



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi energetica di un'ipotesi di trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti in reti poligenerative con presenza di scambio attivo

F. Zanghirella, J. Canonaco, G. Puglisi, B. Di Pietra

ANALISI ENERGETICA DI UN'IPOTESI DI TRASFORMAZIONE DI RETI DI TELERISCALDAMENTO ESISTENTI IN RETI
POLIGENERATIVE CON PRESENZA DI SCAMBIO ATTIVO

F. Zanghirella, J. Canonaco, G. Puglisi, B. Di Pietra (ENEA)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2014

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

Obiettivo: Reti di poligenerazione

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	5
2 RETE DI TORINO	6
2.1 DESCRIZIONE DELLA RETE	6
2.2 IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO NUMERICO DELLA RETE ESISTENTE	9
2.3 VALUTAZIONE ENERGETICO-ECONOMICA DELLA RETE ESISTENTE (BASELINE)	14
2.3.1 <i>Analisi energetica della rete.....</i>	14
2.3.2 <i>Analisi energetica a livello di un singolo edificio.....</i>	16
2.4 SCENARI POLIGENERATIVI	17
2.5 VALUTAZIONE ENERGETICO-ECONOMICA DEGLI SCENARI DI RETE IN ASSETTO POLIGENERATIVO.....	20
2.5.1 <i>Componenti della produzione energetica da fonte rinnovabile.....</i>	20
2.5.2 <i>Analisi energetica degli scenari.....</i>	22
2.5.3 <i>Valutazione sintetica delle prestazioni energetiche degli scenari.....</i>	25
2.5.4 <i>Valutazione economica degli scenari.....</i>	32
3 RETE DI BOLOGNA.....	44
3.1 DESCRIZIONE DELLA RETE	44
3.2 IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO NUMERICO DELLA RETE ESISTENTE	50
3.3 VALUTAZIONE ENERGETICA DELLA RETE ESISTENTE (BASELINE).....	51
3.3.1 <i>Analisi energetica della rete.....</i>	51
3.4 SCENARI POLIGENERATIVI	53
3.5 VALUTAZIONE ENERGETICO-ECONOMICA DEGLI SCENARI DI RETE IN ASSETTO POLIGENERATIVO.....	55
3.5.1 <i>Componenti della produzione energetica da fonte rinnovabile.....</i>	55
3.5.2 <i>Analisi energetica degli scenari.....</i>	56
3.5.3 <i>Valutazione sintetica delle prestazioni energetiche degli scenari.....</i>	64
3.5.4 <i>Valutazione economica degli scenari.....</i>	67
4 CONCLUSIONI.....	74
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	75

Sommario

L'oggetto del presente lavoro è la valutazione dell'incidenza della trasformazione di reti di teleriscaldamento esistenti mediante l'installazione di sistemi di generazione distribuita rinnovabili.

A tal fine sono state analizzate due reti di teleriscaldamento esistenti site nel comune di Bologna ed in quello di Torino, ritenute rappresentative di un'ampia casistica reale. Come descritto nel prosieguo, infatti, la rete di Torino lavora in assetto cogenerativo, mentre la configurazione analizzata per quella di Bologna soddisfa le richieste termiche delle utenze attraverso un sistema di caldaie centralizzate.

Attraverso lo studio dell'impatto della produzione distribuita di energia termica su tali reti è dunque possibile fornire indicazioni generalizzabili circa l'impatto e la reale convenienza dell'installazione di generazione distribuita all'interno delle reti di teleriscaldamento.

Lo studio è stato effettuato implementando le reti all'interno della piattaforma software ENSim e determinando la realistica possibilità di installazione di sistemi di produzione termici rinnovabili sugli edifici (solare termico). Sulla scorta di tali dati sono stati individuati diversi scenari produttivi che sono stati dettagliatamente analizzati a livello tecnico ed economico anche attraverso l'ausilio di indici.

Se dal punto di vista del consumo di fonti fossili l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili è sempre conveniente, dalle analisi condotte emerge che la convenienza economica dell'installazione (Break Even Point < 10 anni) si ottiene massimizzando ore utili equivalenti del campo solare (indice H_{eq_SR}) e concentrando le realizzazioni in pochi punti in modo da minimizzare i costi e sfruttare l'interconnessione termica tra gli edifici.

1 Introduzione

Il presente lavoro è inserito all'interno dell'obiettivo A "Reti di poligenerazione" del tema di progetto c.1 "Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi" dell'Accordo di Programma tra Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA.

L'attività è una diretta prosecuzione di quelle portate avanti, nell'ambito dell'obiettivo A, nelle due annualità precedenti, nel corso delle quali sono stati sviluppati i modelli numerici di singoli componenti di una rete di poligenerazione e sono state condotte campagne di simulazione con configurazioni semplificate, tese a verificare e a mettere a punto il modello di calcolo più che a rappresentare e a valutare configurazioni reali o realistiche.

A seguito del completamento della piattaforma software ENSim, attività illustrata in dettaglio in Di Pietra et al. (2015), è stato possibile analizzare soluzioni tecnologiche avanzate per reti energetiche esistenti.

Tale tipo di analisi consente di valutare la possibilità di trasformazione di reti di teleriscaldamento in reti efficienti, sulle quali la Direttiva 2012/27/UE ha posto grande attenzione, e che vengono definite nel D.Lgs. 4 luglio 2014, n.102, di recepimento della direttiva stessa, come sistemi che usano *"in alternativa, almeno: il 50 per cento di calore di scarto; il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili; il 50 per cento di una combinazione delle precedenti; il 75 per cento di calore cogenerato"*.

Nel presente lavoro sono state analizzate due reti di teleriscaldamento esistenti, a dimensione di quartiere, site una nel Comune di Torino, ed una nel Comune di Bologna. L'ipotesi di trasformazione poligenerativa considerata è stata incentrata sull'introduzione del solare termico come ulteriore fonte di calore.

Vista la collocazione di entrambe le reti in contesti urbani, si è esclusa l'ipotesi di integrare la fonte solare tramite l'adozione di un campo solare unico, ma si è scelto di ipotizzare l'installazione di più campi solari "distribuiti" sulle coperture degli edifici (ove gli spazi lo consentissero); tale scelta ha consentito di valutare degli scenari di integrazione tra solare e reti di teleriscaldamento che potrebbero essere possibili anche in contesti fortemente urbanizzati, ove sarebbe oggettivamente difficile, se non impossibile, l'adozione di un campo solare unico di grandi dimensioni.

La rete di Torino è dotata di assetto cogenerativo, e la sua analisi ha consentito di valutare dal punto energetico ed economico l'accostamento di due tecnologie potenzialmente concorrenti tra di loro (solare termico e cogenerazione).

La rete di Bologna è da poco stata dotata di assetto cogenerativo, tuttavia i dati relativi a tale configurazione a noi disponibili sono parziali, mentre le informazioni sulla precedente configurazione non cogenerativa sono dotate di un dettaglio tale da consentirci una sua valutazione. Si è quindi deciso di valutare lo scenario di trasformazione in rete poligenerativa della precedente configurazione della rete di Bologna: in tal modo è stata effettuata la valutazione di trasformazione di una rete realistica, analizzando un caso (presenza di sole caldaie, assenza di cogenerazione) diverso da quello della rete di Torino.

2 Rete di Torino

2.1 Descrizione della rete

La rete è localizzata in un quartiere in zona Torino sud. In particolare l'edificio centrale del gestore, in cui è installata la centrale termica, è ubicato in corso Dante Alighieri. Il quartiere interessato dallo studio si estende tra corso Dante Alighieri (lato nord), via Rapallo (lato sud), via Solero (lato ovest) e via Pagano (lato est), per un'estensione di circa 25.500 metri quadri.



La potenza termica è generata da un cogeneratore con motore endotermico da 970 kW_{EL} e 1160 kW_{TH}, posizionato nel seminterrato della palazzina uffici del gestore, ad una estremità del quartiere. In supporto al gruppo cogenerativo, per soddisfare la richiesta termica, si utilizzano tre caldaie alimentate a gas naturale:

- Una caldaia a condensazione da 895 kW_{TH}.
- Una caldaia tradizionale da 2.600 kW_{TH}.
- Una caldaia tradizionale da 2.600 kW_{TH} di emergenza.

Nella seguente Tabella 1 si riportano i dati caratteristici della rete di Torino utilizzati successivamente per l'implementazione della rete in ambiente Simulink.

Tabella 1 - Caratteristiche Rete di Torino

Rete di Torino	
Numero Sottostazioni	31
Superficie Utile edifici [m²]	38192
Lunghezza totale rete [m]	3992
Potenza termica installata in CT [kW]	4665
Potenza elettrica installata in CT [kW]	970

Per quanto attiene alle richieste termiche degli edifici, queste sono state considerate (Rignanese, 2015) calcolando le dispersioni negli edifici partendo dalle informazioni circa le caratteristiche geometriche e costruttive disponibili. In particolare è stata individuata una geometria tipica degli edifici e due esposizioni principali.

L'edificio è stato schematizzato come monozona con solamente solai intermedi.
Tali assunzione semplificativa è stata necessaria per i seguenti motivi:

- mancanza di dati reali e significativi per quanto riguarda le stratigrafie di tutte le pareti di ogni tipologia di edificio;
- complessità di calcolo computazionale in termini di costi orari di simulazione non coerenti con gli effettivi obiettivi di questa simulazione.

In particolare le stratigrafie di interesse, sia superfici opache che vetrate, sono state impostate in base a informazioni ricavate da letteratura in merito a edifici tipo dell'epoca costruttiva di interesse (anni '20-'30). Dal numero di appartamenti per piano, e conoscendo il numero di piani, è stato possibile calcolare il profilo di occupazione dell'edificio considerando in media 2,5 abitante per appartamento (valore tipico in Piemonte).

In seguito le varie caratteristiche dell'edificio (dati strutturali dell'edificio stesso, trasmittanze pareti, capacità termiche, etc.) sono state calcolate con appositi file di calcolo excel e poi introdotti in file di configurazione matlab .m con i quali Simulink interagisce.

In dettaglio le trasmittanze totali delle pareti opache e vetrate sono state calcolate considerando le stratigrafie come detto sopra, mentre le proprietà fisiche di ogni materiale (calore specifico, conducibilità termica e densità per le superfici opache, e trasmittanza del vetro e del telaio per quanto concerne le superfici vetrate) sono state prese dalle norme UNI 10351 e 10355.

Le capacità termiche delle sole superfici che si interfacciano con l'esterno sono state valutate in accordo con la UNI EN ISO 13786, che seppure oneroso dal punto di vista computazionale, consente un calcolo più preciso e più vicino con il carattere non stazionario della simulazione. Infatti la suddetta norma introduce metodi per tener conto degli effetti dinamici dei componenti edilizi e, fra questi, definisce la capacità termica areica interna ed esterna. In particolare dando in ingresso le caratteristiche stratigrafiche e fisiche della parete si ricava la capacità termica della stessa.

I coefficienti liminari di scambio termico interni ed esterni sono stati presi in accordo con la UNI EN 6946.

Infine per valutare l'effetto inerziale di rilascio di calore delle pareti, e quindi prendere in considerazione i transitori termici, è stato applicato il metodo dei fattori CTSF, proposto dall'ASHRAE (tale metodo è applicato dentro il blocco "H + C" del blocco "calcolo della temperatura interna dell'edificio" successivamente trattato).

Combinando le richieste termiche degli edifici così ottenute è stato possibile individuare il fabbisogno reale della rete.

Gli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento hanno una richiesta in termini di potenza termica riportata in Figura 1.

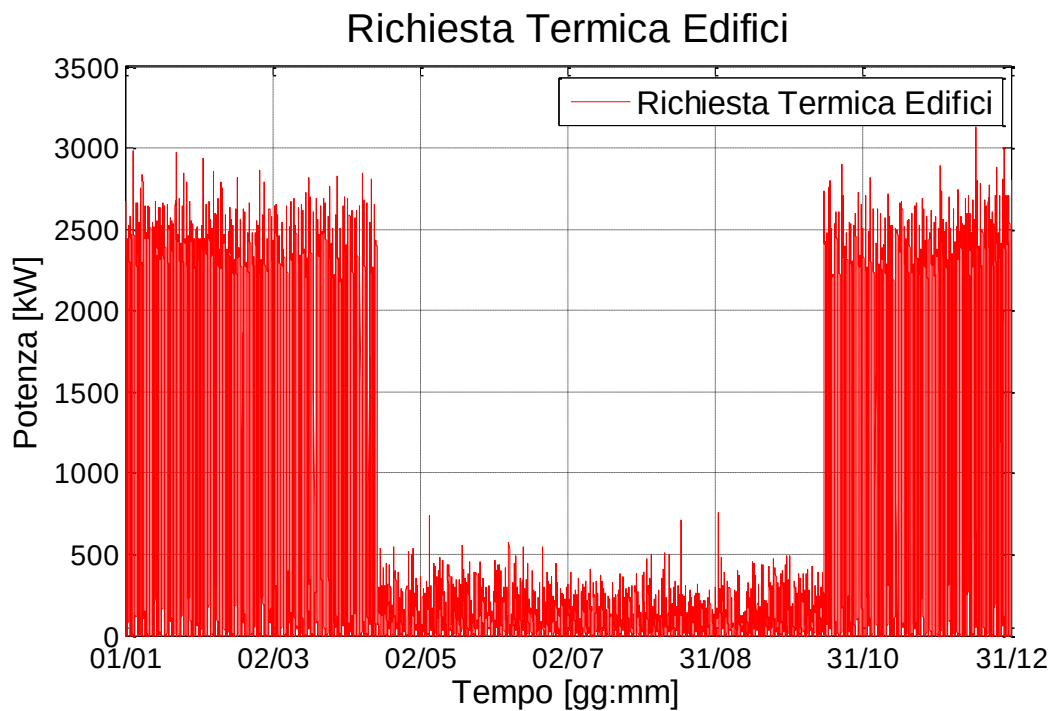


Figura 1 - Richiesta termica edifici

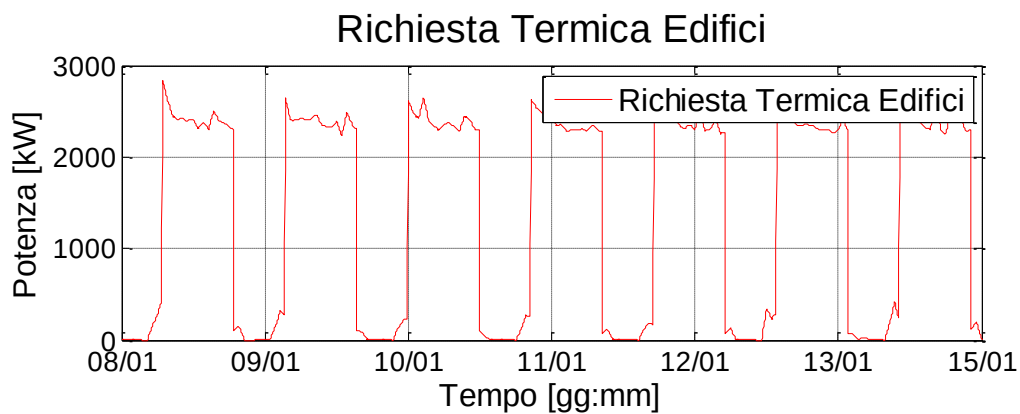


Figura 2 - Richiesta termica edifici in inverno

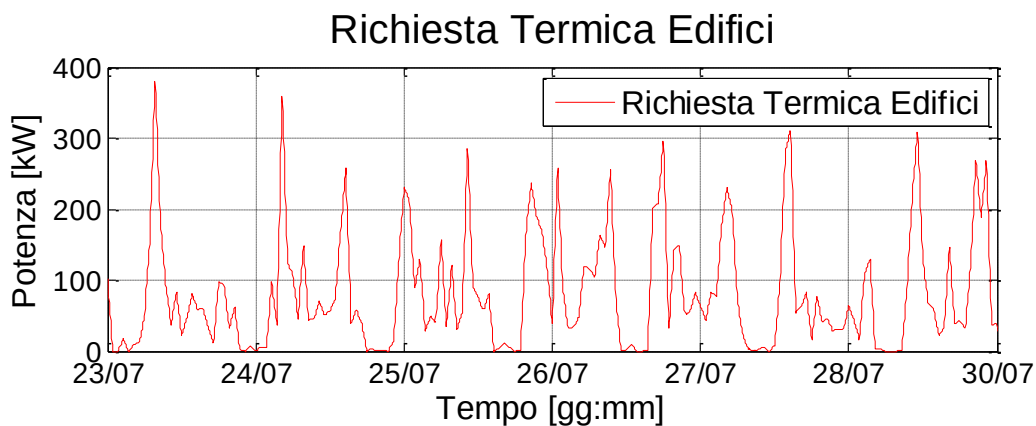
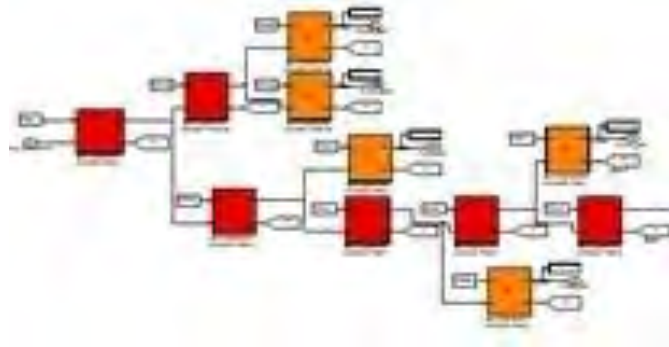


Figura 3 - Richiesta termica edifici in estate

Nella Figura 2 e nella Figura 3 sono invece riportati gli andamenti delle richieste termiche degli edifici relativi ad una settimana tipo rispettivamente in inverno ed in estate
Oltre alla rete di teleriscaldamento, la centrale fornisce calore agli uffici della palazzina del gestore e ad una sala cinema.

2.2 Implementazione del modello numerico della rete esistente

La necessaria implementazione delle reti in ambiente Simulink è stata effettuata attraverso il modello atomizzato di rete (Di Pietra et al., 2015) che caratterizza i singoli nodi della rete e li interconnette secondo lo schema fisico reale.



Ogni nodo riceve le informazioni da un vettore denominato “Tratto” che contiene al suo interno la portata, il diametro, la lunghezza e la conduttanza peculiare della tubazione afferente al nodo i -esimo.
Lo schema di connessione utilizzato è stato quello riportato in Figura 4

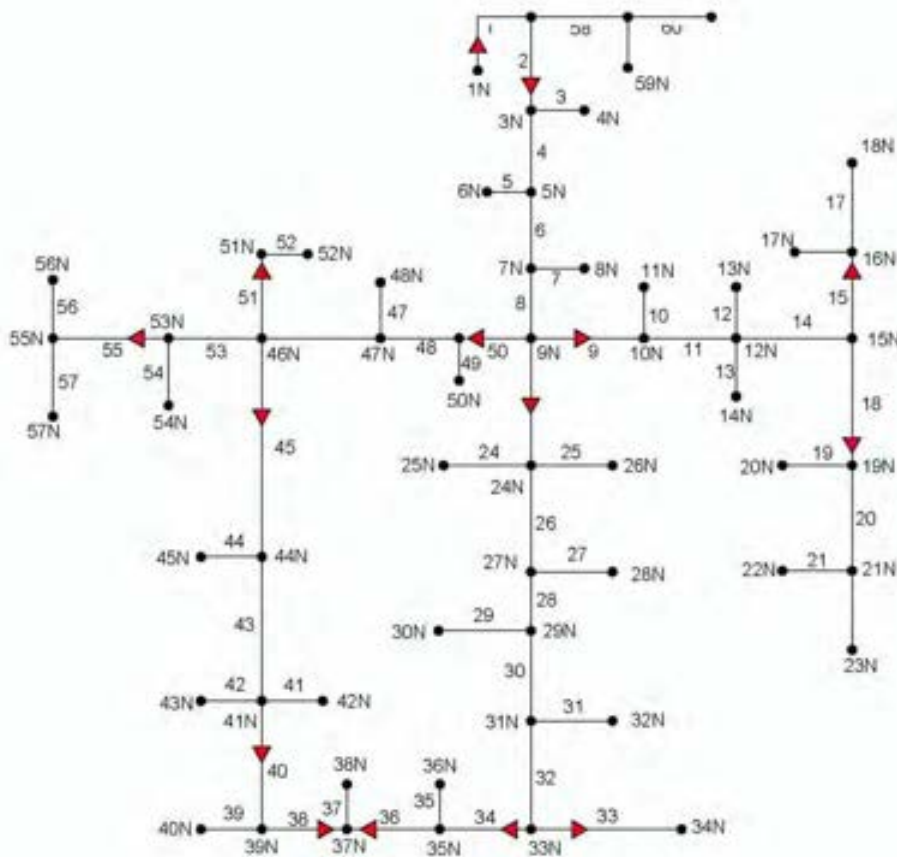


Figura 4 - Schema Rete Torino

Nelle seguenti Tabella 2 e Tabella 3 si riportano le caratteristiche dei nodi e dei tratti di cui allo schema precedente

Tabella 2 - caratterizzazione nodi rete Torino

Edificio	Nodo Utenza	Max potenza termica disponibile [kW]
Edificio1	04n	370,00
Edificio2	06n	370,00
Edificio3	08n	370,00
Edificio4	11n	370,00
Edificio5	13n	370,00
Edificio6	14n	370,00
Edificio7	17n	370,00
Edificio8	18n	370,00
Edificio9	20n	370,00
Edificio10	22n	370,00
Edificio11	23n	370,00
Edificio12	25n	370,00
Edificio13	26n	370,00
Edificio14	28n	370,00
Edificio15	30n	370,00
Edificio16	32n	370,00
Edificio17	34n	420,00
Edificio18	36n	370,00
Edificio19	38n	370,00
Edificio20	40n	420,00
Edificio21	42n	370,00
Edificio22	43n	370,00
Edificio23	45n	370,00
Edificio24	48n	370,00
Edificio25	50n	370,00
Edificio26	52n	370,00
Edificio27	54n	370,00
Edificio28	56n	370,00
Edificio29	57n	370,00
Edificio30	59n	460,00
Edificio31	60n	650,00

Tabella 3 - Caratterizzazione tratti rete Torino

Nome tratto	Nodo iniziale	Nodo finale	Diametro Nominale	Diametro interno	Conduttanza tubo	Lunghezza	Portata
-	-	-	[mm]	[m]	[W/m ² K]	[m]	[kg/s]
Tratto1	1n	2n	400	0,3938	0,352	44	231,00
Tratto2	2n	3n	350	0,3444	0,374	29	209,53
Tratto3	3n	4n	100	0,1071	0,630	25	7,16

Tratto4	3n	5n	350	0,3444	0,374	35	202,37
Tratto5	5n	6n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto6	5n	7n	350	0,3444	0,374	4	195,21
Tratto7	7n	8n	100	0,1071	0,630	23	7,16
Tratto8	7n	9n	350	0,3444	0,374	29	188,05
Tratto9	9n	10n	200	0,2101	0,563	29	58,23
Tratto10	10n	11n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto11	10n	12n	200	0,2101	0,563	45	51,08
Tratto12	12n	13n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto13	12n	14n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto14	12n	15n	200	0,2101	0,563	34	36,76
Tratto15	15n	16n	125	0,1325	0,633	35	15,28
Tratto16	16n	17n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto17	16n	18n	100	0,1071	0,630	51	8,13
Tratto18	15n	19n	150	0,1603	0,661	59	21,47
Tratto19	19n	20n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto20	19n	21n	125	0,1325	0,633	36	14,32
Tratto21	21n	22n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto22	21n	23n	100	0,1071	0,630	59	7,16
Tratto23	9n	24n	200	0,2101	0,563	39	54,65
Tratto24	24n	25n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto25	24n	26n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto26	24n	27n	200	0,2101	0,563	29	40,34
Tratto27	27n	28n	100	0,1071	0,630	20	8,13
Tratto28	27n	29n	200	0,2101	0,563	17	32,21
Tratto29	29n	30n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto30	29n	31n	150	0,1603	0,661	24	25,05
Tratto31	31n	32n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto32	31n	33n	150	0,1603	0,661	43	17,90
Tratto33	33n	34n	100	0,1071	0,630	73	7,16
Tratto34	33n	35n	100	0,1071	0,630	31	10,74
Tratto35	35n	36n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto36	35n	37n	100	0,1071	0,630	39	3,579146
Tratto37	37n	38n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto38	39n	37n	100	0,1071	0,630	18	3,579146
Tratto39	39n	40n	100	0,1071	0,630	93	7,16
Tratto40	41n	39n	150	0,1603	0,661	44	10,74
Tratto41	41n	42n	100	0,1071	0,630	19	7,16
Tratto42	41n	43n	100	0,1071	0,630	21	7,16
Tratto43	44n	41n	150	0,1603	0,661	42	25,05
Tratto44	44n	45n	100	0,1071	0,630	21	7,16
Tratto45	46n	44n	200	0,2101	0,563	52	32,21
Tratto46	47n	46n	250	0,2630	0,425	25	60,85
Tratto47	47n	48n	100	0,1071	0,630	20	7,16

Tratto48	49n	47n	250	0,2630	0,425	21	68,00
Tratto49	49n	50n	100	0,1071	0,630	24	7,16
Tratto50	9n	49n	250	0,2630	0,425	20	75,16
Tratto51	46n	51n	150	0,1603	0,661	47	7,16
Tratto52	51n	52n	100	0,1071	0,630	20	7,16
Tratto53	46n	53n	200	0,2101	0,563	49	21,47
Tratto54	53n	54n	100	0,1071	0,630	25	7,16
Tratto55	53n	55n	200	0,2101	0,563	53	14,32
Tratto56	55n	56n	100	0,1071	0,630	69	7,16
Tratto57	55n	57n	100	0,1071	0,630	47	7,16
Tratto58	2n	58n	150	0,1603	0,661	22	21,47
Tratto59	58n	59n	100	0,1071	0,630	20	8,90
Tratto60	58n	60n	125	0,1325	0,633	82	12,58

Il modello della rete è stato settato in modo che il sistema di generazione agisca inseguendo un valore di riferimento prefissato per la temperatura di mandata della centrale termica. Tale soluzione, benché equivalente dal punto di vista energetico al controllo sulla temperatura di ritorno, garantisce un miglior controllo sulla temperatura di ingresso nella rete e, dunque, sul confort termico degli edifici avvicinandosi maggiormente alle condizioni di utilizzo reali. Nella Figura 5 è riportato l'andamento della potenza termica erogata dalla CT e di quella richiesta dalla rete in una settimana tipica invernale.

Si può notare come, nei limiti della capacità modulante del sistema di generazione, quest'ultimo insegue con sufficiente precisione la richiesta termica della rete.

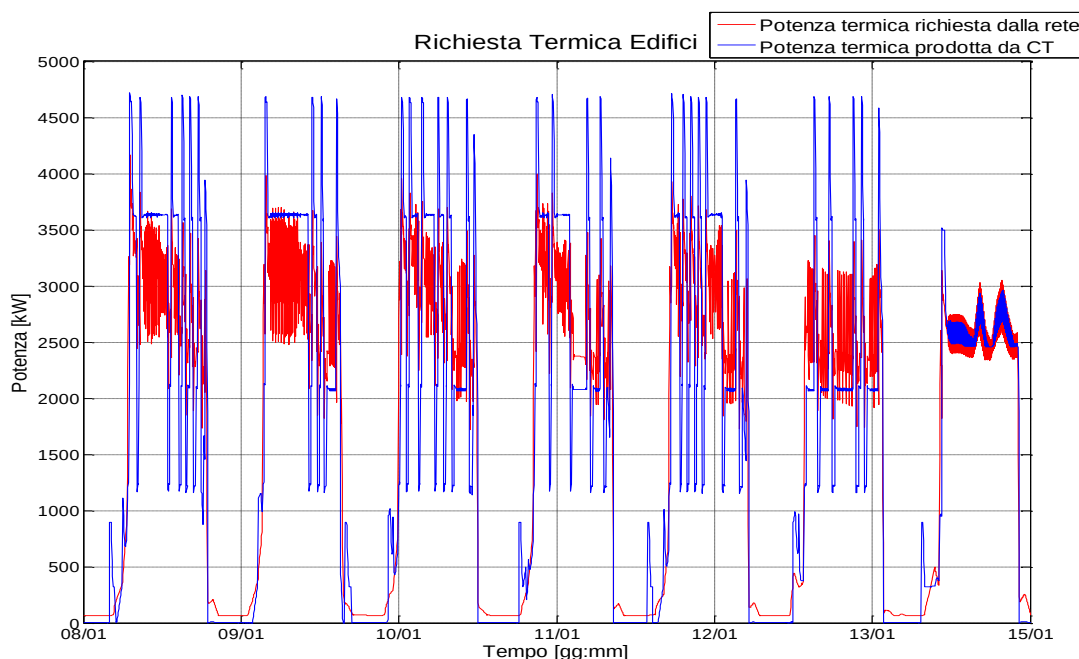


Figura 5 - CT Inseguimento della potenza richiesta

Trattandosi di una rete cogenerativa con inseguimento termico, la valutazione complessiva non può prescindere dal considerare il carico elettrico collegato al cogeneratore. È infatti tale dato che determina la quantità di energia che può essere autoconsumata dall'utenza e, dunque, la convenienza economica nell'utilizzazione del cogeneratore in luogo delle caldaie.

Dal punto di vista prettamente energetico, tuttavia, è poco significativo (al netto delle perdite della rete elettrica locale) se l'energia elettrica prodotta venga consumata dall'utenza direttamente collegata al cogeneratore piuttosto che da utenze differenti collegate alla rete elettrica nazionale, ma poco distanti dal punto di generazione. Pertanto in questa sezione si è considerato l'assetto cogenerativo sempre vantaggioso rispetto alla sola produzione di calore fermo restando l'applicazione del profilo di accensione reale che esclude l'utilizzo del motore in assenza di carichi elettrici. Si rimandano le considerazioni circa l'autoconsumo elettrico alla sezione inerente le valutazioni economiche della rete.

