesto dagli edifici serviti dalla rete. E’ possibile osservare che, in tutti gli scenari simulati, il numero e la durata dei picchi di potenza erogata con la modalità “R2R” sono sempre maggiori di quelli osservabili con la modalità “M2Rac” (ad esempio per lo scenario 7%Sol si contano 18 picchi per “M2Rac” e 19 picchi per “R2R”), ad esclusione dello scenario “100% Sol”, in cui l’immissione di potenza distribuita è stata tale da non richiedere l’intervento della centrale termica in nessuna delle due modalità.

Un comportamento analogo, sebbene in presenza di profili di carico termico (e di conseguenti erogazioni di potenza) differenti, può essere osservato anche in altri periodi dell’anno: in Figura 13 si osservano i maggiori interventi della centrale termica in un giorno invernale (8 gennaio), in Figura 14 lo stesso comportamento è apprezzabile in un giorno di mezza stagione (4 aprile).

La conseguenza del maggior intervento della centrale termica a soddisfare la richiesta termica degli edifici è osservabile in Tabella 8, in cui è riportata l’energia primaria consumata dalla centrale termica, per le due modalità, nel corso di un intero anno solare, nel corso della stagione di riscaldamento e al di fuori del periodo di riscaldamento, espressa come percentuale dell’energia primaria consumata nel caso “Baseline”. Si osserva che per entrambe le modalità l’energia primaria consumata è sempre inferiore a quella consumata in assenza di generazione distribuita da solare, con una riduzione percentuale che non raggiunge il 2% nella stagione di riscaldamento, ed un’incidenza ben più evidente nella stagione “non di riscaldamento”, con una riduzione minima di circa il 7% e massima di circa l’87%.

La modalità “R2R”, in quattro scenari su sei, consuma più della modalità “M2Rac”; il consumo relativo più elevato è quello annuale dello scenario 100%Sol, pari a circa 38MWh in più (Tabella 11), che corrisponde a circa lo 0.4% dei consumi annuali della baseline. Durante la stagione di riscaldamento la modalità “R2R” consuma sempre di più. In generale, le due modalità presentano comunque consumi globali della centrale termica molto simili, con differenze che, nelle percentuali rispetto alla Baseline, vanno da un minimo inferiore a 0.1% (ad es. nel caso 7%Sol per la stagione di riscaldamento), ad un massimo di circa 1.9% (nel caso 100%Sol per il periodo non di riscaldamento).

Tabella 8 – Energia primaria consumata dalla centrale termica: Baseline e % rispetto alla Baseline

Scenari	Energia primaria CT [kWh] e % rispetto a Baseline					
	Annuale		Stag. Risc.		No Stag. Risc.	
	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R
Baseline	10'496'183	10'496'183	9'289'656	9'289'656	1'206'527	1'206'527
7% Sol	99.0%	99.1%	99.9%	99.9%	92.3%	92.7%
15% Sol	98.0%	98.1%	99.7%	99.8%	84.5%	85.2%
40% Sol	94.5%	94.4%	99.3%	99.4%	57.2%	56.0%
60% Sol	92.0%	91.9%	99.0%	99.0%	38.3%	37.5%
80% Sol	90.0%	90.1%	98.7%	98.7%	23.4%	24.3%
100% Sol	88.3%	88.7%	98.2%	98.3%	12.7%	14.6%

Tabella 9 – Energia primaria consumata dal cogeneratore: Baseline e % rispetto alla Baseline

Scenari	Energia primaria cogeneratore [kWh] e % rispetto a Baseline					
	Annuale		Stag. Risc.		No Stag. Risc.	
	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R
Baseline	6'075'513	6'075'513	5'100'110	5'100'110	975'402	975'402
7% Sol	98.7%	98.7%	100.0%	100.0%	91.5%	92.0%
15% Sol	97.1%	97.4%	99.9%	100.1%	82.8%	83.4%
40% Sol	92.4%	92.1%	100.1%	100.2%	52.2%	50.0%
60% Sol	89.5%	88.8%	100.1%	99.9%	33.8%	30.7%
80% Sol	87.6%	87.2%	100.2%	99.9%	21.7%	20.5%
100% Sol	85.6%	85.9%	99.8%	99.9%	11.7%	12.7%

Tabella 10 – Energia primaria consumata dalle caldaie: Baseline e % rispetto alla Baseline

Scenari	Energia primaria caldaie [kWh] e % rispetto a Baseline					
	Annuale		Stag. Risc.		No Stag. Risc.	
	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R
Baseline	4'420'671	4'420'671	4'189'546	4'189'546	231'125	231'125
7% Sol	99.5%	99.5%	99.7%	99.7%	95.9%	95.9%
15% Sol	99.1%	99.1%	99.5%	99.5%	91.9%	92.9%
40% Sol	97.3%	97.5%	98.4%	98.4%	78.3%	81.1%
60% Sol	95.4%	96.1%	97.6%	97.8%	57.2%	66.1%
80% Sol	93.3%	94.1%	96.8%	97.1%	30.3%	40.4%
100% Sol	92.1%	92.6%	96.2%	96.4%	17.0%	22.8%

Tabella 11 – Differenza nell'energia primaria consumata dalla centrale termica, dal cogeneratore e dalle caldaie al variare degli scenari

	Differenza R2R-M2Rac [kWh]								
	ΔEp_{CT}	ΔEp_{CT_r}	ΔEp_{CT_nr}	ΔEp_{COG}	ΔEp_{COG_r}	ΔEp_{COG_nr}	ΔEp_{CAL}	ΔEp_{CAL_r}	ΔEp_{CAL_nr}
7% Sol	7'306	2'380	4'926	5'402	459	4'943	1'904	1'920	-17
15% Sol	16'256	7'805	8'451	15'630	9'514	6'116	626	-1'709	2'336
40% Sol	-8'951	5'733	-14'684	-16'648	4'450	-21'099	7'697	1'282	6'415
60% Sol	-9'595	93	-9'688	-40'624	-10'388	-30'236	31'029	10'481	20'548
80% Sol	12'273	628	11'645	-25'620	-13'924	-11'696	37'893	14'552	23'341
100% Sol	37'842	15'090	22'752	16'236	7'093	9'143	21'607	7'997	13'609

Analizzando Tabella 9 e Tabella 10, è possibile osservare come le due modalità influiscono sui consumi del cogeneratore e delle caldaie.

Le differenze di consumo tra le due modalità, suddivise tra intera centrale termica, cogeneratore e caldaie, sono presentate in Tabella 11.

Considerando il consumo annuale del cogeneratore, la modalità "R2R" presenta un consumo inferiore negli scenari con taglie del solare intermedie (40%Sol, 60%Sol e 80%Sol). La riduzione è presente principalmente in assenza di riscaldamento. Considerando il consumo annuale delle caldaie, la modalità "R2R" presenta sempre un consumo più elevato, e tale dato è sostanzialmente confermato sia nella stagione di riscaldamento, sia nel periodo in assenza di riscaldamento.

