

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Aeronautica



**Piccola cogenerazione:
studio di fattibilità
di un impianto trigenerativo**

Relatore: Dott. Giulio Solero

**Tesi di laurea di
Nicola Schiavetti Matr.681205**

Anno Accademico 2009/2010

Indice della relazione

1	Introduzione alla cogenerazione	1
1.1	Concetto di cogenerazione e cenni storici	1
1.2	Applicazioni della cogenerazione	2
1.3	Situazione Normativa	5
1.3.1	Criteri per il riconoscimento della cogenerazione	5
1.3.2	Scambio sul posto per impianti inferiori ai 200 kWe	13
1.3.3	Semplificazione delle procedure amministrative e di controllo	13
1.3.4	Defiscalizzazione Gas Metano	14
1.4	Tecnologie di piccola e micro cogenerazione.....	15
1.4.1	Motori alternativi	15
1.4.2	Microturbine a gas.....	19
1.5	Tecnologie per la produzione del freddo	25
1.5.1	Gruppo elettrico tradizionale	25
1.5.2	Gruppo frigorifero ad assorbimento	27
1.5.3	Efficienza del ciclo	30
1.5.4	Torri evaporative	31
2	Analisi dei fabbisogni energetici.....	33
2.1	Passi preliminari	33
2.2	Situazione impiantistica attuale	36
2.3	Studio dei carichi energetici	38
2.3.1	Carichi termici.....	39
2.4	Carichi Elettrici.....	47

2.5 Carichi Frigoriferi	51
2.6 Sintesi dei carichi	54
2.6.1 Fattibilità tecnica del progetto	56
3 Simulazione energetica.....	58
3.1 Soluzioni analizzate.....	58
3.2 Simulazione energetica	59
3.2.1 Metodo applicato per la simulazione.....	60
3.2.2 Considerazioni sulle simulazioni e indice PES	119
3.3 Aspetto ambientale	122
3.3.1 Gas Serra.....	122
3.3.2 Emissioni inquinanti	125
3.4 Problematiche impiantistiche.....	130
3.4.1 Logistica	130
3.4.2 Impianto idraulico	130
3.4.3 Considerazioni elettriche.....	132
3.4.4 Considerazioni acustiche	134
3.5 Aspetti economici	137
3.5.1 Valore attuale netto VAN	137
3.5.2 Tempo di ritorno dell'investimento.....	138
3.5.3 Valutazioni economiche	138
3.6 Scelta del sistema cogenerativo	155
4 Note conclusive	160

Indice delle figure

Figura 1.1 Schema di impianto di una microturbina (www.capstone.com)	21
Figura 1.2 Turbocompressore Capstone C65 (www.capstone.com)	22
Figura 1.3 Schema di funzionamento gruppo frigorifero (Vio, 2009).....	26
Figura 1.4 Vista in sezione di un gruppo frigorifero ad assorbimento monostadio (Vio, 2009).....	28
Figura 1.5 Schema di funzionamento macchina (Vio, 2009)	29
Figura 2.1 Vista planimetrica illustrativa di parte dell'istituto	35
Figura 3.1 Schema illustrativo dell'impianto idraulico (particolare di Tavola_01)	131
Figura 3.2 Schema di principio della connessione di un impianto di produzione (Norma CEI 0-16:2008-07)	133
Figura 3.3 Particolare della zonizzazione acustica raffigurante la zona di intervento	135
Figura 3.4 Zonizzazione acustica del comune di Mantova (D.Lgs 447/95)	136

Indice delle Tabelle

Tabella 1.1 Valori di $C_{default}$ (Direttiva 2004/8/CE).....	7
Tabella 1.2 Rendimenti di riferimento superati (Delibera AEEG 42/02)	8
Tabella 1.3 Rendimenti di riferimento attuali (Direttiva 2004/8/CE).....	9
Tabella 1.4 Valori p_{imm} e p_{aut} superati (Delibera AEEG 42/02).....	9
Tabella 1.5 Valori p_{imm} e p_{aut} attuali (Direttiva 2004/8/CE).....	10
Tabella 1.6 Dati impatto ambientale di alcune microturbine in commercio (ENEA, 2009).....	23
Tabella 1.7 Dati energetici di alcune microturbine in commercio (ENEA, 2009)	24
Tabella 2.1 Dati di progetto per il calcolo dei fabbisogni energetici invernali mediante software commerciale .	42
Tabella 2.2- Fattori di riduzione del carico termico.....	43
Tabella 2.3 Dati di progetto per il calcolo dei fabbisogni energetici estivi mediante software commerciale.....	51
Tabella 3.1 Tabella esemplificativa della simulazione energetica	61
Tabella 3.2 Dati Tecnici Capstone C65-ICH (www.capstone.com)	64
Tabella 3.3 Dati tecnici assorbitore Sistema 1 (www.capstone.com)	65
Tabella 3.4 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 1	66
Tabella 3.5 Dati tecnici sistema 2 (www.man.com)	77
Tabella 3.6 Dati tecnici assorbitore Sistema 2.....	78
Tabella 3.7 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 2	79
Tabella 3.8 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	80
Tabella 3.9 Dati tecnici sistema 3 (www.man.com)	90
Tabella 3.10 Andamento del rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 3	90
Tabella 3.11 Dati tecnici assorbitore del Sistema 3 (www.capstone.com)	91
Tabella 3.12 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 3	92
Tabella 3.13 Dati tecnici motore – Sistema 4 (www.turbec.com).....	103
Tabella 3.14 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 4	104
Tabella 3.15 Dati tecnici motore – Sistema 5 (www.man.com)	111
Tabella 3.16 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 5	112
Tabella 3.17 Fattori di emissione di CO_2 e rendimento elettrico del sistema considerato.....	123
Tabella 3.18 Emissioni CO_2 con produzione energetica separata.....	123
Tabella 3.19 Emissioni di NO_x per le macchine considerate (ENEA, 2009)	128
Tabella 3.20 Emissioni di CO per le macchine considerate (ENEA, 2009)	128
Tabella 3.21 Limiti assoluti di emissione sonora (DPCM 14/11/97) tabella B.....	134
Tabella 3.22 Limiti assoluti di immissione sonora (DPCM 14/11/97) tabella C.....	134
Tabella 3.23 Dati di rumorosità dei motori proposti.....	136
Tabella 3.24 Costi specifici dell’energia.....	139

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.25 IVA considerata nella simulazione economica.....	139
Tabella 3.26 Altre ipotesi economiche	139
Tabella 3.27 Costi dei consumi energetici del Sistema 1.....	140
Tabella 3.28 Valutazione economica Sistema 1	141
Tabella 3.29 Costi dei consumi energetici del Sistema 2.....	143
Tabella 3.30 Valutazione economica Sistema 2	144
Tabella 3.31 Costi dei consumi energetici del Sistema 3.....	146
Tabella 3.32 Valutazione economica Sistema 3	147
Tabella 3.33 Costi dei consumi energetici del Sistema 4.....	149
Tabella 3.34 Valutazione economica Sistema 4	150
Tabella 3.35 Costi dei consumi energetici del Sistema 5.....	152
Tabella 3.36 Valutazione economica Sistema 5	153
Tabella 3.37 Sintesi dei parametri caratteristici dei sistemi analizzati.....	155
Tabella 3.38 Confronto tra i sistemi: individuazione della classe di appartenenza (Peso uniforme).....	157
Tabella 3.39 Confronto tra i sistemi: individuazione della classe di appartenenza (Peso non uniforme).....	158