Per quanto sopra, i valori di settaggio delle temperature di ON/OFF dei vari componenti del sistema di generazione sono stati impostati in maniera da massimizzare il funzionamento del cogeneratore nei periodi nei quali sono presenti consumi elettrici.

Nella Figura 6 e nella Figura 7 è riportata la potenza erogata dalla centrale termica suddivisa tra l'aliquota generata dal cogeneratore e quella generata dalle caldaie rispettivamente in inverno ed in estate

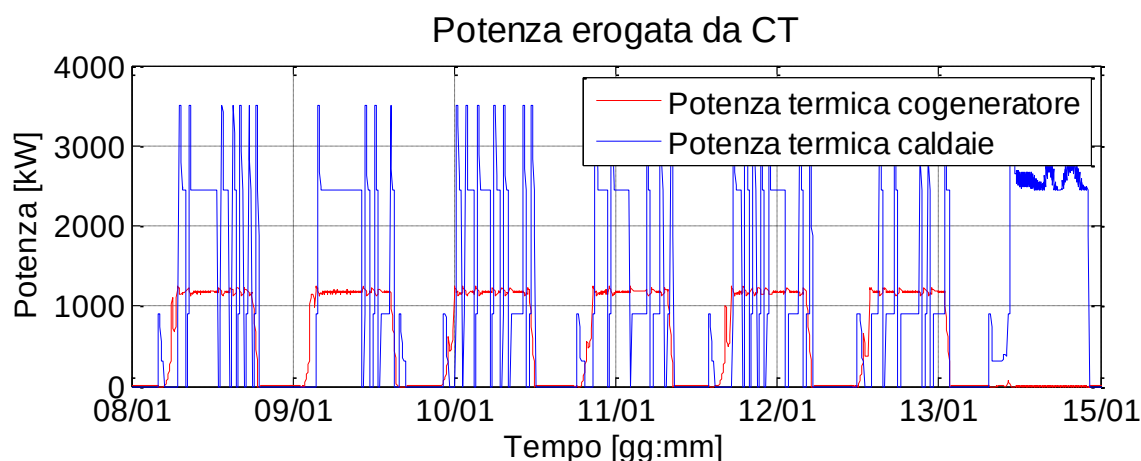


Figura 6 - Potenza erogata da CT in inverno

In inverno il cogeneratore rimane spento di notte e durante la domenica (assenza di consumi elettrici), mentre eroga pressoché sempre la massima potenza durante gli altri periodi lasciando alle caldaie il compito di coprire i picchi di richiesta termica durante la giornata.

Anche in estate il cogeneratore rimane spento di notte e durante la domenica, mentre per il restante periodo riesce a sopprimere totalmente alle richieste termiche della rete.

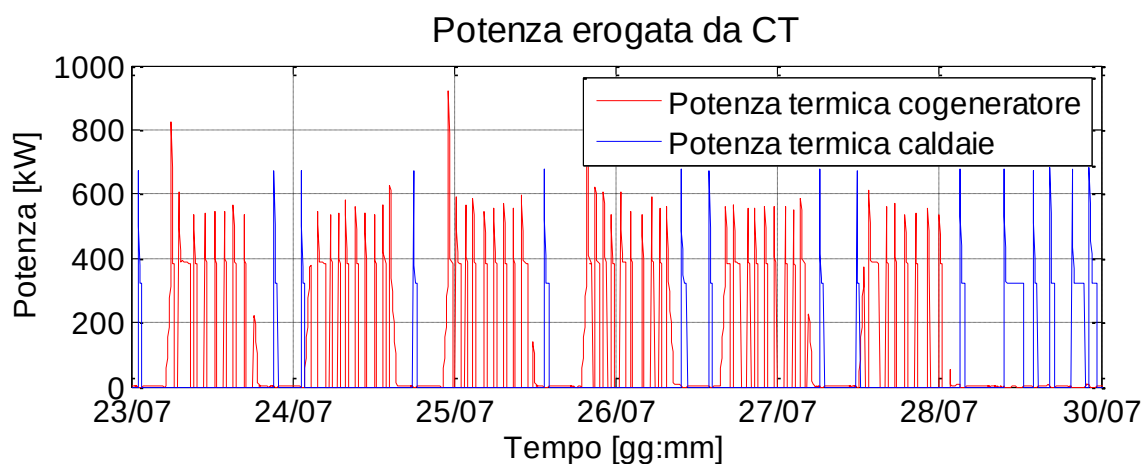


Figura 7 - Potenza erogata da CT in estate

Nella Figura 8, coerentemente con quanto riportato nelle figure precedenti, si nota la produzione elettrica massimizzata nelle ore diurne invernali ed estive

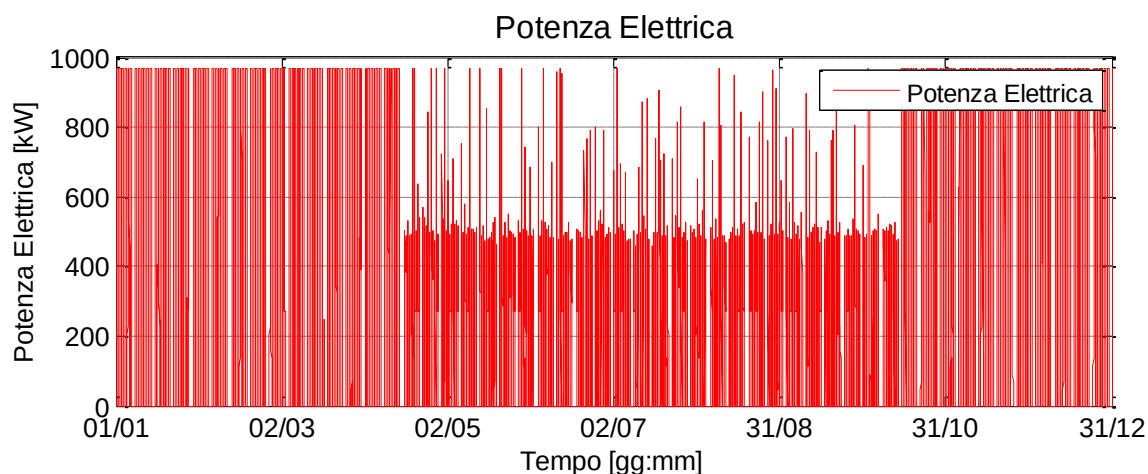


Figura 8 Potenza Elettrica

2.3 Valutazione energetico-economica della rete esistente (Baseline)

2.3.1 Analisi energetica della rete

Per una corretta analisi della rete è necessario inquadrare il contesto di riferimento in termini di input climatici. In questa sede si è ritenuto opportuno caratterizzare la localizzazione geografica delle rete mediante due parametri: la temperatura esterna e l'irradianza solare sul piano orizzontale.

Nella Figura 9 e nella Figura 10 sono riportati gli andamenti annuali dei succitati parametri

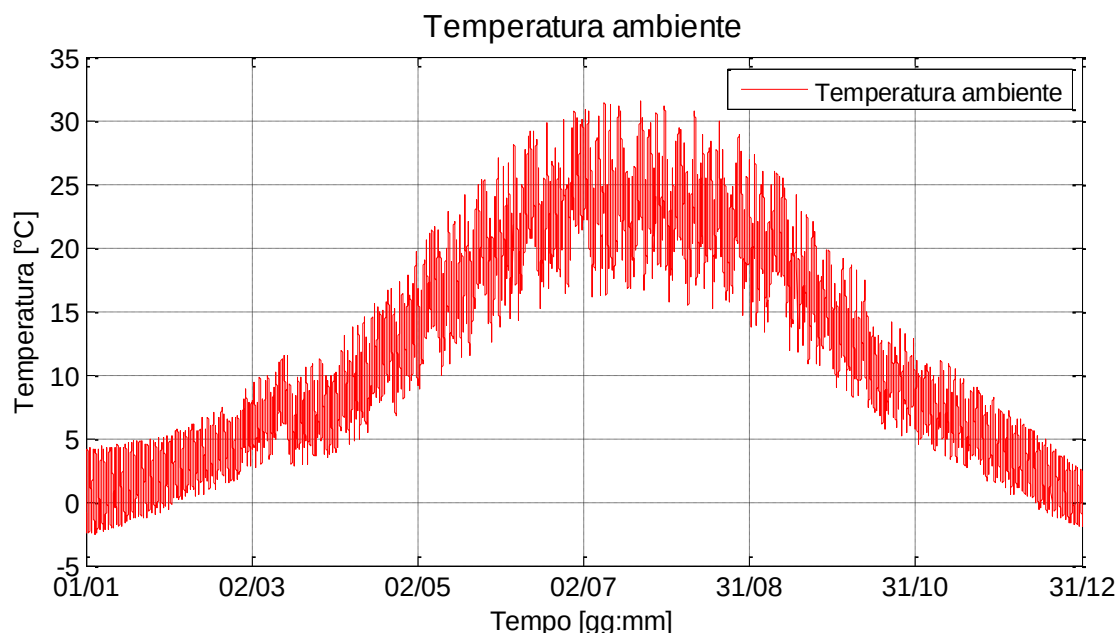


Figura 9 - Andamento annuale Temperatura ambiente

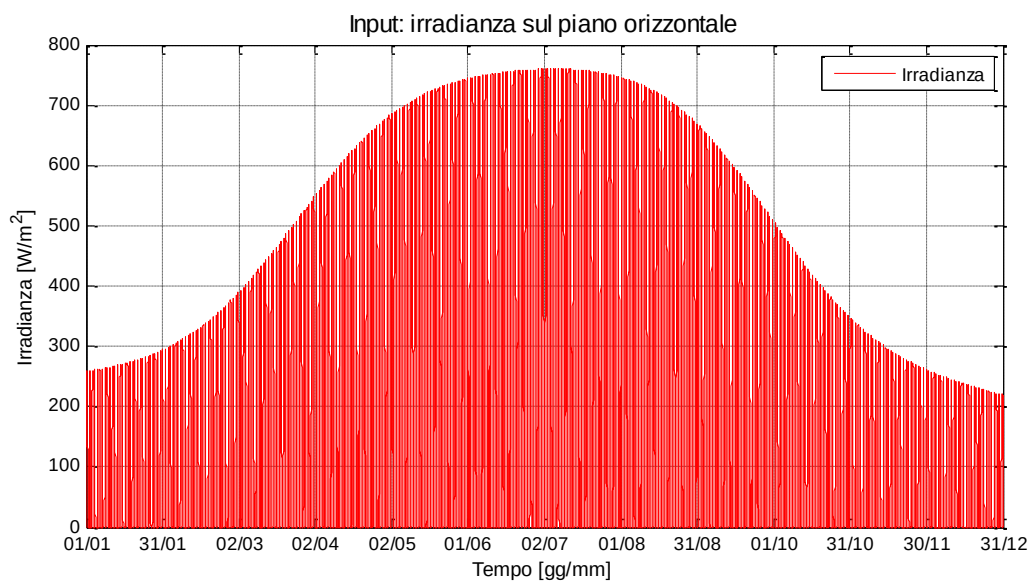


Figura 10 - Andamento annuale irradianza sul piano orizzontale

Per quanto attiene la prestazione energetica della rete in questa sede sono state considerate le potenze termiche disperse dalla stessa calcolate mediante l'implementazione in ambiente Simulink suddescritta.

Nella Figura 11 viene riportato l'andamento annuale della potenza dispersa dall'intera rete e l'aliquota dispersa dagli edifici serviti dalla stessa.

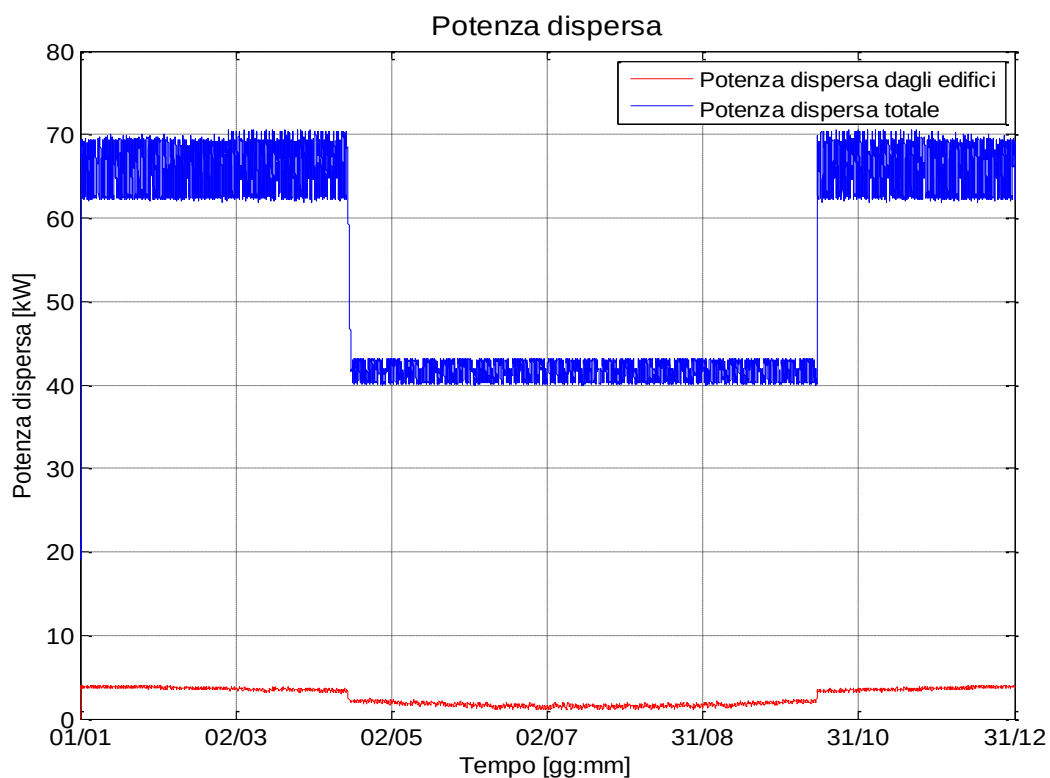


Figura 11 - Potenza dispersa

Si calcola che la rete disperda in totale 473,88 MWh all'anno di cui 290,09 MWh in inverno e 183,79 MWh in estate. Mentre gli accumuli di edificio disperdono in totale 23,404 MWh in un anno.

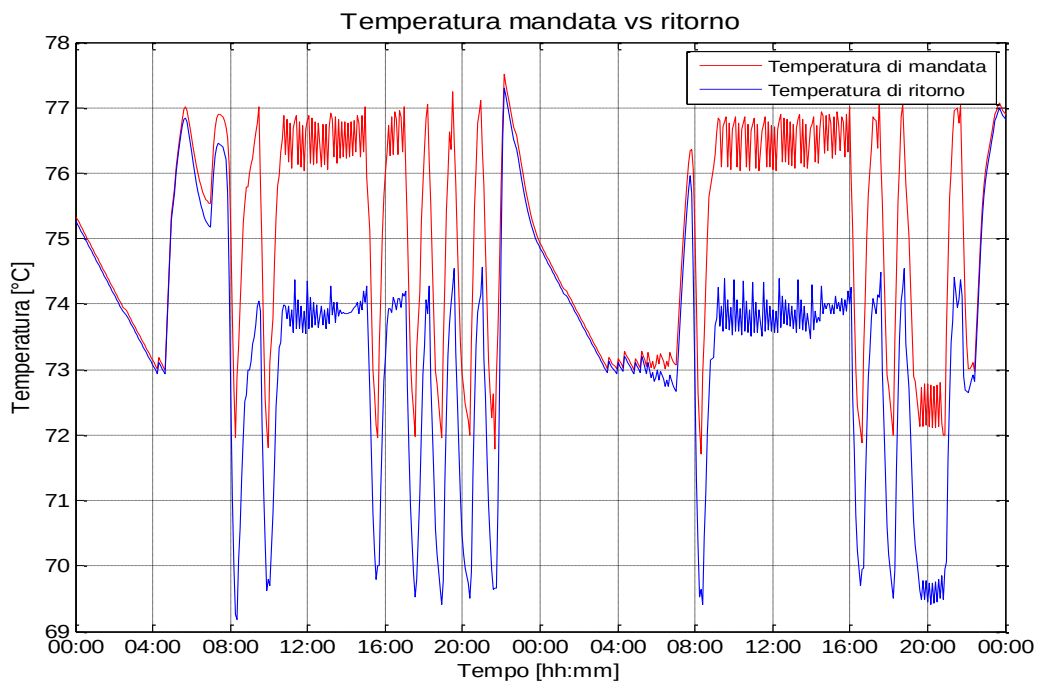


Figura 12 - Temperatura mandata vs ritorno

Quanto sopra trova riscontro nella Figura 12 che riporta le temperature di mandata e ritorno della rete in due giorni invernali. Si osserva nelle ore diurne una differenza di temperatura tra mandata e ritorno imputabile al carico termico, mentre durante la notte si osserva un lieve ΔT imputabile alle perdite suddescritte.

2.3.2 Analisi energetica a livello di un singolo edificio

A livello di singolo edificio si considera soddisfatto il confort termico qualora la temperatura dell'accumulo sia mantenuta a valori prossimi alla temperatura di riferimento prefissata

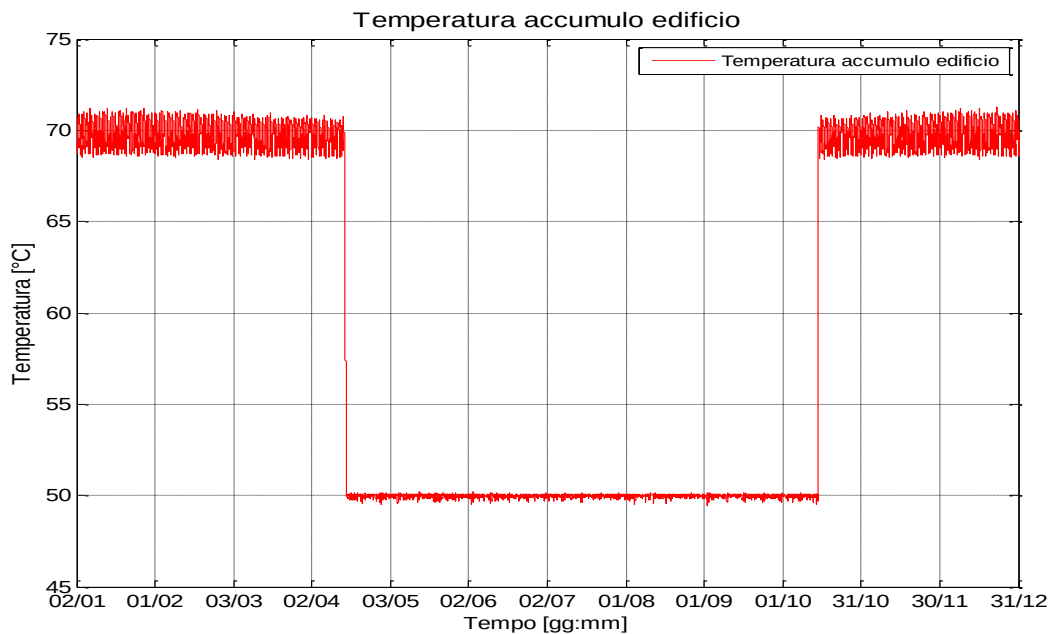


Figura 13 - Temperatura accumulo edificio

Nella Figura 13 è riportato il valore della temperatura dell'accumulo per un edificio tipo. Si vede come la temperatura dell'accumulo oscilli attorno al valore di 70°C in inverno e 50°C in estate (temperature di riferimento invernale ed estiva).

Tale condizione (cioè il soddisfacimento della richiesta termica dell'edificio) si evince anche dalla Figura 14 nella quale si vede che la richiesta di potenza termica dell'edificio in una tipica giornata invernale viene soddisfatta dalla potenza consegnata all'edificio stesso.

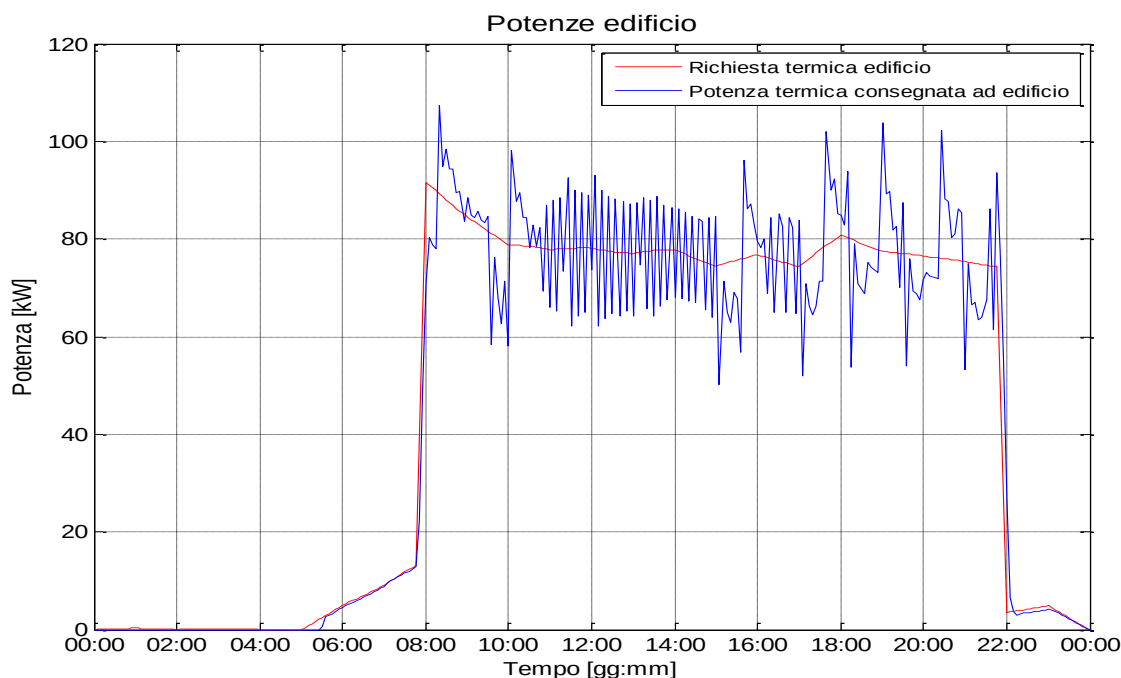


Figura 14 - Potenze edificio

2.4 Scenari poligenerativi

A valle dell'analisi della rete alle condizioni attuali è stata valutata la possibilità di inserire produzioni locali di energia termica e valutandone l'impatto con le prestazioni della rete stessa sia in termini energetici che economici.

Si è scelto di considerare negli scenari poligenerativi esclusivamente l'installazione di collettori solari. Si rimandano a successivi studi più particolareggiati le considerazioni circa possibili scenari poligenerativi attuati con micro-cogenerazione, che potrebbero essere alternativi agli scenari analizzati nel presente report.

A tal fine si è valutata la massima potenza installabile considerando esclusivamente lo spazio a disposizione sulle coperture degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento. Tale studio ha considerato le condizioni reali e dunque anche, per esempio, quali parti delle coperture siano già occupate dall'installazione di pannelli fotovoltaici.

Gli edifici sono posti secondo due orientamenti principali, tranne per l'edificio 30 che forma un angolo per cui si sono considerate tre tipologie di installazione solare:

- Collettori esposti a Sud/Est (Azimut = 300°).
- Collettori esposti a Sud/Ovest (Azimut = 45°).
- Collettori esposti a Sud (Azimut = 345°).

Per quanto attiene invece l'inclinazione, è stato considerato un valore pari a 20° per tutte le tipologie valutate.

Tabella 4 - Collettori solari installabili rete di Torino

Edificio	Collettori installabili Sud	Collettori installabili Sud/Est	Collettori installabili Sud/Ovest
Edificio1	0	6	0
Edificio2	0	0	0
Edificio3	0	6	0
Edificio4	0	0	0
Edificio5	0	0	0
Edificio6	0	0	0
Edificio7	0	10	0
Edificio8	0	10	0
Edificio9	0	0	0
Edificio10	0	0	0
Edificio11	0	10	0
Edificio12	0	10	0
Edificio13	0	6	0
Edificio14	0	6	0
Edificio15	0	10	0
Edificio16	0	6	0
Edificio17	0	0	0
Edificio18	0	0	10
Edificio19	0	0	0
Edificio20	0	0	10
Edificio21	0	0	0
Edificio22	0	10	0
Edificio23	0	10	0
Edificio24	0	0	0
Edificio25	0	0	0
Edificio26	0	0	0
Edificio27	0	0	6
Edificio28	0	6	0
Edificio29	0	6	0
Edificio30	4	0	0
Edificio31	0	6	0
TOTALE	4	118	26

I risultati dell'analisi descritta sopra sono riportati nella Tabella 4 nella quale i collettori solari rappresentano dei moduli composti da 3 collettori di potenza nominale pari a 2,377 kW.

Le caratteristiche del singolo collettore solare di cui alla Tabella 4 sono dunque:

- Potenza nominale collettore: 7,131 kW
- Superficie occupata dal collettore: 9,93 m²

Il primo scenario ipotizzato è quello in cui tutto il solare potenzialmente installabile venga effettivamente realizzato. Si sono poi considerati scenari in cui fosse prevista l'installazione di una quota man mano decrescente dei collettori potenzialmente installabili. Tali collettori sono stati distribuiti sui vari edifici in

maniera proporzionale ai consumi degli stessi in modo tale da massimizzare l'energia autoconsumata dagli stabili e dunque minimizzare il transito dell'energia in rete e, in ultima analisi, le perdite per dispersione. L'approccio di cui sopra tuttavia non sfrutta il principale vantaggio di una rete di teleriscaldamento, ovvero la possibilità di poter produrre energia in punti della rete diversi da quelli dove vi è l'effettivo consumo. In quest'ottica si sono analizzati gli scenari che apparivano meglio dimensionati per le esigenze della rete considerando di distribuire le installazioni solari non in base ai consumi degli stabili, ma all'economicità dell'installazione. Per cui a parità di potenza installata si è ipotizzato di concentrare le installazioni in meno punti, scelti anche in base alla semplicità di installazione. In tal modo si è stimata una contrazione dei costi di installazione degli impianti solari pari al 20% a fronte di una maggiore perdita per dispersione della rete valutata nel prosieguo del lavoro.

Gli scenari simulati sono dunque:

- **Scenario 0 – Baseline:** Rete in assenza di solare installato.
- **Scenario 1 – Sol 100%:** Rete considerando l'installazione del 100% dei collettori installabili, a cui corrisponde una superficie installata di 1470 m², per una potenza di picco pari a 1055 kW.
- **Scenario 2 – Sol 75%:** Rete considerando l'installazione del 75% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni a cui corrisponde una superficie installata di 1112 m², per una potenza di picco pari a 799 kW.
- **Scenario 3 – Sol 50%:** Rete considerando l'installazione del 50% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 755 m², per una potenza di picco pari a 542 kW.
- **Scenario 4 – Sol 35%:** Rete considerando l'installazione del 35% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 516 m², per una potenza di picco pari a 371 kW.
- **Scenario 5 – Sol 25%:** Rete considerando l'installazione del 25% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni a cui corrisponde una superficie installata di 377 m², per una potenza di picco pari a 271 kW.
- **Scenario 6 – Sol 35%_c:** Rete considerando l'installazione del 35% dei collettori installabili concentrando l'installazione in modo da minimizzare i costi a cui corrisponde una superficie installata di 516 m², per una potenza di picco pari a 371 kW.
- **Scenario 7 – Sol 25%_c:** Rete considerando l'installazione del 25% dei collettori installabili concentrando l'installazione in modo da minimizzare i costi, a cui corrisponde una superficie installata di 377 m², per una potenza di picco pari a 271 kW.

Nella Tabella 5 sono esplicitate le installazioni edificio per edificio dei collettori solari definiti pocanzi nell'ambito degli scenari poligenerativi considerati

Tabella 5 - Distribuzione collettori nell'ambito degli scenari poligenerativi

Edificio	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6	Scenario 7
Edificio1	6	4	4	3	2	2	-
Edificio2	-	-	-	-	-	-	-
Edificio3	6	4	4	3	2	-	-
Edificio4	-	-	-	-	-	-	-
Edificio5	-	-	-	-	-	-	-
Edificio6	-	-	-	-	-	-	-
Edificio7	10	8	4	3	2	-	-
Edificio8	10	8	4	3	2	-	-

Edificio9	-	-	-	-	-	-	-
Edificio10	-	-	-	-	-	-	-
Edificio11	10	8	4	3	2	-	-
Edificio12	10	8	4	3	2	10	8
Edificio13	6	4	4	3	2	-	-
Edificio14	6	4	4	3	2	-	-
Edificio15	10	8	4	3	2	10	-
Edificio16	6	4	4	3	2	-	-
Edificio17	-	-	-	-	-	-	-
Edificio18	10	8	4	3	2	10	10
Edificio19	-	-	-	-	-	-	-
Edificio20	10	8	4	3	2	10	10
Edificio21	-	-	-	-	-	-	-
Edificio22	10	8	4	2	2	-	-
Edificio23	10	8	4	2	2	-	-
Edificio24	-	-	-	-	-	-	-
Edificio25	-	-	-	-	-	-	-
Edificio26	-	-	-	-	-	-	-
Edificio27	6	4	4	3	2	6	6
Edificio28	6	4	4	2	2	-	-
Edificio29	6	4	4	2	2	-	-
Edificio30	4	4	4	3	2	4	4
Edificio31	6	4	4	2	2	-	-
TOTALE	148	112	76	52	38	52	38

Il tipo di schema di collegamento ipotizzato per l'immissione in rete dell'energia prodotta dai collettori solari è "mandata su ritorno". L'immissione in rete è ipotizzata possibile solo quando la produzione solare è sovrabbondante rispetto ai carichi termici dell'edificio, ne consegue che la temperatura a cui la potenza del solare può essere immessa in rete è almeno pari a quella della rete di mandata (in assenza di carico da soddisfare da parte della rete, la temperatura in uscita dallo scambiatore in sottostazione termica, lato ritorno, è considerabile prossima a quella di mandata).