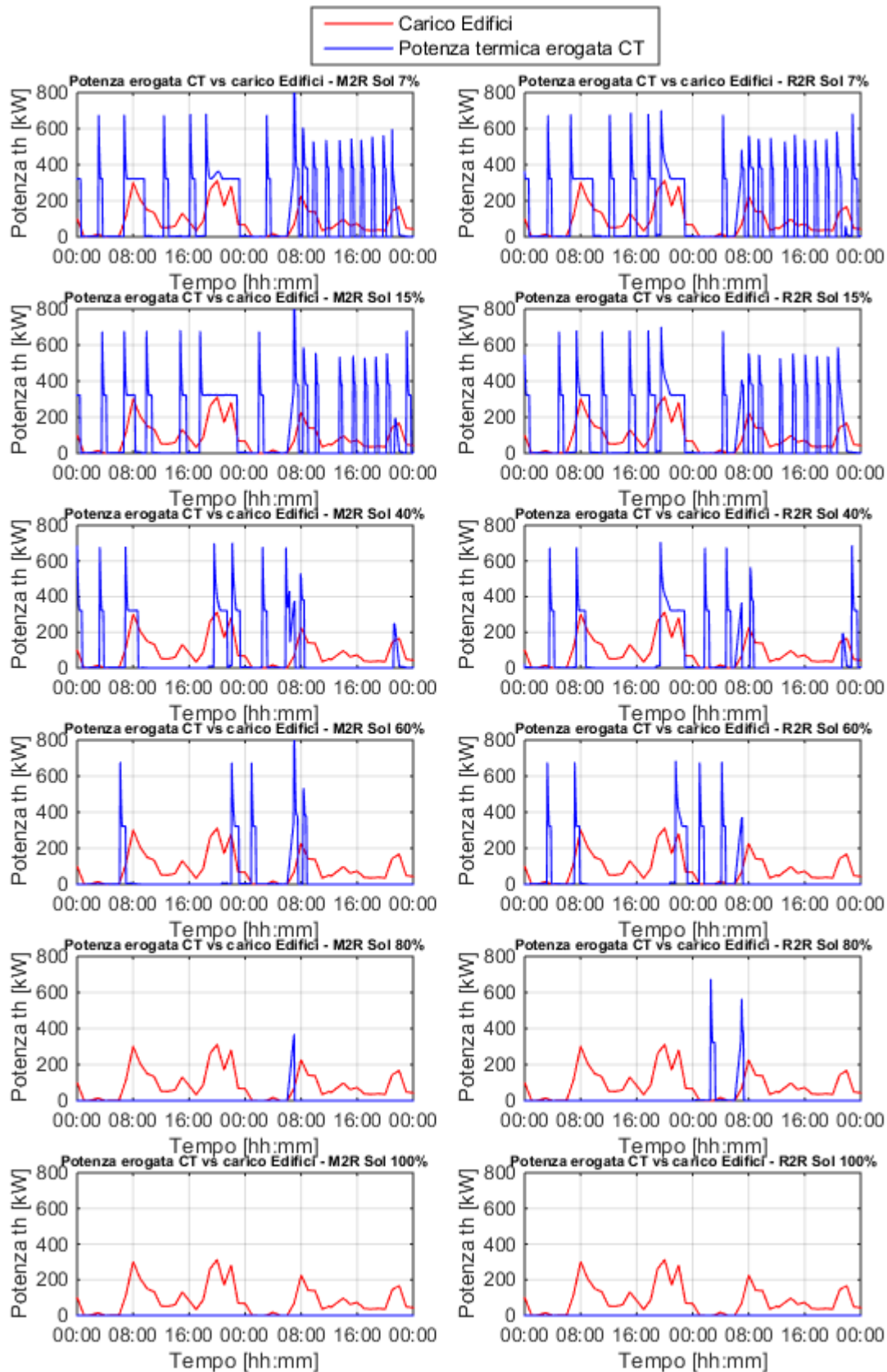


Figura 12 – Potenza termica erogata dalla CT e carico richiesto dagli edifici in estate (1, 2 luglio), per le due modalità di immissione

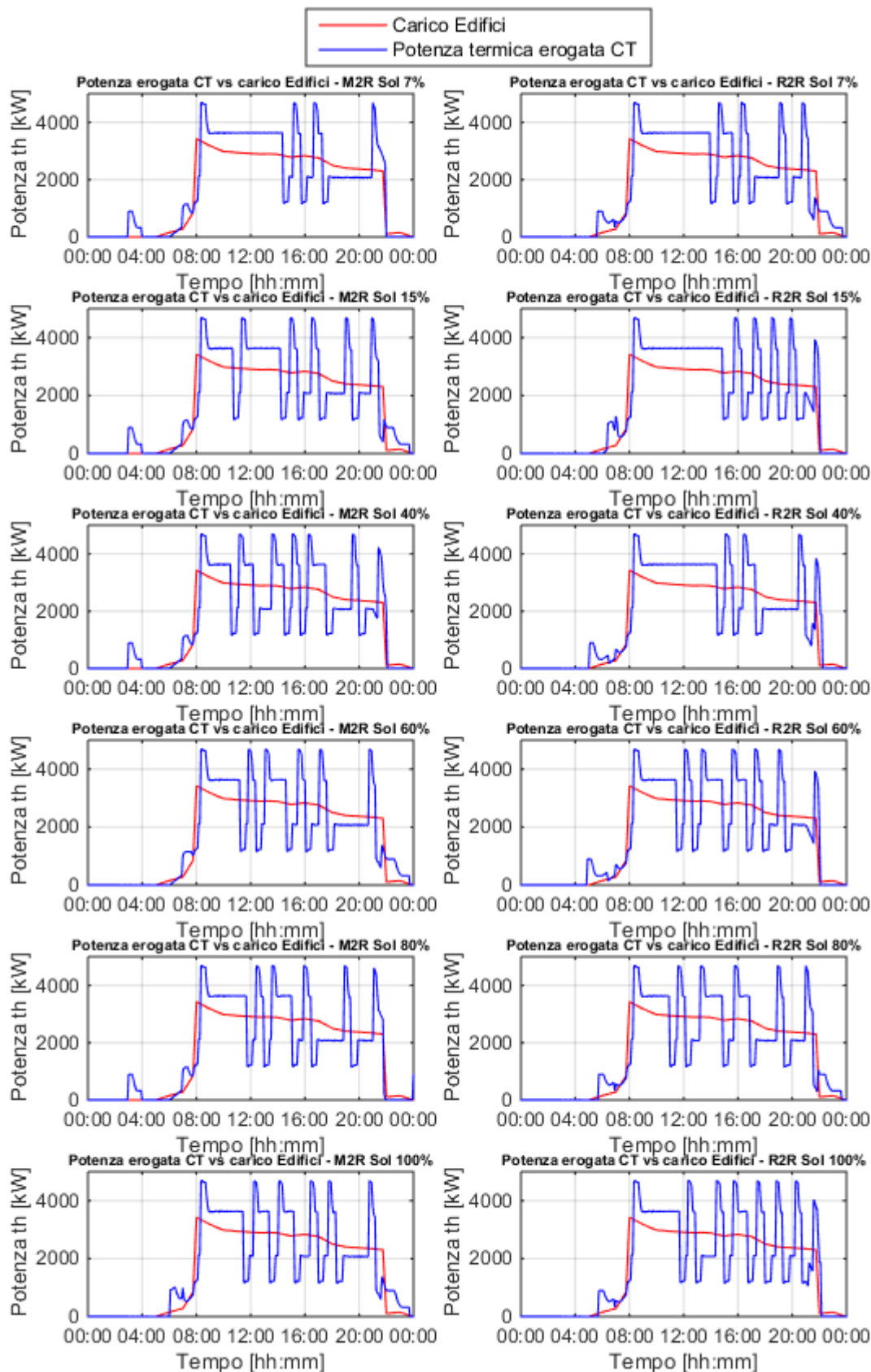


Figura 13 – Potenza termica erogata dalla CT e carico richiesto dagli edifici in inverno (8 gennaio), per le due modalità di immissione

