



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi dei dati prestazionali di una rete di teleriscaldamento di quartiere

Marco Badami, Armando Portonaro

ANALISI DEI DATI PRESTAZIONALI DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO DI QUARTIERE

Prof. Marco Badami, Ing. Armando Portoraro Ph.D (Politecnico di Torino – Dipartimento Energia DENERG)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

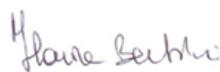
Piano Annuale di Realizzazione 2014

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

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

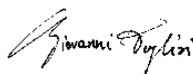
Obiettivo: Reti di poligenerazione

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Analisi dei dati prestazionali di una rete di teleriscaldamento di quartiere"

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Giovanni Puglisi



Responsabile scientifico: Prof. Marco Badami



Gli autori desiderano ringraziare Fabrizio Sardano (Politecnico di Torino) che ha partecipato al progetto durante il suo lavoro di tesi



Indice

1	INTRODUZIONE	7
2	IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO OGGETTO DI ANALISI.....	8
2.1	RETE DI TELERISCALDAMENTO	8
2.2	CENTRALE TERMICA.....	10
2.2.1	<i>Layout di centrale</i>	10
2.2.2	<i>Impianto di cogenerazione</i>	12
2.2.3	<i>Caldaie</i>	13
2.2.4	<i>Sistema di misura installato</i>	14
3	RICHIAMI SUGLI INDICI PER LA VALUTAZIONE DELLE PERFORMANCE ENERGETICHE DI RETI DI TELERISCALDAMENTO	20
3.1	INDICI DI PRESTAZIONE PREVISTI NORMA UNI EN 15316-4-5:2007	21
3.1.1	<i>Primary Energy Factors</i>	21
3.2	ULTERIORI INDICI DI PRESTAZIONE PRESENTI IN LETTERATURA SCIENTIFICA	23
4	MESSA A PUNTO DI UN SISTEMA DI MONITORAGGIO ENERGETICO DELL'IMPIANTO E DELLA RETE.....	28
4.1	ARCHITETTURA DEFINITIVA DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO.....	28
4.2	INSTALLAZIONE DEFINITIVA APPARECCHI IN CAMPO	30
4.2.1	<i>Centrale termica</i>	30
4.2.2	<i>Piè di stabile edifici allacciati alla rete</i>	31
4.2.3	<i>Palazzina del gestore dell'impianto</i>	34
4.2.4	<i>Aspetti salienti relativi alla progettazione e installazione del sistema di monitoraggio</i>	35
4.3	IMPLEMENTAZIONE DI UN SOFTWARE DI MONITORAGGIO ENERGETICO	38
5	ANALISI DEI DATI SPERIMENTALI	43
5.1	SEZIONE DI GENERAZIONE.....	43
5.1.1	<i>Cogeneratore</i>	43
5.1.2	<i>Caldaie</i>	50
5.2	SEZIONE DI DISTRIBUZIONE	50
5.3	CALCOLO DEGLI INDICI DI PERFORMANCE.....	59
5.3.1	<i>PEF e PEF_{NR}</i>	59
5.3.2	<i>Calcolo altri indici di prestazione</i>	60
6	CONCLUSIONI.....	63
7	APPENDICE	64
7.1	ARTICOLO 6 DELIBERA 573/2013/R/GAS MODALITÀ DI CALCOLO DEI COEFFICIENTI DI CONVERSIONE DEI VOLUMI MISURATI PER IL GAS NATURALE	64
7.2	CURRICULUM VITAE DEL GRUPPO DI LAVORO.....	66

Indice delle figure

Figura 4 - Immagine satellitare sito in esame.....	8
Figura 5 - Schema della rete di teleriscaldamento	10
Figura 6 – Schema a blocchi dell’intero impianto con annessa rete di teleriscaldamento.....	11
Figura 7 - Schema della Centrale Termica	11
Figura 8 - Cogeneratore Deutz Power System TCG 2020K.....	12
Figura 9 - Caldaia Viessmann Vitocrossal 300 tipo CR3.....	14
Figura 10 - Caldaie Vitomax 200 tipo M241	14
Figura 11 - Sezione di caldaia Vitomax 200	14
Figura 12 - Schema sensori dell’impianto	15
Figura 13 - Collettore di mandata dell’impianto	16
Figura 14 - Scambiatore di calore lato circuito palazzina uffici	17
Figura 15 - Misuratori nr. 10 e 11.....	17
Figura 16 - Misuratore nr. 17.....	17
Figura 17 - Collettore circuito palazzina uffici	18
Figura 18 - Scambiatori di calore lato circuito di teleriscaldamento.....	18
Figura 19 - Pompe del circuito di teleriscaldamento.....	19
Figura 20 - Misuratore di calore nr.9.....	19
Figura 21 - Schema semplificato di impianto	24
Figura 22 – Volume di controllo 2	24
Figura 23 - Volume di controllo 2	25
Figura 24 - Volume di controllo 1	26
Figura 25 - Volume di controllo 3	27
Figura 26 - Architettura sistema di monitoraggio	29
Figura 27 – Quadro Q1	31
Figura 28 - Edificio gestore	32
Figura 29 - Piè di stabile con allacciamento diretto	33
Figura 30 - Piè di stabile con sottostazione di scambio.....	33
Figura 31 - Quadro di monitoraggio e antenna	34
Figura 32 - Cronoprogramma tipico	37
Figura 33 – Portale per il monitoraggio dei flussi energetici To-Mo	38
Figura 34 - Selezione canali	38
Figura 35 - Impostazioni temporali	39
Figura 36 - Potenza TLR	39
Figura 37 - Progressivo energia TLR.....	40
Figura 38 - Temperatura di mandata e di ritorno.....	40
Figura 39 - Portata volumetrica.....	41
Figura 40 - Potenza termica misurata a un piè di stabile	41
Figura 41 - Progressivo energia termica contatore piè di stabile.....	42
Figura 42 - Indici di performance energetica del cogeneratore sull’anno termico 2014-2015	44
Figura 43 - Rapporto di cogenerazione	45



Figura 44 - Andamento PES e EUF	48
Figura 45 - Macchina virtuale unità cogenerativa	48
Figura 46 - Punti di funzionamento impianto.....	49
Figura 47 - Rapporto energia termica caldaie/cogeneratore.....	50
Figura 48 – Schema funzionale dell'impianto.....	51
Figura 50 – Andamento giornaliero potenza termica	53
Figura 51 - Progressivo energia termica misuratore n°9.....	54
Figura 53 - Progressivo energia termica misurata contatermie	56
Figura 54 - Confronto progressivi energia termica.....	56
Figura 55 - Perdite sulla rete e nello scambiatore di calore	57
Figura 56 - Andamento potenza termica piè di stabile con allacciamento indiretto.....	58
Figura 57 - Andamento potenza termica piè di stabile con allacciamento diretto	59

Indice delle tabelle

Tabella 8 - Parametri nominali della rete di teleriscaldamento	9
Tabella 9 - Dati di targa del motore.....	12
Tabella 10 - Misuratori	15
Tabella 11 - Fattori di energia primaria per l'Italia (fonte: Raccomandazione CTI 14 : 2013).....	20
Tabella 12 - Fattori di energia primaria: valori determinati a livello Europeo (fonte: FprEN 15603: 2014) ...	20
Tabella 13 - Apparecchiatura di campo.....	29
Tabella 14 - Attività svolte per l'installazione del sistema di monitoraggio.....	37
Tabella 15 - Dati forniti dal gestore dell'impianto di cogenerazione	43
Tabella 16 - Fattore di conversione volumi di gas	43
Tabella 17 - Allegato IV, d.lgs. 4 Agosto 2011	46
Tabella 18 - Fattore correzione temperatura	46
Tabella 19 - Fattore correzione perdite evitate	47
Tabella 20 - Rendimento elettrico di riferimento.....	47
Tabella 21 – Allegato V, d.lgs. 4 Agosto 2011.....	47
Tabella 22 - Potenze termiche	51
Tabella 23 - Energia misurata ai contatermie installati ai piè di stabile.....	54



1 Introduzione

Il presente documento rappresenta il Rapporto Finale del progetto di ricerca fra il Dipartimento Energia del Politecnico di Torino (DENERG) e l'Enea, dal titolo *“Analisi dei dati prestazionali di una rete di teleriscaldamento di quartiere”*, sviluppato in seno all'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014-2015, Progetto C.1. - Studi e sviluppo di strumenti per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile, servizi e industria.

La prima parte del documento descrive l'impianto di cogenerazione, con annessa rete di teleriscaldamento di quartiere, attualmente in esercizio a Torino per il teleriscaldamento di un complesso di circa trenta condomini. Tale impianto è stato utilizzato come caso di studio per lo svolgimento delle attività oggetto del presente incarico. Una trattazione di dettaglio delle performance energetiche dell'impianto e della rete termica è stata effettuata all'interno del Report di Sistema RdS/2013/105.

Il capitolo 3 riprende gli aspetti salienti relativi agli indici di performance impiegati per la valutazione delle prestazioni dell'impianto e della rete, la cui trattazione di dettaglio è riportata all'interno del Report di sistema RdS/PAR2013/056.

Il capitolo 4 presenta le attività volte relativamente alla finalizzazione, alla messa a punto definitiva e all'avvio di un sistema di monitoraggio energetico remoto, in tempo reale, dell'impianto di cogenerazione e della rete di teleriscaldamento di quartiere oggetto di analisi. Viene presentata l'architettura del sistema di monitoraggio, le apparecchiature installate in centrale termica, presso l'edificio del gestore, e presso tutti i pié di stabile, sede dei misuratori dell'energia termica erogata agli edifici allacciati alla rete. Sono inoltre presentate alcune valutazioni relative alla progettazione e all'installazione del sistema di monitoraggio e il software per il monitoraggio energetico che è stato implementato.

L'ultima parte del documento raccoglie l'analisi dei dati sperimentali provenienti dal sistema di monitoraggio energetico della rete di teleriscaldamento oggetto di indagine. Attraverso tali dati, è stata valutata la consistenza e congruenza delle misurazioni ed è stata elaborata un'analisi energetica, al fine di calcolare le performance di funzionamento del cogeneratore e della rete di teleriscaldamento, anche per mezzo degli indici di valutazione definiti all'interno del capitolo 3.

Si presentano nel seguito le analisi condotte e i risultati raggiunti.

2 Impianto di teleriscaldamento oggetto di analisi

Nel presente Capitolo verranno esposte nel dettaglio le caratteristiche dell'impianto di teleriscaldamento in esame.

2.1 Rete di teleriscaldamento

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

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è mostrata una immagine satellitare del quartiere ervito dall'impianto oggetto di studio.

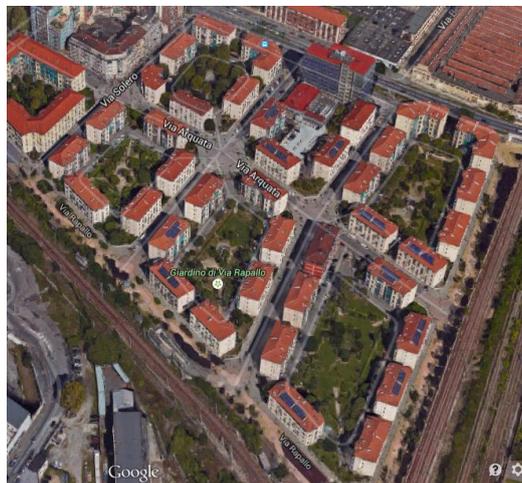


Figura 1 - Immagine satellitare sito in esame

La potenza termica è generata da un cogeneratore con motore endotermico da 970 kW_{el} e 1160 kW_{th}, posizionato nel seminterrato della palazzina uffici del gestore, ad una estremità del quartiere.

In supporto al gruppo cogenerativo, per soddisfare la richiesta termica, sono state disposte tre caldaie alimentate a gas naturale:

- una caldaia a condensazione da 895 kW_{th};
- due caldaie tradizionali da 2.600 kW_{th} ciascuna.

Oltre alla rete di teleriscaldamento, la centrale fornisce calore agli uffici della palazzina del gestore, ad una sala cinema e, durante la stagione estiva, fornisce energia elettrica ad un gruppo frigorifero a compressione da 195 kW_{th} per la produzione di energia frigorifera per il raffrescamento, utilizzata dalla palazzina del gestore. Il calore prodotto durante la stagione estiva, inoltre, viene utilizzato per la produzione di potenza frigorifera tramite un gruppo ad assorbimento.

Le rete di teleriscaldamento si compone di una doppia tubazione, mandata e ritorno, e si sviluppa per una lunghezza complessiva di 1.996 m circa. I tubi posati sono della lunghezza variabile 6-12 m per un totale di 65 tratte.



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 di tipo diretto, solamente tre utenze allacciate più recentemente, e successivamente alla messa in opera dell'impianto, sono state dotate invece di uno scambiatore di calore.

La rete di teleriscaldamento, di cui si riporta uno schema in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, lavora senza interruzioni tutto l'anno con i seguenti parametri:

Tabella 1 - Parametri nominali della rete di teleriscaldamento

Grandezza	U.M.	Mandata	Ritorno
Temperatura	°C	75	62
Pressione	bar	4,5	4,0

Secondo la relazione di progetto dell'impianto, fornita dal gestore dello stesso, la potenza massima complessivamente trasportabile nella rete di teleriscaldamento, tenuto conto delle dispersioni termiche sulla rete stessa, e del coefficiente di contemporaneità valutato sulla base di esperienze maturate in impianti analoghi, è pari a 13.100 kW_{th}, con una portata massima disponibile di 883,50 m³/h. Tale dimensionamento prevedeva una temperatura in mandata dell'acqua di 95°C. Oggi l'impianto viene esercito con un valore di potenza termica inferiore e la capacità attuale massima della rete viene considerata di 7.255 kW_{th}, ovvero la somma delle potenze delle tre caldaie e del cogeneratore.

La rete è composta da 1.996 m di doppia tubazione su suolo pubblico in acciaio e condotte di diametro nominale tra 100 mm e 400 mm.

In Figura 2 è mostrato lo sviluppo planimetrico della rete di teleriscaldamento in esame.



Figura 2 - Schema della rete di teleriscaldamento

2.2 Centrale termica

2.2.1 Layout di centrale

Il sistema di teleriscaldamento in esame è composto dalla sezione di produzione di calore (la centrale termica) e dalla sezione di distribuzione (la rete fisica di tubazioni interrate che si diparte dalla centrale termica e giunge ai piedi di stabile allacciati). La struttura semplificata del sistema nel suo complesso è mostrata nello schema di Figura 3.

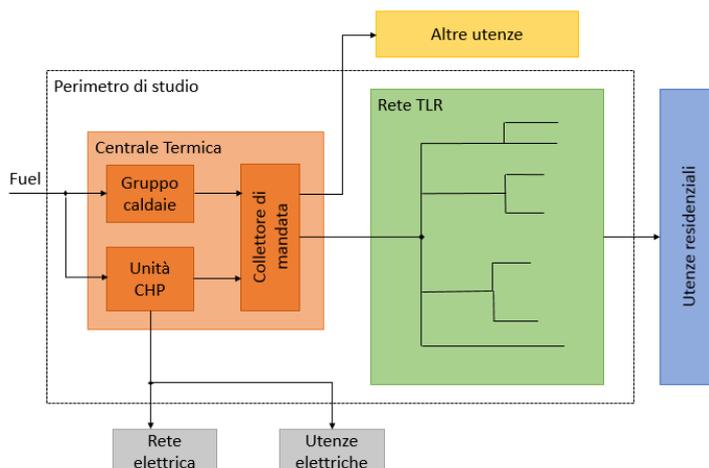


Figura 3 – Schema a blocchi dell'intero impianto con annessa rete di teleriscaldamento

Come precedentemente accennato, l'impianto, schematizzato in Figura 4, è costituito da un cogeneratore con motore endotermico DEUTZ da 970 kW_{el} e 1166 kW_{th} e da tre caldaie di integrazione, una della potenza di 895 kW_{th} e due da 2600 kW_{th} .

L'unità inoltre è collegata ad un gruppo frigorifero ad assorbimento di potenza pari a 195 kW_c che viene alimentato dal calore recuperato dal motore a combustione interna; pertanto il sistema complessivo può essere considerato di tipo trigenerativo. In supporto al gruppo frigorifero ad assorbimento è stato installato un gruppo frigorifero a compressione di potenza 435 kW_c , alimentato dall'energia elettrica prodotta dal motore endotermico.

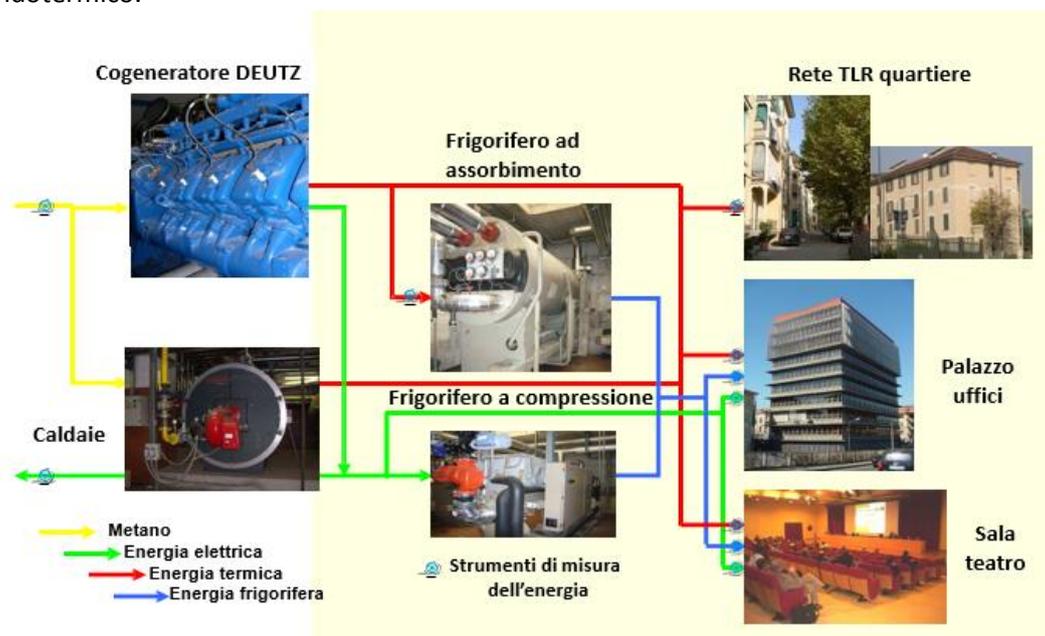


Figura 4 - Schema della Centrale Termica

L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene assorbita in parte dalla palazzina uffici (che ha una potenza impegnata contrattuale pari a 310 kW_{el}), in parte da una sala polivalente (200 kW_{el} impegnati) e, d'estate, dal gruppo frigorifero a compressione. Il surplus di energia elettrica viene ceduto in rete secondo le regole di mercato.

Le utenze termiche del cogeneratore e delle caldaie integrative sono la rete di teleriscaldamento per una capacità di 7.255 kW_{th} , gli uffici della palazzina per 1.050 kW_{th} e la sala cinema-teatro per 180 kW_{th} .

Il gruppo frigorifero ad assorbimento nella stagione estiva produce energia frigorifera per le esigenze di raffrescamento della palazzina uffici e del cinema.

2.2.2 Impianto di cogenerazione

L'impianto cogenerativo che alimenta la rete di teleriscaldamento è localizzato fisicamente sotto l'edificio della palazzina uffici. L'impianto, installato nel 2006, è costituito da un motore alternativo a combustione interna, ciclo Otto, alimentato a gas naturale, della DEUTZ, modello TCG 2020K, riportato in Figura 5.

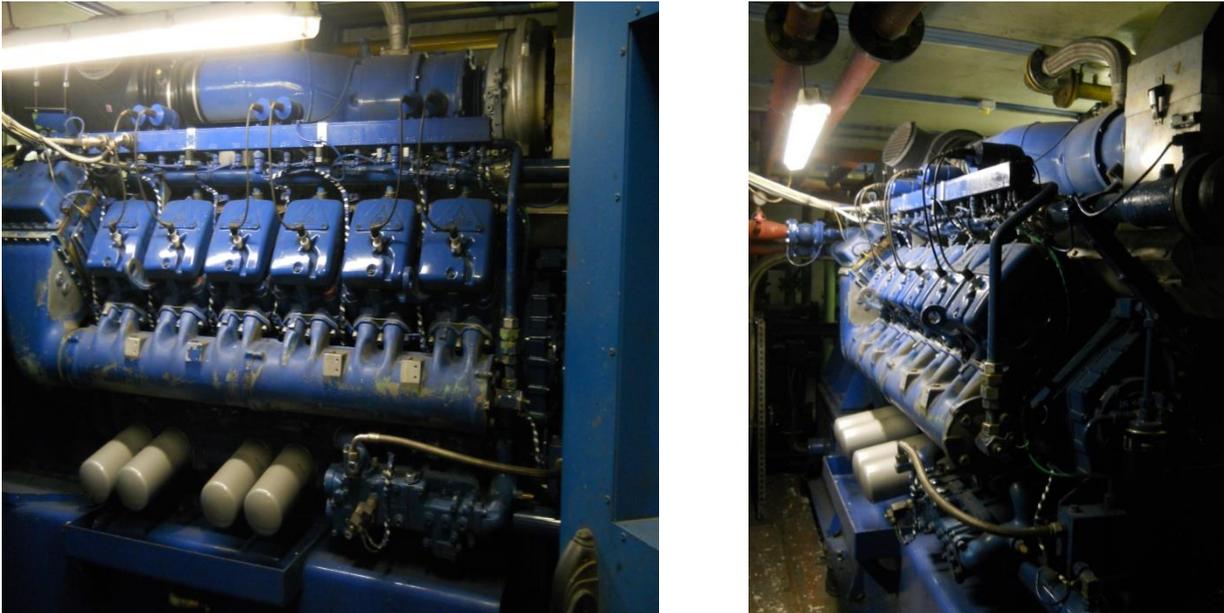


Figura 5 - Cogeneratore Deutz Power System TCG 2020K

Il sistema di recupero termico è costituito da uno scambiatore a piastre per l'acqua calda del motore da cui vengono recuperati 474 kW_{th} e un fascio tubiero per i gas di scarico per una potenza di 692 kW_{th}. In Tabella 2 sono riportati i valori nominali dell'impianto:

Tabella 2 - Dati di targa del motore

Dati di targa del motore	U.M.	Valore
Potenza meccanica	kW	998
Potenza elettrica	kW	970
Potenza termica recuperata	kW	1166
Potenza termica introdotta	kW	2516
Consumo gas metano	Stm ³ /h	262,3 (pci=9,59 kWh/m ³)
Portata aria di combustione	Kg/h	5449
Portata gas di scarico	Kg/h	5635
Temperatura gas di scarico	°C	515
Rendimento elettrico	%	38,6
Rendimento termico	%	46,3
Rendimento complessivo	%	84,9
Emissioni inquinanti rif. 5%O₂		
NO _x		< 250 mg/m ³

CO (senza depuratore catalitico)	< 950 mg/m ³	
CO (con depuratore catalitico)	<300 mg/m ³	
Sistema recupero termico		
<i>SCAMBIATORE A PIASTRE</i>		
Potenza termica camicia motore	kW	474
Temperatura ingresso utenza	°C	70
Temperatura uscita utenza	°C	80
Portata acqua	m ³ /h	40
<i>SCAMBIATORE A FASCIO TUBIERO</i>		
Potenza termica gas scarico motore	kW	692 a 120°C
Temperatura ingresso gas di scarico	°C	515
Temperatura uscita gas di scarico	°C	120
Portata gas di scarico	kg/h	5,635
Temperatura ingresso utenza	°C	80
Temperatura uscita utenza	°C	95
Portata acqua	m ³ /h	40
<i>RIEPILOGO RECUPERO TERMICO</i>		
Potenza termica recuperata complessiva	kW	1166
Temperatura ingresso utenza	°C	70
Temperatura uscita utenza	°C	95
Portata acqua	m ³ /h	40

2.2.3 Caldaie

All'unità di cogenerazione sono state affiancate tre caldaie ausiliarie di integrazione per soddisfare le variazioni della richiesta termica:

- 1 caldaia a condensazione Viessmann modello Vitocrossal 300 con potenzialità utile 895 kW_{th} e potenzialità al focolare 923 kW_{th};
- 2 caldaie a tre giri di fumo Viessman modello Vitomax 200 con potenzialità utile 2.600 kW_{th} e potenzialità al focolare 2.830 kW_{th}.