2.5 Valutazione energetico-economica degli scenari di rete in assetto poligenerativo

2.5.1 Componenti della produzione energetica da fonte rinnovabile

Nella valutazione dell'installazione di impianti solari in una rete di teleriscaldamento un aspetto di fondamentale importanza è valutare la possibilità di sfruttare l'energia prodotta dall'impianto solare installato. Tale sfruttamento è limitato sostanzialmente da due fattori:

- La temperatura massima di uscita dell'acqua dai collettori solari oltre la quale l'impianto dissipa l'energia in eccesso. Nel caso in esame tale temperatura è stata fissata in 95°C.
- La temperatura di mandata della rete che, essendo già piuttosto alta, non consente di prelevare tutta l'energia disponibile.

Inoltre è utile suddividere l'energia prodotta dai collettori solari in tre componenti diverse:

- energia solare autoconsumata;

- energia solare immessa in rete;
- energia solare accumulata.

L'energia solare autoconsumata è quella porzione di energia prodotta che viene direttamente consumata dall'utenza, mentre quella immessa rappresenta la quota di energia ceduta alla rete di teleriscaldamento. L'energia accumulata invece rappresenta la quota di energia prodotta dal solare che, dopo aver soddisfatto gli autoconsumi dell'utenza, riscalda l'accumulo dell'edificio fino a portarlo eventualmente alle condizioni di immissione in rete. Tale porzione di energia non è direttamente consumata dall'utenza, ma innalza la temperatura dell'accumulo di edificio che dunque richiederà un minore apporto termico alla rete successivamente. Quindi, anche se il consumo di tale energia avviene in un tempo diverso da quello in cui è stata prodotta, si può assimilare all'energia autoconsumata. Tuttavia a differenza di quest'ultima, induce una dispersione supplementare dovuta all'innalzamento della temperatura dell'accumulo di edificio.

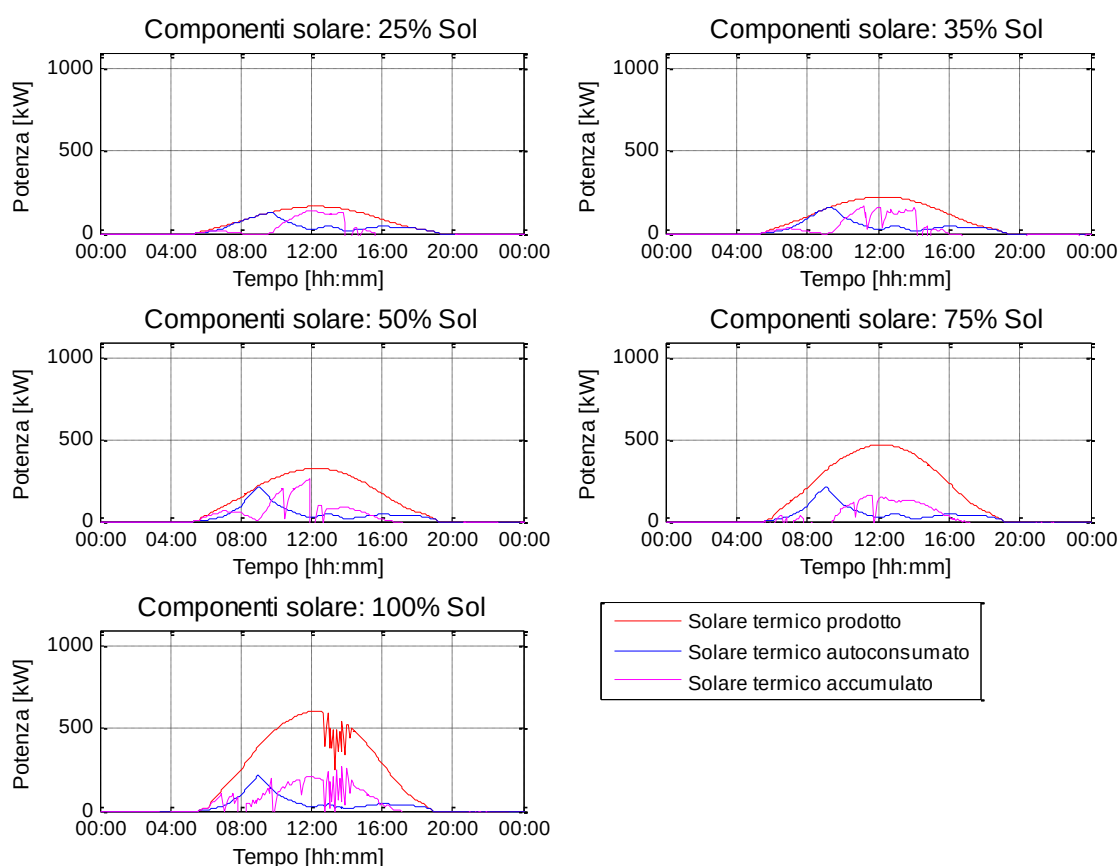


Figura 15 - Componenti solari estate

Nella Figura 15 sono riportate le componenti del solare accumulate e autoconsumate dalle utenze rapportate all'energia totale prodotta dai collettori in una giornata tipicamente estiva.

Si vede che all'aumentare della potenza solare installata aumenta la possibilità che la produzione venga tagliata, come evidente nel caso del 100% di solare installato.

Inoltre si può notare che la componente autoconsumata e quella accumulata sono dello stesso ordine di grandezza con una leggera predominanza da parte di quest'ultima. Pertanto il dimensionamento e la tipologia dell'accumulo dell'edificio assumono un ruolo molto importante nelle prestazioni degli impianti solari.

Nel caso invernale invece l'energia solare prodotta viene sempre autoconsumata dalle utenze.

2.5.2 Analisi energetica degli scenari

Nelle figure seguenti è evidenziato l'effetto dell'installazione di generazione distribuita di energia termica lungo la rete di teleriscaldamento. Sostanzialmente si traduce in una minore richiesta termica alla centrale termica a parità, evidentemente, di condizioni di carico degli edifici.

Tale impatto è sostanzialmente poco visibile in inverno, in quanto le potenze erogate dal solare incidono per meno di un decimo rispetto alle necessità della rete (vedi Figura 17), mentre diventa estremamente importante durante il periodo estivo. Nella Figura 16 si riporta l'andamento in una giornata estiva della richiesta termica alla centrale raffrontata con la richiesta termica degli edifici (costante in tutti gli scenari).

Si può vedere come rispetto alla baseline la richiesta alla CT sia sempre minore nei periodi di produzione degli impianti solari e in diversi momenti della giornata vi è anche la possibilità di immettere in rete.

Nello scenario "solare 25%", sebbene gli impianti siano in condizioni di immettere dalle 14 alle 16, il contributo del solare è poco significativo e vi è comunque una richiesta termica alla CT paragonabile alla baseline.

Nello scenario "solare35%" invece, si osserva una sostanziale compensazione del carico da parte del solare per buona parte della giornata, salvo che nelle prime ore del mattino quando, comunque, la richiesta termica alla CT viene notevolmente ridotta.

Negli scenari "75%" e "100%" il solare risulta sovradimensionato rispetto ai carichi estivi e, oltre a compensare tali carichi, immette in rete il surplus di energia prodotta.

Naturalmente tale condizione è accettabile fin tanto che l'energia ceduta ed accumulata nella rete viene utilizzata in momenti successivi.

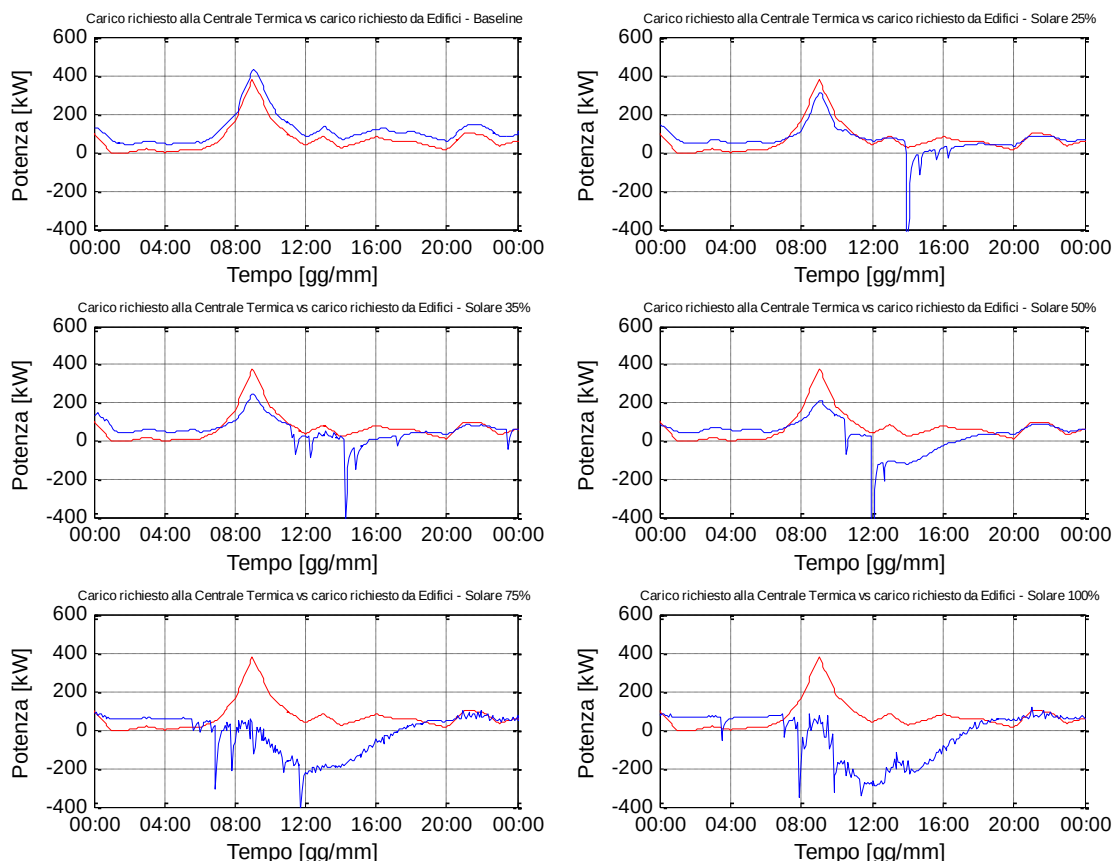


Figura 16 - Carico richiesto alla CT rapportato al carico richiesto dagli edifici in estate

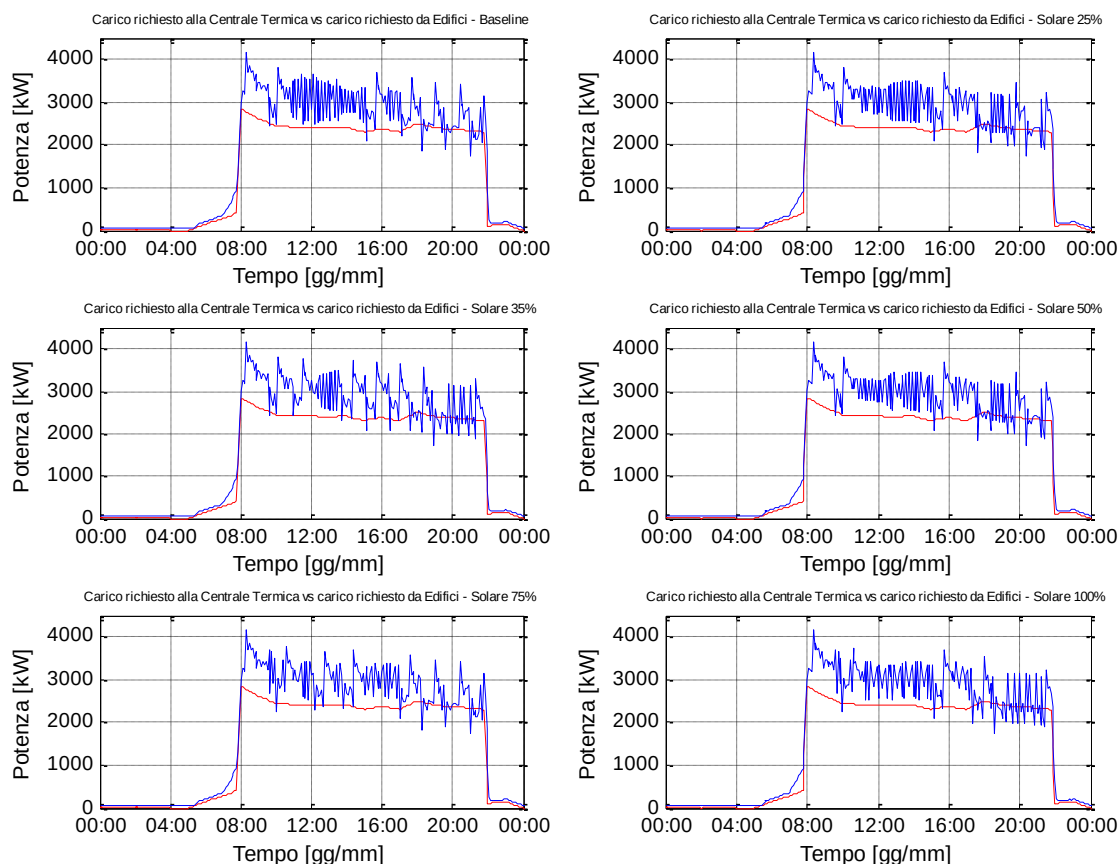


Figura 17 - Carico richiesto alla CT rapportato al carico richiesto degli edifici in inverno

Oltre alla evidente riduzione del carico richiesto alla centrale termica, l'impatto dell'installazione di impianti solari in una rete di teleriscaldamento si manifesta sulle dispersioni della rete stessa.

Tale effetto è notevolmente diverso nel caso in cui ci sia l'autoconsumo dell'energia prodotta o meno. Nella Figura 18 e nella Figura 19 vengono riportate le perdite di rete nel caso invernale ed estivo.

Nel primo caso c'è un totale autoconsumo dell'energia prodotta dal solare termico: ciò comporta che non vi siano apprezzabili differenze nelle dispersioni termiche tra gli scenari considerati.

Viceversa nel caso estivo, quando la componente autoconsumata è minore e la produzione solare tende a mantenere le temperature della rete e dell'accumulo edificio più alte, si nota come l'aumentare del solare comporti una sempre maggiore dispersione nella rete.

Negli scenari "25%" e "35%", dove l'immissione di energia termica in rete è praticamente trascurabile, non si notano particolari scostamenti dalla baseline. Tali scostamenti sono dovuti essenzialmente alle maggiori perdite negli accumuli degli edifici. Mentre negli altri scenari, in cui la componente immessa diventa via via più importante, le dispersioni di rete aumentano anche fino al 70%. Ciò è evidentemente dovuto all'innalzamento della temperatura di mandata della rete imputabile al solare.

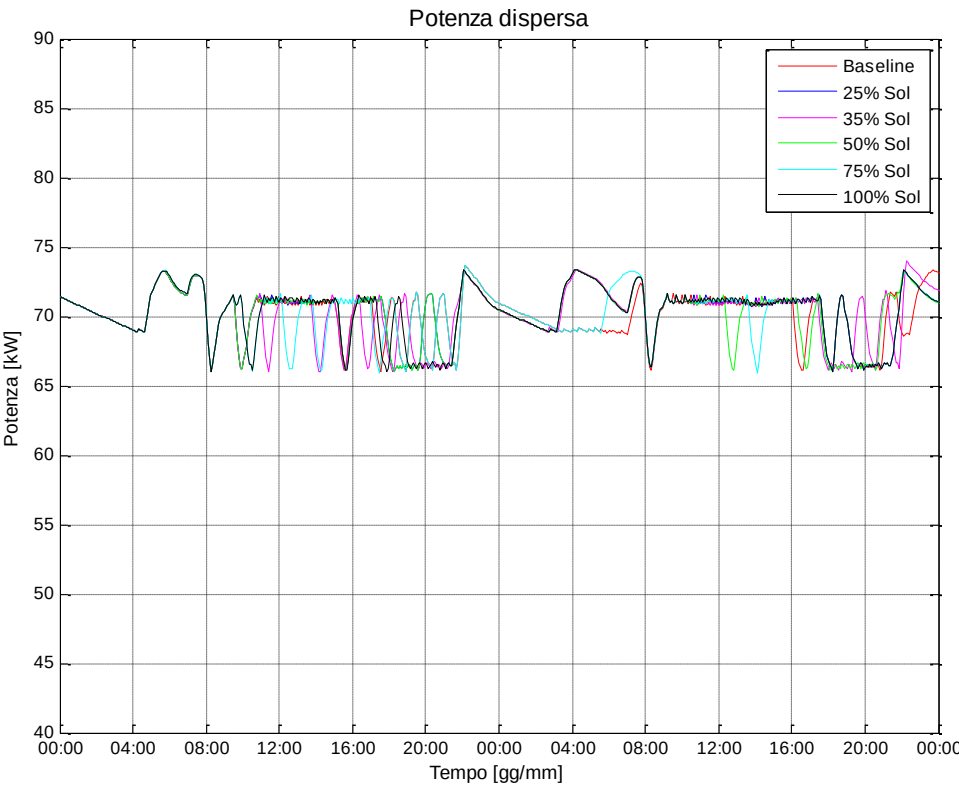


Figura 18 - Perdite di rete inverno

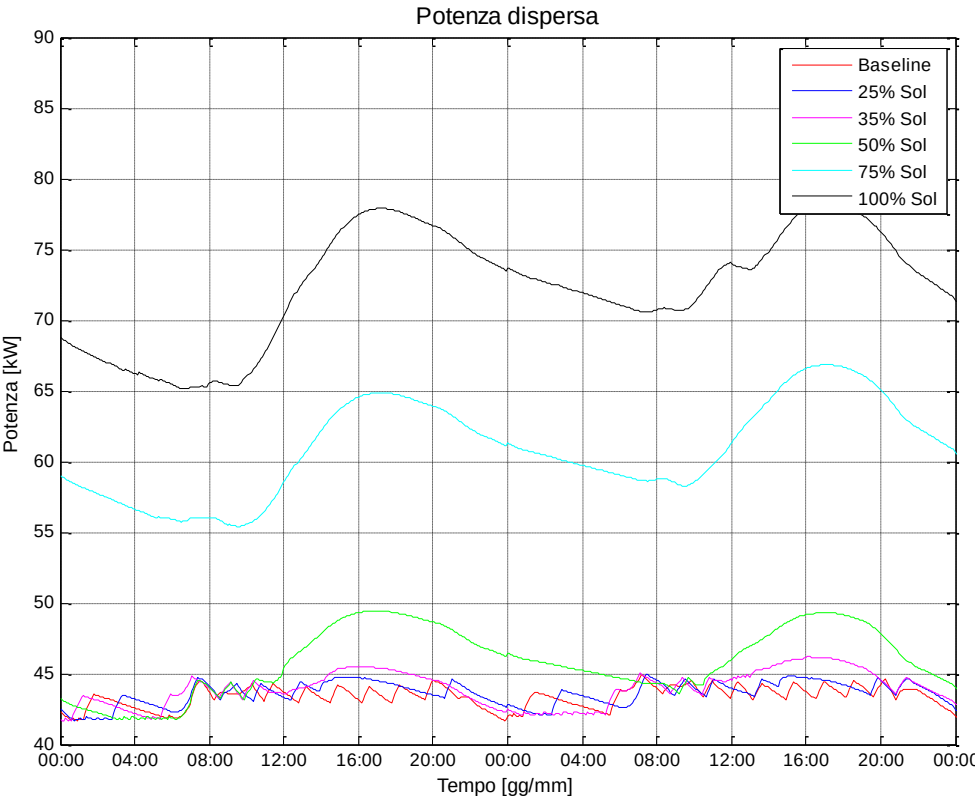


Figura 19 - perdite di rete estate

Focalizzando l'attenzione sugli scenari che prevedono la realizzazione del 25% e del 35% del solare installabile, ha senso valutare l'impatto di una distribuzione degli impianti sugli edifici che premi l'autoconsumo ed una concentrazione delle installazioni che consenta un notevole risparmio sui costi di installazione.

A parità di potenza installata, il raffronto fra le due configurazioni è rappresentato dalla differenza nelle dispersioni di rete. La Figura 20 mostra che le soluzioni premianti l'autoconsumo risultano sempre migliorative dal punto di vista delle dispersioni, tuttavia tale differenza non supera il valore di 2 kW anche in un giorno d'estate durante il quale questo effetto è massimo.

Se ne può dedurre che, sebbene tale differenza esista, nei casi considerati ha un effetto trascurabile.

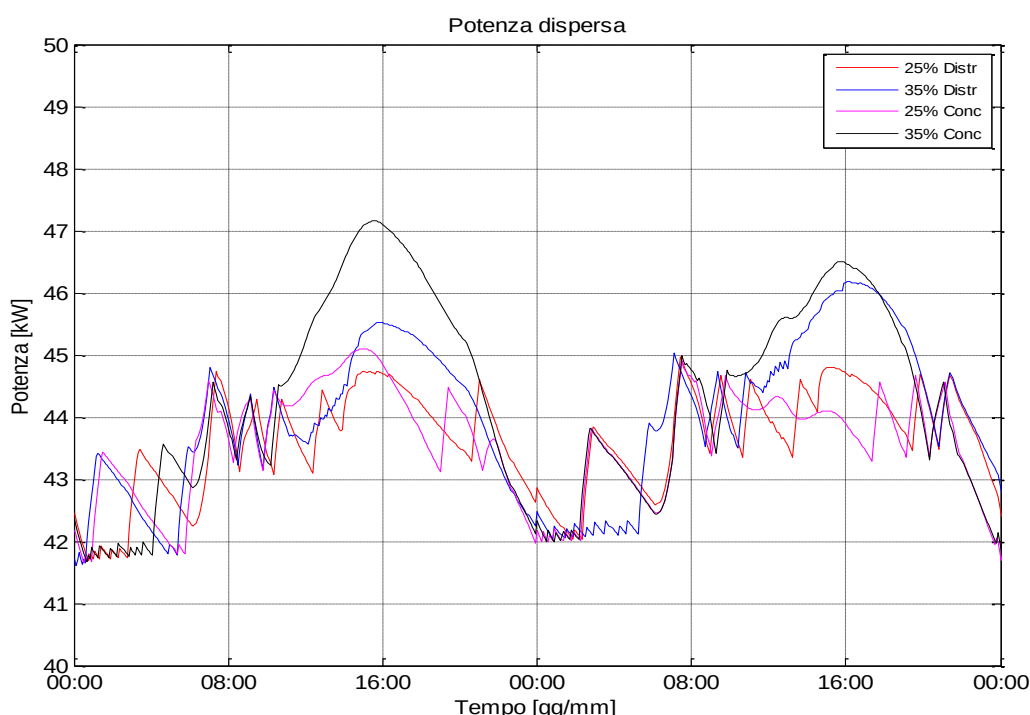


Figura 20 - Raffronto impianti solari distribuiti/concentrati

2.5.3 Valutazione sintetica delle prestazioni energetiche degli scenari

La caratterizzazione delle prestazioni energetiche degli scenari di rete analizzati è stata eseguita utilizzando degli indici introdotti nella norma UNI EN 15316-4-5:2007, la quale presenta, nello specifico, una metodologia di valutazione delle performance di reti di teleriscaldamento, basata sui fattori di energia primaria, e sugli indici dedicati alla presenza di energie rinnovabili, introdotti in Badami et al. (2014).

- **Total Primary Energy Factor (PEF)**

Questo indice quantifica l'utilizzo di energia primaria di un sistema di teleriscaldamento (TLR) e prende in considerazione tutte le perdite a monte della mandata alle utenze termiche. Esso è definito come segue:

$$PEF = \frac{\text{Total primary energy for thermal production}}{\text{Delivered energy}}$$

dove:

- Primary Energy (energia primaria): energia che non è stata oggetto di alcuna conversione o processo di trasformazione;
- Total primary Energy (energia primaria totale): energia primaria complessivamente utilizzata. Se sono state utilizzate fonti rinnovabili unitamente a fonti fossili, la total primary energy sarà la combinazione di entrambe le tipologie di energia;
- Delivered Energy (energia alle utenze): energia fornita al sistema tecnico obiettivo attraverso i confini del volume di controllo al fine di soddisfare le utenze.

Dunque l'energia primaria non è semplicemente il combustibile in ingresso alla centrale termica, ma include anche l'energia necessaria all'estrazione, preparazione, raffinazione, sviluppo del processo e trasporto del vettore energetico primario (esempio gas naturale) utilizzato per la produzione di energia termica ed elettrica in centrale. Si tratta, cioè, di un quantitativo di energia che tiene conto dei dispendi di energia relativi alla filiera completa del vettore energetico in esame.

Facendo riferimento alla definizione data dalla normativa, il PEF è calcolabile tramite la seguente relazione:

$$PEF = \frac{\sum_j^N E_j \cdot f_{P,j} - E_{el,CT} \cdot f_{P,el} + E_{el,aux} \cdot f_{P,el}}{E_{del}}$$

in cui:

- E_j è l'energia associata al j-esimo vettore energetico in ingresso all'impianto (rinnovabile e non);
- $f_{P,j}$ è il fattore di energia primaria totale (definito dalla normativa) relativo al j-esimo vettore energetico considerato;
- $E_{el,CT}$ è l'energia elettrica prodotta dall'impianto;
- $E_{el,aux}$ è l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli ausiliari di impianto (trascurata);
- $f_{P,el}$ è il fattore di energia primaria relativo all'energia elettrica;
- E_{del} è l'energia termica totale consegnata alle utenze dalla centrale.

Si nota come il valore del PEF permette di conoscere, essendo nota l'entità dell'utenza termica di un impianto di teleriscaldamento, la corrispondente quantità di energia primaria totale utilizzata, al netto dell'energia primaria allocata per la produzione elettrica [6].

- Non-Renewable Primary Energy Factor (PEF_{NR})

La definizione data nella norma corrisponde alla seguente relazione:

$$PEF_{NR} = \frac{\text{Non - Renewable Primary Energy for thermal production}}{\text{Delivered Energy}}$$

in cui:

- Non-Renewable Energy, anche definita Resource Energy (energia non rinnovabile): energia proveniente da una fonte la cui disponibilità subisce degradazione a causa dell'estrazione.
- Delivered Energy: come definita in precedenza.

La quantità a denominatore è la stessa del calcolo precedente ma, mentre nel PEF l'energia primaria può comprendere anche una quota relativa ad eventuali fonti rinnovabili, in questo caso qualsiasi componente rinnovabile dell'energia primaria è ignorata. Pertanto si evince che nel caso di copertura delle utenze con utilizzo di solo fonti non rinnovabili i valori del PEF e del PEF_{NR} saranno coincidenti.

Facendo riferimento alla definizione data dalla normativa, il PEF_{NR} è calcolabile tramite la seguente relazione:

$$PEF_{NR} = \frac{(\sum_j^N E_j \cdot f_{P,j} - E_{el,CT} \cdot f_{P,el} + E_{el,aux} \cdot f_{P,el})_{fossil}}{E_{del}}$$

Il significato fisico dell'indice PEF_{NR} è lo stesso del PEF ma, a differenza del PEF, tiene conto di eventuali apporti da fonti energetiche rinnovabili per il soddisfacimento della domanda dell'utenza: se la domanda è in parte soddisfatta tramite fonti rinnovabili di energia si avrà, come diretta conseguenza, un minor consumo di energia primaria fossile. Tenendo conto solo della frazione fossile dell'energia primaria utilizzata il PEF_{NR} , quindi, considera in modo indiretto l'adduzione di energia termica da fonti non fossili (Badami et al, 2013).

- District heating global efficiency

$$\eta_{DH} = \frac{\text{Energia termica alle utenze}}{\text{Energia termica alla mandata della rete TLR}} = \frac{E_{th,ut}}{E_{th,TLR}}$$

- Relative importance of losses (RiL)

L'indice "Relative importance of losses" esprime l'incidenza delle perdite di energia termica della rete di teleriscaldamento sull'energia complessivamente prelevata dalle utenze [6].

$$RiL = \frac{\text{Perdite sulla rete di TLR}}{\text{Energia termica alle utenze residenziali}} = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}}$$

in cui:

- $E_{th,ut}$, totalità dell'energia termica prelevata dalle utenze allacciate alla rete (comprensiva delle perdite della rete);
- $E_{th,TLR}$, energia termica alla mandata della rete di teleriscaldamento.

Si può scrivere la relazione di calcolo del RiL come:

$$RiL = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}} = \frac{1}{\eta_{DH}} - 1$$

- Primary energy efficiency (PEE)

Il "Primary Energy Efficiency" è definito come il rapporto tra tutta l'energia in uscita dalla centrale termica (compresa quella elettrica) e dal campo solare, e tutta l'energia primaria da fonte fossile utilizzata. Tale indice esprime l'efficienza complessiva dei sistemi di produzione termica e della sezione scambio termico, in termini di energia primaria fossile utilizzata .

Il Primary Energy Efficiency è definito come:

$$PEE = \frac{\text{Energia termica ed elettrica prodotte dalla centrale termica}}{\text{Energia primaria utilizzata}} = \frac{E_{prod} + E_{el,CT,n}}{E_{fuel}f_{P,NG}}$$

- Non-Renewable Equivalent to nominal power duration (Heq_{NR})

L'indice "Non-Renewable Equivalent to nominal power duration" esprime il numero di ore di esercizio equivalenti a pieno carico dei generatori a fonte fossile. Indica il periodo di tempo per il quale l'impianto a

fonte fossile dovrebbe essere esercito al massimo delle sue potenzialità affinché il fabbisogno di tutte le utenze sia soddisfatto. Esso è definito come:

$$h_{eq_NR} = \frac{\text{Energia termica annuale prodotta da fonte fossile}}{\text{Potenza termica nominale installata in centrale termica}} = \frac{E_{th_NR}}{P_{th,CT}} \left[\frac{h}{y} \right]$$

Dipende dalla potenza installata in centrale e dall'energia prodotta dai generatori a fonte fossile. Il numero di ore equivalenti è un parametro che mette in relazione la taglia del sistema con il fabbisogno energetico a cui esso contribuisce. Esprime pertanto l'adeguatezza del dimensionamento dell'impianto.