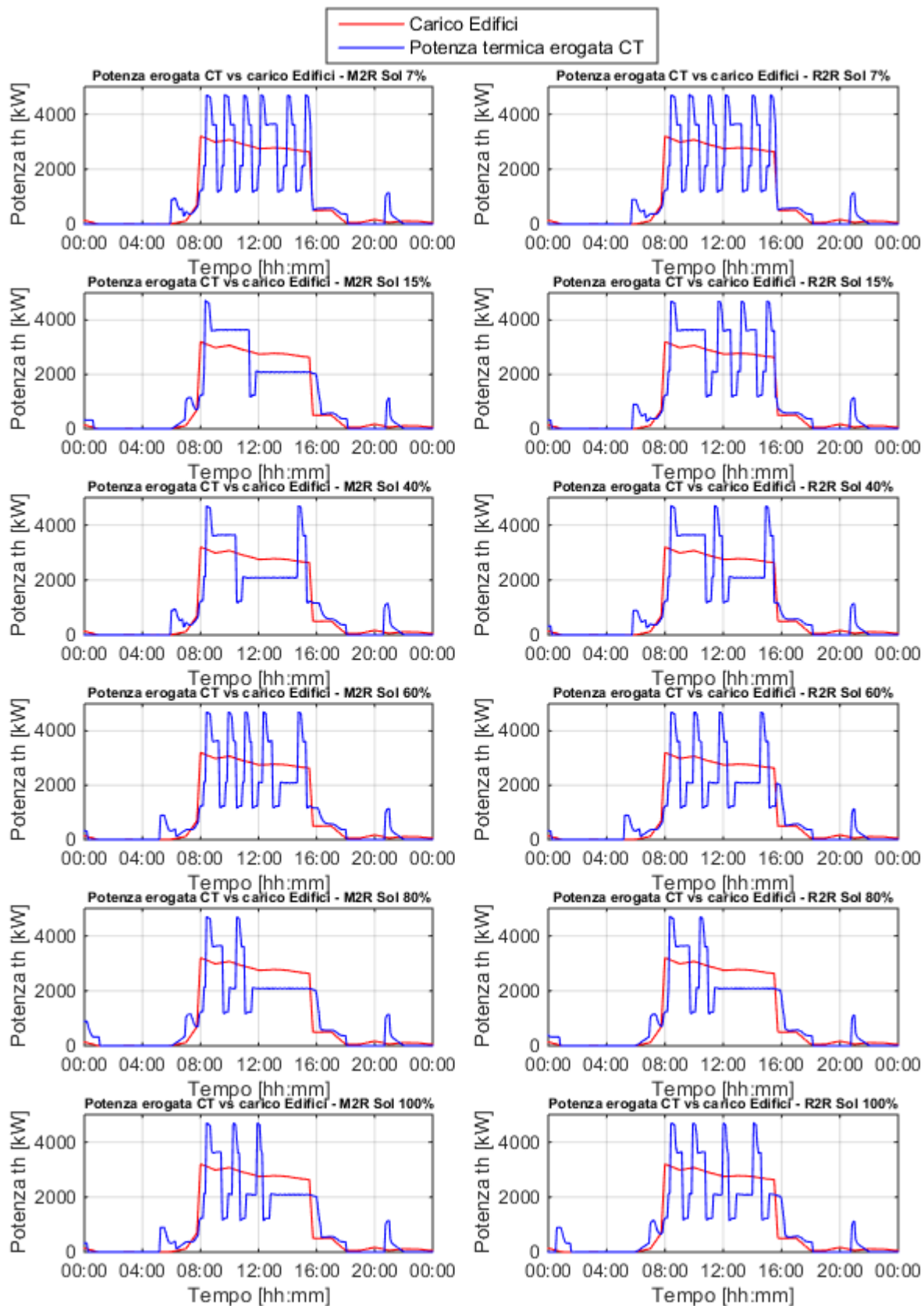


Figura 14 – Potenza termica erogata dalla CT e carico richiesto dagli edifici in primavera (4 aprile), per le due modalità di immissione

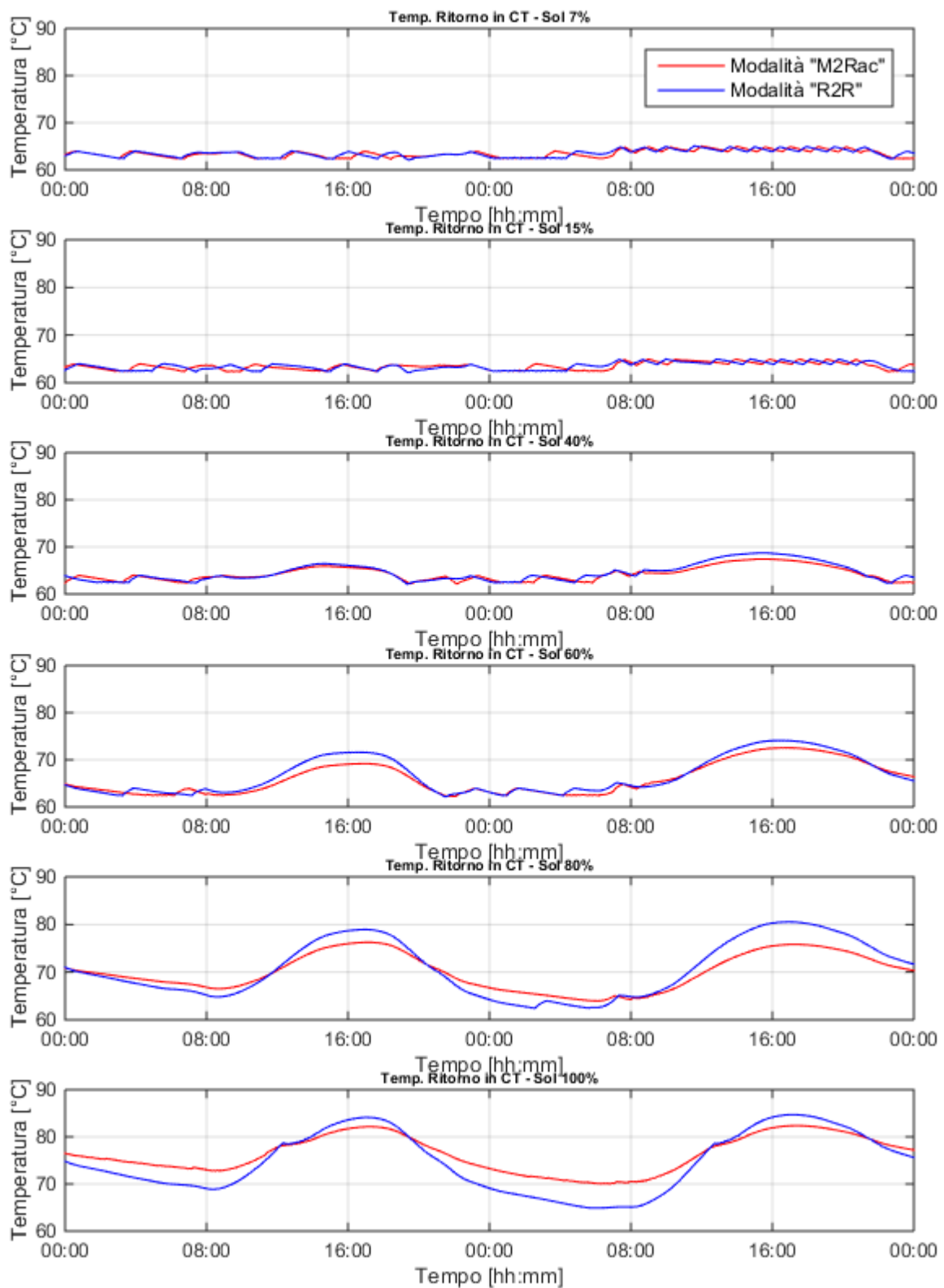


Figura 15 – Temperature di ritorno in centrale termica in estate (1, 2 luglio) per le due modalità di immissione

