



Ricerca di Sistema elettrico

Ottimizzazione delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale e/o territoriale

J. Canonaco, L. Pazzola, G. Puglisi, F. Zanghirella

OTTIMIZZAZIONE DELLE PRESTAZIONI DI RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE SU SCALA DISTRETTUALE E/O TERRITORIALE

J. Canonaco, L. Pazzola, G. Puglisi, F. Zanghirella (ENEA)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

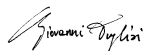
Piano Annuale di Realizzazione 2015

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

Progetto: Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: B. Reti termiche distribuite

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA



Si desidera ringraziare Michele Versace per il valido e competente contributo fornito durante lo svolgimento della sua tesi di laurea per l'attività condotta sulla rete di teleriscaldamento di Torino.

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI DI UNA RETE REALE	5
2.1 BREVE DESCRIZIONE DELLA RETE	6
2.2 MONITORAGGIO DEI DATI	6
2.2.1 <i>Strumentazione fissa</i>	6
2.2.2 <i>Strumentazione da campo</i>	15
2.3 ELABORAZIONE DATI	17
2.3.1 <i>Filtraggio segnali</i>	17
2.3.2 <i>Profili di carico termico</i>	18
2.4 EFFICIENZA SCAMBIATORE E RETE DI DISTRIBUZIONE	21
2.5 CONFRONTO CON I DATI MISURATI E TARATURA DEL MODELLO	23
2.5.1 <i>Regolazione cogeneratore</i>	23
2.5.2 <i>Regolazione caldaie</i>	28
2.5.3 <i>Regolazione perdite della rete di distribuzione</i>	33
3 SCENARIO MIGLIORATIVO PRESTAZIONI RETE	38
3.1 VALUTAZIONE ENERGETICA	38
3.2 VALUTAZIONE ECONOMICA.....	42
4 APPLICAZIONE ED ANALISI DEGLI INDICI DI PRESTAZIONE	46
5 ANALISI ENERGETICO-ECONOMICA DI UN'IPOTESI DI INTRODUZIONE DI UTENTI ATTIVI IN UNA RETE REALE	54
5.1 TRASFORMAZIONE DA UTENTE PASSIVO AD UTENTE ATTIVO DI UN SINGOLO EDIFICIO	54
5.1.1 <i>Analisi energetica</i>	55
5.1.2 <i>Analisi economica</i>	58
5.2 TRASFORMAZIONE DI PIÙ EDIFICI IN UTENTI ATTIVI E COMPATIBILITÀ CON LA RETE DI TELERISCALDAMENTO.....	68
5.2.1 <i>Analisi energetica</i>	69
5.2.2 <i>Analisi Economica</i>	71
5.3 CONSIDERAZIONI RIASSUNTIVE	73
6 CONCLUSIONI.....	74
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	76

Sommario

Una rete termica reale, situata nel Comune di Torino, è stata oggetto di un monitoraggio da remoto delle principali grandezze fisiche, della valutazione della sua attuale prestazione, di un'analisi di scenario per una sua ottimizzazione energetica ed economica e dell'analisi di un'ipotesi di una sua trasformazione in rete attiva. L'analisi dei dati di monitoraggio ha dimostrato che l'attuale criterio di gestione della rete, che favorisce l'autoconsumo di energia elettrica prodotta dal cogeneratore per poter accedere al sistema di incentivazione dei certificati verdi, dal punto di vista energetico non appare conveniente. Tramite l'utilizzo della piattaforma di simulazione dinamica ENSim è stato ipotizzato, simulato ed analizzato uno scenario ottimizzato, basato maggiormente su un inseguimento termico, che ottimizza le potenzialità del cogeneratore, ed è quindi energeticamente più efficiente, dimostrando, però, una sostanziale neutralità dal punto di vista economico rispetto alla situazione esistente. E' stata anche dimostrata l'utilizzabilità di alcuni indici prestazionali su basi temporali non stagionali, per ottenere informazioni utili ad una gestione più efficiente e ottimale dei sistemi di teleriscaldamento, ricavate dall'osservazione degli andamenti nel tempo dei suddetti indici. L'indice ritenuto più valido è il Primary Energy Factor, PEF, che può essere utile sia in fase di progettazione di un nuovo sistema di teleriscaldamento sia in fase di ottimizzazione di uno esistente. La stessa rete è stata anche oggetto di un'analisi energetico-economica (attraverso l'utilizzo della piattaforma software ENSim) di un'ipotesi di una sua trasformazione in rete attiva tramite il passaggio di uno o più utenti da "passivi" ad "attivi". L'introduzione di utenti attivi è consistita nell'ipotizzare che uno o più edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento decidano di dotarsi di un impianto solare termico, installato sul tetto, sostenendo i costi dell'investimento, che sarebbero dunque a carico degli utenti attivi e non del gestore della rete. Dal punto di vista energetico, per il singolo edificio "attivo" la rete consente un sovradimensionamento del campo solare rispetto alle esigenze dell'edificio stesso. Da un punto di vista economico, per il singolo edificio, il passaggio da utente passivo ad utente attivo può essere considerato sempre economicamente conveniente: la riduzione dei costi di acquisto dell'energia termica dal TLR consente un tempo di ritorno dell'investimento pari a 10 anni anche nel caso-limite di cessione gratuita al TLR dell'energia in eccesso. La trasformazione di più utenti da passivi ad attivi deve essere invece oggetto di attenzione da parte del gestore della rete. L'aumento della superficie solare installata porta ad una maggiore immissione in rete dell'energia eccedente, accompagnato da un aumento delle perdite termiche di rete e ad una riduzione del fattore di sfruttamento del solare. A seconda della configurazione, inoltre, l'introduzione del solare può essere in diretta competizione con il cogeneratore. Questo comporta, in estate, una progressiva riduzione dell'energia elettrica generata, riduzione che diventa tanto più problematica quanto maggiore è la quota di autoconsumo elettrico del gestore stesso. Per il gestore della rete di TLR, la trasformazione di uno o più edifici da passivi ad attivi comporta una riduzione dell'energia venduta (pari alla quota di solare autoconsumata dagli edifici attivi) e, per la configurazione della rete analizzata, una riduzione dell'energia elettrica generata ed autoconsumata in estate. Tali perdite non sono compensate dalla vendita dell'energia immessa dagli utenti attivi, neppure nell'ipotesi di acquisto di quest'ultima a costo zero e con un solo edificio attivo. Da un punto di vista del gestore della rete di TLR la presenza di utenti attivi potrebbe essere accettabile e conveniente nel caso di nuovo allaccio alla rete ma non nel caso di trasformazione in attivo di un utente passivo già allacciato al TLR.

1 Introduzione

Il presente rapporto descrive le attività svolte da ENEA nell'ambito delle attività previste dall'Accordo di Programma MISE-ENEA, piano annuale di realizzazione 2015, Progetto D1, obiettivo B: reti termiche distribuite.

L'attività è stata il naturale proseguimento della tematica trattata nel PAR 2012-2014 sulle reti di poligenerazione (Progetto C1), che si era concluso con la realizzazione di una piattaforma software (denominata ENSim) per la simulazione dinamica di una rete energetica e con l'individuazione di configurazioni tecnologiche e gestionali promettenti per un incremento delle prestazioni delle reti termiche, e meritevoli di ulteriori analisi. L'interesse verso le reti termiche energeticamente efficienti deriva direttamente dall'attenzione posta su di esse dalla Direttiva 2012/27/UE e dal D.Lgs. 4 luglio 2014 n. 102, che le definisce efficienti qualora usino "in alternativa, almeno: il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili; il 50 per cento di calore di scarto; il 75 per cento di calore cogenerato; il 50 per cento di una combinazione delle precedenti".

Nella presente annualità è stata affrontata la valutazione delle prestazioni di una rete termica reale, oggetto di una campagna di monitoraggio tramite un sistema di monitoraggio da remoto delle principali grandezze energetiche delle utenze e della centrale termica, progettato e installato nel corso dello scorso triennio. L'analisi dei dati sperimentali associata all'utilizzo del modello di simulazione dinamico ENSim hanno consentito l'individuazione di uno scenario alternativo di gestione della rete che ne ottimizzi le prestazioni.

L'analisi prestazionale della rete, basata sui dati sperimentali, e la sua ottimizzazione sono state effettuate anche tramite l'applicazione di specifici indici prestazionali sviluppati nel triennio precedente. In questa annualità è stata valutata la capacità degli indici di poter essere efficaci nel rappresentare le prestazioni della rete in tempo reale, applicati quindi a dati "istantanei" e non a dati con basi temporali considerevoli (settimane, mesi, stagioni).

La stessa rete termica reale è stata inoltre oggetto dello studio, realizzato utilizzando la piattaforma software ENSim, dell'introduzione nella rete stessa di utenti attivi. L'analisi condotta è stata la valutazione delle conseguenze energetiche ed economiche, per il gestore della rete e per gli utenti della rete stessa, di una trasformazione di uno o più utenti da "passivi" ad "attivi".

L'introduzione di utenti attivi è consistita nell'ipotizzare che uno o più edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento decidano di dotarsi di un impianto solare termico, installato sul tetto, sostenendo i costi dell'investimento (che sarebbero dunque a carico degli utenti attivi e non del gestore della rete). L'edificio in tal modo consumerebbe prioritariamente l'energia termica autoprodotta e attingerebbe alla rete di teleriscaldamento solo nei periodi in cui l'autoproduzione fosse inferiore alla richiesta termica. Nei periodi di bassa richiesta termica ed alta autoproduzione, l'eccesso di autoproduzione potrebbe essere ceduto alla rete e conseguentemente venduto al gestore della rete di TLR, aumentando la percentuale di calore da fonti rinnovabili distribuito.

2 Valutazione delle prestazioni di una rete reale

L'attività di seguito descritta è relativa alla campagna di monitoraggio su una rete reale che ha consentito una la valutazione delle prestazioni attuali della rete e, con l'ausilio del modello di simulazione dinamico sviluppato nel precedente PAR 2012-2014 [1,2] una ipotesi di uno scenario alternativo di gestione che ne ottimizza le prestazioni.

Inoltre è stata condotta un'analisi per applicare gli indici di prestazione sviluppati anch'essi nelle annualità precedenti [3] anziché su base energetica, su una base di tempi più ristretta in modo da studiarne l'andamento per trarne informazioni utili per la progettazione e/o ottimizzazione della gestione dei sistemi di teleriscaldamento.

2.1 Breve descrizione della rete

La rete di teleriscaldamento oggetto del lavoro, già descritta in precedenti lavori [4] e a cui si rimanda per una descrizione più dettagliata, è localizzata nella zona sud di Torino. Le utenze della rete sono gli edifici residenziali della zona per un totale di 31 stabili e oltre 640 alloggi. L'acqua calda prodotta in centrale viene utilizzata a scopi igienico-sanitari e di riscaldamento. La rete è di tipo magliato/ramificato diretto. Solamente tre utenze allacciate più recentemente, sono state dotate invece di uno scambiatore di calore.

La potenza termica è generata da un cogeneratore con motore endotermico da 970 kW_{el} e 1160 kW_{th}, e, in supporto al gruppo cogenerativo, sono state disposte tre caldaie alimentate a gas naturale: una caldaia a condensazione da 895 kW_{th} e due caldaie tradizionali da 2.600 kW_{th} ciascuna.

Uno schema della rete è riportato in Figura 2. 1:

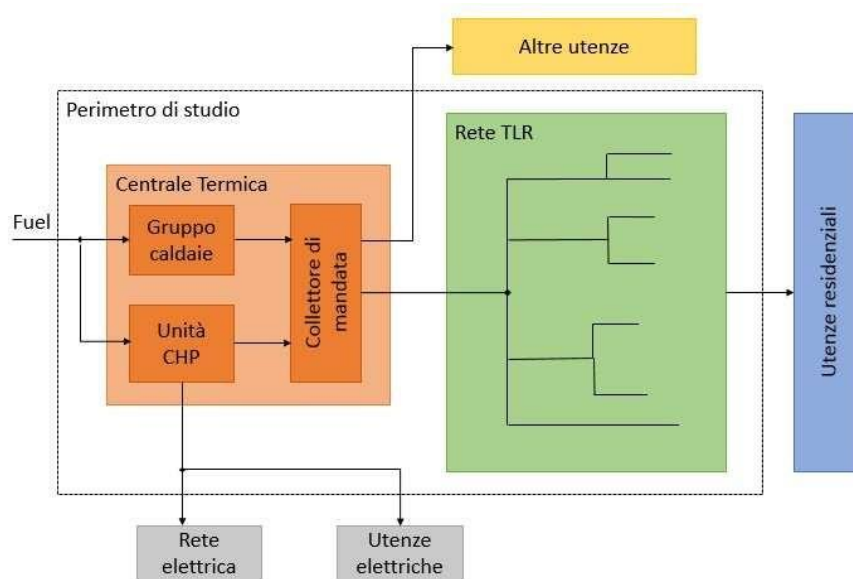


Figura 2. 1 - Schema a blocchi semplificato dell'intero impianto

2.2 Monitoraggio dei dati

Il sistema di monitoraggio permette di misurare i flussi di energia dell'impianto da remoto (relativi agli stabili allacciati alla rete e alla centrale termica che la alimenta). I dati trasmessi da ogni misuratore tramite onde radio sono inviati sul web ad un portale virtuale denominato To-Mo (Total Monitoring) In particolare, il portale consente la visualizzazione di tutte le misure rilevate dai sensori installati e ne permette l'esportazione in forma tabellare e grafica.

Ad affiancare il sistema fisso di misura, sono stati installati dei misuratori "mobili" per effettuare delle verifiche su alcuni parametri della rete noti con scarsa certezza. Trattandosi di strumentazione da campo, non è stato possibile collegarla in rete: i dati sono stati prelevati di volta in volta manualmente, in formato elettronico csv (comma separated value), e successivamente elaborati a seconda delle esigenze.

2.2.1 Strumentazione fissa

Le informazioni che il sistema di monitoraggio da remoto consente di rilevare sono:

- energia contabilizzata e potenza media ad ogni piè di stabile di ciascun edificio;
- energia contabilizzata, potenza media, portata, temperatura di mandata e ritorno del blocco cogeneratore (CHP);

- energia contabilizzata, potenza media, portata, temperatura di mandata e ritorno sul lato primario dello scambiatore di calore tra centrale termica e rete di teleriscaldamento urbano (scambiatore TLR);
- energia contabilizzata, potenza media, portata, temperatura di mandata e ritorno sul lato primario dello scambiatore di calore tra centrale termica e uffici del gestore dell'impianto;
- energia contabilizzata, potenza media, portata, temperatura di mandata e ritorno per il blocco assorbitore (in funzione solo nella stagione estiva) e per la sala cinema.

A scopo dimostrativo, in Figura 2. 2, Figura 2. 3, Figura 2. 4, Figura 2. 5, sono riportati i grafici generati dal To-Mo, riguardanti i dati rilevati dai misuratori sullo scambiatore TLR per i primi 7 giorni del mese di dicembre 2015, e le tabelle (Figura 2. 6) con i valori puntuali corrispondenti, così come visualizzabili e scaricabili dal portale.

Nella Figura 2. 3 si nota un andamento a gradini molto marcato del profilo generato dal portale, dovuto all'algoritmo di calcolo imposto allo stesso per ricavare indirettamente i profili di potenza a partire dagli altri dati misurati.

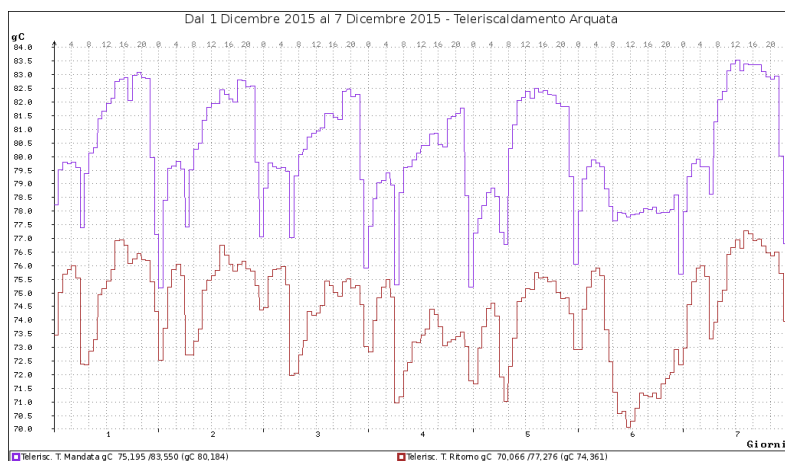


Figura 2. 2 - Temperatura mandata e ritorno scambiatore TLR [°C]

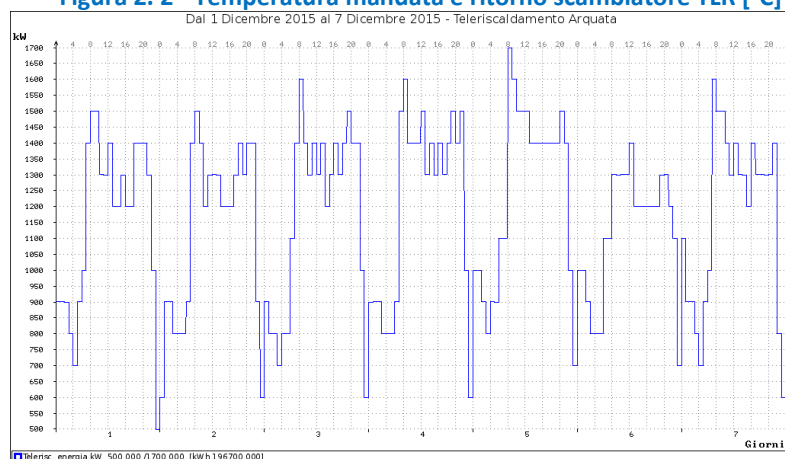


Figura 2. 3 - Potenza media scambiatore TLR [kW]

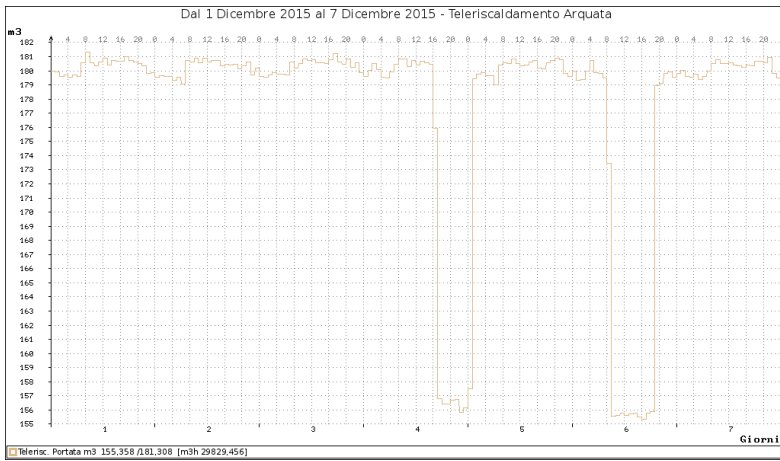


Figura 2. 4 - Portata scambiatore TLR [m³/h]

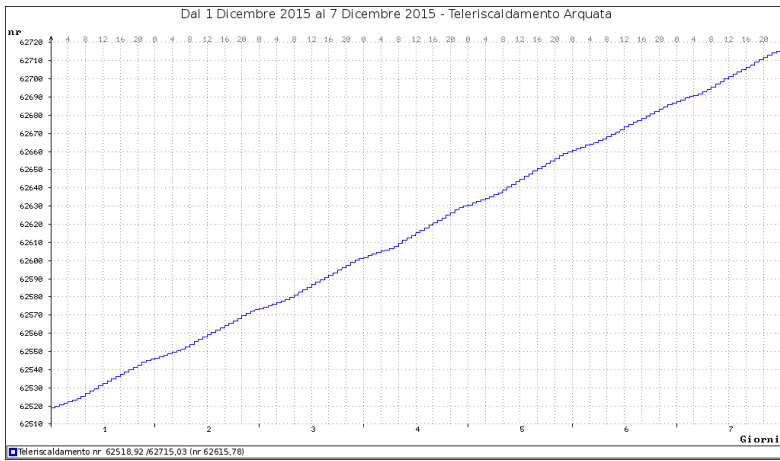


Figura 2. 5 - Energia contabilizzata scambiatore TLR

Dati dal 1 Dicembre 2015 al 7 Dicembre 2015 - Teleriscaldamento Arquata					
Data/Ora	(101) V.	(102) M5-100339.28	(103) M5-100339.29	(104) M5-100339.30	(1101) M5-100339.6
	Telerisc. energia [kW] tot. [kWh]	Telerisc. T. Mandata [gC] tot. [gC]	Telerisc. T. Ritorno [gC] tot. [gC]	Telerisc. Portata [m3] tot. [m3h]	Teleriscaldamento [nr] tot. [nr]
01/12/2015 00:00	800,000	76,603	72,513	180,480	62518,56
01/12/2015 01:00	1200,000	79,291	74,575	179,856	62519,55
01/12/2015 02:00	1200,000	79,891	75,695	180,096	62520,46
01/12/2015 03:00	800,000	79,617	75,769	179,592	62521,28
01/12/2015 04:00	800,000	79,733	75,903	180,048	62522,07
01/12/2015 05:00	800,000	79,751	75,831	179,880	62522,85
01/12/2015 06:00	800,000	76,855	73,065	179,376	62523,67
01/12/2015 07:00	1200,000	78,087	71,954	180,432	62524,74
01/12/2015 08:00	1600,000	80,049	72,665	181,344	62526,23
01/12/2015 09:00	1600,000	80,202	73,067	180,528	62527,71
01/12/2015 10:00	1200,000	80,769	74,129	180,624	62529,15
01/12/2015 11:00	1200,000	81,707	75,315	180,984	62530,45
01/12/2015 12:00	1600,000	81,696	75,199	180,888	62531,80
01/12/2015 13:00	1200,000	82,138	75,651	180,864	62533,13
01/12/2015 14:00	1600,000	82,486	76,403	180,144	62534,42
01/12/2015 15:00	1200,000	83,193	77,407	180,384	62535,60
01/12/2015 16:00	1200,000	83,234	76,739	180,288	62536,83
01/12/2015 17:00	1200,000	81,967	76,197	180,936	62538,08
01/12/2015 18:00	1600,000	82,616	76,009	180,840	62539,33
Totale	196700,000	---	---	29829,456	---
Media	---	80,184	74,361	---	62615,78
Minimo	01/12/2015 23:45 0,000	04/12/2015 23:45 70,897	04/12/2015 23:45 69,815	06/12/2015 16:30 154,584	01/12/2015 00:00 62518,56
Massimo	05/12/2015 08:45 2000,000	07/12/2015 11:00 83,752	07/12/2015 14:45 77,586	03/12/2015 17:15 182,064	07/12/2015 23:45 62715,20

Figura 2. 6 - Valori orari potenza media, temperature, portata, energia contabilizzata

Al fine di studiare il comportamento dell'impianto nella stagione di riscaldamento, sono stati importati esclusivamente i dati a partire dal 15 ottobre 2015 fino al 15 aprile 2016 (periodo di accensione degli impianti termici per la fascia climatica E, in cui rientra la città di Torino).

Tramite una prima analisi qualitativa dei profili orari di potenza del CHP, si è potuto constatare immediatamente la poca significatività dei dati successivi al primo gennaio poiché il cogeneratore è stato spento a causa di un guasto al trasformatore di centrale, come dichiarato dal gestore dell'impianto. Inoltre, nel periodo ottobre-novembre è apparsa abbastanza evidente la presenza di numerose anomalie nel normale funzionamento dello stesso, le quali, ai fini di una modellazione di impianto, risultano difficilmente simulabili e sicuramente poco indicative delle sue prestazioni.

In Figura 2. 7 è mostrato il profilo di potenza (To-Mo) del cogeneratore del mese di novembre in cui si notano diversi giorni in cui è stato spento (oltre alle domeniche come da schedule) e giorni in cui sono state effettuate evidenti regolazioni differenti da quelle del mese successivo (Figura 2. 8) in cui viene seguito perfettamente il profilo a gradini imposto dal gestore.

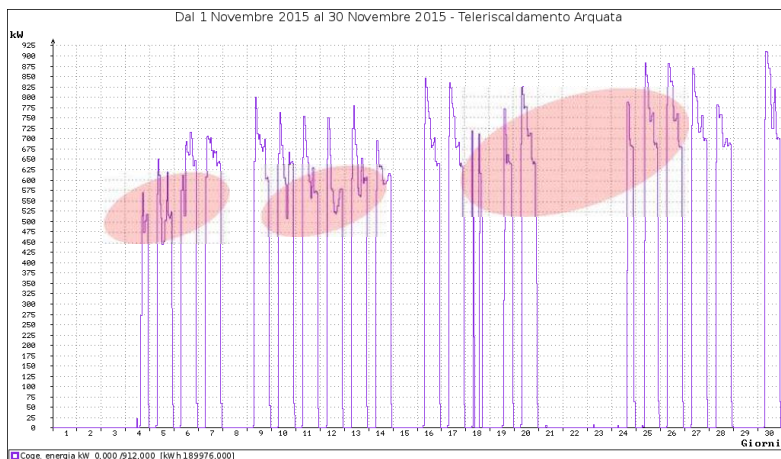


Figura 2. 7 - Profili di potenza del cogeneratore per il mese di novembre [kW]

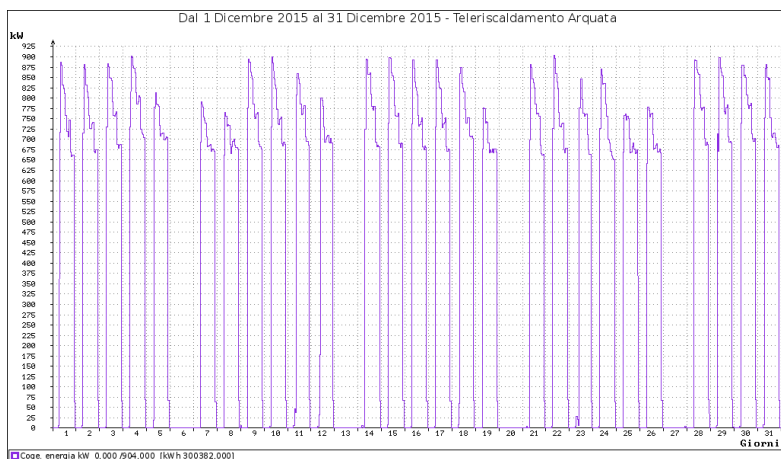


Figura 2. 8 - Profili di potenza del cogeneratore per il mese di dicembre [kW]

Sulla base di queste considerazioni, è stato preso in esame soltanto il mese di dicembre, durante il quale il cogeneratore ha funzionato parallelamente alle caldaie di integrazione, così come previsto dal progetto dell’impianto.

Sono stati analizzati nel dettaglio i dati di temperatura, potenza, portata e produzione di energia relativi all’intera centrale termica e i dati di consumo relativi agli uffici, al cinema e ai piè di stabile degli edifici teleriscaldati tranne che per i seguenti misuratori:

- misuratore edificio n°4 (non sono disponibili dati a partire dal 10/12 a causa di un’anomalia nel funzionamento dello strumento);
- misuratore edificio n°13 (non sono disponibili dati a causa di problemi nell’installazione dello strumento);
- misuratore edificio n°19 (non sono disponibili dati fino al 11/12 a causa di un’anomalia nel funzionamento dello strumento).

La frequenza di campionamento con cui acquisire i dati dal portale di monitoraggio è stata determinata in base alle caratteristiche dei misuratori dell’impianto. Riducendo il tempo di acquisizione sarebbe possibile teoricamente raggiungere una maggiore esattezza nella generazione dei profili di temperatura, portata, potenza ed energia ma, in una rete reale dotata di contatori di energia commerciali, è necessario tener conto della sensibilità e della risoluzione degli strumenti al fine di ottenere profili realistici.

A tal proposito sono state effettuate delle verifiche prendendo in considerazione due possibili intervalli temporali: 15 minuti e 1 ora.

I profili di temperatura sono risultati pressoché coincidenti, con una differenza relativa media inferiore al 1%. Le differenze sono accentuate dal modo in cui il portale To-Mo rileva le misure poiché non viene calcolata una media in base ai tempi considerati ma vengono prelevati i valori puntuali di temperatura. Chiaramente, il numero di punti presi in considerazione dal profilo su base oraria è quattro volte inferiore al numero di punti presi dal profilo basato sul quarto d'ora e, di conseguenza, nel primo caso il lettore elettronico riesce a “vedere” solo quei picchi che si trovano nell’istante del quale richiede il dato, comportando una leggera perdita di informazioni.

In Figura 2. 9, Figura 2. 10, Figura 2. 11, Figura 2. 12, sono riportati i confronti tra i due profili delle temperature di mandata e di ritorno dello scambiatore TLR e del CHP importati dal To-Mo per i primi due giorni di dicembre.