La potenza totale delle caldaie risulta pari a 6.990 kW_{th}. I generatori sono gestiti da un sistema di comando a cascata agente su elettrovalvola, che interviene regolando l'accensione di ogni caldaia in funzione della temperatura del circuito di ritorno degli impianti serviti. La macchina che ha la priorità nella sequenza di accensione è la più piccola a condensazione che, nel periodo estivo, è già sufficiente per fornire l'acqua calda sanitaria al quartiere; le altre due provvedono tipicamente al riscaldamento invernale.

La logica di accensione delle caldaie è implementata in un controllo di tipo PID che riceve input dai sensori di temperatura e pressione disposti lungo il circuito termico e comanda, anche in base ai dati storici, il funzionamento della centrale termica. La centralina di comando elettronica a bordo delle caldaie ne consente la telegestione.

La circolazione dell'acqua avviene grazie a un gruppo di pompaggio composto da due pompe a velocità variabile con inverter pilotato dal differenziale di pressione tra mandata e ritorno. Il modello è l'ETALINE HDX 150-200/1504 della KSB con portata 303 m³/h e prevalenza di 60 kPa.

La caldaia Vitocrossal 300, riportata in Figura 6, è il primario elemento di supporto al cogeneratore per la produzione termica, infatti questa è la prima caldaia attivata dal PID quando richiesto. Normalmente in estate risulta l'unica caldaia ausiliaria utilizzata.



Figura 6 - Caldaia Viessmann Vitocrossal 300 tipo CR3

Le due caldaie Vitomax, di potenza utile totale pari a 5.200 kW_{th}, sono riportate in Figura 7 e Figura 8.



Figura 7 - Caldaie Vitomax 200 tipo M241

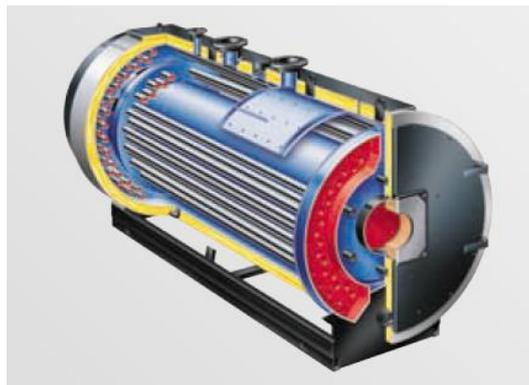


Figura 8 - Sezione di caldaia Vitomax 200

2.2.4 Sistema di misura installato

I misuratori utilizzati sono di tre tipi: volumetrici, elettronici e contatermie. I misuratori volumetrici determinano la portata in m³/s, gli elettronici i kW elettrici (potenza attiva e reattiva) e i contatermie i kW legati al flusso di calore di una tubazione tramite la misura di portata, temperatura di mandata e ritorno dell'acqua. In Figura 9 è riportato il layout con la disposizione dei misuratori nell'impianto.

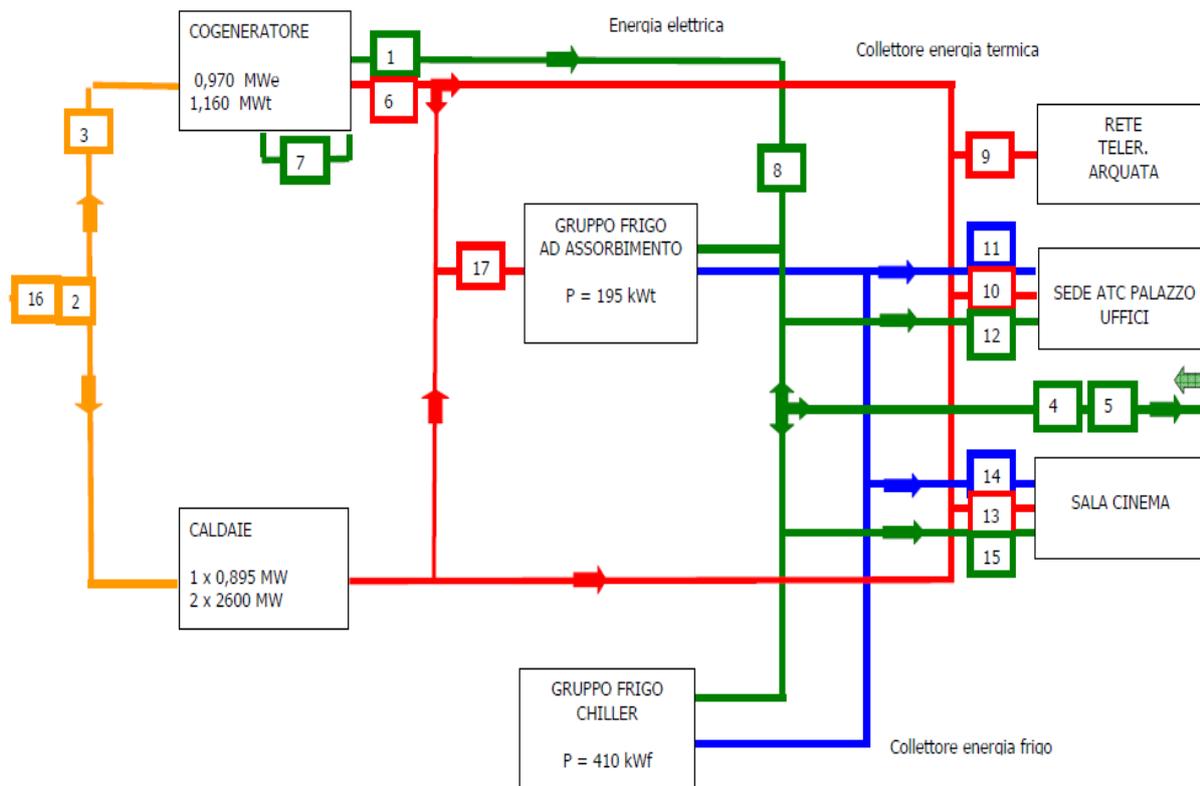


Figura 9 - Schema sensori dell'impianto

Tabella 3 - Misuratori

Progressivo misuratore	Tipologia	Marca	Posizione	Descrizione
1	Elettronico	IME	In uscita dal cogeneratore	Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione
2	Elettronico	CPL Concordia	In ingresso all'impianto	Consumo di gas metano al punto di fornitura con correttore elettronico di volumi
3	Volumetrico	Elster	In ingresso al cogeneratore	Energia primaria assorbita dall'impianto di cogenerazione
4	Elettronico	Indigo	In ingresso all'impianto	Energia elettrica prelevata al punto di fornitura per la centrale termica
5	Elettronico	Indigo	In uscita dall'impianto	Energia elettrica ceduta alla rete dall'impianto di cogenerazione
6	Termico	ABB-Sensycal	In uscita dal cogeneratore	Energia termica recuperata dall'impianto di cogenerazione
7	Elettronico	IME	All'interno del cogeneratore	Energia elettrica per usi ausiliari dell'impianto di cogenerazione
8	Multimetro elettrico	Bacnet	In uscita dal cogeneratore verso i gruppi frigoriferi e la rete elettrica	Energia elettrica verso le utenze

9	Contatermie	Karmstrup	In ingresso alla rete di teleriscaldamento	Energia termica verso utenza di quartiere
10	Contatermie	Karmstrup	In ingresso palazzina uffici	Energia termica verso utenza palazzina uffici
11	Contatermie	Karmstrup	In ingresso palazzina uffici	Energia frigorifera verso utenza palazzina uffici
12	Elettronico	ABB MTME	In ingresso palazzina uffici	Energia elettrica verso palazzina uffici
13	Contatermie	Karmstrup	In ingresso sala Polifunzionale	Energia termica verso utenza sala Polifunzionale
14	Contatermie	Karmstrup	In ingresso sala Polifunzionale	Energia frigorifera verso utenza sala Polifunzionale
15	Elettronico	ABB MTME	In ingresso sala Polifunzionale	Energia elettrica verso la sala Polifunzionale
16	Meccanico	Actaris	In ingresso alla centrale termica	Consumo di gas metano al punto di fornitura per la centrale termica
17	Contatermie	Karmstrup	In ingresso gruppo frigorifero ad assorbimento	Energia termica verso assorbitore

In Figura 10 viene riportata una sezione del collettore di mandata in cui viene immessa l'acqua calda dal cogeneratore e dalle caldaie. Si può osservare che, tra le tubazioni afferenti nel collettore, la seconda da sinistra, corrispondente all'arrivo dal cogeneratore, è quella con diametro più piccolo; alla sua destra vi sono gli arrivi delle tre caldaie. La tubazione più a sinistra è invece la mandata del collettore.



Figura 10 - Collettore di mandata dell'impianto

La foto sottostante mostra lo scambiatore di calore a piastre tra l'acqua in uscita dal collettore di mandata ed il circuito che distribuisce il calore alla palazzina uffici.



Figura 11 - Scambiatore di calore lato circuito palazzina uffici

Sono riportati in Figura 12 i misuratori nr. 10 e 11 relativi al circuito della palazzina uffici.



Figura 12 - Misuratori nr. 10 e 11

Viene mostrato più chiaramente il misuratore nr.17 sul gruppo frigorifero ad assorbimento, Figura 13.



Figura 13 - Misuratore nr. 17

Dal collettore del circuito della palazzina uffici, Figura 14, partono le tubazioni dirette ai fan coil e i radiatori di tutto il palazzo.



Figura 14 - Collettore circuito palazzina uffici

In Figura 15 si possono osservare, in azzurro, i due scambiatori di calore a piastre interposti tra il circuito primario della centrale termica e la rete di teleriscaldamento.



Figura 15 - Scambiatori di calore lato circuito di teleriscaldamento

Le pompe in Figura 16 inviano l'acqua calda nella rete di teleriscaldamento.



Figura 16 - Pompe del circuito di teleriscaldamento

Il misuratore di calore nr. 9 a monte della rete di teleriscaldamento.



Figura 17 - Misuratore di calore nr.9

3 Richiami sugli indici per la valutazione delle performance energetiche di reti di teleriscaldamento

Le valutazioni che seguono sono tratte dal Report di sistema RdS/PAR2013/056, sviluppato dal Politecnico di Torino – DENERG per ENEA. Tale studio si è incentrato sull’analisi della norma UNI EN 15316-4-5:2007, la quale presenta, nello specifico, una metodologia di valutazione delle performance di reti di teleriscaldamento, basata sui fattori di energia primaria. In questa sede, verranno ripresi solamente gli aspetti salienti delle valutazioni condotte, al fine di poter presentare un quadro completo della metodologia di analisi.

Ciascun vettore energetico presenta un proprio fattore di conversione in energia primaria. Per vettori energetici di origine fossile (es: gas naturale) vale la seguente relazione:

$$f_{p,j} = \frac{\text{contenuto energetico di una unità} + \text{energia necessaria per produzione}}{\text{contenuto energetico di una unità}} = \frac{\text{PCI} + E_{\text{filiera},j}}{\text{PCI}}$$

La filiera di produzione dei combustibili fossili implica infatti un dispendio di energia relativo, ad esempio, all’estrazione, lo stoccaggio ed il trasporto. L’utilizzo dei fattori di conversione in energia primaria permette per l’appunto di considerare questo aspetto e quindi di ottenere, a partire da una nota quantità di combustibile impiegato, il complessivo ammontare di energia primaria utilizzato dall’impianto.

I fattori di conversione in energia primaria sono definiti a livello nazionale ed europeo. A livello nazionale si farà riferimento al più recente documento redatto dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI) in materia di fattori di energia primaria, che è denominato Raccomandazione CTI 14: 2013. In esso sono definiti i fattori di energia primaria mostrati nella Tabella 4.

Tabella 4 - Fattori di energia primaria per l'Italia (fonte: Raccomandazione CTI 14 : 2013)

Vettore energetico	Fattori di energia primaria totale f_p	Fattori di energia primaria non rinnovabile $f_{p,NREN}$
Gas Naturale	1	1
GPL	1	1
Olio combustibile	1	1
Biomasse solide, liquide e gassose*	0,3	1
Energia elettrica	2,174	2,174
Teleriscaldamento	**	-
*come definite dall'allegato X del D.Lgs 152 del 3 aprile 2006		
**valore dichiarato dal fornitore		

La Raccomandazione CTI 14 del 2013 è il riferimento più aggiornato per quanto riguarda i fattori di energia primaria a livello Italiano: non sono tuttavia definiti fattori di energia primaria relativi al calore ottenuto da solare termico e al calore di scarto industriale, peraltro di grande interesse per applicazioni di teleriscaldamento in prossimità di complessi industriali. Per tali vettori energetici si farà riferimento alla più recente bozza della norma in revisione FprEN 15603: 2014 (Tabella 5):

Tabella 5 - Fattori di energia primaria: valori determinati a livello Europeo (fonte: FprEN 15603: 2014)

Energy Carrier	Total primary Energy factor f_p	Non renewable primary Energy factor $f_{p,NREN}$
Delivered from distant		
Solid	1,1	1,1
Liquid	1,1	1,1
Gaseous	1,1	1,1



Delivered from nearby		
District heating ^{a)}	1,3	1,3
District cooling	1,3	1,3
Grid delivered electricity	2,5	2,3
Grid exported electricity	2,5	2,5
Delivered from on-site		
Solar – PV electricity	1	0
Solar - Thermal	1	0
Geo -, aero -, hydrothermal	1	0
Temporary exported and reimported later		
PV electricity	1	0
a) Default value based on a natural gas boiler. Specific values are calculated according to EN 15316-4-5		

3.1 Indici di prestazione previsti norma UNI EN 15316-4-5:2007

3.1.1 Primary Energy Factors

Gli indici definiti nel presente paragrafo, presentati all'interno della norma UNI EN 15316- 4-5 del 2007, si propongono di mettere in relazione l'energia primaria associata ai flussi energetici legati alla generazione termica, con l'energia termica prodotta dall'impianto stesso e inviata alla rete di teleriscaldamento.

Se si considera tutta l'energia primaria che alimenta l'impianto e si sottrae l'energia primaria collegata alla produzione elettrica si ottiene, a livello concettuale, l'energia primaria utilizzata per la sola produzione termica. La separazione dei quantitativi di energia primaria utilizzati specificatamente per la produzione termica e per quella elettrica è detta allocazione. Il rapporto tra l'energia primaria utilizzata per la produzione termica e l'energia termica uscente dall'impianto definisce l'ammontare di energia primaria necessaria per la produzione di una unità di energia termica.

Gli indici che nel presente paragrafo saranno introdotti sono gli indici che la normativa identifica con il nome di **Primary Energy Factors (PEF)**. Essi sono calcolati facendo riferimento ad un volume di controllo che racchiude la centrale termica, non prendendo in considerazione, quindi, la rete di distribuzione. I risultati del calcolo forniscono informazioni relative alla produzione termica dell'impianto analizzato. Nel caso di produzione di energia tramite un gruppo cogenerativo l'energia primaria utilizzata viene decurtata della parte relativa alla produzione elettrica.

– Total Primary Energy Factor (PEF)

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

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

dove:

- **Primary Energy** (energia primaria): *energia che non è stata oggetto di alcuna conversione o processo di trasformazione;*
- **Total primary Energy** (energia primaria totale): *energia primaria complessivamente utilizzata. Se sono state utilizzate fonti rinnovabili unitamente a fonti fossili, la total primary energy sarà la combinazione di entrambe le tipologie di energia;*

- **Delivered Energy** (energia alle utenze): *energia fornita al sistema tecnico obiettivo attraverso i confini del volume di controllo al fine di soddisfare le utenze.*

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

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

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

in cui:

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

In relazione allo schema di Figura 18, considerando che il combustibile in ingresso all'impianto è gas naturale, si ha che l'ammontare di energia primaria relativo alla sola produzione termica è dato dalla relazione seguente:

$$\text{Total primary energy for thermal production} = E_{fuel}f_{P,GN} + E_{aux}f_{P,el} - E_{el,CT}f_{P,el} = E_{fuel}f_{P,GN} - E_{el,CT,n}f_{P,el}$$

Al fine di isolare la frazione di combustibile utilizzato per la sola produzione termica, l'energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo, moltiplicata per il fattore specifico di energia primaria, viene sottratta al numeratore.

Secondo la definizione di Delivered Energy data da normativa, essa in questo caso vale:

$$\text{Delivered energy} = E_{th,M}$$

L'indice PEF si può quindi esprimere come:

$$PEF = \frac{E_{fuel}f_{P,GN} - E_{el,CT,n}f_{P,el}}{E_{th,M}}$$



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

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

La definizione data nella norma corrisponde alla seguente relazione:

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

in cui:

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

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

Il PEF_{NR}, può essere calcolato come segue:

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

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

3.2 Ulteriori indici di prestazione presenti in letteratura scientifica

Negli Atti del Congresso "International Conference CISBAT 2011 - Clean Tech for sustainable buildings - From Nano to urban scale", è presente una memoria scritta da Pacot e Reiter, dal titolo "Quality indicators for district heating networks" in cui sono definiti, oltre al PEF, anche alcuni altri indici utili alla caratterizzazione delle performance energetiche di impianti di teleriscaldamento.

Per comprendere la definizione di tali indici, si faccia riferimento allo schema di impianto riportato in Figura 18 ed ai relativi volumi di controllo evidenziati.

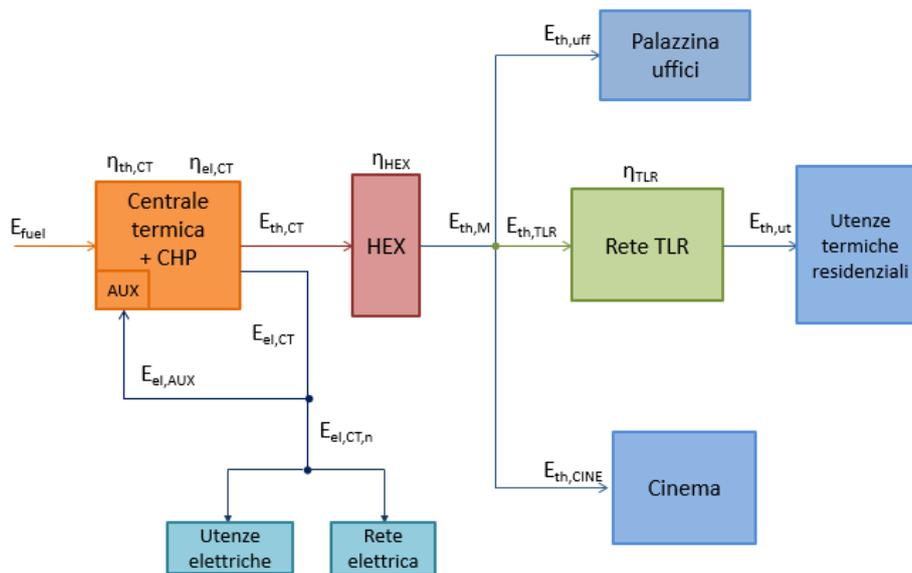


Figura 18 - Schema semplificato di impianto

District heating global efficiency (η_{TLR})

Questo indice corrisponde all'efficienza della sola rete di teleriscaldamento. Il volume di controllo considerato per questo indice è il numero 2 di Figura 18, riportato di seguito per comodità di lettura.

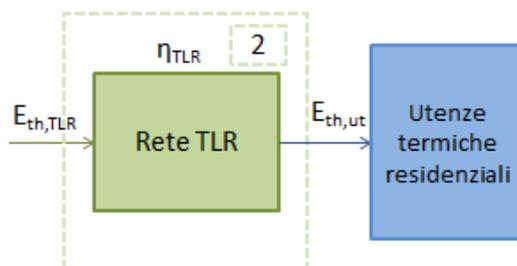


Figura 19 – Volume di controllo 2

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:

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

Relative importance of losses (RiL)

L'indice "Relative importance of losses" esprime l'incidenza delle perdite di energia termica della rete di teleriscaldamento sull'energia complessivamente prelevata dalle utenze. Il volume di controllo considerato è il numero 2.

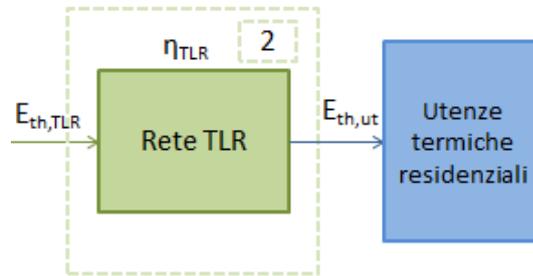


Figura 20 - Volume di controllo 2

Le perdite sono da calcolare come la differenza tra l'energia termica inviata alla rete di teleriscaldamento e la totalità dell'energia termica prelevata dalle utenze. In riferimento alla Figura 20, il RiL è definito dalla:

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

Si dimostra facilmente che il RiL, essendo un indice basato sulle perdite della rete, è strettamente legato all'efficienza della rete di teleriscaldamento. Infatti, posto il rendimento di distribuzione pari a:

$$\eta_{TLR} = \frac{E_{th,ut}}{E_{th,TLR}}$$

in cui:

- $E_{th,ut}$ = totalità dell'energia termica prelevata dalle utenze residenziali allacciate alla rete;
- $E_{th,TLR}$ = energia termica alla mandata della rete di teleriscaldamento.

Si può pertanto scrivere la relazione di calcolo del RiL come:

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

La definizione del rendimento di distribuzione della rete di teleriscaldamento sarà approfondita nel paragrafo successivo.

Primary energy efficiency (ϵ)

Il "Primary Energy Efficiency" 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.

Il volume di controllo per questo indice è il numero 1, e comprende la sezione scambio termico:

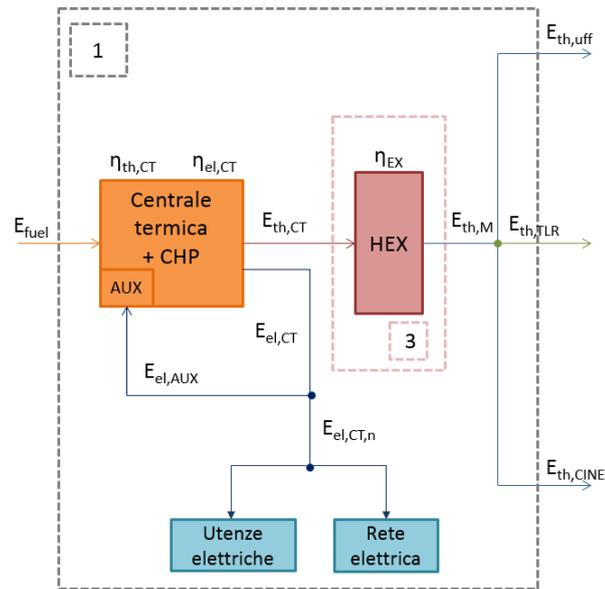


Figura 21 - Volume di controllo 1

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

in cui, come si evince dallo schema di Figura 21:

$$E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine}$$

dunque:

$$\varepsilon = \frac{E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{el,CT,n}}{E_{fuel} f_{P,NG}}$$

Equivalent to nominal power duration (heq)

L'indice "Equivalent to nominal power duration" esprime il numero di ore di esercizio equivalenti a pieno carico. Indica il periodo di tempo per il quale l'impianto dovrebbe essere esercito al massimo delle sue potenzialità affinché il fabbisogno di tutte le utenze sia soddisfatto. Esso è definito come:

$$h_{eq} = \frac{\text{Energia termica annuale richiesta dalle utenze}}{\text{Potenza termica installata in centrale}} = \frac{E_{del}}{P_{th,CT}}$$

in cui:

- E_{del} è pari ad $E_{th,M} = E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{th,TLR}$;
- $P_{th,CT}$ è la potenza termica installata in centrale termica, pari alla somma delle potenze termiche installate del gruppo CHP ($P_{th,CHP}$) e delle caldaie ausiliarie ($P_{th,B}$).