Tabella 12 – Valori medi della temperatura di ritorno in centrale termica

	Temperatura di ritorno in CT [°C]					
	Annuale		Stag. Risc.		No Stag. Risc.	
	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R
Baseline	68.6		73.5		63.7	
7% Sol	68.6	68.7	73.4	73.5	63.7	63.8
15% Sol	68.6	68.7	73.4	73.5	63.8	63.8
40% Sol	68.8	68.9	73.4	73.5	64.2	64.3
60% Sol	69.4	69.6	73.4	73.5	65.4	65.7
80% Sol	70.3	70.8	73.4	73.5	67.2	68.0
100% Sol	72.2	72.4	73.4	73.5	71.1	71.2

Tabella 13 – Valori medi della temperatura di mandata in centrale termica

	Temperatura di mandata da CT [°C]					
	Annuale		Stag. Risc.		No Stag. Risc.	
	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R	M2Rac	R2R
Baseline	69.4		74.8		63.9	
7% Sol	69.4	69.4	74.8	74.8	63.9	63.9
15% Sol	69.4	69.4	74.8	74.8	63.9	63.9
40% Sol	69.6	69.7	74.8	74.8	64.3	64.4
60% Sol	70.1	70.3	74.7	74.8	65.5	65.8
80% Sol	71.0	71.4	74.7	74.7	67.2	68.0
100% Sol	72.9	73.0	74.7	74.7	71.1	71.2

Tabella 14 – Differenza le due modalità nei valori medi della temperatura di mandata e della temperatura di ritorno in centrale termica

	Differenza R2R-M2Rac [°C]					
	Temperatura di ritorno in CT			Temperatura di mandata da CT		
	Annuale	Stag. Risc.	No Stag. Risc.	Annuale	Stag. Risc.	No Stag. Risc.
7% Sol	0.04	0.08	0.01	0.01	0.02	0.00
15% Sol	0.04	0.06	0.01	0.00	0.00	0.01
40% Sol	0.11	0.09	0.14	0.08	0.03	0.13
60% Sol	0.22	0.09	0.35	0.18	0.03	0.34
80% Sol	0.45	0.09	0.82	0.42	0.03	0.81
100% Sol	0.11	0.09	0.14	0.08	0.03	0.13

Altri parametri utili per confrontare le due modalità di immissione sono rappresentati dai livelli termici di rete e di immissione in rete.

In Figura 15 è rappresentata la temperatura di ritorno in centrale termica, per le due modalità di immissione nei differenti scenari, in due giornate estive (1 e 2 luglio): rappresentative del periodo durante il quale si ha la maggiore produzione da solare e si hanno quindi le maggiori conseguenze sul livello termico

del ritorno in centrale termica. Si osserva che negli scenari a minor installazione di solare (7%Sol e 15%Sol) non c'è una differenza sostanziale tra le due modalità di immissione. Con l'aumentare della potenza solare nominale installata si cominciano ad osservare dei periodi in cui la modalità "R2R" presenta dei valori di temperatura di ritorno più elevati: negli scenari 40%Sol e 60%Sol, tra le 12:00 e le 20:00 circa, mentre nel resto del giorno le due modalità sono del tutto simili. Negli scenari a maggiore installazione di potenza solare (80%Sol e 100%Sol) la modalità "R2R" presenta valori di temperatura di ritorno in centrale più elevati, rispetto alla modalità "M2Rac" nel corso del pomeriggio, ed inferiori a quest'ultima nel corso della notte e della prima mattina.

In Tabella 12 e Tabella 13 sono rappresentati i valori medi, relativi ad un anno solare, alla stagione di riscaldamento ed al di fuori del periodo di riscaldamento, delle temperature della rete di ritorno in centrale termica e di mandata dalla centrale termica alla rete. Per entrambe le modalità di immissione si osserva che la variazione del valore medio di entrambe le temperature (di ritorno e di mandata) rispetto alla baseline durante la stagione di riscaldamento è pressoché nullo: contenuto in un massimo di 0.1°C indipendentemente dallo scenario di installazione del solare. Differenze più marcate rispetto alla baseline si osservano nei valori medi nel periodo non di riscaldamento: per le configurazioni con minor potenza solare installata (fino allo scenario 40%Sol) la differenza è inferiore a 1°C, cresce però all'aumentare della potenza solare, passando da un aumento minimo di 1.6°C (temperatura di mandata, modalità "M2Rac", scenario 60%Sol), sino ad un aumento massimo di 7.5°C (temperatura di ritorno, modalità "R2R", scenario 100%Sol). Analizzando le differenze tra le due modalità di immissione, presentate in Tabella 14, si osserva che la modalità "R2R" presenta in media temperature, di mandata e di ritorno, sempre maggiori rispetto alla modalità "M2Rac". Tali differenze sono pressoché nelle temperature medie della stagione di riscaldamento, in cui lo scostamento massimo è inferiore a 0.10°C. Nel periodo non di riscaldamento, invece, le due modalità hanno differenze trascurabili, al massimo pari a 0.14°C, solo negli scenari a minor potenza solare (fino allo scenario 40%Sol), mentre crescono fino a circa 0.8°C negli scenari fino a 80%Sol. Differenze minime (al massimo pari a 0.14°C) si osservano anche nello scenario 100%Sol.

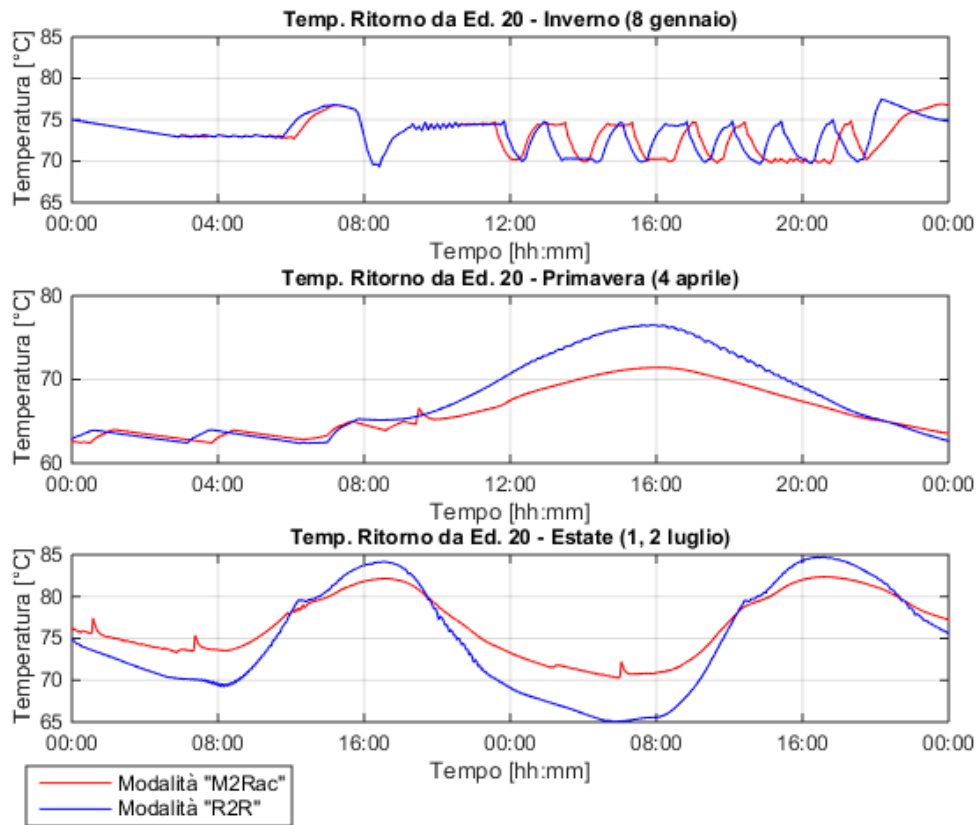


Figura 16 – Temperature di ritorno verso la rete da edificio 20 in inverno, primavera ed estate, per le due modalità di immissione