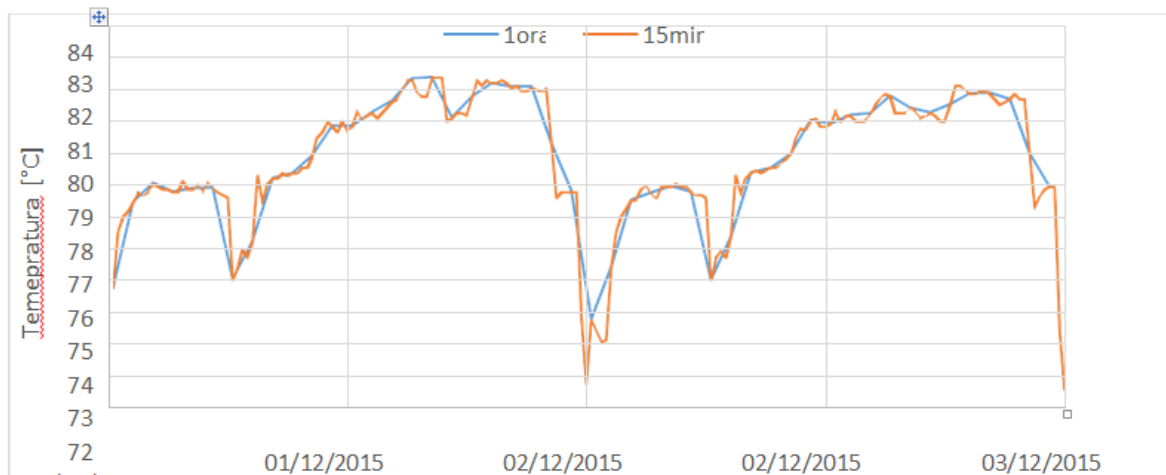


Figura 2. 9 - Profili di temperatura sulla mandata dello scambiatore TLR

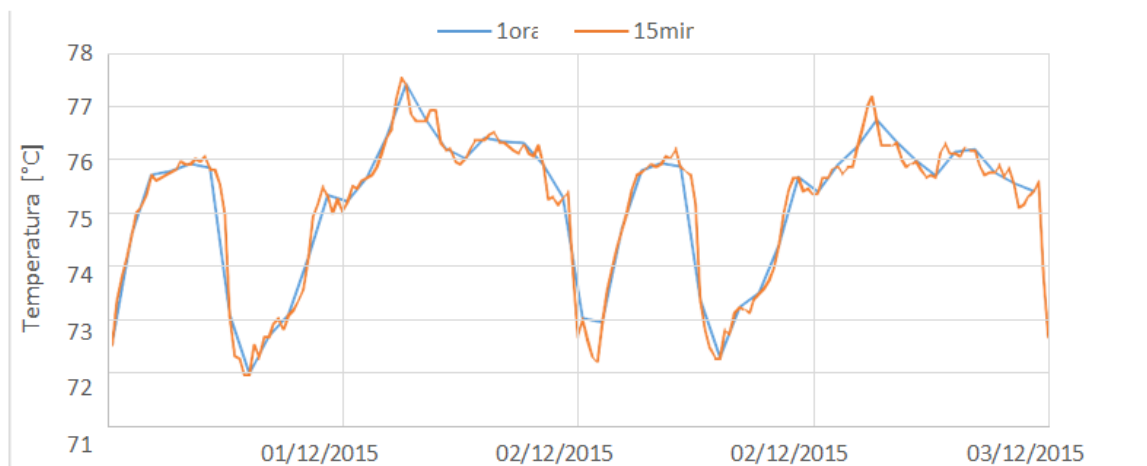


Figura 2. 10 - Profili di temperatura sul ritorno dello scambiatore TLR

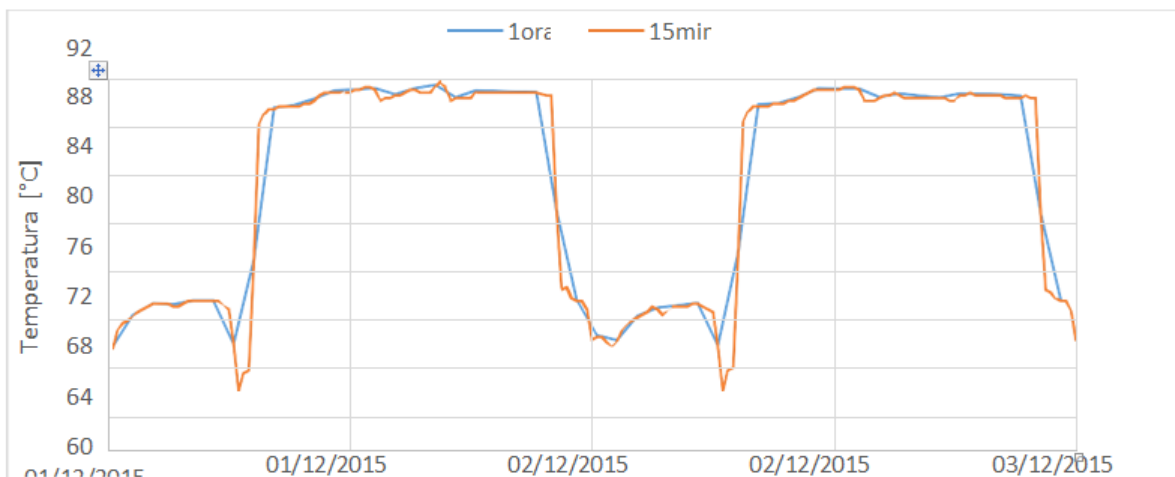


Figura 2. 11 - Profili di temperatura sulla mandata del CHP

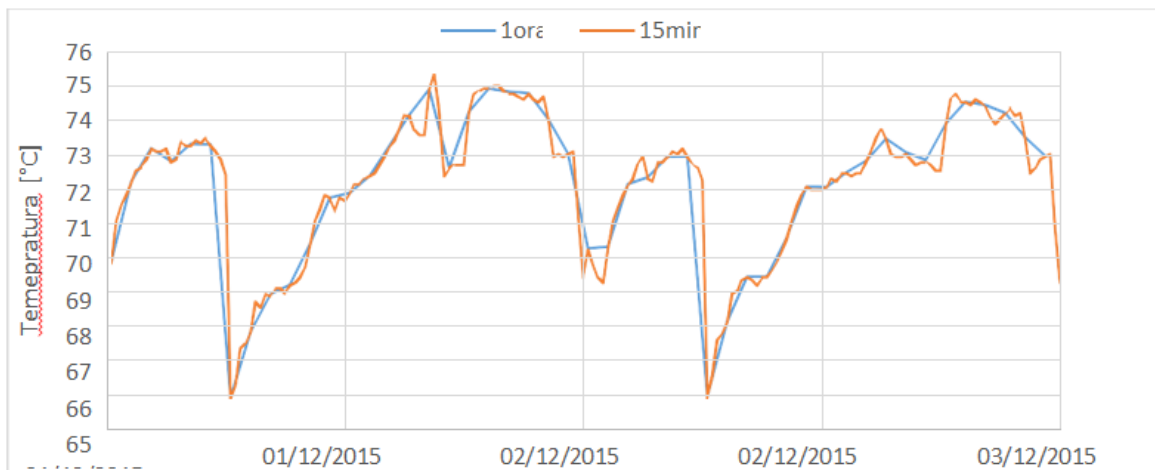


Figura 2. 12 - Profili di temperatura sul ritorno del CHP

Anche i profili di portata (scambiatore TLR e CHP) risentono molto poco della scelta dell'intervallo temporale (differenza relativa media del 1%) poiché, come da progetto, le portate devono essere mantenute pressoché costanti. Le differenze osservabili dalla Figura 2. 13, Figura 2. 14 si possono ritenere trascurabili poiché, anche in questo caso, i dati riportati dal To-Mo sono semplicemente dei valori puntuali. Le oscillazioni nel profilo ad intervallo temporale più breve, rispetto al valore medio, sono imputabili a piccole regolazioni che vengono effettuate in automatico dagli inverter delle pompe per mantenere una pressione quasi costante nel circuito del fluido.

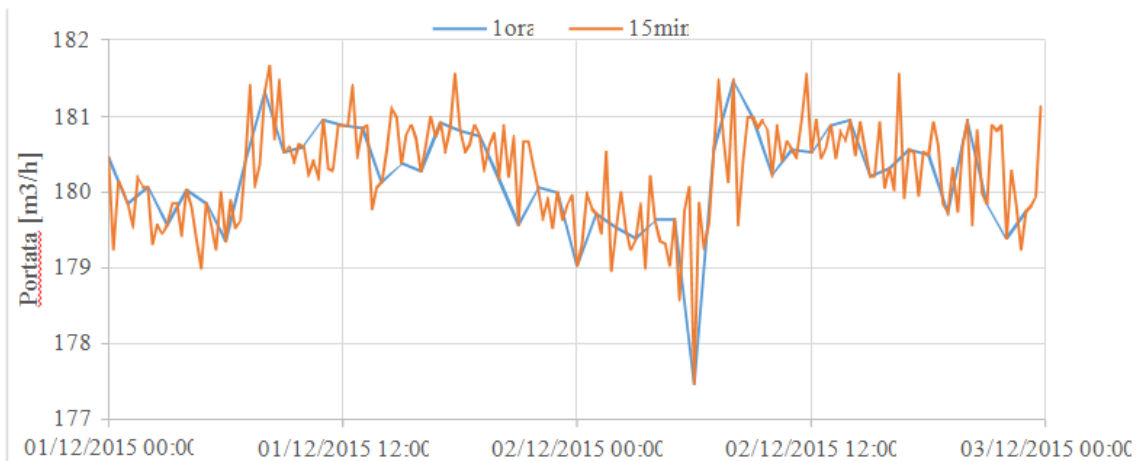


Figura 2. 13 – Profili di portata dello scambiatore TLR

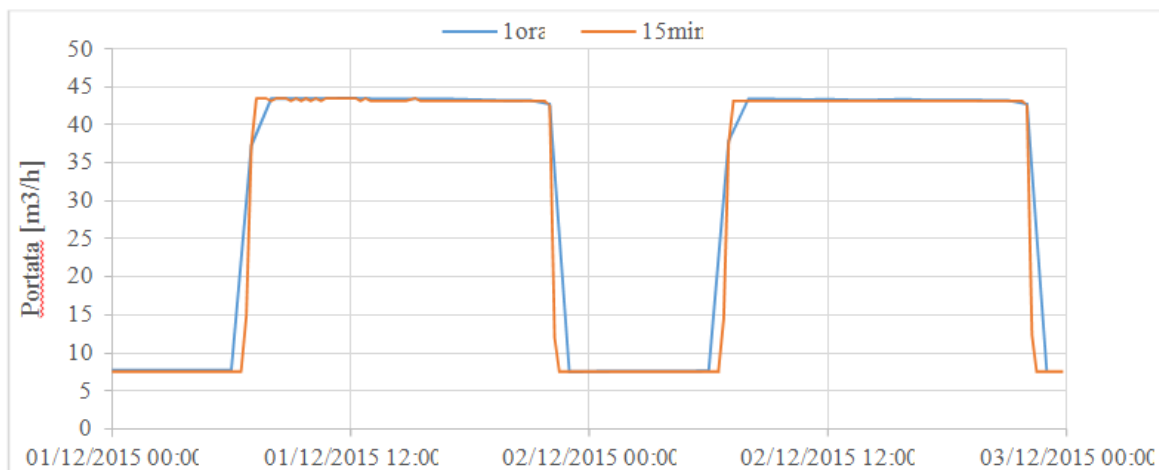


Figura 2. 14 – Profili di portata del CHP

L'acquisizione dei profili di potenza è stata invece caratterizzata da molte problematiche legate alla risoluzione degli strumenti e agli algoritmi imposti al portale To-Mo. E' apparso subito evidente come i dati esportabili fossero viziati da una saturazione a gradini sia con intervallo temporale di un'ora che un quarto d'ora. In particolare, riducendo il tempo di acquisizione, il profilo è apparso ancor meno realistico poiché il sistema elabora la potenza media in base ad un algoritmo errato. A confermare ciò sono i contatori che riportano consumi/produzioni di energia non corrispondenti a quelli ricavabili dalle potenze medie calcolate dal portale. Ad esempio, Figura 2. 15, la seconda colonna mostra la potenza media oraria (in tal caso, corrispondente anche all'energia) e la terza colonna indica il consumo progressivo registrato dal contatore, ovvero il totale dell'energia transitata fino a quel momento attraverso quella parte di circuito: è evidente come la differenza tra due valori consecutivi del progressivo non corrisponda al valore riportato nella seconda colonna.

In Figura 2. 16, Figura 2. 17, Figura 2. 18, sono riportati i profili di potenza (1 ora e 15 minuti) dei primi due giorni di dicembre generati dal To-Mo per scambiatore TLR, un edificio con allaccio diretto (edificio n°1) ed un edificio con allaccio indiretto (edificio n°17). Rispetto ai profili orari che verranno implementati nel modello, l'errore relativo medio riscontrato si attesta intorno al 12% per la potenza media dello scambiatore e al 50% per gli edifici residenziali.

Dati dal 1 Dicembre 2015 al 2 Dicembre 2015 - Teleriscaldamento Arquata		
Data/Ora	(101) v.	(1101) M5-100339.6
	Telerisc. energia [kW] tot.[kWh]	Teleriscaldamento [nr] tot.[nr]
01/12/2015 00:00	800,000	62518,56
01/12/2015 01:00	1200,000	62519,55
01/12/2015 02:00	1200,000	62520,46
01/12/2015 03:00	800,000	62521,28
01/12/2015 04:00	800,000	62522,07
01/12/2015 05:00	800,000	62522,85
01/12/2015 06:00	800,000	62523,67
01/12/2015 07:00	1200,000	62524,74
01/12/2015 08:00	1600,000	62526,23
01/12/2015 09:00	1600,000	62527,71
01/12/2015 10:00	1200,000	62529,15
01/12/2015 11:00	1200,000	62530,45
01/12/2015 12:00	1600,000	62531,80
01/12/2015 13:00	1200,000	62533,13
01/12/2015 14:00	1600,000	62534,42
01/12/2015 15:00	1200,000	62535,60
01/12/2015 16:00	1200,000	62536,83
01/12/2015 17:00	1200,000	62538,08
01/12/2015 18:00	1600,000	62539,33

Figura 2. 15 – Potenza media ed energia contabilizzata scambiatore TLR

I profili di potenza degli altri edifici residenziali e degli altri elementi dell'impianto, per qualsiasi giorno/mese dell'anno, presentano le stesse problematiche e, di conseguenza, si è preferito analizzare l'energia contabilizzata (andamento progressivo a gradini) dei misuratori per generare dei profili più fedeli alla realtà.

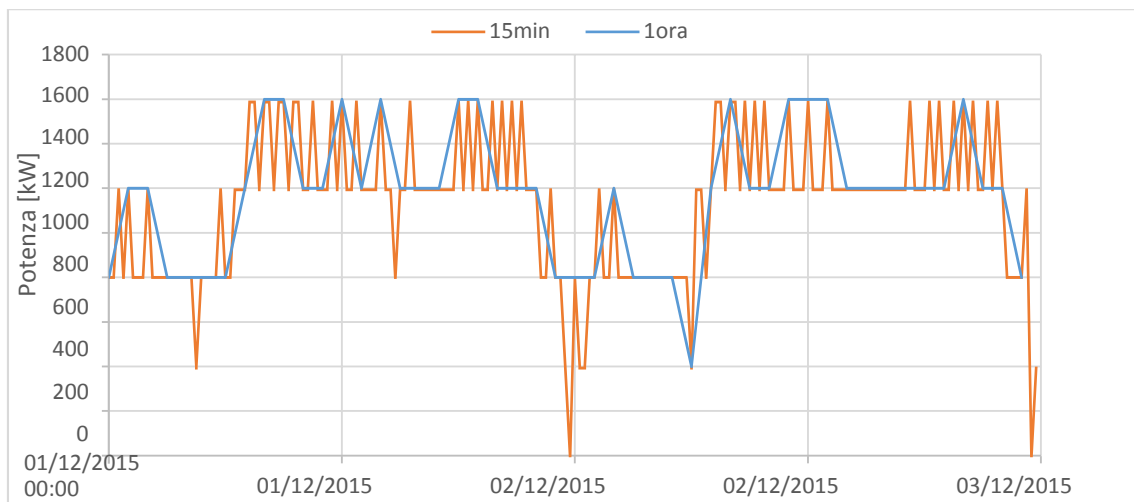


Figura 2. 16 - Profili di potenza di scambiatore TLR

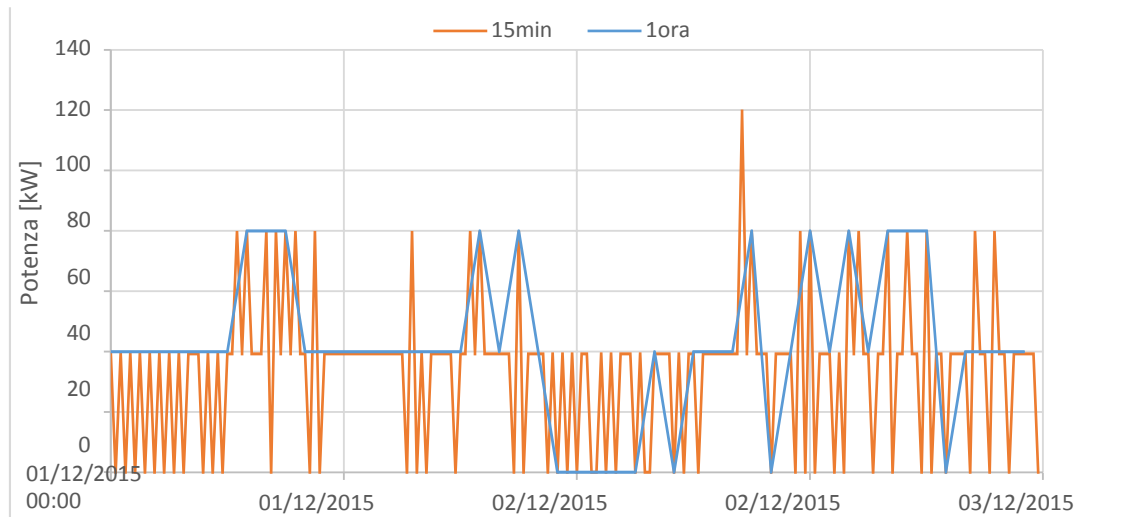


Figura 2. 17 - Profili di potenza edificio n°1 (allaccio diretto)

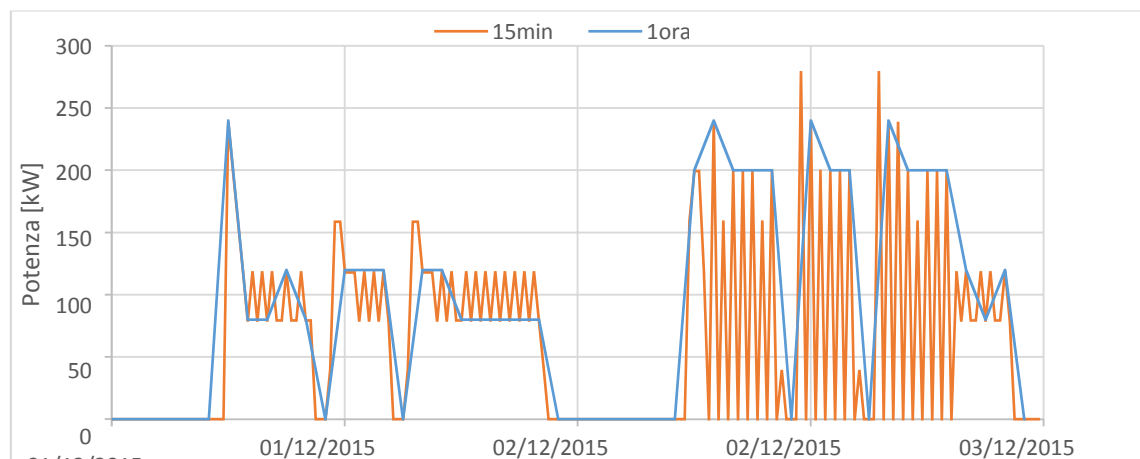


Figura 2. 18 - Profili di potenza edificio n°17 (allaccio indiretto)

2.2.2 Strumentazione da campo

Le informazioni rese disponibili dal sistema di monitoraggio mobile sono:

- portata ed energia sul lato secondario dello scambiatore tra centrale termica e rete di teleriscaldamento urbano;
- temperatura di mandata e ritorno sul lato secondario dello scambiatore tra centrale termica e rete di teleriscaldamento urbano.

La circolazione del fluido dal lato utenze residenziali dello scambiatore è gestita tramite due pompe uguali in parallelo che agiscono alternatamente. Dalla curva caratteristica fornita dalla casa costruttrice è stato possibile, in base alle indicazioni del gestore, ricavare il valore teorico della portata circolante (circa 104 kg/s) ma lo studio degli andamenti importati dallo strumento ha permesso di osservare un'anomalia nel normale funzionamento: le pompe sono regolate erroneamente su punti di lavoro differenti e, di conseguenza, erogano portate misurate su due livelli, uno circa pari a 114 kg/s e l'altro 104 kg/s. Dalla Figura 2. 20 (una settimana di dicembre) si nota infatti come, circa ogni 24 ore, si verifichi un salto di portata non attribuibile all'azione degli inverter i quali agiscono solo per mantenere una pressione costante all'interno del circuito e sono causa delle oscillazioni, molto più piccole e frequenti, osservabili nel profilo.

Queste misure sono state ottenute tramite un misuratore di portata ad ultrasuoni RIELS di tipo clamp-on, cioè con trasduttori mobili montati all'esterno delle tubazioni. Si tratta di misure affette da un errore determinato dalla approssimazione con cui si conosce lo spessore della tubazione su cui sono posti. Lo stesso strumento, il cui montaggio è mostrato in Figura 2. 19, è in grado di effettuare misure di energia termica, sfruttando due sonde di temperatura poste sull'esterno delle tubazioni di mandata e ritorno.



Figura 2. 19 - Installazione strumenti di misura

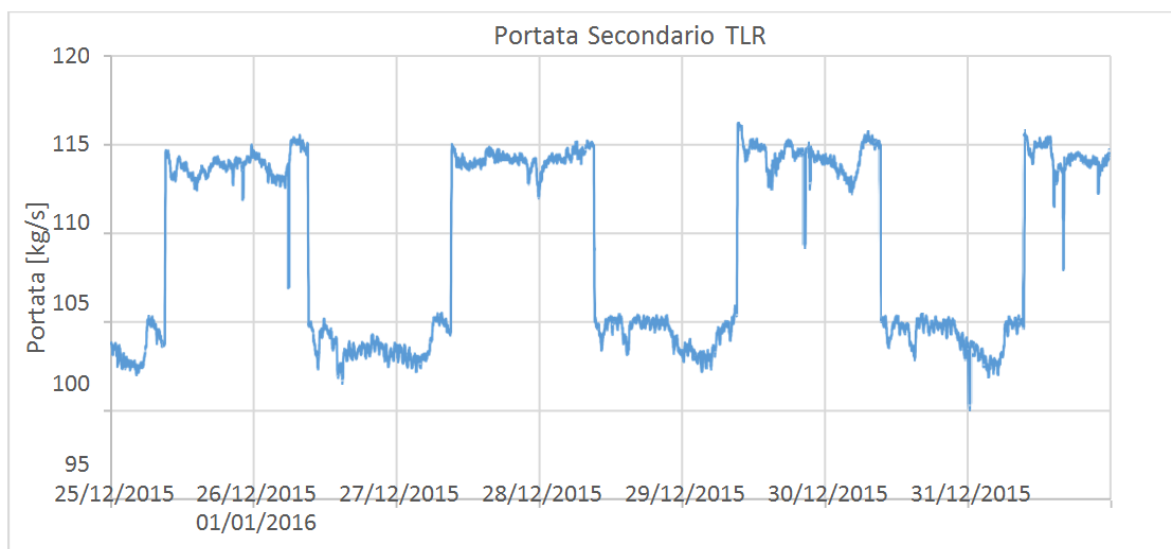


Figura 2. 20 - Portata lato secondario scambiatore TLR

I valori assoluti delle portate misurate si sono rivelati poco attendibili perché il livello più elevato non rientra, seppur di poco, nei limiti di funzionamento indicati dalla curva caratteristica della pompa. Tuttavia è stato scelto un solo valore costante (quello definito dalle specifiche delle pompe), sia per evitare un aumento eccessivo del peso computazionale tramite l'introduzione di un profilo di portata sul secondario, sia perché, considerando ad esempio il solo mese di dicembre, il salto di circa 10 kg/s non si verifica sempre nella stessa ora della giornata. In ogni caso, l'informazione riguardante l'esistenza di un salto tra due livelli di portata è risultata indispensabile per giudicare correttamente le incongruenze tra gli andamenti reali e simulati della differenza di temperatura, tra mandata e ritorno, sul lato secondario dello scambiatore TLR: a parità di carico termico, portate diverse determinano differenze di temperatura diverse.

I dati riguardanti le temperature di mandata e ritorno sul secondario dello scambiatore TLR sono stati ottenuti tramite delle termocoppie, a diretto contatto con l'esterno delle tubazioni e inserite tra la

tubazione metallica e lo strato di isolamento termico, collegate ad un data-logger ALMEMO. Lo scopo dell'installazione di questo strumento è stato quello di ricavare i profili e, in particolare, la differenza di temperatura: i valori assoluti delle singole misure non possono essere considerati realistici, data l'influenza, in maniera praticamente eguale su entrambi i sensori, dell'ambiente circostante e dello spessore della tubazione. I profili delle temperature osservate sono stati utilizzati per effettuare un confronto qualitativo con i risultati del modello. Dal punto di vista quantitativo, non è stato possibile correggere i valori, senza introdurre altre incertezze, al fine di avvicinarli alla temperatura di esercizio della rete dichiarata dal gestore (77 °C): la regolazione del sistema di generazione agisce, infatti, inseguendo un valore di riferimento prefissato per garantire il comfort termico agli edifici serviti, piuttosto che controllare la temperatura di ritorno in centrale per garantire una corretta gestione di caldaie e cogeneratore. In Figura 2. 21 è mostrata la temperatura di mandata, per quattro giorni di dicembre, la quale risulta sottostimata di almeno 2-3 gradi, per i motivi detti in precedenza. La differenza di temperatura sul lato secondario dello scambiatore si dovrebbe mantenere comunque coerente poiché entrambi i sensori lavorano nelle stesse condizioni.

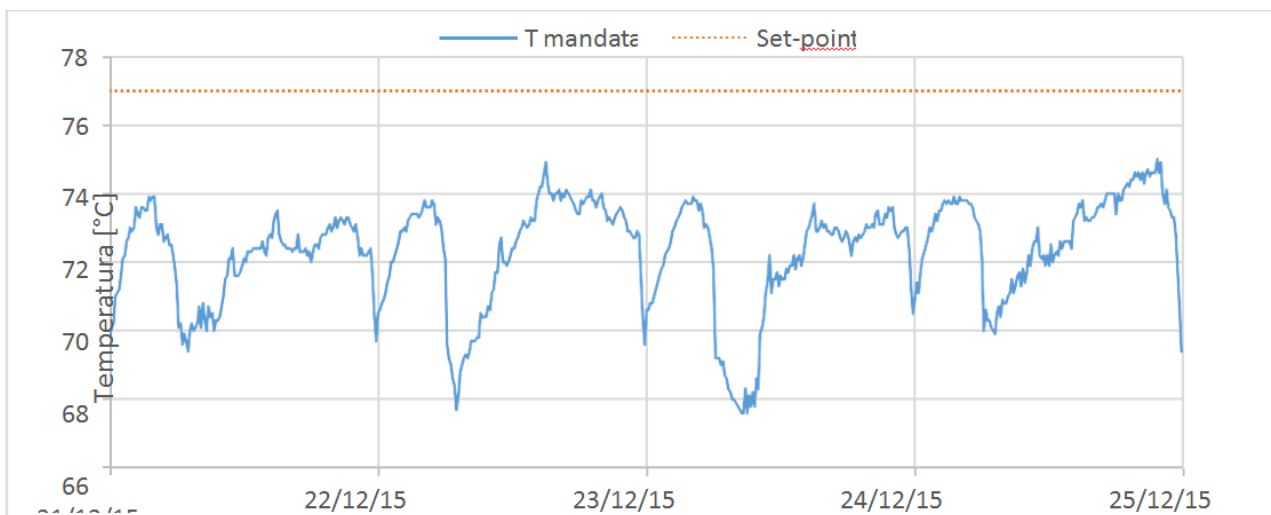


Figura 2. 21 - Temperatura di mandata lato secondario scambiatore TLR

2.3 Elaborazione dati

2.3.1 Filtraggio segnali

Dalle prime elaborazioni si sono registrati diversi errori dovuti alla mancata sincronia tra la richiesta del dato e la trasmissione dello stesso da parte del misuratore che hanno comportato incongruenze nell'analisi dei consumi di energia contabilizzati da parte degli edifici residenziali e degli uffici del gestore.

A scopo illustrativo, in Figura 2. 22 e Figura 2. 23, sono mostrati degli esempi di andamento progressivo dei consumi di energia di dicembre di alcuni edifici nei quali appare evidente come diversi valori siano completamente incongruenti, a conferma del fatto che non si tratta di errori di misura ma con ogni probabilità di un problema di interpretazione provocato dai moduli di gestione dei segnali.

Per "filtrare" i segnali, è stato sviluppato uno script ad-hoc tramite MATLAB, il quale riceve come input la matrice dei valori grezzi di energia contabilizzata delle utenze importati dal To-Mo e genera in output i profili di potenza media corretti. L'intero sviluppo del codice è basato sul concetto che l'andamento dei consumi deve essere monotono non decrescente, ovvero la caratteristica di base tipica di un andamento progressivo di consumi termici.

La prima parte dello script è stata impostata per individuare i dati che non rispettano la condizione suddetta e scrivere una matrice di controllo composta da due tipi di risposte:

- "1" se è rispettata;

- “0” se non è rispettata.

La parte centrale legge la matrice di controllo e individua il primo valore “buono” precedente e successivo ad ogni dato da correggere. L’interpolazione lineare è effettuata calcolando la differenza tra i due estremi e dividendola per l’intervallo di dati che li separano. Successivamente, il codice assicura che la matrice generata dal processo correttivo contenga delle serie di dati monotone non decrescenti, producendo altrimenti un messaggio di errore sul display del software.

Le ultime righe generano i profili di potenza media oraria (in kW) degli edifici residenziali e degli uffici e li associano allo step temporale a cui corrispondono, generando una matrice che verrà introdotta nel modello. Lo script è progettato per funzionare a prescindere dalla dimensione della matrice di dati in input e con giorno d’inizio e passo temporale modificabili manualmente dall’utente nelle righe iniziali.

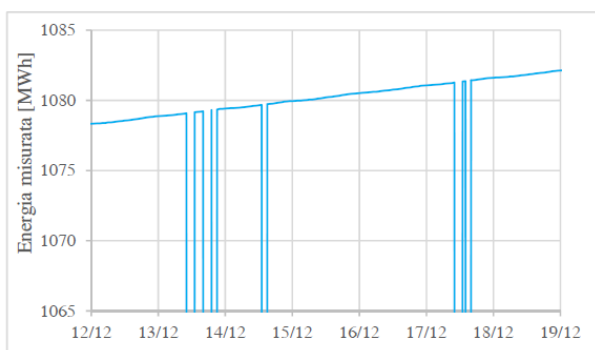


Figura 2. 22 - Andamento progressivo consumi edificio n°11

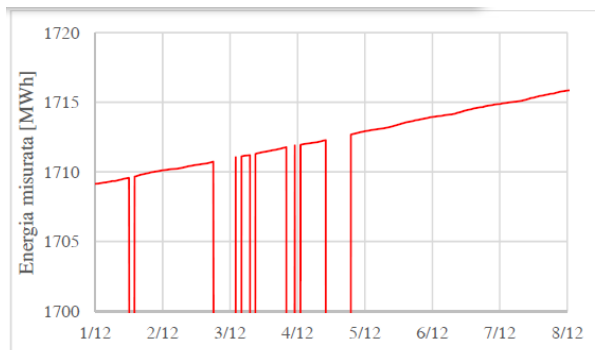


Figura 2. 23 Andamento progressivo consumi edificio n°30

In Figura 2. 24 e Figura 2. 25 sono riportati i nuovi segnali “filtrati” degli edifici presi come esempio in precedenza.