Quindi:

$$h_{eq} = \frac{E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{th,TLR}}{P_{th,CT}}$$

Essendo dipendente dalla potenza installata in centrale e dal fabbisogno energetico dell'utenza, il numero di ore equivalenti è un parametro che mette in relazione la taglia del sistema con il fabbisogno energetico per cui esso è stato progettato. Esprime pertanto l'adeguatezza del dimensionamento dell'impianto.

Efficienza di scambio termico primario/secondario

L'acqua calda prodotta in centrale termica, proveniente dall'unità cogenerativa e dalle caldaie ausiliarie, viene inviata alla sezione scambio termico dell'impianto, composta da scambiatori di calore a piastre. Ogni utenza ha uno scambiatore dedicato. Si può definire una efficienza media di scambio termico in centrale termica, che è il rapporto tra la produzione totale di energia termica in centrale e l'energia termica complessivamente inviata alle utenze. Con riferimento al volume di controllo 3 della Figura 18, l'efficienza di scambio tra primario e secondario è definita come:

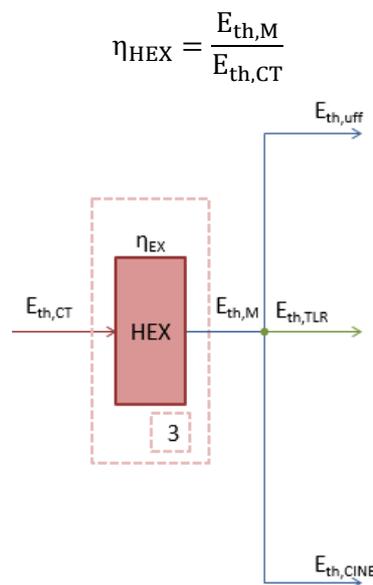


Figura 22 - Volume di controllo 3

Come si vede dallo schema semplificato:

$$E_{\text{th},M} = E_{\text{th},TLR} + E_{\text{th},uff} + E_{\text{th},cine}$$

Dunque:

$$\eta_{\text{HEX}} = \frac{E_{\text{th},TLR} + E_{\text{th},uff} + E_{\text{th},cine}}{E_{\text{th},CT}}$$

4 Messa a punto di un sistema di monitoraggio energetico dell'impianto e della rete

Il presente Capitolo illustra le attività svolte in merito alla finalizzazione e messa a punto del sistema di monitoraggio energetico dell'impianto di cogenerazione oggetto del presente studio, con annessa rete di teleriscaldamento. La progettazione preliminare di tale sistema è stata svolta dal Politecnico di Torino – DENERG nel corso dell'annualità di sistema 2013-2014, e le evidenze dello studio sono riportate all'interno del Report RdS/PAR2013/056.

Il sistema è stato concepito per monitorare i flussi di energia dell'impianto di teleriscaldamento, ovvero per effettuare la lettura remota dei dati di consumo relativi agli stabili allacciati alla rete e quelli relativi alla centrale termica che alimenta la rete.

Prima dell'installazione di tale sistema, la lettura dei contatermie ai diversi piè di stabile veniva effettuata direttamente dal personale del gestore "manualmente", ovvero per mezzo di un addetto che mensilmente si recava di persona presso tutti gli edifici e annotava il valore registrato dai contatermie in appositi registri. E' pertanto particolarmente evidente il grande vantaggio derivante dalla realizzazione di un sistema di monitoraggio remoto, sia in termini di maggiore affidabilità della correttezza dei dati letti, che in relazione alle opportunità di analisi delle performance energetiche dell'intero impianto che possono derivarne, visto il monitoraggio in continuo che viene realizzato. Inoltre, poiché il tempo necessario al rilievo di tutti i consumi occupava circa due/tre giornate/mese, il gestore degli impianti ha trovato un ulteriore beneficio nell'adozione del sistema in relazione alla possibilità di risparmiare tali giornate, allocando gli addetti su altre attività.

Il sistema di monitoraggio è entrato in funzione a inizio Marzo 2015 e, considerando che il termine della stagione di riscaldamento è fissato al 15 Aprile 2015, sono disponibili dati relativi a circa un mese e mezzo di misurazioni.

4.1 Architettura definitiva del sistema di monitoraggio

L'architettura definitiva del sistema di monitoraggio ha previsto la scelta di un sistema dotato di trasmissione dati via onde radio. Ciascuna stazione di rilevamento è stata dotata di un modulo di trasmissione radio, che invia i dati, su richiesta, ad un concentratore dati abilitato alla ricezione/invio segnali radio, installato sul tetto dell'edificio del gestore. I dati vengono poi inviati sul web tramite rete ethernet aziendale, per essere visualizzati ed elaborati sul portale virtuale.

La soluzione tecnica ottimale è stata individuata dunque in un sistema di monitoraggio remoto a due livelli:

- Installazione di strumenti di misura in centrale termica (posizionata al piano interrato della palazzina uffici che ospita la direzione tecnica del gestore); tali strumenti sono stati cablati in Modbus e collegati via cavo ad un datalogger centrale;
- Installazione di misuratori di energia termica nei vari piè di stabile lungo la rete; tali misuratori sono stati collegati ad un sistema di trasmissione dati via onde radio, che permette la comunicazione con un datalogger dedicato, installato nell'edificio centrale del gestore.

Uno schema dell'architettura del sistema che è stato realizzato sull'impianto del gestore è riportato in Figura 23. L'attrezzatura di campo che è stata necessaria all'implementazione del sistema di monitoraggio si compone degli elementi riportati in Tabella 6.

- interfacciarsi con la rete attraverso USB e porta Ethernet;
- inviare notifiche tramite SMS ed e-mail;
- archiviare dati in merito alle misurazioni ricevute tramite interfaccia di appositi software o in formato testo (.txt).

Le due unità M501 sono dedicate una alla centrale termica, e l'altra alla raccolta dei dati relativi ai piè di stabile. La prima raccoglie le misurazioni relative al funzionamento in tempo reale della centrale termica ed invia i dati, tramite protocollo ethernet (LAN) + FTP/IP, al terminale di post-processing dei dati (sistema SCADA); la seconda, invece, è installata nell'edificio centrale (edificio del gestore) e ha funzione di DATA HUB, cioè raccoglie tutte le informazioni inviate tramite segnali radio relative ai piè di stabile e le invia, tramite protocollo ethernet, allo stesso terminale di post-processing.

I segnali compatibili con l'M501 sono essenzialmente di due tipi: impulsivo, oppure secondo il protocollo ModBus. Mentre i contatori di produzione elettrica installati dal gestore in centrale termica prevedono segnali in uscita di tipo impulsivo, già compatibili con l'M501, la lettura dei contatori di energia termica avviene tramite protocollo Mbus (MeterBus). E' quindi necessario un convertitore Mbus\ModBus che renda i dati in output dal contatore termico compatibili con il modulo M501.

I contatori di gas metano e acqua dell'impianto, similmente ai contatermie, producono segnali digitali che non sono direttamente compatibili con l'M501. E' necessaria pertanto una unità M104 di espansione segnali digitali che gestisca lo stato degli ingressi e renda tali segnali compatibili con l'M501.

4.2 Installazione definitiva apparecchi in campo

4.2.1 Centrale termica

Le unità che sono state installate in centrale termica (piano -2 della sede centrale) sono le seguenti:

- nr.1 quadro modulare 36 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali, denominato Q1;
- nr. 1 apparecchiatura M501 GPRS con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A;
- nr. 1 convertitore Mbus\ModBus;
- nr. 1 apparecchiatura M104;
- nr.1 unità M400 ModBus/Mbus.
- nr. 1 apparecchiatura MPORT;

Tutti i collegamenti sono di tipo diretto (cablato).

L'unità M501 è collegata fisicamente tramite collegamento I2C (ponte a PIN metallici) con una unità MultiPort, che fornisce due porte aggiuntive all'M501. L'unità M104 aumenta il numero di ingressi digitali gestibili dalla M501 ed inoltre converte gli ingressi in ModBus. E' stata inserita sul ramo anche considerando che in futuro si potrà acquisire la misura di ulteriori grandezze. Il protocollo che la unità M501 utilizza è ModBus, e quindi le informazioni che transitano sui rami collegati all'unità Mport devono essere codificate secondo tale protocollo. Per questo motivo sul secondo ramo, a monte dei contatori termici, è necessario inserire una unità M400, che converte le misure dei contatermie (in protocollo Mbus) in ModBus. La M400 dedicata ai contatermie è in relazione gerarchica di tipo slave nei confronti dell'unità M501, mentre è di tipo master rispetto ai contatermie stessi. Ciò significa che i contatermie, responsabili della lettura dei valori di energia termica, restituiscono i valori rilevati solo su richiesta dell'M400, il quale li

converte nel differente protocollo di comunicazione e li immagazzina nella memoria interna fin quando l'unità M501 non manda una richiesta di lettura dati.

In Figura 24 è riportato il quadro Q1 che è stato posizionato in centrale di cogenerazione e interconnesso ai misuratori mediante tubature, passerelle e canali adeguati agli ambienti e ai tipi di conduttore da posarsi.



Figura 24 – Quadro Q1

4.2.2 Piè di stabile edifici allacciati alla rete

A livello di ciascun piè di stabile è stato previsto un contatermie che contabilizza l'energia termica utilizzata dall'edificio. Ogni contatermie ha una unità M400 dedicata, a cui è collegata una unità di trasmissione in segnali radio. Le misurazioni sono effettuate secondo protocollo Mbus, convertite in protocollo ModBus e memorizzate. Le attrezzature complessivamente installate a livello di piè di stabile sono le seguenti:

- nr. 33 convertitori Mbus\ModBus TX-RX Radio;
- nr. 33 alimentatori 230VAC\24VDC, ognuno relativo a ciascun convertitore;
- nr. 33 unità di protezione elettrica 6 A.

Nel dettaglio, per ogni piè di stabile l'attrezzatura installata consiste in:

- nr.1 quadro modulare 12 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato (QS_xx) dove xx assume valore da 1 a 33;
- nr.1 unità M400 con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A;
- nr.1 antenna trasmissione radio.

La lettura dei contatori termici a piè di stabile viene effettuata secondo protocollo Mbus, poi convertita in protocollo ModBus ed inviata tramite segnali radio all'unità M501 GPRS, nel momento in cui quest'ultima la richieda.

Tramite protocollo TCP/IP, i dati relativi ai rilevamenti sono inviati dalle due unità M501 al terminale di post processamento, che li utilizza per elaborazioni, analisi, monitoraggio e controllo dell'impianto.

La zona degli edifici residenziali è stata divisa in due sotto-zone, A e B. Ciascuna delle due zone ha un trasmettitore radio dedicato, sulla copertura dell'edificio del gestore. Sono moduli a ricezione "orientata", ovvero i sensori radio sono posizionati in modo da gestire segnali radio provenienti/diretti da/verso una direzione precisa. Si è preferita una soluzione a doppia zona per ovviare a problematiche relative alla comunicazione radio: ogni piè di stabile ha un trasmettitore radio dedicato, che è posizionato nel cortile. Per ogni isolato c'è un cortile "interno" unico, condiviso da tutti gli stabili dell'isolato. Tali cortili, quindi,

sono circondati dalle palazzine dell'isolato cui appartengono. L'urbanistica del quartiere, pertanto, avrebbe potuto creare problemi di schermatura dei segnali radio, con conseguente riduzione del raggio di trasmissione del segnale. A questo problema si è ovviato utilizzando non uno, ma due terminali radio, e suddividendo la zona residenziale in due sotto-zone. I terminali radio nell'edificio centrale (sede del gestore) sono orientati e tarati in modo ottimale, per meglio captare i segnali radio relativi ad una sotto-zona piuttosto che ad un'altra.

In Figura 25 è riportato l'edificio del gestore, si possono notare sul tetto i due trasmettitori radio dedicati alle sottozone A e B.



Figura 25 - Edificio gestore

Negli stabili con allacciamento diretto sono presenti contatermie con misuratori sulle tubazioni di mandata e ritorno (Figura 26), mentre negli stabili con allacciamento indiretto (scambiatore di calore intermedio - Figura 27) il contatermie è inserito a monte dello scambio termico, sul circuito della rete cittadina, e non quello inerente allo stabile.



Figura 26 - Piè di stabile con allacciamento diretto



Figura 27 - Piè di stabile con sottostazione di scambio

In sede di installazione si è scelto di posizionare il quadro di monitoraggio (chiuso in una cassetta elettrica cieca ermetica) e l'antenna all'esterno degli stabili (Figura 28), entrambi posizionati ad almeno 3 metri dal piano stradale. Sebbene renda meno agevole la manutenzione ed i controlli sul quadro di monitoraggio, ciò permette al personale di evitare di entrare negli stabili ed anche eventuali problemi dovuti al comportamento di estranei nei confronti del sistema (manomissione/danneggiamenti accidentali). Il quadro e l'antenna sono installate ad una distanza massima di qualche centimetro, ed il cavo di collegamento tra il quadro e il contatermie di piè di stabile, che non trasmette un segnale radio bensì un semplice segnale di lettura, può essere di lunghezza arbitraria senza penalizzare le prestazioni del sistema.



Figura 28 - Quadro di monitoraggio e antenna

4.2.3 Palazzina del gestore dell'impianto

Nell'edificio del gestore sono state installate due unità M501. Una gestisce le informazioni relative alla centrale termica e l'altra quelle relative ai piedi di stabile. Le due unità sono collegate tra loro tramite rete locale Ethernet (LAN). Questo perché gli ingressi e periferiche collegate al dispositivo M501 consentono di avere a disposizione un massimo di 68 canali dedicati alle misure che si vuole archiviare o trasmettere. Per ogni piede di stabile le misure di interesse sono 4: il valore di portata d'acqua, i valori di temperatura di mandata e ritorno e l'energia termica complessivamente utilizzata dall'utenza. Per i soli piedi di stabile allora servono 132 canali nell'unità M501. Poiché la M501 dedicata alla centrale termica ha 68 canali a disposizione, e le misure di interesse riguardanti la centrale termica sono prevedibilmente in numero molto minore, il collegamento delle due unità M501 tramite cablatura in rete locale consente di inviare parte dei segnali radio dei piedi di stabile direttamente su canali dell'unità in centrale termica, evitando così l'utilizzo di 3 unità M501, due delle quali completamente dedicate ai piedi di stabile e una solo parzialmente sfruttata per i rilevamenti in centrale termica.

L'unità M501 interroga i piedi di stabile quando ce n'è la necessità, non mediante un collegamento in continuo. E' stata impostata una frequenza di richiesta e in base a questa si hanno le interrogazioni da parte dell'M501. M501 manda la richiesta, che viene convertita da ModBus a Mbus dal convertitore collegato all'unità. Il convertitore a piede di stabile legge lo strumento e poi manda, riconvertendola in ModBus, la lettura alla M501. I contatermie sono sempre collegati con i convertitori, i quali poi sono collegati (via radio o via cavo) alle unità M501.

La misura della portata si basa sulla lettura cumulativa della portata elaborata. Il valore rilevato dal contatermie è il valore cumulato dei metri cubi gestiti: operativamente, dunque, non è un valore di portata ma di volume. La misura della portata quindi avviene tramite rilevamenti successivi, intervallati da un tempo prestabilito (es. 100 ms). Il valore della portata si ottiene poi come rapporto tra la differenza dei valori cumulativi ed il tempo intercorso tra i rilevamenti, rilevando pertanto la portata media fluita nell'intervallo di tempo considerato. Unitamente alla portata, dai contatermie viene rilevata anche la misura delle temperature di mandata/ritorno e dell'energia complessivamente utilizzata dall'utenza (valore cumulato). Tali misurazioni sono effettuate in modo continuo dal convertitore di piede di stabile e tenute in memoria per un dato tempo (dipendente dalla memoria interna del convertitore), per essere poi inviati



all'M501 quando vengono richiesti. Tale metodo velocizza i rilevamenti ed ottimizza la dinamica di conversione dei segnali Mbus/ModBus.

Sul tetto dell'edificio centrale del gestore sono state poste due unità di ricezione radio, collegate ad una unità M501. La M501 manda una richiesta agli M400 cui è collegata, i quali interrogano gli M400 a piè di stabile, che restituiscono il valore più aggiornato letto dai contatermie. Le unità M400 collegate all'unità M501 sono due in quanto i piè di stabile sono 33 e una unità M400 può gestire un massimo di 32 periferiche. Inoltre per ragioni di raggio di trasmissione radio, si è preferito suddividere i piè di stabile in due sotto-zone, A e B, e si è resa quindi necessaria una coppia di emettitori radio con la dedicata unità M400.

Nel locale sottotetto dell'edificio centrale sono state posizionate le seguenti attrezzature:

- nr.1 quadro modulare 24 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato Q2;
- nr.2 unità M400 TX-RX Radio;
- nr.1 unità M501 con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A.

Sul tetto dell'edificio centrale sono state posizionate:

- nr.1 quadro modulare 12 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato Q3
- nr.2 antenne trasmissione radio.

Per il collegamento tra le apparecchiature in sottotetto e sul tetto è stata prevista una tubazione in PVC di diametro 25 mm, all'interno della quale sono stati posizionati i cablaggi necessari.

4.2.4 Aspetti salienti relativi alla progettazione e installazione del sistema di monitoraggio

Il presente paragrafo riporta alcune valutazioni relative agli aspetti salienti di cui si è dovuto tenere conto durante la progettazione prima, e l'installazione poi, del sistema di monitoraggio energetico.

Innanzitutto, in sede di progetto, l'utente interessato alla realizzazione di un sistema di monitoraggio energetico, deve decidere in che modo rilevare e dove archiviare le misurazioni. E' possibile rendere remota la lettura dei dati, oppure prelevarli direttamente ove sono installati gli strumenti di misura. Quest'ultima opzione prevede le seguenti alternative:

- lettura manuale;
- installazione di apparati a trasmissione Bluetooth.

Nel sistema in esame, la lettura veniva effettuata direttamente dal personale del gestore per mezzo di un addetto che periodicamente si recava di persona presso tutti gli edifici e annotava il valore registrato dai contatermie in appositi registri cartacei. Da qui, i dati venivano poi riportati manualmente su fogli di calcolo, per le opportune valutazioni. Per quanto concerne invece l'installazione di apparati bluetooth, questi necessitano comunque di un addetto per il recupero dei dati, anche se la lettura dei contatermie può avvenire in un raggio di qualche metro dal contatore, tramite un apposito terminale di trasmissione dati.

Al fine di rendere remota la lettura dei dati, è necessario installare sul gruppo di misura un apparato che possa storicizzare i dati letti in tempo reale e che li trasmetta alla sede mediante tempistiche impostate in

fase di installazione. La modalità di trasmissione di questi dati sono principalmente tre: mediante cablaggio statico, mediante reti LAN (Wifi o satellitare) via GSM/GPRS e attraverso trasmissioni via onde radio.

Per la rete oggetto di studio è stato scelto un sistema di monitoraggio con trasmissione dei dati via onde radio. Tale scelta è stata effettuata principalmente sulla base di valutazioni economiche. La configurazione tramite cablaggio statico avrebbe comportato costi elevati, dovuti principalmente ai costi legati agli scavi e agli operatori. Inoltre tale sistema avrebbe comportato un notevole impatto ambientale dovuto alle opere di installazione dei cavi elettrici sotto il livello stradale. Una possibile configurazione si sarebbe potuta basare sull'allacciamento di più condomini con cablaggio diretto e successivo collegamento con un'unità M400 al sistema di trasmissione ad onde radio. Tale scelta però avrebbe avuto lo svantaggio che non sarebbe stato possibile determinare in quale condominio, tra quelli allacciati, fosse avvenuto un guasto di un misuratore a piè di stabile. Invece con la configurazione a trasmissione via GSM, si sarebbero rese necessarie 31 unità M501, elemento più costoso del sistema, alle quali si sarebbero aggiunti i costi fissi delle 31 schede SIM necessari alla trasmissione dei dati. La soluzione adottata ha pertanto permesso di ottimizzare notevolmente la flessibilità d'uso del sistema, contenendone sensibilmente i costi di realizzazione.

Durante la progettazione degli apparati radio, è stata scelta una tecnologia con frequenza 868 MHz, che utilizza la modalità Spread Spectrum con tecnologia LoRa. Tale tecnologia permette di garantire l'affidabilità dei dati utilizzando una frequenza di trasmissione pubblica, destinata dal Ministero delle Telecomunicazioni per applicazioni ISM (Industrial and Scientific Medical). Poiché il protocollo di comunicazione lavora sempre sulla stessa frequenza, non c'è la possibilità di interferenza fra i vari segnali. E' importante che l'installatore rispetti le normative specifiche per la stesura del bus di comunicazione. Tale stesura nasce da una buona fase progettuale iniziale e dipende dal tipo di ambiente in cui si andrà a posare i cablaggi.

I materiali e gli apparati necessari all'installazione del sistema di monitoraggio sono stati ordinati e installati dal SI. Al fine di velocizzare la richiesta dei moduli di interfaccia e ottimizzare i tempi di consegna, è di fondamentale importanza che il gestore dell'impianto sia dotato di una corretta documentazione sui gruppi di misura installati.

La scelta di un sistema di trasmissione dati tramite onde radio ha anche un altro importante vantaggio, relativo alla sua modularità, che lo rende "ampliabile" su larga scala. Tale replicabilità è da verificare naturalmente sul campo, poiché dipende fortemente dalla morfologia del quartiere interessato (e.g. il segnale per essere rilevato dall'unità M501 non deve incontrare nel suo "cammino" nessun ostacolo, ovvero non devono essere frapposti edifici fra l'unità emittente e quella ricevente).

Per poter allargare il sistema di monitoraggio sono possibili due alternative:

- bridge;
- più unità M501.

I misuratori a piè di stabile possono lavorare in configurazione bridge e richiedere i dati ad un altro misuratore più distante. Tale sistema ha un limite dovuto alla frequenza dei dati richiesti, se il sistema di acquisizione dati rallenta troppo è possibile configurare diversamente la frequenza di richiesta del dato.

L'installazione di più unità M501 ha invece come unico svantaggio il sensibile aumento dei costi di installazione poiché tale unità è l'elemento più costoso del sistema.

La durata delle opere di installazione di un sistema di monitoraggio di questo tipo è di circa tre mesi. La parte più importante e che richiede maggior tempo è la parte di progettazione e di test del sistema. In Tabella 7 sono riportate le attività che sono necessarie alla messa in esercizio del sistema di monitoraggio e

i relativi soggetti responsabili delle attività stesse, mentre in Figura 29 è illustrato un cronogramma tipico per la realizzazione di un sistema quale quello analizzato nell'ambito del presente studio.