- Renewable Equivalent to nominal power duration (Heq_R)

L'indice "Renewable Equivalent to nominal power duration" esprime il numero di ore di esercizio equivalenti a potenza di picco del campo solare installato. Indica il periodo di tempo equivalente durante il quale l'impianto solare dovrebbe funzionare a potenza pari a quella di picco per produrre l'energia annua prodotta dall'impianto installato. Esso è definito come:

$$h_{eq_NR} = \frac{\text{Energia termica annuale prodotta da fonte rinnovabile}}{\text{Potenza termica di picco installata nel campo solare}} = \frac{E_{th_Sol}}{P_{th,Sol}} \left[\frac{h}{y} \right]$$

Dipendente dalla potenza di picco installata e dall'energia prodotta dai pannelli. Il numero di ore equivalenti è un parametro che mette in relazione la taglia del sistema con il fabbisogno energetico a cui esso contribuisce. Esprime pertanto l'adeguatezza del dimensionamento dell'impianto.

- Fattore di sfruttamento del solare (F_SR)

E' 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.. Esso è definito come:

$$F_{SR} = \frac{\text{Energia termica annuale prodotta da fonte rinnovabile} + \text{--Variazione nelle perdite termiche rispetto alla baseline}}{\text{Energia termica annuale prodotta da fonte rinnovabile}} = \frac{E_{th_Sol} - E_{loss}}{E_{th_Sol}}$$

Indica la percentuale di energia termica da fonte rinnovabile "utile", depurata cioè dall'incremento delle perdite di energia per dispersione introdotte nella rete dall'immissione della potenza derivante dal campo solare.

- Ore utili equivalenti del campo solare (Heq_SR)

Sono il prodotto tra Heq_R ed il fattore di sfruttamento del solare F_SR. Tale indice rappresenta il periodo di tempo equivalente durante il quale l'impianto solare dovrebbe funzionare a potenza pari a quella di picco, per produrre energia termica da fonte rinnovabile "utile", depurata cioè dall'incremento delle perdite di energia per dispersione introdotte nella rete dall'immissione della potenza derivante dal campo solare.

ENERGIE ANNUALI

In Tabella 6 sono presentati i principali risultati delle simulazioni effettuate su tutti gli scenari presi in considerazione con solare distribuito.

All'aumentare della percentuale di solare installato, l'energia primaria legata al gas naturale bruciato nel cogeneratore e nelle caldaie diminuisce progressivamente: con lo scenario "solare 25%", rispetto alla "baseline", viene consumato il 5,4% in meno per il cogeneratore e l' 1.8% in meno per le caldaie. Tale riduzione si incrementa all'aumentare del solare installato: nello scenario "solare 100%" la riduzione di gas naturale consumato dal cogeneratore è pari al 13.6% e quello consumato dalle caldaie si riduce del 7.2%.

Una diretta conseguenza del diminuito utilizzo del cogeneratore è una riduzione nell'energia elettrica prodotta: si passa da una riduzione del 5.1% con lo scenario "solare 25%", per toccare una riduzione del 12.9% per lo scenario "solare 100%", rispetto alla baseline.

Per quanto riguarda la produzione di energia da parte dei pannelli solari installati, prendendo come base la produzione annuale dello scenario "solare 25%", è possibile affermare che l'energia prodotta annualmente è grosso modo proporzionale alla potenza di picco installata. Il rapporto tra energia prodotta e potenza nominale vale circa 856 kWh/kWp per il "solare 25%", 848 kWh/kWp per il "solare 35%", 870 kWh/kWp per il "solare 50%", 830 kWh/kWp per il "solare 75%", e 755 kWh/kWp per il "solare 100%".

Se si considera l'energia termica fornita dalla CT, si osserva una riduzione che parte da -3.4% per il "solare 25%", fino a -10% per il "solare 100%".

L'introduzione di campi solari che immettono potenza termica negli accumuli dei singoli edifici fino ad una temperatura di 95°C, può portare ad un incremento delle perdite per dispersione da parte dei componenti della rete nel suo complesso. In realtà il fenomeno di aumento delle perdite termiche per dispersione si verifica solo nelle configurazioni "solare 75%" e "solare 100", mentre per le configurazioni con percentuali di solare inferiori, le perdite termiche, rispetto alla baseline, risultano diminuite (-1.1% per "solare 25%" e "solare 35%") o pressoché invariate (-0.5% per "solare 50%"). Questo fenomeno può essere spiegato considerando la diminuzione delle perdite legate agli scambiatori nelle varie sottostazioni di edificio, che diminuiscono, diminuendo l'energia consegnata dalla rete agli edifici stessi.

Considerando il totale dell'energia ($E_{in_rete_tot}$) immessa in rete dalla centrale termica, e negli accumuli di edificio dai pannelli solari, questa rimane pressoché invariata, rispetto alla baseline, negli scenari "solare 25%" (-0.1%), "solare 35%" (-0.1%) e "solare 50%", mentre aumenta dello 0.5% per lo scenario "solare 75%" e dell'1.2% nello scenario "solare 100%".

Tabella 6 - Principali risultati energetici annuali per la baseline e per gli scenari distribuiti.

	Baseline [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 35% [kWh]	Solare 50% [kWh]	Solare 75% [kWh]	Solare 100% [kWh]
Efuel_cog	5'939'751	5'620'432	5'516'290	5'365'918	5'206'576	5'130'377
Efuel_cald	4'586'519	4'502'289	4'470'437	4'404'697	4'310'004	4'255'626
Eel	2'263'194	2'148'080	2'110'738	2'056'275	1'999'046	1'971'202
Esol_prod	0	231'890	314'747	458'532	663'265	797'247
Eth_CT	7'114'257	6'874'273	6'793'499	6'656'664	6'488'336	6'400'727
E_cons_resid	5'677'330	5'481'656	5'453'254	5'402'410	5'349'253	5'305'457
E_prelevata_resid	5'976'137	5'770'164	5'740'267	5'686'747	5'630'793	5'584'691
Esol_autocons	0	141'823	166'538	203'169	243'756	279'861
Esol_accum	0	53'976	57'737	72'188	85'710	94'695
Esol_immessa	0	-34'287	-85'947	-174'017	-317'109	-401'556
Eload_uffici	663'646	663'646	663'646	663'646	663'646	663'646
Eloss_TOT	796'084	786'997	787'542	791'878	826'157	869'834
Pth_nom_cog	1166	1166	1166	1166	1166	1166
Pth_nom_cald	3495	3495	3495	3495	3495	3495
Pn_solare	0	271	371	528	799	1055

E_in_rete_tot	7'114'257	7'106'163	7'108'245	7'115'196	7'151'601	7'197'974
----------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Passando alla valutazione degli indici (Tabella 7), si osserva un “peggioramento” del PEF con l’aggiunta del solare, il peggioramento (crescita del PEF) aumenta all’aumentare della superficie solare installata: da 0.788 per la baseline si passa a 0.800 per lo scenario “solare 25%”, fino a 0.819 per lo scenario “solare 100%”. Tale comportamento si giustifica considerando il modo in cui è costruito il PEF: in esso il “peso” dell’energia elettrica prodotta (che è negativa al numeratore, e che quindi contribuisce a “migliorare” l’indice) è legato al rendimento del sistema elettrico nazionale; ne consegue che, nel calcolo del PEF, alla potenza termica prodotta dal cogeneratore viene associata un’energia primaria molto bassa, come se il rendimento termico equivalente del cogeneratore fosse maggiore di 1. Il solare, invece, è di fatto conteggiato come se fosse un generatore termico con efficienza pari a 1: ne consegue che, per come è calcolato il PEF, sostituire energia termica prodotta con il cogeneratore da energia termica prodotta da solare, provoca sempre un peggioramento dell’indice.

La presenza del solare, ed il relativo beneficio legato ad essa, può invece essere meglio apprezzato considerando il PEF_NR: l’energia fossile impiegata diminuisce a seguito della presenza dei campi solari e di conseguenza il PEF_NR diminuisce: da 0.788 per la baseline, passa a 0.767 per lo scenario “solare 25%”, fino a 0.709 per lo scenario “solare 100%”.

Per quanto riguarda l’efficienza globale della rete di teleriscaldamento, essa migliora leggermente per gli scenari “25%” e “35%” (da 0.888 a 0.889) e rimane invariata per lo scenario “50%”. Gli scenari “75%” e “100%” provocano un aumento delle temperature, tale da aumentare le perdite termiche e provocare una diminuzione dell’efficienza globale della rete da 0.888 a 0.883 e 0.878, rispettivamente.

Altro effetto macroscopico dell’introduzione del solare è la diminuzione delle ore equivalenti a potenza nominale della CT: diminuiscono del 3.4% nello scenario “solare 25%”, fino a circa il -10% nello scenario “solare 100%”.

Le ore equivalenti a potenza di picco del campo solare sono invece un indice della produttività dei collettori solari nel corso dell’anno. Si apprezza una diminuzione passando dalla configurazione “solare 25%” a quella “solare 100%”: aumentando la potenza di solare installata, quest’ultima viene sfruttata progressivamente di meno: si passa da 856 ore equivalenti per la configurazione “25%”, a 755 per la configurazione “100%”, con una diminuzione del 10%.

Un altro parametro che è possibile notare costantemente in peggioramento all’aumentare della superficie solare installata è il fattore di utilizzo del solare F_SR. La configurazione “solare 25%” può vantare un fattore di utilizzo di oltre il 99%: oltre il 99% del solare prodotto è auto consumato, oppure accumulato negli accumuli di edificio, oppure immesso in rete; ciò significa che meno del 1% è perso in accresciute dispersioni termiche. Tale fattore rimane molto alto anche alle configurazioni “35%” (vale 0.990) e “50%” (vale 0.978), mentre comincia a scendere nelle rimanenti configurazioni fino alla configurazione “solare 100%”, che vede un fattore di utilizzo pari a 0.883, che significa che circa il 12% del solare prodotto viene perso in maggiori dispersioni termiche.

L’indice che riteniamo essere maggiormente significativo, e che potrebbe essere preso in considerazione quale fattore energetico per il dimensionamento dell’impianto solare sono le ore utili equivalenti. E’ possibile osservare che lo scenario nel quale tale indice è maggiore è quello “solare 25%”, con 851 ore equivalenti utili; valori prossimi sono osservabili nello scenario “solare 50%” (849 h) e “solare 35%” (840 h). Negli scenari che presentano installazioni maggiori di solare, invece, si osserva un decadimento netto di tale indice: -9.4% nello scenario “solare 75%”, e -21.6% nello scenario “solare 100%”.

Tabella 7 – Indici di prestazione energetica per la baseline e per gli scenari distribuiti.

	Baseline [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 35% [kWh]	Solare 50% [kWh]	Solare 75% [kWh]	Solare 100% [kWh]
PEF	0.788	0.800	0.804	0.809	0.816	0.819
PEF_NR	0.788	0.767	0.759	0.745	0.723	0.709
PEF_R	0.000	0.033	0.044	0.064	0.093	0.111

η_{DH}	0.888	0.889	0.889	0.888	0.883	0.878
Ril	0.126	0.125	0.125	0.126	0.132	0.139
PEE	0.891	0.914	0.923	0.939	0.962	0.977
H_eq_NR	1526	1475	1458	1428	1392	1373
H_eq_R	-	856	848	869	830	755
F_SR	-	0.995	0.990	0.978	0.929	0.883
H_eq_SR	-	851	840	849	771	667

Confrontando gli scenari concentrati con gli scenari distribuiti (Tabella 8), si osserva, per i concentrati, un moderato aumento dell'energia primaria relativa alle caldaie (+0.4% in entrambi i casi, passando da distribuito a concentrato); mentre l'energia primaria del cogeneratore rimane pressoché invariata (+0.1% nel caso "25%", differenze trascurabili nel caso "35%").

L'energia solare annua prodotta, invece, subisce una diminuzione: -4.7% nel caso "25%", e -1.8% nel caso "35%". Quello che cambia radicalmente, invece, è la distribuzione tra auto consumata, accumulata ed immessa in rete. Passando da configurazione distribuita a concentrata, l'energia solare auto consumata diminuisce di oltre il 50% nel caso "solare 25%", e di oltre il 40% nel caso "solare 35%". Differenze ancora maggiori si osservano nell'energia da solare accumulata negli accumuli di edificio: la diminuzione è di circa l'80% per il "solare 25%" e di circa il 70% nel caso del "solare 35%". Si osserva invece, come atteso, un incremento del solare immesso in rete: +295% nel caso del "solare 25%" e +117% nel caso del "solare 35%". L'inconveniente maggiore nel passaggio da configurazione distribuita a configurazione concentrata è rappresentato dall'inevitabile aumento delle perdite globali della rete, queste in realtà vedono in entrambi i casi un aumento compreso tra il +1.5% ed il +1.7% rispetto alle configurazioni distribuite.

In entrambi i casi l'energia termica prodotta dalla CT aumenta, sebbene di un modesto +0.3%

Relativamente all'energia termica totale immessa in rete (dalla CT) o negli accumuli di edificio (dai campi solari) per entrambe le configurazioni si osserva un aumento dello 0.2% nel passaggio da distribuito a concentrato.

Tabella 8 - Principali risultati energetici: confronto scenari distribuiti e concentrati.

	Solare 25% [kWh]	Solare 35% [kWh]	Solare 25% Conc. [kWh]	Solare 35% Conc. [kWh]
Efuel_cog	5'620'432	5'516'290	5'626'593	5'513'661
Efuel_cald	4'502'289	4'470'437	4'521'246	4'489'557
Eel	2'148'080	2'110'738	2'150'078	2'109'681
Esol_prod	231'890	314'747	220'928	309'050
Eth_CT	6'874'273	6'793'499	6'896'997	6'811'248
E_cons_resid	5'481'656	5'453'254	5'599'026	5'564'483
E_prelevata_resid	5'770'164	5'740'267	5'893'712	5'857'350
Esol_autocons	141'823	166'538	67'569	95'435
Esol_accum	53'976	57'737	10'780	17'479
Esol_immessa	-34'287	-85'947	-135'450	-186'329
Eload_uffici	663'646	663'646	663'646	663'646
Eloss_TOT	786'997	787'542	798'580	800'957
Pth_nom_cog	1166	1166	1166	1166
Pth_nom_cald	3495	3495	3495	3495
Pn_solare	271	371	271	371
E_in_rete_tot	7'106'163	7'108'245	7'117'925	7'120'298

Gli indici di prestazione energetica (Tabella 9) confermano che le soluzioni con solare concentrato comportano delle prestazioni con dei peggioramenti molto contenuti per quasi tutti gli indici: per quasi tutti il peggioramento è dell'ordine di 1 o 2 millesimi, quindi considerati trascurabili.

Gli unici indici in cui si nota un peggioramento apprezzabile sono le ore equivalenti a carico di picco del solare, che diminuiscono rispettivamente del 4.7% e del 1.8% per le configurazioni "solare 25%" e "solare 35%" rispettivamente. Anche il fattore di utilizzo del solare diminuisce: da 0.995 a 0.970 per lo scenario "25%", e da 0.990 a 0.965 per lo scenario "35%".

Relativamente alle ore equivalenti utili, si osservano valori minori nelle soluzioni concentrate: nello specifico nella soluzione "solare 25%", passando dalla soluzione distribuita a quella concentrata si ha una diminuzione del 7.1%; nella soluzione "solare 35%", invece, la diminuzione è del 4.3%.

Tabella 9 – Indici di prestazione energetica: confronto scenari distribuiti e concentrati.

	Solare 25% [kWh]	Solare 35% [kWh]	Solare 25% Conc. [kWh]	Solare 35% Conc. [kWh]
PEF	0.800	0.804	0.800	0.804
PEF_NR	0.767	0.759	0.769	0.761
PEF_R	0.033	0.044	0.031	0.043
η_{DH}	0.889	0.889	0.888	0.887
Ril	0.125	0.125	0.127	0.127
PEE	0.914	0.923	0.913	0.923
H_eq_NR	1475	1458	1480	1461
H_eq_R	856	848	815	833
F_SR	0.995	0.990	0.970	0.965
H_eq_SR	851	840	791	804

2.5.4 Valutazione economica degli scenari

Margine operativo lordo (MOL)

La presente sezione è dedicata al calcolo della marginalità economica derivante dalla conduzione dell'impianto, espressa dall'indicatore MOL (Margine Operativo Lordo).

$$MOL = VdP - CEdP - CdP - ACdS$$

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

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

Il termine "valore della produzione" indica i ricavi dell'impianto, mentre con "altri costi di struttura" si fanno riferimento ai costi per i materiali acquistati e i servizi. Il MOL consiste pertanto in un confronto fra costi e ricavi attesi.

Fra le voci di costo si sono considerate:

- Costi di acquisto del gas naturale
- Costi di manutenzione
- Costi di autoconsumo

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 dipende dalle ore di funzionamento ed è stato considerato pari a 10 €/h. Per le caldaie dipende dalla potenza installata ed è stato fissato pari a 3 €/kW.

Per i ricavi da autoconsumo, l'autoconsumo dei fabbisogni interni della palazzina uffici costituisce una fonte di ricavo implicita, in quanto l'energia autoconsumata non deve essere acquistata dalla rete.

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

Tabella 10 - Valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata nelle diverse fasce orarie

Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia [€/kWh] F1	0,16636
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia [€/kWh] F2	0,14192
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia [€/kWh] F3	0,10922

Per quanto riguarda i ricavi da vendita, la modalità di vendita dell'energia elettrica in essere per l'impianto è il ritiro dedicato, che prevede la cessione dell'energia ad un unico soggetto, il GSE. La remunerazione da parte dell'acquirente è costituita da una quota fissa garantita per i primi 1.5 milioni di kWh annui immessi in rete, i cosiddetti "prezzi minimi garantiti" aggiornati annualmente dall'AEEG, mentre la produzione eccedente è soggetta invece alle tariffe dei prezzi zionali orari (nel nostro caso zona Nord).

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, ovvero prevede come unico parametro il consumo registrato dal contatore, per i consumi residenziali superiori a 350.000 Mcal/anno. Il costo dell'energia termica risulta essere di 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).

Nelle tabelle da Tabella 11 a Tabella 18 sono presentati i dettagli relativi ai costi annui ed ai ricavi annui di tutti gli scenari e le configurazioni che sono state simulate.

Tabella 11 - Dettaglio costi e ricavi, Baseline

Consumo GN	[Sm ³ /a]	1077771
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	3470
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10

Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	34701
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	45186
EE immessa in rete	[kWh]	1856388
Ricavo_Eel_immessa	[€]	107796
EE autoconsumata totale	[kWh]	406805
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	302698
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3784
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	100007
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	44306
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155717
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	16637
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	6288
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17007
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	39932
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	296613
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	96230
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13963
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	49344
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	13657
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1525
Guadagno annuo totale da energia elettrica auto consumata	[€]	64526
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5653926
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653926
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510100

Tabella 12 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 25% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1036453
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	3075
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	30749
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	41234
EE immessa in rete	[kWh]	1782632
Ricavo_Eel_immessa	[€]	104177
EE autoconsumata totale	[kWh]	365448
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	266636
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3333
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	129104
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	51271
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155717
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	21478

Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	7276
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17007
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	45762
Collettori installati	[collettori]	38
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	377.34
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	209000
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	263928
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	87558
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13963
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	43907
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	12426
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1525
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	57858
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5458095
Energia solare autoconsumata	[kWh]	141823
Energia solare accumulata	[kWh]	53976
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653893
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510099

Tabella 13 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 35% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1022528
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	2945
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	29445
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	39930
EE immessa in rete	[kWh]	1759250
Ricavo_Eel_immessa	[€]	103168
EE autoconsumata totale	[kWh]	351487
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	254394
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3180
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	139274
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	53344
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155717
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	23170
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	7571
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17007
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	47748
Collettori installati	[collettori]	52
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	516.36

Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	286000
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	252593
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	84932
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13963
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	42021
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	12054
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1525
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	55600
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5429637
Energia solare autoconsumata	[kWh]	166538
Energia solare accumulata	[kWh]	57737
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653913
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510101

Tabella 14 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 50% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1000401
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	2748
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	27480
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	37965
EE immessa in rete	[kWh]	1721561
Ricavo_Eel_immessa	[€]	101056
EE autoconsumata totale	[kWh]	334714
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	240125
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3002
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	147607
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	58973
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	156023
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	24556
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	8369
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17041
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	49966
Collettori installati	[collettori]	76
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	754.68
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	418000
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	243254
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	77849

Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13611
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	40468
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	11048
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1487
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	53003
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5378557
Energia solare autoconsumata	[kWh]	203169
Energia solare accumulata	[kWh]	72188
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653914
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510101

Tabella 15 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 75% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	974390
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	2500
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	24996
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	35481
EE immessa in rete	[kWh]	1685961
Ricavo_Eel_immessa	[€]	99240
EE autoconsumata totale	[kWh]	313085
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	221129
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	2764
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	158709
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	63597
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	159293
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	26403
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	9026
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17398
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	52826
Collettori installati	[collettori]	112
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	1112.16
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	616000
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	231008
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	72216
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	9862
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	38430
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	10249
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1077
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	49756

Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5324429
Energia solare autoconsumata	[kWh]	243756
Energia solare accumulata	[kWh]	85710
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653895
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510099

Tabella 16 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 100% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	961021
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	2395
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	23952
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	34437
EE immessa in rete	[kWh]	1666447
Ricavo_Eel_immessa	[€]	98137
EE autoconsumata totale	[kWh]	304755
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	214080
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	2676
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	161936
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	65873
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	160840
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	26940
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	9349
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17567
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	53855
Collettori installati	[collettori]	148
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	1469.64
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	814000
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
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	227346
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	69320
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	8090
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	37821
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	9838
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	884
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	48543
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5279348
Energia solare autoconsumata	[kWh]	279861

Energia solare accumulata	[kWh]	94695
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653904
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510100

Tabella 17 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 25% concentrato

Consumo GN	[Sm3/a]	1039024
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	3101
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	31008
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	41493
EE immessa in rete	[kWh]	1787931
Ricavo_Eel_immessa	[€]	104661
EE autoconsumata totale	[kWh]	362148
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	263244
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3291
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	134968
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	48799
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155717
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	22453
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	6926
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17007
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	46386
Collettori installati	[collettori]	38
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m2]	377.34
Costo impianto solare concentrato a collettore	[€/collettore]	4'400
Costo impianto solare concentrato a m2	[€/m2]	443.1
Investimento impianto solare concentrato	[€]	167200
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	257700
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	90485
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13963
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	42871
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	12842
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1525
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	57238
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5575564
Energia solare autoconsumata	[kWh]	67569
Energia solare accumulata	[kWh]	10780
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653914
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510101

Tabella 18 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 35% concentrato

Consumo GN	[Sm3/a]	1024217
Potenza installata caldaie	[kW]	3495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	2951
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	29510
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	39995
EE immessa in rete	[kWh]	1761335
Ricavo_Eel_immessa	[€]	103303
EE autoconsumata totale	[kWh]	348346
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	251301
Accisa	[€/kW]	0.0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3141
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	144285
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	51425
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155717
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	24003
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	7298
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17007
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	48309
Collettori installati	[collettori]	52
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m2]	516.36
Costo impianto solare concentrato a collettore	[€/collettore]	4'400
Costo impianto solare concentrato a m2	[€/m2]	443.1
Investimento impianto solare concentrato	[€]	228800
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	247143
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	87241
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	13963
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	41115
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	12381
Guadagno annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1525
Guadagno annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	55021
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	5540980
Energia solare autoconsumata	[kWh]	95435
Energia solare accumulata	[kWh]	17479
Energia termica totale venduta	[kWh]	5653894
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.090
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	510099

Costi, ricavi e relativi MOL sono presentati in Tabella 19.

Si nota che il MOL aumenta all'aumentare del solare installato: sebbene i ricavi diminuiscano (a parità di energia termica venduta, diminuisce l'energia elettrica venduta e quella auto consumata), la diminuzione dei costi è maggiore, legata soprattutto alla minor spesa per l'acquisto del gas naturale e ai minori costi annui di manutenzione, che sono tali da bilanciare l'aumento di costi per l'acquisto dell'energia elettrica.

L'aumento del MOL rispetto alla baseline va da un +3% per "solare 25%" ad un +12% per "solare 100%".

Tabella 19 - Costi, ricavi e MOL per gli scenari analizzati.

Costi 2014	Baseline	Sol 25% D	Sol 35% D	Sol 50%	Sol 75%	Sol 100%	Sol 25% C	Sol 35% C
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Costo acq. GN	431'109	414'581	409'011	400'160	389'756	384'408	415'610	409'687
Costo annuo manutenz.	45'186	41'234	39'930	37'965	35'481	34'437	41'493	39'995
Accise autocons EE	3'784	3'333	3'180	3'002	2'764	2'676	3'291	3'141
Acquisto EE	39'932	45'762	47'748	49'966	52'826	53'855	46'386	48'309
Costi TOT	520'011	504'910	499'869	491'093	480'828	475'376	506'779	501'132
Ricavi 2014	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Autocons. EE	64'526	57'858	55'600	53'003	49'756	48'543	57'238	55'021
Vendita EE	107'796	104'177	103'168	101'056	99'240	98'137	104'661	103'303
Vendita En. Term.	510'100	510'099	510'101	510'101	510'099	510'100	510'101	510'099
Ricavi TOT	682'422	672'134	668'868	664'159	659'095	656'779	671'999	668'423
MOL	162'412	167'224	168'999	173'066	178'268	181'403	165'220	167'291

Confrontando invece le configurazioni distribuite con le equivalenti concentrate, si osserva per queste ultime un MOL inferiore di circa l'1% rispetto alle corrispondenti distribuite.

Valore attuale netto (VAN)

Il criterio del VAN (Valore Attuale Netto, spesso denominato anche REA, acronimo per Rendimento Economico Attualizzato) si basa sul principio secondo il quale un'iniziativa merita di essere presa in considerazione solo se i benefici che ne possono derivare sono superiori alle risorse utilizzate. Nella costruzione della formula di calcolo del VAN si parte dalla legge di capitalizzazione adattandola ad operazioni che producono flussi di cassa distribuiti lungo diversi periodi; pertanto il VAN risulta dato dall'espressione seguente:

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

dove x_t rappresentano i flussi in entrata/uscita alle diverse scadenze e n è la vita utile dell'investimento.

Nella valutazione dei costi di investimento sono stati utilizzati due differenti costi specifici medi di acquisto e installazione del campo solare, a seconda che la soluzione fosse "distribuita" oppure "concentrata".

Per la soluzione distribuita è stato considerato un costo di 554 € per ogni m² di collettore installato (prezzo ricevuto da una società italiana che vende collettori solari).

Per la soluzione concentrata, è stata ipotizzata una riduzione del 20%, per prendere in considerazione minori tempi e minori costi per l'installazione, ed è stato quindi considerato un costo di 443 € per ogni m² di collettore installato.

Di seguito procediamo con il calcolo del VAN e del Payback period facendo 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) → $i = 5\%$;
- vita utile campo solare → $n = 10$ anni (anni di garanzia del costruttore).

Per il flusso di entrata annuo si è considerato anche l'incentivo derivante dal Conto Termico che prevede un introito annuo, per 5 anni (nel nostro caso), di 55 euro per ogni m² lordo di campo solare installato. Quindi abbiamo per i primi 5 anni un $x_t = (\text{MOL} + \text{Incentivo})$ mentre per i successivi anni si ha un x_t solo uguale al MOL.

In Tabella 20 e nelle figure da Figura 40 a Figura 28 sono rappresentati gli andamenti del VAN sino a 10 anni delle configurazioni considerate.

Tabella 20 - VAN a 10 anni per gli scenari analizzati.

	VAN [€]							
Anno	Baseline	Sol 25% D	Sol 35% D	Sol 50%	Sol 75%	Sol 100%	Sol 25% C	Sol 35% C
1	0	-209'000	-286'000	-418'000	-616'000	-814'000	-167'200	-228'800
2	154'678	-29'974	-98'001	-213'645	-387'965	-564'254	9'918	-42'428
3	301'990	140'528	81'046	-19'021	-170'789	-326'402	178'601	135'070
4	442'288	302'910	251'566	166'336	36'045	-99'875	339'252	304'115
5	575'904	457'560	413'967	342'866	233'030	115'865	492'253	465'111
6	703'158	604'846	568'634	510'989	420'635	321'331	637'969	618'440
7	824'352	745'117	715'937	671'107	599'306	517'013	776'745	764'467
8	939'775	878'710	856'224	823'600	769'469	703'377	908'913	903'541
9	1'049'702	1'005'941	989'832	968'831	931'529	880'867	1'034'787	1'035'992
10	1'154'394	1'127'113	1'117'077	1'107'147	1'085'872	1'049'904	1'154'668	1'162'137

Negli scenari distribuiti si osserva che a 10 anni il VAN è sempre minore di quello della baseline: l'investimento relativo alla trasformazione delle rete in poligenerativa con solare, sebbene fornisca sempre performance energetiche migliori, non riesce a ripagarsi nell'arco di tempo considerato.

Considerando invece il costo di investimento ipotizzato inferiore per gli scenari concentrati, si osserva che questi ultimi riescono a ripagarsi completamente e ad ottenere dei VAN superiori allo scenario baseline esattamente al decimo anno. Questo significa che per tutta la vita rimanente degli impianti solari installati, la trasformazione della rete in poligenerativa con solare termico potrebbe garantire guadagni maggiori rispetto alla rete nelle attuali condizioni.