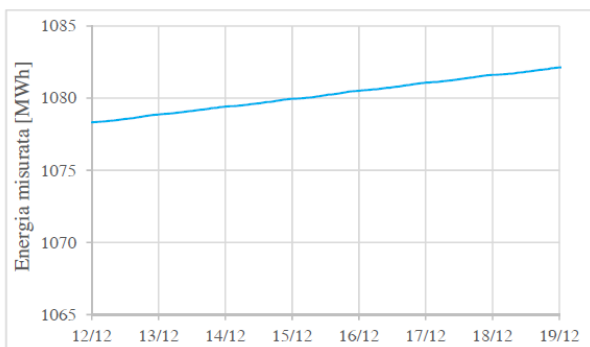


Figura 2. 24 - Andamento progressivo “filtrato” consumi edificio n°11

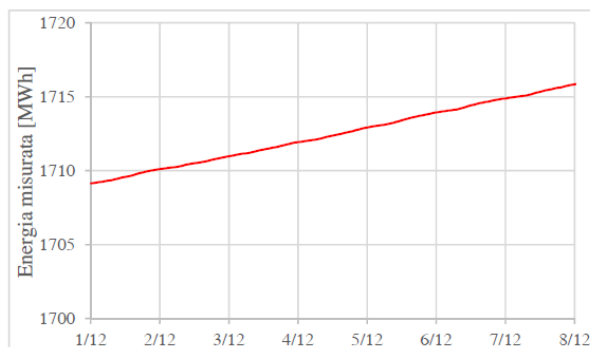


Figura 2. 25 - Andamento progressivo “filtrato” consumi edificio n°30

2.3.2 Profili di carico termico

In seguito alle problematiche esposte, da ogni contatore è stato importato il progressivo ovvero una serie di numeri indicanti l’energia transitata attraverso quella sezione del circuito ad ogni passo temporale, fino all’istante considerato (calcolata indirettamente dalle misure di portata e differenza di temperatura). Dopo aver filtrato i segnali, si è ricavato il profilo di potenza media calcolando il rapporto tra la variazione di energia contabilizzata nell’intervallo temporale scelto e l’intervallo stesso. In questo modo è stato ricavato un metodo di generazione di profili che può essere applicato ad un qualsiasi impianto di teleriscaldamento poiché questo tipo di dato è facilmente ottenibile dai contatori installati sulla rete per valutarne i consumi.

Prima di poter procedere nell'elaborazione, è stato necessario assicurarsi che i dati provenienti dal portale di monitoraggio presentassero tutti le stesse unità di misura per risolvere eventuali errori di interpretazione da parte del sistema informatico, dovuti alle diverse case costruttrici dei misuratori. Le verifiche hanno portato alla correzione dei valori estratti dai contatori degli edifici allacciati alla rete in maniera indiretta:

- edificio n°16, errata interpretazione del numero di cifre decimali (pari a 3);
- edificio n°17, errata interpretazione del numero di cifre decimali (pari a 2);
- edificio n°24, errata interpretazione del numero di cifre decimali (pari a 3).

Come in precedenza, è stato effettuato il confronto tra le misure mediate sull'ora e quelle sul quarto d'ora per definire l'intervallo temporale con cui acquisire i dati dei contatori per tutto il mese di dicembre. A supporto delle considerazioni che seguiranno, si riportano, nelle figure successive, alcuni esempi di profili di potenza ottenuti per i primi quattro giorni di dicembre. Tuttavia, è necessario sottolineare che la marcata granularità di alcuni andamenti (soprattutto per i carichi minori) è dovuta esclusivamente alla risoluzione dei contatori i quali non sono in grado di percepire variazioni di energia inferiori ai 10 kWh poiché, nella pratica, ai fini di calcolo dei consumi, tale livello di accuratezza risulta più che sufficiente.

In Figura 2. 26 appare evidente come la media oraria riesca ad approssimare abbastanza bene l'andamento sul quarto d'ora. Ovviamente, si perde qualche informazione sui picchi ma si riesce ad evitare l'andamento a gradini che caratterizza il segnale per l'intervallo temporale più basso. La causa di ciò è da ricercare nella risoluzione dello strumento poiché, ogni 15 minuti, il consumo minimo che può essere rilevato resta pari a 10 kWh altrimenti deve essere nullo. Di conseguenza, il salto minimo di potenza che può verificarsi secondo questa stima è pari a 40 kW ovvero 10 kWh diviso il tempo trascorso, pari a 0,25 ore. Chiaramente, considerate le grandezze in gioco per lo scambiatore TLR, un salto di potenza del genere comporta un errore relativo quasi trascurabile nella stima complessiva della potenza media (di circa il 5%) ma, in un modello di simulazione, l'andamento a gradini che ne deriva può comportare qualche complicazione, oltre ad un maggior sforzo computazionale non giustificato. Le stesse considerazioni varrebbero per l'andamento ottenuto per gli uffici del gestore, in Figura 2. 29, se non fosse che nei giorni non lavorativi il carico termico tenda ad abbassarsi notevolmente, al di sotto della risoluzione dei contatori. Questa riduzione comporta, di conseguenza, un aumento dell'errore relativo medio, fino al 80%, degli andamenti misurati sul quarto d'ora rispetto a quelli orari.

Ben differente è la situazione nel caso dei profili di potenza media degli edifici con allaccio diretto alla rete di teleriscaldamento, di cui si mostra un esempio in Figura 2. 27: l'ampiezza delle variazioni di potenza media (40 kW) causata dall'intervallo temporale di 15 minuti è circa della stessa grandezza delle misure stesse. Dunque, i picchi (sia in alto che in basso) risultano poco realistici poiché l'algoritmo utilizzato considera potenza nulla quando il contatore non riesce a registrare almeno 10 kWh di energia e, successivamente, compensa con dei picchi di potenza molto elevati, come se l'energia fosse transitata tutta nello stesso intervallo temporale. Complessivamente, l'errore relativo stimato tra gli andamenti orari e quelli sul quarto d'ora si attesta intorno al 41%.

Allo stesso modo, in Figura 2. 28 è mostrato il caso di un edificio con allaccio indiretto alla rete per il quale l'errore relativo generato dall'intervallo di acquisizione troppo piccolo è ridotto rispetto al caso precedente (in media del 33%) ma sicuramente non trascurabile.

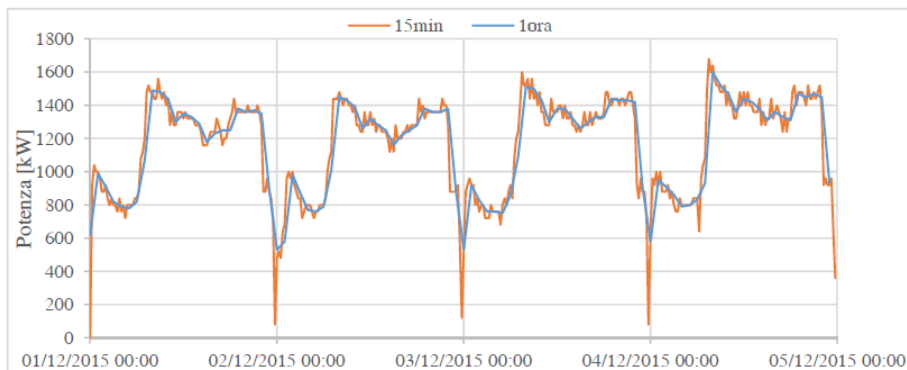


Figura 2. 26 - Profili di potenza ricavati scambiatore TLR

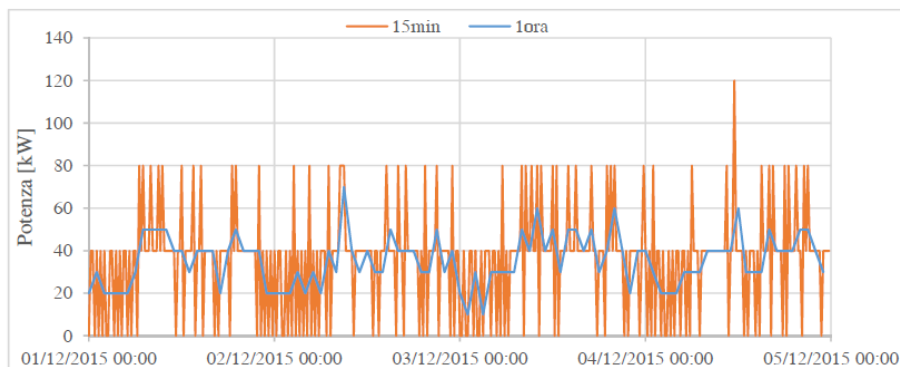


Figura 2. 27 - Profili di potenza ricavati edificio n°1 (allaccio diretto)

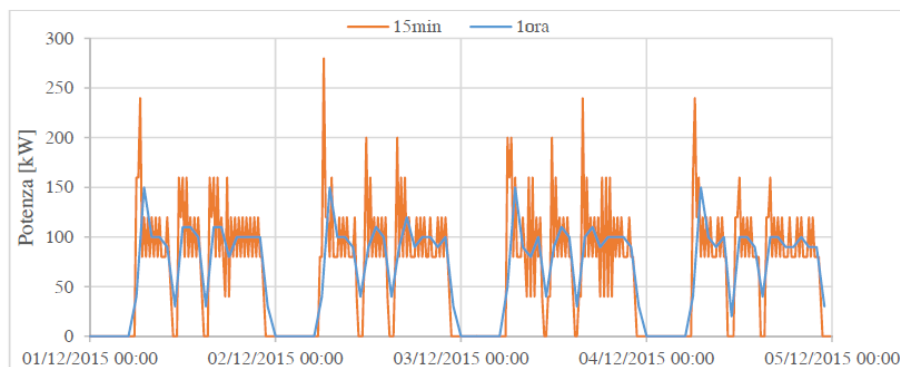


Figura 2. 28 - Profili di potenza ricavati edificio n°17 (allaccio indiretto)

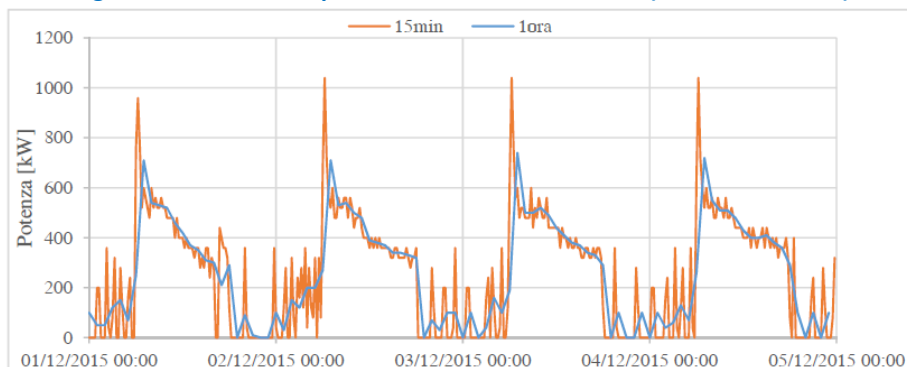


Figura 2. 29 - Profili di potenza ricavati uffici

Alla luce delle considerazioni effettuate, l’intervallo temporale di acquisizione dei dati scelto è quello orario. In questo modo si è cercato di limitare l’errore dovuto alla risoluzione “commerciale” degli

strumenti per ottenere degli andamenti sicuramente vicini a quelli reali e applicabili in una simulazione modellistica.

2.4 Efficienza scambiatore e rete di distribuzione

Lo scopo principale dell'installazione degli strumenti mobili è stato quello di ricavare informazioni per poter indagare a fondo i fenomeni che coinvolgono la rete di distribuzione e lo scambiatore tra centrale termica e utenze residenziali. Confrontando il dato fornito dal To-Mo (lato primario) con la stima dell'energia calcolata dallo strumento RIELS (lato secondario), è stato possibile calcolare l'efficienza media dello scambiatore, definita nell'equazione 4.1.

$$\text{efficienza media scambiatore} = \frac{\text{energia termica ricevuta lato secondario (RIELS)}}{\text{energia termica ceduta lato primario (ToMo)}} = 91,2\% \quad (2.1)$$

Prelevando anche i dati di consumo delle utenze, si è calcolata l'efficienza media della rete di distribuzione, secondo l'equazione 4.2:

$$\text{efficienza media rete} = \frac{\sum i(\text{consumo di energia termica utenza (ToMo)})_i}{\text{energia termica ricevuta lato secondario (RIELS)}} \cong 100\% \quad (2.2)$$

Il risultato ottenuto, di fatto, esclude l'attendibilità della stima energetica del misuratore mobile, nonostante per uno scambiatore di calore a piastre non coibentato il valore ottenuto (91,2%) appaia abbastanza plausibile. In base all'età della rete, i valori da letteratura tipici per questo tipo di sistemi si aggirano intorno al 80-85% e la fetta più grande delle perdite spetta normalmente alle tubazioni [1].

Effettuando ulteriori verifiche sui dati del To-Mo, ritenuti più affidabili, è stato possibile calcolare l'efficienza stagionale dell'intero sistema di distribuzione (scambiatore e rete di teleriscaldamento), ottenuta dal rapporto in equazione 2.3.

$$\text{efficienza media rete} = \frac{\sum i(\text{consumo di energia termica utenza (ToMo)})_i}{\text{energia termica ceduta dal lato primario (ToMo)}} \cong 91,7\% \quad (2.3)$$

Il numeratore fa riferimento all'andamento progressivo dei consumi estrapolabile dal contabilizzatore dell'energia di ciascun edificio: la bontà di questi dati è confermata dal gestore dell'impianto e dal confronto tra i profili di carico dei diversi stabili. Tuttavia, non avendo a disposizione informazioni riguardanti i consumi di gas della centrale termica, non è stato possibile verificare la veridicità del denominatore.

Considerando la scarsa plausibilità di un valore complessivo così elevato (91,7%), si è indagata la presenza di un qualche malfunzionamento sullo strumento che contabilizza l'energia ceduta dal lato primario dello scambiatore TLR, in particolare, sul sensore di temperatura posizionato sull'uscita dallo stesso: tale sensore, a causa della sua posizione, è infatti sottoposto ad elevate sollecitazioni termiche durante il funzionamento del cogeneratore. La bontà della misura della temperatura in ingresso è invece confermata da un altro misuratore posto dal lato uffici del sistema di teleriscaldamento.

A tal proposito, osservando i profili delle temperature di ingresso e di uscita dal collettore di ritorno della centrale termica, schematizzato in Figura 2. 30, si è potuta constatare un'anomalia: la temperatura in uscita (ingresso cogeneratore) non è coerente con le temperature in ingresso (uscita scambiatore TLR e uscita scambiatore uffici ATC). Appare evidente (vedi Figura 2. 31) come il fluido esca dal collettore con 2-3 gradi in meno del dovuto, palesando un grave problema di dispersione nel brevissimo tratto tra collettore e cogeneratore oppure un malfunzionamento di uno o più misuratori.

Assumendo l'ipotesi di un solo misuratore danneggiato come la più probabile, è stato effettuato un tentativo di correzione della temperatura relativa all'uscita dello scambiatore TLR poiché essa, a differenza di quella relativa all'ingresso del cogeneratore, può essere causa della sospetta elevata efficienza complessiva del sistema. Tramite un bilancio energetico sul collettore di ritorno, è stato calcolato il valore teorico della temperatura in questione (equazione 2.4), a partire dalle portate e dalle temperature fornite dal To-Mo. Secondo queste ipotesi, l'errore relativo medio commesso dal sensore sull'uscita dello scambiatore si attesta intorno al 4,8%.

$$T_{\text{out}}^{\text{TLR}} = \frac{(m^{\text{TLR}} + m^{\text{ETC}}) * T_{\text{in}}^{\text{CKP}} - m^{\text{ETC}} * T_{\text{out}}^{\text{ETC}}}{m^{\text{TLR}}}$$

(2.4)

Applicando la correzione ai dati forniti dal To-Mo (vedi Figura 2. 32), la differenza di temperatura tra ingresso e uscita dello scambiatore aumenta drasticamente, comportando un altrettanto elevato incremento dell'energia termica ceduta dal lato primario.

Dall'equazione 2.3 è stata ottenuta una nuova efficienza media totale del sistema pari a circa il 49%: in particolare, allo scambiatore corrisponde un'efficienza media del 76,5% e alla rete di distribuzione del 64%. Questa ripartizione tra le perdite è stata calcolata combinando le portate misurate dal RIELS con le temperature del ALMEMO, ritenute più affidabili per via della miglior qualità e posizionamento delle termocoppie. Tuttavia, i risultati ottenuti appaiono particolarmente improbabili, escludendo la veridicità dell'ipotesi sostenuta.

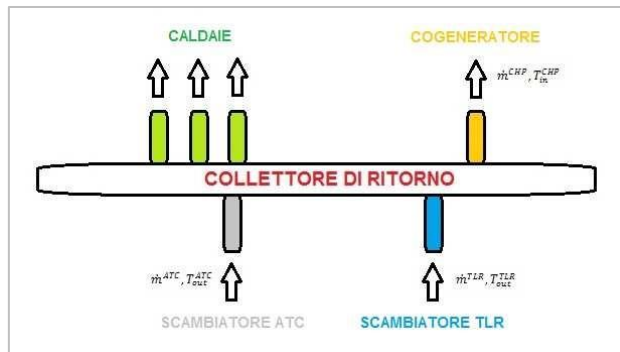


Figura 2. 30 - Schema semplificato collettore di ritorno alla centrale termica

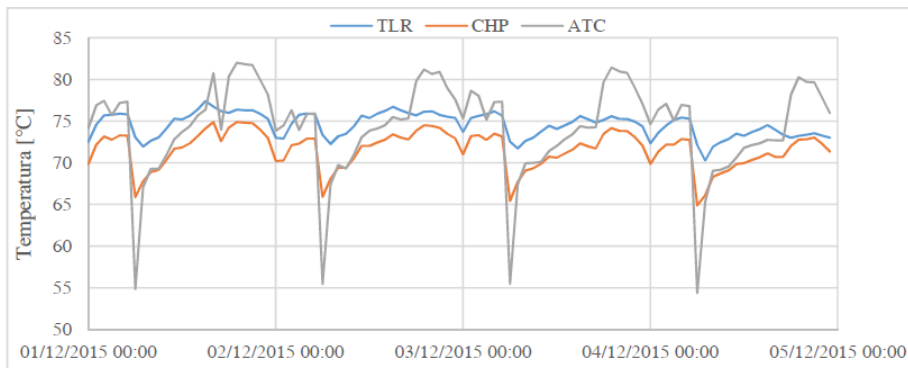


Figura 2. 31 - Temperature in ingresso e uscita dal collettore di ritorno centrale termica (To-Mo)

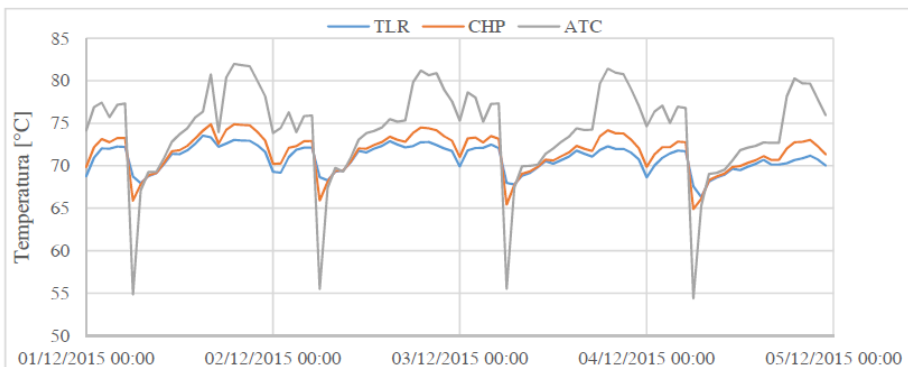


Figura 2. 32 - Temperature in ingresso e uscita dal collettore di ritorno centrale termica (correzione)

Nel modello di simulazione è stato implementato il caso più "affidabile" riassunto in Tabella 4.1: le perdite sono state ripartite secondo le informazioni presenti in letteratura.

Tabella 2-1 Caso implementato nel modello di simulazione

Efficienza totale	Efficienza scambiatore	Efficienza rete
91,7%	96,5% (ipotesi)	95% (ipotesi)

Complessivamente, le informazioni a disposizione non hanno permesso di dissipare ogni dubbio poiché, a meno che la rete non sia realmente molto efficiente, le cause dell'errore nelle stime possono essere legate a numerosi fattori concomitanti ma non identificabili senza ulteriori controlli e misure sul campo: ad esempio, il malfunzionamento di più misuratori intorno al collettore di ritorno della centrale termica.

2.5 Confronto con i dati misurati e taratura del modello

Per simulare il funzionamento del sistema di teleriscaldamento in esame, è stato necessario assicurarsi che ogni componente del modello si comportasse il più fedelmente possibile alla realtà (profili di potenza termica e temperature). Il confronto con i dati misurati dall'impianto reale è stato di fondamentale importanza per la definizione delle temperature di set-point di caldaie e cogeneratore e per la taratura dei sistemi di regolazione.

La taratura del modello è stata effettuata in tre fasi, partendo dal componente del quale si hanno a disposizione più informazioni fino a quello meno noto:

- regolazione del cogeneratore;
- regolazione delle caldaie;
- regolazione della rete di distribuzione.

I profili di temperatura, necessari ad effettuare il confronto tra simulato e reale, e i profili di potenza termica media, anch'essi "filtrati" e calcolati così come è stato fatto per i carichi termici delle utenze, sono stati introdotti nel modello sotto forma di matrice da cui selezionare l'output necessario.

2.5.1 Regolazione cogeneratore

La prima fase di regolazione del modello ha previsto l'analisi della risposta del cogeneratore, in particolare della potenza termica media generata e delle temperature di mandata e di ritorno.

Il cogeneratore è disposto in serie con un dispersore aerotermo il quale funge da regolatore sulla temperatura di mandata, limitata ad un valore massimo di 90 °C per via dei limiti di sicurezza dell'impianto. Il dispersore, tramite un regolatore, è gestito in maniera tale da disperdere nell'ambiente quanta più potenza termica necessaria ad evitare che la temperatura si avvicini troppo al limite imposto.

Questa prima fase di taratura è stata effettuata bypassando la regolazione delle caldaie e degli edifici, ovvero scollegando i blocchi di simulazione del funzionamento delle caldaie e quelli degli edifici: l'intento è stato quello di ridurre le incertezze legate alla loro regolazione per effettuare un'analisi in cui solo il blocco cogeneratore è "attivo". In sostituzione alle caldaie e agli edifici, sono stati implementati nel modello i profili di potenza termica rispettivamente generata e richiesta:

- la produzione complessiva delle caldaie è stata ricavata indirettamente a partire dai dati noti dal To-Mo, ovvero dalla differenza tra richiesta totale del sistema (TLR, uffici e sala cinema) e quota prodotta dal cogeneratore;
- la richiesta degli edifici è stata sostituita dalla potenza scambiata dal lato primario dello scambiatore TLR, in maniera tale da includere sia gli edifici che la potenza termica dispersa lungo la rete di distribuzione (quest'ultima non nota con certezza).

Sostenendo l'ipotesi della veridicità dei dati del sistema di monitoraggio, l'unica incertezza rimasta nel modello è legata all'efficienza dello scambiatore, che non si è potuta estrapolare con esattezza dall'efficienza complessiva del sistema: il suo valore è indicato in Tabella 2-2, sulla base delle considerazioni riportate in precedenza

Tabella 2-2 Efficienza scambiatore

Parametro	Valore
Efficienza scambiatore	0,965

Da queste ipotesi, si è proceduto alla regolazione del cogeneratore, tarando il sistema di controllo del dispersore aerotermo e assicurandosi che la temperatura massima di mandata (90°C), dichiarata dal gestore, fosse coerente con le misure. Dal confronto degli andamenti di potenza termica media generata e delle temperature di mandata e ritorno tra misurato e simulato, si è potuto osservare quanto il modello riesca ad avvicinarsi al reale funzionamento del cogeneratore: verificando il dato energetico riguardante la produzione termica del cogeneratore, si è potuta constatare una differenza di energia del 1,2%. In Figura 2. 33 e Figura 2. 34 sono illustrati i profili derivanti dalla taratura definitiva delle costanti del regolatore, per una settimana di dicembre.

L'intervallo di giorni riportato nel grafico è stato scelto per mostrare un'anomalia che si verifica diverse volte nel mese di dicembre: nel terzo giorno, le temperature simulate presentano un picco che si discosta enormemente dalle misure. Questo fenomeno si presenta soltanto all'accensione del cogeneratore ed è legato agli spegnimenti, per ragioni di sicurezza, comandati dal suo sistema di controllo. Nel momento in cui viene a crearsi la conseguente mancanza di potenza termica, le caldaie compensano lavorando a carico più elevato, in un modello, però, non è possibile prevedere questo tipo di problematica. Di conseguenza, poiché in questa prima fase di regolazione il blocco di generazione delle caldaie è sostituito da un semplice profilo fisso (quello misurato) e il cogeneratore lavora secondo uno schedule prestabilito, nella simulazione si creano delle sovrapproduzioni di energia che comportano innalzamenti di temperatura non previsti. Non appena il dissipatore aerotermo percepisce un aumento della temperatura di mandata, conseguente all'aumento della temperatura di ritorno, dissipa in atmosfera la potenza in eccesso e genera l'andamento anomalo visibile nel profilo del cogeneratore. Nella Figura 2. 34, si mette in evidenza quanto detto finora, riportando gli andamenti reali di potenza termica delle caldaie (verde) e del cogeneratore (misurato in blu e simulato in rosso) per due giorni consecutivi, di cui uno normale e uno anomalo: nel secondo si nota l'allargamento del picco di produzione delle caldaie che va a sopperire alla ritardata accensione del cogeneratore.

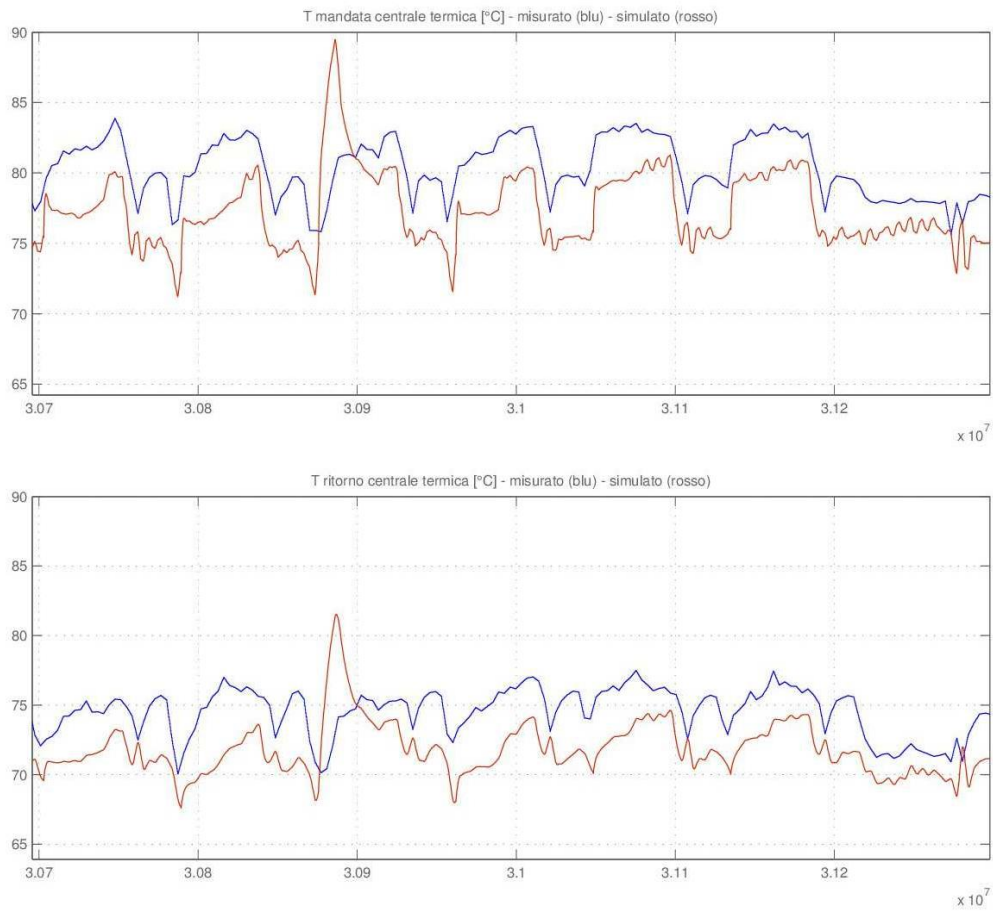


Figura 2. 33 - Profili di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica

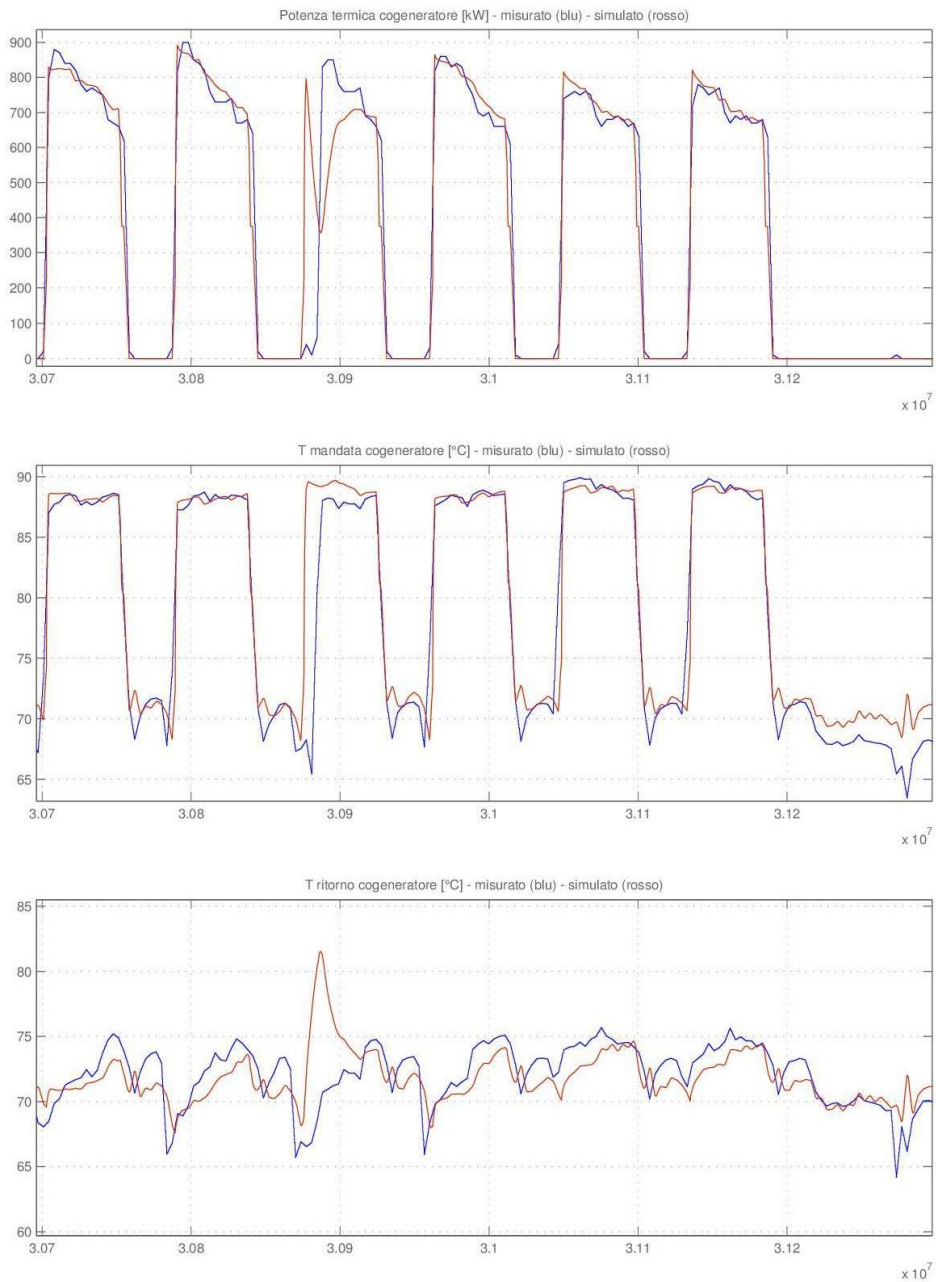


Figura 2. 34 - Profili di potenza termica, temperatura mandata e ritorno cogeneratore

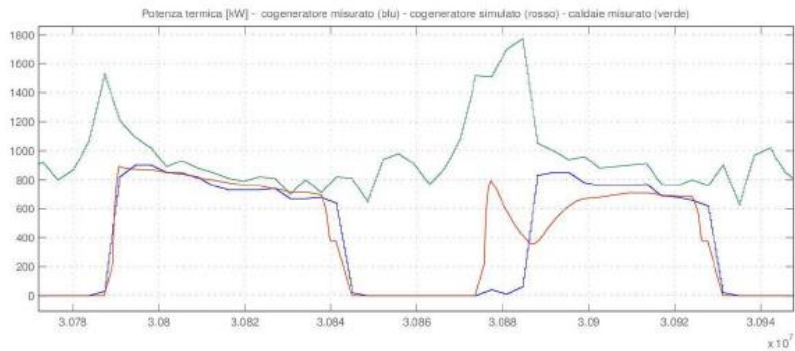


Figura 2. 35 - Profili di potenza termica di cogeneratore e caldaie

L'altra anomalia, osservabile dai profili di Figura 2. 34, è quella legata al discostamento tra le temperature di centrale termica misurate e simulate, nonostante gli andamenti dei profili appaiano quasi sempre congruenti. Le cause di ciò risiedono in due fattori:

- il modello non prevede la simulazione del collettore di ritorno in centrale termica poiché il blocco uffici è implementato solo dal punto di vista della potenza termica ma non della temperatura e, di conseguenza, le temperatura di uscita scambiatore TLR e ingresso CHP sono trattate come fossero coincidenti;
- l'incongruenza tra le temperature intorno al collettore di ritorno, riscontrata dall'analisi dei dati dei misuratori del sistema di monitoraggio.