Tabella 7 - Attività svolte per l'installazione del sistema di monitoraggio

Attività	Titolare Attività
Sopralluogo e verifiche	System Integrator (SI), Gestore impianto (GI), Politecnico di Torino (PdT), Enea
Analisi fattibilità e valutazioni economiche	SI
Offerta emessa al cliente	SI
Progettazione apparati e prototipazione	SI
Emissione ordine del cliente	GI, Enea
Test prototipi e industrializzazione	SI
Sopralluoghi per installazioni	SI, GI, Installatore
Ordine moduli contatori/ e arrivo moduli	GI
Realizzazione impiantistica	Installatore
Installazione apparati e configurazione macchine	SI, Installatore
Collaudi e messe in servizio	SI, GI, PdT, Enea
Realizzazione Documentale	SI

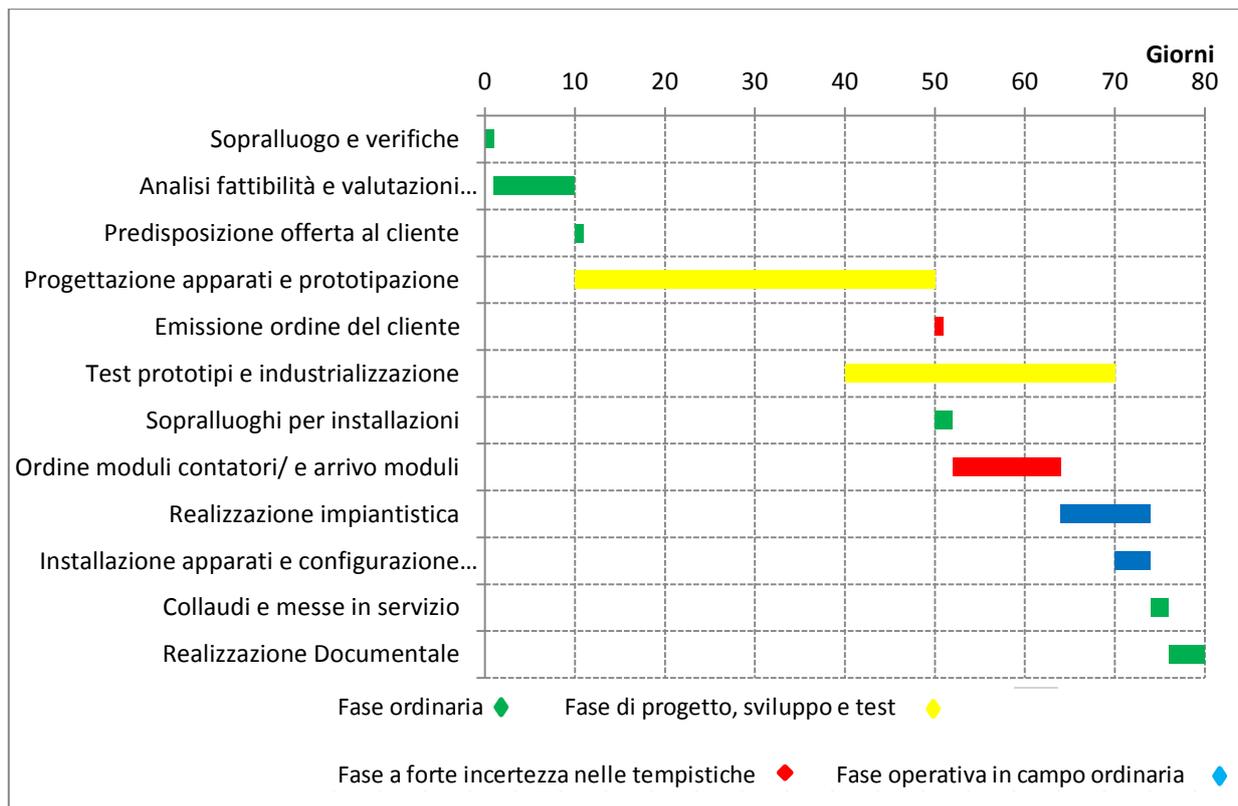


Figura 29 - Cronogramma tipico

Per quanto concerne i costi di un sistema di monitoraggio analogo a quello oggetto di studio, esso si attesta intorno ai 20 mila euro esclusi i costi di installazione. Il componente più costoso è l'unità M501 (1500 euro). Il Payback Time previsto dal produttore è di circa 2 anni e la manutenzione prevista per tale sistema è solo straordinaria, e risulta necessaria nel caso in cui fosse mancante un dato nel sistema di acquisizione dati. I danneggiamenti più comuni sono dovuti a scariche atmosferiche o a problemi relativi alla rete elettrica. La vita stimata dal produttore per i principali apparati installati supera i 20 anni.

4.3 Implementazione di un software di monitoraggio energetico

I dati trasmessi da ogni misuratore alle due unità M501 sono inviati sul web tramite rete ethernet aziendale ad un portale virtuale progettato dal SI per il monitoraggio dei flussi energetici. Tramite questo portale, denominato To-Mo (Total Monitoring), è possibile la visualizzazione e la gestione di tutti i dati derivanti dai sensori installati. In particolare, la piattaforma permette l'esportazione in forma tabellare e grafica delle misurazioni ottenute dal sistema di monitoraggio installato. La configurazione del software viene fatta a più livelli: vi è un livello "manuale" in cui vengono create l'area FTP sulla quale ricevere i file inviati dagli apparati, le credenziali di accesso, di protezione e la struttura degli apparati che inviano i dati; un livello "automatico" in cui la piattaforma elabora in modo automatico i dati ricevuti. La configurazione del sistema può essere effettuata da personale dell'azienda formato o direttamente dal System Integrator. Dopo aver effettuato l'accesso, la piattaforma presenta una videata di gestione riportata in Figura 30.

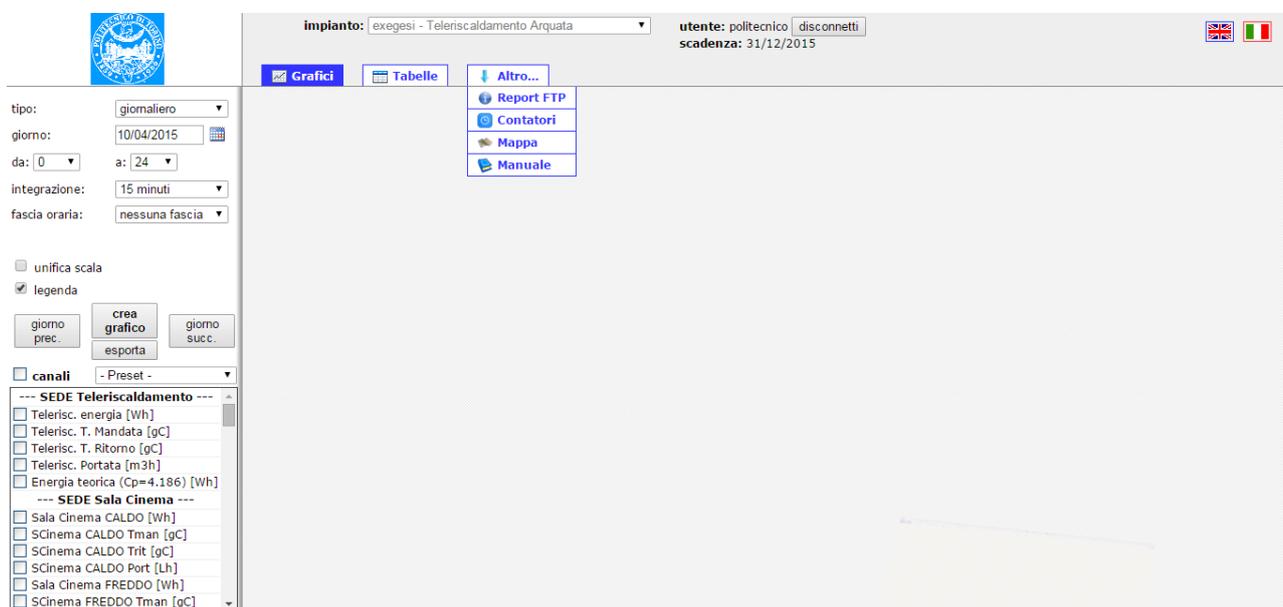


Figura 30 – Portale per il monitoraggio dei flussi energetici To-Mo

Al fine di effettuare le analisi dei dati è necessario selezionare il periodo, l'integrazione temporale e i canali desiderati.

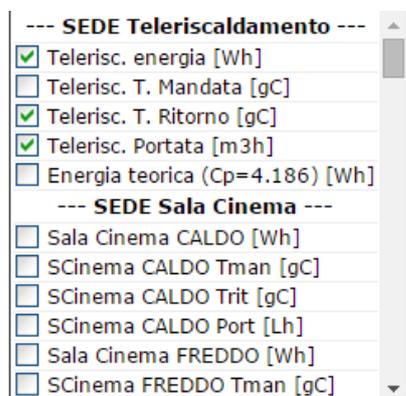


Figura 31 - Selezione canali

Per selezionare un elenco di canali è necessario cliccare sui canali desiderati tra quelli proposti dal sistema come rappresentato in Figura 31.

Il software permette di impostare il periodo temporale, il tipo di integrazione e la suddivisione in fasce orarie dei dati analizzati.

tipo:	giornaliero		
giorno:	10/04/2015		
da:	0	a:	24
integrazione:	15 minuti		
fascia oraria:	nessuna fascia		

L'arco temporale può essere giornaliero, settimanale, mensile o annuale. L'integrazione oraria varia da un minimo di un minuto sino ad un massimo di un mese. Inoltre è possibile selezionare la fascia oraria che si desidera visualizzare scegliendo tra: nessuna fascia, picco/fuori picco, fascia 181/06.

Figura 32 - Impostazioni temporali

Per selezionare e generare i grafici è necessario selezionare nella schermata principale (Figura 30) la voce GRAFICI e successivamente, dopo aver effettuato la selezione dei canali e impostato il periodo temporale, generare il grafico desiderato premendo sul tasto CREA GRAFICO. Una procedura analoga deve essere condotta per la generazione delle tabelle.

Dopo aver generato i grafici o le tabelle è possibile l'esportazione degli stessi mediante il tasto ESPORTA presente nella schermata principale (Figura 30).

A scopo dimostrativo sono presentati in seguito, i grafici che la piattaforma permette di generare per un giorno tipico di esercizio. In Figura 33 - Potenza TLR Figura 33 è riportato l'andamento della potenza termica rilasciata nella rete di teleriscaldamento.

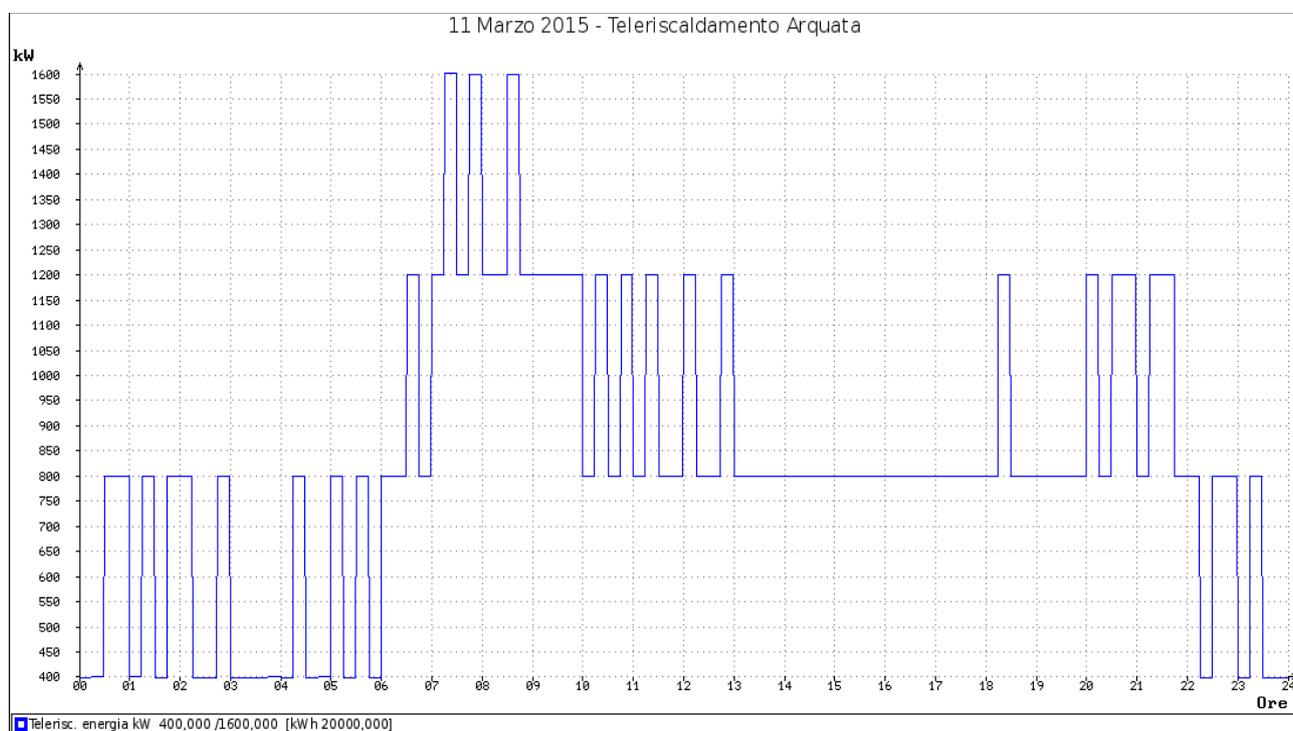


Figura 33 - Potenza TLR

In Figura 34 invece è riportato l'andamento del progressivo di energia termica che viene misurato dal contatermie numero 9 di Tabella 3. Questo contatore indica l'energia termica entrante nella rete di teleriscaldamento e diretta quindi verso le utenze residenziali.

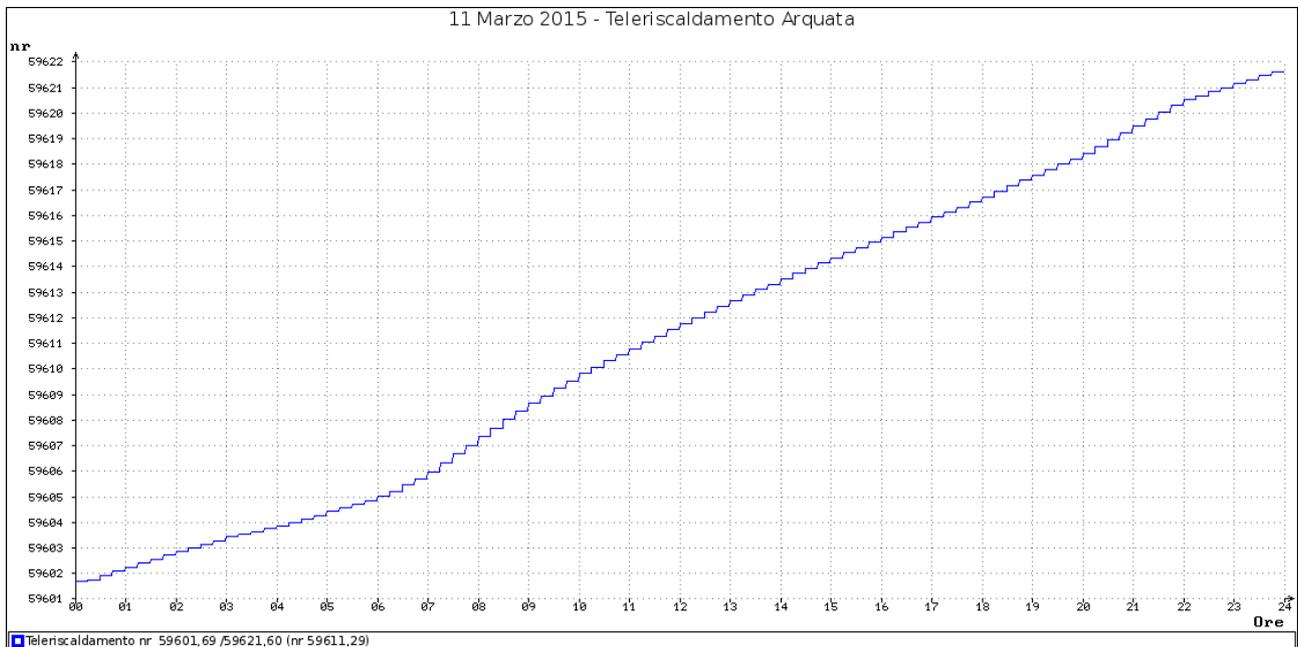


Figura 34 - Progressivo energia TLR

In Figura 35 - Temperatura di mandata e di ritorno Figura 35 è possibile visualizzare gli andamenti giornalieri della temperatura di mandata e di ritorno della rete di teleriscaldamento, mentre in Figura 36 è riportato l'andamento della portata circolante in rete. Si può notare il picco mattutino dovuto alla richiesta di acqua calda sanitaria da parte degli utenti residenziali.

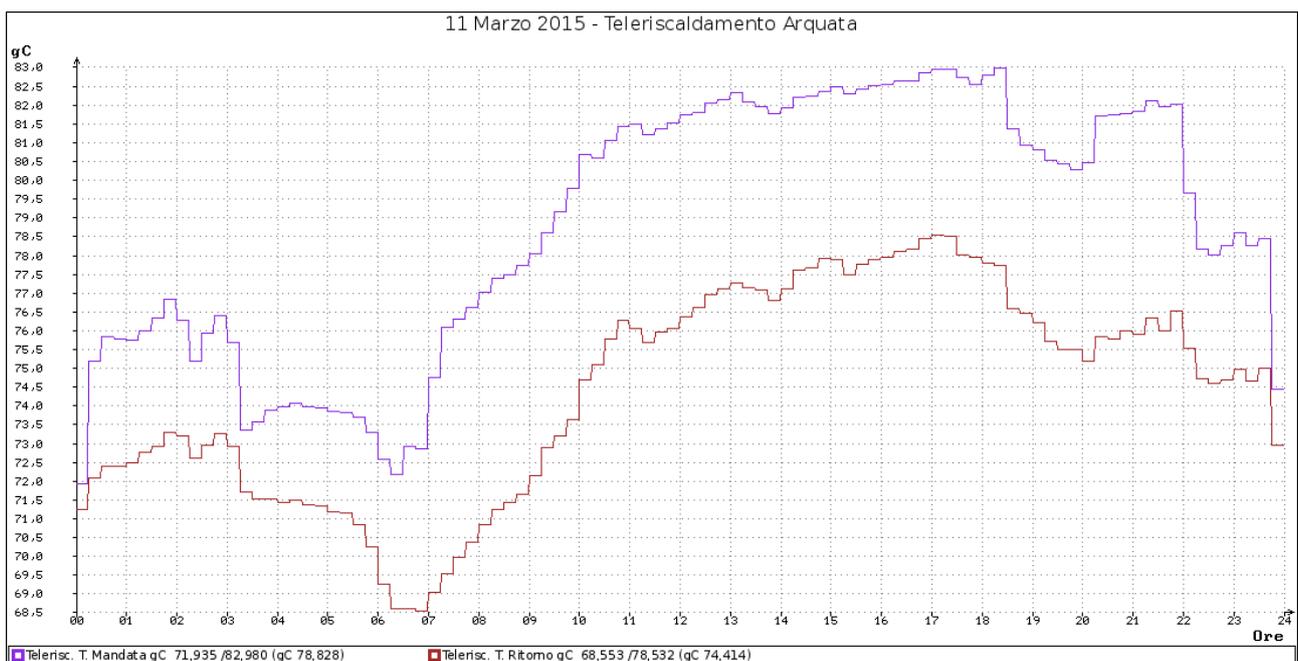


Figura 35 - Temperatura di mandata e di ritorno

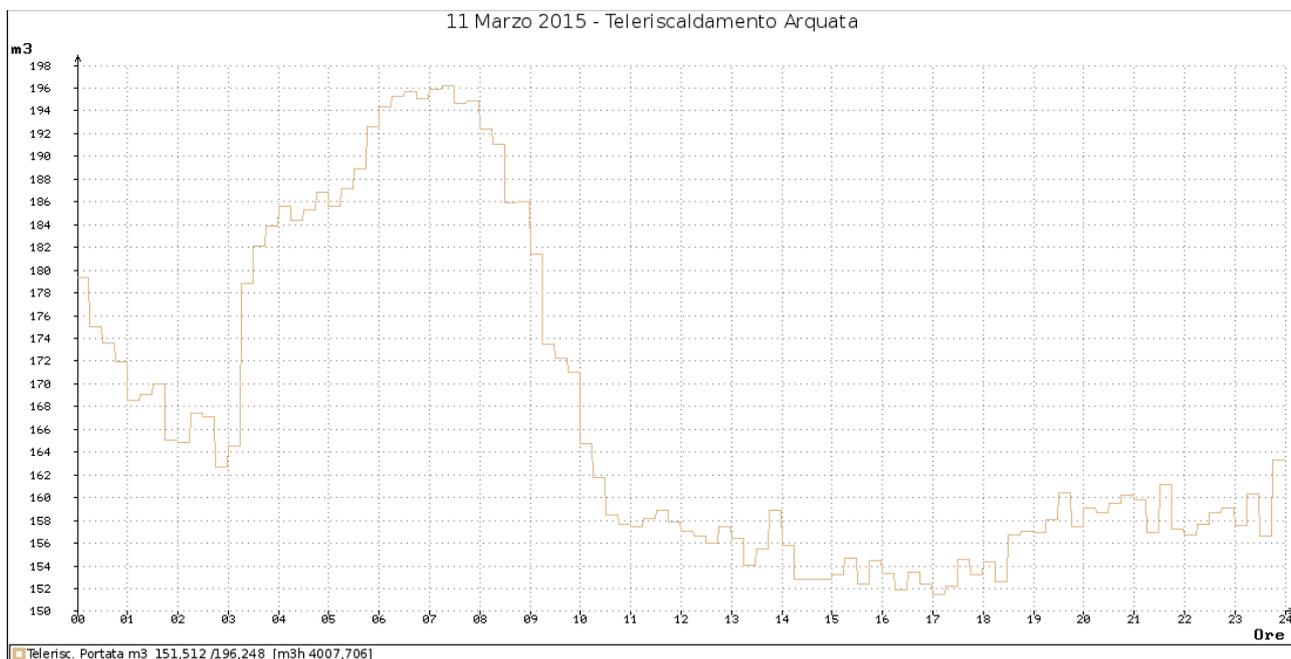


Figura 36 - Portata volumetrica

Infine sono riportati in Figura 37 e Figura 38, rispettivamente gli andamenti di potenza ed energia termica misurata dai contatermie installato in un piè di stabile di uno dei trentuno condomini allacciati.