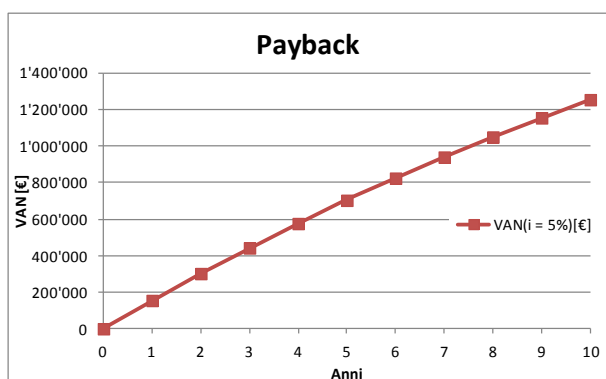


Figura 21 - Van a 10 anni, Baseline

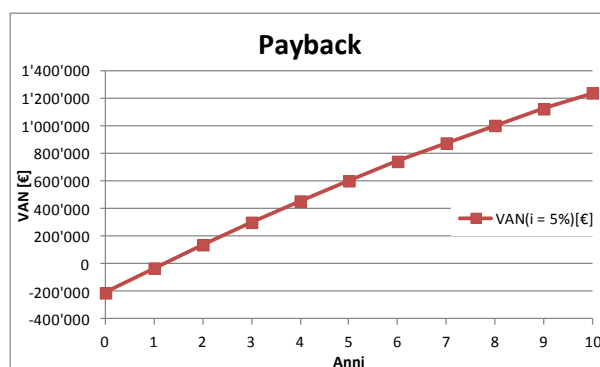


Figura 22 - VAN a 10 anni, scenario solare 25% distribuito

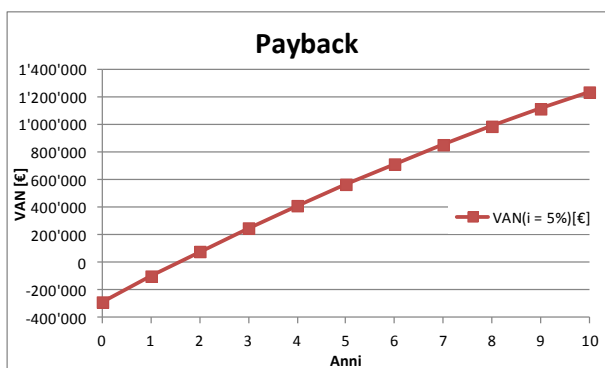


Figura 23 - Van a 10 anni, scenario solare 35% distribuito

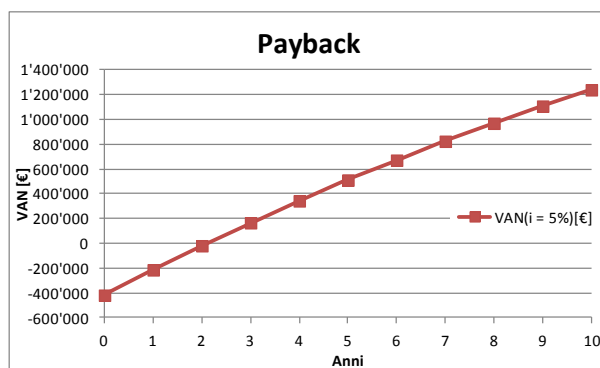


Figura 24 - VAN a 10 anni, scenario solare 50% distribuito

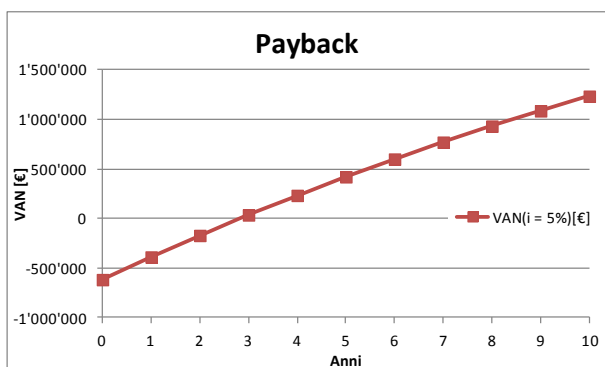


Figura 25 - Van a 10 anni, scenario solare 75% distribuito

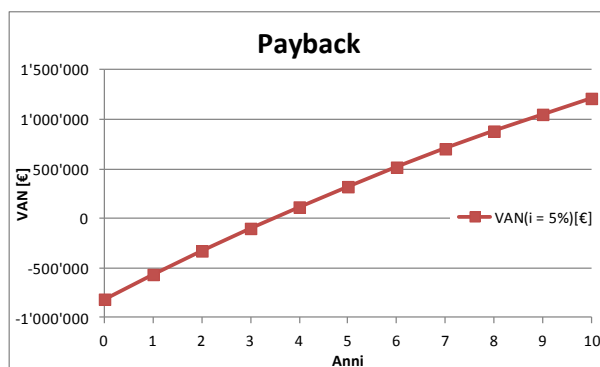


Figura 26 - VAN a 10 anni, scenario solare 100% distribuito

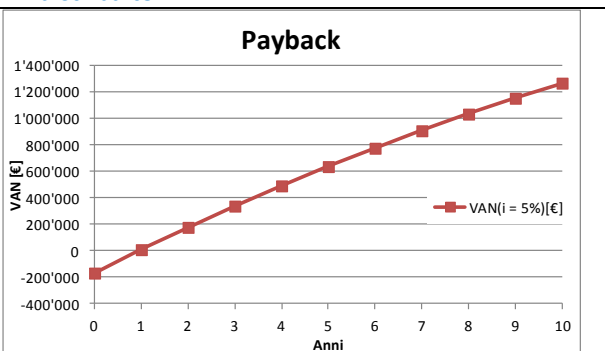


Figura 27 - Van a 10 anni, scenario solare 25% concentrato

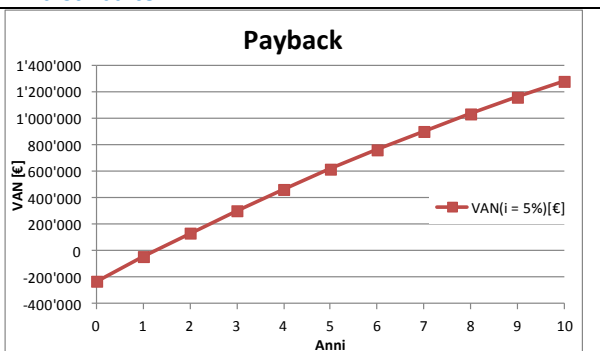


Figura 28 - VAN a 10 anni, scenario solare 35% concentrato

3 Rete di Bologna

3.1 Descrizione della rete

La seconda rete oggetto del presente studio di trasformazione è sita in un quartiere nella periferia Nord del Comune di Bologna. In Figura 29 è individuata l'area (colorata) servita dalla rete in oggetto. Si tratta di un complesso edificato prevalentemente tra la fine degli anni '60 e la prima metà degli anni '70 del secolo scorso (Spanu, 2011), ad esclusione degli edifici scolastici e della palestra, edificati negli anni '80.

La destinazione d'uso principale degli edifici è quella residenziale: sono presenti 28 edifici residenziali, 3 edifici adibiti ad attività scolastiche (scuola media, scuola elementare, scuola per l'infanzia), 1 edificio adibito ad attività sportive (palestra), un edificio adibito ad attività ricreative (centro civico), un edificio adibito a struttura sanitaria (day hospital), un edificio adibito ad attività commerciali (supermercato).

Le tipologie costruttive prevalenti sono l'edificio in linea pluripiano e l'edificio a torre.



Figura 29 - Quartiere servito dalla rete di teleriscaldamento - vista aerea

La planimetria dell'area, con l'individuazione degli edifici serviti dalla rete stessa e l'indicazione delle destinazioni d'uso è illustrata in Figura 30, mentre nella Figura 31 si riporta lo schema della configurazione della rete.

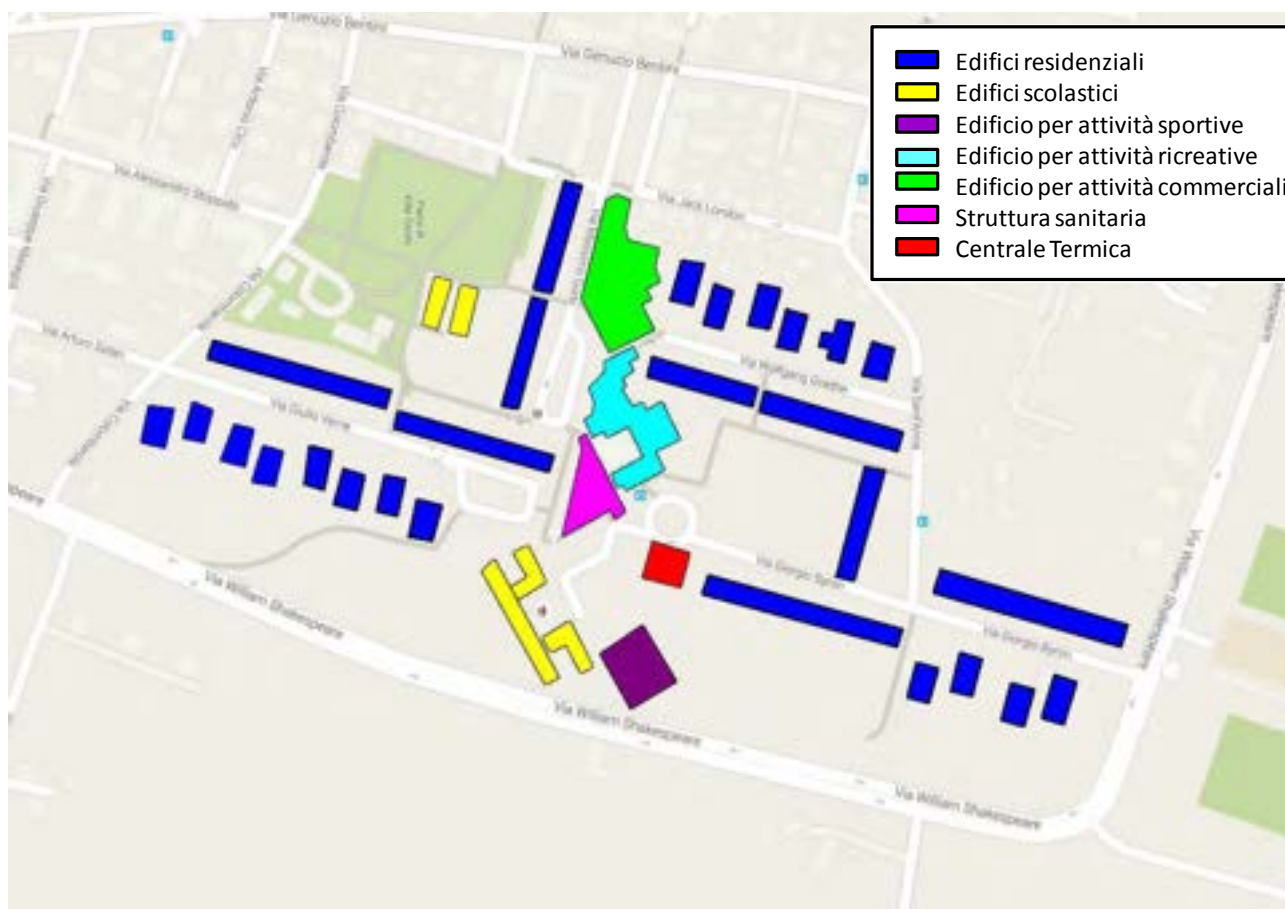


Figura 30 - Edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento.

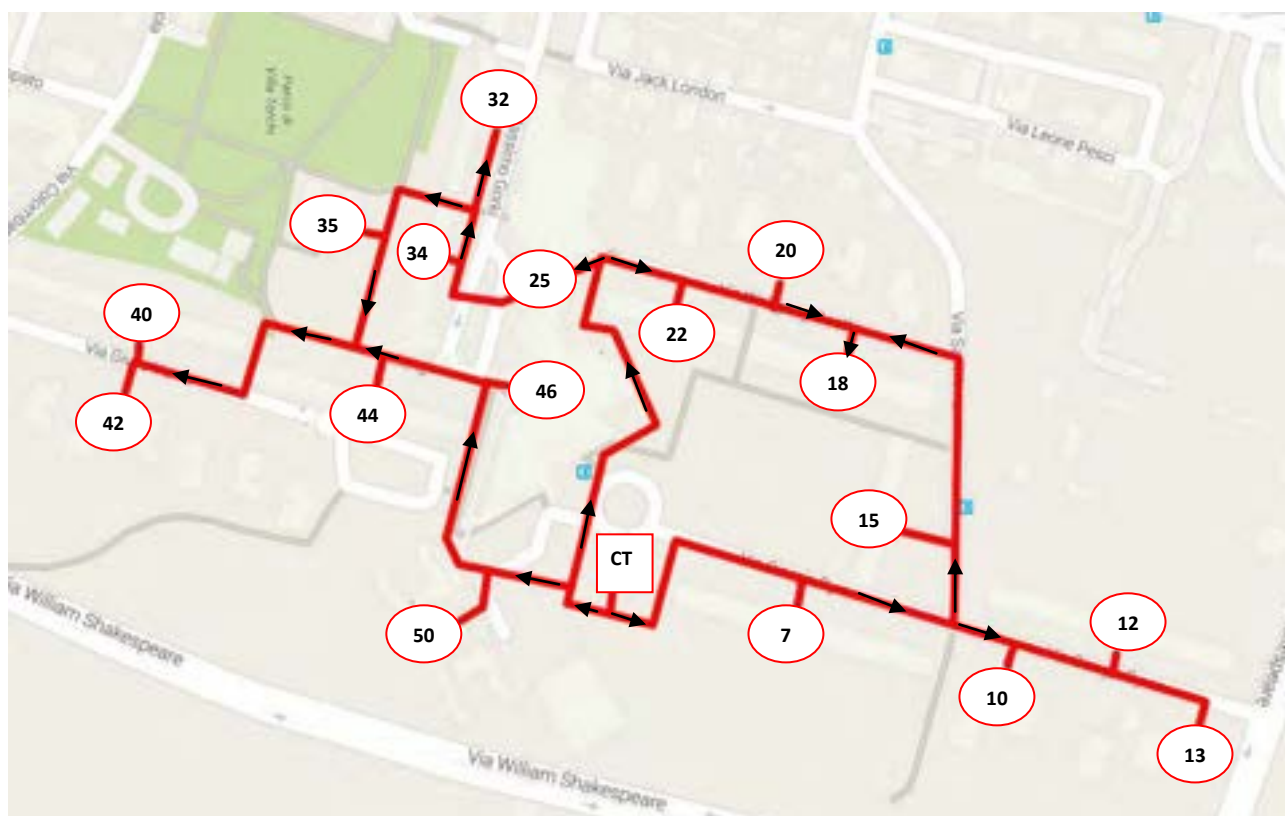


Figura 31 - Schema semplificato della rete di teleriscaldamento.

Nella Tabella 21 si riportano le caratteristiche dei nodi di cui allo schema precedente, mentre la caratterizzazione delle sottostazioni oggetto di studio è riportata nella Tabella 22.

Tabella 21 - Elenco delle utenze servite e relativa sottostazione termica.

ID nodo sottostazione	Tipologia Utenza	Utenza servita
7	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22
10	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 6, 8
12	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13
13	Residenziale	Condominio di via Giorgio Byron n. 2, 4
15	Residenziale	Condominio di via S.Anna n. 15, 17, 19, 21
18	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 2, 4, 6, 8, 10
20	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 1, 3, 5, 7, 9, 11
22	Residenziale	Condominio di via Wolfgang Goethe n. 12, 16, 18
25	Terziaria	Supermercato Coop - Corticella
29	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 19, 21, 23, 25
32	Residenziale	Condominio di via Massimo Gorki n. 11, 13, 15, 17
35	Terziaria	Scuola materna Attilia Neri + CSA & URP Villa Torchi
40	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14
42	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15
44	Residenziale	Condominio di via Giulio Verne n. 16, 18, 20, 22, 24, 26
46	Terziaria	Centro Civico - Day Hospital
50	Terziaria	Scuola elementare e media F. Franchini +palestra

Tabella 22 - Superficie utile di pertinenza di ciascuna sottostazione e parametri della rispettiva firma energetica.

ID nodo sottostazione	Superficie Utile utenza [m ²]	Firma energ. Coeff ang. [kW/°C]	Firma energ. Termine noto [kW]
7	10192	-39.480	736.29
10	5293	-24.724	489.59
12	8925	-35.573	742.07
13	5023	-22.339	422.68
15	6176	-22.974	490.83
18	6385	-23.704	497.98
20	6634	-34.815	729.26
22	4320	-21.193	397.65
25	4222	-27.352	433.12
29	6280	-26.525	521.49
32	5962	-25.635	497.60
35	2994	-11.581	186.34
40	6951	-31.726	674.30
42	9152	-48.194	968.29

44	7370	-20.015	502.44
46	7736	-24.341	530.23
50	5958	-14.667	294.62

I carichi degli edifici serviti dalla rete sono stati ricavati da indagini sperimentali condotte dall'Università di Bologna (Spanu, 2011) che hanno permesso di definire per ciascuna sottostazione una firma energetica annuale. Tale firma mette in relazione mediante una retta di regressione la temperatura esterna con la potenza media assorbita dalla sottostazione. Nella Figura 32 sono riportate le firme energetiche delle sottostazioni della rete oggetto di studio.

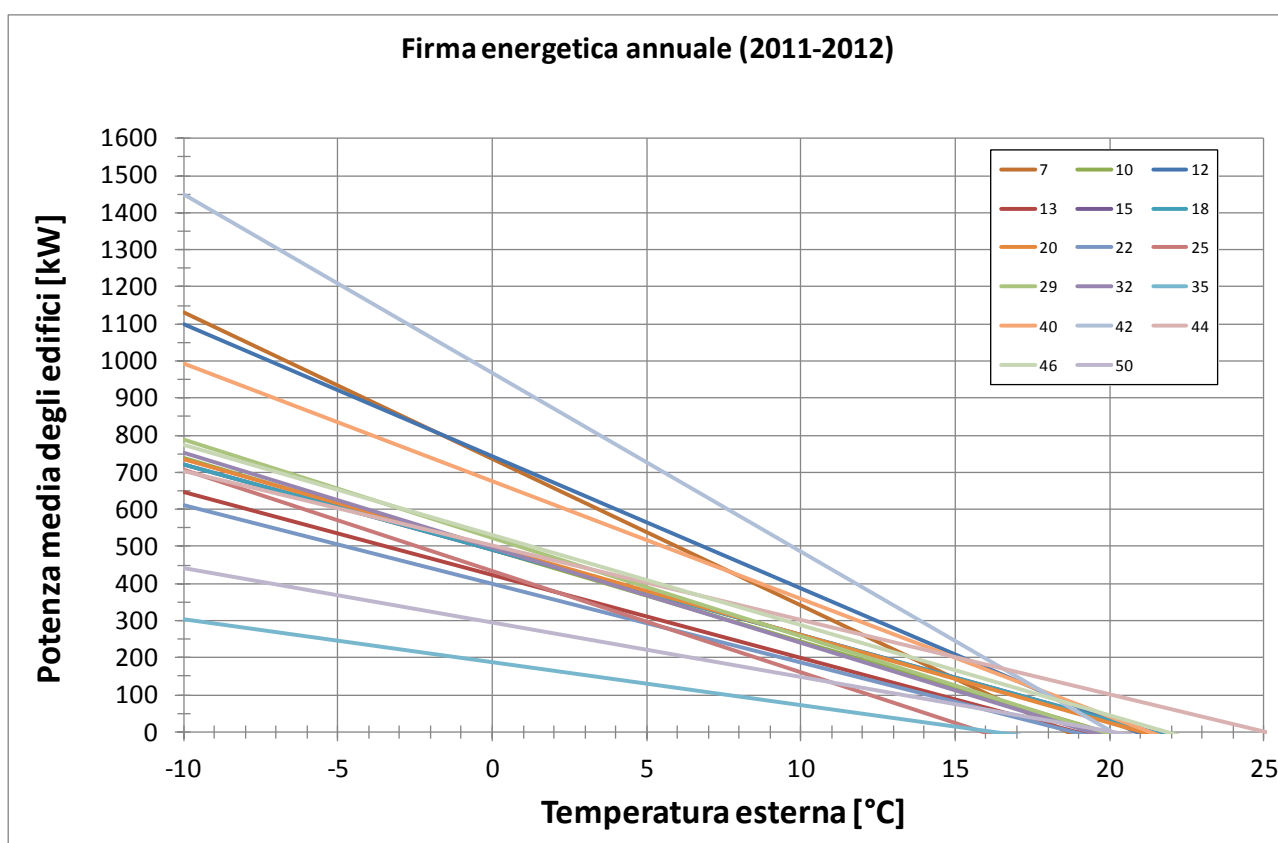


Figura 32 - Firme energetiche relative alla stagione di riscaldamento 2011-2012 relative a ciascuna sottostazione.

La rete di teleriscaldamento è stata realizzata tramite tubazione in acciaio coibentata le cui caratteristiche sono elencate nella Tabella 23, tratto per tratto.

Tabella 23 - Caratteristiche dimensionali e termofisiche delle tubazioni costituenti la rete di teleriscaldamento.

ID ramo	lunghezza ramo [m]	Portata massica [kg/s]	Portata volumica [m ³ /s]	velocità [m/s]	Volume ramo [m ³]	Diametro interno condotta [mm]	Conduttanza tubazione isolata [W/m ² K]
1	5.0	175.32	0.180	3.32	0.27	263	0.425
2	20.0	61.01	0.063	3.12	0.40	160	0.660
3	20.0	61.01	0.063	3.12	0.40	160	0.660
4	30.0	61.01	0.063	3.12	0.60	160	0.660

5	80.0	61.01	0.063	3.12	1.61	160	0.660
6	10.0	12.8	0.013	3.42	0.04	70	0.844
7	70.0	48.21	0.050	3.63	0.96	132	0.632
8	70.0	35.9	0.037	4.03	0.64	108	0.629
9	10.0	10.6	0.011	2.83	0.04	70	0.844
10	30.0	25.03	0.026	2.81	0.27	108	0.629
11	20.0	15.22	0.016	2.89	0.11	83	0.758
12	30.0	9.81	0.010	2.62	0.12	70	0.844
13	60.0	13.12	0.014	3.51	0.23	70	0.844
14	10.0	10.42	0.011	2.79	0.04	70	0.844
15	85.4	2.69	0.003	1.17	0.20	55	0.833
16	50.0	2.69	0.003	1.17	0.12	55	0.833
17	10.0	9.58	0.010	2.56	0.04	70	0.844
18	60.0	6.89	0.007	1.84	0.23	70	0.844
19	10.0	13.42	0.014	2.55	0.05	83	0.758
20	50.0	20.31	0.021	2.28	0.46	108	0.629
21	10.0	7.61	0.008	2.03	0.04	70	0.844
22	50.0	27.92	0.029	3.14	0.46	108	0.629
23	10.0	27.92	0.029	3.14	0.09	108	0.629
24	14.1	28.31	0.029	3.18	0.13	108	0.629
24BIS	0.0	8.32	0.009	0.93	0.00	108	0.629
25	28.3	19.99	0.021	2.25	0.26	108	0.629
26	30.0	19.99	0.021	2.25	0.27	108	0.629
27	10.0	19.99	0.021	2.25	0.09	108	0.629
28	10.0	10.36	0.011	2.77	0.04	70	0.844
29	30.0	9.63	0.010	1.83	0.16	83	0.758
30	50.0	4.84	0.005	1.29	0.19	70	0.844
31	10.0	4.84	0.005	1.29	0.04	70	0.844
32	41.2	4.79	0.005	1.28	0.16	70	0.844
33	40.0	4.79	0.005	1.28	0.15	70	0.844
34	10.0	4.42	0.005	1.91	0.02	55	0.833
35	50.0	0.37	0.000	0.26	0.07	43	0.874
36	40.0	31.64	0.033	2.38	0.55	132	0.632
37	30.0	31.64	0.033	2.38	0.41	132	0.632
38	60.0	31.64	0.033	2.38	0.82	132	0.632
39	14.1	11.9	0.012	2.26	0.08	83	0.758
40	30.0	19.74	0.020	3.75	0.16	83	0.758
41	10.0	19.74	0.020	3.75	0.05	83	0.758
42	20.0	31.27	0.032	2.35	0.27	132	0.632
43	10.0	11.05	0.011	2.95	0.04	70	0.844
44	50.0	42.32	0.044	3.18	0.68	132	0.632
45	10.0	10.74	0.011	2.87	0.04	70	0.844
46	60.0	53.06	0.055	3.99	0.82	132	0.632
47	36.1	53.06	0.055	3.99	0.49	132	0.632

48	20.0	5.02	0.005	1.34	0.08	70	0.844
49	14.1	5.02	0.005	1.34	0.05	70	0.844
50	30.0	58.09	0.060	2.97	0.60	160	0.660
51	10.0	58.09	0.060	2.97	0.20	160	0.660
52	40.0	114.31	0.118	3.40	1.39	210	0.562
53	40.0	56.23	0.058	2.88	0.80	160	0.660
54	61.0	56.23	0.058	2.88	1.23	160	0.660
55	47.2	56.23	0.058	2.88	0.95	160	0.660
56	40.0	56.23	0.058	2.88	0.80	160	0.660
57	40.0	56.23	0.058	2.88	0.80	160	0.660

Per quanto riguarda il carico ACS, invece, è stato considerato un profilo di utilizzo standard presente sulla piattaforma ENSim opportunamente parametrizzato sulla rete oggetto di studio.

Partendo dai carichi termici delle singole sottostazioni calcolati attraverso le firme energetiche e dai carichi per ACS si può risalire alla richiesta energetica degli edifici serviti dalla rete il cui andamento annuale è riportato in Figura 33.

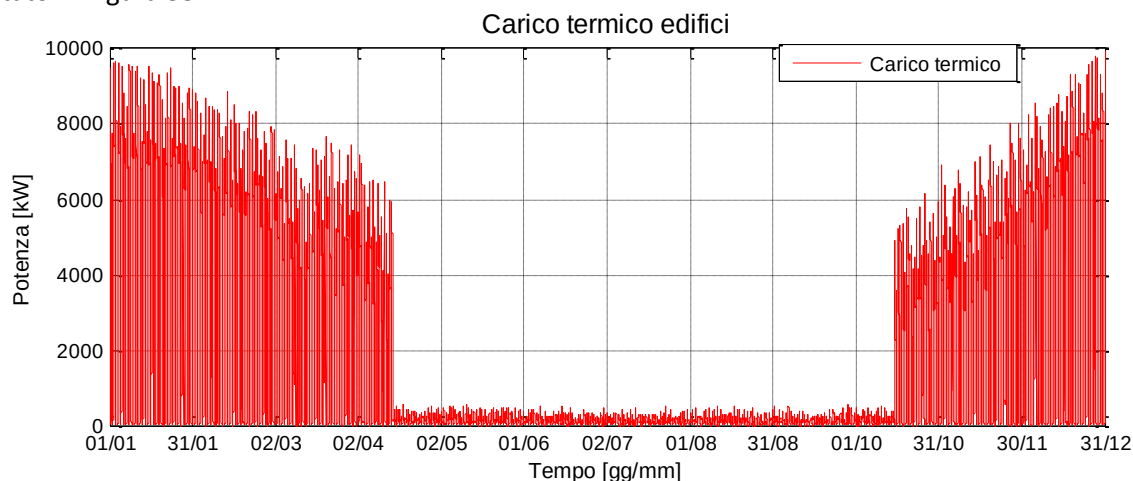


Figura 33 - Richiesta termica totale degli edifici

Nella Figura 34 si riporta invece il carico degli edifici per una settimana invernale ed una estiva.

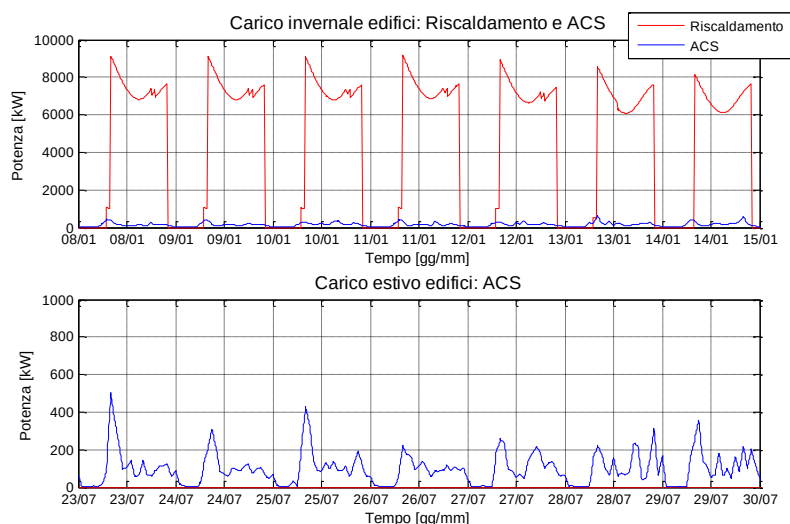


Figura 34 – Richiesta termica edifici, riscaldamento e ACS, settimana invernale e settimana estiva.

3.2 Implementazione del modello numerico della rete esistente

La centrale termica presente nella rete di Bologna è stata modificata di recente installando un cogeneratore in luogo di una delle caldaie. Tuttavia in questa sede si è preferito utilizzare la configurazione precedente in quanto sono disponibili un maggior numero di dati, ma soprattutto per differenziare maggiormente la rete da quella di Torino al fine di coprire un più ampio ventaglio di casi realistici.