Il primo punto, per quanto comporti l'introduzione di un errore nella stima della temperatura di uscita dal collettore in questione, non possiede un peso tale da giustificare un discostamento di mediamente tre gradi poiché la portata lato uffici è nettamente inferiore a quella lato teleriscaldamento e le temperature molto simili.

Il secondo punto è quello che sicuramente potrebbe fornire una spiegazione al problema riscontrato ma, sulla base delle informazioni a disposizione, non è stato possibile stabilire con certezza se si tratta di un errore di misura o di una grossa dispersione di energia. Tuttavia, poiché in entrambi i casi il modello non può tener conto autonomamente dell'anomalia, è stato implementato un vero e proprio fattore di tuning sulla temperatura di ritorno in centrale termica, in maniera tale da simulare il comportamento reale del sistema di teleriscaldamento. In Figura 2. 36 - Profili corretti di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica sono mostrati i nuovi confronti tra gli andamenti delle grandezze in questione (blu misurato e rosso simulato), con una correzione pari al 4,8%, stabilita in base alle considerazioni fatte in 2.4.

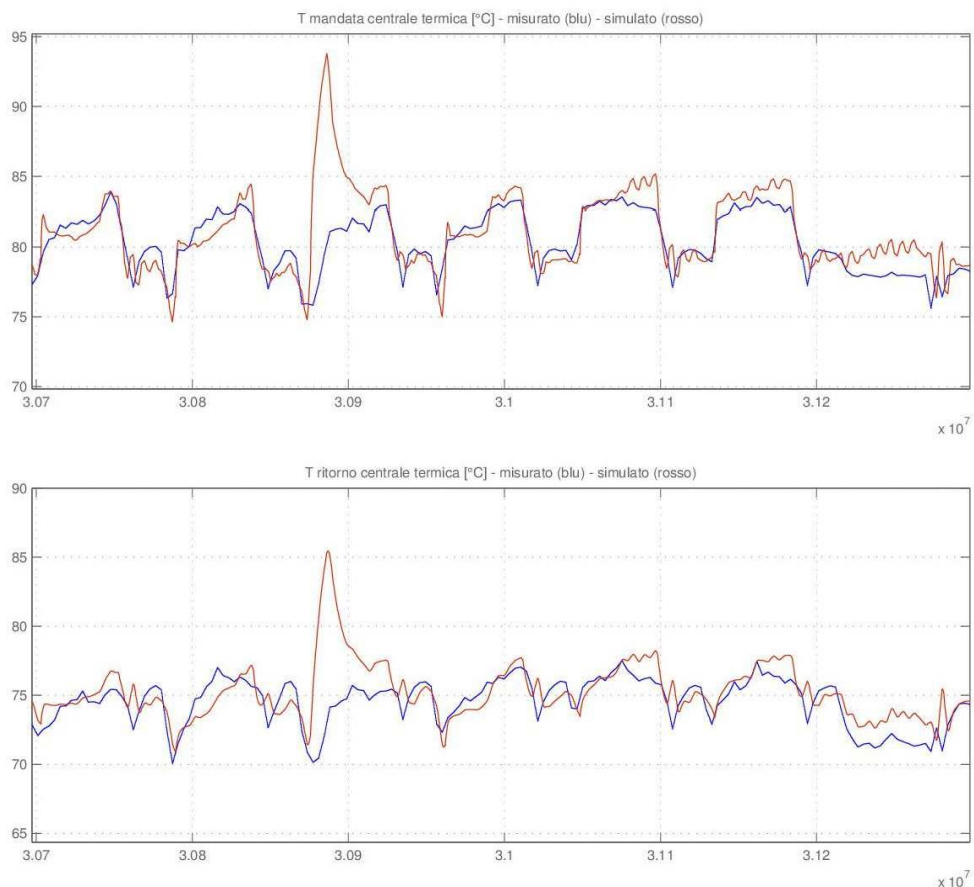


Figura 2. 36 - Profili corretti di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica

2.5.2 Regolazione caldaie

La seconda fase di regolazione del modello ha previsto l'analisi della risposta delle caldaie, in particolare della potenza termica media generata. Le tre caldaie dell'impianto sono disposte in parallelo e, normalmente, risultano in funzione soltanto due per volta: quella a condensazione e una tradizionale. La regolazione viene effettuata, tramite un sistema di controllo, sulla temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento per assicurare il giusto comfort alle utenze. Questa seconda fase di taratura è stata effettuata reinserendo i blocchi di simulazione del funzionamento delle caldaie nel modello di regolazione descritto nel paragrafo precedente: l'intento è stato quello di analizzare il comportamento delle caldaie, mantenendo le impostazioni dedotte dalla regolazione del cogeneratore. In sostituzione agli edifici, è stato mantenuto il profilo di potenza termica medio, comportando le stesse implicazioni descritte in 2.5.1

La ripartizione esatta del carico termico tra le due caldaie non è nota a causa dell'assenza di misuratori dedicati, pertanto, la taratura delle costanti dei regolatori è stata effettuata in maniera uguale, con il solo obiettivo di simulare, il più fedelmente possibile, l'andamento della potenza termica totale media delle caldaie. Inoltre, un altro parametro sul quale si è reso necessario intervenire è il limite minimo di regolazione delle caldaie: secondo le informazioni fornite dal gestore, esso è imposto al 30% ma tale valore, nel modello, ha generato dei problemi nella gestione del carico da parte delle caldaie.

In Figura 2. 37 si vede il confronto tra la potenza termica che le caldaie avrebbero prodotto teoricamente secondo il sistema di monitoraggio (in blu) e la potenza termica prodotta dalle caldaie del modello (in rosso). Le difficoltà incontrate dal simulatore si verificano quando la potenza richiesta complessivamente alle due caldaie si trova nell'intervallo compreso tra:

- la potenza massima nominale della caldaia a condensazione (895 kWth);
- la somma dei minimi di potenza (30%) delle due caldaie (268,5 + 780 kWth).

In quel range, la caldaia tradizionale dovrebbe essere l'unica in funzione affinché possa avvenire una modulazione della generazione. Tuttavia, il solo controllo sulle temperature e la taratura dei regolatori implementati nel modello non permette di gestire la centrale termica secondo la logica suddetta. Il risultato è che, in quell'intervallo, o produce solo la caldaia a condensazione al massimo o entrambe producono al minimo, generando rispettivamente una sottoproduzione o una sovrapproduzione di energia termica, le quali vengono compensate tramite ulteriori accensioni o spegnimenti non congruenti con il profilo riportato dal sistema di monitoraggio. Nel secondo riquadro di Figura 2. 37 è mostrato un ingrandimento del range (895-1048,5 kW) dove si verifica quanto detto.

Da un punto di vista energetico, la differenza calcolata sull'energia totale prodotta dalle caldaie nel mese di dicembre, reale e simulata, è pari al 6,3% ma una tale gestione delle caldaie comporta alterazioni non trascurabili nel comportamento del cogeneratore, nelle temperature di mandata e ritorno della centrale termica e della rete di teleriscaldamento (vedi Figura 2. 38 e Figura 2. 39).

Per ovviare a questo problema, si è optato per la trasformazione in parametri di tuning dei limiti inferiori di modulazione delle caldaie, in maniera tale da ottenere un profilo di produzione termica totale simulato molto simile a quello misurato. Se fossero disponibili i dati di consumo di gas o generazione di ogni caldaia, sarebbe possibile simulare più fedelmente la gestione reale dell'impianto in tutti i suoi componenti ma, finché non avverrà l'installazione di nuovi misuratori, non si potrà definire con certezza la ripartizione del carico e, di conseguenza, i parametri dei regolatori verranno definiti soltanto per riprodurre la potenza termica media dell'insieme delle caldaie. Secondo questa logica, i nuovi limiti di modulazione minima sono impostati come indicato in Tabella 2-3.

Tabella 2-3 Limite di modulazione minima delle caldaie

Caldaia	Dichiarat - o	Modellato
A condensazione	30%	20%
Tradizionale	30%	20%

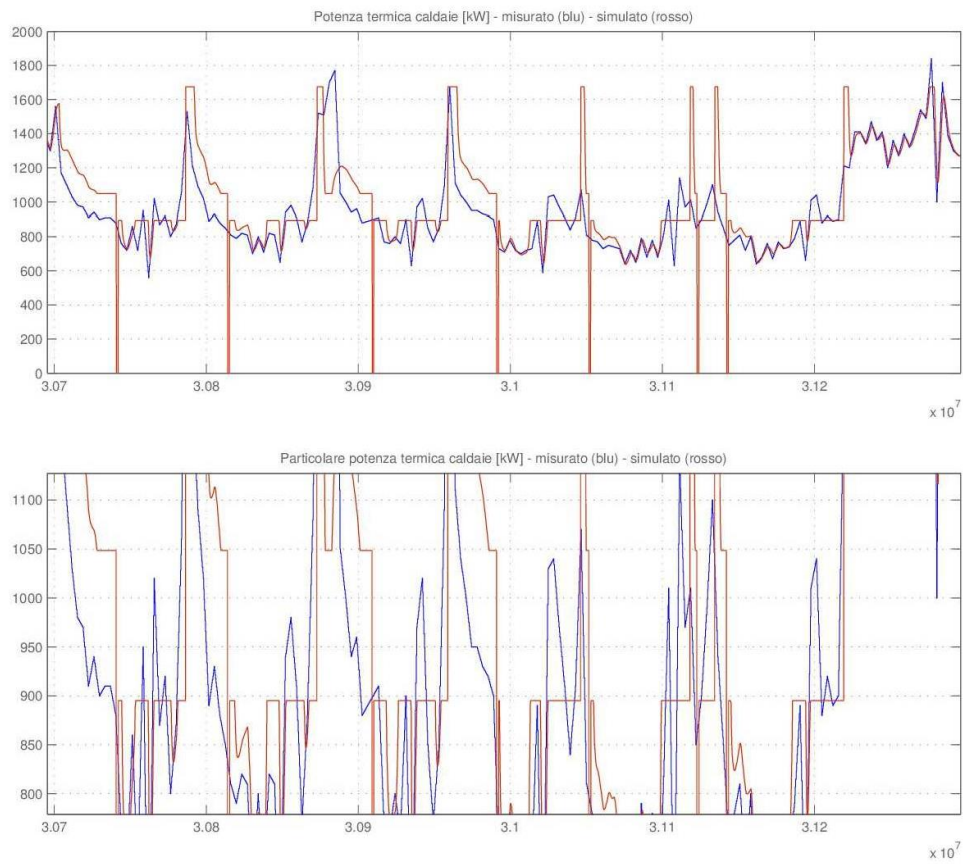


Figura 2. 37 - Profili potenza termica totale media caldaie modulabili fino al 30%

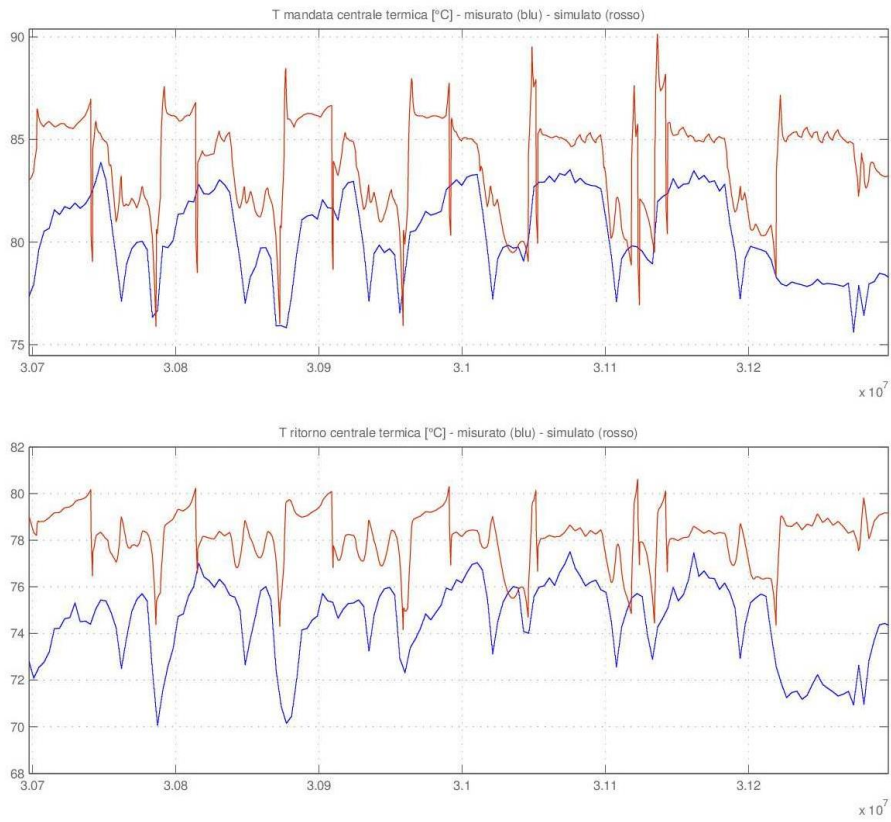


Figura 2. 38 - Profili di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica

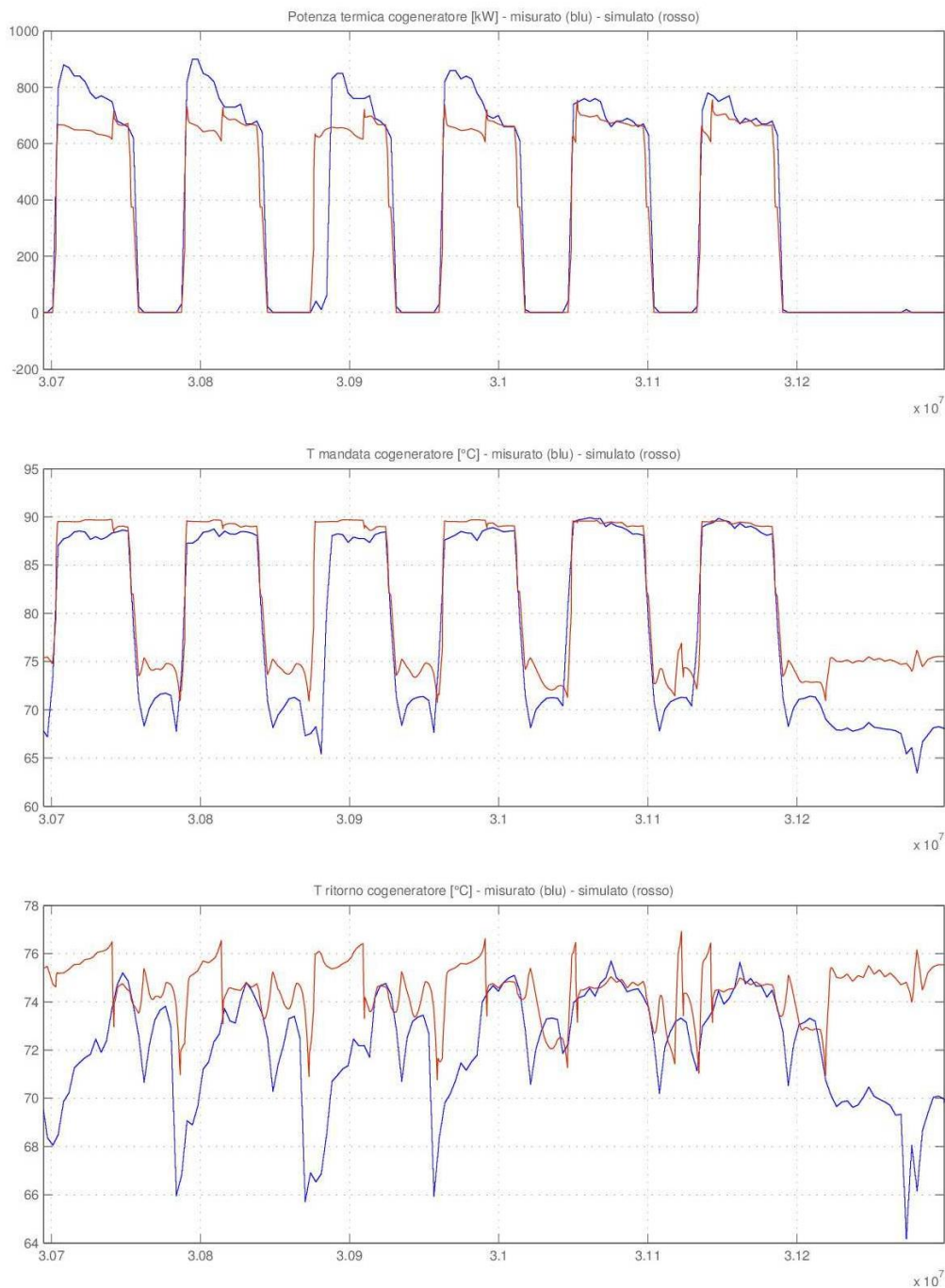


Figura 2. 39 - Profili di potenza termica, temperatura mandata e ritorno cogeneratore

In Figura 2. 40 è illustrato il nuovo confronto tra le potenze termica totali prodotte dalle caldaie, misurata (in blu) e modellata (in rosso), per una settimana di dicembre: in questo caso, l'errore commesso sul totale prodotto dalle caldaie nel mese è inferiore al 1%. Da notare il terzo giorno in cui, come ampiamente descritto in 2.5.1, il profilo reale delle caldaie presenta un picco più largo rispetto a quello simulato per via del blocco al cogeneratore verificatosi in quella giornata, del quale il simulatore non può tener conto.

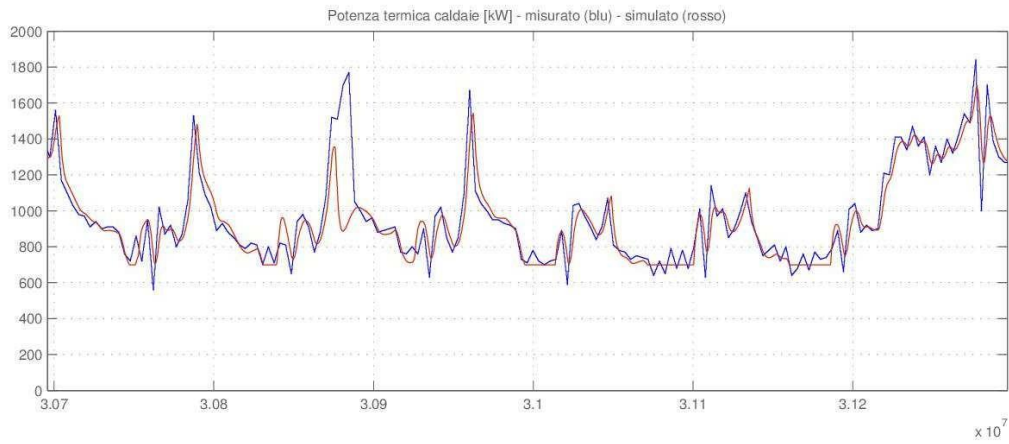


Figura 2. 40 - Profili potenza termica totale media caldaie modulabili al 20%

Le successive Figura 2. 41 e Figura 2. 42 riportano i profili di potenza termica, temperatura di mandata e ritorno del cogeneratore e le temperature di mandata e ritorno in centrale termica: nonostante i valori assoluti delle grandezze considerate non siano perfettamente coincidenti, gli andamenti dei segnali simulati (rosso) sono simili a quelli reali (blu). Si sono ottenuti risultati migliori nella fase successiva di regolazione.

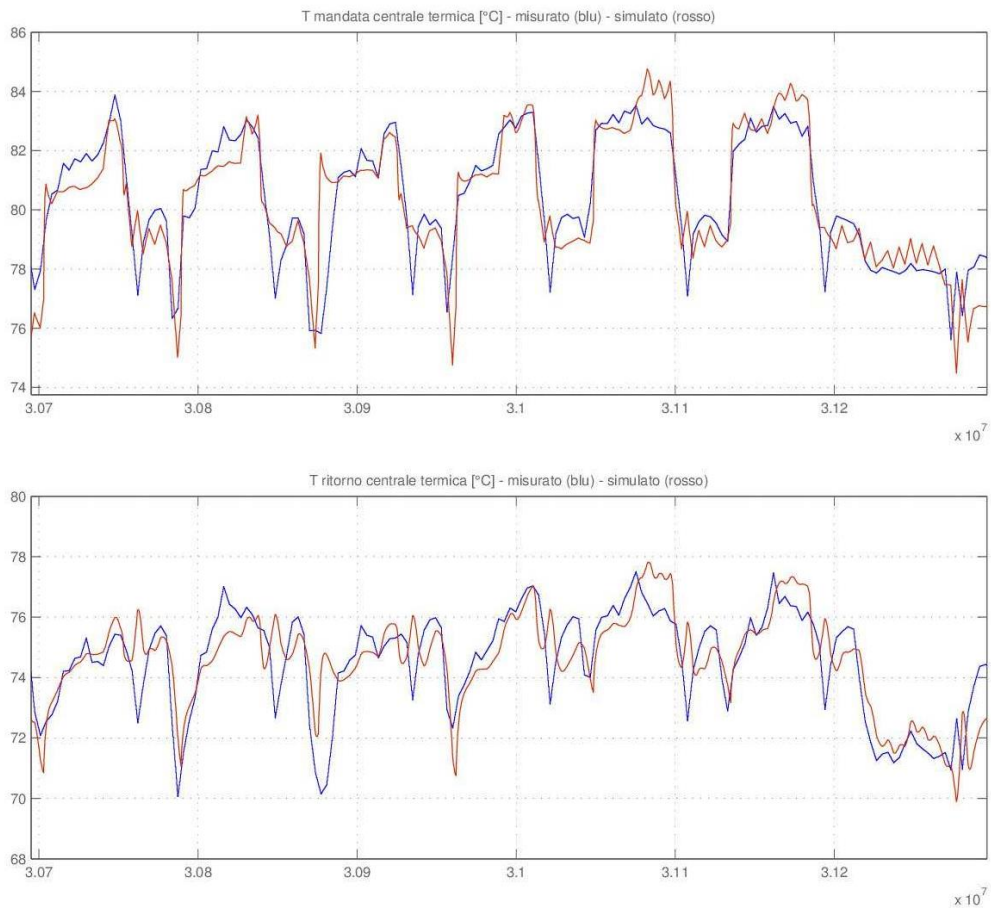


Figura 2. 41 - Profili di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica

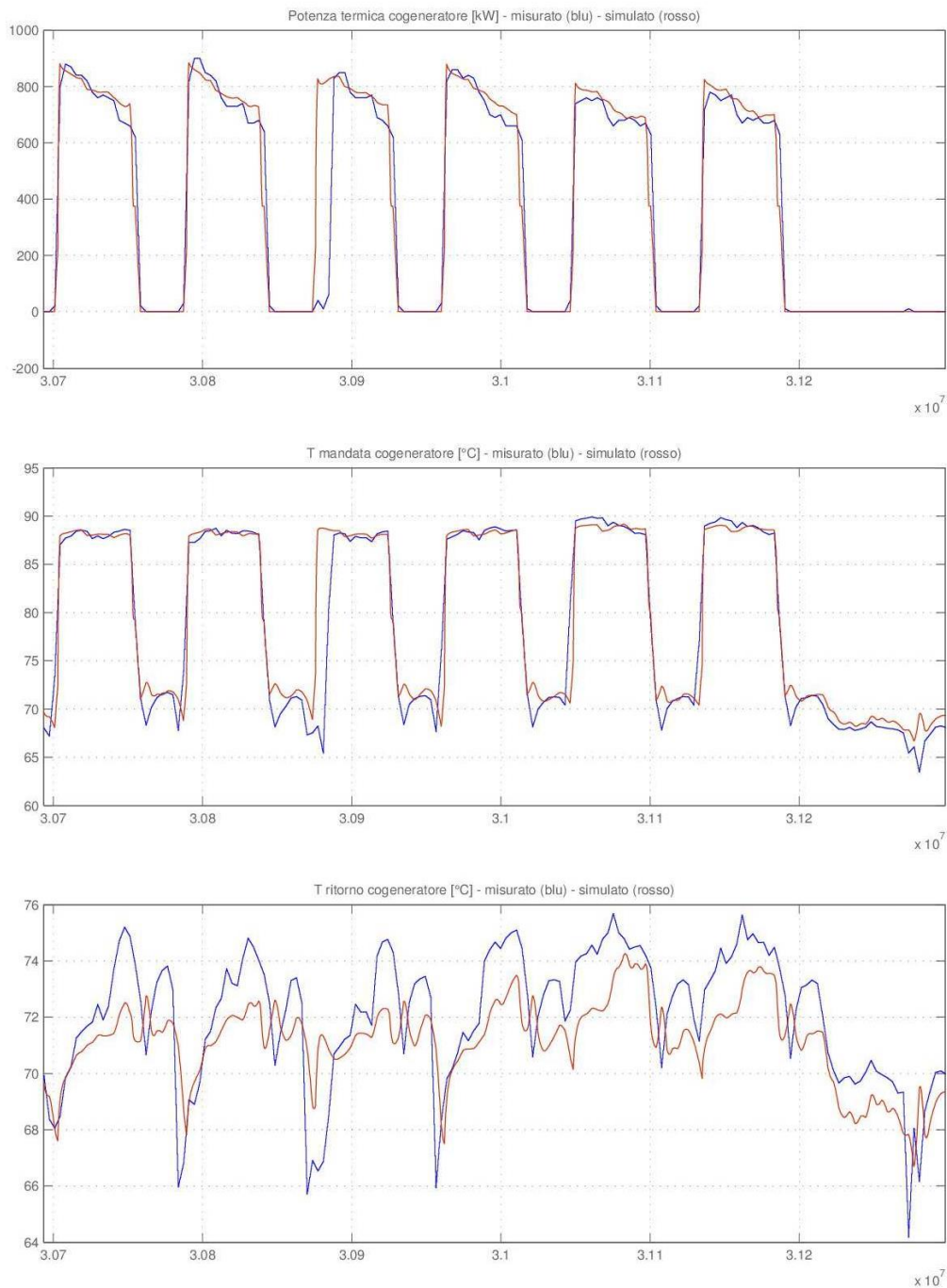


Figura 2. 42 - Profili di potenza termica, temperatura mandata e ritorno cogeneratore

2.5.3 Regolazione perdite della rete di distribuzione

La terza ed ultima fase di regolazione del modello ha previsto l'analisi del comportamento della rete di distribuzione, in particolare delle perdite termiche lungo le tubazioni, funzioni del coefficiente correttivo, K , usato per adeguare le perdite teoriche a quelle reali della rete.

Questa fase è stata effettuata reintroducendo i blocchi di simulazione della rete residenziale andando a sostituire il profilo unico del lato primario dello scambiatore TLR con quello di ogni singola utenza. Così facendo, si è ottenuta la versione definitiva del modello di simulazione dell'intero impianto, in cui ogni componente è stato regolato, di volta in volta, per funzionare nella maniera più simile possibile a quello

reale. La taratura del coefficiente K è stata effettuata sulla base dell'efficienza media della rete di distribuzione, come sintetizzato Tabella 2-4.

Tabella 2-4 Coefficiente empirico perdite rete distribuzione

Efficienza rete	Coefficiente K
0,95	0,85

Le successive Figura 2. 43 e Figura 2. 44riportano i profili di potenza termica, temperatura di mandata e ritorno del cogeneratore e le temperature di mandata e ritorno in centrale termica, derivanti dalla regolazione definitiva delle perdite di rete. Complessivamente, osservando la morfologia dei segnali simulati (in rosso) si riscontra una notevole congruenza con quelli reali (in blu). I valori assoluti delle grandezze illustrate si discostano significativamente soltanto nel caso della temperatura di ritorno del cogeneratore, a causa dell'assenza del collettore di ritorno alla centrale termica nel modello e/o sospetti malfunzionamenti di alcuni sensori di temperatura.