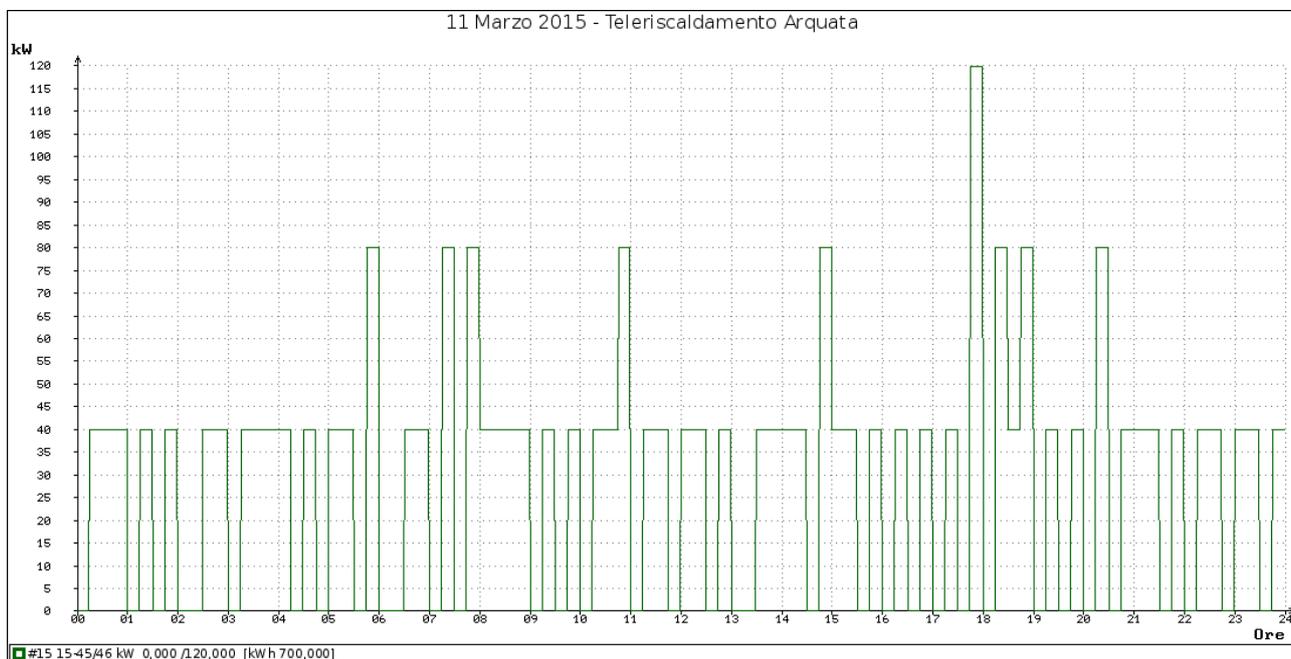


Figura 37 - Potenza termica misurata a un piè di stabile

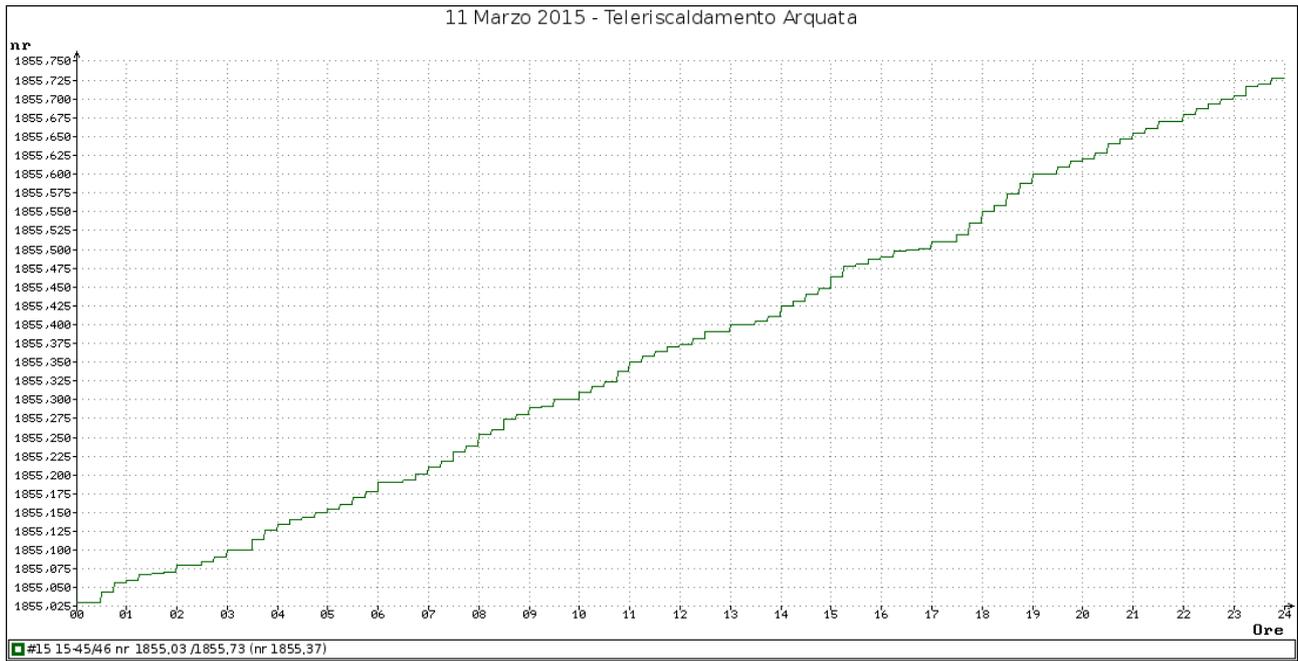


Figura 38 - Progressivo energia termica contatore piè di stabile

L'utilizzo di questo software è stato fondamentale per lo scaricamento dei dati sperimentali di monitoraggio, che sono poi stati analizzati, come descritto nel capitolo seguente.

5 Analisi dei dati sperimentali

In questo capitolo è presentata l'attività di raccolta ed analisi dei dati sperimentali provenienti dal sistema di monitoraggio energetico della rete di teleriscaldamento oggetto di indagine. L'analisi è stata condotta a partire dalle sedi di generazione dell'energia, per poi concentrarsi sulle sezioni di distribuzione e di utilizzo.

Sono state inoltre effettuate valutazioni circa la congruenza e la consistenza dei dati ottenuti e sono state condotte le opportune elaborazioni al fine di calcolare le performance di funzionamento del cogeneratore e della rete di teleriscaldamento. A tal fine, sono stati impiegati gli indici presentati nel Capitolo 3, definiti nel report di sistema RdS/PAR2013/056 sviluppato per ENEA dal Dipartimento Energia del Politecnico di Torino nel corso dell'annualità di Ricerca di Sistema 2013-2014.

5.1 Sezione di generazione

5.1.1 Cogeneratore

In questo paragrafo è presentata l'analisi condotta sui dati relativi all'impianto di cogenerazione. I dati relativi all'unità di cogenerazione sono stati forniti dal gestore dell'impianto e fanno riferimento alla stagione di riscaldamento invernale dell'anno 2014/2015. Il gestore ha fornito le letture dei contatori n° 1, 6 e 7 di Tabella 3 che fanno riferimento alle seguenti grandezze:

Tabella 8 - Dati forniti dal gestore dell'impianto di cogenerazione

Misuratore	Grandezza misurata
1	Energia elettrica prodotta dall'impianto
6	Energia termica recuperata dall'impianto
7	Energia elettrica per usi ausiliari dell'impianto

Inoltre il gestore ha fornito i dati di consumo di gas naturale, espressi in m³, relativi al cogeneratore e alle caldaie. E' stata necessario convertire questi dati in Sm³ adottando la procedura presentata nell'Articolo 6 della delibera 573/2013/R/gas (appendice 7.1). In Tabella 9 sono riportati i risultati ottenuti.

Tabella 9 - Fattore di conversione volumi di gas

Grandezza	Valore	U.M.
Pressione relativa di misura	0,02	bar
Pressione barometrica assoluta	0,985	bar
Altitudine Torino	239	m
Numero di giorni di riferimento	183	giorni
Gradi giorno	2617	°C
Temperatura di misura convenzionale	280,85	K
Kp	0,991726	-
Kt	1,025995	-
C	1,017505	-

Sulla base dei dati sperimentali di funzionamento forniti dal gestore, è stato possibile valutare il trend di alcuni indici di performance energetica del cogeneratore. In prima battuta sono stati valutati gli indici relativi all'esercizio del cogeneratore, quali i rendimenti elettrico, termico, totale e il rapporto di cogenerazione, come di seguito definiti:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_{fuel}}$$

$$\eta_{th} = \frac{E_{th}}{E_{fuel}}$$

$$EUF = \eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th}$$

$$\lambda = \frac{E_{th}}{E_{el}}$$

dove:

- E_{el} è l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore;
- E_{th} è l'energia termica prodotta dal cogeneratore;
- E_{fuel} è l'energia introdotta nel cogeneratore tramite il combustibile.

I trend del rendimento elettrico, termico e totale durante l'anno termico 2014-2015, sono riportati in Figura 39.

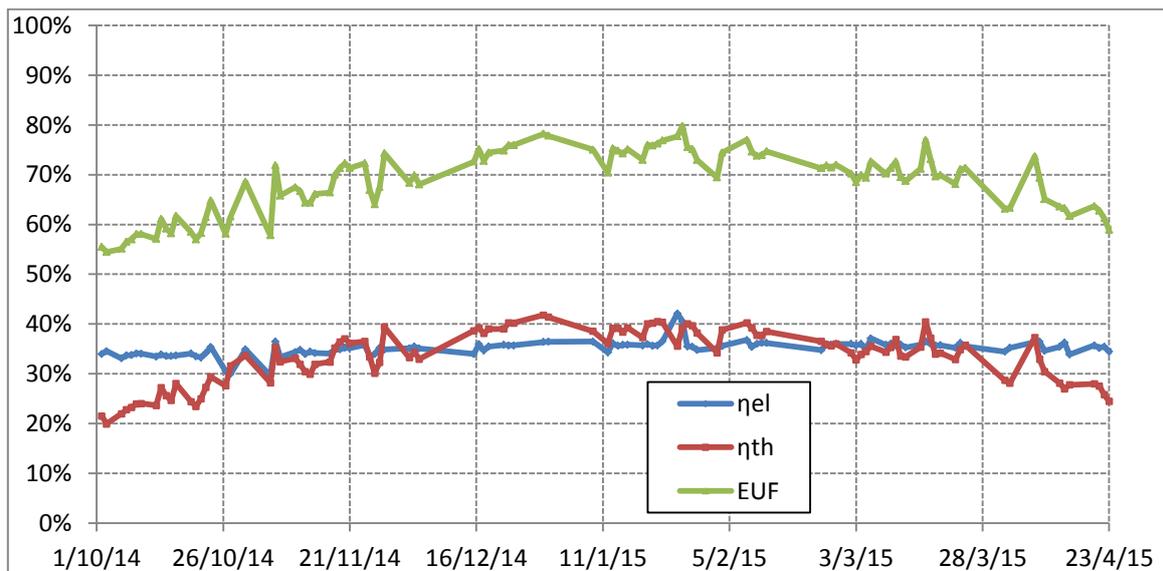


Figura 39 - Indici di performance energetica del cogeneratore sull'anno termico 2014-2015

Il rendimento elettrico del cogeneratore, come si osserva dal grafico, è compreso tra il 35 e il 40%, intervallo tipico di un cogeneratore con motore a combustione interna di questa taglia. Questi valori sono inoltre prossimi al dato nominale, pari a 38,6%, ed il loro andamento si può considerare costante nell'arco di tempo considerato.

Il rendimento termico presenta invece un andamento più discontinuo, variando tra il 20 e il 41%. Come si evince dal grafico esso aumenta durante i mesi invernali, periodo di maggior utilizzazione e valorizzazione dell'energia termica, per diventare sensibilmente inferiore nei periodi di minor impiego di energia termica. L'indice di utilizzazione del combustibile segue l'andamento del rendimento termico, ma come si può osservare solo in pochi giorni supera il 75%, valore minimo per cogeneratori con motori a combustione interna per poter ottenere la qualifica CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento).

In Figura 40 è riportato il rapporto di cogenerazione λ del cogeneratore.

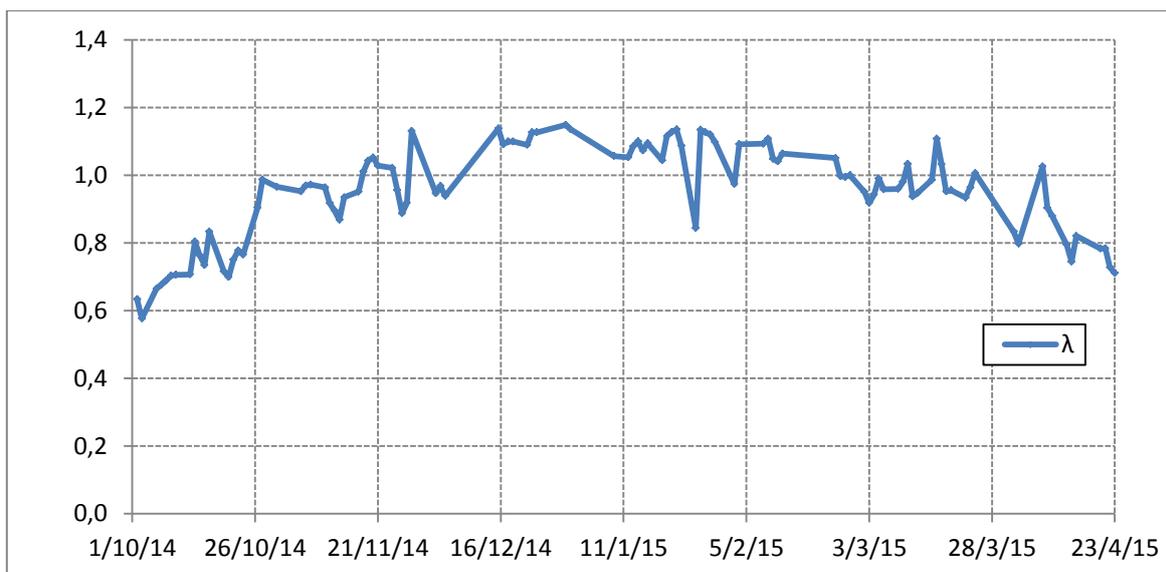


Figura 40 - Rapporto di cogenerazione

Il termine lambda indica la direzione verso cui si sposta la produzione energetica del cogeneratore. Come è possibile osservare dal grafico, si riscontra nuovamente il maggiore assorbimento termico durante i mesi invernali.

E' stato inoltre calcolato il Primary Energy Savings (PES), come definito dal Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20:

$$PES = \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,s}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,s}}}$$

I rendimenti elettrici e termici separati sono stati determinati in base alla Decisione Commissione Europea 2011/877/UE, la quale prescrive delle correzioni al rendimento elettrico separato in base alle condizioni climatiche e alle perdite evitate sulla rete.

I valori di rendimento elettrico per la produzione separata sono indicati nell'Allegato IV del DM 4 Agosto 2011 e variano in funzione di:

- tipo di combustibile;
- anno di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione.

Come evidenziato in Tabella 10, per l'impianto oggetto di studio si considera un rendimento elettrico per la produzione separata pari al 52,5%.

Tabella 10 - Allegato IV, d.lgs. 4 Agosto 2011

Combustibile (allegato IV, d.lgs. 4 Agosto 2011)		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 2011
Solido	Carbone fossile/coke	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Lignite/mattonelle di lignite	37,3%	38,1%	38,8%	39,4%	39,9%	40,3%	40,7%	41,1%	41,4%	41,6%	41,8%
	Torba/mattonelle di torba	36,5%	36,9%	37,2%	37,5%	37,8%	38,1%	38,4%	38,6%	38,8%	38,9%	39,0%
	Combustibile a base di LEGNO	25,0%	26,3%	27,5%	28,5%	29,6%	30,4%	31,1%	31,7%	32,2%	32,6%	33,0%
	Biomasse di origine agricola	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Rifiuti (urbani/industriali) non rinnovabili	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Scisti bituminosi	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biocarburanti	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Rifiuti biodegradabili	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Rifiuti non rinnovabili	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
Gassoso	Gas naturale	50,0%	50,4%	50,8%	51,1%	51,4%	51,7%	51,9%	52,1%	52,3%	52,4%	52,5%
	gas raffineria/idrogeno	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biogas	36,7%	37,5%	38,3%	39,0%	39,6%	40,1%	40,6%	41,0%	41,4%	41,7%	42,0%
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%	35,0%

Questo valore di rendimento va corretto con appositi fattori legati:

- alla zona climatica, secondo quanto prescritto dall'Allegato VI del DM 4 Agosto 2011, per tener conto della diversa temperatura media annuale rispetto al valore di riferimento che è di 15°C;
- alle perdite evitate sulla rete, secondo quanto prescritto dall'Allegato VII del DM 4 Agosto 2011. Il fattore correttivo varia in funzione della tensione di collegamento alla rete e a seconda che l'energia prodotta venga immessa in rete o consumata in loco.

In Tabella 11 sono riportati i fattori di correzione al variare della zona climatica di appartenenza. Come è possibile osservare, il coefficiente correttivo per gli impianti situati nella regione Piemonte e pari a +0,369%.

Tabella 11 - Fattore correzione temperatura

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	+0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

In Tabella 12 sono riportati i coefficiente correttivi per le perdite evitate sulla rete. Per il caso oggetto di studio si è ipotizzato che l'energia prodotta venga interamente auto-consumata. Il valore di tensione di collegamento alla rete è di 231-400 V.

Tabella 12 - Fattore correzione perdite evitate

Tensione di collegamento alla rete [kV]	Coeff. Energia immessa	Coeff. Energia auto-consumata
> 200 kV	1,000	0,985
100 - 200 kV	0,985	0,965
50 - 100 kV	0,965	0,945
0,4 - 50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

In Tabella 13 sono riportati i risultati ottenuti.

Tabella 13 - Rendimento elettrico di riferimento

Grandezza	Valore	U.M
Rendimento elettrico separato a 15°C e 1 bar	52,5	%
Rendimento con correzione temperatura	52,87	%
Rendimento elettrico separato	45,41	%

I valori di rendimento per la produzione di calore separata sono indicati nell'Allegato V del DM Agosto 2011, in funzione di:

- tipo di combustibile;
- utilizzo che viene fatto del calore.

Tabella 14 – Allegato V, d.lgs. 4 Agosto 2011

Combustibile (allegato V, d.lgs. 4 Agosto 2011)		Vapore/ acqua	gas di scarico
Solido	Carbone fossile/coke	88,0%	80,0%
	Lignite/mattonelle di lignite	86,0%	78,0%
	Torba/mattonelle di torba	86,0%	78,0%
	Combustibile a base di LEGNO	86,0%	78,0%
	Biomasse di origine agricola	80,0%	72,0%
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80,0%	72,0%
	Rifiuti (urbani/industriali) non rinnovabili	80,0%	72,0%
	Scisti bituminosi	86,0%	78,0%
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89,0%	81,0%
	Biocarburanti	89,0%	81,0%
	Rifiuti biodegradabili	80,0%	72,0%
	Rifiuti non rinnovabili	80,0%	72,0%
Gassoso	Gas naturale	90,0%	82,0%
	gas raffineria/idrogeno	89,0%	81,0%
	Biogas	70,0%	62,0%
	Gas di cokeria, gas di altoforno, altri rifiuti gassosi, calore residuo recuperato	80,0%	72,0%

Come evidenziato in Tabella 14, per l'impianto oggetto di studio si considera un rendimento termico per la produzione separata pari a 90%.

In Figura 41 vengono riportati i trend del PES e dell'EUF durante il periodo di tempo esaminato.

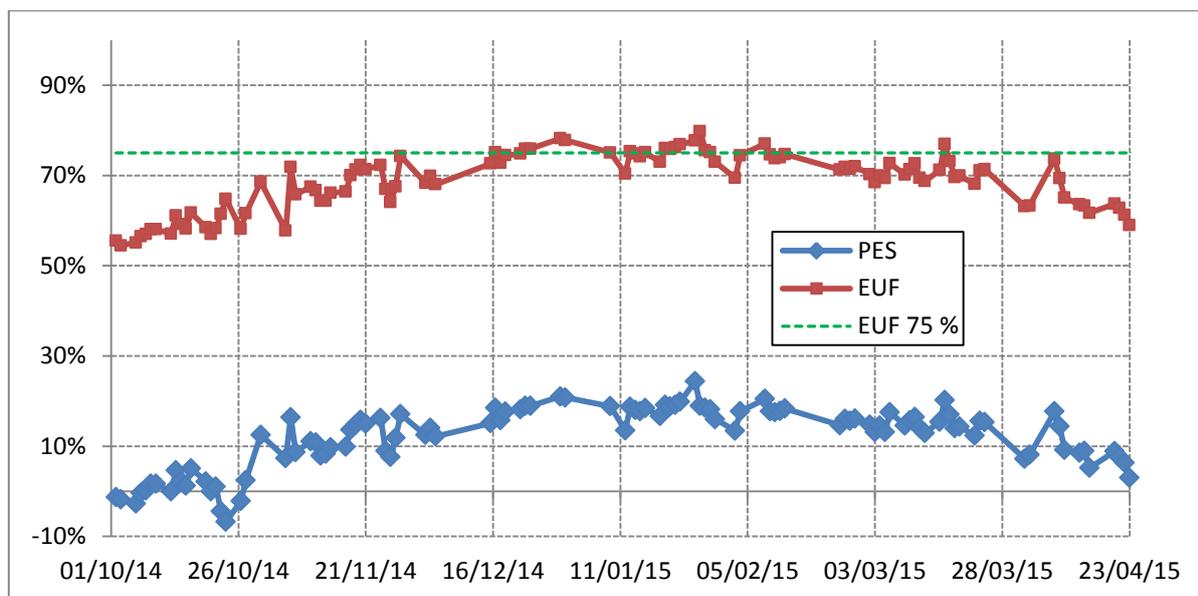


Figura 41 - Andamento PES e EUF

Come si osserva il valore del PES dell’impianto di cogenerazione varia tra valori leggermente negativi e il 20%. Per quanto riguarda l’indice di utilizzazione del combustibile, i valori calcolati superano il 75% solo per un breve periodo che va da metà Dicembre fino agli inizi di Febbraio. In questo periodo di tempo l’impianto cogenerativo lavora in condizioni CAR (EUF>75%, PES>0). Invece, per tutti gli altri giorni in cui le condizioni operative comportano un rendimento totale inferiore al 75%, solo una parte dell’energia elettrica prodotta viene considerata cogenerativa. Si rende pertanto necessario utilizzare il meccanismo della “macchina virtuale”, ove una stessa unità fisica viene scomposta in due macchine virtuali: una cogenerativa e l’altra no.

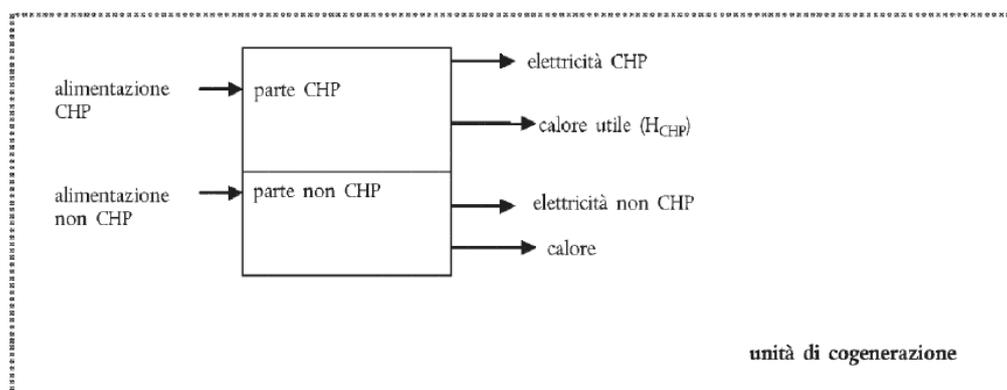


Figura 42 - Macchina virtuale unità cogenerativa

L’energia elettrica prodotta da cogenerazione è solo una parte del totale di quella prodotta e viene calcolata in questo modo:

$$E_{elCHP} = E_{th} \cdot C_{eff}$$

dove $C_{eff} = \frac{\eta_{el}}{0,75 - \eta_{el}}$ per i motori a combustione interna.