Il gruppo termico considerato comprende 5 caldaie bistadio in acciaio a basamento con una potenza nominale utile di 2900 kW cadauna, per una potenza installata complessiva di 14,5 MW. Ogni unità è un generatore Sile mod. PAS pressurizzato a 10 atm. monoblocco, funzionante ad acqua calda, con temperature di esercizio di 80-90°C

La regolazione di potenza della centrale termica è stata simulata considerando ogni stadio delle caldaie installate attivabile in maniera indipendente: ne consegue un inseguimento della potenza richiesta dalla rete attuato mediante gradini di ampiezza pari a 1450 kW_{th}. Tale situazione è riportata nella Figura 35 per una settimana estiva ed una invernale.

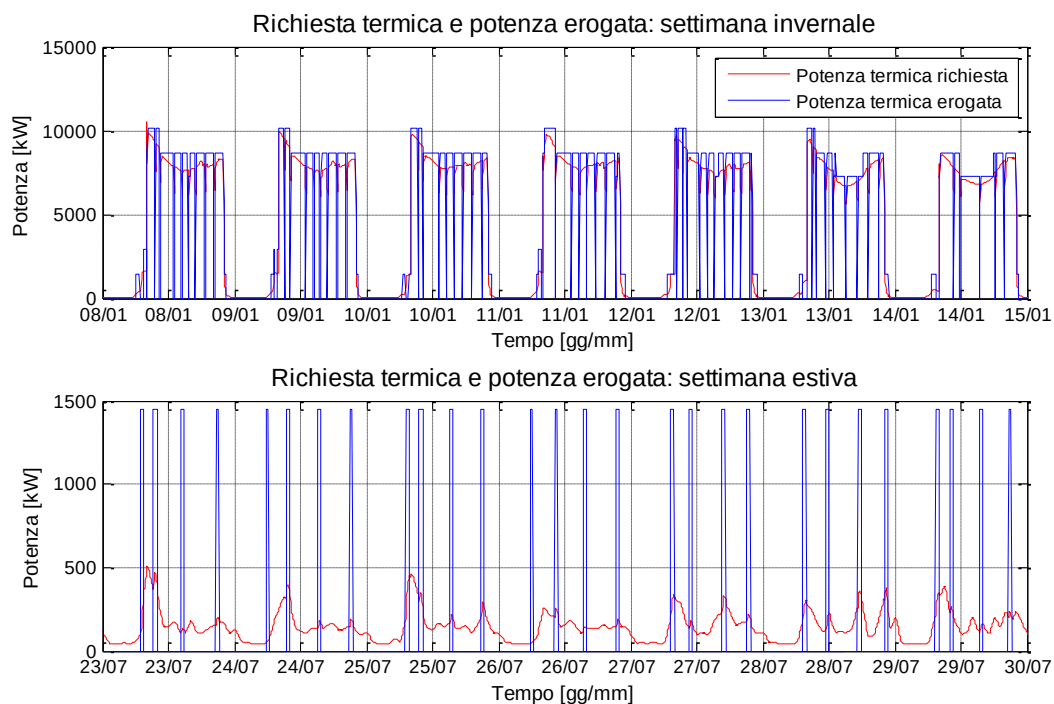
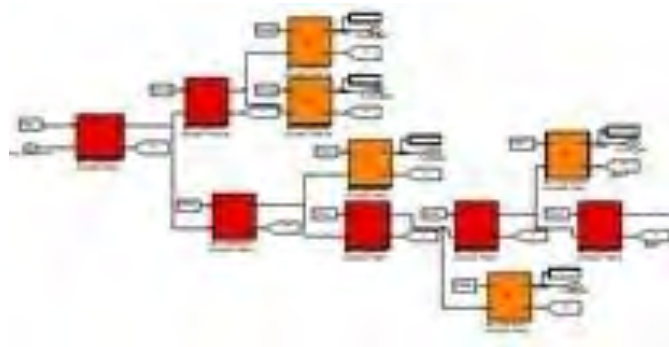


Figura 35 - Inseguimento potenza richiesta dalla rete

Analogamente a quanto fatto per la rete di Torino la necessaria implementazione delle reti in ambiente Simulink è stata effettuata attraverso il modello atomizzato di rete (Di Pietra et al., 2015) che caratterizza i singoli nodi della rete e li interconnette secondo lo schema fisico reale.



3.3 Valutazione energetica della rete esistente (Baseline)

Anche in questo caso per effettuare valutazioni energetiche è necessario inquadrare la rete dal punto di vista climatico. A tale scopo la Figura 36 e la Figura 37 riportano rispettivamente l'andamento annuale della temperatura esterna e dell'irradianza solare sul piano orizzontale.

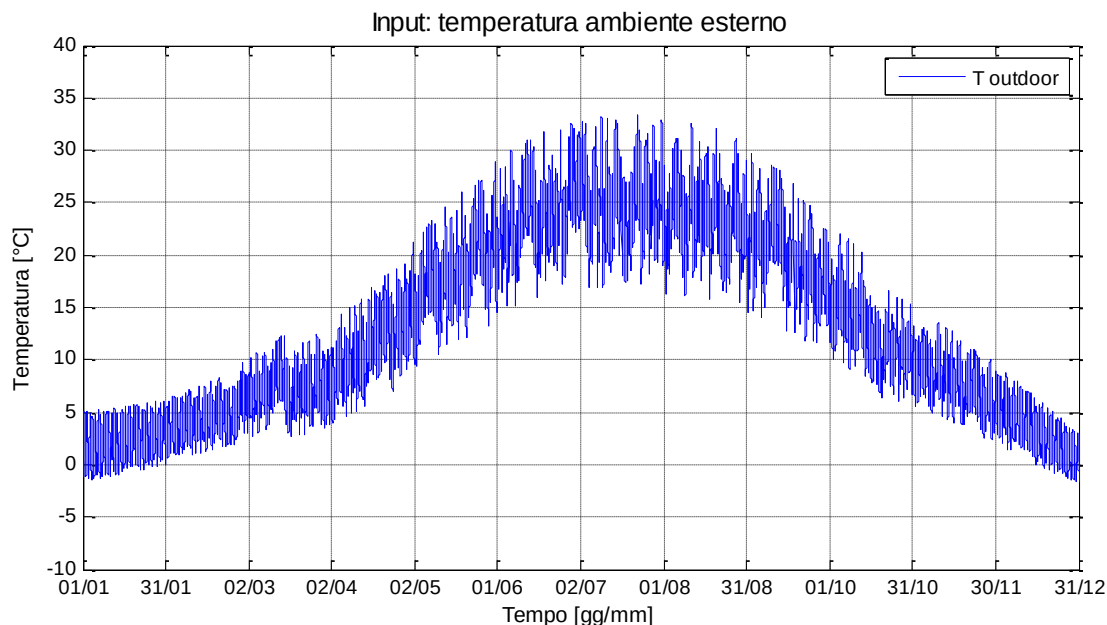


Figura 36 - Input: andamento annuale della temperatura esterna.

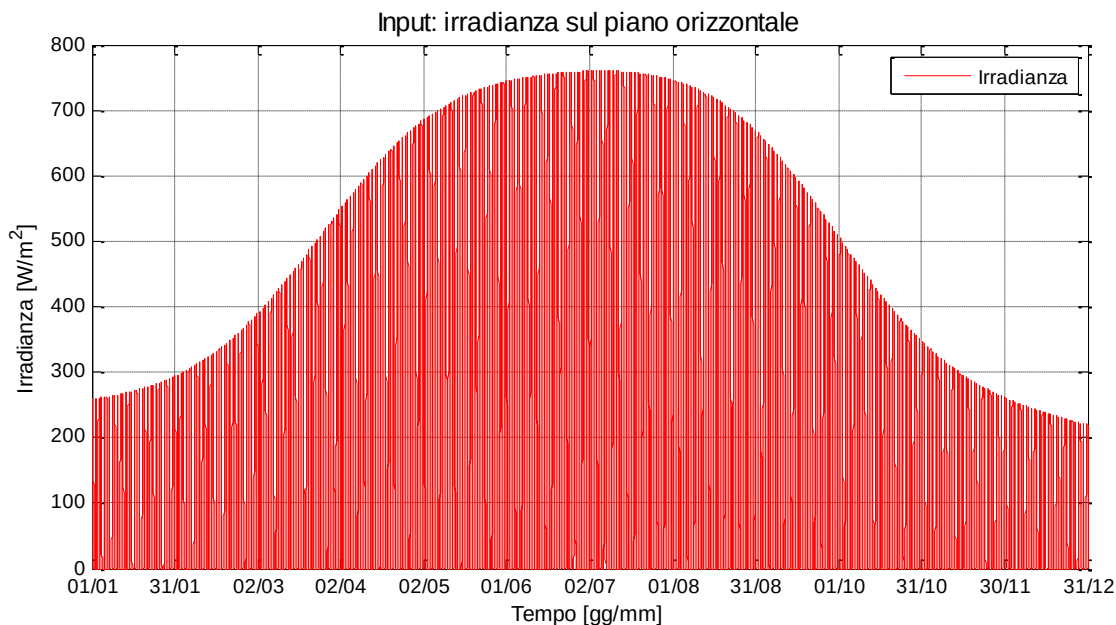


Figura 37 - Input: andamento annuale dell'irradianza sul piano orizzontale.

3.3.1 Analisi energetica della rete

Per quanto attiene la prestazione energetica della rete in questa sede sono state considerate le potenze disperse dalla stessa calcolate mediante l'implementazione in ambiente Simulink suddescritta il cui andamento annuale è riportato in Figura 38. Mentre la Figura 39 riporta l'andamento settimanale estivo ed

invernale di tali dispersioni computando separatamente quelle imputabili agli edifici e quelle dovute alla rete

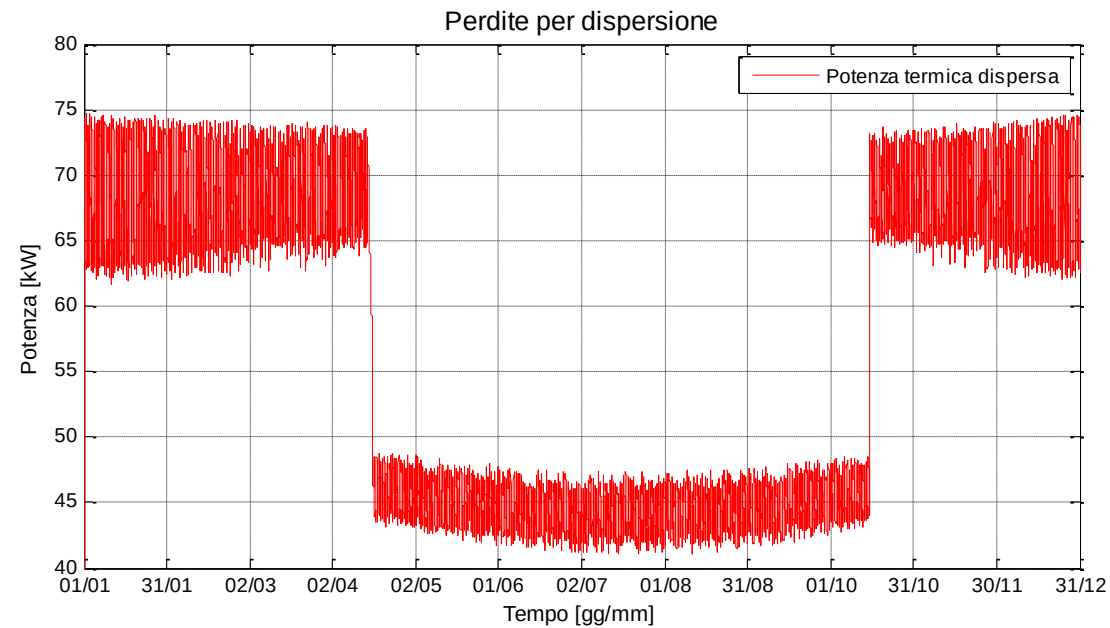


Figura 38 - Potenza termica dispersa totale.

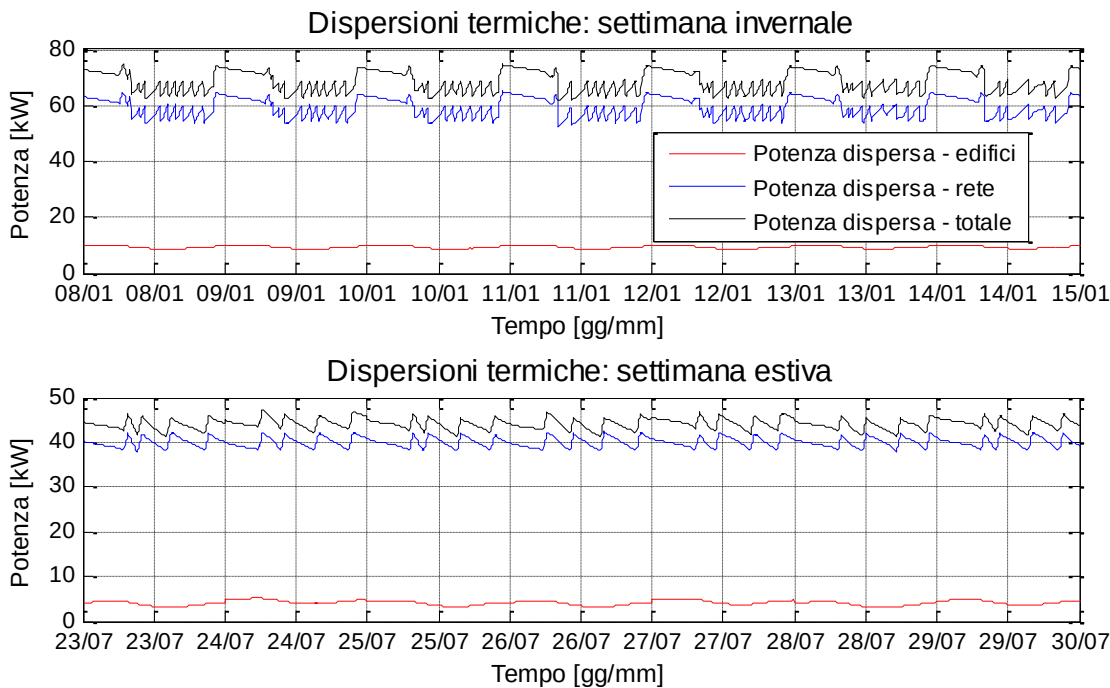


Figura 39 - Potenza termica dispersa, settimana invernale e settimana estiva.

Nella Tabella 24 sono riportati i valori di energia annuali delle dispersioni termiche .

Tabella 24- Energia persa in dispersioni termiche

Energia persa in dispersioni termiche		
Accumuli edifici - annuale	kWha	58'948
Rete - annuale	kWha	439'179
Perdite per dispersione TOTALI – annuali	kWha	498'127

Rete – in inverno	kWha	262'095
Rete – in estate	kWha	177'084

3.4 Scenari poligenerativi

Come già detto nell'analisi della rete di Torino, in questa sede è stata valutata la generazione distribuita all'interno delle reti di teleriscaldamento esclusivamente attraverso l'installazione di impianti solari termici. Gli edifici serviti dalla rete hanno per lo più dei tetti piani che consentono un'installazione ottimale dei collettori solari per cui si sono considerati essenzialmente due tipologie di installazioni:

- Installazione a Sud. Azimut:0° inclinazione:40° (Tetti piani)
- Installazione a Sud/Ovest Azimut :315° inclinazione: 20° (tetti a falda)

Analogamente al precedente caso sono stati simulati i seguenti scenari:

- **Scenario 0 – Baseline:** Rete in assenza di solare installato.
- **Scenario 1 – Sol 100%:** Rete considerando l'installazione del 100% dei collettori installabili, a cui corrisponde una superficie installata di 3068 m², per una potenza di picco pari a 2203 kW.
- **Scenario 2 – Sol 75%:** Rete considerando l'installazione del 75% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 2304 m², per una potenza di picco pari a 1654 kW.
- **Scenario 3 – Sol 50%:** Rete considerando l'installazione del 50% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 1529 m², per una potenza di picco pari a 1098 kW.
- **Scenario 4 – Sol 25%:** Rete considerando l'installazione del 25% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 765 m², per una potenza di picco pari a 549 kW.
- **Scenario 5 – Sol 15%:** Rete considerando l'installazione del 15% dei collettori installabili distribuiti in maniera proporzionale ai consumi delle relative sottostazioni, a cui corrisponde una superficie installata di 467 m², per una potenza di picco pari a 335 kW.
- **Scenario 6 – Sol 25%_c:** Rete considerando l'installazione del 25% dei collettori installabili concentrando l'installazione in modo da minimizzare i costi, a cui corrisponde una superficie installata di 765 m², per una potenza di picco pari a 549 kW.
- **Scenario 7 – Sol 15%_c:** Rete considerando l'installazione del 15% dei collettori installabili concentrando l'installazione in modo da minimizzare i costi, a cui corrisponde una superficie installata di 467 m², per una potenza di picco pari a 335 kW.

Tabella 25 - - Distribuzione collettori nell'ambito degli scenari poligenerativi

ID nodo	Collettori Scenario 1	Collettori Scenario 2	Collettori Scenario 3	Collettori Scenario 4	Collettori Scenario 5	Collettori Scenario 6	Collettori Scenario 7
7	29	29	14	6	4	29	29
10	6	6	6	4	3	-	-
12	21	21	16	7	4	21	18
13	8	8	8	4	2	-	-
15	14	12	10	5	3	-	-
18	20	18	10	5	3	-	-
20	6	6	6	6	4	-	-
22	12	12	7	4	2	-	-

25	-	-	-	-	-	-	-
29	12	12	10	5	3	-	-
32	12	12	9	5	3	-	-
35	12	4	2	1	1	-	-
40	21	21	14	6	4	21	-
42	48	35	20	9	5	-	-
44	18	18	12	5	3	6	-
46	30	10	6	3	2	-	-
50	40	8	4	2	1	-	-

Le caratteristiche del singolo collettore solare di cui alla Tabella 5 sono:

- Potenza nominale collettore: 7,131 kW
- Superficie occupata dal collettore: 9,93 m²

3.5 Valutazione energetico-economica degli scenari di rete in assetto poligenerativo

3.5.1 Componenti della produzione energetica da fonte rinnovabile

Le componenti dell'energia solare prodotta, per la cui definizione si rimanda al paragrafo 2.5.1 del presente report, sono riportate in Figura 40 considerando una giornata estiva. Durante il periodo invernale, invece, l'energia prodotta e quella autoconsumata coincidono.

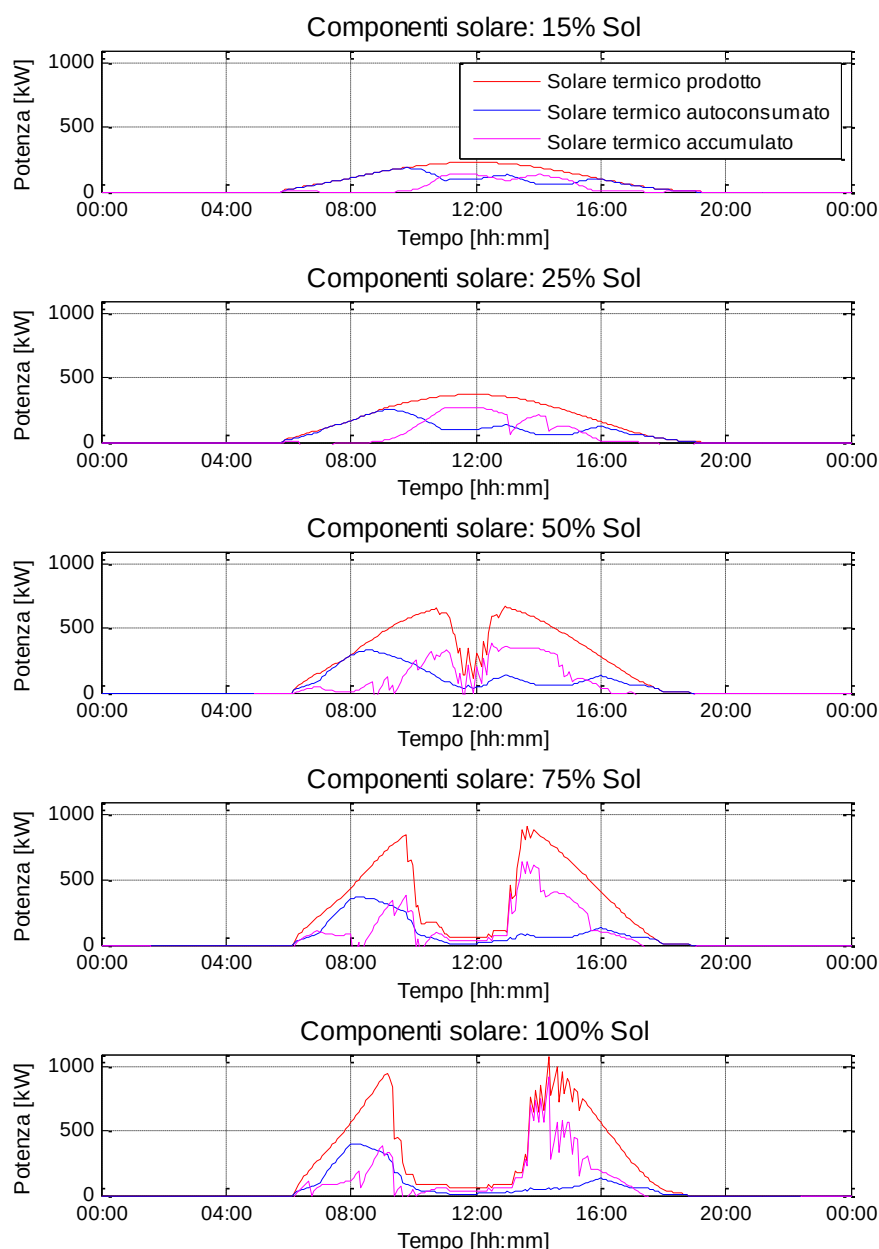


Figura 40 - Componenti della potenza solare prodotta – giornata estiva

Dai grafici di cui sopra si può notare come per installazioni solari superiori al 25% del massimo installabile la potenza prodotta dai collettori venga tagliata a causa dell'impossibilità della rete di assorbire l'energia solare prodotta eccedente la quota di autoconsumo e di accumulo; in tal modo la temperatura del circuito dei collettori solari supera la massima ammissibile, e la produzione solare di fatto si interrompe. Si può notare l'interruzione della curva di energia prodotta che diventa sempre più evidente man mano che aumenta la quota di solare installato

3.5.2 *Analisi energetica degli scenari*

Nelle figure seguenti è evidenziato l'effetto dell'installazione di generazione distribuita di energia termica lungo la rete di teleriscaldamento. Sostanzialmente si traduce in una minore richiesta termica alla centrale termica a parità, evidentemente, di condizioni di carico degli edifici.

Tale impatto è sostanzialmente poco visibile in inverno, in quanto le potenze erogate dal solare incidono per meno di un decimo rispetto alle necessità della rete (vedi Figura 41), mentre diventa estremamente importante durante il periodo estivo. In Figura 42 si riporta l'andamento per una settimana estiva della richiesta termica alla centrale.

Si può vedere come la richiesta alla CT diminuisca con l'aumentare dell'installazione solare e ciò comporti una sempre minore necessità di ricorrere alla produzione di energia termica attraverso le caldaie e che in diversi momenti della giornata vi è anche la possibilità di immettere in rete.

Nello scenario "15%", sebbene gli impianti siano in condizioni di immettere in rete in alcuni momenti, il contributo del solare è poco significativo e vi è comunque una richiesta termica alla CT.

Nello scenario "25%" invece si osserva una sostanziale compensazione del carico da parte del solare per buona parte della giornata, salvo che nelle prime ore del mattino quando, comunque, la richiesta termica alla CT viene notevolmente ridotta.

Negli scenari successivi il solare risulta sovradimensionato rispetto ai carichi estivi e, oltre a compensare tali carichi, immette in rete il surplus di energia prodotta.

Naturalmente tale condizione è accettabile fin tanto che l'energia ceduta ed accumulata nella rete viene utilizzata in momenti successivi.

Nella Figura 43 e nella Figura 44 si riportano gli andamenti della temperatura di mandata e ritorno della rete negli scenari considerati per una settimana estiva ed una invernale. Si osserva che, durante il periodo invernale, tali temperature sono poco o nulla influenzate dalla presenza del solare, mentre nel periodo estivo negli scenari con solare installato superiore al 25% le temperature di rete si alzano notevolmente, sino a raggiungere valori tipici del periodo invernale

In Figura 45 viene riportata la produzione solare raffrontata con la quota di energia immessa in rete. Anche da questa figura si può notare come nello scenario "15% Sol" la condizione di autoconsumo è prevalente anche d'estate (immissioni in rete sporadiche), mentre negli altri scenari considerati la frequenza di immissione di energia solare in rete aumenta in maniera evidente. I dati di produzione solare sono sintetizzati nella Tabella 26 che riporta i valori di energia annuale per le componenti solari considerate, raffrontate con la potenza nominale degli impianti installati, scenario per scenario.

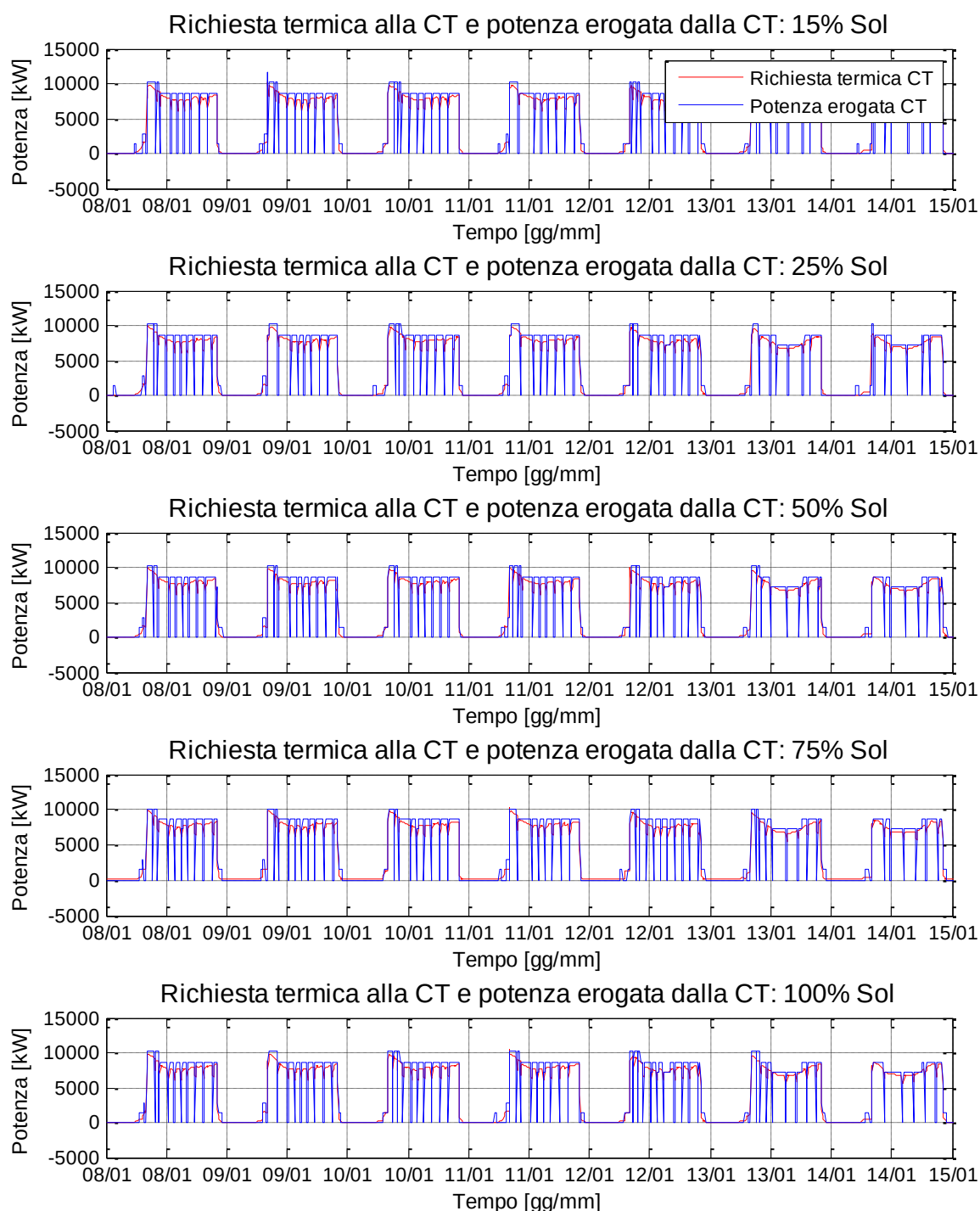


Figura 41 - Richiesta termica alla CT e potenza erogata dalla CT, settimana invernale.