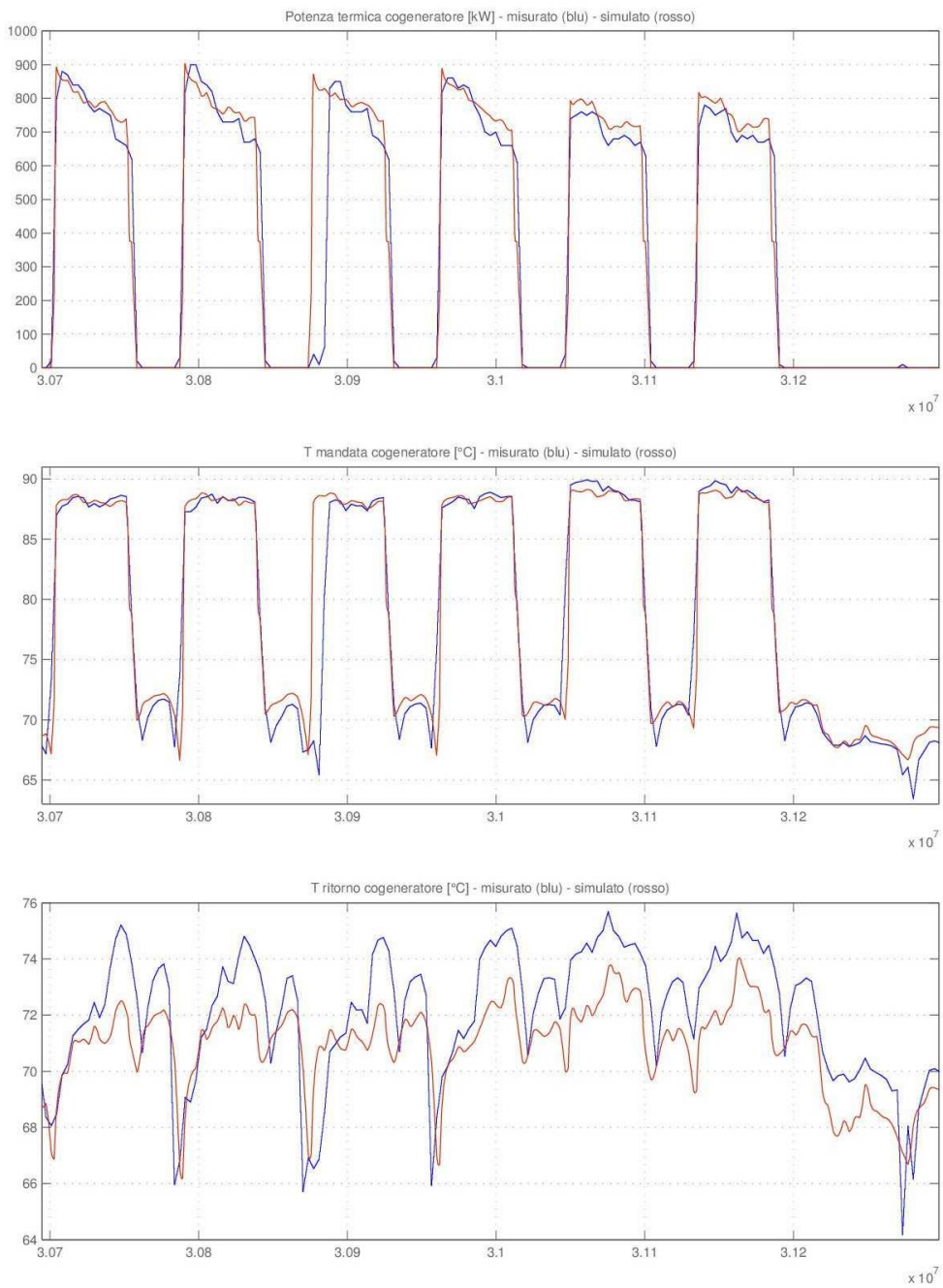


Figura 2. 43 - Profili di potenza termica, temperatura mandata e ritorno cogeneratore

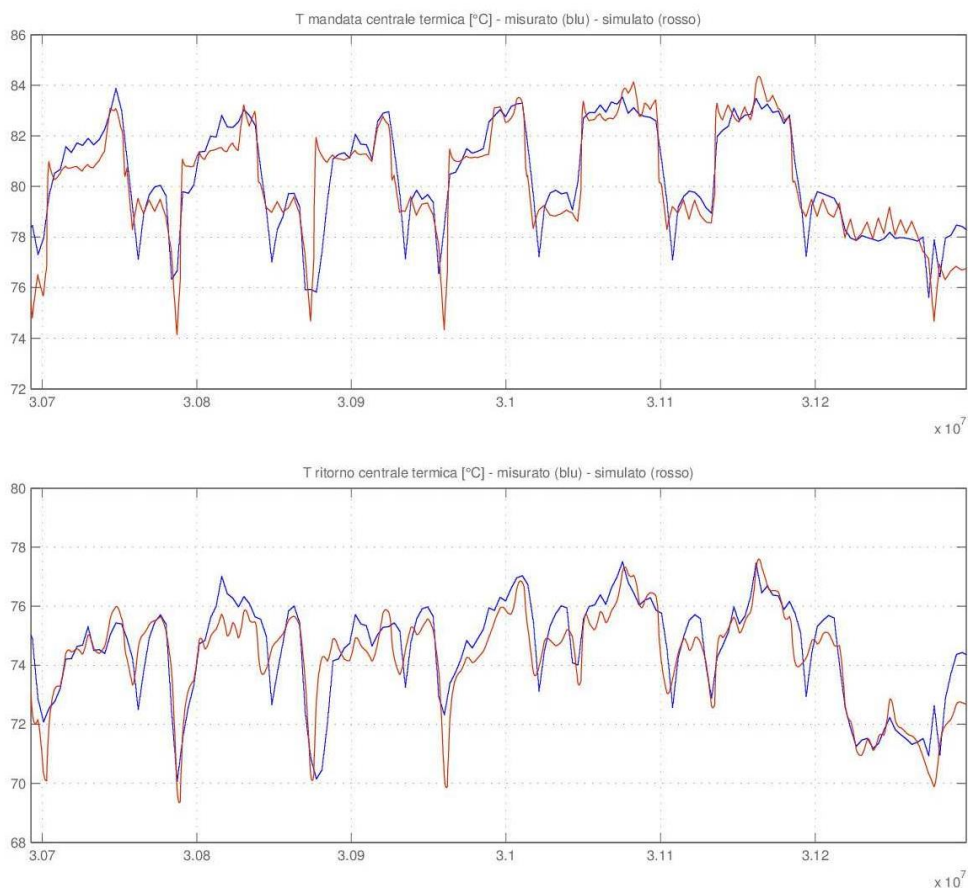


Figura 2. 44 - Profili di temperatura mandata e ritorno (solo TLR) centrale termica

Dal punto di vista energetico, si osserva un aumento della differenza tra l’energia prodotta dalle caldaie reali e quelle simulate poiché, nella versione definitiva del modello, gli edifici sono inseriti come singole utenze e tre di essi sono stati sostituiti dagli equivalenti. Infatti, il profilo di potenza termica media richiesta dalla somma delle singole utenze non corrisponde a quello complessivo implementato in precedenza (rispettivamente in rosso e in blu in Figura 2. 45) poiché quest’ultimo include anche le perdite legate alla distribuzione ed è influenzato dalle inerzie della rete. Rispetto all’energia consumata complessivamente misurata a monte dello scambiatore tra centrale termica e rete residenziale, è stata calcolata una differenza del 2% che ha determinato i risultati schematizzati in Tabella 2-5.

Tabella 2-5 - Differenze di energia misurata/simulata

	Cogeneratore	Caldaie
Differenza	< 1%	2,8%

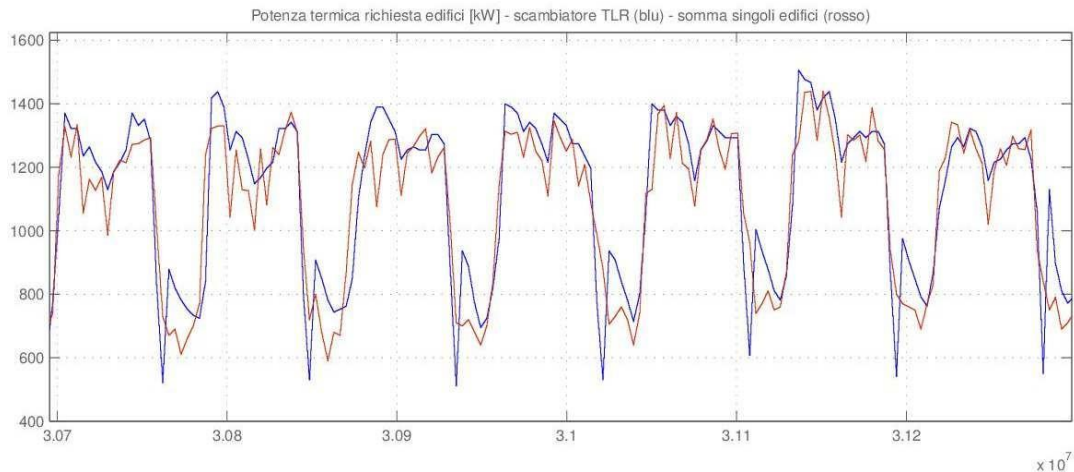


Figura 2. 45 - Confronto profili di potenza termica edifici residenziali (scambiatore TLR e somma dei singoli)

Un'ulteriore fonte di lievi discostamenti tra simulato e reale tra le temperature di mandata e ritorno in centrale termica è associata alle variazioni di portata che si verificano sporadicamente sul lato primario dello scambiatore e non sono prevedibili in una modellazione del sistema. La Figura 2. 46 mostra la differenza di temperatura tra ingresso e uscita scambiatore TLR (reale in ciano e simulato in arancione) e il corrispettivo andamento della portata misurata dal sistema di monitoraggio (in grigio): è evidente come, nel caso reale, ad un abbassamento della portata segua un aumento della differenza di temperatura, non congruente con quello simulato. Negli altri giorni, quando la portata si mantiene vicina al valore implementato nel modello, si notano grandi differenze solo quando il carico aumenta bruscamente (ad inizio giornata) e l'inerzia concentrata del modello non riesce ad approssimare bene quella distribuita della rete.

La stessa problematica è stata riscontrata sul lato secondario dello stesso scambiatore, in cui la portata varia quasi giornalmente.

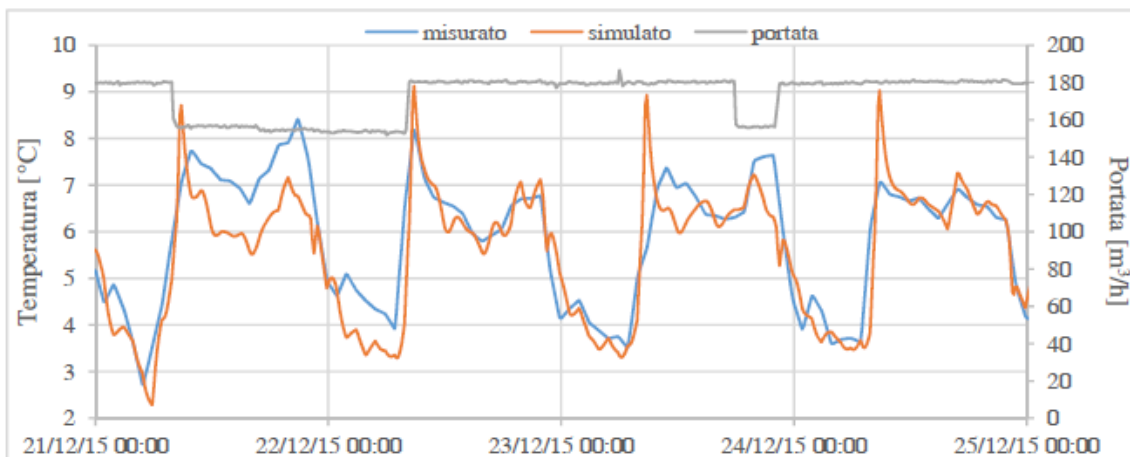


Figura 2. 46 - Profili di differenza di temperatura tra ingresso e uscita scambiatore TLR e corrispondente portata

Il modello, nella sua forma definitiva, è stato ottimizzato sulla base delle informazioni e delle misure che si hanno a disposizione dall'impianto e mantenendo un peso computazionale molto limitato.

3 Scenario migliorativo prestazioni rete

3.1 Valutazione energetica

Il criterio con cui viene gestito attualmente l'impianto è quello di favorire l'autoconsumo di energia elettrica prodotta dal cogeneratore per poter accedere al sistema di incentivazione dei certificati verdi.

Da un punto di vista prettamente energetico, tale gestione non appare come la più conveniente: il cogeneratore non viene sfruttato al massimo delle sue potenzialità ma insegue un carico elettrico a gradini, preimpostato secondo un profilo di accensione. Per poter migliorare le prestazioni dell'impianto di generazione termica, si è ipotizzato uno scenario differente in cui il sistema è regolato ad inseguimento termico e si sfruttano le caldaie solo per coprire i picchi giornalieri del carico, con priorità per la caldaia a condensazione rispetto a quella tradizionale. La base del fabbisogno termico viene soddisfatta tramite il funzionamento continuo del cogeneratore. La valutazione è stata fatta utilizzando il software di simulazione dinamica, validato come descritto nel capitolo precedente.

La regolazione viene effettuata ancora sulla temperatura di mandata della rete per garantire il giusto comfort alle utenze ma le soglie di accensione e spegnimento dei componenti dell'impianto sono state modificate come sintetizzato in Tabella 3-1.

Tabella 3-1 - Temperature di gestione dell'impianto (riferimento alla mandata della rete)

	Accensione	Spegnimento	Modulazione
Cogeneratore	< 77 °C	> 77 °C	-
Caldaia a condensazione	< 76 °C	> 76,5 °C	30%
Caldaia tradizionale	< 75 °C	> 75,5 °C	30%

Il limite inferiore di modulazione delle caldaie è stato ripristinato a quello dichiarato dal gestore, illustrato in Tabella 3-1, mentre i parametri di efficienza dello scambiatore e la costante di regolazione delle perdite sono stati mantenuti invariati (Tabella 3-2).

Tabella 3-2 - Parametri di regolazione delle efficienze di rete

Parametro	Valore
Efficienza scambiatore	0,965
Costante dispersioni	0,85

Trattandosi di uno scenario ad inseguimento termico, si è ritenuto opportuno disattivare il blocco del dispersore aerotermo del cogeneratore il quale avrebbe comportato dei grossi limiti alla generazione termica del motore: nella precedente configurazione, limitando la temperatura di mandata, una grossa fetta della potenza termica prodotta veniva dispersa in atmosfera.

La taratura dei sistemi di regolazione di caldaie e cogeneratore è stata effettuata per mantenere l'oscillazione della temperatura di mandata della rete entro ± 1 grado dal riferimento prefissato. In base a questo scenario, i nuovi profili di potenza termica generata dalla centrale termica, per i primi sette giorni di dicembre, sono riportati in Figura 3-1 e il corrispondente carico termico delle utenze in Figura 3-2. In particolare, bisogna tener conto che quinto e sesto giorno corrispondono a sabato e domenica e il settimo ad un ponte prefestivo, ovvero giorni non lavorativi in cui il carico termico degli uffici è assente.

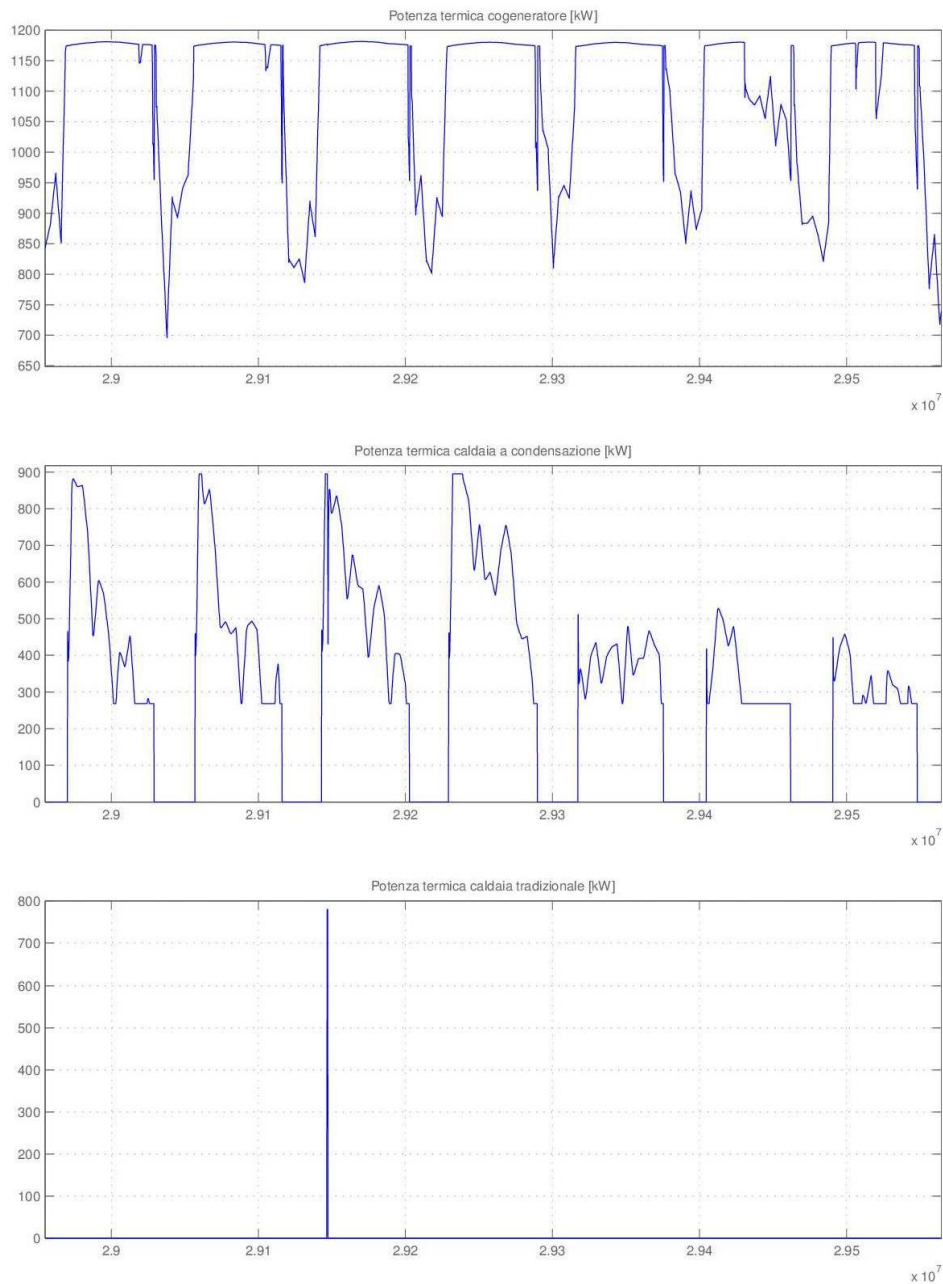


Figura 3-1 - Profili di potenza cogeneratore, caldaia a condensazione e tradizionale

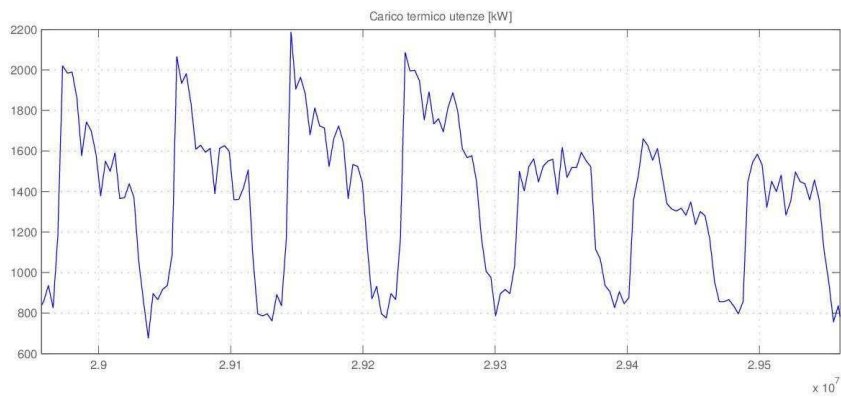


Figura 3-2 - Richiesta termica delle utenze

Appare evidente come, con questo tipo di gestione, la caldaia tradizionale abbia un ruolo pressoché nullo nel soddisfare il fabbisogno termico delle utenze. Raramente il picco di potenza richiesta supera la somma delle potenze nominali di cogeneratore e caldaia a condensazione e, quando ciò avviene (esclusivamente nelle prime ore del mattino), tale caldaia entra in funzione al minimo di regolazione (780 kW) per tempi brevissimi.

Il cogeneratore, invece, è esercito sempre al massimo della sua potenza tranne che in due possibili situazioni:

- richiesta delle utenze inferiore alla potenza termica nominale del cogeneratore (solitamente di notte);
- impossibilità della caldaia a condensazione di modulare oltre poiché già al minimo.

Nel primo caso, il funzionamento è in linea con la strategia voluta poiché le altre due caldaie si spengono e il cogeneratore sopperisce da solo al fabbisogno degli edifici. Il secondo caso, invece, dimostra la bontà del sistema di regolazione poiché, se la richiesta è superiore alla potenza termica nominale del cogeneratore (1166 kW) ma di una quantità inferiore alla potenza termica minima della caldaia più piccola (quella a condensazione, 280 kW), l'unico componente che può modulare è proprio il cogeneratore.

La caldaia a condensazione copre giornalmente i picchi del carico, dovuti principalmente all'accensione degli impianti di riscaldamento degli uffici del gestore.

In Figura 3-3 è mostrato l'andamento della temperatura di mandata della rete, il quale presenta un'oscillazione limitata in una fascia di massimo due gradi, meno della metà rispetto all'altra configurazione, riducendo così lo stress termico dei componenti del sistema. L'azione dei regolatori fa in modo che la centrale termica produca sempre meno, man mano che la temperatura si avvicina al valore di riferimento di 77 °C, scelto per mantenere tale parametro in comune tra le due gestioni. Tuttavia si nota immediatamente come la taratura effettuata sui regolatori, nel caso ad inseguimento termico, sia molto più efficace rispetto a quella dedotta dalla gestione reale dell'impianto poiché le temperature medie di mandata della rete si attestano rispettivamente intorno ai 76 °C e ai 72 °C.

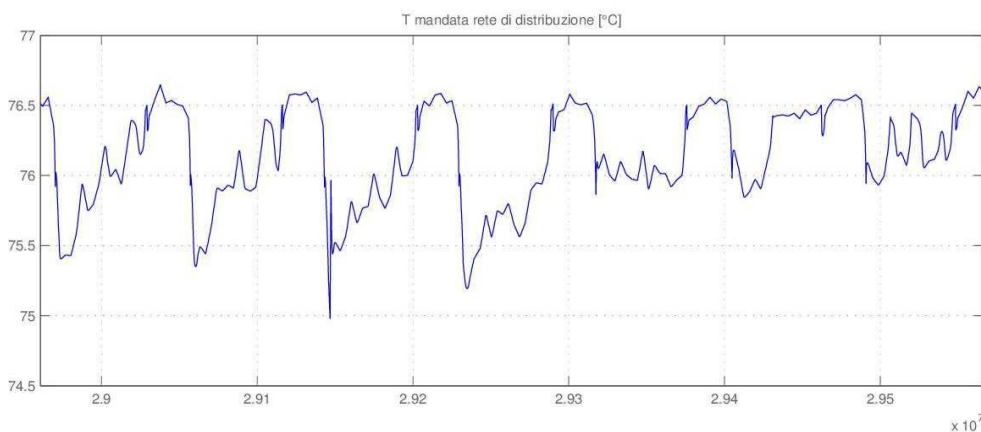


Figura 3-3 - Temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento

Dal punto di vista energetico, la ripartizione della produzione termica cambia radicalmente: facendo sempre riferimento al mese di dicembre, il cogeneratore arriva a produrre più del 75% dell'intero fabbisogno termico, rispetto al 30% della configurazione attuale in cui una parte dell'energia recuperata viene dispersa tramite il dissipatore aerotermo. In particolare, la caldaia a condensazione riesce a coprire il 99,8% della richiesta rimanente nello scenario ipotizzato mentre in quello reale non si conosce l'esatta ripartizione tra le due caldaie. In Tabella 3-3 si riportano i dati sulla generazione nei due casi esaminati.

Tabella 3-3 - Produzione di energia termica dei componenti della centrale termica

	Cogeneratore	Caldaia a cond.	Caldaia trad.	Totale
Attuale	304.086 kWh	744.433 kWh		1.048.519 kWh
Scenario ipotesi	832.047 kWh	222.014 kWh	310 kWh	1.054.371 kWh

La richiesta di energia termica, illustrata in Tabella 3-4, mostra un incremento del 22,9% dei consumi della centrale termica nello scenario ipotizzato, dovuto chiaramente al fatto che il cogeneratore presenta un rendimento termico più basso rispetto ad una qualsiasi caldaia. Inoltre, nel modello di simulazione non sono state implementate delle curve di rendimento ma dei valori medi, i quali possono comportare delle sottostime dei consumi, soprattutto nelle fasi di modulazione al minimo della generazione delle caldaie. I valori tabellati rappresentano quindi delle stime, calcolate con i rendimenti riportati in Tabella 3-4: da notare il rendimento della caldaia a condensazione che si attesta a valori simili alle caldaie tradizionali poiché le temperature di ritorno in centrale termica non sono sufficientemente basse da favorire la condensazione.

Tabella 3-4 - Rendimenti di generazione dei componenti della centrale termica

	Cogeneratore	Caldaia a cond.	Caldaia trad.
Rendimento termico	0,463	0,93	0,90
Rendimento elettrico	0,386	/	/

Tabella 3-5 - Richiesta di energia primaria dei componenti della centrale termica

	Cogeneratore	Caldaia a cond.	Caldaia trad.	Totale
Attuale	773.558 kWh	820.313 kWh		1.593.872 kWh
Scenario ipotesi	1.719.535 kWh	238.724 kWh	345 kWh	1.958.604 kWh

Il cogeneratore passa da 438 ore di funzionamento a 744 (tutto il mese) e, in combinazione al miglior sfruttamento delle sue potenzialità, l'energia elettrica prodotta supera il doppio della generazione della configurazione attuale. Dunque, complessivamente, ad un aumento dei consumi di gas del 22,8% corrisponde un incremento del 125,8% della produzione elettrica, come mostrato in Tabella 3-6.

Tabella 3-6 - Produzione di energia elettrica del cogeneratore

	Cogeneratore
Attuale	291.874 kWh _{el}
Scenario ipotesi	658.996 kWh _{el}

La convenienza o meno dello scenario ipotizzato, per il mese di dicembre, può essere verificata solo tramite un'analisi economica: da un punto di vista energetico, la gestione attuale garantisce un risparmio di energia primaria a parità di produzione termica (ma non elettrica); da un punto di vista economico, è necessario

confrontare il costo del gas naturale consumato in più con il guadagno ottenibile dall'incremento della vendita di energia elettrica.

3.2 Valutazione economica

Per avere una visione completa della reale convenienza di una scelta piuttosto che dell'altra, sarebbe necessario simulare il comportamento della centrale termica per un anno intero o, eventualmente, per stagioni (riscaldamento, raffrescamento e intermedie). Purtroppo, i dati a disposizione limitano l'analisi al mese di dicembre, il quale può essere considerato abbastanza significativo per la stagione di riscaldamento.

Di seguito, verranno esaminate soltanto le componenti di costi e ricavi che effettivamente variano tra le due gestioni:

- costo di acquisto del gas naturale;
- costi di manutenzione;
- ricavi da vendita di energia elettrica alla rete nazionale.

Non sono stati considerati i costi di accisa sull'autoconsumo di energia elettrica, i ricavi impliciti da autoconsumo e i ricavi dalla vendita di energia termica alle utenze poiché invariati nelle due configurazioni. Nei ricavi non sono compresi neanche gli utili provenienti dai certificati verdi in quanto il sistema di teleriscaldamento in esame ha smesso di riceverli nel 2015.

La spesa per l'acquisto del gas naturale è la componente più onerosa dell'impianto in termini di costo. Non avendo a disposizione dati reali sull'effettivo volume di combustibile utilizzato, si è ricavato il dato in questione tramite il potere calorifico inferiore stabilito dalla delibera del 27 ottobre 2011 EEN 9/11, pari a 8,250 kcal/Sm³. Il calcolo della voce del costo del gas naturale è stato effettuato tenendo conto delle diverse componenti di tassazione, statali e regionali. In particolare, secondo le caratteristiche tecniche indicate nella lettera b) del comma 2 dell'articolo 11 della legge 9/01/1991, n°10 (potenza elettrica installata per cogenerazione pari al 10% della potenza termica erogata all'utenza), è possibile applicare le accise e le addizionali regionali per gli usi industriali anche se riforniscono utenze civili, come nel caso in esame. In Tabella 3-7 si riporta il prezzo del gas naturale defiscalizzato, indicato dal gestore dell'impianto, e le altre componenti del costo del combustibile (AEEGSI, 2016), calcolato secondo la relazione 3.1.

Tabella 3-7 - Voci del costo del gas naturale

Grandezza	Valore
Prezzo gas naturale defiscalizzato	0,4 €/Sm ³
Accise su usi industriali	0,007499 €/Sm ³
Addizionale regionale Piemonte su usi industriali (>1,2 MSm ³)	0,0052 €/Sm ³
Quota di defiscalizzazione gas	0,22 Sm ³ /kWh _{el}
Prezzo gas naturale non defiscalizzato	0,412699 €/Sm ³

$$\text{Costo}_{GN} = Pz_{GN}^{df} * V_{GN}^{df} + Pz_{GN}^{n df} * (V_{GN}^{n df} - V_{GN}^{df}) \quad (3.1)$$

$$V_{GN}^{df} Pr_{e1} * 0,22$$

in cui:

- V_{df}^{GN} volume gas naturale defiscalizzato [Sm^3];
- P_{df}^{GN} , prezzo gas naturale defiscalizzato [$€/Sm^3$];
- P_z^{GN} , prezzo gas naturale non defiscalizzato [$€/Sm^3$];
- V_{GN} volume gas naturale [Sm^3];
- P_{re1} , energia elettrica prodotta [kWhel].

In Tabella 3-8 è riportato il riepilogo per il costo di gas naturale per le due modalità di gestione.

Tabella 3-8 - Riepilogo costi gas naturale

	Gestione attuale	Inseguimento termico
Energia totale consumata di gas naturale mensile	1.593.872 kWh	1.958.604 kWh
Volume totale di gas naturale consumato mensile	166.309 Sm^3	204.367 Sm^3
Energia elettrica mensile prodotta totale	291.874 kWh _{el}	658.996 kWh _{el}
Volume gas naturale defiscalizzato mensile	64.212 Sm^3	144.979 Sm^3
Volume gas naturale non defiscalizzato mensile	102.097 Sm^3	59.388 Sm^3
Costo gas naturale defiscalizzato mensile	25.685 €	57.991 €
Costo gas naturale non defiscalizzato mensile	42.135 €	24.509 €
Costo gas naturale totale mensile	67.820 €	82.500 €

I costi di manutenzione specifici per i diversi componenti della centrale termica sono stati indicati dal gestore dell'impianto. In particolare, quelli riguardanti il cogeneratore dipendono dalle ore di funzionamento dello stesso mentre quelli delle caldaie dipendono dalla potenza installata e perciò, essendo invariati, quest'ultimi non verranno presi in considerazione. In Tabella 3-9 si riporta il riepilogo dei costi di manutenzione considerati.