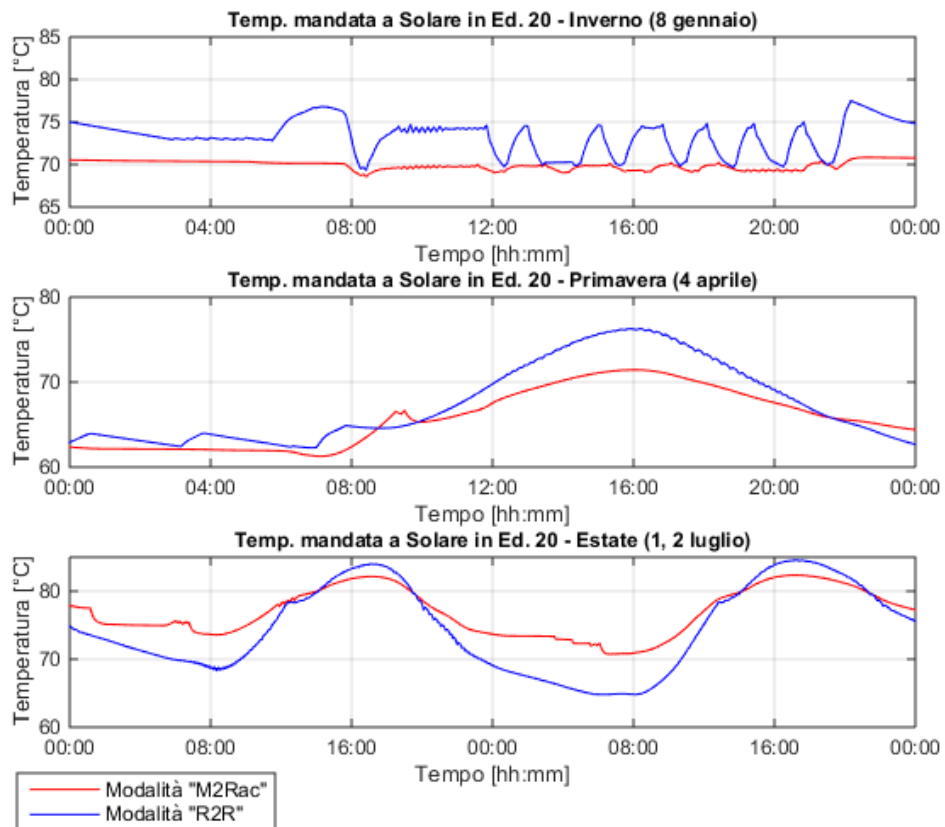


Figura 17 – Temperature in ingresso nel campo solare di edificio 20 in inverno, primavera ed estate, per le due modalità di immissione

Considerando invece i livelli termici relativi ad un singolo edificio con generazione termica localizzata, è possibile considerare la temperatura di ritorno dall'edificio alla rete, e la temperatura in ingresso all'impianto solare per le due modalità. Figura 16 illustra la temperatura di ritorno dall'edificio 20 (l'unico edificio con produzione locale nello scenario 7%Sol) verso la rete, nello scenario "100%Sol", in tre differenti momenti dell'anno: una giornata invernale (8 gennaio), una giornata di mezza stagione (4 aprile), due giornate estive (1 e 2 luglio). Si osserva che nella giornata invernale le temperature di ritorno per le due modalità presentano uno sfasamento temporale, ma non ci sono sostanziali differenze nei livelli minimi e massimi. Nella giornata di mezza stagione, la temperatura di ritorno della modalità "R2R" è più elevata tra le 10:00 e le 22:00 circa, mentre per il resto della giornata le due modalità hanno temperature di ritorno quasi coincidenti. Nelle giornate estive, la temperatura di ritorno della modalità "R2R" presenta picchi (minimi e massimi) maggiori, e rimane maggiore tra le 10:00 e le 20:00 circa. Considerando i valori medi annuali e stagionali, presentati in Tabella 15, la modalità "R2R" presenta valori prossimi a quelli della modalità "M2Rac", con differenze di al massimo 0.2°C.

Tabella 15 – Valori medi della temperatura di ritorno in rete e della temperatura di ingresso al campo solare per l'edificio singolo

Grandezza	U.M.	"M2Rac"	"R2R"	R2R-M2Rac
T ritorno da ed. 20 (Annuale)	[°C]	72.4	72.5	0.1
T ritorno da ed. 20 (Stag. Risc.)	[°C]	73.6	73.6	0.0
T ritorno da ed. 20 (No Stag. Risc.)	[°C]	71.2	71.4	0.2
T mand. a solare ed. 20 (Annuale)	[°C]	70.6	72.3	1.7
T mand. a solare ed. 20 (Stag. Risc.)	[°C]	69.9	73.5	3.6
T mand. a solare ed. 20 (No Stag. Risc.)	[°C]	71.2	71.1	-0.1

Il diverso tipo di immissione implementato implica anche che tra le due modalità vari la temperatura in ingresso al campo solare. L'adozione della modalità "R2R" comporta temperature in ingresso al campo solare più elevate sia nella giornata invernale, sia in quella di mezza stagione; il comportamento nelle due giornate estive ripercorre quanto già visto per la temperatura di ritorno: anche la temperatura di ingresso al campo solare è influenzata dall'andamento delle temperature dell'intera rete osservate in Figura 15. Considerando i valori medi stagionali riportati in Tabella 15, si osserva la conferma del fatto che l'adozione della modalità "R2R" comporta un innalzamento della temperatura media in ingresso al campo solare nella stagione di riscaldamento (+3.6°C) ed una lieve diminuzione nel periodo non di riscaldamento (-0.1°C).

Altri parametri significativi in grado di rappresentare la prestazione energetica della rete nelle due modalità di immissione sono:

- Total Primary Energy Factor – **PEF** : è il rapporto tra l'energia primaria (fossile e rinnovabile) utilizzata per soddisfare la richiesta termica della rete e l'energia termica effettivamente immessa in rete.
- Non-Renewable Primary Energy Factor – **PEF_{NR}** : è il rapporto tra l'energia primaria da fonte fossile utilizzata per soddisfare la richiesta termica della rete e l'energia termica totale effettivamente immessa in rete.
- Renewable Primary Energy Factor – **PEF_R** : è il rapporto tra l'energia primaria da fonte rinnovabile utilizzata per soddisfare la richiesta termica della rete e l'energia termica totale effettivamente immessa in rete.