Indice dei grafici

Grafico 1.1 Confronto tra la 42/02 e la 2004/8/CE (Bianchi, 2010)	11
Grafico 1.2 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 100% del recupero termico (Bianchi, 2010).....	11
Grafico 1.3 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 75% del recupero termico (Bianchi, 2010).....	12
Grafico 1.4 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 50% del recupero termico (Bianchi, 2010).....	12
Grafico 1.5 Ciclo Joule-Brayton rigenerativo	20
Grafico 2.1 Consumi mensili di gas metano anno 2009 (da fatture)	39
Grafico 2.2 Consumi orari di gas metano per un giorno “tipo” del mese di Gennaio	40
Grafico 2.3 Fabbisogno termico medio per un giorno “tipo” del mese di Gennaio	40
Grafico 2.4 Fabbisogno termico medio dell’acqua calda sanitaria per un giorno “tipo” del mese di Gennaio	41
Grafico 2.5 Fabbisogni termici medi per un giorno “tipo” del mese di Gennaio.....	42
Grafico 2.6 - Fabbisogno termico per il riscaldamento edificio "B" (Metodo RTS - ASHRAE Handbook, 2001)....	43
Grafico 2.7 Fabbisogni termici medi per un giorno “tipo” del mese (Gennaio – Febbraio - Marzo).....	44
Grafico 2.8 Fabbisogni termici medi per un giorno “tipo” del mese (da Aprile a Ottobre).....	45
Grafico 2.9 Fabbisogni termici medi per un giorno “tipo” del mese (Novembre - Dicembre).....	46
Grafico 2.10 Consumi elettrici mensili dell’anno 2008 (da fatture)	47
Grafico 2.11 Carichi elettrici misurati in cabina 9-10-11 Gennaio 2010.....	48
Grafico 2.12 Carichi elettrici misurati in cabina 12 Gennaio 2010	49
Grafico 2.13 Confronto tra I carichi elettrici misurati	49
Grafico 2.14 Profilo dei carichi elettrici nei giorni feriale e festivo “tipo” mese di Gennaio.....	50
Grafico 2.15 Fabbisogni frigoriferi medi per un giorno “tipo” del mese (Maggio - Giugno)	52
Grafico 2.16 Fabbisogni frigoriferi medi per un giorno “tipo” del mese (Luglio – Agosto - Settembre)	53
Grafico 2.17 Andamento annuale dei fabbisogni energetici giornalieri.....	54
Grafico 2.18 Andamento annuale dei fabbisogni energetici diurni e notturni.....	55
Grafico 3.1 Andamento rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 1 (www.capstone.com).....	64
Grafico 3.2 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio – Marzo)	67
Grafico 3.3 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno “tipo” Aprile – Maggio - Settembre)	68
Grafico 3.4 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno “tipo” Ottobre – Novembre - Dicembre).....	69

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.5 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 1 (giorno “tipo” Maggio – Giugno - Luglio)	70
Grafico 3.6 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 1 (giorno “tipo” Agosto – Settembre)	71
Grafico 3.7 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	72
Grafico 3.8 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno “tipo” Aprile – Maggio).....	73
Grafico 3.9 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno “tipo” Giugno – Luglio - Agosto)	74
Grafico 3.10 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno “tipo” Settembre - Ottobre)	75
Grafico 3.11 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno “tipo” Novembre – Dicembre).....	76
Grafico 3.12 Andamento del rendimento elettrico al variare del carico	77
Grafico 3.13 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno “tipo” Aprile – Maggio - Settembre)	81
Grafico 3.14 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno “tipo” Ottobre – Novembre - Dicembre)	82
Grafico 3.15 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 2 (giorno “tipo” Maggio – Giugno - Luglio)	83
Grafico 3.16 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 2 (giorno “tipo” Agosto - Settembre)	84
Grafico 3.17 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	85
Grafico 3.18 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno “tipo” Aprile – Maggio).....	86
Grafico 3.19 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno “tipo” Giugno – Luglio - Agosto)	87
Grafico 3.20 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno “tipo” Settembre – Ottobre)	88
Grafico 3.21 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno “tipo” Novembre - Dicembre)	89
Grafico 3.22 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	93
Grafico 3.23 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno “tipo” Aprile – Maggio - Settembre)	94
Grafico 3.24 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno “tipo” Ottobre – Novembre – Dicembre)	95
Grafico 3.25 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 3 (giorno “tipo” Maggio – Giugno - Luglio)	96
Grafico 3.26 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 3 (giorno “tipo” Agosto - Settembre)	97
Grafico 3.27 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	98
Grafico 3.28 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno “tipo” Aprile – Maggio).....	99
Grafico 3.29 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno “tipo” Giugno – Luglio - Agosto) ..	100
Grafico 3.30 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno “tipo” Settembre - Ottobre)	101
Grafico 3.31 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno “tipo” Novembre - Dicembre)	102

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.32 Rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 4 (www.turbec.com)	103
Grafico 3.33 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	105
Grafico 3.34 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno “tipo” Aprile - Ottobre - Novembre)	106
Grafico 3.35 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno “tipo” Dicembre)	107
Grafico 3.36 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	108
Grafico 3.37 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno “tipo” Aprile – Ottobre - Novembre)	109
Grafico 3.38 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno “tipo” Dicembre)	110
Grafico 3.39 Andamento del rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 5	111
Grafico 3.40 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marz	113
Grafico 3.41 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno “tipo” Aprile - Ottobre – Novembre)	114
Grafico 3.42 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno “tipo” Dicembre)	115
Grafico 3.43 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno “tipo” Gennaio – Febbraio - Marzo)	116
Grafico 3.44 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno “tipo” Aprile – Maggio -Giugno)..	117
Grafico 3.45 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno “tipo” Dicembre)	118
Grafico 3.46 Andamento annuale dell’indice PES – Sistema 1	119
Grafico 3.47 Andamento annuale dell’indice PES – Sistemi 2,3,4	120
Grafico 3.48 Andamento annuale dell’indice PES – Sistema 5	121
Grafico 3.49 Impatto Locale e Globale delle emissioni dei motori (DePascale, 2010).....	122
Grafico 3.50 Tonnellate di CO ₂ emesse in un anno di esercizio dai diversi sistemi	124
Grafico 3.51 Conversione grafica da concentrazione di inquinante a emissioni output-based	126
Grafico 3.52 Chilogrammi di NOx emessi in un anno di esercizio dai sistemi considerati	129
Grafico 3.53 Chilogrammi di CO emessi in un anno di esercizio dai sistemi considerati	129
Grafico 3.54 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 1.....	142
Grafico 3.55 Tempo di ritorno dell’investimento – Sistema 1.....	142
Grafico 3.56 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema2.....	145
Grafico 3.57 Tempo di ritorno dell’investimento – Sistema 2.....	145
Grafico 3.58 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 3.....	148
Grafico 3.59 Tempo di ritorno dell’investimento – Sistema 3.....	148
Grafico 3.60 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 4.....	151
Grafico 3.61 Tempo di ritorno dell’investimento – Sistema 4.....	151