Tabella 3-9 - Riepilogo costi manutenzione considerati

	Gestione attuale	Inseguimento termico
Prezzo manutenzione orario	10 €/h	10 €/h
Ore mensili di funzionamento	438 h	744 h
Costo manutenzione mensile	4.380 €	7.440 €

I ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica dipendono dalla tipologia di contratto stipulata dal gestore. Nel caso in esame, è prevista la cessione dell'energia ad un unico soggetto, il GSE, in base alla regolamentazione del ritiro dedicato: la remunerazione da parte dell'acquirente è costituita da una quota minima garantita (i cosiddetti "prezzi minimi garantiti", stabiliti annualmente dall'AEEGSI) fino ad un 1,5 milioni di kWh annui immessi in rete e da una quota variabile dipendente dalle tariffe medie mensili, divise per fasce orarie (F1, F2 e F3) e zone di mercato. Nel mese di dicembre, per la zona Nord di cui fa parte la regione Piemonte, le tariffe si sono mantenute sempre al di sopra dei prezzi minimi garantiti, come mostrato in Tabella 3-10.

Tabella 3-10 - Tariffe vendita energia elettrica per il mese di dicembre - AEEGSI

Fascia	Tariffa zonale media mensile	Prezzo minimo garantito (fino a 1.500.000 kWh)
F1	0,06526 €/kWh	0,039 €/kWh
F2	0,06232 €/kWh	0,039 €/kWh
F3	0,04539 €/kWh	0,039 €/kWh

In Tabella 3-11 è riportato il riepilogo per i ricavi da vendita di energia elettrica per le due modalità di gestione. Dall'energia elettrica totale prodotta è stata sottratta la parte utilizzata per l'autoconsumo che, secondo i dati del 2013 e del 2014, si attesta mediamente intorno al 22% della produzione del cogeneratore nella modalità di gestione attuale e viene richiesta quasi interamente nella fascia oraria F1.

Tabella 3-11 - Riepilogo ricavi vendita energia elettrica

	Gestione attuale	Inseguimento termico
Energia elettrica mensile immessa in rete in F1	133.599 kWh _{el}	179.887 kWh _{el}
Energia elettrica mensile immessa in rete in F2	95.772 kWh _{el}	170.003 kWh _{el}
Energia elettrica mensile immessa in rete in F3	0 kWh _{el}	244.601 kWh _{el}
Guadagno mensile da energia elettrica immessa in rete in F1	8.718 €	11.739 €

Guadagno mensile da energia elettrica immessa in rete in F2	5.842 €	10.594 €
Guadagno mensile da energia elettrica immessa in rete in F3	0 €	11.102 €
Guadagno mensile totale da energia elettrica immessa in rete	14.560 €	33.435 €

In Tabella 3-12 si riporta il riepilogo complessivo di costi e ricavi per i due casi esaminati.

Tabella 3-12 - Riepilogo costi e ricavi considerati

	Gestione attuale	Inseguimento termico	Differenza (scenario ipotizzato - attuale)
Costo acquisto gas naturale	67.820 €	82.500 €	+14.680 €
Costi manutenzione cogeneratore	4.380 €	7.440 €	+3.060 €
Ricavi da vendita energia elettrica	14.560 €	33.435 €	+18.875 €

Dal riepilogo sopra riportato, è possibile calcolare la differenza di guadagno tra le due configurazioni esaminate, pari a circa un migliaio di euro in favore dello scenario ipotizzato, per il mese di dicembre. È evidente come, nonostante l'incremento della richiesta di energia primaria sia soltanto del 22,8% mentre l'aumento della produzione elettrica sia circa del 125,8%, il pesante costo di acquisto del gas naturale vanifichi lo sforzo di gestire la centrale termica in maniera tale da ottimizzare la "qualità" dell'energia prodotta. Come riportato, è stato calcolato il volume di combustibile consumato tramite un potere calorifico prestabilito ma, nel caso molto probabile questo fosse minore rispetto a quello considerato, il guadagno nella configurazione ipotizzata potrebbe arrivare anche ad annullarsi o peggio.

La gestione attuale del cogeneratore è, infatti, mirata a produrre energia elettrica soltanto nella fascia oraria più remunerativa, nonché nelle ore lavorative in cui è presente anche l'autoconsumo, per massimizzare i ricavi. L'altro tipo di gestione comporta la produzione di una grossa fetta di energia termica ed elettrica in fascia F3, con un ricavo molto ridotto dalla vendita di quest'ultima. Una possibile soluzione, economicamente più vantaggiosa, potrebbe essere quella di gestire la rete in una configurazione intermedia tra le due esaminate: cogeneratore ad inseguimento termico nelle fasce orarie F1 - F2 e caldaie di integrazione nelle ore rimanenti. Ovviamente, da un punto di vista energetico, si verificherebbe un peggioramento qualitativo dello sfruttamento della fonte primaria, rispetto allo scenario simulato in questo capitolo.

L'analisi qui svolta ha mostrato, seppur di poco, una convenienza economica per la logica di gestione ipotizzata ma si è trattato, come già motivato, di un'analisi mensile specifica per dicembre. Negli altri mesi, in quelli più freddi in cui le caldaie lavorano di più e in quelli meno freddi in cui è sufficiente il cogeneratore a soddisfare l'intero fabbisogno, l'incremento della percentuale di gas naturale richiesto da quest'ultimo va a pesare rispettivamente di meno e di più sul consumo complessivo ma, nel primo caso, la maggior produzione elettrica comporta un aumento della quota di volume di gas defiscalizzato. Si tratta, ad ogni

modo, di stime fortemente dipendenti dalle variazioni mensili dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e, soprattutto, dal costo di acquisto della risorsa primaria.

4 Applicazione ed analisi degli indici di prestazione

In questo capitolo sono presentati i risultati dell'attività svolta sugli indici di prestazione energetica sviluppati nelle precedenti annualità [3].

In particolare si è voluto indagare la potenzialità di utilizzare tali indici su basi temporali non stagionali (condizione in cui sono stati sviluppati) ma molto inferiori con l'obiettivo di ottenere informazioni utili ad una gestione più efficiente e ottimale dei sistemi di teleriscaldamento, ricavate dall'osservazione degli andamenti nel tempo dei suddetti indici.

Il problema fondamentale di questo tipo di approccio è stato quello di stabilire un intervallo temporale che non vada ad influenzare il calcolo del parametro voluto: considerando tempi molto brevi, si rischia di avere risultati non attendibili poiché non si tiene conto dello sfasamento tra le varie grandezze, generato dall'inerzia della rete; con tempi molto lunghi si perde la possibilità di estrarre informazioni dagli andamenti, i quali tendono ad appiattirsi sul valore medio mensile

I diversi tentativi di valutazione di una costante di tempo del sistema, sulla quale basare il calcolo degli indici prestazionali, si sono scontrati con le enormi variazioni del carico termico, le quali, non essendo uguali di giorno in giorno, determinano risposte del sistema di teleriscaldamento molto variabili. Di conseguenza, si è proceduto tramite un'analisi per tentativi, stabilendo intervalli temporali crescenti, a partire da quindici minuti fino a un giorno.

Gli indici prestazionali sono stati valutati sia per la modalità di gestione attuale che per lo scenario ipotizzato.

Di seguito si riporta un breve richiamo degli indici utilizzati:

Di seguito è illustrata la procedura di calcolo dei diversi indici per le due modalità di gestione dell'impianto.

- ✓ 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.

- ✓ Primary Energy Efficiency, PEE

È definito come il rapporto tra tutta l'energia in uscita (compresa quella elettrica) e tutta l'energia primaria da fonte fossile utilizzata. Tale indice esprime l'efficienza complessiva della centrale termica e della sezione scambio termico, in termini di energia primaria utilizzata.

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

- ✓ District heating global efficiency, η_{DH}

L'indice è definito come il rapporto tra l'energia termica alla mandata della centrale termica, dedicata al solo uso per teleriscaldamento, e l'energia termica totale prelevata dalle utenze. In riferimento alla figura precedente, l'efficienza della rete è esprimibile secondo la seguente equazione:

✓

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

- Intervallo temporale: 15 minuti e 1 ora

I primi due tentativi di calcolo hanno mostrato grossi limiti nella possibilità di estrapolare informazioni che non fossero fortemente viziate dalle inerzie della rete di teleriscaldamento. Osservando gli andamenti da Figura 4-1 a Figura 4-6, si notano diversi picchi, sia in alto che in basso, dovuti allo sfasamento tra le grandezze a numeratore e denominatore di ognuno degli indici prestazionali. Anche quando non sono presenti anomalie (o sono poche), tuttavia, non è possibile stabilire con certezza l'affidabilità del profilo ricavato poiché le frequenti oscillazioni, soprattutto se di piccola entità, possono essere frutto dell'errato intervallo di valutazione dell'indice.

Per il PEF, la causa dei picchi è da ricercare nello sfasamento tra energia inviata alle utenze e produzione in centrale termica. In particolare, nella gestione attuale, lo schedule prefissato del cogeneratore fa in modo che, ad ogni accensione, si verifichi una sovrapproduzione e, di conseguenza, un picco. L'azione dei regolatori delle caldaie, invece, genera ulteriori anomalie quando entrambe vengono spente, avendo raggiunto la temperatura di *set-point*, mentre la richiesta termica continua ad essere presente. Nella configurazione ad inseguimento termico si verificano picchi soltanto per l'intervallo di calcolo di 15 minuti mentre l'andamento orario risulta essere troppo simile ai segnali da cui deriva, perdendo di significatività. Per quanto riguarda il PEE, valgono le considerazioni appena fatte per il PEF.

Nel caso del η_{DH} , le problematiche sono molto più evidenti: la presenza della rete di distribuzione, che funge da volano termico, fa in modo che la richiesta di energia termica da parte delle utenze non sia sempre inferiore alla fornitura alla mandata della rete. Ciò comporta, apparentemente, efficienze della rete di distribuzione che superano il valore unitario ma che, successivamente, vengono bilanciate da efficienze molto basse. Evidentemente, anche il calcolo orario di tale indice prestazionale non permette di compensare gli sfasamenti determinati dall'accumulo termico.

Di seguito si riportano i confronti, per sei giorni di dicembre (comprensivi di festivi e feriali), tra i profili degli indici, calcolati, per entrambi gli scenari, sulle basi temporali più basse: 15 minuti e 1 ora.

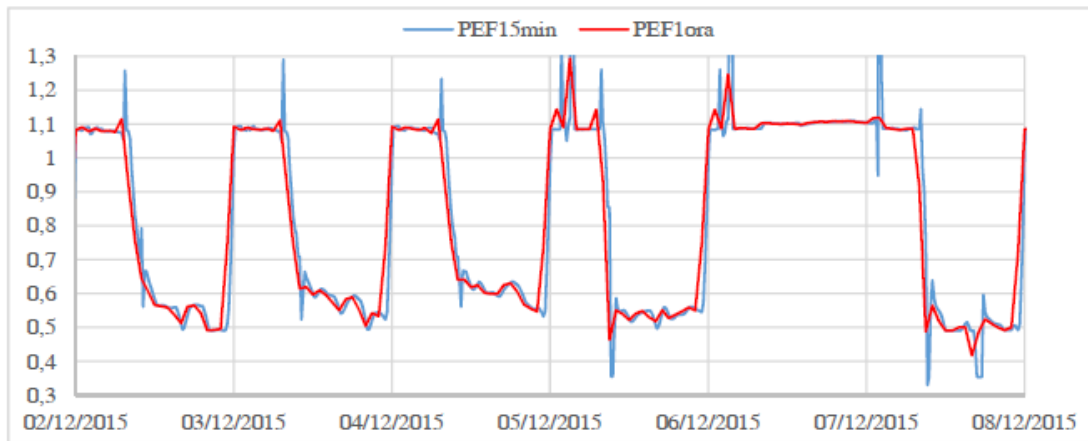


Figura 4-1 - PEF con intervallo di 15 minuti e 1 ora - gestione attuale

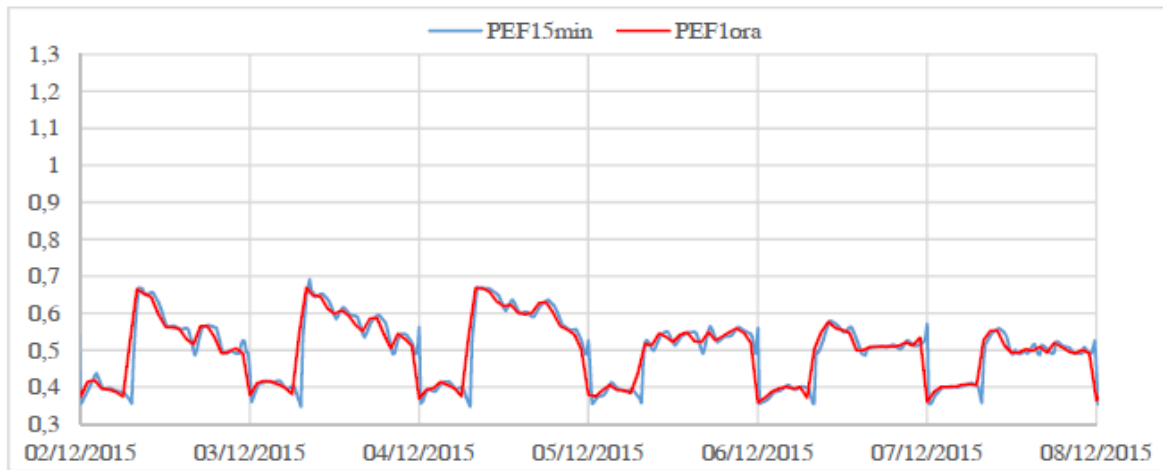


Figura 4-2 - PEF con intervallo di 15 minuti e 1 ora - scenario ipotizzato

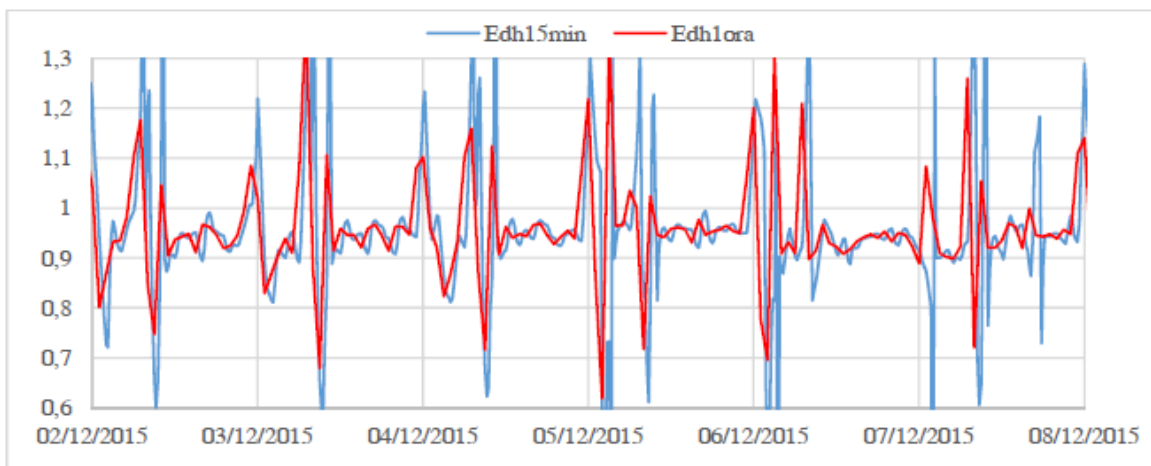


Figura 4-3 - η_{DH} con intervallo di 15 minuti e 1 ora - gestione attuale

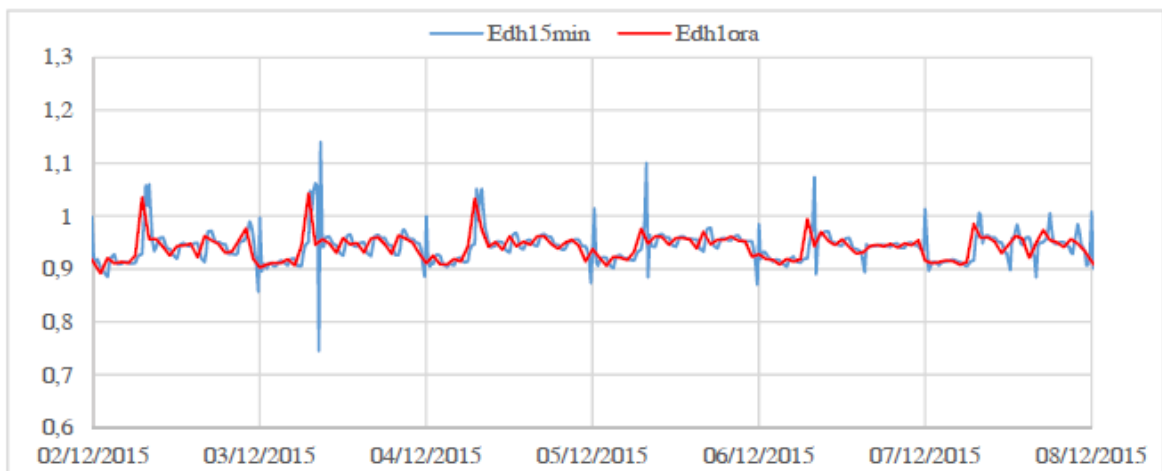


Figura 4-4 - η_{DH} con intervallo di 15 minuti e 1 ora - scenario ipotizzato

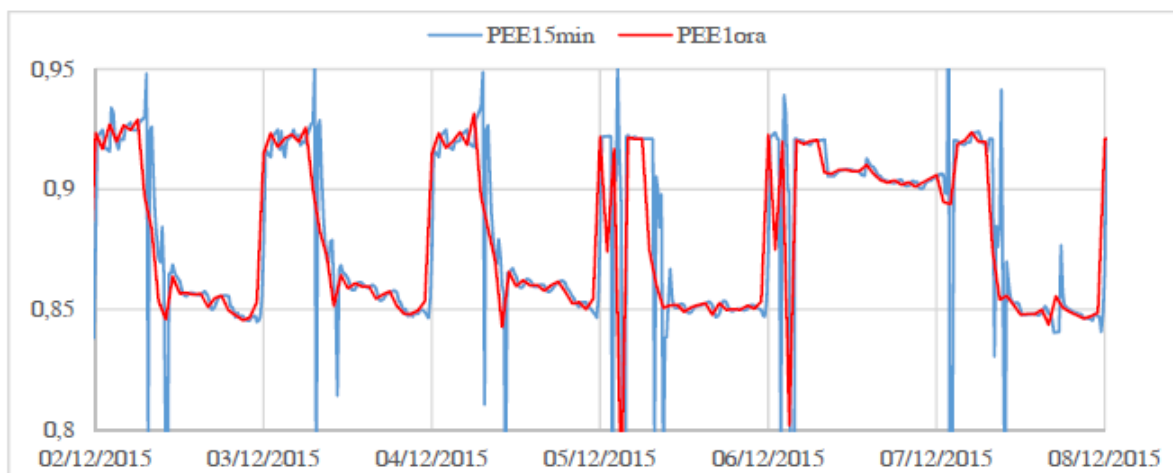


Figura 4-5 - PEE con intervallo di 15 minuti e 1 ora - gestione attuale

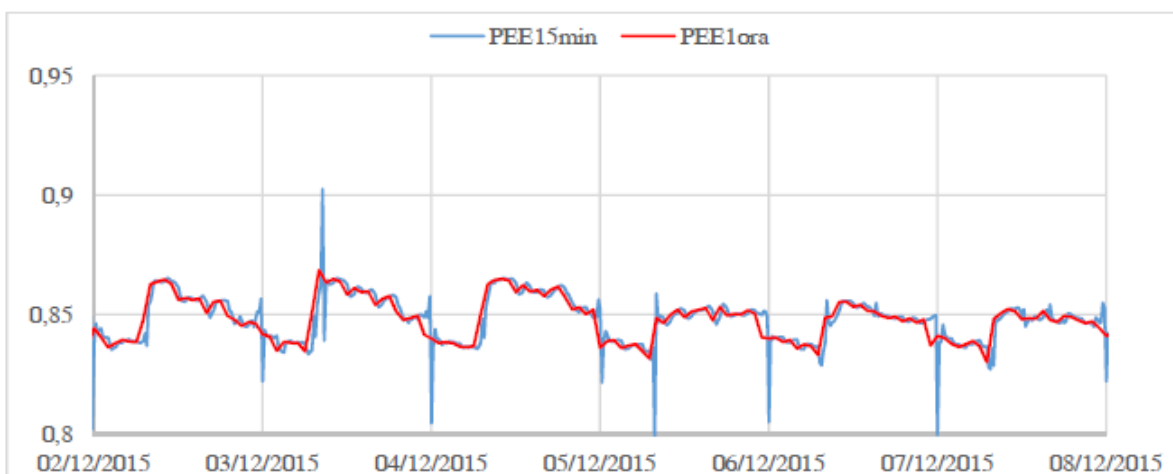


Figura 4-6 - PEE con intervallo di 15 minuti e 1 ora - scenario ipotizzato

Come era lecito aspettarsi, in Figura 4-1, l'andamento del PEF oscilla tra due valori: uno alto nei periodi di accensione delle sole caldaie e uno basso nella fascia di funzionamento del cogeneratore. Il suddetto indice, infatti, tiene conto della quota di energia primaria per la produzione di energia elettrica,

sottraendola a quella termica. Nel caso dello scenario ipotizzato, in Figura 4-2, il PEF presenta quasi l'esatto profilo della potenza generata dalla caldaia a condensazione poiché le quote di energia termica ed elettrica prodotte dal cogeneratore, dovendo coprire il carico termico di base, si mantengono costanti.

Allo stesso modo, in Figura 4-5, i profili del PEE presentano un comportamento simile a quelli del PEF: valore elevato quando risultano in funzione solo le caldaie e valore basso quando si accende il cogeneratore. Apparentemente potrebbe sembrare un controsenso ma il PEE è un rendimento di primo principio e i rendimenti delle caldaie sono più elevati di quello complessivo (elettrico più termico) del cogeneratore. In Figura 4-6, per lo scenario ipotizzato, si nota nuovamente come il profilo dell'indice rispecchi quello della potenza termica della caldaia a condensazione.

Gli andamenti del η_{DH} risentono molto delle variazioni improvvise del fabbisogno delle utenze, in particolare, come evidente in Figura 4-3 e Figura 4-4, nelle prime ore del mattino dei giorni lavorativi in cui la richiesta termica sale vertiginosamente.

- Intervallo temporale: 3 ore, 6 ore, 12 ore e 1 giorno

Non avendo modo di valutare esattamente l'intervallo temporale su cui calcolare gli indici prestazionali in esame, l'unico modo per ridurre l'errore dovuto alle inerzie è quello di calcolare gli indici su tempi più lunghi, in maniera tale da sfruttare una sorta di effetto di compensazione tra gli sfasamenti. Così facendo, si riesce ad ottenere un dato più attendibile anche se con informazioni più mediate e meno frequenti.

Osservando gli andamenti da Figura 4-7a Figura 4-12, si notano segnali più "puliti" e meno influenzati dalle dinamiche temporali dei componenti del sistema. L'unica criticità si riscontra sui profili del η_{DH} , con intervallo temporale di tre ore, nel caso della modalità di gestione attuale, a causa della concomitanza di: variazioni improvvise della richiesta (mattina e sera) e accensioni/spegnimenti del cogeneratore secondo lo schedule stabilito dal gestore. Di seguito si riportano i confronti, per sei giorni di dicembre (comprensivi di festivi e feriali), tra i profili degli indici, calcolati, per entrambi gli scenari, sulle basi temporali di: 3 ore, 6 ore, 12 ore e 1 giorno.

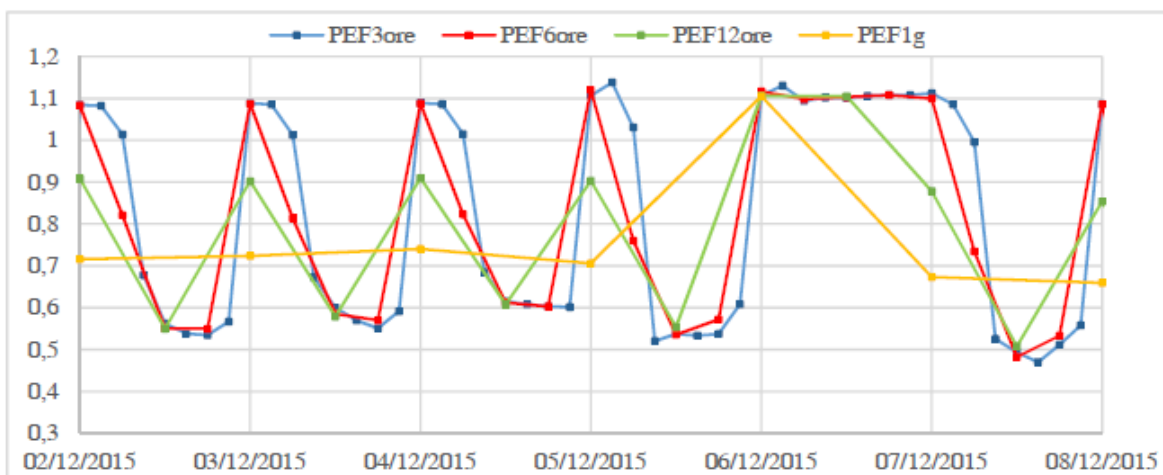


Figura 4-7 - PEF con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - gestione attuale

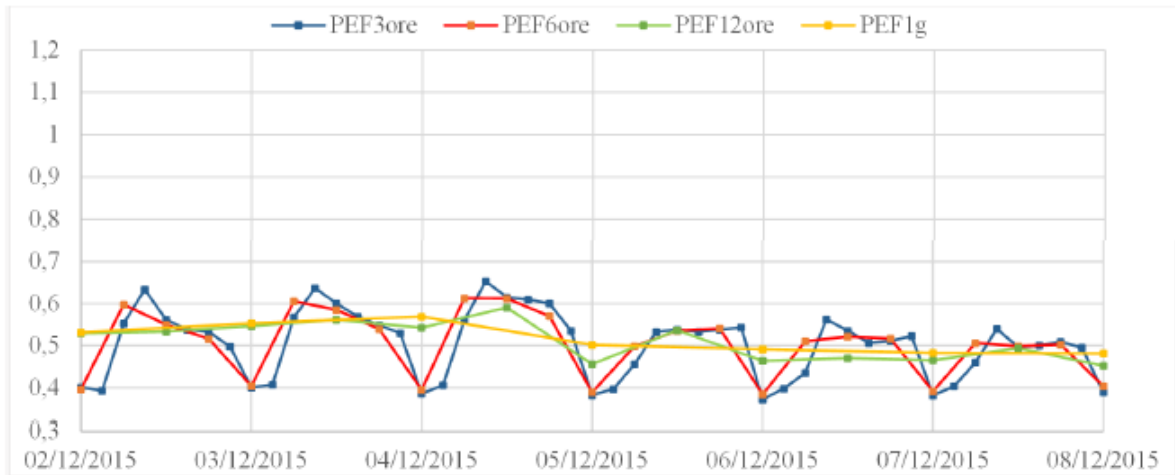


Figura 4-8 - PEF con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - scenario ipotizzato

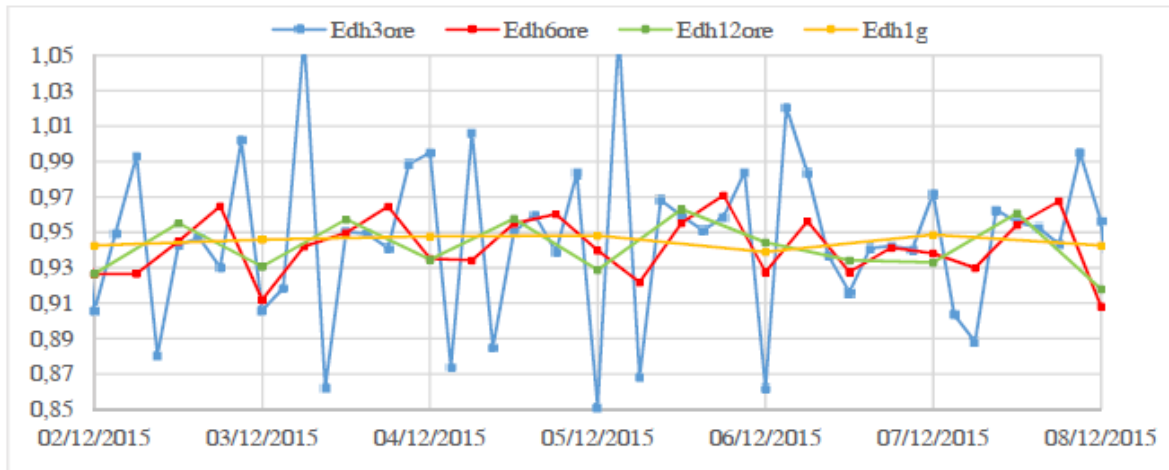


Figura 4-9 - η_{DH} con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - gestione attuale

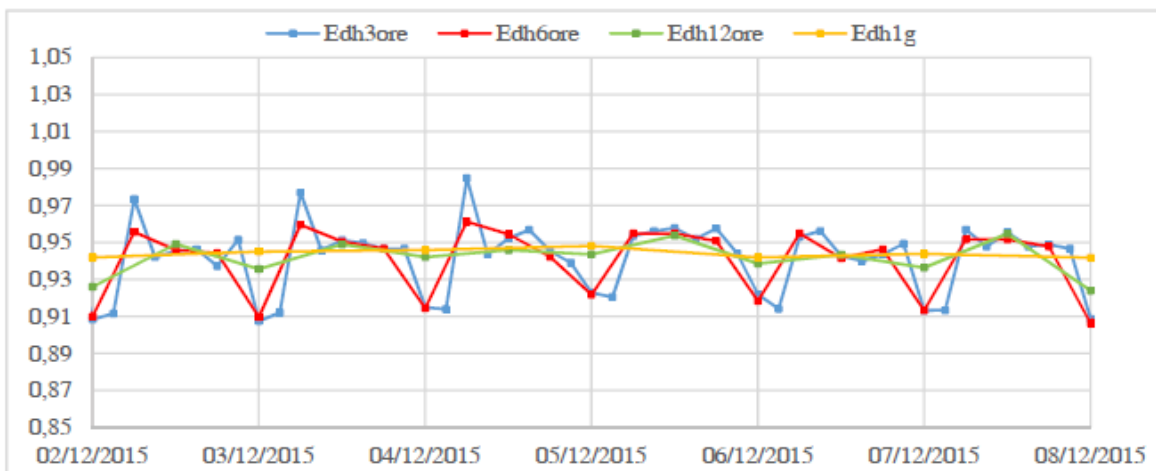


Figura 4-10 - η_{DH} con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - scenario ipotizzato

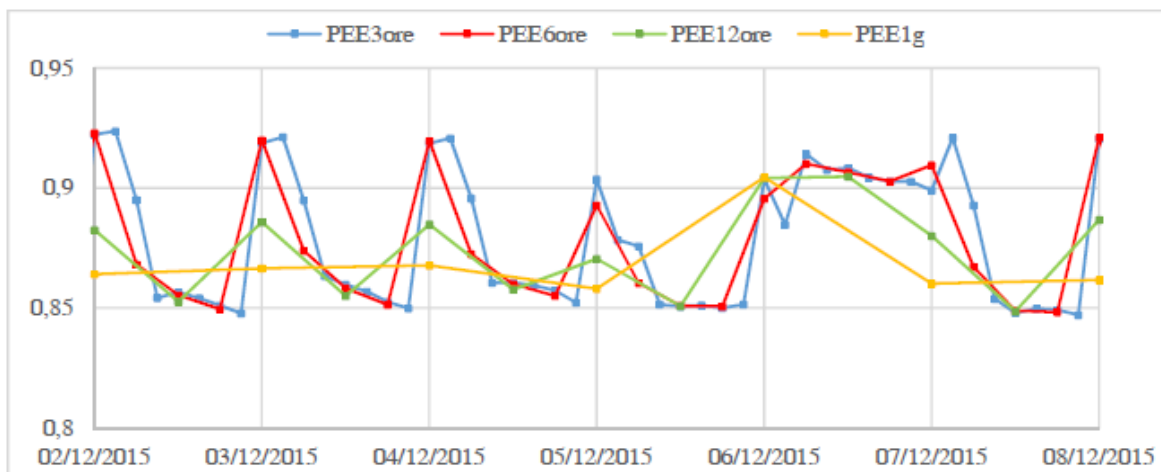


Figura 4-11 - PEE con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - gestione attuale

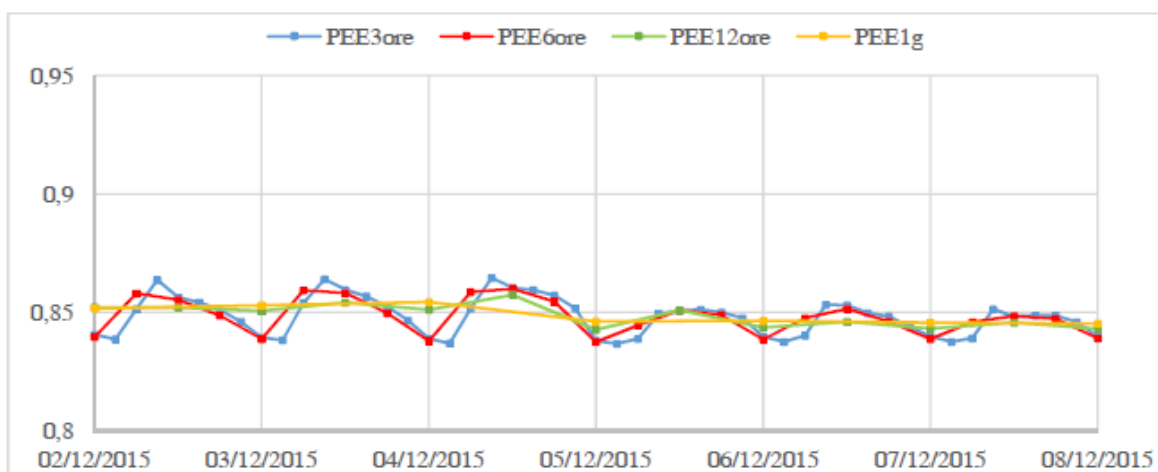


Figura 4-12 - PEE con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - scenario ipotizzato

Lo studio dell'andamento del PEF può essere utile, in fase di progettazione di un nuovo sistema di teleriscaldamento o in fase di ottimizzazione di uno esistente, a valutare quale sia la scelta o la gestione dei componenti più efficiente, dal punto di vista del risparmio di energia primaria, per produrre energia termica sotto forma di acqua calda. In particolare, questo tipo di analisi potrebbe fornire informazioni importanti nel caso di sistemi ibridi (cogeneratore, pompe di calore, etc.) e nel caso di produzione integrata con fonti rinnovabili.