- Primary Energy Efficiency - **PEE** : è il rapporto tra tutta l'energia (termica ed elettrica) in uscita dai generatori (rinnovabili e non rinnovabili), e tutta l'energia primaria da fonte fossile utilizzata.
- Non-Renewable equivalent to nominal power duration – **Heq_{NR}** : è il rapporto tra l'energia termica da fonte fossile immessa in rete e la relativa potenza nominale installata. Rappresenta le ore equivalenti a pieno carico del sistema di generazione non rinnovabile, in un anno.
- Fattore di sfruttamento del solare – **F_{SR}**: è il rapporto tra l'energia termica da fonte rinnovabile prodotta, al netto della differenza delle perdite termiche di rete rispetto alla Baseline (scenario in assenza di fonti rinnovabili), e l'energia termica da fonte rinnovabile prodotta.
- Frazione solare: la quota solare dell'energia termica distribuita dalla rete.

Tabella 16 - Indici dell'energia primaria nelle due modalità di immissione in rete

	Modalità "M2Rac"				Modalità "R2R"			
	PEF	PEF _{NR}	PEF _R	PEE	PEF	PEF _{NR}	PEF _R	PEE
Baseline	0.778	0.778	0	0.890	0.778	0.778	0	0.890
7% Sol	0.781	0.772	0.009	0.896	0.781	0.772	0.008	0.896
15% Sol	0.784	0.767	0.018	0.903	0.784	0.767	0.017	0.902
40% Sol	0.795	0.747	0.048	0.926	0.796	0.747	0.049	0.926
60% Sol	0.801	0.728	0.073	0.945	0.803	0.731	0.072	0.944
80% Sol	0.806	0.710	0.096	0.963	0.807	0.714	0.093	0.961
100% Sol	0.811	0.697	0.114	0.979	0.810	0.700	0.110	0.975

Gli indici di energia primaria della rete (PEF, PEF_{NR}, PEF_R, PEE) delle due modalità di immissione, al variare degli scenari, sono riassunti in Tabella 16; in Tabella 17, invece, sono riassunte le variazioni di tali indici tra le due modalità adottate. Con l'adozione della modalità "R2R" si ottengono valori di PEF sostanzialmente pari a quelli della modalità "M2Rac", la variazione è compresa tra -0.001 e +0.002: a parità di energia termica immessa in rete, le due modalità si differenziano di circa ±0.1% nell'energia primaria utilizzata. Si osserva, con la modalità "R2R", un lieve aumento di energia primaria da fonte fossile per gli scenari con maggiore solare installato: il PEF_{NR} aumenta con una variazione compresa tra -0.003 (scenario "60% Sol") e -0.004 (scenario "100% Sol"). Anche la variazione del contributo del solare (frazione solare) tra le due modalità di immissione è molto contenuta: entrambe forniscono un contributo all'energia termica totale della rete che va da circa 0.8% (Scenario "7% Sol") a oltre 11% (Scenario "100% Sol"), come rappresentato anche in Figura 20, con la modalità "R2R" con fornisce un contributo pari a quello della "M2Rac" oppure inferiore sino ad un massimo di -0.4%.

L'effetto della modifica di modalità di immissione, da "M2Rac" a "R2R", non ha di fatto effetti neppure sull'indice PEE, che aumenta per entrambe rispetto alla baseline, ma che differisce tra le due modalità di un massimo di 0.003.

Tabella 17 – Variazione degli Indici dell'energia primaria in seguito al cambio di modalità di immissione

	Differenza R2R-M2Rac			
	ΔPEF	ΔPEF _{NR}	ΔPEF _R	ΔPEE
7% Sol	0.000	0.000	-0.001	0.000
15% Sol	-0.001	0.000	-0.001	-0.001

40% Sol	0.001	0.000	0.000	0.000
60% Sol	0.002	0.003	-0.001	0.000
80% Sol	0.001	0.004	-0.003	-0.002
100% Sol	-0.001	0.004	-0.004	-0.003

Come illustrato in Figura 18, la modalità di immissione “R2R”, caratterizzata dall’assenza di un autoconsumo diretto da parte dell’edificio e dall’immissione in rete di tutta l’energia da solare prodotta, presenta, rispetto alla modalità “M2Rac”, un leggero aumento delle ore annuali equivalenti a pieno carico da generazione non rinnovabile che, a seconda dello scenario, varia tra 0% (per lo scenario “40% Sol”) e +0.5%(per lo scenario “100% Sol”) circa. Tale comportamento è coerente con quanto osservato relativamente all’indice PEF_{NR} : la modalità “R2R” comporta un leggero aumento dell’utilizzo dei generatori da fonte non rinnovabile.

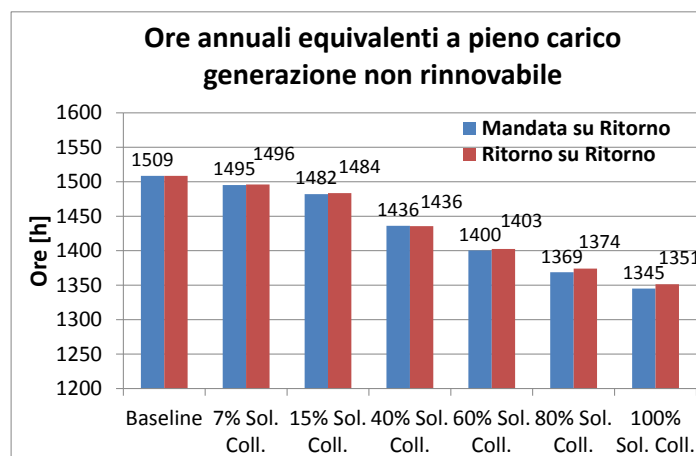


Figura 18 – Ore di esercizio equivalenti a pieno carico, generazione non rinnovabile

In Figura 19 è presentato il fattore di sfruttamento dell’energia prodotta da solare. Tale indice non rappresenta un rendimento in quanto, qualora le perdite termiche di rete risultassero diminuite rispetto alla baseline, tale fattore assumerebbe valori superiori all’unità. Si nota che la modalità “R2R”, pur presentando valori di sfruttamento del solare inferiori, è molto simile a quella “M2Rac”, con una differenza pari a -0.2% ed una differenza massima pari a -0.8%.

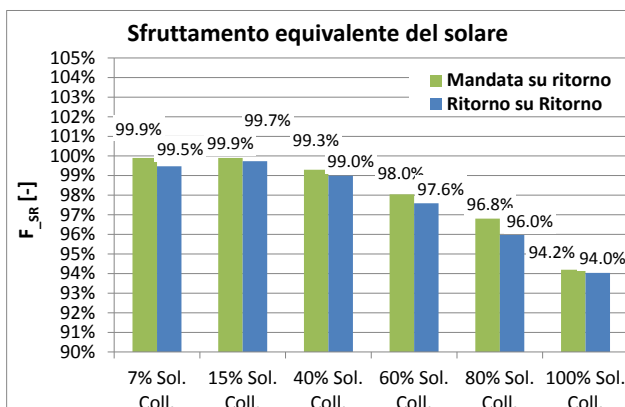


Figura 19 – Sfruttamento equivalente dell’energia solare prodotta

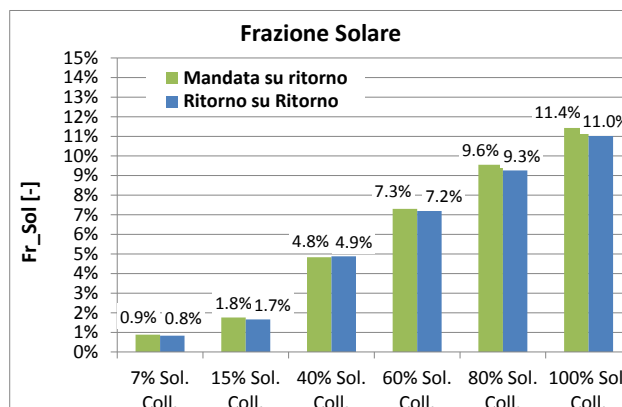


Figura 20 – Frazione solare

1.4.2 Analisi economica

L'analisi economica è stata effettuata considerando il margine operativo lordo (MOL) ed il valore attuale netto (VAN).