La quantità di energia introdotta attraverso il combustibile viene divisa in una parte cogenerativa e in un’altra non cogenerativa.

$$E_{\text{fuel}} = E_{\text{fuelCHP}} + E_{\text{fuelNOCHP}}$$

Segue che:

$$E_{\text{fuelCHP}} = E_{\text{fuel}} - E_{\text{fuelNOCHP}} = E_{\text{fuel}} - \frac{E_{\text{el}} - E_{\text{elCHP}}}{\eta_{\text{el}}}$$

A partire da questi nuovi valori di energia elettrica e di energia introdotta attraverso il combustibile, è possibile calcolare nuovamente il valore di PES corretto PES_C.

$$\text{PES}_C = 1 - \frac{E_{\text{fuelCHP}}}{\frac{E_{\text{elCHP}}}{\eta_{\text{el,s}}} + \frac{E_{\text{th}}}{\eta_{\text{th,s}}}}$$

Se il valore di PES_C è maggiore di zero, si è sotto la qualifica CAR ed è possibile accedere agli incentivi.

In Figura 43 sono riportati in un grafico, i cui assi sono il rendimento elettrico e termico dell'impianto, i punti di funzionamento dell'impianto nel periodo analizzato. Al fine di ottenere la qualifica CAR, i punti di funzionamento dell'impianto dovrebbero trovarsi contemporaneamente al di sopra della curva equivalente a PES 0% ed EUF 75%. Come è possibile osservare, solamente pochi punti di funzionamento posseggono questo requisito.

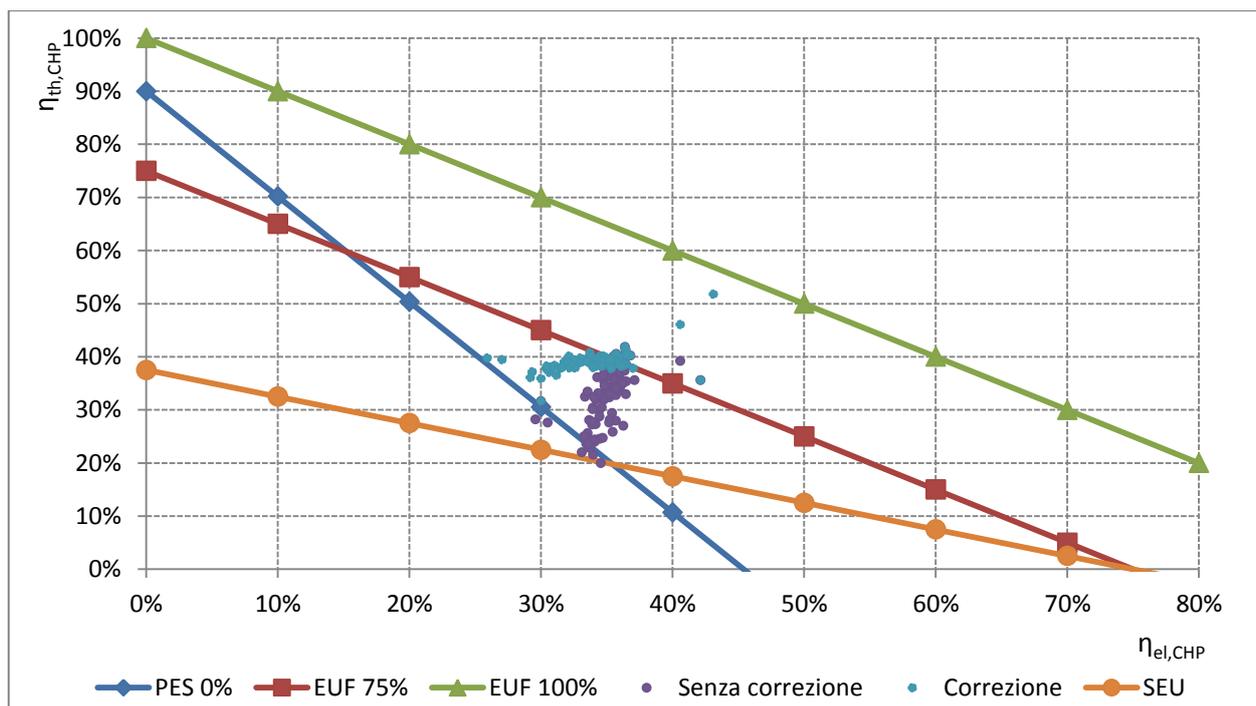


Figura 43 - Punti di funzionamento impianto

In Figura 43, la linea arancione mostra quale è il limite per l'accesso alla qualifica SEU. Se il motore si trova sopra o sulla linea, può usufruire dei vantaggi associati ai SEU. Questa linea si trova riscrivendo l'equazione della condizione limite per i SEU in funzione del rendimento termico:

$$E_{\text{el,CHP}} \geq 0,5 \cdot E_{\text{el,prodotta}} \rightarrow \eta_{\text{th,CHP}} \geq 0,75 - 0,5 \cdot \eta_{\text{el,CHP}}$$

Dove 0,75 è il valore di indice di utilizzazione del combustibile limite per cogeneratori con motore a combustione interna, al di sotto del quale non è possibile accedere alla qualifica CAR.

Come è possibile osservare dal grafico, tutti i punti di funzionamento dell'impianto, nel periodo considerato, rispettano la qualifica SEU.

5.1.2 Caldaie

Il gestore ha fornito i dati di consumo delle tre caldaie ausiliarie installate. A partire da questi valori è stata calcolata la quantità di energia termica fornita dalle caldaie. In particolare è stato studiato il rapporto tra questa energia termica e l'energia termica derivante dal cogeneratore. L'andamento nel periodo considerato di tale rapporto, è rappresentato in Figura 44.

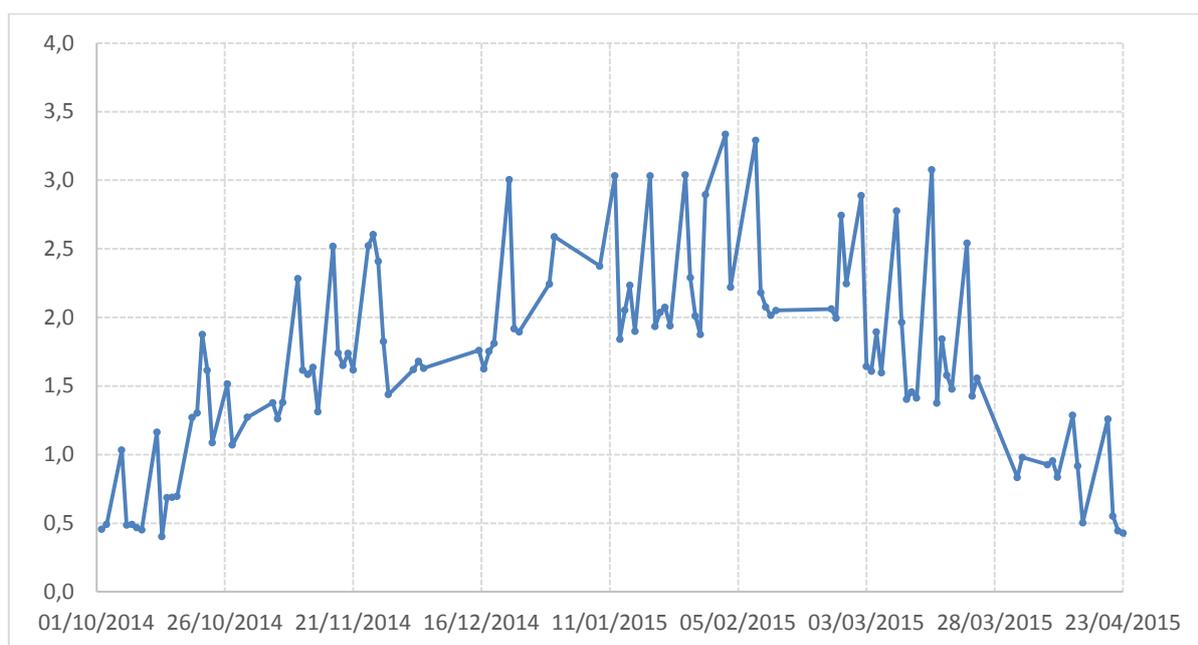


Figura 44 - Rapporto energia termica caldaie/cogeneratore

Come è possibile osservare dal grafico, la politica del gestore è quella di sfruttare le caldaie per sopperire alla maggiore richiesta termica invernale. Il rapporto tra l'energia termica prodotta dalle caldaie e quella prodotta dal cogeneratore è infatti sempre maggiore all'unità in tutto il periodo che va dal mese di Novembre a quello di Aprile. Nei periodi invece che vanno da inizio a fine Aprile e da inizio a fine ottobre, viene data la priorità di esercizio al cogeneratore, e l'apporto delle caldaie ausiliarie è compreso mediamente nel range 50-70% rispetto all'energia proveniente dal CHP.

5.2 Sezione di distribuzione

In questo paragrafo è presentata l'analisi dei dati relativi alle performance della rete di distribuzione. In particolare è stato analizzato il dato relativo all'energia termica prodotta dalla centrale termica diretta verso le utenze di quartiere, $E_{th,CT,TLR}$, fornito dal misuratore n°9 di Tabella 3. In Figura 45 è presentato uno schema funzionale dell'impianto.

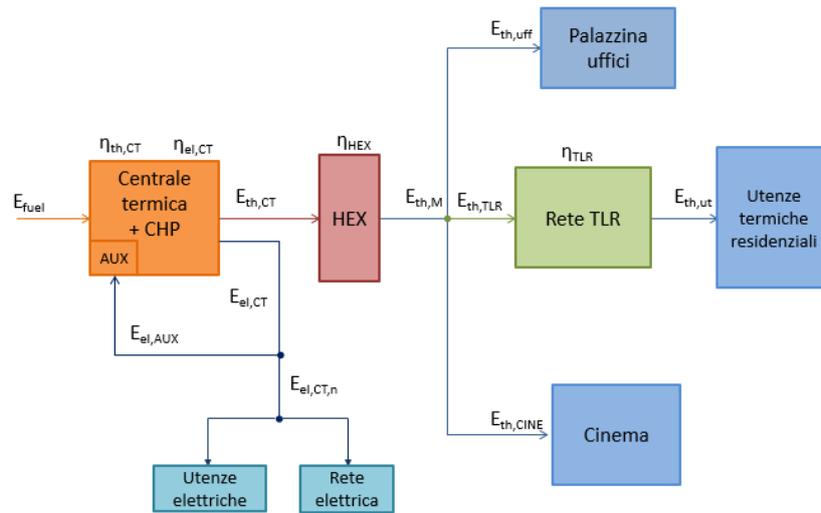


Figura 45 – Schema funzionale dell'impianto

La quota complessiva dell'energia termica prodotta dalla centrale diretta rispettivamente alle utenze termiche residenziali, $E_{th,CT,TLR}$, è stata successivamente confrontata con la quota di energia termica rilasciata ai piedi di stabile, indicata con il termine $E_{th,UT}$.

I dati sperimentali di funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento sono stati scaricati tramite la piattaforma To-Mo, presentata nel capitolo precedente. Il sistema di monitoraggio è entrato in esercizio il 4 Marzo 2015 e, considerando che il termine della stagione di riscaldamento è fissato al 15 Aprile 2015, sono disponibili dati relativi a circa un mese e mezzo di misurazioni.

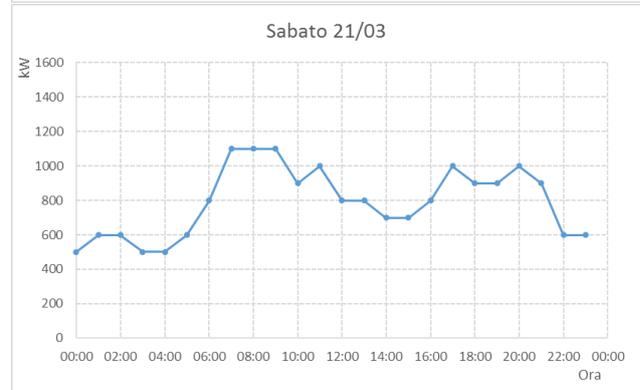
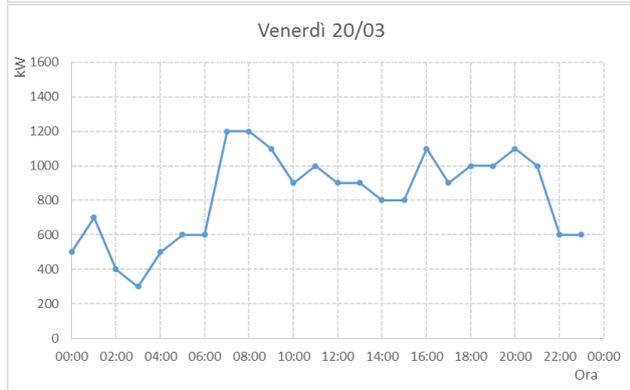
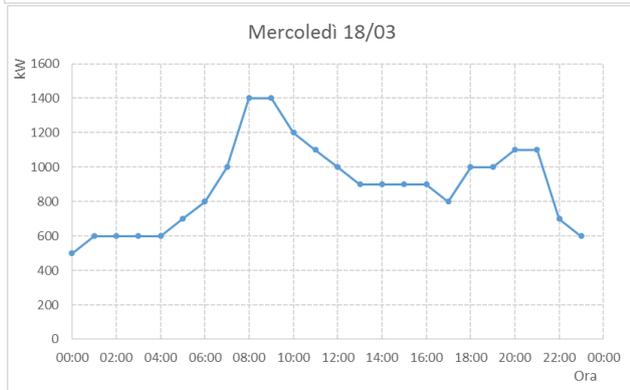
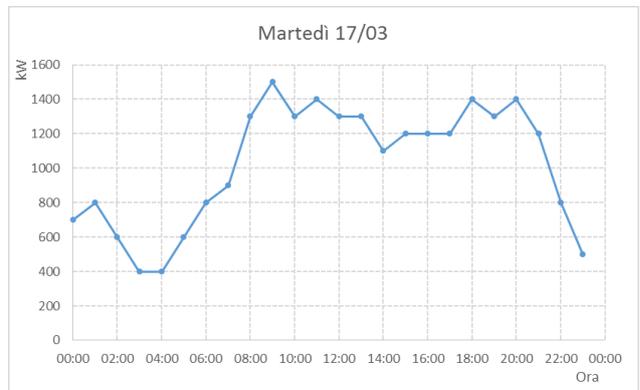
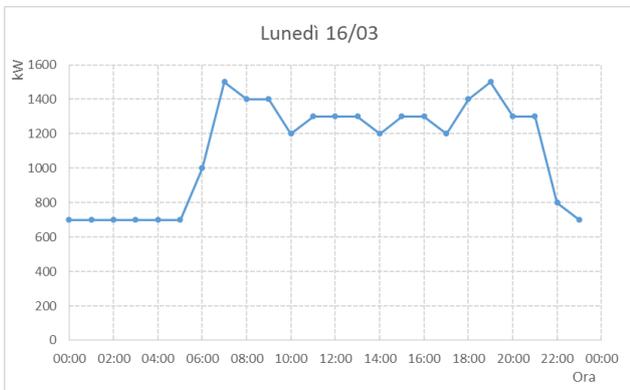
In prima battuta sono stati analizzati i profili giornalieri di carico termico, scegliendo un periodo settimanale che va dal 16 al 22 Marzo 2015. In Tabella 15 sono riportati i dati orari della potenza termica richiesta dalla rete di teleriscaldamento per tutta la settimana di riferimento, mentre in Figura 46 sono riportati gli andamenti giornalieri. Come si nota dalla tabella è presente una certa granularità del dato, dovuta al fatto che la sensibilità dello strumento installato è di 100 kW: esso è cioè in grado di registrare variazioni non inferiori a 100 kW.

Tabella 15 - Potenze termiche

	16/03/2015	17/03/2015	18/03/2015	19/03/2015	20/03/2015	21/03/2015	22/03/2015
Potenza termica							
Ora	kW						
00:00	700	700	500	500	500	500	500
01:00	700	800	600	700	700	600	700
02:00	700	600	600	500	400	600	600
03:00	700	400	600	400	300	500	600
04:00	700	400	600	500	500	500	500
05:00	700	600	700	600	600	600	600
06:00	1000	800	800	800	600	800	800
07:00	1500	900	1000	1000	1200	1100	700
08:00	1400	1300	1400	1300	1200	1100	900
09:00	1400	1500	1400	1200	1100	1100	1000
10:00	1200	1300	1200	1000	900	900	900
11:00	1300	1400	1100	1000	1000	1000	1000
12:00	1300	1300	1000	800	900	800	1000

13:00	1300	1300	900	900	900	800	1100
14:00	1200	1100	900	800	800	700	900
15:00	1300	1200	900	800	800	700	1000
16:00	1300	1200	900	800	1100	800	1000
17:00	1200	1200	800	800	900	1000	1100
18:00	1400	1400	1000	700	1000	900	1000
19:00	1500	1300	1000	900	1000	900	1000
20:00	1300	1400	1100	1000	1100	1000	1100
21:00	1300	1200	1100	1000	1000	900	1000
22:00	800	800	700	600	600	600	900
23:00	700	500	600	600	600	600	800

Seguono gli andamenti relativi al profilo di carico termico giornaliero della rete, per la settimana analizzata.



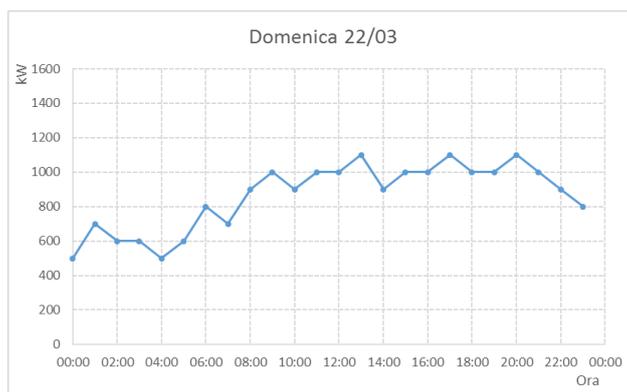


Figura 46 – Andamento giornaliero potenza termica

Come è possibile osservare, il profilo di potenza termica nei giorni feriali assume il trend tipico con la presenza di due picchi in fasce orarie corrispondenti alla maggiore domanda. La domanda di picco si presenta attorno alle 7-8 del mattino, dopodiché la potenza termica richiesta diminuisce progressivamente fino alle ore 17-18. Dopo le 19 si registra un nuovo picco minore però di quello del mattino; poi il carico decresce fino a stabilizzarsi, nelle ore notturne, su valori pari al 50% del carico massimo di utilizzo. Attorno alle ore 5-6 del mattino il carico ricomincia a crescere, soprattutto per i prelievi di acqua calda sanitaria, fino alla carico di punta delle ore 8. Questo comportamento si ripete dal Lunedì al Sabato, mentre l'andamento del carico termico relativo a Domenica 22/03, essendo un giorno festivo, presenta una maggiore stabilità, interrotta solamente da un lieve aumento della domanda nelle prime ore del mattino.

In seguito, è stato scelto un periodo mensile che va dal 13 Marzo al 12 Aprile 2015, al fine di effettuare una valutazione sulla congruenza e consistenza dei dati ottenuti. In particolare è stata calcolata la quantità di energia termica $E_{th,CT,TLR}$ per il periodo considerato, per poterla in seguito confrontare con l'energia termica consegnata alle utenze residenziali $E_{th,utr}$ rilevata dai contatermie installati nei piè di stabile degli edifici teleriscaldati.

Il risultato ottenuto, utilizzando i dati sperimentali provenienti dal sistema di monitoraggio, è stato di:

$$E_{th,TLR} = 549,62 \text{ MWh}$$

In Figura 47, è presentato l'andamento progressivo dell'energia termica uscente dalla centrale termica destinata alle utenze residenziali per il periodo considerato.

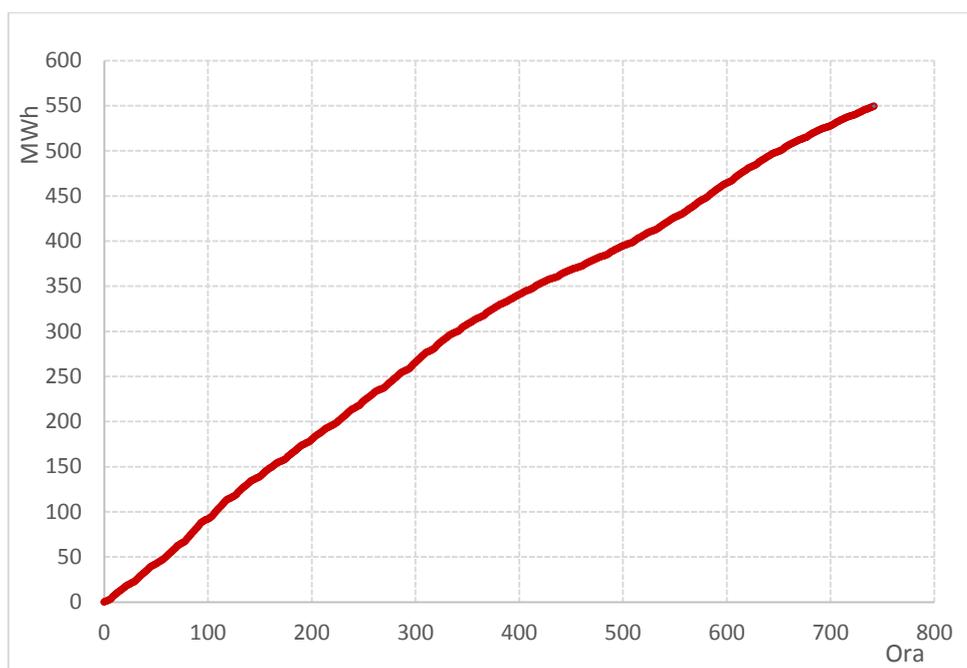


Figura 47 - Progressivo energia termica misuratore n°9

Selezionando il medesimo periodo mensile utilizzato nell’analisi proposta nel paragrafo precedente, sono stati scaricati dalla piattaforma To-Mo i dati di consumo relativi ad ogni piè di stabile degli edifici teleriscaldati. Tale scaricamento non è stato effettuato per i seguenti contatori:

- misuratore n°2 (14/9-10): tale misuratore presenta varie misurazioni errate dovute ad un problema di polling, ovvero la frequenza di risposta del gruppo di misura. E’ stato necessario modificare tale frequenza, portando da 60 a 120 secondi il periodo di richiesta del dato dall’unità M501 allo strumento di misura; non sono pertanto disponibili dati misurati nel periodo considerato.
- misuratore n°13 (16/27-28): misuratore che ha presentato alcuni problemi di installazione e necessita di intervento tecnico; anche in questo caso, non sono pertanto disponibili dati misurati nel periodo considerato;
- misuratore n°31 (22/61-62): sono presenti misurazioni unicamente a partire dal 7 Aprile 2015.

I dati relativi ai consumi di tali misuratori sono stati stimati e forniti direttamente dal gestore dell’impianto.

In Tabella 16 sono riportati i consumi di energia termica misurata da ogni contatore dei 31 condomini allacciati per il periodo di riferimento, che si ricorda essere dal 13 Marzo al 12 Aprile 2015.