Un altro utilizzo del PEF può essere legato ad eventuali nuove forme di incentivazione in cui il beneficio venga concesso solo per l'effettivo periodo temporale in cui l'indice prestazionale è inferiore ad un valore prestabilito, stimolando così l'interesse dei gestori nel garantire una gestione efficiente del proprio impianto.

Nell'analisi effettuata sulla gestione attuale della rete di teleriscaldamento in esame, essendo la centrale termica costituita da cogeneratore e caldaie, non si osservano grandi sorprese nelle informazioni estraibili dalla Figura 4-7: l'indice oscilla tra 0,5 e 1,1, mostrando un peggioramento nelle ore in cui il cogeneratore viene spento. Da un punto di vista esclusivamente energetico, il suggerimento che se ne trae è, dunque, quello di estendere il campo di funzionamento del cogeneratore in maniera tale da coprire anche le ore notturne. In Figura 4-8 si vede infatti il nuovo andamento del PEF secondo lo scenario ipotizzato, ovvero secondo una gestione ad inseguimento termico: l'indice oscilla tra 0,35 e 0,65, raggiungendo i valori più elevati quando il fabbisogno supera la potenza termica massima del cogeneratore.

L'indice prestazionale η_{DH} , teoricamente, rappresenta un'efficienza di distribuzione e non dovrebbe superare mai il valore unitario ma, non avendo la possibilità di valutare esattamente l'intervallo temporale in cui una determinata quota di energia viene prodotta e consumata dal sistema, lo studio dei suoi andamenti può fornire due tipi di informazione: da una parte, può permettere di valutare lo stress termico a cui è sottoposta la rete di distribuzione e, dall'altra, analizzare lo sfasamento tra richiesta delle utenze e produzione.

La prima considerazione deriva dal fatto che l'indice in questione dipende dalle dispersioni lungo le tubazioni, le quali sono funzione della differenza di temperatura tra la mandata della rete e il terreno. Nell'ipotesi che quest'ultimo abbia una temperatura costante e che si conosca l'intervallo temporale esatto su cui calcolare l'indice, le oscillazioni nell'efficienza della rete dipenderebbero solo dalle oscillazioni sulla mandata. Di conseguenza, un andamento molto instabile del parametro in questione mostrerebbe uno stress termico molto elevato per la rete.

La seconda considerazione, di carattere progettuale, si basa sulla tendenza dell'indice ad oscillare tanto più ampiamente quanto più aumenta lo sfasamento tra richiesta e produzione, a parità di intervallo temporale su cui è calcolato. A tal proposito, è stato valutato un ulteriore scenario ad inseguimento termico, i cui profili del η_{DH} sono riportati in Figura 4-13, con un volume dell'accumulo termico raddoppiato rispetto al caso precedente. Dal confronto con Figura 4-10, si evidenziano dei picchi più pronunciati, soprattutto per gli intervalli temporali minori, a confermare il maggior sfasamento prodotto dall'incremento dell'inerzia termica della rete. Ulteriori elaborazioni dell'andamento di questo indice, potrebbero fornire dati utili per il corretto dimensionamento del volume di accumulo, requisito fondamentale per sistemi che sfruttano fonti rinnovabili come quella solare.

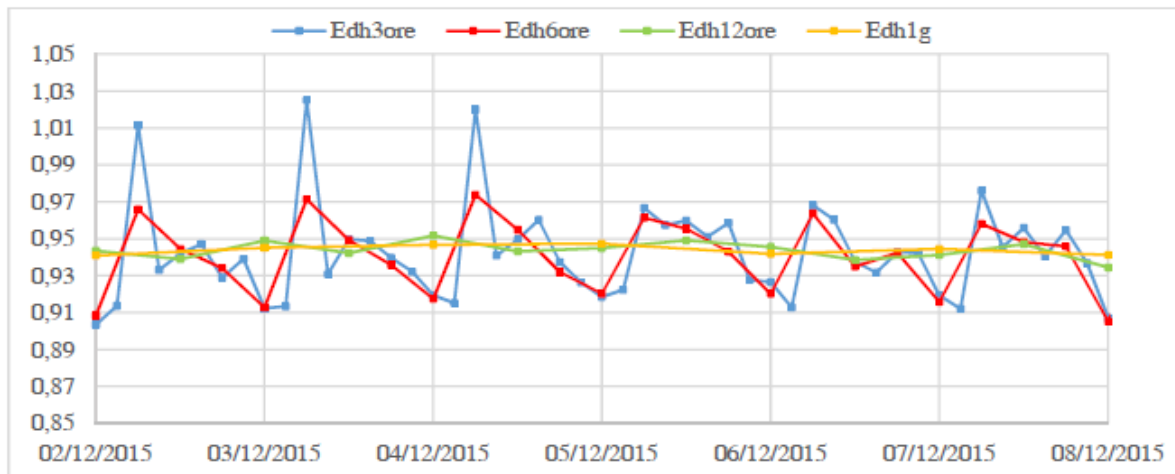


Figura 4-13 - η_{DH} con intervallo di 3, 6, 12 ore e 1 giorno - scenario ipotizzato con incremento accumulo

Lo studio degli andamenti del PEE non è stato ritenuto indicativo poiché, in un sistema di produzione di energia termica a bassa temperatura tramite cogenerazione, sarebbe molto più appropriato definire un indice exergetico.

Poiché i dati su cui è stato possibile effettuare questa analisi sono riferiti solamente ad un mese, si intende completare questa analisi degli indici con un'ulteriore applicazione ad un altro impianto che disponga di dati sperimentali che coprano l'intera stagione di riscaldamento. Tale attività è stata programmata per la prossima annualità.

5 Analisi energetico-economica di un'ipotesi di introduzione di utenti attivi in una rete reale

In continuazione con le analisi realizzate nel PAR2014 [5], è stata realizzata la valutazione energetico-economica di un'ipotesi di introduzione di utenti attivi nella rete di teleriscaldamento oggetto delle analisi presentate nel capitolo 2.

L'introduzione di utenti attivi consiste nell'ipotizzare che uno o più edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento decidano di dotarsi di un impianto solare termico, installato sul tetto, sostenendo i costi dell'investimento. L'edificio in tal modo consumerebbe prioritariamente l'energia termica autoprodotta e attingerebbe alla rete di teleriscaldamento solo nei periodi in cui l'autoproduzione fosse inferiore alla richiesta termica. Nei periodi di bassa richiesta termica ed alta autoproduzione, l'eccesso di autoproduzione potrebbe essere ceduto alla rete e conseguentemente venduto al gestore della rete di TLR.

Le analisi sono state condotte dapprima dal punto di vista del singolo edificio ipotizzando la sua trasformazione da utente passivo ad utente attivo. In questa fase si è valutata la convenienza energetica ed economica di tale trasformazione effettuando uno studio di sensibilità ipotizzando 15 differenti scenari in base alla potenza di solare termico effettivamente installata sull'edificio e del livello di remunerazione dell'energia immessa in rete.

Successivamente si sono prese in analisi le ricadute economiche per il gestore della rete di TLR nel caso di trasformazione di utenti passivi in utenti attivi per uno o più edifici. Anche in questo caso sono stati analizzati differenti scenari in base al numero di edifici "attivi" ed alla remunerazione dell'energia immessa in rete.

Lo studio oggetto della presente annualità è stato implementato all'interno della piattaforma software ENSim realizzata nel corso dell'annualità PAR 2014. Tale modello è stato oggetto di attenta revisione ed ottimizzazione.

In particolare, oltre a normali operazioni di *debugging*, si è proceduto a configurare la sezione relativa alle perdite termiche di sistema in maniera maggiormente aderente ai dati reali. Il modello è stato dotato sin dal principio di un fattore correttivo mediante il quale è possibile modificare l'incidenza delle dispersioni termiche previste dalla simulazione. A valle dell'acquisizione dei dati pervenuti dalla campagna di monitoraggio posta in essere sulla rete di teleriscaldamento realizzata nel quartiere Arquata di Torino, l'ottimizzazione suddetta è stata portata avanti attraverso una logica *trial and error* fino alla definizione dei parametri che rispecchiassero più fedelmente gli andamenti reali rilevati.

5.1 Trasformazione da utente passivo ad utente attivo di un singolo edificio

L'introduzione di utenti attivi consiste nell'ipotizzare che uno o più edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento decidano di dotarsi di un impianto solare termico, installato sul tetto, sostenendo i costi dell'investimento. L'edificio in tal modo consuma prioritariamente l'energia termica autoprodotta e attinge alla rete di teleriscaldamento solo nei periodi in cui l'autoproduzione è inferiore alla richiesta termica. Nei periodi di bassa richiesta termica ed alta autoproduzione, l'eccesso di autoproduzione viene ceduto alla rete e conseguentemente venduto al gestore della rete di TLR.

Una prima analisi si è concentrata sul singolo edificio attivo, indicato in Figura 5-1, ipotizzando diversi scenari di installazione della potenza solare sul tetto del singolo edificio. In particolare si sono valutate le seguenti opzioni:

- **Scenario 1_ed** Installazione del 20% del solare potenzialmente installabile sul tetto dell'edificio (20% P_{sol,max_ed})
- **Scenario 2_ed** 40% del solare potenzialmente installabile sul tetto dell'edificio (40% P_{sol,max_ed})

- **Scenario 3_ed** 60% del solare potenzialmente installabile sul tetto dell'edificio (60% P_{sol,max_ed})
- **Scenario 4_ed** 80% del solare potenzialmente installabile sul tetto dell'edificio (80% P_{sol,max_ed})
- **Scenario 5_ed** 100% del solare potenzialmente installabile sul tetto dell'edificio (100% P_{sol,max_ed})

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



Figura 5-1 – Individuazione dell'edificio considerato per la trasformazione da utente passivo ad attivo

5.1.1 Analisi energetica

I principali risultati energetici relativi alla presenza di un unico edificio attivo su cui siano stati installati dei collettori solari sono sintetizzati in Tabella 5-1.

Tabella 5-1 - Risultati energetici per i casi con singolo edificio attivo

	Baseline	Sc 1 (20%)	Sc2 (40%)	Sc 3 (60%)	Sc 4 (80%)	Sc 5 (100%)
E_Sol_Prod [MWh]	-	12,5	24,9	37,3	49,6	61,9
E_Sol_Prod_est [MWh]	-	10,3	20,5	30,7	40,9	51,0
E_Sol_a_TLR_est [MWh]	-	0,8	8,8	18,3	27,9	37,6
ΔE_{loss_est} [-]	-	3,32%	5,70%	6,01%	6,27%	6,39%
% E_Sol_a_TRL [-]	-	6,24%	35,50%	49,10%	56,33%	60,77%
% Solare su carico th (estate) [-]	-	76,5%	93,4%	99,4%	103,5%	107,2%

La produzione annua da solare varia, a seconda delle dimensioni del campo solare installato, da un minimo di 12,5 MWh ad un massimo di 61,9 MWh. Approssimativamente, in media, l'82% di tale produzione avviene in estate, indipendentemente dalle dimensioni del campo solare.

Durante la stagione di riscaldamento, tutta la produzione da solare è autoconsumata; in estate, invece, solo una parte della produzione da solare è autoconsumata e la quota rimanente rappresenta la produzione in

eccesso, quest'ultima è in parte immessa nella rete di teleriscaldamento, ed in parte finisce in un aumento delle perdite termiche.

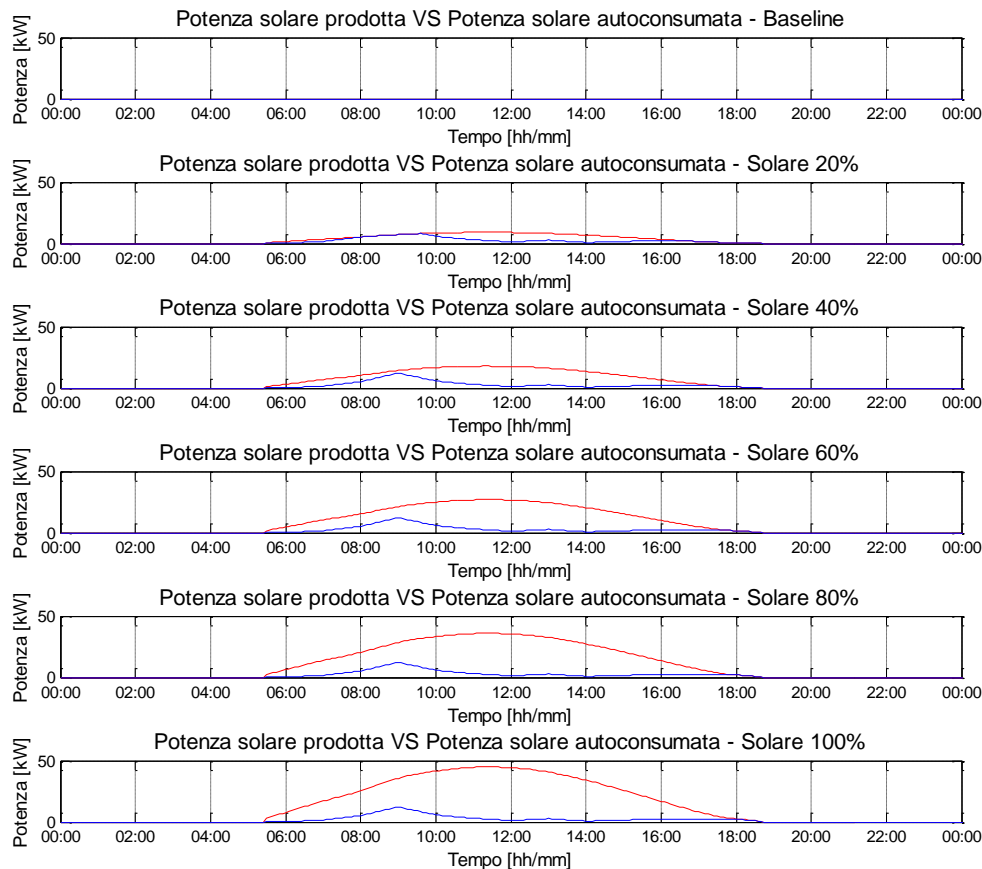


Figura 5-2 – Componenti solari negli scenari analizzati – edificio singolo

L'analisi delle energie scambiate in estate fornisce dunque le indicazioni più significative per valutare le prestazioni del sistema.

Una delle potenzialità maggiori, ed anche una delle più ovvie, rappresentata dalla possibilità di immettere in rete la produzione in eccesso, è il fatto che anche quando il campo solare sull'edificio è sovradimensionato rispetto al fabbisogno dell'edificio stesso in estate, la produzione di solare non deve essere interrotta per evitare surriscaldamenti e possibili danni all'impianto.

Ciò è evidente in Figura 5-2, dove sono riportate la potenza solare prodotta e quella autoconsumata dall'edificio in una tipica giornata estiva, quando cioè la produzione solare è maggiore e contemporaneamente il fabbisogno termico dell'edificio è minimo perché legato alla sola acqua calda sanitaria. Per tutti gli scenari analizzati si nota che la componente di potenza prodotta dal solare non viene mai tagliata nonostante essa sia sistematicamente superiore alla componente autoconsumata dall'edificio.

Ciò significa che la rete è capace di assorbire tutta l'energia prodotta dal singolo edificio in eccesso rispetto ai propri autoconsumi anche nel periodo estivo e nel caso in cui sia presente tutto il solare potenzialmente installabile sulla copertura dell'edificio stesso.

Con la configurazione che presenta la minore superficie installata (Sc1 20%), il solare prodotto è in gran parte autoconsumato: solo il 6,24% della produzione è immesso nella rete TLR, e la produzione solare in estate è pari al 76,5% del fabbisogno termico estivo dell'edificio. Un aumento della produzione solare, con collettori solari più grandi, provoca un aumento sia del solare immesso in rete (sino ad un massimo di 60,77%), sia della quota di fabbisogno termico estivo soddisfatta dalla produzione di solare.

Si noti che un raddoppio della superficie solare (da Sc1-20% a Sc2-40%), partendo da una configurazione in cui la produzione solare in estate era ben distante dal soddisfare il fabbisogno (% Solare su carico th in estate = 76,5%) per arrivare ad una configurazione in cui la produzione solare è oltre il 90% del fabbisogno, provoca un aumento drastico della quota di solare immesso in rete, che passa dal 6,24% al 35,50%, aumentando di circa 4,5 volte. Lo stesso fenomeno non capita quando il raddoppio di superficie solare avviene partendo da una configurazione in cui la produzione solare estiva è già oltre il 90% del fabbisogno, per arrivare ad una configurazione in cui la produzione solare estiva è poco oltre il 100% del fabbisogno (da Sc2-40% a Sc4-80%). In questo caso la quota di solare immesso in rete passa dal 35,50% al 56,33%, aumentando di circa 0,5 volte.

Una criticità da considerare, legata alla possibilità di immettere l'energia in eccesso in rete, è l'aumento delle perdite termiche.

In Figura 5-3 sono riportati gli andamenti delle perdite termiche in corrispondenza degli elementi di impianto dell'edificio (sottostazione di scambio e accumulo termico) in una tipica giornata estiva: si osserva come, nel caso di presenza di solare termico installato sul tetto, le perdite nell'edificio aumentano rispetto alla configurazione di Baseline all'aumentare del solare installato. Ciò è dovuto alla maggiore temperatura di esercizio dell'accumulo termico di edificio legata all'immissione del solare, ed alla temperatura a cui l'accumulo di edificio si deve portare per consentire l'immissione dell'energia in eccesso in rete (l'immissione in rete è consentita quando la temperatura a piè di stabile è maggiore di 2°C della temperatura di mandata della rete), come era già stato evidenziato in precedenti pubblicazioni [6].

In Tabella 5-1 si osserva che l'aumento delle perdite termiche rispetto alla baseline, ha un andamento molto piatto al variare della superficie solare installata: passando da Sc2-40% a Sc5-100% l'aumento di perdite passa da 5,70% a 6,39%, a significare che l'accumulo termico locale, una volta raggiunta la temperatura di immissione, la mantiene in modo pressoché costante.

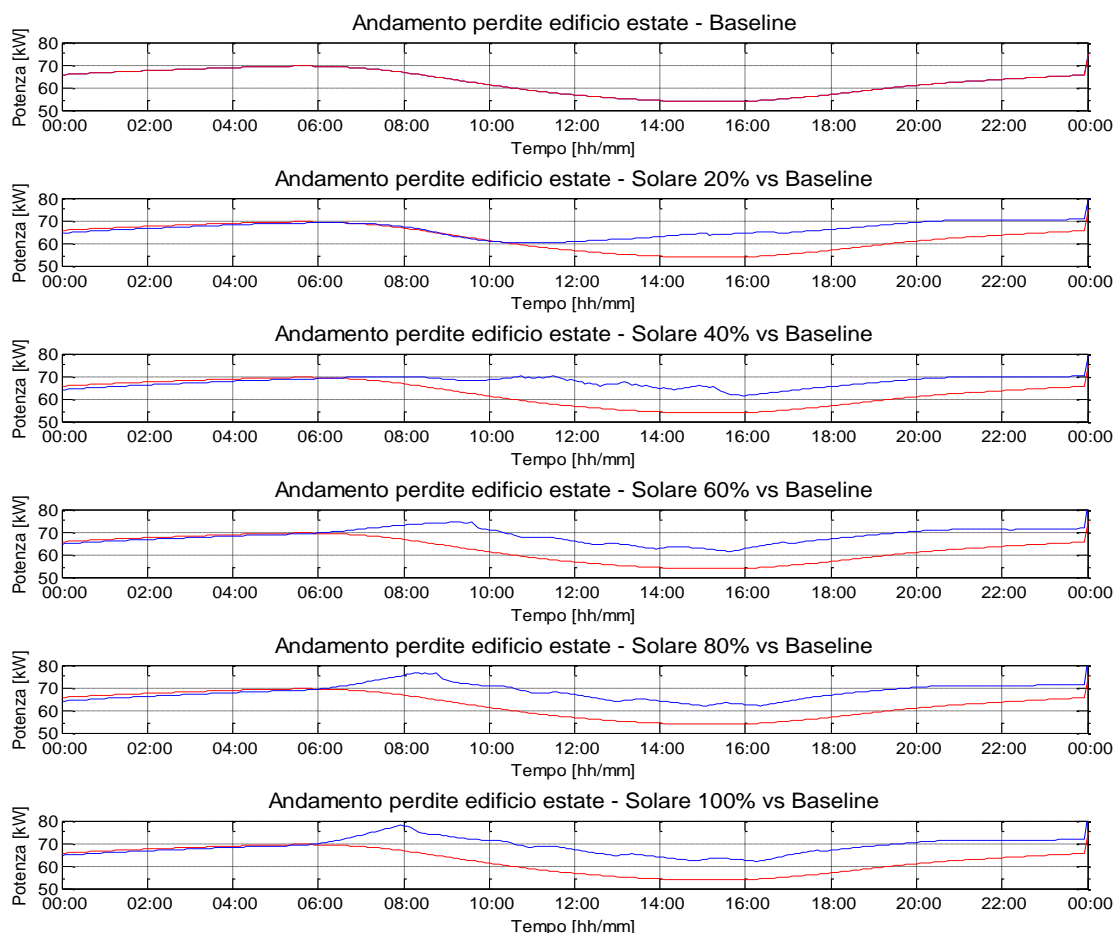


Figura 5-3 – Andamento delle perdite termiche negli scenari analizzati

Si può quindi sinteticamente ribadire che l’aumento di produzione solare è linearmente dipendente alla potenza installata. Ciò evidenzia che la produzione solare non viene mai limitata in quanto la rete è sempre in grado di assorbire la potenza prodotta, mentre le perdite aumentano man mano che l’installazione di solare cresce, ma fino ad un massimo del 6,39% nello scenario che prevede la massima installazione di solare. L’incidenza delle maggiori perdite di calore a livello di edificio rispetto alla baseline è dunque abbastanza contenuta e tale divario è pressoché costante per gli scenari con maggiore superficie solare installata (scenari dal 60% al 100% di solare installabile), in corrispondenza dei quali l’energia prodotta dal solare è pari o superiore alla corrispondente energia richiesta dall’edificio.

5.1.2 Analisi economica

La valutazione economica è stata effettuata considerando il tempo di ritorno (TR) ed il valore attuale netto (VAN), definito come:

$$VAN(i, N) = \sum_{t=0}^N x_t \cdot (1 + i)^{-t} - I_0$$

Dove *t* è l’anno del flusso di cassa, *x* il flusso di cassa durante l’anno *t* (differenza dei costi dello scenario layout e dei costi dello scenario analizzato), *i* il tasso d’interesse, *N* il numero totale di anni, *I₀* costo di investimento iniziale.

Il VAN è stato valutato a 10 anni, con un tasso di interesse pari al 5%, e per 3 diversi prezzi di vendita dell’energia termica alla rete di teleriscaldamento:

- 0,0000€/kWh (corrispondente alla semplice cessione dell'energia in eccesso al gestore della rete);
- 0,0225 €/kWh (pari a circa un quarto del prezzo medio di vendita dell'energia termica da TLR nella zona di Torino);
- 0,0450 €/kWh (pari a circa la metà del prezzo medio di vendita dell'energia termica da TLR nella zona di Torino).

L'investimento per la trasformazione dell'edificio da utente passivo ad utente attivo della rete, comprendenti il campo solare, la modifica della sottostazione e l'accumulo termico, è stato ipotizzato a carico della proprietà dell'edificio.

Una volta trasformato in utente attivo, l'edificio può contare su un ricavo annuo dovuto al mancato acquisto dell'energia termica autoconsumata e, a seconda del prezzo di vendita, di un ricavo dalla vendita di energia termica alla rete di TLR.

Nelle tabelle seguenti sono riportati i valori economici nei differenti scenari studiati.

Baseline

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	183.220
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	16.530
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	0
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	0
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	0
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	0
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	0
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	0
Volume accumulo termico	[m ³]	0
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	0

Sol 20% remunerazione energia pari a 0 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	171.522
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.475
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	7.994
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	721
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	782
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0

Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	782
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	2
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	20
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	11.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 40% remunerazione energia pari a 0 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	167.659
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.126
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	11.432
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.031
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	8.833
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	8.833
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	4
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	40
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	22.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 60% remunerazione energia pari a 0 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	165.239
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.908
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	13.969
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.260

Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	18.295
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	18.295
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	6
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	60
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	33.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 80% remunerazione energia pari a 0 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	163.050
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.710
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	16.282
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.469
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	27.941
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	27.941
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	8
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	79
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	44.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 100% remunerazione energia pari a 0 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	160.922
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.519
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208

Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	18.506
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.670
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	37.637
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	37.637
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0000
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0000
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	0
Collettori installati	[collettori]	10
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	99
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	55.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 20% remunerazione energia pari a 0,0225 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	171.522
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.475
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	7.994
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	721
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	782
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	782
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0225
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0225
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	18
Collettori installati	[collettori]	2
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	20
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	11.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 40% remunerazione energia pari a 0,0225 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
---------------------------------	---------	-------

Energia Termica acquistata	[kWh]	167.659
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.126
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	11.432
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.031
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	8.833
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	8.833
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0225
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0225
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	199
Collettori installati	[collettori]	4
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	40
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	22.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 60% remunerazione energia pari a 0,0225 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	165.239
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.908
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	13.969
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.260
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	18.295
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	18.295
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0225
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0225
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	412
Collettori installati	[collettori]	6
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	60
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	33.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 80% remunerazione energia pari a 0,0225 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	163.050
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.710
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	16.282
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.469
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	27.941
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	27.941
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0225
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0225
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	629
Collettori installati	[collettori]	8
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	79
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	44.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 100% remunerazione energia pari a 0,0225 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	160.922
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.519
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	18.506
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.670
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	37.637
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	37.637
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0225
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0225
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	847
Collettori installati	[collettori]	10
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	99
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	55.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500

Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000
---	------------	---------------

Sol 20% remunerazione energia pari a 0,0450 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	171.522
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.475
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	7.994
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	721
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	782
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	782
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0900
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0450
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	35
Collettori installati	[collettori]	2
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	20
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	11.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 40% remunerazione energia pari a 0,0450 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	167.659
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	15.126
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	11.432
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.031
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	8.833
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	8.833
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0900
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0450
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	397
Collettori installati	[collettori]	4
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	40
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	22.000

Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 60% remunerazione energia pari a 0,0450 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	165.239
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.908
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	13.969
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.260
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	18.295
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	18.295
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0900
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0450
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	823
Collettori installati	[collettori]	6
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	60
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	33.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 80% remunerazione energia pari a 0,0450 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	163.050
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.710
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	16.282
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.469
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	27.941
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	27.941
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0900
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0450
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	1.257
Collettori installati	[collettori]	8
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	79
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500

Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	44.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Sol 100% remunerazione energia pari a 0,0450 €/kWh

Prezzo acquisto Energia Termica	[€/kWh]	0,090
Energia Termica acquistata	[kWh]	160.922
Costo annuo totale acquisto Energia Termica dalla rete	[€]	14.519
Prezzo di valorizzazione dell' energia termica autoconsumata	[€/kWh]	0,0902208
Energia termica annua autoconsumata	[kWh]	18.506
Ricavo annuo totale da energia termica autoconsumata	[€]	1.670
Energia termica immessa in rete (annuale)	[kWh]	37.637
Energia termica immessa in rete (inverno)	[kWh]	0
Energia termica immessa in rete (estate)	[kWh]	37.637
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (annuale)	[€/kWh]	0,0450
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (inverno)	[€/kWh]	0,0900
Prezzo di vendita energia solare immessa in rete (estate)	[€/kWh]	0,0450
Ricavo vendita Energia Termica a TLR	[€]	1.694
Collettori installati	[collettori]	10
Superficie solare installata (scenario concentrato)	[m ²]	99
Costo impianto solare a collettore	[€/collettore]	5.500
Costo impianto solare a m ²	[€/m ²]	553,9
Investimento impianto solare	[€]	55.000
Volume accumulo termico	[m ³]	4
Costo impianto accumulo termico a m ³	[€/m ³]	2.500
Investimento impianto accumulo termico	[€]	10.000

Come evidente dalle tabelle precedenti, e come riassunto in Tabella 5-2, da un punto di vista economico, il passaggio da utente passivo ad utente attivo per il singolo edificio può essere considerato sempre economicamente conveniente: la riduzione dei costi di acquisto dell'energia termica dal TLR consente un tempo di ritorno dell'investimento inferiore a 10 anni anche nel caso-limite di cessione gratuita al TLR dell'energia in eccesso. In tutti i casi analizzati il VAN a 10 anni è positivo e la profittabilità dell'investimento cresce al crescere della superficie solare installata.