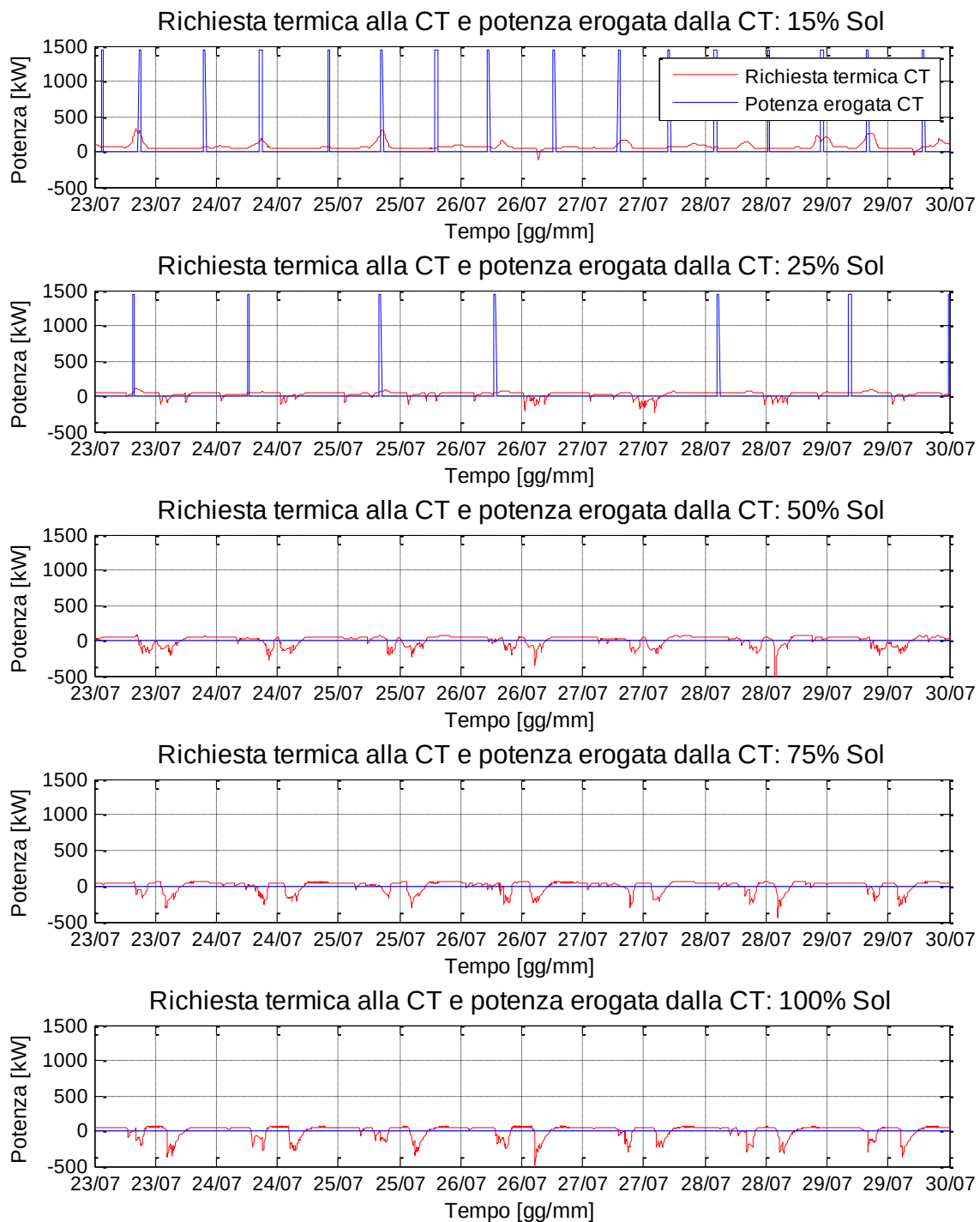


Figura 42 - Richiesta termica alla CT e potenza erogata dalla CT, settimana estiva.

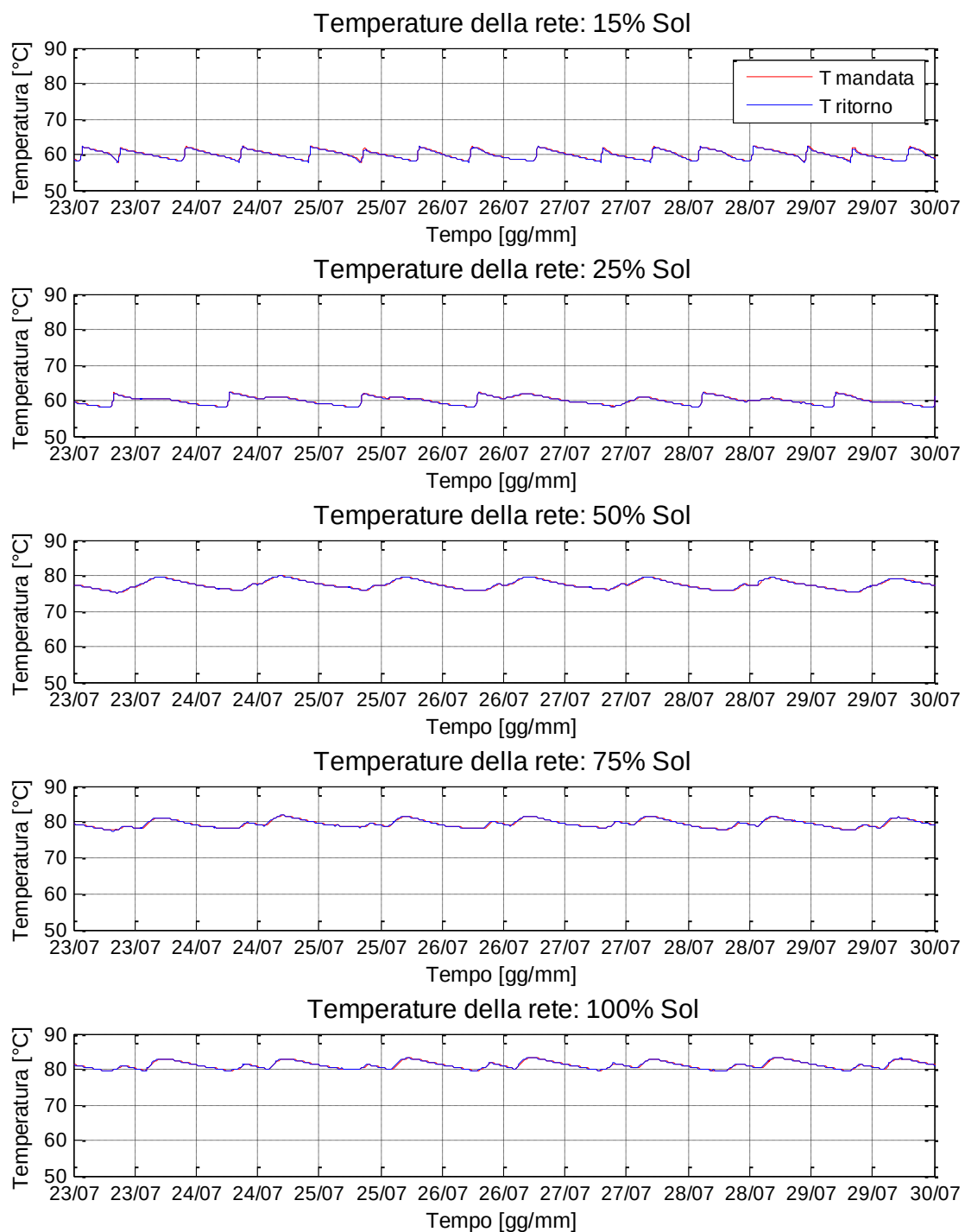


Figura 43 - Temperature di mandata e ritorno in una settimana estiva

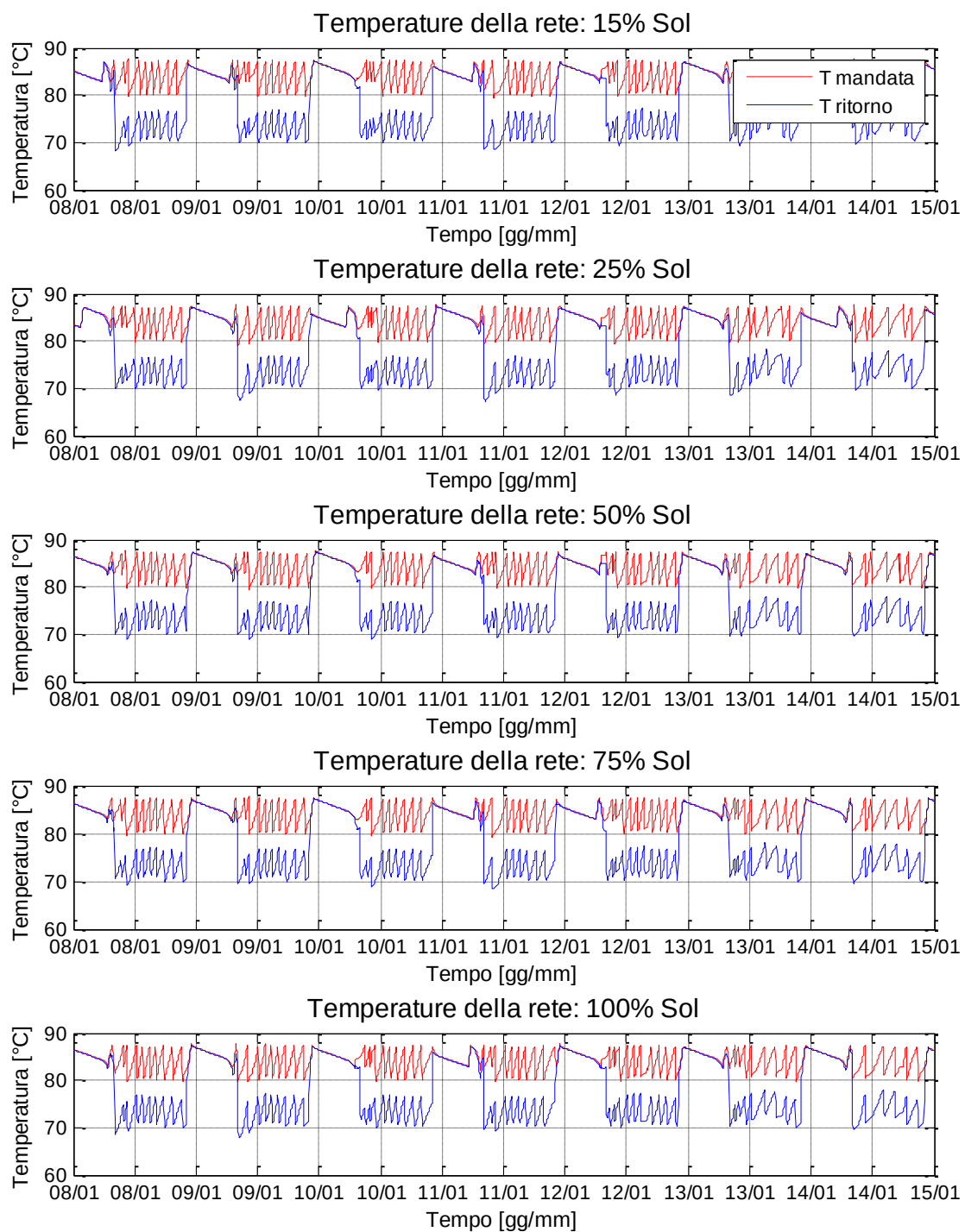


Figura 44 - Temperature di mandata e ritorno in una settimana invernale

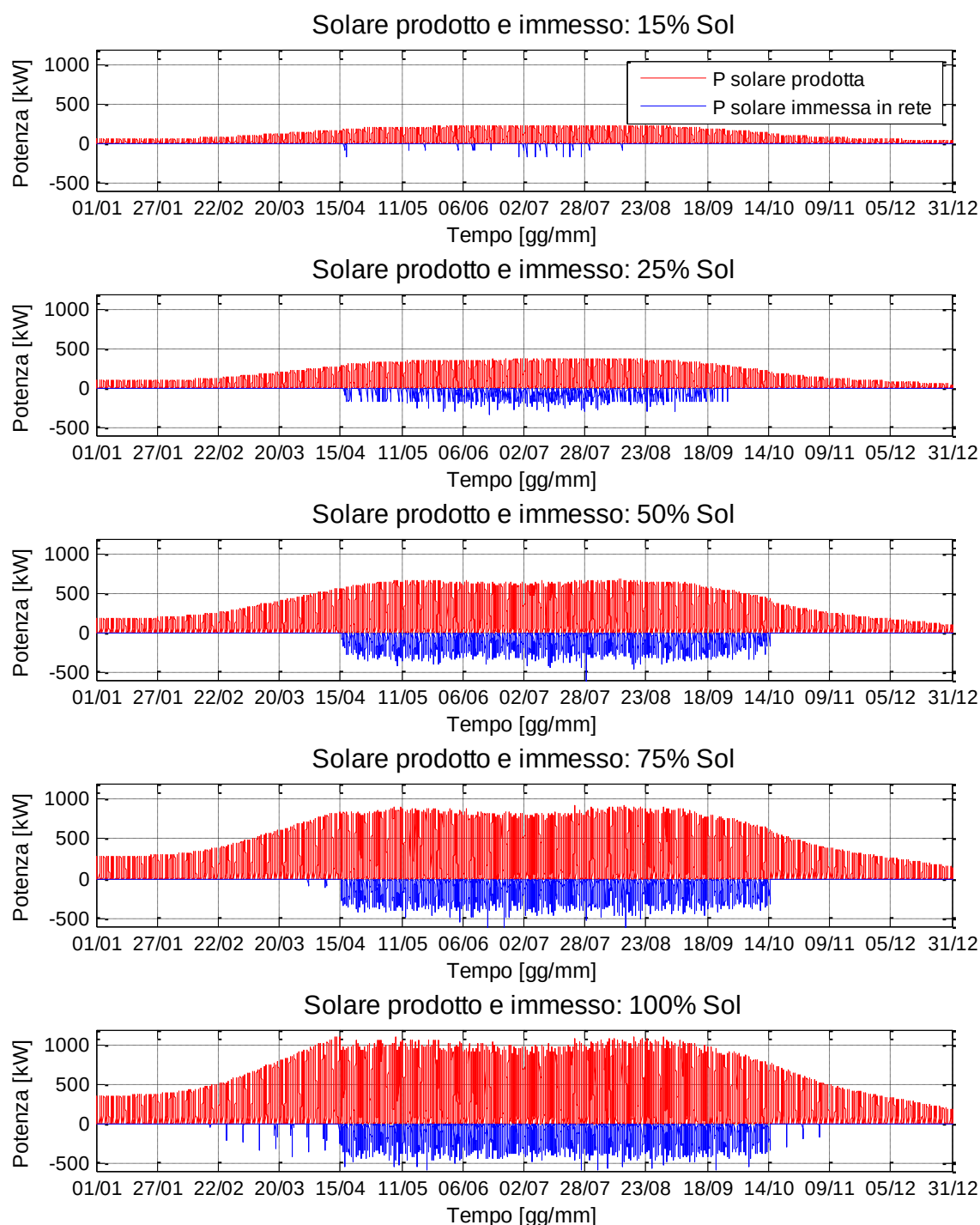


Figura 45 – Potenza solare prodotta e immessa in rete

Tabella 26 – Componenti della produzione solare nelle diverse configurazioni simulate, energie annuali.

	Baseline [kWh]	Solare 15% [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 50% [kWh]	Solare 75% [kWh]	Solare 100% [kWh]
Esol_prod	0	339'858	551'857	955'623	1'127'775	1'251'846
Esol_autocons	0	239'120	322'937	465'480	583'820	676'892
Esol_accum	0	98'588	181'157	224'644	229'595	239'292
Esol_immessa	0	-2'043	-45'375	-252'223	-298'641	-318'877
Pn_solare	0	335	549	1098	1647	2196

Per quanto attiene le dispersioni termiche, si osserva anche in questo caso di studio che non vi sono differenze apprezzabili tra i vari scenari in inverno, mentre le differenze diventano percentualmente rilevanti dopo il termine della stagione di riscaldamento (Figura 46), quando l'installazione rinnovabile comporta l'aumento delle temperature di gestione della rete.

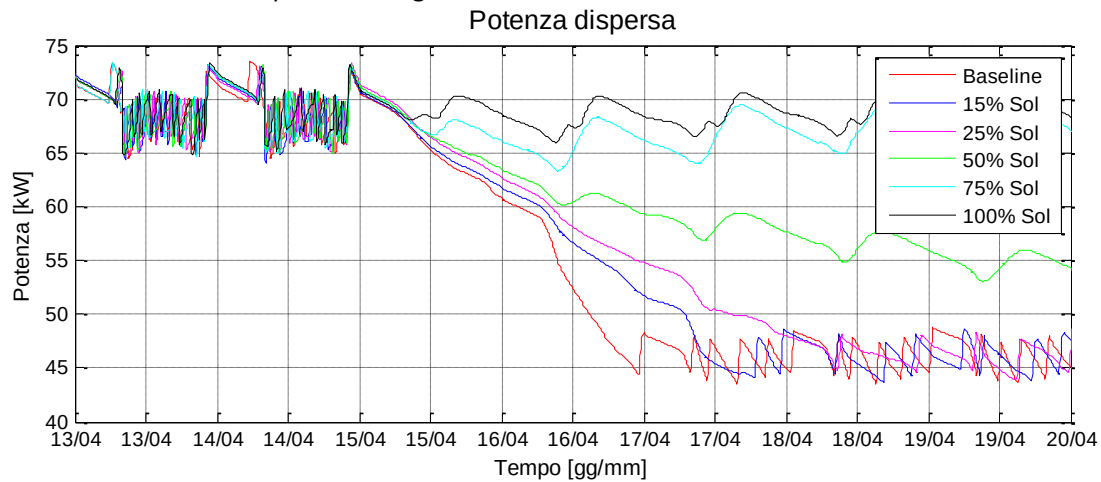


Figura 46 - Perdite per dispersione, confronto tra la baseline e i 5 scenari distribuiti.

Confronto tra configurazioni distribuite e configurazioni concentrate.

Focalizzando l'attenzione sugli scenari che prevedono la realizzazione del 15% e del 25% del solare installabile ha senso valutare l'impatto di una distribuzione degli impianti solari sugli edifici che premi l'autoconsumo ed una concentrazione delle installazioni che consenta un notevole risparmio sui costi di installazione. A parità di potenza installata, il raffronto principale fra le due configurazioni è rappresentato dalla differenza nelle dispersioni di rete mostrato in Figura 47 per una giornata estiva. La maggiore dispersione è infatti riscontrabile essenzialmente nel periodo di non riscaldamento.

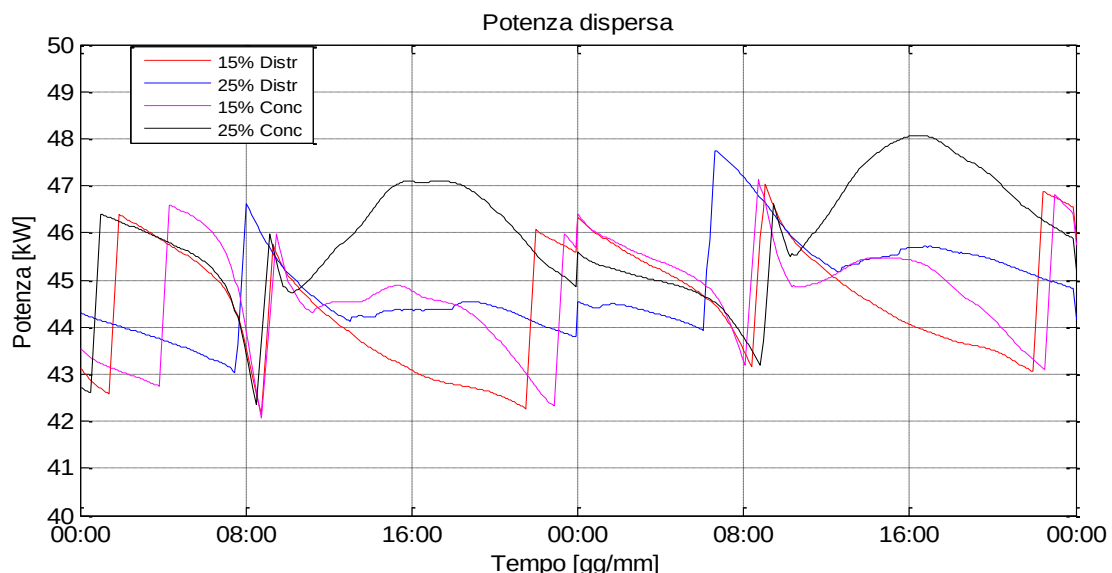


Figura 47 - Potenza dispersa dalla rete, confronto configurazioni distribuite e concentrate in due giornate estive (23-24/07).

Tale differenza è dovuta essenzialmente ai differenti livelli di temperatura del fluido che transita attraverso la rete. La differente distribuzione del solare non comporta un cambiamento sostanziale nella modalità di intervento della centrale termica tradizionale (Figura 48). Le soluzioni concentrate sfruttano l'interconnessione termica tra gli edifici, consumando spesso l'energia in punti diversi rispetto a dove è stata prodotta. Tale condizione è desumibile anche dalla Figura 49 nella quale si osserva un notevole aumento dell'energia immessa nelle soluzioni concentrate rispetto a quelle distribuite.

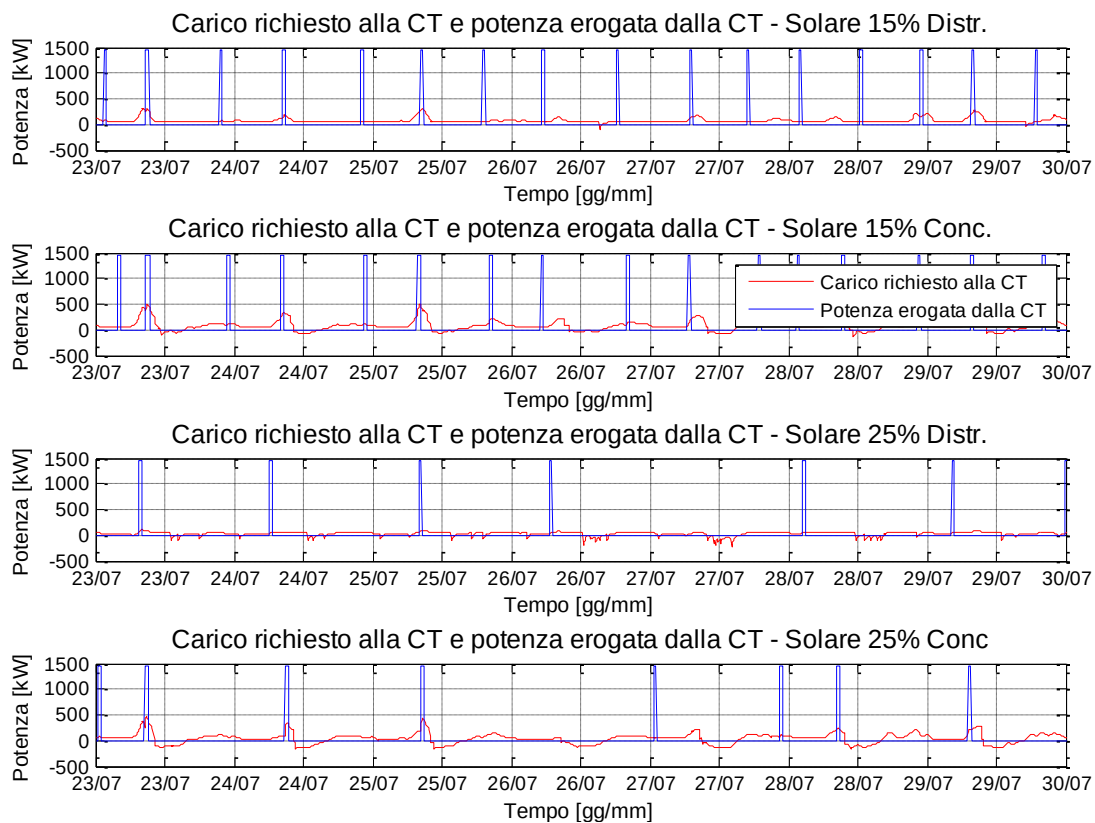


Figura 48 - Carico richiesto alla CT e potenza erogata dalla CT, settimana estiva, scenari distribuiti e concentrati.

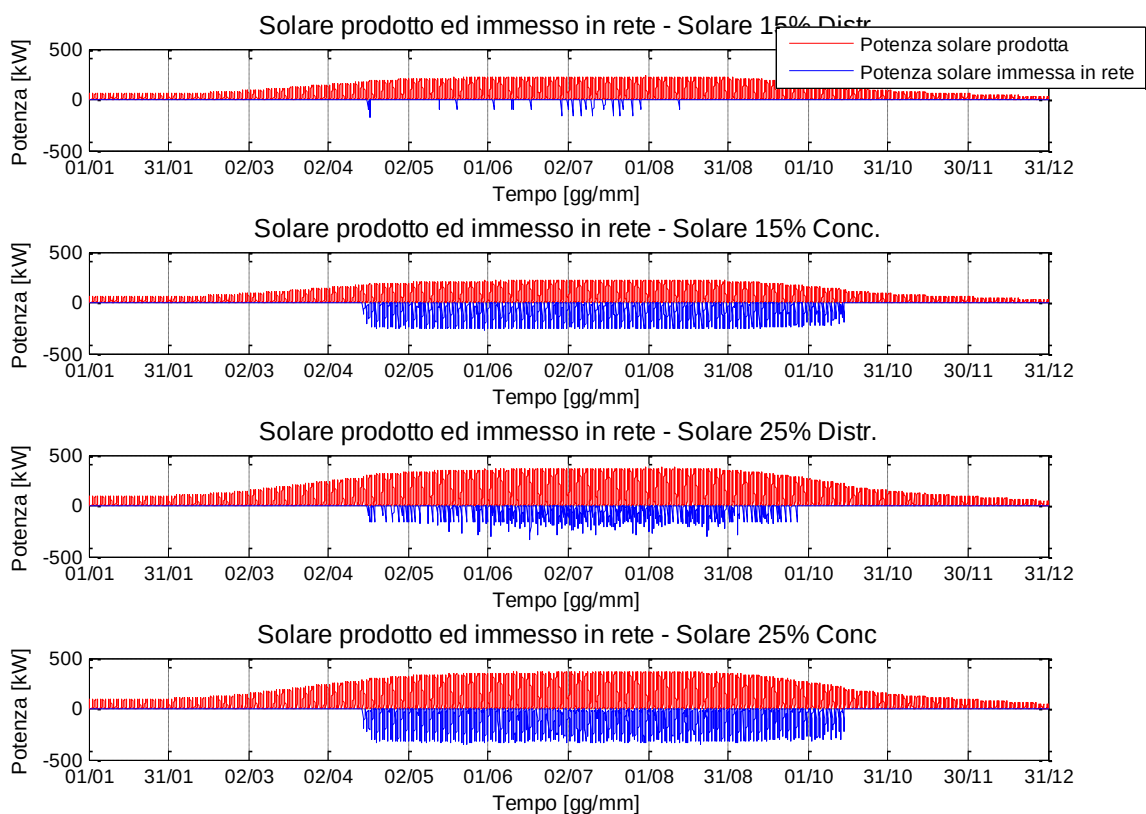


Figura 49 - Potenza solare prodotta ed immessa in rete, confronto configurazioni distribuite e configurazioni concentrate

3.5.3 Valutazione sintetica delle prestazioni energetiche degli scenari

Per la valutazione delle prestazioni energetiche delle configurazioni simulate, sono stati utilizzati gli stessi indici già utilizzati per la rete di Torino. Non avendo considerato, per la rete di Bologna, la presenza di un cogeneratore, tutte le componenti legate all'energia elettrica presenti negli indici vengono ignorate.

ENERGIE ANNUALI

In Tabella 27 sono presentati i principali risultati delle simulazioni effettuate su tutti gli scenari presi in considerazione con solare distribuito.

All'aumentare della percentuale di solare installato, l'energia primaria legata al gas nelle caldaie diminuisce progressivamente: con lo scenario "solare 15%", rispetto alla "baseline", viene consumato il 2.1% in meno in meno per le caldaie. Tale riduzione si incrementa all'aumentare del solare installato: nello scenario "solare 100%" la riduzione di gas naturale consumato dalle caldaie si riduce del 6.9%.

Per quanto riguarda la produzione di energia da parte dei pannelli solari installati, prendendo come base la produzione annuale dello scenario "solare 25%", è possibile affermare che l'energia prodotta annualmente aumenta all'aumentare del solare installato, ma la produzione per kW di picco installato diminuisce fino a quasi dimezzarsi. Il rapporto tra energia prodotta e potenza nominale vale circa 1015 kWh/kWp per il "solare 15%", 1005 kWh/kWp per il "solare 25%", 870 kWh/kWp per il "solare 50%", 685 kWh/kWp per il "solare 75%", e 570 kWh/kWp per il "solare 100%".

Se si considera l'energia termica fornita dalla CT, si osserva una riduzione che parte da -2.1% per il "solare 15%", fino a circa -7% per il "solare 100%".

L'introduzione di campi solari che immettono potenza termica negli accumuli dei singoli edifici fino ad una temperatura di 95°C, può portare ad un incremento delle perdite per dispersione da parte dei componenti della rete nel suo complesso. In realtà il fenomeno di aumento delle perdite termiche per dispersione si verifica solo nelle configurazioni "solare 50%", "solare 75%" e "solare 100%", mentre per le configurazioni con percentuali di solare inferiori, le perdite termiche, rispetto alla baseline, risultano diminuite (-1.3% per "solare 15%" e -1.7% per "solare 25%"). La spiegazione del è analoga a quanto osservato per la rete di Torino: diminuzione delle perdite legate agli scambiatori nelle varie sottostazioni di edificio, che diminuiscono, diminuendo l'energia consegnata dalla rete agli edifici stessi. Nel caso di solare da "50%" a "100%", l'aumento delle perdite per dispersione, rispetto alla baseline, va da +4.1% fino a +7.5%.

Considerando il totale dell'energia ($E_{in_rete_tot}$) immessa in rete dalla centrale termica, e negli accumuli di edificio dai pannelli solari, questa rimane pressoché invariata, rispetto alla baseline, negli scenari "solare 15%" (+0.1%), "solare 25%" (+0.1%), mentre aumenta dello 0.3% per lo scenario "solare 50%", del +0.5% nello scenario "solare 75%" e dello 0.6% nello scenario "solare 100%". In termini di energia totale, quindi, le differenze rispetto alla baseline sono minime.

Tabella 27 - Principali risultati energetici per la baseline e per gli scenari distribuiti.