Margine operativo lordo (MOL)

La marginalità economica annua derivante dalla conduzione dell'impianto è espressa dall'indicatore MOL (Margine Operativo Lordo), calcolato come variazione del guadagno annuo dello scenario considerato rispetto a quello della configurazione di Baseline.

$$\text{Guadagno} = \text{VdP} - \text{CEdP} - \text{CdP} - \text{ACdS}$$

$$\text{MOL} = \text{Guadagno}_{\text{Scenario}} - \text{Guadagno}_{\text{Baseline}}$$

I termini necessari al calcolo del MOL sono sintetizzati nella seguente tabella.

Simbolo	U.M.	Significato
MOL	€/a	Margine Operativo Lordo
VdP	€/a	Valore della produzione
CEdP	€/a	Costi esterni di produzione
CdP	€/a	Costi del personale
ACdS	€/a	Altri costi di struttura

Fra le voci di costo sono stati considerati:

- Costi di acquisto del gas naturale
- Costi di manutenzione
- Costi di autoconsumo
- Costi di affitto della superficie di tetto su cui installare i campi solari

Non sono stati considerati, fra i costi, le spese per la conduzione e l'assicurazione.

Fra i ricavi:

- Ricavi da autoconsumo di energia elettrica
- Ricavi da vendita di energia elettrica alla rete nazionale
- Ricavi da vendita di energia termica alle utenze tramite rete di TLR

Il costo di acquisto del gas è stato ipotizzato pari a 0.40 €/Sm³.

Il costo di manutenzione per il cogeneratore è stato considerato pari a 10 €/h per ciascuna ora di funzionamento della macchina. Per le caldaie è stato fissato pari a 3 €/kW di potenza installata.

Per i ricavi da autoconsumo di energia elettrica, è stata considerata la quota consumata dagli ausiliari elettrici, supposta pari al 4.6% dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, il resto è stato considerato venduto alla rete elettrica nazionale.

$$\text{Ricavo}_{\text{autoconsumo}} = \sum_{F=1}^3 (\text{Valorizzazione en. el.} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{el}}} \right] \cdot \text{En. autoconsumata} [\text{kWh}_{\text{el}}])_F$$

Tabella 18 - Valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata nelle diverse fasce orarie

Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia F1 [€/kWh]	0,16636
---	---------

Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia F2 [€/kWh]	0,14192
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia F3 [€/kWh]	0,10922

Per quanto riguarda i ricavi da vendita dell'energia elettrica, è stata considerata la modalità del ritiro dedicato, che prevede la cessione dell'energia al GSE.

Per la stima del prezzo di vendita dell'energia termica si è fatto riferimento alla tariffe del teleriscaldamento di IREN Mercato per la zona di Torino. La tariffa considerata è di tipo monomia ed costo dell'energia termica considerato è pari a 0,0961766 €/kWh.

I ricavi sono stati calcolati facendo riferimento all'energia termica effettivamente consegnata alle utenze collegate alla rete di TLR (valore ricavabile dai risultati forniti dalla simulazione).

In Tabella 19 e in Tabella 20 sono presentati i dettagli relativi ai costi annui, ai ricavi annui, ai guadagni, al MOL, ai costi di investimento e degli incentivi annui (per i primi cinque anni) di tutti gli scenari simulati per le due modalità di immissione implementate. In Tabella 21, invece, sono rappresentate le variazioni tra le due modalità di immissione, dei costi annui, dei ricavi annui e del MOL.

Tabella 19 – Dettaglio costi, ricavi, guadagni, MOL e costi di investimento per la modalità M2Rac

Costi	Baseline	Modalità "M2Rac"					
		Sol 7%	Sol 15%	Sol 40%	Sol 60%	Sol 80%	Sol 100%
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Costo acq. GN	429'876	425'607	421'134	406'110	395'460	386'898	379'763
Costo annuo manutenz.	46'778	45'751	44'719	41'190	38'759	36'980	35'529
Accise EE autocons	9'592	9'307	9'016	8'131	7'718	7'399	7'119
Affitto tetto	-	199	397	1'192	1'787	2'343	2'939
Costi TOT	486'246	480'863	475'266	456'623	443'724	433'621	425'351
Ricavi	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Autocons. EE	67'023	64'964	62'876	56'519	53'729	51'667	49'855
Vendita EE	73'705	73'052	72'250	69'715	67'955	66'906	65'662
Vendita En. Term.	512'433	512'612	512'792	513'403	513'891	514'204	514'466
Ricavi TOT	653'161	650'628	647'918	639'637	635'574	632'778	629'983
Investimento	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Investimento	-	55'000	110'000	330'000	495'000	649'000	814'000
Incentivi (5 anni)	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Conto Termico	-	6'008	12'015	29'492	44'238	58'001	72'747
Guadagno	166'914	169'765	172'651	183'015	191'850	199'157	204'632
MOL	-	2'850	5'737	16'100	24'935	32'243	37'718

Tabella 20 – Dettaglio costi, ricavi, guadagni, MOL e costi di investimento per la modalità R2R

Costi	Baseline	Modalità "R2R"					
		Sol 7%	Sol 15%	Sol 40%	Sol 60%	Sol 80%	Sol 100%
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Costo acq. GN	429'876	425'906	421'800	405'744	395'067	387'400	381'313
Costo annuo manutenz.	46'778	45'830	44'871	41'013	38'486	37'018	35'743
Accise EE autocons	9'592	9'318	9'038	8'039	7'582	7'331	7'123
Affitto tetto	-	199	397	1'192	1'787	2'343	2'939
Costi TOT	486'246	481'253	476'105	455'987	442'922	434'092	427'119
Ricavi	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Autocons. EE	67'023	65'040	63'031	55'865	52'747	51'100	49'797
Vendita EE	73'705	73'105	72'440	69'642	67'595	66'635	65'894
Vendita En. Term.	512'433	512'428	512'429	512'428	512'428	512'428	512'429
Ricavi TOT	653'161	650'573	647'900	637'934	632'771	630'163	628'120
Investimento	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Investimento	-	55'000	110'000	330'000	495'000	649'000	814'000
Incentivi (5 anni)	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Conto Termico	-	6'008	12'015	29'492	44'238	58'001	72'747
Guadagno	166'914	169'320	171'795	181'947	189'848	196'071	201'001
MOL	-	2'406	4'880	15'033	22'934	29'156	34'087

Entrambe le modalità di immissione presentano dei MOL positivi, crescenti all'aumentare della potenza solare nominale installata. I MOL della modalità "R2R", però, risultano essere sempre inferiori a quelli della modalità "M2Rac", con un minimo pari a -444 €/anno per lo scenario 7%Sol ed un massimo pari a -3631 €/anno per lo scenario 100%Sol. Tale differenza nei margini operativi lordi è dovuta ad una riduzione dei ricavi, presente in tutti gli scenari, e ad un contestuale incremento dei costi (ad esclusione degli scenari 40%Sol e 60%Sol), legato principalmente all'aumento della spesa per l'acquisto di gas naturale: aspetto economico, quest'ultimo, del tutto coerente con le variazioni dei consumi di energia primaria da parte della centrale termica, precedentemente illustrati in Tabella 11.