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.62 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 5.....	154
Grafico 3.63 Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 5.....	154

Indice delle formule

Eq. 1.1 Limite termico (Delibera AEEG 42/02) superata	6
Eq. 1.2 Limite su η_{TOT} (Direttiva 2004/8/CE).....	6
Eq. 1.3 Energia di cogenerazione (Direttiva 2004/8/CE)	6
Eq. 1.4 PES (Direttiva 2004/8/CE).....	7
Eq. 1.5 Coefficiente di perdita (Delibera AEEG 42/02)	9
Eq. 1.6 Volume combustibile soggetto a ulteriore defiscalizzazione	14
Eq. 1.7 COP	30
Eq. 3.1 Conversione da concentrazione di inquinante nei fumi a emissione specifica input-based	127
Eq. 3.2 Coefficiente di conversione K (DePascale, 2010)	127
Eq. 3.3 VAN.....	137
Eq. 3.4 Parametro Classe per grandezza migliore se massima.....	156
Eq. 3.5 Parametro Classe per grandezza migliore se minima.....	156
Eq. 3.6 Classe Totale Pesata	156

Indice delle tavole

Tavola_01 Schema planimetrico illustrativo dell'impianto idraulico con sistema trigenerativo
Tavola_02 Schema generale di impianto - Fase 1: stato di fatto con gruppi termici tradizionali
Tavola_03 Schema generale di impianto - Fase 2: inserimento sistema di teleriscaldamento.....
Tavola_04 Schema generale di impianto - Fase 3: inserimento sistema trigenerativo.....

Abstract

Scopo della tesi è valutare la possibilità di installare un impianto di trigenerazione di piccola taglia per soddisfare, nella sua totalità o almeno in parte, la domanda di calore, energia elettrica ed energia frigorifera da utilizzare in un istituto geriatrico riabilitativo.

L'obiettivo dello studio è individuare, a fronte delle esigenze energetiche del soggetto richiedente, la tipologia di impianto ideale in termini di risparmio energetico, impatto ambientale e fattibilità.

Saranno valutati l'ambiente in cui verrà inserito il sistema di cogenerazione, gli impianti esistenti con il quale andrà ad integrarsi e l'aspetto economico relativo all'investimento e alla gestione.

Il lavoro introduce in primo luogo il concetto di cogenerazione e in particolare piccola cogenerazione con i suoi aspetti tecnico-normativi alla luce dell'entrata in vigore dall'1 gennaio 2011 della nuova normativa in materia di cogenerazione.

Si prosegue con l'analisi dei fabbisogni energetici della struttura; in particolare si è focalizzata l'attenzione verso:

- caratteristiche delle attuali utenze energetiche;
- fabbisogni termici attuali, disaggregati a livello giornaliero o almeno mensile;
- fabbisogni elettrici attuali, disaggregati a livello giornaliero o almeno mensile;
- fatturazioni dei consumi di energia elettrica e gas utilizzati per un anno di gestione del sistema, disaggregando i dati per la rete termica tra le varie destinazioni d'uso (riscaldamento, acqua calda sanitaria, raffrescamento estivo);
- caratteristiche dell'attuale sistema di generazione termica a caldaie e prossimo allacciamento alla rete di teleriscaldamento cittadino;
- contratti di fornitura praticati sia per il combustibile sia per l'energia elettrica (scaglioni di consumo, tipo di utilizzo e quanto per determinare l'attuale costo sostenuto per la fornitura energetica);
- ubicazione delle principali utenze e dei punti di distribuzione quali cabine MT/BT, centrali termiche e gruppi di produzione acqua refrigerata.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

La terza ed ultima parte del lavoro consiste nella simulazione del funzionamento di un impianto di trigenerazione/cogenerazione mediante macchinari attualmente in commercio e dei quali si è raccolta la relativa documentazione tecnica.

La simulazione ha riguardato i seguenti quattro aspetti:

- energetico: calcolo dei fabbisogni soddisfaccibili con il nuovo impianto;
- ambientale: valutazione di impatto ambientale globale e locale dell'impianto di cogenerazione;
- impiantistico: analisi delle problematiche di ingombro, acustiche, idrauliche (vedi allegati) ed elettriche concernenti l'installazione dei macchinari
- economico: valutazione della convenienza economica dell'impianto e dei tempi di ritorno dell'investimento effettuato.

A conclusione della simulazione viene effettuato un confronto tra tutti i parametri presentati nello svolgersi dell'elaborato al fine di individuare la soluzione impiantistica adeguata alle esigenze registrate nel sito in esame.

Si riportano infine alcune considerazioni sulla soluzione scelta.

1 Introduzione alla cogenerazione

1.1 Concetto di cogenerazione e cenni storici

Per definire il termine cogenerazione è necessario prima stabilire cosa sia un sistema di autoproduzione di energia, ovvero un impianto in grado di produrre l'energia elettrica o meccanica richiesta direttamente nel luogo in cui è situato: quando a ciò si riesca a combinare un recupero dell'energia termica di scarto si potrà parlare di cogenerazione.

L'ulteriore unione dell'autoproduzione di energia frigorifera porta alla definizione di trigenerazione.

Esempi isolati di cogenerazione si trovano già negli anni '30, ma è negli USA a partire dagli anni '50 che troviamo la prima vera diffusione di questi impianti in ambito industriale.

La svolta avvenne nel 1973, a causa della crisi petrolifera, dovuta alla guerra in Medio Oriente, si diffuse la consapevolezza della fragilità e della precarietà del sistema produttivo occidentale, le cui basi poggiavano sui rifornimenti di energia da parte di una tra le zone politicamente più instabili del pianeta.

Si assistette a un fiorire dell'interesse per l'uso di fonti alternative al petrolio, di cui, per l'efficienza energetica, la cogenerazione era l'esempio lampante.

Negli anni successivi molti paesi occidentali incentivarono lo sviluppo di nuove forme di produzione di energia anche a livello legislativo.

Gli USA si dimostreranno tra i più intraprendenti da questo punto di vista, venne infatti varata una legge ad hoc volta alla liberalizzazione dell'energia e al conseguente sviluppo delle tecnologie ad essa associate, il PURPA.

La maggior parte dei paesi europei seguirono la strada americana, la CEE nel 1977 pubblicò la prima normativa sulla cogenerazione la *77/714/CEE "Raccomandazione del Consiglio, del 25 ottobre 1977, concernente l'istituzione negli Stati membri di organi o comitati consultivi per promuovere la produzione combinata di calore e di energia nonché la valorizzazione del calore residuo"*.

Il Consiglio delle Comunità Europee riteneva che si potesse utilizzare più razionalmente l'energia ricorrendo alla produzione combinata di calore ed energia e valorizzando il calore residuo nei settori dell'industria, della produzione di elettricità e dell'erogazione di calore a distanza. Invitava inoltre gli Stati membri ad individuare e rimuovere gli ostacoli legislativi, amministrativi o tariffari, che si opponessero allo sviluppo della produzione combinata di calore e di energia destinati ad essere erogati all'industria.