	Baseline [kWh]	Solare 15% [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 50% [kWh]	Solare 75% [kWh]	Solare 100% [kWh]
Efuel_cald	19'556'993	19'136'983	18'881'117	18'494'845	18'333'575	18'198'479
Esol_prod	0	339'858	551'857	955'623	1'127'775	1'251'846
Eth_CT	16'623'444	16'266'436	16'048'949	15'720'618	15'583'539	15'468'707
Erete_cons	15'372'570	15'034'270	14'868'992	14'693'320	14'574'709	14'473'428
Erete_prelevata	16'181'653	15'825'548	15'651'570	15'466'653	15'341'798	15'235'188
Esol_autocons	0	239'120	322'937	465'480	583'820	676'892
Esol_accum	0	98'588	181'157	224'644	229'595	239'292
Esol_immessa	0	-2'043	-45'375	-252'223	-298'641	-318'877
Eloss_TOT	1'307'208	1'290'229	1'284'701	1'360'311	1'395'269	1'404'633
Pth_nom_cald	14'500	14500	14500	14500	14500	14500
Pn_solare	0	335	549	1098	1647	2196
E_in_rete_tot	16'623'444	16'606'294	16'600'806	16'676'241	16'711'314	16'720'553

Passando alla valutazione degli indici (Tabella 28), si osserva un “miglioramento” del PEF con l’aggiunta del solare, miglioramento (il PEF diminuisce) che aumenta all’aumentare della superficie solare installata: da 1.176 per la baseline si passa a 1.173 per lo scenario “solare 15%”, fino a 1.163 per lo scenario “solare 100%”. Tale comportamento si giustifica con il fatto che il solare, invece, è di fatto conteggiato come se fosse un generatore termico con efficienza pari a 1: ne consegue che, per come è calcolato il PEF, sostituire energia termica prodotta con caldaie con rendimento 0.85 da energia termica prodotta da solare, provoca sempre un miglioramento dell’indice.

La presenza del solare, ed il relativo beneficio legato ad essa, può inoltre essere meglio apprezzato considerando il PEF_NR: l’energia fossile impiegata diminuisce a seguito della presenza dei campi solari e di conseguenza il PEF_NR diminuisce: da 1.176 per la baseline, passa a 1.152 per lo scenario “solare 15%”, fino a 1.088 per lo scenario “solare 100%”.

Per quanto riguarda l’efficienza globale della rete di teleriscaldamento, essa migliora leggermente per gli scenari “15%” e “25%” (da 0.921 a 0.922). Gli scenari “50%”, “75%” e “100%” provocano un aumento delle temperature, tale da aumentare le perdite termiche e provocare una diminuzione dell’efficienza globale della rete da 0.921 a 0.918, 0.916 e 0.916, rispettivamente.

Altro effetto macroscopico dell’introduzione del solare è la diminuzione delle ore equivalenti a potenza nominale della CT: diminuiscono del 2.1% nello scenario “solare 15%”, fino a circa il -7% nello scenario “solare 100%”.

Le ore equivalenti a potenza di picco del campo solare sono invece un indice di quanto a lungo, nel corso dell’anno, il campo solare rimanga in funzione. Si apprezza una diminuzione passando dalla configurazione “solare 15%” a quella “solare 100%”: aumentando la potenza di solare installata, quest’ultima viene sfruttata progressivamente di meno: si passa da 1015 ore equivalenti per la configurazione “15%”, a 570 per la configurazione “100%”, con una diminuzione di circa il 44%.

Relativamente al solare, si può osservare come la quasi totalità della produzione della configurazione “15%” finisca in autoconsumo o accumulo: solo lo 0.5% di quanto prodotto viene immesso.

Anche per la rete di Bologna, un altro parametro che è possibile notare costantemente in peggioramento all’aumentare della superficie solare installata è il fattore di utilizzo del solare F_{SR} . Le configurazioni “solare 15%” e “solare 25%” possono vantare un fattore di utilizzo compreso tra 99.3% e 99.8%: oltre il 99% del solare prodotto è auto consumato, oppure accumulato negli accumuli di edificio, oppure immesso in rete; ciò significa che meno del 1% è perso in accresciute dispersioni termiche. Tale fattore rimane molto diminuisce considerevolmente alle configurazioni da “50%” fino a “100%”: vale 90.7%, 88.5% e 88.4% rispettivamente per le configurazioni “solare 50%”, “solare 75%” e “solare 100%”, che significa che queste ultime due circa il 12% del solare prodotto viene perso in maggiori dispersioni termiche.

Prendendo in considerazione le ore equivalenti utili del solare, è possibile osservare che lo scenario nel quale tale indice è maggiore è quello “solare 15%”, con 1012 ore equivalenti utili; valori molto prossimi sono osservabili nello scenario “solare 25%” (998 h): tali scenari risultano essere, dal punto di vista energetico, quelli di maggiore interesse. Aumentando la quota di solare installato, le ore utili equivalenti scendono a 789 h (-22% rispetto allo scenario migliore) per lo scenario “50%”, sino a 504 h (-50% rispetto allo scenario migliore) per lo scenario “solare 100%”.

Tabella 28 – Indici di prestazione energetica per la baseline e per gli scenari distribuiti.

	Baseline [kWh]	Solare 15% [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 50% [kWh]	Solare 75% [kWh]	Solare 100% [kWh]
PEF	1.176	1.173	1.171	1.166	1.165	1.163
PEF_NR	1.176	1.152	1.137	1.109	1.097	1.088
PEF_R	0.000	0.020	0.033	0.057	0.067	0.075
η_{DH}	0.9212	0.9221	0.9224	0.9182	0.9163	0.9158
RiL	0.086	0.084	0.084	0.089	0.091	0.092
PEE	0.850	0.868	0.879	0.902	0.912	0.919

H_eq_NR	1146	1122	1107	1084	1075	1067
H_eq_R	-	1015	1005	870	685	570
F_SR	-	99.8%	99.3%	90.7%	88.5%	88.4%
H_eq_SR	-	1012	998	789	606	504

Confrontando gli scenari concentrati con gli scenari distribuiti (Tabella 29), si osserva, per i concentrati, un moderato aumento dell'energia primaria relativa alle caldaie (+0.2% in entrambi i casi, passando da distribuito a concentrato).

L'energia solare annua prodotta, invece, subisce una diminuzione: -2.1% nel caso "15%", e -1.6% nel caso "25%". Quello che cambia radicalmente, invece, è la distribuzione tra auto consumata, accumulata ed immessa in rete. Passando da configurazione distribuita a concentrata, l'energia solare auto consumata diminuisce di oltre il 57% nel caso "solare 15%", e di oltre il 43% nel caso "solare 25%". Differenze ancora maggiori si osservano nell'energia da solare accumulata negli accumuli di edificio: la diminuzione è di circa l'66% sia per il "solare 15%" sia per il "solare 25%". Si osserva invece, come atteso, un incremento del solare immesso in rete: il caso "solare 15%" distribuito è caratterizzato da un'immissione di solare in rete decisamente modesta (2 MWha in tutto, a fronte di una produzione di 340 MWha), si osserva quindi un incremento che di circa il 9000% passando al distribuito. Nel caso della configurazione "25%", passando da distribuito a concentrato l'aumento dell'energia solare immessa è di circa il 530%. Appare evidente che le configurazioni "15%" e "25%" distribuite sono le più adatte per ottenere un consumo (autonsumo o accumulo) in loco del solare prodotto, mentre la stessa potenza di picco, concentrata, viene in gran parte distribuita in rete: per entrambi i casi distribuiti oltre il 50% (57% per il "15% concentrato", 53% per il "25% concentrato") del solare prodotto è immesso in rete. Tali percentuali sono molto lontane da qualsiasi caso tra quelli distribuiti simulati: si passa da una percentuale pari all'1% per il "15% distribuito", all'8% per il "25% distribuito", per raggiungere valori tra il 25% ed il 26% di energia solare immessa in rete nelle configurazioni distribuite dalla "50% distribuito" alla "100% distribuito".

L'inconveniente maggiore nel passaggio da configurazione distribuita a configurazione concentrata è rappresentato dall'inevitabile aumento delle perdite globali della rete, queste in realtà vedono in entrambi i casi un aumento compreso tra il +1.4% ed il +1.8% rispetto alle rispettive configurazioni distribuite.

In entrambi i casi l'energia termica prodotta dalla CT aumenta, sebbene di un modesto +0.2%

Relativamente all'energia termica totale immessa in rete (dalla CT) o negli accumuli di edificio (dai campi solari) per entrambe le configurazioni si osserva un aumento modesto compreso tra lo +0.1% e +0.2% nel passaggio da distribuito a concentrato.

Tabella 29 - Principali risultati energetici: confronto scenari distribuiti e concentrati.

	Solare 15% [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 15% Conc. [kWh]	Solare 25% Conc. [kWh]
Efuel_cald	19'136'983	18'881'117	19'169'758	18'925'233
Esol_prod	339'858	551'857	332'756	543'059
Eth_CT	16'266'436	16'048'949	16'294'294	16'086'448
Erete_cons	15'034'270	14'868'992	15'237'549	15'130'415
Erete_prelevata	15'825'548	15'651'570	16'039'526	15'926'752
Esol_autocons	239'120	322'937	101'298	181'467
Esol_accum	98'588	181'157	33'365	60'817
Esol_immessa	-2'043	-45'375	-188'189	-285'737
Eloss_TOT	1'290'229	1'284'701	1'310'901	1'313'336
Pth_nom_cald	14500	14500	14'500	14500
Pn_solare	335	549	335	549
E_in_rete_tot	16'606'294	16'600'806	16'627'051	16'629'507

Gli indici di prestazione energetica (Tabella 30) confermano che le soluzioni con solare concentrato comportano delle prestazioni con dei peggioramenti molto contenuti per quasi tutti gli indici: per quasi tutti il peggioramento è dell'ordine di 1 o 2 millesimi, quando questo è presente.

Gli unici indici in cui si nota un peggioramento apprezzabile sono le ore equivalenti a carico di picco del solare, che diminuiscono rispettivamente del 2.1% e del 1.6% per le configurazioni "solare 15%" e "solare 25%" rispettivamente. Anche il fattore di utilizzo del solare diminuisce: da 0.998 a 0.968 per lo scenario "15%", e da 0.993 a 0.965 per lo scenario "25%".

Relativamente alle ore equivalenti utili di solare, si osservano valori minori nelle soluzioni concentrate: nello specifico nella soluzione "solare 15%", passando dalla soluzione distribuita a quella concentrata si ha una diminuzione del 5%; nella soluzione "solare 25%", invece, la diminuzione è del 4.3%.

Tabella 30 – Indici di prestazione energetica: confronto scenari distribuiti e concentrati.

	Solare 15% [kWh]	Solare 25% [kWh]	Solare 15% Conc. [kWh]	Solare 25% Conc. [kWh]
PEF	1.173	1.171	1.173	1.171
PEF_NR	1.152	1.137	1.153	1.138
PEF_R	0.020	0.033	0.020	0.033
η_{DH}	0.9221	0.9224	0.9210	0.9208
RiL	0.084	0.084	0.086	0.086
PEE	0.868	0.879	0.867	0.879
H_eq_NR	1122	1107	1124	1109
H_eq_R	1015	1005	993	989
F_SR	99.8%	99.3%	96.8%	96.5%
H_eq_SR	1012	998	961	955

3.5.4 Valutazione economica degli scenari

Nella valutazione economica degli scenari ipotizzati per la rete di Bologna, sono stati utilizzati gli stessi parametri (MOL e VAN) utilizzati per la rete di Torino, visto che le reti sono caratterizzate da due differenti configurazioni impiantistiche, alcune voci di costo e di ricavo cambiano.

Margine operativo lordo (MOL)

Relativamente al MOL della rete di Bologna, fra le voci di costo si sono considerate:

- Costi di acquisto del gas naturale
- Costi di manutenzione

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

Fra i ricavi:

- 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 dipende dalla potenza installata ed è stato fissato pari a 3 €/kW.

Per la stima del prezzo di vendita dell'energia termica si è fatto riferimento alla tariffe del teleriscaldamento di HERA per la zona di Bologna. La tariffa considerata è di tipo monomia, ovvero prevede

come unico parametro il consumo registrato dal contatore. Il costo dell'energia termica risulta essere di 0,118187 €/kWh.

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

Nelle tabelle da Tabella 31 a Tabella 38 sono presentati i dettagli relativi ai costi annui ed ai ricavi annui di tutti gli scenari e le configurazioni che sono state simulate.

Tabella 31 - Dettaglio costi e ricavi, Baseline

Consumo GN	[Sm3/a]	2'002'416
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	15'313'623
Energia solare autoconsumata	[kWh]	0
Energia solare accumulata	[kWh]	0
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'313'623
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'871

Tabella 32 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 15% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1'959'411
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	47
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	466.71
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	258'500
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	14'975'085
Energia solare autoconsumata	[kWh]	239'120
Energia solare accumulata	[kWh]	98'588
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'794
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'773

Tabella 33 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 25% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1'933'214
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	77
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	764.61

Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	423'500
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	14'808'719
Energia solare autoconsumata	[kWh]	322'937
Energia solare accumulata	[kWh]	181'157
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'814
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'776

Tabella 34 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 50% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1'893'926
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	154
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	1529
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	847'000
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	14'625'470
Energia solare autoconsumata	[kWh]	454'567
Energia solare accumulata	[kWh]	232'771
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'808
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'775

Tabella 35 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 75% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1'877'443
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	232
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	2303.76
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	1'276'000
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	14'504'787
Energia solare autoconsumata	[kWh]	547'629
Energia solare accumulata	[kWh]	260'355
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'771
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'771

Tabella 36 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 100% distribuito

Consumo GN	[Sm3/a]	1'863'903
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	309
Superficie solare installata (scenario distribuito)	[m2]	3068.37
Costo impianto solare distribuito a collettore	[€/collettore]	5'500
Costo impianto solare distribuito a m2	[€/m2]	553.9
Investimento impianto solare distribuito	[€]	1'699'500
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	14'403'230
Energia solare autoconsumata	[kWh]	620'699
Energia solare accumulata	[kWh]	288'900
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'829
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'777

Tabella 37 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 15% concentrato

Consumo GN	[Sm3/a]	1'962'767
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	47
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m2]	466.71
Costo impianto solare concentrato a collettore	[€/collettore]	4'400
Costo impianto solare concentrato a m2	[€/m2]	443.1
Investimento impianto solare concentrato	[€]	206'800
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	15'178'178
Energia solare autoconsumata	[kWh]	101'298
Energia solare accumulata	[kWh]	33'365
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'842
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'779

Tabella 38 - Dettaglio costi e ricavi, Solare 25% concentrato

Consumo GN	[Sm3/a]	1'937'731
Potenza installata caldaie	[kW]	14'500
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	43'500
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	43'500
Collettori installati	[collettori]	77
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m2]	764.61
Costo impianto solare concentrato a collettore	[€/collettore]	4'400
Costo impianto solare concentrato a m2	[€/m2]	443.1

Investimento impianto solare concentrato	[€]	338'800
Energia termica da rete consegnata agli edifici	[kWh]	15'070'566
Energia solare autoconsumata	[kWh]	181'467
Energia solare accumulata	[kWh]	60'817
Energia termica totale venduta	[kWh]	15'312'850
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0.118187
Guadagno annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	1'809'780

Costi, ricavi e relativi MOL sono presentati in Tabella 39.

Si nota che il MOL aumenta all'aumentare del solare installato: sebbene i ricavi non variano (l'energia termica venduta non varia, vi è una diminuzione dei costi, legata alla minor spesa per l'acquisto del gas naturale

L'aumento del MOL rispetto alla baseline va da un +3% per "solare 15%" ad un +12% per "solare 100%".

Tabella 39 - Costi, ricavi e MOL per gli scenari analizzati.

Costi 2014	Baseline	Sol 15% D	Sol 25% D	Sol 50%	Sol 75%	Sol 100%	Sol 15% C	Sol 25% C
	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Costo acq. GN	800'966	783'765	773'285	757'570	750'977	745'561	785'107	775'092
Costo annuo manutenz.	43'500	43'500	43'500	43'500	43'500	43'500	43'500	43'500
Costi TOT	844'466	827'265	816'785	801'070	794'477	789'061	828'607	818'592
Ricavi 2014	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]
Vendita En. Term.	1'809'871	1'809'773	1'809'776	1'809'775	1'809'771	1'809'777	1'809'779	1'809'780
Ricavi TOT	1'809'871	1'809'773	1'809'776	1'809'775	1'809'771	1'809'777	1'809'779	1'809'780
MOL	965'405	982'509	992'990	1'008'705	1'015'293	1'020'716	981'172	991'188

Confrontando invece le configurazioni distribuite con le equivalenti concentrate, si osserva per queste ultime un MOL inferiore di circa l'1%.

Valore attuale netto (VAN)

In Tabella 40 e nelle figure da Figura 50 a Figura 57 sono rappresentati gli andamenti del VAN sino a 10 anni delle configurazioni considerate.

Tabella 40 - VAN a 10 anni per gli scenari analizzati.

	VAN [€]							
Anno	Baseline	Sol 15% D	Sol 25% D	Sol 50%	Sol 75%	Sol 100%	Sol 15% C	Sol 25% C
0	0	-258'500	-423'500	-847'000	-1'276'000	-1'699'500	-206'800	-338'800
1	919'433	701'669	562'256	193'773	-188'381	-566'665	752'096	645'239
2	1'795'084	1'616'116	1'501'071	1'184'985	847'447	512'225	1'665'331	1'582'419
3	2'629'037	2'487'018	2'395'181	2'128'997	1'833'950	1'539'739	2'535'078	2'474'972
4	3'423'278	3'316'448	3'246'714	3'028'056	2'773'476	2'518'325	3'363'408	3'325'022
5	4'179'698	4'106'382	4'057'697	3'884'303	3'668'264	3'450'310	4'152'295	4'134'594
6	4'900'098	4'839'545	4'798'682	4'637'014	4'425'891	4'211'984	4'884'460	4'874'233
7	5'586'193	5'537'795	5'504'381	5'353'881	5'147'441	4'937'388	5'581'761	5'578'652

8	6'239'617	6'202'796	6'176'476	6'036'612	5'834'632	5'628'249	6'245'857	6'249'526
9	6'861'926	6'836'129	6'816'566	6'686'832	6'489'099	6'286'212	6'878'329	6'888'455
10	7'454'600	7'439'304	7'426'176	7'306'089	7'112'401	6'912'843	7'480'683	7'496'958

Negli scenari distribuiti si osserva che a 10 anni il VAN è sempre minore di quello della baseline: l'investimento relativo alla trasformazione delle rete in poligenerativa con solare, sebbene fornisca sempre performance energetiche migliori, non riesce a ripagarsi nell'arco di tempo considerato.

Considerando invece il costo di investimento ipotizzato inferiore per gli scenari concentrati, si osserva che questi ultimi riescono a ripagarsi completamente e ad ottenere dei VAN superiori allo scenario baseline all'ottavo. Questo significa che per tutta la vita rimanente degli impianti solari installati, la trasformazione della rete in poligenerativa con solare termico potrebbe garantire guadagni maggiori rispetto alla rete nelle attuali condizioni.

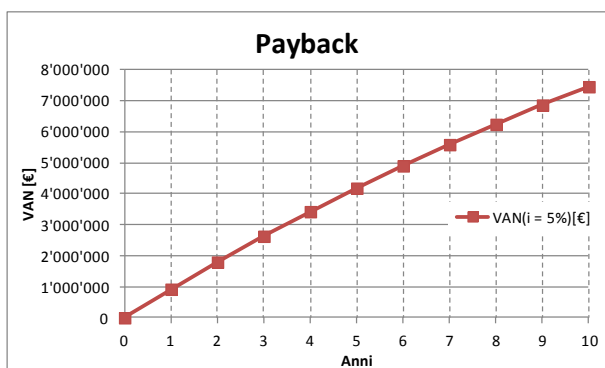


Figura 50 - Van a 10 anni, Baseline

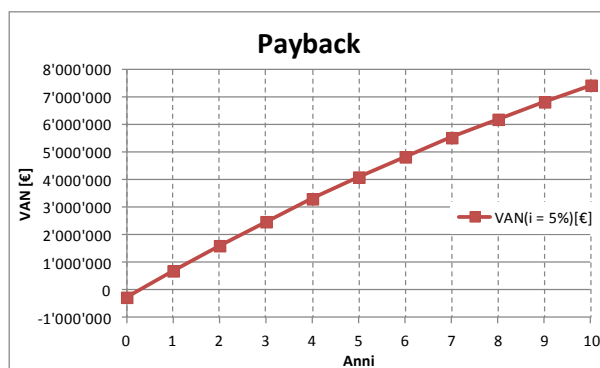


Figura 51 - VAN a 10 anni, scenario solare 15% distribuito

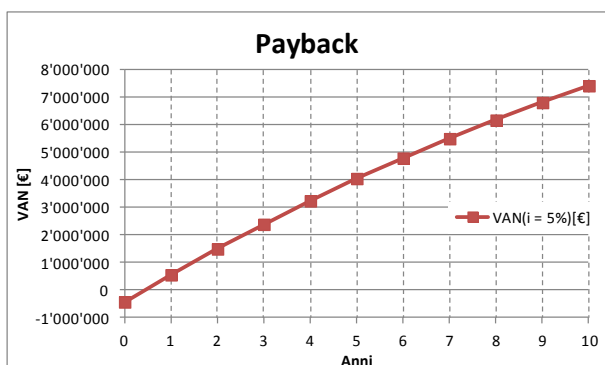


Figura 52 - Van a 10 anni, scenario solare 25% distribuito

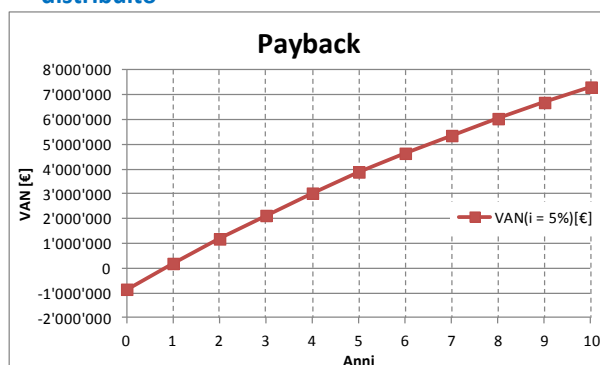


Figura 53 - VAN a 10 anni, scenario solare 50% distribuito

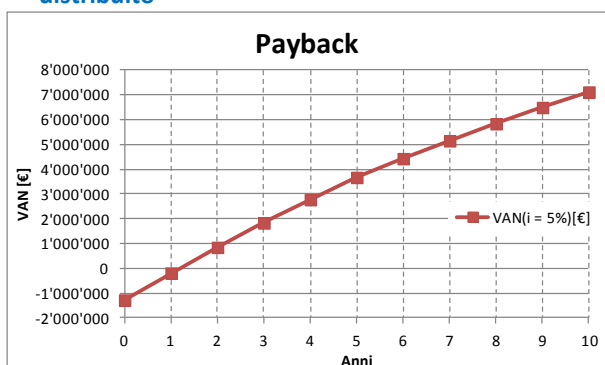


Figura 54 - Van a 10 anni, scenario solare 75% distribuito

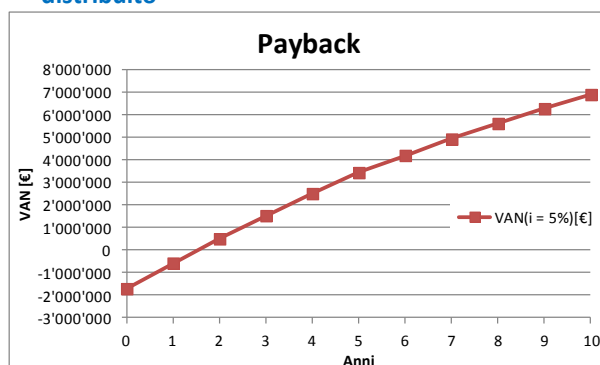


Figura 55 - VAN a 10 anni, scenario solare 100% distribuito

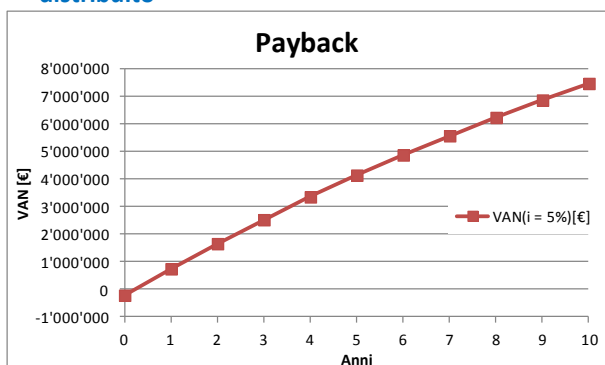


Figura 56 - Van a 10 anni, scenario solare 15% concentrato

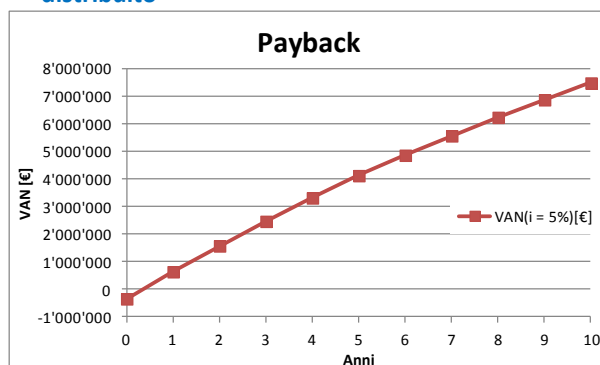


Figura 57 - VAN a 10 anni, scenario solare 25% concentrato

4 Conclusioni

L'oggetto della ricerca sviluppata per il presente lavoro è la valutazione energetica ed economica di un'ipotesi di trasformazione di una o più reti di teleriscaldamento in reti poligenerative con presenza di scambio attivo.

La tipologia impiantistica presa in esame per la generazione di energia distribuita lungo le reti di teleriscaldamento analizzate è il solare termico.

Tuttavia un'interessante possibilità di sviluppo della presente ricerca potrà essere l'analisi di tipologie impiantistiche diverse quali ad esempio micro-cogeneratori.

L'accoppiamento tra solare termico e teleriscaldamento ipotizzato prevede la presenza di più "campi" solari installati sulle coperture (ove presente spazio disponibile) degli edifici e le analisi di sensibilità condotte hanno previsto l'analisi di scenari diversificati sia per la potenza di solare installata che per la distribuzione della stessa sugli edifici serviti dalla rete.

È stata, dunque, valutata la massima superficie utilizzabile per l'installazione di collettori solari e definito uno scenario nel quale tale superficie utile sia completamente sfruttata per la produzione di energia termica attraverso l'installazione di collettori solari: a partire da tale configurazione sono stati simulati scenari che prevedono una quota di potenza installata di solare termico via via decrescente con una dislocazione delle installazioni che tenesse conto dei consumi degli stabili, in modo da massimizzare la condizione di autoconsumo.

Per gli scenari, valutati anche tramite l'ausilio di indici energetici ed economici, ritenuti più interessanti è stata valutata anche una diversa distribuzione delle installazioni dei campi solari. In particolare per tali scenari si è ipotizzato di concentrare il più possibile l'installazione dei collettori nei punti più favorevoli in modo da diminuire i costi di installazione e sfruttare la presenza della rete che permette di delocalizzare la produzione rispetto al consumo di energia.

L'accostamento di solare termico alla cogenerazione è risultato un caso controverso: alla diminuzione dell'energia fossile necessaria alla rete si affianca inevitabilmente una riduzione di energia elettrica prodotta. Dal punto di vista energetico, la performance della rete così trasformata in poligenerativa dipende fortemente da come viene considerata l'energia elettrica prodotta. Riportando tutto in termini di energia primaria (e considerando quindi per l'energia elettrica prodotta il rendimento del sistema elettrico nazionale), l'assetto puramente cogenerativo risulta sempre più vantaggioso rispetto all'assetto poligenerativo con solare termico. Considerando invece la sola energia primaria da fonte fossile destinata a soddisfare le richieste termiche delle utenze della rete, l'introduzione del solare comporta sempre un vantaggio.

La trasformazione di una rete non cogenerativa tramite l'installazione di solare termico (Rete di Bologna), risulta invece sempre energeticamente conveniente.

Relativamente ai diversi scenari di installazione del solare considerati, l'indicatore maggiormente significativo è rappresentato dalle ore equivalenti utili del campo solare (H_{eq_SR}), che tiene conto sia della produzione del solare installato sia del suo effettivo sfruttamento in rete. Gli scenari più interessanti sono quelli in cui tale indice è maggiore.

Il peggioramento della performance energetica delle "soluzioni concentrate" si è rilevato essere contenuto a fronte di un abbattimento dei costi di installazione per cui si è osservato che le configurazioni "concentrate" degli scenari che massimizzano l'indice H_{eq_SR} (ore equivalenti utili di solare) sono gli unici a garantire un ritorno economico dell'investimento uguale o inferiore a 10 anni.

A parere degli autori la metodologia adottata nel presente studio costituisce un potente strumento per valutare preventivamente, attraverso gli indici sintetici adottati ed applicati ai risultati di simulazioni annuali, le prestazioni energetiche ed economiche di installazioni solari in reti di teleriscaldamento reali.

5 Riferimenti bibliografici

1. B. Di Pietra, J. Canonaco, A. Pannicelli, G. Puglisi, F. Zanghirella, "Ottimizzazione della piattaforma ENSim per la simulazione di reti termiche in assetto poligenerativo", RdS/PAR2014/013, Report Ricerca di Sistema Elettrico, Settembre 2015.
2. L.Rignanese, "Analisi e ottimizzazione delle prestazioni di una rete di teleriscaldamento mediante modelli di simulazione avanzati", Tesi di Laurea specialistica, I Facoltà di Ingegneria, Politecnico di Torino, 2015.
3. M. Badami, A. Portoraro, "Analisi di performance e monitoraggi energetici di reti termiche distribuite", Report Ricerca di Sistema Elettrico, Settembre 2014.
4. M. Spanu, "Analisi dei consumi energetici del comprensorio corticella di bologna, alimentato dalla rete di teleriscaldamento", Tesi di Laurea specialistica, Facoltà di Ingegneria, Alma Mater Studiorum - Università di Bologna, 2011.