Tabella 21 – Variazione di costi, ricavi e MOL della modalità R2R rispetto alla modalità M2Rac

Costi	Differenza tra tipi di immissione R2R-M2R					
	Sol 7%	Sol 15%	Sol 40%	Sol 60%	Sol 80%	Sol 100%
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
ΔCosto acq. GN	299	666	-367	-393	503	1'550
ΔCosto annuo manutenz.	79	152	-178	-273	38	214
ΔAccise EE autocons	11	22	-92	-136	-69	5

ΔCosti TOT	389	839	-636	-802	471	1'769
Ricavi	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
ΔAutocons. EE	75	156	-654	-981	-567	-57
ΔVendita EE	54	189	-73	-360	-271	232
ΔVendita En. Term.	-184	-363	-976	-1'462	-1'776	-2'037
ΔRicavi TOT	-55	-18	-1'703	-2'804	-2'615	-1'863
ΔMOL	-444	-857	-1'067	-2'002	-3'086	-3'631

Valore attuale netto (VAN)

Oltre al margine operativo lordo rispetto alla baseline, è stato preso in considerazione il valore attuale netto (VAN) calcolato come:

$$VAN(i) = \sum_{t=0}^n x_t * (1+i)^{-t} - I_0$$

dove x_t rappresentano i flussi in entrata/uscita alle diverse scadenze e n è l'anno a cui si calcola il valore attuale netto dell'investimento.

Il tempo di ritorno è stato calcolato come il momento in cui il VAN diventa positivo.

Nella valutazione dei costi di investimento è stato considerato un costo di 554 € per ogni m² di collettore installato.

Sono state fatte anche le seguenti assunzioni:

- l'investimento è autofinanziato e la spesa dell'investimento viene corrisposta nell'anno in cui l'impianto solare viene messo in funzione (anno 0);
- il tasso di interesse (costo opportunità del capitale) → $i = 3\%$;

Per il flusso di entrata annuo si è considerato anche l'incentivo derivante dal Conto Termico che prevede un introito annuo, per i primi 5 anni, che è pari a 0.09÷0.11 € per ogni kWh "nominale" producibile dal campo solare, coefficiente di remunerazione che varia a seconda delle dimensioni del campo solare installato.

E' stato inoltre calcolato il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento, come periodo di tempo in corrispondenza del quale il VAN diventa nullo.

In Tabella 22 sono riassunti i valori di MOL, VAN e tempo di ritorno attualizzato per le due modalità di immissione, al variare degli scenari simulati. Nella stessa tabella sono rappresentate anche le differenze del VAN e del tempo di ritorno tra le due modalità.

Il leggero incremento dell'energia da fonte fossile ed il relativo maggior utilizzo dei generatori (caldaie e cogeneratore) osservata con l'adozione della modalità "R2R", si ripercuote anche sulle prestazioni economiche. Poiché, come visto in precedenza, entrambe le configurazioni hanno un margine operativo lordo annuo sempre positivo rispetto allo scenario di base, dal punto di vista del bilancio annuo il gestore della rete, nell'ipotesi di vendita in rete di gran parte dell'energia elettrica prodotta, ha convenienza ad installare i generatori solari distribuiti. Occorre però notare che l'investimento presenta tempi di ritorno piuttosto dilatati, e tali tempi di ritorno sono maggiori con l'adozione della modalità "R2R": l'incremento rispetto alla modalità "M2Rac" è compreso tra 1.4 anni (scenario 40%Sol) e 2.6 anni (scenario 7%Sol), con un tempo di ritorno minimo di 14.0 anni (scenario 15%Sol) e massimo di 18.6 anni (scenario 100%Sol).

Questo comporta che l'investimento per la modalità "R2R" possa essere considerato meno appetibile rispetto alla modalità "M2Rac". Si osserva anche una diminuzione del VAN a 10 anni, che comunque per entrambe le modalità presenta sempre valori negativi. La scelta "R2R" si giustifica dunque, rispetto alla modalità "M2Rac", principalmente per motivazioni tecniche legate alla maggior semplicità di gestione ed all'assenza di interazione diretta con l'impianto degli utenti.

Tabella 22 – Indici economici nelle due modalità di immissione in rete

	"M2Rac"			"R2R"			Differenza	
	MOL [€/a]	VAN (3%, 10) [€]	TR (3%) [a]	MOL [€/a]	VAN (3%, 10) [€]	TR (3%) [a]	Δ VAN (3%, 10) [€]	Δ TR (3%) [a]
7% Sol	2'850	-3'173	11.6	2'406	-6'963	14.2	-3'791	2.6
15% Sol	5'737	-6'036	11.5	4'880	-13'345	14.0	-7'309	2.5
40% Sol	16'100	-57'597	15.3	15'033	-66'702	16.7	-9'105	1.4
60% Sol	24'935	-79'698	14.7	22'934	-96'772	16.3	-17'074	1.6
80% Sol	32'243	-108'336	14.9	29'156	-134'661	17.0	-26'325	2.0
100% Sol	37'718	-159'098	16.3	34'087	-190'073	18.6	-30'975	2.3

Bibliografia

- [1] Winterscheid C., Dalenbäck J.-O., Holler S., "Integration of solar thermal systems in existing district heating systems", *Energy*, in press (2017), pp. 1-7.
- [2] Reuss M., Beuth W., Schimdt M., Schoelkopf W., "Solar district heating with seasonal storage in Attenkirchen", *Proc. 10th Int. Conference on thermal energy storage*, 2006, USA.
- [3] Lennermo G., Lauenburg P., "Feed-in from distributed solar thermal plants in district heating systems", *Proc. 4th International Solar District Heating Conference*, 21-22 Settembre 2016, Danimarca.
- [4] Di Pietra B., Pannicelli A., Puglisi G., Zanghirella F., "Sviluppo dei modelli per l'analisi energetica del servizio di scambio sul posto termico applicato alle reti di teleriscaldamento in presenza di impianti solari distribuiti", Report Rds/PAR2013/054, ENEA, 2014.
- [5] Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU), "Annuario 2016", Il riscaldamento urbano, dicembre 2016.
- [6] Fianza F., "The First Italian Experience on Solar District Heating in Varese", *Proc. 3rd International Solar District Heating Conference*, 17-18 giugno 2015, Francia.
- [7] D.lgs. 4 luglio 2014, n.102, "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE", GU Serie Generale n.165 del 18-07-2014.
- [8] Schafer K., Schlegel B.F., Pauschinger T., "Decentralized feed-in of solar heat into district heating net-works - a technical analysis of realized plants", *Proc. 2nd International SDH Conference*, 3 – 4 giugno 2014, Germania.
- [9] Battisti R., "Impianti solari termici per reti di teleriscaldamento", Dario Flaccovio Editore, 2013.
- [10] Solar District Heating website, [online], <http://solar-district-heating.eu/it/Home.aspx>
- [11] Werner S., "District heating and cooling in Sweden", *Energy*, Vol. 126 (2017), pp. 419-429.
- [12] Swedish District Heating Association, [online], <http://www.svenskfjarrvarme.se/In-English/District-Heating-in-Sweden/> (in svedese)
- [13] Schmidt T., Mangold D., "The multi-functional heat storage in Hamburg-Bramfeld - innovative extension of the oldest German solar energy housing estate", *Proc. IRES 2010*, 22-24 Novembre 2010, Germania.
- [14] Preise für Fernwärme, [online], http://www.energieverbraucher.de/de/preise_621/ (in tedesco)