L'Italia non fu in grado di recepire fin da subito le linee guida europee, fino al 1992 permase nel nostro paese il regime di monopolio elettrico a cui il CIP 6 mise fine.

Oggi a quasi vent'anni dall'inizio della liberalizzazione del mercato elettrico l'Italia non è ancora riuscita a mettere totalmente in atto le linee guida proposte dalla CEE nel 1977, gli iter burocratici, i tariffari e la legislazione concernenti la cogenerazione si presentano tutt'altro che snelli e di facile comprensione e attuazione; tuttavia negli ultimi anni il recepimento di alcune norme approvate in ambito continentale, il DL79/99 (decreto Bersani) e la successiva totale liberalizzazione del mercato elettrico hanno finalmente dato slancio allo sviluppo della cogenerazione anche in Italia.

La direttiva 2004/8/CE che entrerà in vigore dal 1 Gennaio 2011 spinge ulteriormente lo sviluppo della cogenerazione e riconosce ad essa un importante ruolo nello sviluppo ecosostenibile del continente.

1.2 Applicazioni della cogenerazione

Un impianto di cogenerazione si compone di un motore primo, di un alternatore per la produzione di energia elettrica e di un apparato di recupero dell'energia elettrica di scarto.

Tale tecnologia, unendo in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, utilizza in modo ottimale l'energia primaria fornita con i combustibili, consentendo di incrementare l'efficienza energetica del sistema di conversione.

Le applicazioni della cogenerazione spaziano dal singolo kilowatt del campo domestico fino alle decine di Megawatt delle centrali termoelettriche a ciclo combinato passando attraverso a decine di soluzioni a potenza intermedia per realtà industriali, artigianali, ospedaliere e residenziali;

in particolare per gli impianti di piccola taglia sotto al Megawatt elettrico la direttiva 2004/8/CE definisce:

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

- *Unità di micro-cogenerazione*: capacità massima inferiore a 50 kW elettrici
- *Piccola cogenerazione*: capacità installata inferiore a 1MW elettrici

Si tralasceranno in seguito gli impianti di grande potenza per focalizzare l'attenzione sulla piccola e micro cogenerazione in particolare alla tematica dell'autoproduzione di energia.

I vantaggi che un impianto di cogenerazione, se utilizzato e dimensionato in modo appropriato, può avere rispetto a sistemi di produzione di energie termica ed elettrica separate sono :

- un consumo di combustibile inferiore, grazie al miglior sfruttamento dell'energia contenuta in quest'ultimo, con conseguente risparmio economico;
- una considerevole riduzione delle emissioni di inquinanti e di calore in atmosfera , a parità di energia prodotta. Questa caratteristica, se accompagnata da un corretto posizionamento dell'impianto e da un'adeguata insonorizzazione dello stesso, fa della cogenerazione un sistema di produzione a basso impatto ambientale, così come richiesto per gli impianti di nuova generazione che richiedono un'ampia diffusione sul territorio;
- drastica riduzione delle perdite dovute alla trasmissione ed alla distribuzione dell'energia elettrica., poiché il generatore primario si trova nello stesso comparto territoriale delle utenze, quando addirittura non è installato direttamente nell'area produttiva dove viene utilizzata l'energia.

L'applicazione pratica della cogenerazione, alla luce di quanto detto sino ad ora, si presenta apparentemente semplice. La realtà è ben più complessa, in particolare vi sono alcuni aspetti che limitano in modo sostanziale, se non addirittura impediscono, l'installazione di un impianto di cogenerazione, quali:

- la necessità di avere corrispondenza tra produzione e domanda sia sul lato elettrico che su quello termico. E' questo uno degli aspetti chiave, poiché è inutile ottenere elevati rendimenti di impianto se poi non possono essere utilizzate le energie prodotte in disavanzo sulla richiesta;
- l'esigenza di servire utenze che assorbono energia elettrica e calore con leggi simili, poiché è praticamente impossibile accumulare grandi quantità di energia elettrica e lo stoccaggio di energia termica richiede costi elevati e non può essere mantenuto per lunghi periodi;

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

- necessità di avere, affinché si realizzi una convenienza economica, le utenze elettriche e termiche nelle vicinanze dell'impianto di generazione. Quanto detto vale in particolare per la rete di distribuzione del calore;
- alti costi iniziali per realizzare l'impianto causati dalla maggior complessità dello stesso rispetto a sistemi tradizionali. Costi che non sempre è facile far rientrare nei bilanci delle aziende a fronte di periodi di payback non inferiori a 4 anni.

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, che in ambito civile. In particolare il calore, che, per contenere le perdite e costi eccessivi, non può essere trasportato per lunghe distanze, può essere utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda sia per processi industriali che, tramite reti di teleriscaldamento, in ambito civile sfruttando nei periodi estivi la tecnologia ad assorbimento. L'energia elettrica viene di solito autoconsumata o alcune volte rimessa in rete, anche se ad oggi questa seconda soluzione risulta non sempre conveniente, in particolar modo se il produttore non è una società ESCO, e il combustibile di alimentazione dell'impianto non è ricavato da fonte rinnovabile. Questo ultimo punto è uno degli aspetti che limita maggiormente la realizzazione dei sistemi di cogenerazione, a mio avviso in modo inspiegabile se è vero, e lo è, che questi sono impianti ad alta efficienza energetica e a limitato impatto ambientale, e per tale motivo da incentivare.

In realtà dal 1 Gennaio 2009 l'AEEG ha esteso in Italia il regime di scambio sul posto anche per la cogenerazione inferiore ai 200 kW elettrici equiparando di fatto questi impianti a quelli da fonte rinnovabile sotto i 20 kW ad esempio gli impianti fotovoltaici residenziali che si sono moltiplicati negli ultimi anni.

Questa direttiva incentiva l'installazione della piccola cogenerazione anche da fonti non rinnovabili in quanto permette lo scambio e la vendita della energia elettrica a prezzi di mercato dipendenti dal contratto di fornitura della singola utenza e quindi con vantaggi economici rispetto alla preesistente situazione nella quale la vendita di energia era sempre e comunque fortemente penalizzata rispetto all'acquisto.

1.3 Situazione Normativa

Il panorama normativo sulla cogenerazione a causa della grande variabilità di utilizzo e di potenze installabili è molto ampio e a volte poco chiaro. Di seguito si cercherà di mostrare in modo sintetico le direttive riguardanti la piccola e micro-cogenerazione e in particolare le macchine con taglia inferiore ai 200 kWe.