Tabella 5-2 - VAN e tempo di ritorno per i casi relativi al singolo edificio attivo

	Baseline	Sc 1 (20%)	Sc2 (40%)	Sc 3 (60%)	Sc 4 (80%)	Sc 5 (100%)
VAN (5%, 10) (0,0000) [k€]	-	1,2	3,7	4,6	5,1	5,6
VAN (5%, 10) (0,0225) [k€]	-	1,3	5,2	7,7	10,0	12,1
VAN (5%, 10) (0,0450) [k€]	-	1,4	6,7	10,9	14,8	18,7
TR (5%) (0,0000) [y]	-	9,3	8,7	8,8	8,9	9,0
TR (5%) (0,0225) [y]	-	9,3	8,3	8,1	8,1	8,1
TR (5%) (0,0450) [y]	-	9,2	7,9	7,5	7,4	7,3

5.2 Trasformazione di più edifici in utenti attivi e compatibilità con la rete di teleriscaldamento

Da quanto sopra è dunque chiarito che la trasformazione da utente passivo ad utente attivo risulta sempre conveniente per il singolo edificio. Tuttavia in questa sede si è ritenuto utile indagare sulle conseguenze sulla rete di un numero maggiore di edifici attivi.

I collettori solari possono essere potenzialmente installati sui tetti di 19 edifici (indicati in Figura 5-4) dei 36 serviti dalla rete di teleriscaldamento, poiché i tetti dei rimanenti 16 edifici sono già stati occupati con impianti fotovoltaici. Su 11 edifici i collettori possono essere installati con un azimut di 120° , per una superficie totale di circa 1170 m^2 , che corrisponde ad una potenza di picco di circa 2200 kW, su 3 edifici i collettori possono essere installati con un azimut di 200° , per una superficie totale di circa 260 m^2 , che corrisponde ad una potenza di picco di circa 185 kW, su 1 edificio i collettori possono essere installati con un azimut di 165° , per una superficie totale di circa 40 m^2 , che corrisponde ad una potenza di picco di circa 30 kW. La superficie massima totale che può essere potenzialmente installata è quindi circa 1470 m^2 , che corrisponde ad una potenza di picco di circa 1050 kW.

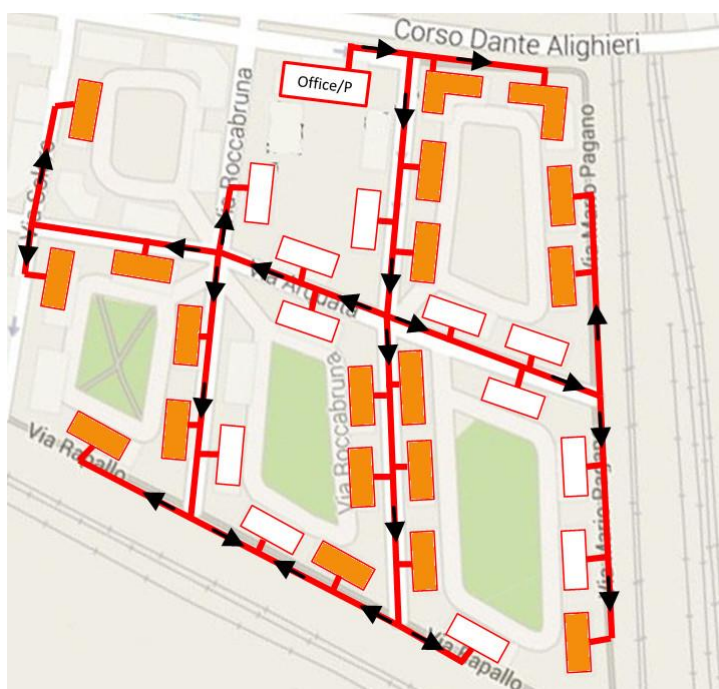


Figura 5-4– Individuazione degli edifici su cui possono essere potenzialmente installati i collettori solari

Gli scenari considerati sono i seguenti:

- **Scenario 1_TLR:** Installazione di tutto il solare potenzialmente installabile sul tetto di un singolo edificio, corrispondente al 7% del solare complessivamente installabile ($7\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)
- **Scenario 2_TLR:** 15% del solare potenzialmente installabile, 2 edifici attivi ($15\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)
- **Scenario 3_TLR:** 40% del solare potenzialmente installabile, 7 edifici attivi ($40\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)
- **Scenario 4_TLR:** 60% del solare potenzialmente installabile, 10 edifici attivi ($60\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)
- **Scenario 5_TLR:** 80% del solare potenzialmente installabile, 14 edifici attivi ($80\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)
- **Scenario 6_TLR:** 100% del solare potenzialmente installabile, 19 edifici attivi ($100\% P_{\text{sol,max_TLR}}$)

5.2.1 Analisi energetica

Dal punto di vista energetico esiste un limite oltre il quale la rete non è in grado di accettare tutta l'energia prodotta: in particolare ciò avviene essenzialmente quando la produzione solare estiva è superiore al fabbisogno della rete in quel periodo maggiorata delle perdite della stessa, in proposito si veda [5].

Alcuni tra i principali risultati energetici ottenuti dalle simulazioni sono illustrati in Tabella 5-3. Gli scenari analizzati che prevedono la presenza di uno (Scenario 1_TLR) o più edifici attivi (Scenari da 2_TLR a 6_TLR) evidenziano che la produzione solare si sostituisce, come atteso, alla produzione termica dei generatori a fonti non rinnovabili attualmente presenti: la produzione solare massima nell'anno (Scenario 6_TLR) è pari a circa 822 MWh, a cui corrisponde una riduzione della produzione termica dei generatori di 777MWh rispetto alla baseline. La differenza tra questi due valori, circa 43 MWh, è imputabile alle maggiori perdite introdotte dalla presenza degli impianti solari: le perdite termiche totali, infatti, passano da 321 a 364 MWh.

Analogamente a quanto accade nel caso dell'analisi di un singolo edificio dotato di impianto solare termico la produzione solare invernale viene totalmente autoconsumata dagli edifici ospitanti gli impianti, per cui l'immissione di energia in rete e il fenomeno di aumento delle perdite hanno luogo esclusivamente in estate.

Nei casi considerati l'incremento delle perdite estive (indicato come Δ **Perdite termiche (est.)** in Tabella 5-3) è di fatto irrilevante quando è presente un singolo edificio attivo, e cresce fino ad un massimo del 13,3% nel caso dello scenario in cui tutti gli impianti solari potenzialmente installabili sono presenti. Si noti che l'aumento di perdite termiche diventa superiore all'1% a partire dallo Scenario 4_TLR, cioè solo quando la produzione solare è superiore al carico termico della rete in estate (che è pari a circa 388 MWh).

Considerando il peso delle perdite termiche dell'intera rete rispetto al totale dell'energia termica immessa nella rete stessa, questo passa da 9,75% della baseline sino ad un valore massimo pari al 10,27% nello scenario con la massima installazione di solare sugli edifici. Questo significa dunque che l'aumento delle perdite termiche indotto dal solare raggiunge un massimo, rispetto all'energia immessa in rete, pari allo 0,52%

Tabella 5-3 – Principali risultati energetici, casi con più edifici attivi

	Baseline	7% Sc1_TLR	15% Sc2_TLR	40% Sc3_TLR	60% Sc4_TLR	80% Sc5_TLR	100% Sc6_TLR
En. solare prodotta [MWh]	-	61,9	123,9	340,1	515,0	675,6	821,9
En. termica da CT [MWh]	7'321,6	7'260,7	7'199,6	6'987,5	6'821,0	6'669,7	6'545,0
Perdite termiche totali (est) [MWh]	321,5	321,6	321,7	323,8	330,6	340,2	364,2
En. combustibile CHP (est.) [MWh]	1'001,5	920,0	838,7	545,2	355,4	239,4	129,9
En. Elettrica prodotta CHP (est.) [MWh]	361,3	331,9	302,6	196,8	128,3	86,4	46,9
Δ Perdite termiche (est.) [-]	-	0,0%	0,1%	0,7%	2,8%	5,8%	13,3%
Incidenza perdite termiche [-]	9,75%	9,76%	9,76%	9,77%	9,86%	9,97%	10,27%
Frazione energia solare immessa in rete [-]	-	60,79%	60,77%	59,54%	58,73%	56,15%	51,94%

L'incremento di perdite rilevato è strettamente connesso alla temperatura di immissione in rete degli utenti attivi e conseguentemente della temperatura che la rete raggiunge. Nei primi tre scenari analizzati (Figura 5-5 a) la temperatura di esercizio della rete nei periodo al di fuori della stagione di riscaldamento, non è sostanzialmente influenzata dalla presenza di utenti attivi. Negli scenari successivi, a partire allo Scenario 4_TLR, per i quali la produzione solare è superiore al carico termico della rete in estate, si nota un innalzamento della temperatura di esercizio della rete (Figura 5-5 b) con due conseguenze: un incremento delle perdite termiche ed una minore capacità da parte della rete di accettare tutta l'energia prodotta dagli impianti solari.

Per le stesse ragioni si osserva che la frazione di energia solare immessa in rete diminuisce da un valore pari a 60,79%, corrispondente al caso di un solo edificio attivo, fino ad un valore pari al 51,94% quando sono presenti tutti gli impianti solari installabili; è osservabile con un andamento pressoché piatto nei primi 3 scenari (da Scenario 1_TLR a Scenario 2_TLR si passa da 60,79% a 59,54% di quota immessa in rete dell'energia solare prodotta) ed una discesa più ripida negli ultimi tre.

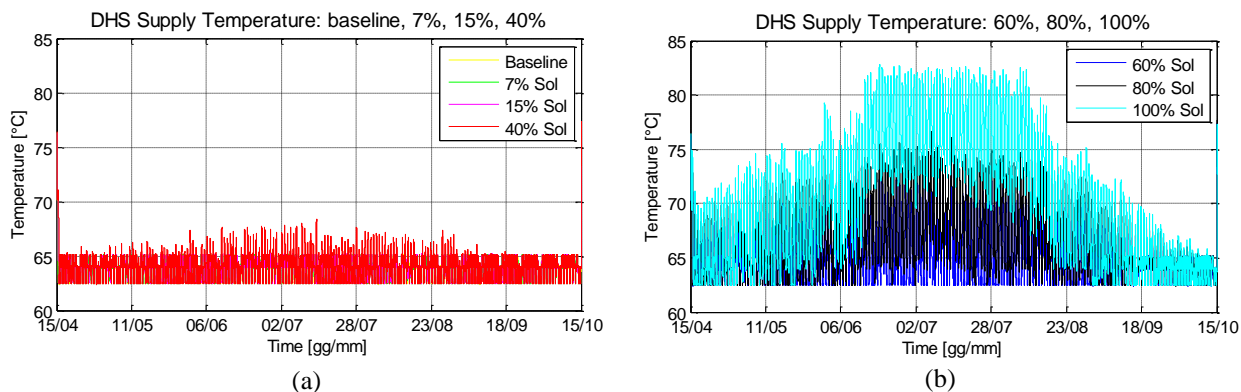


Figura 5-5– Temperatura di mandata della rete di TLR, nei diversi scenari di solare installato

Altri risultati significativi emersi dall'analisi energetica condotta sugli scenari simulati vengono di seguito riportati, in Tabella 5-4, utilizzando i seguenti indici e grandezze:

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

Osservando la Tabella 5-4, si nota che la sostituzione di parte dell'energia non rinnovabile distribuita dal TLR, con energia solare termica (osservabile con la diminuzione delle ore equivalenti a pieno carico del sistema di generazione non rinnovabile) è accompagnata ad una riduzione nella capacità di sfruttare il solare: fattore di sfruttamento del solare, che scende dal 99,8% del caso con un solo edificio attivo, al 94,9% con l'installazione di tutto il solare possibile; tale fenomeno è legato all'aumento della temperatura di rete, che porta un aumento delle perdite e ad una diminuzione del ΔT tra temperatura del solare e rete.

La frazione solare cresce all'aumentare della potenza solare installata, passando 0,85% nel caso di un singolo edificio attivo, a circa 11% nel caso di 19 edifici attivi.

Emerge anche che per la configurazione della rete analizzata, per la quale la produzione termica estiva del cogeneratore è sufficiente a soddisfare il fabbisogno termico estivo della rete, l'introduzione del solare è in diretta competizione con il cogeneratore. Questo comporta, in estate, una progressiva riduzione dell'energia elettrica cogenerata (sino a -314 MWh). Tale riduzione è decisamente consistente per la rete considerata, per la quale l'autoconsumo elettrico estivo è stimabile in poco più di 200 MWh: se da una

parte l'introduzione del solare riduce la quota di energia termica non rinnovabile, dall'altra arriva a cancellare la produzione di energia elettrica che sarebbe stata comunque consumata.

Tabella 5-4 - Indici energetici, casi con più edifici attivi

	Baseline	7% Sc1_TLR	15% Sc2_TLR	40% Sc3_TLR	60% Sc4_TLR	80% Sc5_TLR	100% Sc6_TLR
Heq _{NR} [h]	1571	1558	1545	1499	1463	1431	1404
Eel _{CHP_est} [MWh _{el}]	361,3	331,9	302,6	196,8	128,3	86,4	46,9
F _{SR} [-]	-	0,998	0,998	0,994	0,983	0,973	0,949
Frazione Solare [-]	-	0,85%	1,69%	4,64%	7,02%	9,20%	11,16%

5.2.2 Analisi Economica

Sotto l'aspetto economico la presenza di più edifici "attivi" nella rete TLR è stata effettuata dal punto di vista della rete di teleriscaldamento e del suo gestore.

La Tabella 5-5 mette a confronto i dati economici del gestore della rete nel caso della baseline e della trasformazione di un solo edificio in attivo (7% solare installabile)

Tabella 5-5 - Dati economici lato gestore TLR. Baseline vs Scenario 1

Variabile	U.M.	baseline	7% sol
Consumo GN	[Sm ³ /a]	1.109.269	1.098.706
Prezzo GN	[€/Sm ³]	0,4	0,4
Costo acquisto GN	[€]	443.708	439.483
Pot. Inst. caldaie	[kW]	3.495	3.495
Costo unitario manutenzione caldaie	[€/kW]	3	3
Costo annuo manutenzione caldaie	[€]	10.485	10.485
Ore annue di funzionamento MCI	[h]	3.667	3.564
Costo unitario manutenzione cogeneratore	[€/h]	10	10
Costo annuo manutenzione cogeneratore	[€]	36.673	35.642
Costo annuo di manutenzione totale	[€]	47.158	46.127
EE autoconsumata totale	[kWh]	426.485	414.216
EE autoconsumata soggetta ad accisa	[kWh]	319.336	308.427
Accisa	[€/kW]	0,0125	0,0125
Costo annuo per accisa autoconsumo	[€]	3.992	3.855
Prezzo EE acquistata in fascia F1	[€/kWh]	0,16636	0,16636
Prezzo EE acquistata in fascia F2	[€/kWh]	0,14192	0,14192
Prezzo EE acquistata in fascia F3	[€/kWh]	0,10922	0,10922
Energia Elettrica acquistata in F1	[kWh]	88.395	98.033
Energia Elettrica acquistata in F2	[kWh]	39.322	40.593
Energia Elettrica acquistata in F3	[kWh]	155.675	155.675
Costo acquisto EE in fascia F1	[€]	14.705	16.309
Costo acquisto EE in fascia F2	[€]	5.581	5.761
Costo acquisto EE in fascia F3	[€]	17.003	17.003
Costo annuo totale acquisto EE dalla rete	[€]	37.289	39.073
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in	[€/kWh]	0,16636	0,16636

fascia F1			
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia F2	[€/kWh]	0,14192	0,14192
Prezzo di valorizzazione dell' energia elettrica autoconsumata in fascia F3	[€/kWh]	0,10922	0,10922
Energia elettrica annua autoconsumata in F1	[kWh]	309.665	298.996
Energia elettrica annua autoconsumata in F2	[kWh]	102.809	101.209
Energia elettrica annua autoconsumata in F3	[kWh]	14.010	14.010
Ricavo annuo da energia elettrica autoconsumata in F1	[€]	51.516	49.741
Ricavo annuo da energia elettrica autoconsumata in F2	[€]	14.591	14.364
Ricavo annuo da energia elettrica autoconsumata in F3	[€]	1.530	1.530
Ricavo annuo totale da energia elettrica autoconsumata	[€]	67.637	65.635
EE immessa in rete	[kWh]	1.902.834	1.885.539
Ricavo vendita Energia Elettrica	[€]	110.360	109.528
Energia termica da rete consegnata agli accumuli edificio	[kWh]	5.679.765	5.657.467
Perdite termiche agli accumuli di edificio	[kWh]	25.845	25.866
Energia termica totale venduta	[kWh]	5.679.765	5.657.467
Prezzo vendita Energia termica tariffa monomia	[€/kWh]	0,090	0,090
Ricavo annuo totale da vendita energia termica TLR	[€]	512.433	510.421
Energia solare da prosumers	[kWh]	0	37.652
Energia solare immessa da prosumers in inverno	[kWh]	0	0
Energia solare immessa da prosumers in estate	[kWh]	0	37.637
Prezzo acquisto energia solare da prosumers	[€/kWh]	0,0200	0,0000
Prezzo acquisto energia solare da prosumers in inverno	[€/kWh]	-	0,0000
Prezzo acquisto energia solare da prosumers in estate	[€/kWh]	-	0,0000
Costo annuo totale acquisto energia termica da prosumers	[€]	-	0

Come si può osservare il guadagno netto del gestore diminuisce anche nel caso limite di un solo edificio trasformato in utente attivo e che non prevede la remunerazione dell'energia ceduta alla rete. Naturalmente la redditività della gestione della rete non potrà che diminuire all'aumentare degli edifici trasformati in attivi e del prezzo di remunerazione dell'energia previsto in favore dei prosumers.

Una valutazione più puntuale delle conseguenze economiche, per il gestore della rete di TLR, della trasformazione di uno o più edifici da passivi ad attivi, è stata realizzata considerando il margine operativo lordo (MOL) e la sua variazione percentuale rispetto alla baseline (Δ MOL), per i 3 diversi prezzi di acquisto dell'energia termica immessa in rete ipotizzati in precedenza: 0,0000 €/kWh, 0,0225 €/kWh, 0,0450 €/kWh (Tabella 5-6).

Tabella 5-6 – MOL del gestore della rete TLR, casi con più edifici attivi

	Baseline	7%	15%	40%	60%	80%	100%
MOL (0,0000) [k€]	158,3	157,0	155,7	152,1	151,3	149,5	145,0
MOL (0,0225) [k€]	158,3	156,2	154,0	147,6	144,5	140,9	135,4
MOL (0,0450) [k€]	158,3	155,3	152,3	143,0	137,7	132,4	125,8
ΔMOL (0,0000) [-]	-	-0,8%	-1,6%	-3,9%	-4,4%	-5,6%	-8,4%
ΔMOL (0,0225) [-]	-	-1,3%	-2,7%	-6,8%	-8,7%	-11,0%	-14,5%
ΔMOL (0,0450) [-]	-	-1,9%	-3,8%	-9,6%	-13,0%	-16,3%	-20,5%

Come detto, per il gestore della rete di TLR la trasformazione di uno o più edifici da passivi ad attivi comporta una riduzione dell'energia venduta (la quota di solare autoconsumata dagli edifici attivi) e, per la configurazione della rete analizzata, una riduzione dell'energia elettrica cogenerata ed autoconsumata in estate. Tali perdite non sono compensate dalla vendita dell'energia immessa dagli utenti attivi, neppure nell'ipotesi di acquisto di quest'ultima a costo zero e con un solo edificio attivo: in questo caso limite il MOL diminuirebbe dello 0,8%, e diminuirebbe dell'8,4% nel caso della massima potenza solare installata, con l'energia in eccesso immessa in rete gratis.

5.3 Considerazioni riassuntive

Dai risultati delle simulazioni realizzate sulla rete di teleriscaldamento sita in Torino risulta che la trasformazione da utente passivo ad utente attivo è sempre conveniente per il singolo edificio, anche nel caso di remunerazione nulla dell'energia in eccesso rispetto ai propri autoconsumi ed immessa in rete. Nel caso la trasformazione avvenga per un solo edificio, la rete è risultata in grado di assorbire il surplus di energia prodotta in tutte le configurazioni prese in esame.

Dal punto di vista del gestore della rete di TLR, invece, la trasformazione di utenti da passivi in attivi, comporta sempre un peggioramento della redditività economica anche nel caso di remunerazione nulla dell'energia immessa in rete da parte di un singolo utente attivo: i fattori negativi costituiti dalla diminuzione della vendita di energia termica (sia in inverno sia in estate) e della diminuzione di produzione di energia elettrica in estate (che sarebbe autoconsumata), sopravanzano l'opportunità (positiva) di guadagnare dalla vendita dell'energia immessa in rete.

La presenza di utenze attive potrebbe essere accettabile e conveniente per il gestore della rete nel caso di nuovo allaccio (e tale scenario sarà oggetto di future analisi) e non di trasformazione in attivo di un utente passivo già allacciato al TLR.

6 Conclusioni

L'oggetto della ricerca sviluppata per il presente lavoro è costituito dall'ottimizzazione, declinata secondo modalità differenti, di una rete termica reale.

La rete termica reale è stata oggetto di una campagna di monitoraggio che ha prodotto dati sperimentali la cui analisi ha consentito la valutazione delle prestazioni della rete nella configurazione attuale. È stato inoltre individuato, con l'ausilio del modello di simulazione dinamico ENSim, sviluppato nel precedente PAR, uno scenario alternativo di gestione che ottimizzasse le prestazioni della rete stessa.

Il criterio con cui viene gestito attualmente l'impianto è quello di favorire l'autoconsumo di energia elettrica prodotta dal cogeneratore per poter accedere al sistema di incentivazione dei certificati verdi. Da un punto di vista prettamente energetico, tale gestione non appare come la più conveniente; è stato quindi ipotizzato uno scenario differente in cui il sistema è regolato ad inseguimento termico e si sfruttano le caldaie solo per coprire i picchi giornalieri del carico, con priorità per la caldaia a condensazione rispetto a quella tradizionale. La base del fabbisogno termico viene soddisfatta tramite il funzionamento continuo del cogeneratore. Lo scenario ottimizzato sfrutta maggiormente le potenzialità del cogeneratore, aumentando del 125,8% la produzione elettrica, a fronte di un aumento del 22,8% dei consumi di gas. Dal punto di vista economico, lo scenario ipotizzato ha mostrato, seppur di poco, una convenienza economica; un possibile miglioramento dal punto di vista economico, potrebbe essere quello di gestire la rete in una configurazione intermedia tra quella esistente e quella ipotizzata: cogeneratore ad inseguimento termico nelle fasce orarie F1 - F2 e caldaie di integrazione nelle ore rimanenti. Ovviamente, da un punto di vista energetico, si verificherebbe un peggioramento qualitativo dello sfruttamento della fonte primaria, rispetto allo scenario simulato.

I dati del monitoraggio in tempo reale sono stati utilizzati anche per indagare la potenzialità di utilizzare gli indici di prestazione energetica (sviluppati nel corso dello scorso triennio) su basi temporali non stagionali (condizione per la quale sono stati sviluppati) ma molto inferiori, con l'obiettivo di ottenere informazioni utili ad una gestione più efficiente e ottimale dei sistemi di teleriscaldamento, ricavate dall'osservazione degli andamenti nel tempo dei suddetti indici. Il problema fondamentale di questo tipo di approccio è stato quello di stabilire un intervallo temporale che non andasse ad influenzare il calcolo del parametro voluto: considerando tempi molto brevi, si rischia di avere risultati non attendibili poiché non si tiene conto dello sfasamento tra le varie grandezze, generato dall'inerzia della rete; con tempi molto lunghi si perde la possibilità di estrarre informazioni dagli andamenti, i quali tendono ad appiattirsi sul valore medio mensile.

Fra gli indici valutati, quello ritenuto più valido è il Primary Energy Factor, PEF. Il PEF può essere utile sia in fase di progettazione di un nuovo sistema di teleriscaldamento sia in fase di ottimizzazione di uno esistente; esso infatti consente di valutare quale sia la scelta o la gestione dei componenti più efficiente dal punto di vista del risparmio di energia primaria, per produrre energia termica sotto forma di acqua calda. In particolare, questo tipo di analisi potrebbe fornire informazioni importanti nel caso di sistemi ibridi (cogeneratore, pompe di calore, etc.) e nel caso di produzione integrata con fonti rinnovabili. Un altro utilizzo del PEF può essere legato ad eventuali nuove forme di incentivazione in cui il beneficio venga concesso solo per l'effettivo periodo temporale in cui l'indice prestazionale è inferiore ad un valore prestabilito, stimolando così l'interesse dei gestori nel garantire una gestione efficiente del proprio impianto.

La rete reale è stata anche oggetto di un'analisi energetico-economica di un'ipotesi di una sua trasformazione tramite il passaggio di uno o più utenti dalla condizione "passiva" a quella "attiva".

L'introduzione di utenti attivi consiste nell'ipotizzare che uno o più edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento decidano di dotarsi di un impianto solare termico, installato sul tetto, sostenendo i costi dell'investimento (che sarebbero dunque a carico degli utenti attivi e non del gestore della rete). L'edificio in tal modo consumerebbe prioritariamente l'energia termica autoprodotta e attingerebbe alla rete di teleriscaldamento solo nei periodi in cui l'autoproduzione fosse inferiore alla richiesta termica. Nei periodi

di bassa richiesta termica ed alta autoproduzione, l'eccesso di autoproduzione potrebbe essere ceduto alla rete e conseguentemente venduto al gestore della rete di TLR.

Una prima analisi si è concentrata sul singolo edificio attivo, ipotizzando diversi scenari di installazione della potenza solare sul tetto dell'edificio stesso. Dall'analisi energetica emerge che la presenza di un unico edificio attivo in tutta la rete consente di immettere tutta l'energia solare prodotta e non autoconsumata, senza limitare la potenziale produzione dell'impianto solare termico. L'aumento di perdite di calore a livello di edificio rispetto alla baseline è pressoché costante, e pari a circa il 6% in estate, per gli scenari con maggiore superficie solare installata, in corrispondenza dei quali l'energia prodotta dal solare in estate è pari o superiore alla corrispondente energia richiesta dall'edificio.

Da un punto di vista economico, per il singolo edificio, il passaggio da utente passivo ad utente attivo può essere considerato sempre economicamente conveniente: la riduzione dei costi di acquisto dell'energia termica dal TLR consente un tempo di ritorno dell'investimento pari a 10 anni anche nel caso-limite di cessione gratuita al TLR dell'energia in eccesso.

E' stata successivamente affrontata l'analisi della presenza di più edifici "attivi" nella rete TLR, all'aumentare del numero di edifici attivi. Tale analisi, una volta stabilito che per il singolo edificio la trasformazione da passivo ad attivo è conveniente, è stata effettuata dal punto di vista della rete di teleriscaldamento e del suo gestore.

Dal punto di vista energetico, all'aumentare della superficie solare installata diminuisce il numero di ore nominali dell'impianto non rinnovabile: si verifica quindi una sostituzione di parte dell'energia non rinnovabile distribuita dal TLR, con energia solare termica. L'aumento della superficie solare installata porta ad una maggiore immissione in rete dell'energia eccedente, accompagnato da un aumento delle perdite termiche di rete; questo porta ad una riduzione del fattore di sfruttamento del solare.

Emerge, inoltre, che per la configurazione della rete analizzata, dove la produzione termica estiva del cogeneratore è sufficiente a soddisfare il fabbisogno termico estivo della rete, l'introduzione del solare è in diretta competizione con il cogeneratore. Questo comporta, in estate, una progressiva riduzione dell'energia elettrica cogenerata (sino a -314 MWhe). Tale riduzione è decisamente consistente per la rete considerata, per la quale l'autoconsumo elettrico estivo è stimabile in poco più di 200 MWhe: se da una parte l'introduzione del solare riduce la quota di energia termica non rinnovabile, dall'altra arriva a cancellare la produzione di energia elettrica che sarebbe stata comunque consumata. Per il gestore della rete di TLR, la trasformazione di uno o più edifici da passivi ad attivi comporta una riduzione dell'energia venduta (la quota di solare autoconsumata dagli edifici attivi) e, per la configurazione della rete analizzata, una riduzione dell'energia elettrica cogenerata ed autoconsumata in estate. Tali perdite non sono compensate dalla vendita dell'energia immessa dagli utenti attivi, neppure nell'ipotesi di acquisto di quest'ultima a costo zero e con un solo edificio attivo.

Da un punto di vista del gestore della rete di TLR la presenza di utenti attivi potrebbe essere accettabile e conveniente nel caso di nuovo allaccio alla rete (e tale scenario sarà oggetto di analisi nella prossima annualità) e non di trasformazione in attivo di un utente passivo già allacciato al TLR.

7 Riferimenti bibliografici

I riferimenti bibliografici devono essere richiamati nel testo con numeri progressivi tra parentesi quadre e riportati a fine testo con il seguente formato:

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", Report RdS/PAR2014/013, ENEA, 2015.
2. B. Di Pietra, L. Pazzola, G. Puglisi, F. Zanghirella, "Metodologie di valutazione avanzata delle prestazioni di reti energetiche termiche", Report RdS/PAR2013/052.
3. M. Badami, A. Portoraro, "ANALISI DI PERFORMANCE E MONITORAGGI ENERGETICI DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE", Report RdS/PAR2013/056.
4. M. Badami, A. Portoraro, "STUDIO E CARATTERIZZAZIONE DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE", Report RdS/2013/105.
5. 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", Report RdS/PAR2014/015, ENEA, 2015.
6. B. Di Pietra, F. Zanghirella and G. Puglisi, An evaluation of distributed solar thermal "net metering" in small-scale district heating systems, Energy Procedia, v. 78 (2015), pp.1859-1864.