Tabella 16 - Energia misurata ai contatermie installati ai piè di stabile

Contatore	MWh misurati	Contatore	MWh misurati
1	15,13	17	1,87
2	16,01	18	15,9
3	12,73	19	12,9
4	10,08	20	14,49
5	9,11	21	16,35
6	10,72	22	16,76
7	19,29	23	20,20

8	17,64	24	28,34
9	12,53	25	15,78
10	18,92	26	21,14
11	8,87	27	17,05
12	14,39	28	15,16
13	14,14	29	19,64
14	12,13	30	19,76
15	18,63	31	17,76
16	24,06	TOT = E_{th,ut}	487,48

La sommatoria dei consumi di ogni contatermie, fornisce il valore di $E_{th,ut}$ rappresentato nello schema di Figura 45.

$$E_{th,ut} = 487,48 \text{ MWh}$$

Confrontando questo valore a quello di $E_{th,CT,TLR}$ è possibile calcolare le perdite globali nella rete:

$$\text{Perdite globali} = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,TLR}} \cdot 100 = \frac{549,62 - 487,48}{549,62} \cdot 100 = 11,3\%$$

Tale valore risulta in linea con i risultati presentati nel Report RdS/PAR2013/056.

Si consideri comunque che, dal confronto con il gestore dell'impianto, tale valore di perdite potrebbe essere affetto da un certo errore. La causa risiede nella posizione del misuratore dell'energia termica destinata alle utenze residenziali. Questo misuratore, attualmente, è localizzato sopra il locale dove è disposto il motore a combustione interna, la sua misura potrebbe quindi essere alterata a causa della alte temperature presenti. Il gestore dell'impianto, alla luce di tali considerazioni, sta valutando lo spostamento del misuratore n. 9.

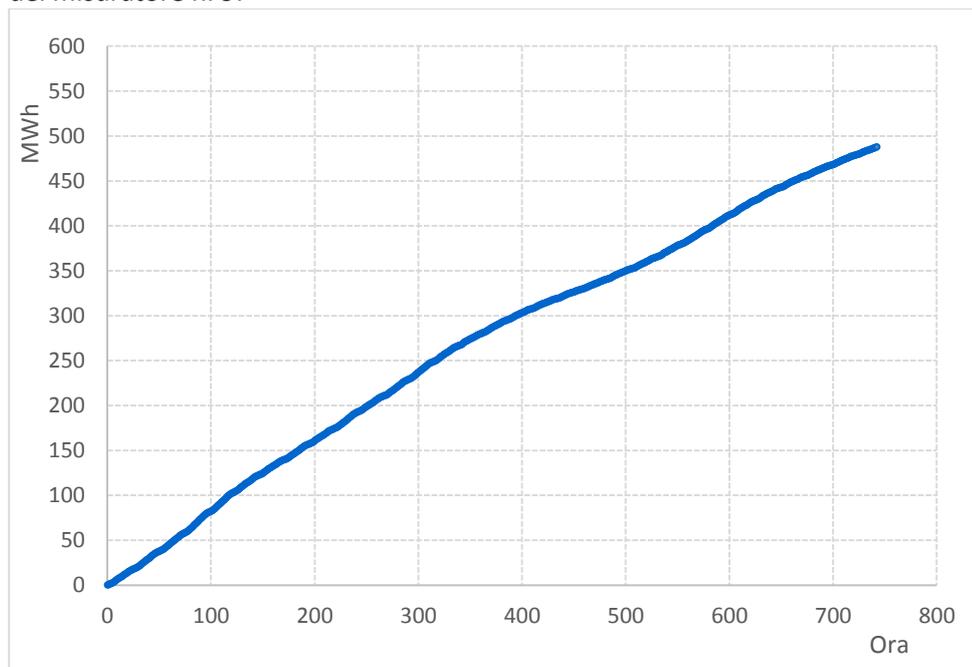


Figura 48 In Figura 48 sono riportati gli andamenti progressivi mensili dell'energia termica che effettivamente è stata consegnata alle utenze. Come ci si aspetta il comportamento di tale andamento segue quello di Figura 47.

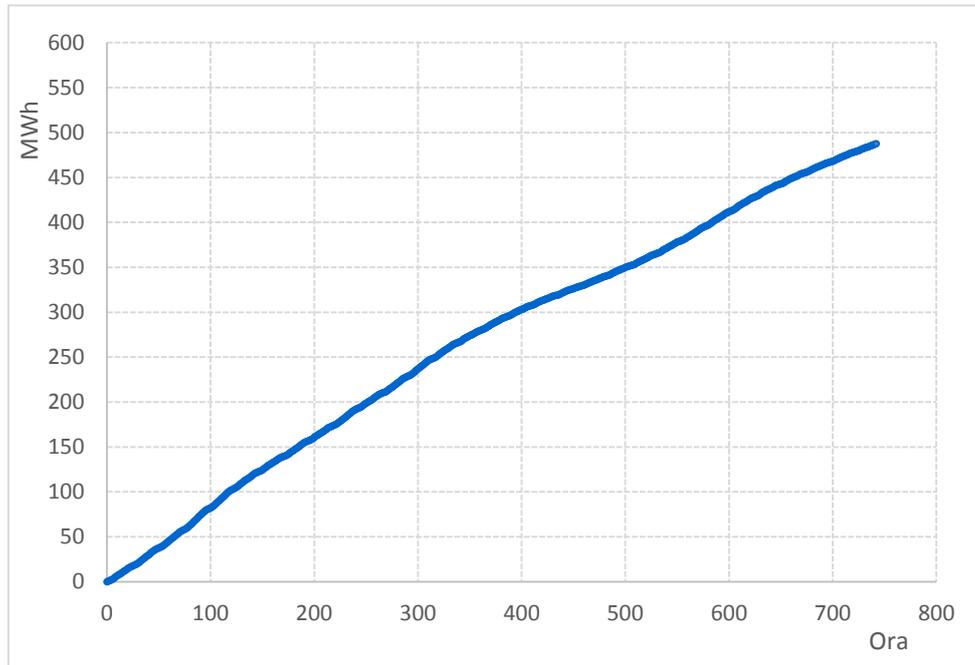


Figura 48 - Progressivo energia termica misurata contatermie

Risulta interessante effettuare un confronto tra queste due curve. In Figura 49 sono rappresentate entrambe le curve in uno stesso grafico. E' importante poter osservare la differenza tra le due curve, da collegare con le perdite presenti nella rete e nello scambiatore di calore presente tra circuito primario e secondario.

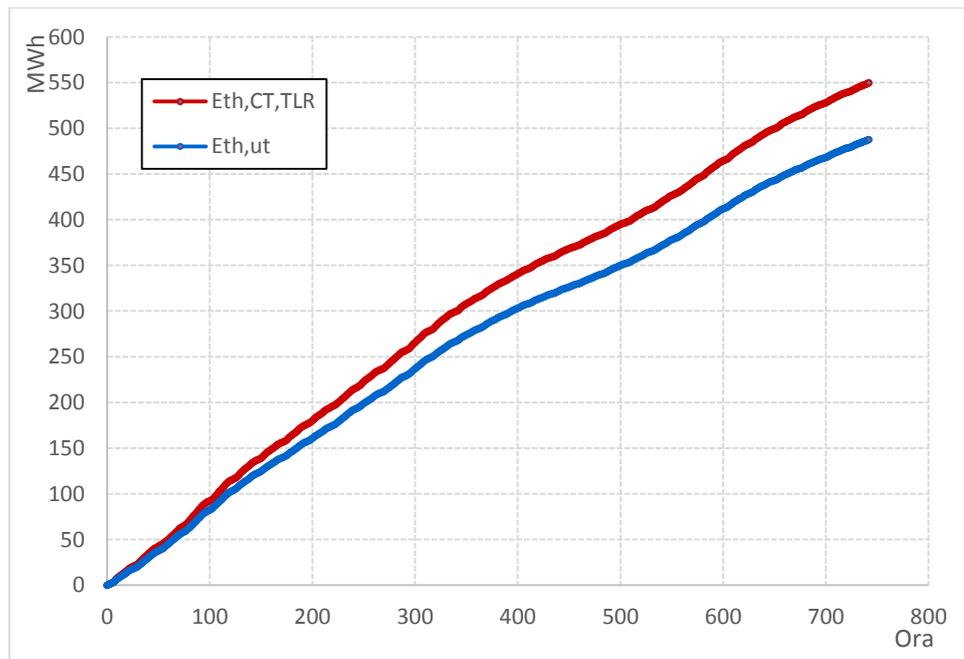


Figura 49 - Confronto progressivi energia termica

Tali perdite sono rappresentate in Figura 50, come è possibile osservare l'ammontare mensile delle perdite sulla rete e nello scambiatore di calore è di circa 60 MWh.

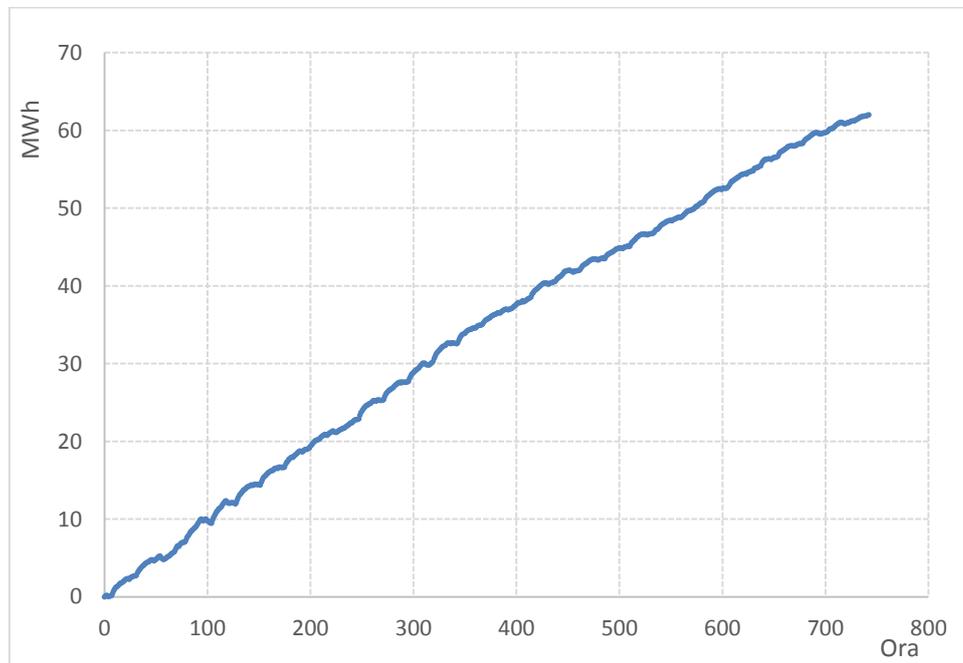
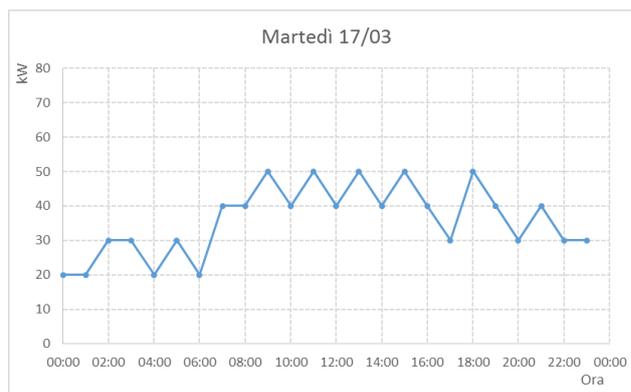
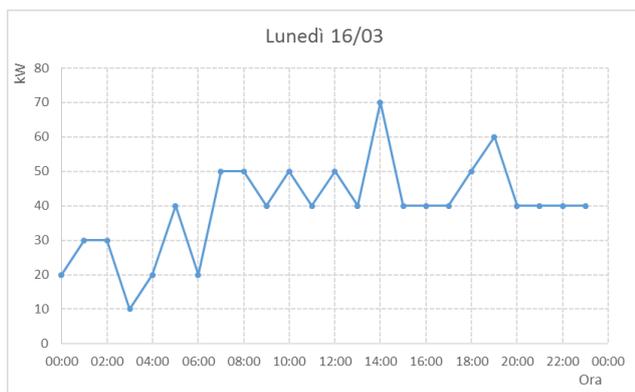


Figura 50 - Perdite sulla rete e nello scambiatore di calore

In Figura 51 e in Figura 52 sono riportati gli andamenti giornalieri di potenza termica misurati dai contermie installati rispettivamente in una sottostazione di scambio indiretto e una di scambio diretto.



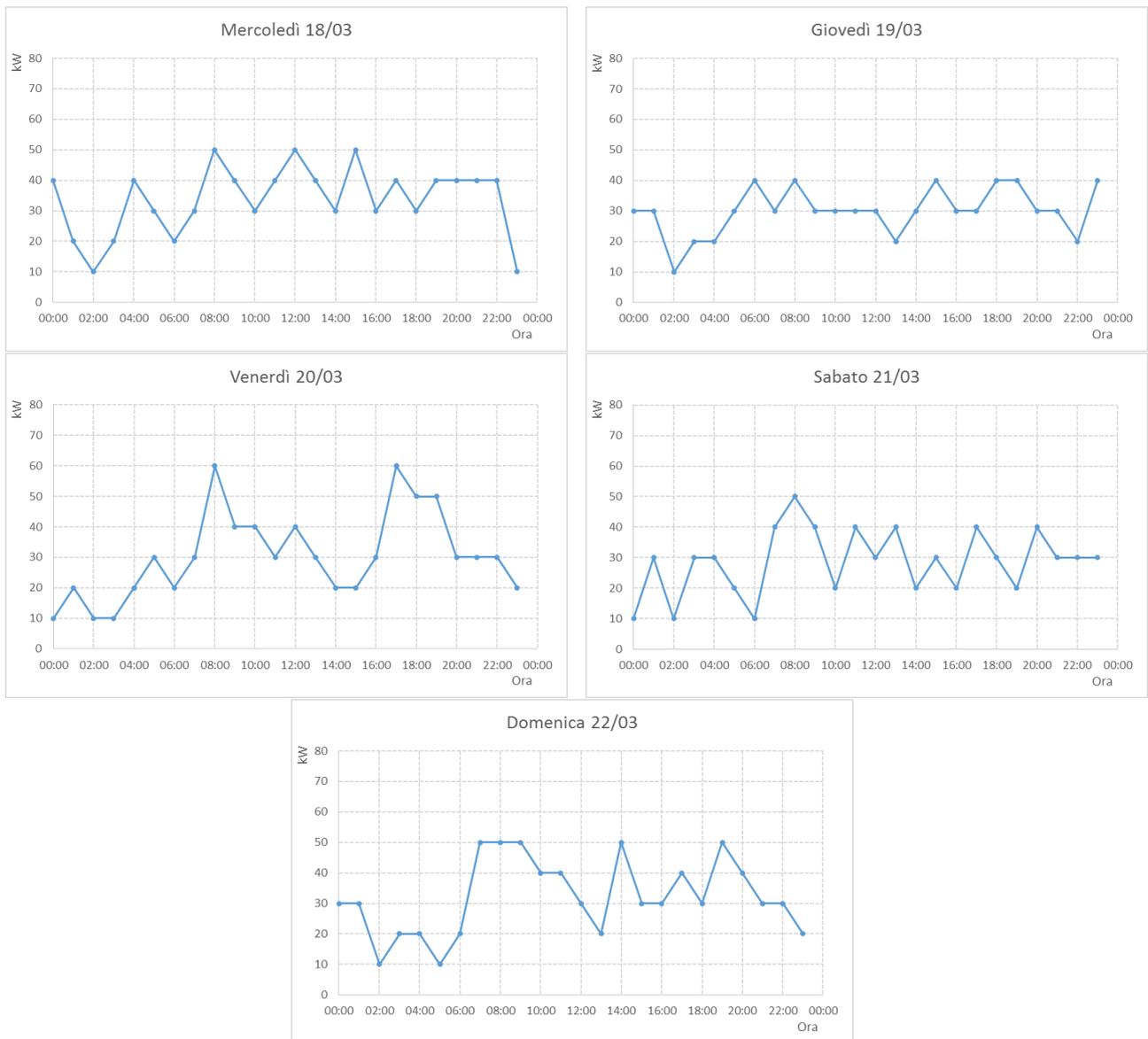
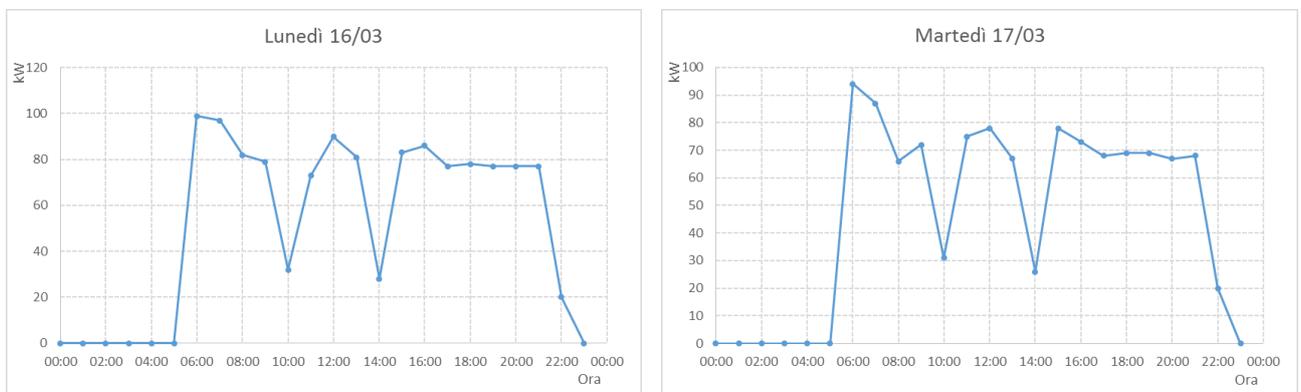


Figura 51 - Andamento potenza termica piè di stabile con allacciamento indiretto



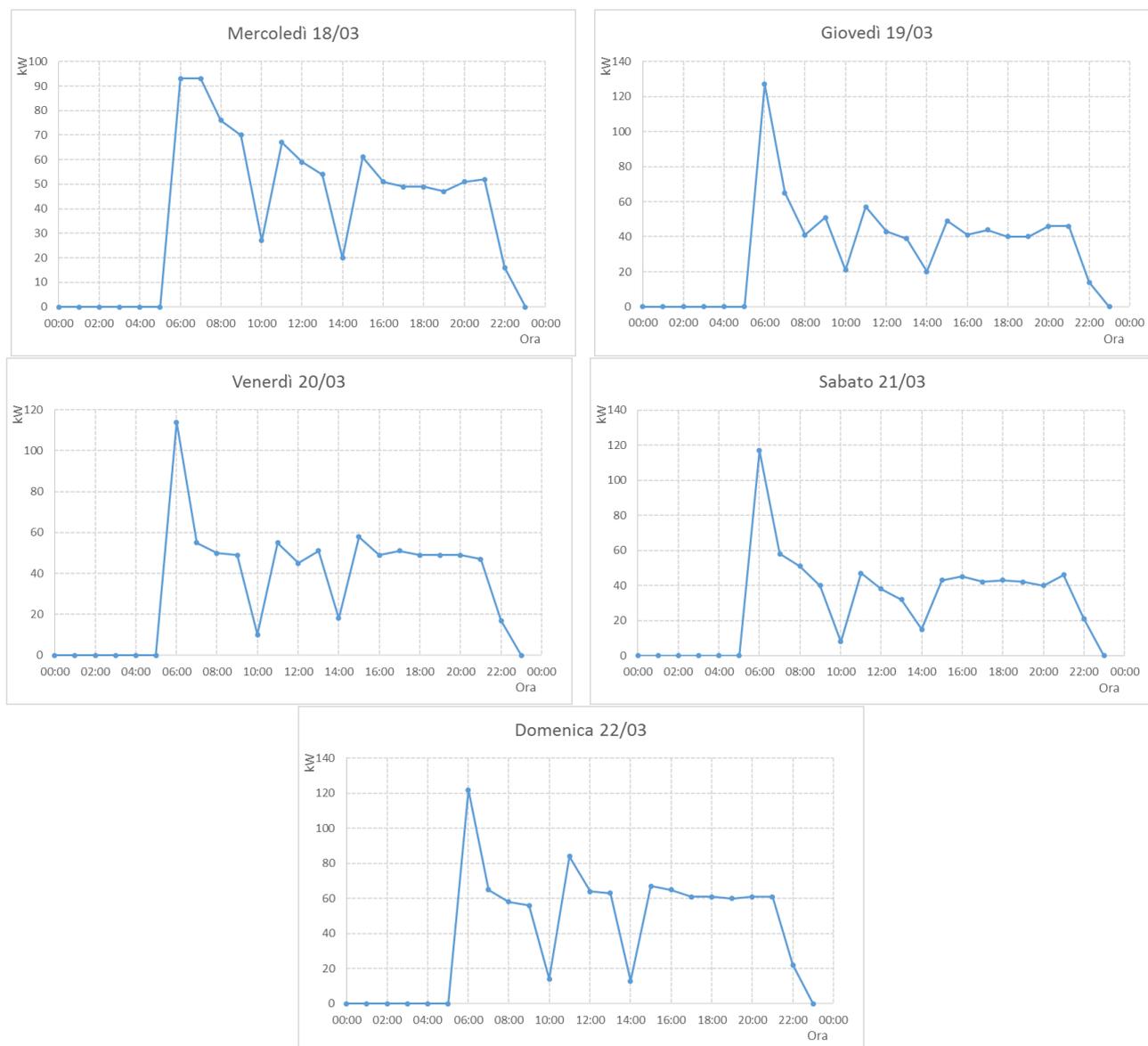


Figura 52 - Andamento potenza termica piè di stabile con allacciamento diretto

Come è possibile notare, gli andamenti hanno le stesse caratteristiche descritte per quanto riguarda le curve di Figura 46.

5.3 Calcolo degli Indici di performance

Viene ora presentata la procedura di calcolo degli indici di performance definiti in seno al report di sistema Report RdS/PAR2013/056. Questo calcolo è stato svolto a consuntivo mensile, utilizzando sia grandezze fornite dal gestore, che grandezze misurate dal sistema di monitoraggio presentato. Il periodo mensile considerato è il medesimo utilizzato nei paragrafi precedenti, dal 13 Marzo al 12 Aprile 2015.

5.3.1 PEF e PEF_{NR}

Per il periodo considerato il valore mensile delle varie grandezze è:

Delivered Energy:

$$E_{\text{del}} = E_{\text{th,M}} = E_{\text{th,TLR}} + E_{\text{th,uff}} + E_{\text{th,cine}} = 554,75 \text{ MWh}$$

Total Fuel Energy (100% gas naturale):

$$E_{\text{fuel}} = 930,12 \text{ MWh}$$

Energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo:

$$E_{\text{el,CT}} = 206,47 \text{ MWh}$$

Energia elettrica uso ausiliari:

$$E_{\text{el,AUX}} = 8,76 \text{ MWh}$$

Il valore dei coefficienti f_p è ottenuto da Tabella 4.

$$\text{PEF} = \frac{E_{\text{fuel}}f_{p,\text{GN}} - E_{\text{el,CT}}f_{p,\text{el}} + E_{\text{el,AUX}}f_{p,\text{el}}}{E_{\text{del}}} = \frac{930,12 \cdot 1 - 206,47 \cdot 2,174 + 8,76 \cdot 2,174}{554,75} \cong 0,90$$

Essendo l'impianto esercito utilizzando esclusivamente gas naturale, e quindi essendo l'alimentazione della centrale termica completamente fossile, il valore del PEF_{NR} coincide con il PEF.

5.3.2 Calcolo altri indici di prestazione

- Efficienza rete di teleriscaldamento

Si procede al calcolo dell'efficienza di distribuzione dell'energia termica relativa alla rete di teleriscaldamento.