1.3.1 Criteri per il riconoscimento della cogenerazione

La direttiva 2004/8/CE che sostituirà dal 1 Gennaio 2011 la delibera AEEG 42/02 ribadisce l'importanza della cogenerazione ai fini ambientali di eco sostenibilità e per l'indipendenza europea dall'approvvigionamento energetico esterno ai suoi confini e definisce alcuni importanti parametri:

- **Calore utile:** calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore o di raffreddamento;
- **Domanda economicamente giustificabile:** una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di raffreddamento e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione;
- **Elettricità di cogenerazione:** l'elettricità generata in un processo abbinato alla produzione di calore utile e calcolata secondo la metodologia riportata nell'allegato II; l'elettricità di cogenerazione è misurata ai terminali del generatore e non si sottrae il consumo interno per il funzionamento dell'unità stessa, contrariamente alla delibera 42/02.

Già da queste tre definizioni si capisce che il prodotto primario della cogenerazione deve essere il calore utile in una quantità giustificata dalle esigenze della realtà in cui verrà installata, e chiarisce inoltre come la potenza elettrica installata sia scelta consequenziale al fabbisogno termico richiesto.

La delibera AEEG 42/02 ha già imposto come vincolo al riconoscimento della cogenerazione un **limite termico**, L_T ovvero la produzione minima di calore per definire un impianto cogenerativo.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Eq. 1.1 **Limite termico** (Delibera AEEG 42/02) superata

$$LT = \frac{H_{CHP}}{E_{CHP} + H_{CHP}}$$

Per gli impianti fino a 10 MWe il calore utile prodotto deve essere almeno il 33% della produzione di energia totale (elettrica + termica).

Nella nuova normativa il limite termico viene eliminato e si riconosce un limite minimo al rendimento totale dell'impianto.

La direttiva 2004/8/CE stabilisce infatti che la produzione di elettricità da cogenerazione è considerata pari al totale annuo dell'unità misurata dai contatori in uscita se vale

Eq. 1.2 **Limite su η_{TOT}** (Direttiva 2004/8/CE)

$$\eta E_{CHP} + \eta H_{CHP} \geq \eta_{LIM}$$

dove η_{LIM} è pari a 80% per cicli combinati Turbogas – Hirn e 75% per gli altri generatori, tra cui MTG e MCI.

Nel caso non sia verificata la disuguaglianza l'energia elettrica da cogenerazione E_{CHP} è calcolata secondo:

Eq. 1.3 **Energia di cogenerazione** (Direttiva 2004/8/CE)

$$E_{CHP} = H_{CHP} \times C$$

dove:

- H_{CHP} è la quantità di calore utile prodotto mediante cogenerazione
- C è il rapporto energia elettrica/energia definito nella tabella nell'allegato II della direttiva 2004/8/CE e decisione 2008/952/CE
 - " C_{actual} ": valore misurato con riferimento al funzionamento effettivo dell'impianto al 100% del carico cioè al massimo recupero di calore possibile (power-heat ratio effettivo)
 - " C_{design} ": valore per sistemi cogenerativi dei quali non si dispongono dati misurati (power-heat ratio di progetto)
 - " $C_{default}$ ": rapporto basato su dati statistici come da tabella (power-heat ratio di base)

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 1.1 Valori di $C_{default}$ (Direttiva 2004/8/CE)

Tipo di unità	C (2004/8/CE)	C (valori GSE)
Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore	0,95	0,32 - 2,46
Turbina a vapore a contropressione	0,45	0,18 - 0,25
Turbina a presa di vapore a condensazione	0,45	
Turbina a gas con recupero di calore	0,55	0,49 - 1,27
Motore a combustione interna	0,75	1,05 - 1,73

Il criterio di **cogenerazione ad elevato rendimento** è stata così definito. Fino al 31 dicembre 2010 un impianto di cogenerazione ad alto rendimento deve soddisfare l'IRE, così come definito dalla Delibera 42/02. Dal 1 gennaio 2011 valgono i requisiti riportati nell'Allegato III della direttiva 2004/8/CE, basati sull'indice di risparmio energetico PES (uguale al vecchio IRE):

Eq. 1.4 PES (Direttiva 2004/8/CE)

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{H_{CHP}}}{\eta_{H_{Ref}}} + \frac{\eta_{E_{CHP}}}{\eta_{E_{Ref}}}} \right)$$

dove:

- PES è il risparmio di energia primaria;
- $\eta_{H_{CHP}}$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;
- $\eta_{H_{ref}}$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $\eta_{E_{CHP}}$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione divisa per il carburante di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;
- $\eta_{E_{ref}}$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

La cogenerazione è definibile ad alto rendimento se l'indice PES è almeno pari a 0,1, nel caso di micro-cogenerazione e di piccola cogenerazione è sufficiente che PES sia positivo, incentivando di fatto l'installazione di impianti di piccola taglia; a conferma di ciò si ricorda che la delibera 42/02 non fa questa distinzione e pone come limite un unico valore di IRE pari a 0,1. Nel caso in cui l'impianto non raggiunga le soglie di rendimento totale del 75% e del 80% prima citate si dovrà considerare la quantità di energia termica utile e energia elettrica qualificabile come cogenerativa (come da formula (I)). In questo caso è come se l'impianto reale fosse scomposto in due impianti virtuali, uno cogenerativo ad alto rendimento e l'altro convenzionale. Non è semplice definire benefici e semplificazioni che riguardino l'intero impianto.

Per la direttiva 42/02 il rendimento di riferimento termico $\eta_{H_{Ref}}$ assume valore pari a 0,8 per applicazioni civili e 0,9 per quelle industriali; $\eta_{E_{Ref}}$ varia per tipologia di combustibile utilizzato e per taglia di impianto.

Tabella 1.2 Rendimenti di riferimento superati (Delibera AEEG 42/02)

Taglia di riferimento in MWe	Rendimento elettrico netto medio annuo η_e				
	Gas naturale; Gpl; gasolio;	Olio combustibile; nafta;	Combustibili solidi fossili, coke di petrolio; orimulsion;	Rifiuti solidi organici; inorganici; biomasse;	TAR di Raffineria
	%	%	%	%	%
≤ 1	40	35	33	23	35
> 1 - ≤ 10	41	36	34	25	35
> 10 - ≤ 25	44	38	36	27	35
> 25 - ≤ 50	48	39	37	28	35
> 50 - ≤ 100	50	39	37	28	35
> 100 - ≤ 200	51	39	37	28	35
> 200 - ≤ 300	53	39	37	28	40
> 300 - ≤ 500	55	41	39	28	40
> 500	55	43	43	28	40

Tali valori dovranno essere sostituiti da quelli indicati nella decisione europea 2007/74/CE.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 1.3 **Rendimenti di riferimento attuali** (Direttiva 2004/8/CE)

Combustibile	Rendimento Elettrico di Rif.	Rendimento Termico di Rif.
	Anno costruzione 2006-2011	Prod. Vapore/acqua calda
Carbone fossile	44,2%	88%
Combustibili a base di legno	33,0%	86%
Biomasse Agricole	25,0%	80%
Petrolio, GPL	44,2%	89%
Biocarburanti	44,2%	89%
Gas Naturale	52,5%	90%
Biogas	42,0%	70%

$\eta_{E_{Ref}}$ dovrebbe essere inoltre moltiplicato per un coefficiente p , un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione. Il coefficiente p è calcolato come media ponderata dei due valori di perdite evitate p_{imm} e p_{aut} rispetto alle quantità di energia elettrica autoconsumata $E_{e,aut,CHP}$ ed immessa in rete $E_{e,imm,CHP}$, secondo la seguente formula:

Eq. 1.5 **Coefficiente di perdita** (Delibera AEEG 42/02)

$$p = \frac{p_{imm} \times E_{e,imm,CHP} + p_{aut} \times E_{e,aut,CHP}}{E_{e,imm,CHP} + E_{e,aut,CHP}}$$

Tabella 1.4 **Valori p_{imm} e p_{aut} superati** (Delibera AEEG 42/02)

Livello di tensione cui è allacciata la sezione	p_{imm}	p_{aut}
BT (bassa tensione)	1-4,3/100 = 0,957	1-6,5/100 = 0,935
MT (media tensione)	1-2,8/100 = 0,972	1-4,3/100 = 0,957
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1-2,8/100 = 0,972

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 1.5 Valori p_{imm} e p_{aut} attuali (Direttiva 2004/8/CE)

Livello di tensione cui è allacciata la sezione	p_{imm}	p_{aut}
< 0,4 kV	0,925	0,860
0,4 - 50 kV	0,945	0,925
50 - 100 kV	0,965	0,945
100 - 200 kV	0,985	0,965
> 200 kV	1	0,985

Nel caso un impianto produca più di 50 MWh annui di energia elettrica con cogenerazione ad alto rendimento, viene rilasciata la garanzia d'origine per cogenerazione ad alto rendimento che specifica l'ubicazione dell'impianto, la tecnologia utilizzata, il combustibile con cui è stata prodotta l'energia elettrica, la quantità di combustibile utilizzato mensilmente, la corrispondente produzione netta di energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, l'uso dell'energia termica cogenerata e il risparmio di energia primaria (PES).

Si conclude il paragrafo confrontando graficamente le direttive citate. Le immagini mostrano i limiti di validità delle normative e se i piccoli cogeneratori attualmente in commercio soddisfino le condizioni imposte. Si nota in particolare come la 2004/8/CE ponga dei paletti molto più stringenti riguardo il recupero termico, esso deve essere vicino al 100% affinché si rispetti la direttiva con i macchinari in commercio. In futuro, probabilmente, si punterà maggiormente su impianti con rendimenti termici superiori a quelli odierni e rendimenti elettrici modesti al fine di poter modulare con minori difficoltà il recupero termico.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 1.1 Confronto tra la 42/02 e la 2004/8/CE (Bianchi, 2010)

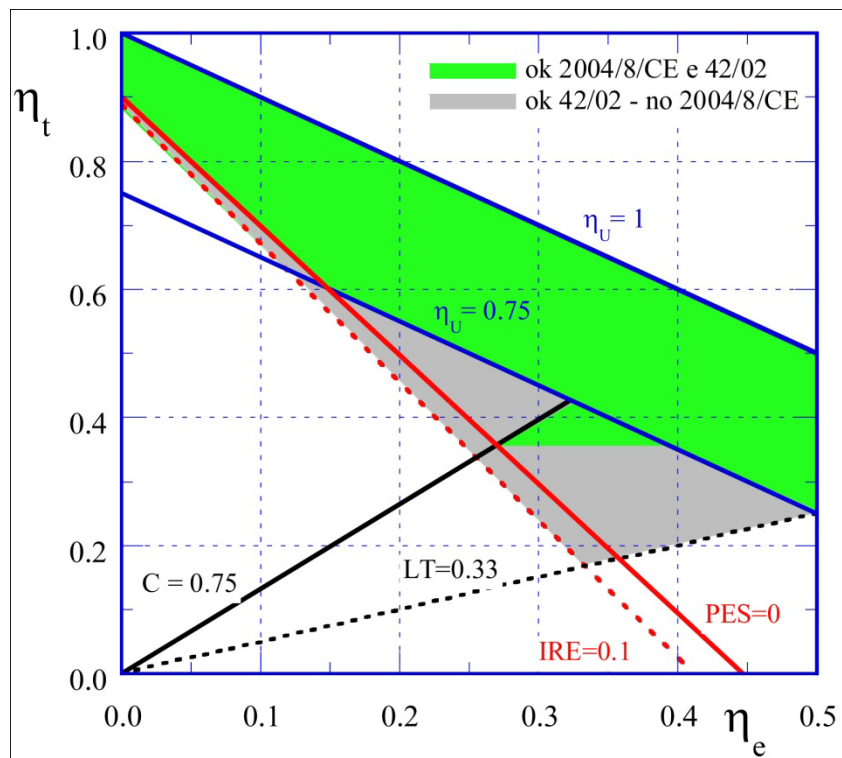
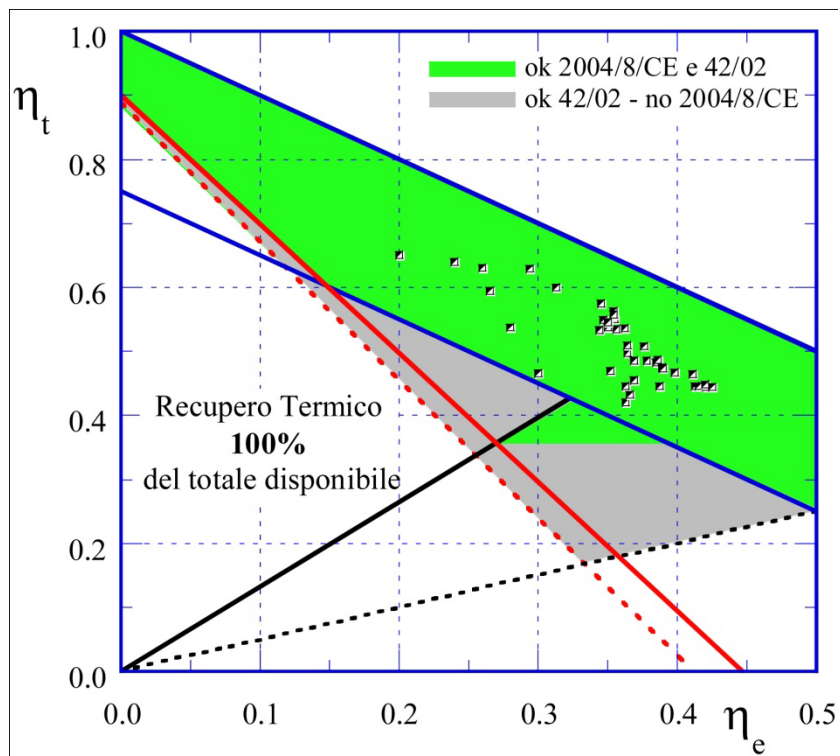


Grafico 1.2 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 100% del recupero termico (Bianchi, 2010)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 1.3 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 75% del recupero termico (Bianchi, 2010)

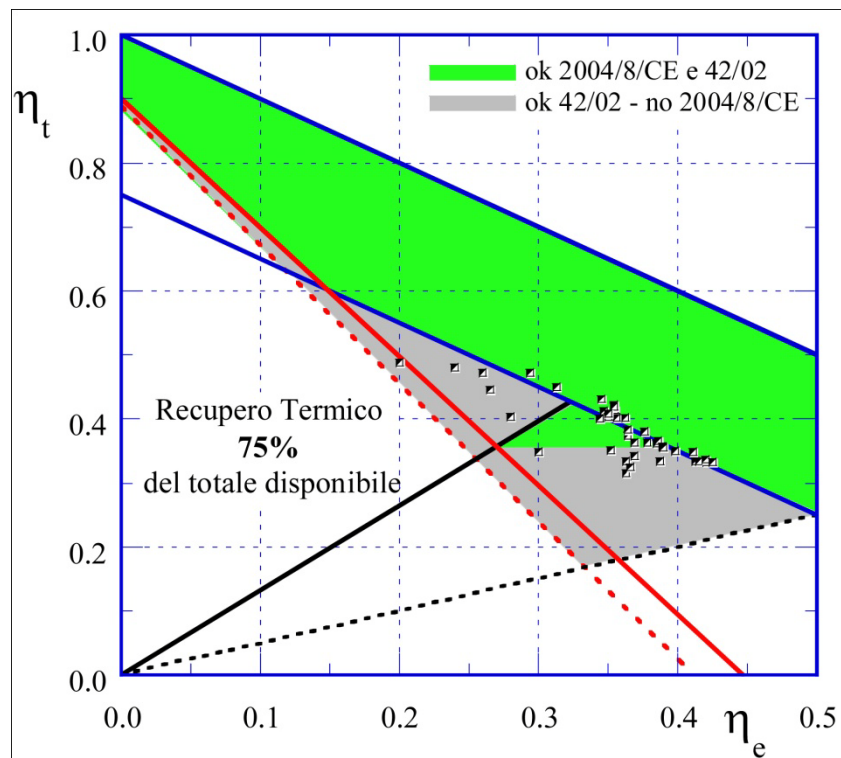
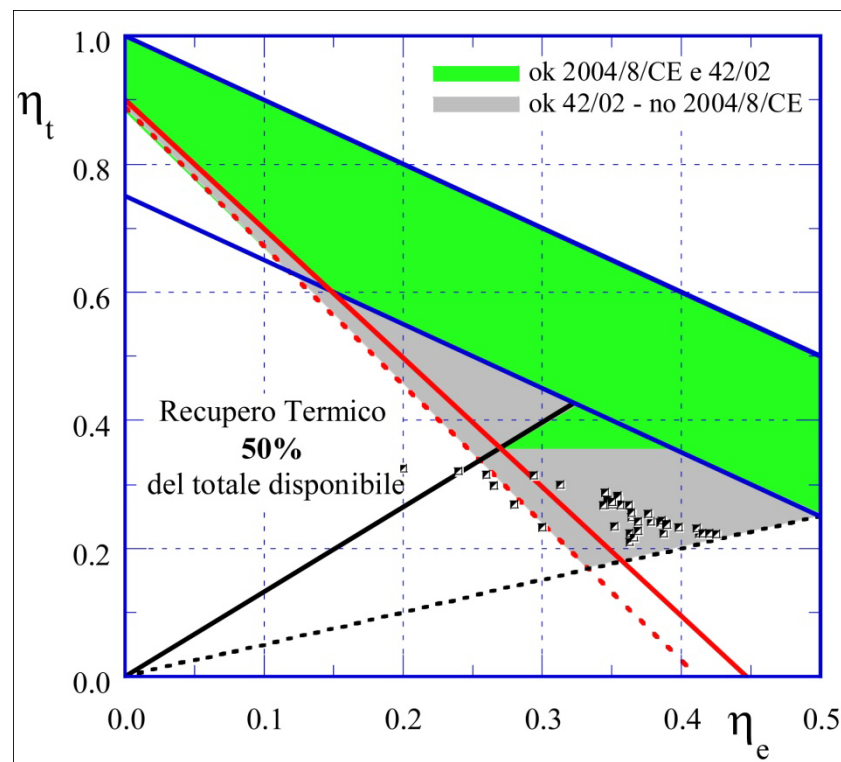


Grafico 1.4 Prestazioni cogeneratori in commercio rispetto le normative col 50% del recupero termico (Bianchi, 2010)



1.3.2 Scambio sul posto per impianti inferiori ai 200 kW

Il decreto legislativo 20/07 che attua la direttiva 2004/8/CE presentava nel comma 6 dell'articolo 6 l'obbligo dell'AEEG ad emanare la disciplina delle condizioni tecnico economiche del servizio di scambio sul posto anche per impianti di potenza non superiore a 200 kW.

Il 1 Gennaio 2009 tale servizio è diventato usufruibile dai titolari di impianto.

Lo **scambio sul posto** consente a un consumatore di energia elettrica che contemporaneamente produce energia tramite la cogenerazione di immettere in rete l'energia prodotta e non consumata. Si permette al soggetto di pagare solo la differenza tra il valore commerciale dell'energia consumata e il valore di quella immessa in rete, mediante il cosiddetto **conto scambio**. Il soggetto previsto a supervisionare e ad erogare il credito in denaro realizzato dall'utente è il **GSE**. Il valore economico attribuito all'energia elettrica è dipendente dal contratto di fornitura dell'utente.

Ad esempio con tariffazione bioraria l'energia prodotta dalle 19.00 alle 8.00 sarà meno pregiata di quella prodotta nelle ore diurne. Per tale motivo anche se l'utente dovesse avere un credito di kWh prodotti potrebbe non aver accumulato alcun credito in denaro, allo stesso modo un credito erogato dal GSE non necessariamente corrisponde ad un effettivo credito energetico di kWh in quanto come detto il valore dell'energia varia a seconda della fascia di appartenenza.

1.3.3 Semplificazione delle procedure amministrative e di controllo

L'articolo 10 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20 stabilisce per gli impianti di piccola e micro-cogenerazione modalità semplificate nella comunicazione dei dati relativi al proprio impianto, in particolare non sono sottoposti all'obbligo della dotazione di apparecchi di misurazione del calore utile prodotto che sarà quindi autocertificato dai soggetti titolari.

Si fissano inoltre procedure autorizzative semplificate per l'installazione e l'esercizio di tali unità.

1.3.4 Defiscalizzazione Gas Metano

In base alle disposizioni fiscali in materia di combustibili, gli idrocarburi fossili sono soggetti al pagamento di un'accisa e un'addizionale regionale, variabile in base alla localizzazione geografica, ed infine l'imposta sul valore aggiunto (IVA). Gli impianti di cogenerazione godono di un'agevolazione fiscale: sono soggetti all'accisa per usi agevolati (0,0004493 €/m³) indicata nel TUA, non pagano l'addizionale regionale e godono di una ulteriore agevolazione grazie alla defiscalizzazione sul combustibile utilizzato solo per la quantità di energia elettrica autoprodotta secondo la formula

Eq. 1.6 Volume combustibile soggetto a ulteriore defiscalizzazione

$$V_{comb} = kWh_{el} \times 0,250$$

Su tale volume di combustibile si pagherà il 30% dell'accisa per usi agevolati cioè $0,3 \times 0,0004493 = 0,0013479$ €/m³.