Per il periodo considerato:

Energia termica alle utenze residenziali:

$$E_{\text{th,ut}} = 487,48 \text{ MWh}$$

Energia termica alla mandata della rete di TLR

$$E_{\text{th,TLR}} = 549,62 \text{ MWh}$$

$$\eta_{\text{TLR}} = \frac{E_{\text{th,ut}}}{E_{\text{th,TLR}}} = \frac{487,48}{549,62} = 88,7\%$$

- Relative importance of losses

La formula per il calcolo del RiL è la seguente:



$$RiL = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}} = \frac{549,62 - 487,48}{487,48} = 12,7\%$$

- Efficienza di scambio termico primario/secondario

Per il periodo considerato si ha:

Energia termica totale prodotta in centrale termica

$$E_{th,CT} = 652,65 \text{ MWh}$$

Delivered Energy:

$$E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine} = 554,75 \text{ MWh}$$

Dunque:

$$\eta_{HEX} = \frac{E_{th,M}}{E_{th,CT}} = \frac{554,75}{652,65} = 0,85$$

Come si può constatare dai risultati, lo scambio termico tra circuito di centrale e circuito delle utenze è una importante fonte di perdita. Essendo la sezione scambio termico a monte di tutta la distribuzione alle utenze, un miglioramento nei rendimenti migliorerebbe l'efficienza di tutto l'impianto.

- Primary energy efficiency

Per il periodo considerato, il valore delle grandezze di interesse per il calcolo di questo indice sono:

Energia termica inviata alla totalità delle utenze

$$E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine} = 554,75 \text{ MWh}$$

Energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo:

$$E_{el,CT} = 206,47 \text{ MWh}$$

Energia elettrico uso ausiliari:

$$E_{el,AUX} = 8,76 \text{ MWh}$$

Total Fuel Energy (100% gas naturale):

$$E_{fuel} = 930,12 \text{ MWh}$$

Il fattore di energia primaria relativo al gas naturale è ricavato da .

Dunque risulta:

$$\epsilon_{CT} = \frac{554,75 + 206,47 - 8,76}{930,12 \cdot 1} = 0,81$$

- Ore di esercizio equivalenti a pieno carico

Le ore di esercizio equivalenti calcolate sul periodo considerato (un mese) fanno riferimento all'energia termica complessivamente inviata alle utenze.

Occorre conoscere la potenza termica nominale dell'unità di cogenerazione e delle caldaie ausiliarie. Tali informazioni sono fornite dal gestore:

potenza termica nominale gruppo cogenerativo

$$P_{th,CHP} = 1166 \text{ kW}_{th}$$

potenza termica caldaia a condensazione

$$P_{th,B1} = 895 \text{ kW}_{th}$$

potenza termica di ciascuna delle due caldaie tradizionali

$$P_{th,B2} = 2600 \text{ kW}_{th}$$

Potenza termica installata complessiva

$$P_{th} = P_{th,CHP} + 2 \cdot P_{th,B2} + P_{th,B1} = 7261 \text{ kW}_{th}$$

Energia termica alla mandata nel periodo considerato

$$E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{uff} + E_{cine} = 554,75 \text{ MWh}$$

$$h_{eq} = \frac{E_{del}}{P_{th}} = \frac{554,75}{7,261} = 76,4 \text{ ore}$$

Il basso valore di questo indice è spiegabile nel modo seguente: l'ammontare di energia termica inviata alle utenze risulta basso, se si pensa alla potenza termica installata in centrale termica, la quale è comunque giustificata dai picchi di domanda che si verificano durante la stagione invernale. Per una valutazione più congrua di tale indice si rende ovviamente indispensabile poter disporre di un set di dati relativo alla stagione termica completa.



6 Conclusioni

Oggetto del presente studio è stata la messa a punto definitiva e l'avvio di un sistema di monitoraggio energetico remoto di una rete di teleriscaldamento di quartiere attualmente in esercizio a Torino, con annessa centrale termica cogenerativa per la produzione di energia elettrica e acqua calda. Le attività hanno previsto la realizzazione di tutti gli opportuni sopralluoghi tecnici in fase di installazione degli apparati per la trasmissione dei segnali, e durante i relativi cablaggi. La soluzione adottata, relativa all'impiego di tecnologie ad onde radio per la trasmissione dei segnali di consumo, ha permesso di ottimizzare notevolmente la flessibilità d'uso del sistema, contenendone sensibilmente i costi di realizzazione.

È stato possibile evidenziare le ottime potenzialità di impiego di sistemi di monitoraggio energetico remoto con trasmissione ad onde radio di reti di teleriscaldamento di piccola taglia, sia dal punto di vista tecnico, per quanto concerne la replicabilità e scalabilità di tali sistemi, sia dal punto di vista economico, visti i costi tendenzialmente contenuti di tali installazioni, rispetto a soluzioni diverse (cablate e/o con trasmissione GSM). Limite alla scelta di tale tecnologia è unicamente la "morfologia" del quartiere interessato, poiché i segnali trasmessi via onde radio devono poter raggiungere i ricevitori senza incontrare alcun ostacolo lungo il percorso. Difficilmente tali sistemi risulterebbero quindi installabili in quartieri con una alta densità di edifici particolarmente alti.

E' stata anche riscontrata la relativa semplicità di configurazione del sistema, che, essendo avulso da specifici brand di settore, è in grado di interfacciarsi e colloquiare con una molteplicità di strumenti di misura, di qualsivoglia marca e modello.

L'ultima parte dell'attività è stata dedicata alla raccolta ed analisi dei dati sperimentali provenienti dal sistema di monitoraggio energetico della rete di teleriscaldamento oggetto di indagine, con annessa centrale di cogenerazione. I valori sperimentali e gli indici di performance ottenuti dall'analisi sono congruenti con la tipologia di impianti analizzati, così come i trend di consumo registrati per gli edifici allacciati alla rete.

Poiché, a causa della complessità dei lavori, la messa a punto definitiva del sistema e il conseguente avvio del monitoraggio energetico si è potuto avere solamente nel corso del mese di Marzo 2015, si ha che i dati sperimentali disponibili relativi al funzionamento della rete e della centrale, coprono solo una minima parte dell'anno termico, ovvero circa un mese, dall'inizio di Marzo a metà Aprile 2015. Pertanto, interessanti sviluppi futuri dell'attività si potranno avere a partire dalla stagione di riscaldamento 2015-2016, in quanto saranno disponibili i dati di funzionamento dell'impianto su un intero anno termico, e sarà pertanto possibile realizzare ulteriori analisi e valutazioni.

7 Appendice

7.1 Articolo 6 delibera 573/2013/R/gas Modalità di calcolo dei coefficienti di conversione dei volumi misurati per il gas naturale

6.1 Nel caso in cui in un punto di riconsegna il gruppo di misura installato non sia dotato di apparecchiatura per la correzione delle misure alle condizioni *standard*, la correzione a fini tariffari dei volumi misurati avviene secondo le disposizioni di cui ai commi seguenti.

6.2 Per ciascun punto di riconsegna dotato di un gruppo di misura non provvisto di apparecchiature di correzione dei volumi, la correzione alle condizioni *standard* dei quantitativi misurati avviene mediante l'applicazione di un coefficiente calcolato secondo la seguente formula:

$$C = K_P \cdot K_T$$

dove:

$$- K_P = \frac{p_b + p_{mc}}{p_r}$$

$$- K_T = \frac{T_r}{T_{mc}}$$

con:

- $p_b = 1,01325 \cdot (1 - 2,25577 \cdot 10^{-5} \cdot H)^{5,2559}$ è la pressione barometrica assoluta, espressa in bar, dove H, determinata secondo i criteri indicati nel successivo comma 6.3 rappresenta:
 - o per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è inferiore o uguale a 0,025 bar, l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna;
 - o per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è superiore a 0,025 bar, è l'altitudine media per fascia altimetrica. La fascia altimetrica è, per ciascun comune, l'insieme delle zone che si trovano ad altitudini comprese all'interno di un intervallo di dislivello massimo pari a 200 m. L'estremo superiore (incluso) di ciascuna fascia altimetrica n (FA_n^{sup}) è determinato secondo la seguente formula:

$$FA_n^{sup} = A^{com} + 100 + n \cdot 200$$

dove A^{com} è l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il punto di riconsegna e n è il numero che identifica la fascia altimetrica.

- p_{mc} è la pressione relativa di misura convenzionale, pari a:



- 0,020 bar, per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura convenzionale è inferiore o uguale a 0,025 bar;
- la pressione di taratura dell'impianto di riduzione finale della pressione del gas a monte del gruppo di misura, per i punti di riconsegna nei quali la pressione relativa di misura è superiore a 0,025 bar; nel caso in cui la misura avvenga a pressione non regolata, l'impresa di distribuzione installa un'apparecchiatura idonea per la correzione delle misure;
- p_r è la pressione assoluta di riferimento, pari a 1,101325 bar;
- T_r è la temperatura assoluta di riferimento, pari a 288,15 K;
- T_{mc} è la temperatura assoluta di misura convenzionale, espressa in K, calcolata secondo la seguente formula:

$$T_{mc} = 273,15 + 22 - \frac{GG}{ng}$$

essendo i parametri GG e ng rispettivamente il numero dei gradi giorno del Comune e il numero dei giorni di esercizio dell'impianto, determinati secondo i criteri di cui al successivo comma 6.3.

6.3 Ai fini della determinazione dei parametri di cui al comma 6.1 si fa riferimento:

- a) per la definizione della zona climatica di appartenenza, dell'altitudine H e del numero dei gradi giorno GG di ciascun Comune, all'allegato A del dPR n. 412/93;
- b) per la determinazione del numero di giorni di esercizio dell'impianto ng , ai valori indicati nella Tabella 1.

6.4 Nel caso di presenza di apparecchiature per la correzione della sola pressione o della sola temperatura, i relativi coefficienti K_p e K_T assumono valore pari a 1.

6.5 I valori del coefficiente C , dei coefficienti K_p e K_T , del rapporto e del parametro di cui al comma 6.2, sono arrotondati alla sesta cifra decimale con criterio commerciale.

7.2 Curriculum Vitae del gruppo di lavoro

Prof. Marco Badami

Nato a Torino l'11/01/1963

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904516

E-mail: marco.badami@polito.it

Posizione attuale

Professore Associato del SSD ING/IND-08 "Macchine a Fluido" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), "Sistemi Energetici" (Laurea magistrale in Ingegneria Elettrica), "Manutenzione delle macchine a fluido" (Master).

Carriera Universitaria

1990 Ricercatore Universitario presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

1999 Professore Associato presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

1988 Laurea in Ingegneria Meccanica con indirizzo Strutturistico presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

1988 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

1999 Master of Science in Management presso la London School of Economics.

Corsi e Stages

1999 Visiting Researcher presso l'Imperial College di Londra.

1997 Corso di "International Business Strategy" presso la London School of Economics.

1995 Stage di approfondimento presso l'Università di Grenoble sugli impianti idraulici per la produzione di energia elettrica.

Attività scientifica

E' stato responsabile di numerosi contratti sia con enti pubblici sia con società private. Fra le varie attività si ricordano a titolo di esempio le seguenti:

Responsabilità dell'Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto "HEGEL - High Efficiency polyGEneratiOn appLIcation" finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del VI programma quadro (Coordinatore: Centro Ricerche FIAT).

Responsabile di una Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto Regionale GREAT 2020 (coordinatore da AVIO) su "Combustibili alternativi per la propulsione aeronautica".

Responsabile di alcuni progetti MSE-ENEA sulla Microgenerazione nel settore residenziale e sulle reti di teleriscaldamento di piccola taglia.

Direzione del laboratorio di sistemi energetici (EcoEner.lab) per lo studio teorico-sperimentale di sistemi energetici a basso impatto ambientale che comprende attualmente due impianti ed in particolare quello citato al punto precedente e un secondo impianto costituito da una microturbina da 100 kWe e da un gruppo ad assorbimento che sfrutta il calore della microturbina per la produzione di energia frigorifera.



E' stato Tutor di 5 Tesi di Dottorato su argomenti riguardanti lo studio teorico-sperimentale di impianti di cogenerazione-trigenerazione di piccola taglia.

E' stato Referee di 3 Tesi di Dottorato Europeo per l'Università Rovira i Virgili di Tarragona (Spagna).

Pubblicazioni

E' autore di circa 100 pubblicazioni scientifiche di cui 60 presentate su riviste o a congressi internazionali. Si riportano di seguito alcune delle pubblicazioni effettuate negli ultimi anni.

Badami M., Portoraro A., Ruscica G. (2012). Analysis of trigeneration plants: Engine with liquid desiccant cooling and micro gas turbine with absorption chiller. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, vol. 36, p. 579-589, ISSN: 0363-907X, doi: 10.1002/er.1817

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2012). Experimental tests of a small-scale microturbine with a liquid desiccant cooling system. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, ISSN: 1099-114X, doi: 10.1002/er.2914

M. BADAMI, MURA M. (2010). Exergetic analysis of an innovative small scale combined cycle cogeneration system. ENERGY, vol. 35, p. 2535-2543, ISSN: 0360-5442

BADAMI M., PORTORARO A (2009). Performance analysis of an innovative small-scale trigeneration plant with liquid desiccant cooling system. ENERGY AND BUILDINGS, vol. 11, p. 1195-1204, ISSN: 0378-7788

BADAMI M., MURA M (2009). Preliminary design and controlling strategies of a small-scale wood waste Rankine Cycle (RC) with a reciprocating steam engine (SE). ENERGY, vol. 34, p. 1315-1324, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2009.04.031

BADAMI M, MURA M., CAMPANILE P, ANZIOSO F (2008). Design and Performance Evaluation of an Innovative Small Scale Combined Cycle Cogeneration System. ENERGY, vol. 33, p. 1264-1276, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2008.03.001

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2011). NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT. In: Proceedings of 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Denver, Colorado, USA, November 11-17, 2011

BADAMI M., PORTORARO A, RUSCICA G (2010). Analysis and comparison of performance of two small-scale Trigeneration plants: an ICE with a liquid desiccant cooling system and a MGT with an absorption chiller, Orlando, Florida, USA, November 13-19, 2009., vol. 6, p. 459-467, ASME, ISBN: 9780791843796, doi: 10.1115/IMECE2009-12279

M. BADAMI, J.C. BRUNO, A. CORONAS, J. ORTIGA, PORTORARO A. (2010). PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS. In: -. Proceedings, 9th IIR Gustav Lorentzen Conference., Sidney, Australia, 12-14 April 2010

BADAMI M., PORTORARO A (2009). ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM. In: -. ExHFT-7. Krakow, Poland, 28 June - 03 July 2009, p. 475-482, ISBN: 9788374642354

Ing. Armando Portoraro, Ph.D

Nato a Torino il 27/10/1977

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904539

E-mail: armando.portoraro@polito.it

Posizione attuale

Assegnista di Ricerca del SSD ING/IND-09 "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: collaborazione alle lezioni ed esercitazioni del Corso "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), focus sui sistemi di cogenerazione e di trigenerazione e sui meccanismi di incentivazione del risparmio energetico previsti dalla Normativa Nazionale (Titoli di Efficienza Energetica, Certificati Verdi).

Carriera Universitaria

2010 Assegnista di Ricerca presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

2007 Dottorando in Energetica presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

2002 Laurea in Ingegneria Aerospaziale con indirizzo Propulsione presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

2007 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

2007 - 2010 Dottorato di Ricerca in Energetica: durante il ciclo di Dottorato, si è occupato dello studio teorico-sperimentale di sistemi di trigenerazione di piccola taglia. In particolare, l'attività si è sviluppata nell'analisi approfondita delle performance energetiche teoriche a punto nominale e a carico parziale, delle problematiche di funzionamento, della redditività d'esercizio, e nella conduzione delle prove sperimentali sui due impianti di trigenerazione installati e gestiti dal Dipartimento Energia del Politecnico di Torino: un cogeneratore con motore a combustione interna a regolazione variabile da 126 kW accoppiato a un sistema desiccant liquido a cloruro di litio, e un impianto con microturbina a gas da 100 kW con assorbitore a bromuro di litio.

Attività scientifica

2009 – 2015: Svolgimento di attività di ricerca per l'ENEA inerente Accordo di Programma MSE-ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico. Analisi dei principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e studio comparativo delle prestazioni a regime parziale per le principali tecnologie di cogeneratori in commercio. Sviluppo di diversi modelli matematici per la simulazione oraria del funzionamento di cogeneratori di piccola e piccolissima taglia, sia con motori a combustione interna che con microturbine a gas. Sviluppo di modelli di simulazione dinamica di impianti di trigenerazione con assorbitori a bromuro di litio, e di unità a pompe di calore a gas. Validazione dei modelli realizzati con dati sperimentali acquisiti da impianti installati sul territorio nazionale. Studi di performance energetica e modellistica di reti termiche di piccola taglia, e analisi di dati sperimentali ottenuti da reti in esercizio sul territorio. Definizione di indici di performance e monitoraggi energetici di reti termiche.

2007 – 2009: Regione Piemonte - Settore Programmazione e Risparmio in Materia Energetica. Progetto di coordinamento delle attività necessarie alla redazione dei bilanci energetici provinciali, al fine di definire un modello di contabilità energetica omogenea e confrontabile su tutto il territorio regionale. Progetto per il portale regionale sull'energia; analisi critica e confronto dei modelli di bilancio energetico in essere presso le diverse province; bilancio energetico della provincia di Novara.



2006 – 2007: Comunità Montana Valsesia. Studio di fattibilità per l'utilizzazione energetica della disponibilità locale di biomasse legnose sul territorio della Comunità Montana.

2006 – 2009: Comunità Europea. Progetto di ricerca internazionale HEGEL (High Efficiency poliGEneration appLIcation) finanziato nell'ambito del 6° Programma Quadro, volto alla progettazione e realizzazione di applicazioni di micro-cogenerazione e micro-trigenerazione per il settore civile e industriale, basati su tecnologie altamente innovative ad alta efficienza.

Pubblicazioni

M Badami, G Chicco, A Dacio, A Portoraro, F Spertino. "MICRO-MULTIGENERATION MODELLING AND OPERATIONAL ASSESSMENT FOR RESIDENTIAL APPLICATIONS", Proc. 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2015), Staffordshire University, UK.

G Amoruso, M Badami, A Portoraro. "LOCAL DISTRICT HEATING NETWORK WITH A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT: ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF OPTIMIZATION STRATEGIES", Proc. ASME IMECE 2014. Volume 6A: Energy, V06AT07A012. November 2014, Montréal (CA). doi: 10.1115/IMECE2014-36499.

M Badami, A Portoraro. "ANALISI DI PERFORMANCE E MONITORAGGI ENERGETICI DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE", 2014, Report RdS/PAR2013/056 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA.

http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/risparmio-energia-settore-civile/2013/rds-par2013-056.pdf

M Badami, F Camillieri, A Portoraro, E Vigliani. "ENERGETIC AND ECONOMIC ASSESSMENT OF COGENERATION PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION STUDY", Energy, Volume 71, 15 July 2014, Pages 255–262.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "DYNAMIC PARSIMONIOUS MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A GAS MICROTURBINE AT PART-LOAD CONDITIONS", Applied Thermal Engineering, Elsevier, accepted for publication.

M Badami, G Bocci, F Camillieri, D Pagliarulo, A Portoraro, E Vigliani. "EFFECT OF DIFFERENT ITALIAN REGULATORY FRAMEWORKS ON THE ENERGETIC ASSESSMENT OF CHP PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION ANALYSIS", 2013 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. San Diego (CA)

M Badami, A Portoraro. "STUDIO E CARATTERIZZAZIONE DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE", 2013, Report RdS/2013/105 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/risparmio-energia-settore-civile/2012/rds-2013-105.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, F Margiotta, A Portoraro, G Puglisi. "A MATHEMATICAL MODEL OF A MICRO-COGENERATION SYSTEM COUPLED TO A HEAT PUMP FOR RESIDENTIAL APPLICATIONS: AN ENERGETIC PERFORMANCE ASSESSMENT", 2013, 3rd International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN III. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "EXPERIMENTAL TESTS OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", International Journal of Energy Research, vol. 37, pp. 991–1140. DOI 10.1002/er.2914

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "ANALYSIS OF TRIGENERATION PLANTS: ENGINE WITH LIQUID DESICCANT COOLING AND MICRO GAS TURBINE WITH ABSORPTION CHILLER", International Journal of Energy Research vol. 36, pp. 579-589. - ISSN 0363-907X. DOI 10.1002/er.1817

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "SIMULATION MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A CHP PLANT WITH MICRO GAS TURBINE", 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro “ENERGETIC OPERATIONAL ASSESSMENT OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS”, 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro. “ANALISI TEORICO –SPERIMENTALE DI SISTEMI DI MICRO-COGENERAZIONE”, 2012, Report RdS/2012/076 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/2011/076-rds-pdf

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. “NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT”, 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Denver (CO).

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. “EXPERIMENTAL ASSESSMENT OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A NATURAL GAS MICROTURBINE AND A LIQUID DESICCANT SYSTEM.”, 2nd European Conference on Polygeneration, Tarragona (E), 30th March-1st April, 2011. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro. “MICRO - TRIGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L’UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO DI UN ASSORBITORE A BROMURO DI LITIO”, 2011, Report Report RdS/2011/56 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/rds-56.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, A Portoraro, G Puglisi. “A NEW TOOL FOR SIMULATION AND DESIGN OF A SMALL-SCALE INTERNAL COMBUSTION ENGINE COGENERATOR IN ENERGY EFFICIENT BUILDINGS”, 2011, 1st International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN I. Glasgow .Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. “MICRO-COGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L’UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO PER LA SIMULAZIONE ORARIA E ANALISI DI UN CASO REALE”, 2010, Report RSE/2010/227 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettrotecnologie/9-rapporto-polito.pdf

J. Ortiga, J.C. Bruno, A. Coronas, A. Portoraro, M. Badami, “PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A SMALLSCALE TRIGENERATION SYSTEM WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM”, Simposio Internacional sobre energias renovables y sustentabilidad.

M Badami, J C Bruno, A Coronas, J Ortiga, A Portoraro. “PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS”, 9th IIR Gustav Lorentzen Conference 2010, 12-14 April, Sidney. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro. “ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM”, 7th World Conference on Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics. 2009. Cracow. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. “ANALYSIS AND COMPARISON OF PERFORMANCE OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS: AN ICE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND A MGT WITH AN ABSORPTION CHILLER”, 2009 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Orlando (FL).

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra. “SUPPORTO ALLO SVILUPPO DI MODELLI PER LA SIMULAZIONE DI IMPIANTI DI MICRO COGENERAZIONE PER APPLICAZIONE RESIDENZIALE E TERZIARIA: PRINCIPALI INDICATORI ENERGETICI DEFINITI DALLA NORMATIVA VIGENTE E PRESTAZIONI A REGIME PARZIALE DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI IN COMMERCIO”, 2009 Report RSE/2009/28 pubblicato da ENEA in seno all’Accordo di Programma MSE - ENEA., http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE28.pdf



G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, M. Ferrero B. Di Pietra. "CALIBRAZIONE DEL MODELLO DINAMICO DI MICROGENERATORE CON TURBINA A GAS SVILUPPATO DA ENEA CON MACCHINA ELLIOT 100 A SERVIZIO DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DEL POLITECNICO DI TORINO", 2009, Report RSE/2009/29 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA., http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE29.pdf

M Badami, A Portoraro. "PERFORMANCE ANALYSIS OF AN INNOVATIVE SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", Energy and Buildings, Elsevier, 2009, 1195-1204, Vol.41, DOI:10.1016/j.enbuild.2009.06.006, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.06.006>.