Il termine 0,250 è espresso in m³/kWh ed indica il consumo specifico di combustibile in relazione alle prestazioni delle centrali di produzione dell'energia elettrica in Italia, in particolare 0,250 m³/kWh corrisponde a un rendimento elettrico del 42%.

1.4 Tecnologie di piccola e micro cogenerazione

I principali motori primi oggi impiegati per la micro-cogenerazione e piccola cogenerazione sono:

- Motori alternativi (MCI) a ciclo otto e Diesel
- Microturbine a Gas (MTG)

Ancora in fase di sviluppo e non ancora diffusi su larga scala sono le due seguenti tipologie di motori:

- Motori Stirling;
- Celle a combustibile.

Vediamo ora brevemente alcuni aspetti caratteristici, i vantaggi e gli svantaggi dei tre sistemi cogenerativi attualmente più utilizzati nel mercato delle medie e piccole potenze.

1.4.1 Motori alternativi

I motori alternativi a ciclo Otto e Diesel attualmente costituiscono la tecnologia più diffusa nel campo delle piccole potenze, da pochi kW a qualche MW. Questi tipi di macchine sono state ampiamente sperimentate nel campo dei trasporti, e per tale motivo hanno registrato significativi progressi dalla loro prima immissione sul mercato che risale alla fine dello scorso secolo.

1.4.1.1 Caratteristiche e tecnologia costruttiva

Ad oggi si anno essenzialmente due tipi di motori alternativi, classificanti in relazione al ciclo termodinamico realizzato e sono :

- motori a ciclo Otto o ad accensione combinata, dove la fase di combustione avviene in seguito all'innesco alimentato da una energia esterna;
- motori Diesel o ad accensione spontanea, dove la fase di combustione avviene a pressione pressoché costante senza necessità di avere l'innesco, sfruttando le proprietà di autoaccensione del combustibile, (pressione e temperatura).

Spesso, negli impianti di cogenerazione con motori alternativi viene utilizzato come combustibile il gas naturale che consente, per le sue caratteristiche espresse durante il processo di combustione, di attenuare le emissioni ed aumentare la vita del motore con una

riduzione non indifferente dei costi di manutenzione. Sul mercato italiano, inoltre, l'uso di questo combustibile consente di beneficiare di condizioni economiche di fornitura spesso vantaggiose.

Il gas naturale può essere utilizzato nei motori a ciclo Otto senza particolari modifiche, intervenendo solamente sul sistema di alimentazione. Risulta al contrario più complicato alimentare un motore a ciclo Diesel, poiché la bassa infiammabilità del gas rende difficile l'autoaccensione, richiedendo l'impiego di miscele gas-olio o gas-gasolio.

Le sorgenti di calore presenti nei cicli di cogenerazione realizzati con motori alternativi sono:

- i gas di scarico: rappresentano la sorgente termo dinamicamente più pregiata, poiché disponibile a temperatura elevata, tra i 400° e i 500°C. La disponibilità di un range di temperature medio-alto consente tra l'altro di produrre vapore a media pressione, fluido spesso utilizzato nei processi produttivi di molte aziende, tra cui quella oggetto della tesi che utilizza il vapore per la stiratura dei capi finiti. Normalmente ai gas di scarico è attribuibile circa il 30-35% del potere calorifico liberato dalla combustione;
- l'acqua di raffreddamento del motore da cui si possono ottenere dal fluido di scambio temperature non superiori ai 90°C e per tale motivo utilizzabile per la sola produzione di acqua calda o per il riscaldamento a media temperatura di fluidi di processo, (vedi per es. la preparazione di miscele nell'industria alimentare). A questa sorgente si può attribuire circa il 10-20% del potere calorifico della combustione;
- l'olio di lubrificazione: anche in questo caso lavoriamo con temperature non superiori ai 90°C con una quota del potere calorifico che va dal 4 al 7% del totale;
- l'aria di sovralimentazione, presente solo nei motori turbocompressi: in questo caso i valori di recupero sono simili a quelli ottenuti con il circuito dell'olio di lubrificazione.

Si ha pertanto che con i motori alternativi il calore recuperabile a bassa temperatura è dell'ordine del 20-25% del potere calorifico totale della combustione, mentre quello ad alta temperatura, disponibile sul circuito di scarico dei gas combusti, è compreso tra il 30-35%, per un totale di 50-60% di recupero.

I sistemi di cogenerazione a motori alternativi consentono di regolare la sola potenza elettrica. Per tale motivo una volta fissato questo parametro in funzione delle esigenze dell'utente, estratte dall'assorbimento medio assicurato con una certa continuità, la quantità di calore utile ricavabile può essere variata solo in negativo, tramite sistemi di dissipazione in

ambiente. Una dei primi argomenti che devono essere affrontati in fase di progettazione è quello appunto di evitare che l'impianto di cogenerazione mandi calore in dissipazione. Spesso si può ovviare a questo problema utilizzando gruppi frigoriferi ad assorbimento per l'alimentazione di impianti di condizionamento estivo.

1.4.1.2 Controllo delle emissioni inquinanti e impatto ambientale

Le emissioni dei motori alternativi non sono trascurabili ed è questo uno degli svantaggi più rilevanti di questo tipo di tecnologia. Oggi il metodo standard utilizzato per l'abbattimento degli NO_x dei nuovi gruppi è l'installazione di reattori catalitici SCR con iniezione di ammoniaca od urea in soluzione al 15-30%; questo è un impianto che occupa molto spazio poiché i gas di scarico per essere ripuliti dall'NO_x secondo le reazioni di riduzione, devono lambire un'ampia superficie ricoperta da ossidi di metalli basici. Maggiore è la portata di gas di scarico, maggiore deve essere la superficie trattante: questo è uno dei motivi per cui tale sistema è scarsamente utilizzato sugli impianti a turbogas.

Un altro sistema di abbattimento, utilizzato su macchine esistenti o comunque quando vi sono disponibilità economiche ridotte, è l'SNCR, con immissione di urea o ammoniaca direttamente nella camera di combustione .

Per gli impianti a gasolio gli inquinanti da eliminare oltre all'NO_x sono SO_x e il CO, anche se quest'ultimo, grazie all'eccesso di ossigeno presente nei gas di scarico è facilmente ossidabile in CO₂ . In questi motori le condizioni termoigrometriche, di pressione e temperatura sono in grado di scindere le molecole più pesanti C6 e C12 in HC più leggeri lasciando tuttavia un nucleo di carbone. Quest'ultimo, molto poroso, dà luogo alla formazione del particolato adsorbendo il materiale più leggero, identificato come SOF (*Soluble Argani Fraction*) e formato principalmente da vapori d'acqua, solfati e HC volatili. Il diametro del particolato può variare tra 0,05÷1 mm, in funzione dell'agglomerato di particelle carboniose, le quali hanno un diametro compreso tra 0,01÷0,08 mm. Per l'abbattimento del particolato si ricorre innanzi tutto ad una accurata messa a punto dei motori, e successivamente all'impiego di particolari tecniche basate sull'ossidazione delle particelle, le quali, una volta trattenute su un substrato ceramico o metallico, in forma spugnosa oppure strutturata in cellette, potranno essere ossidate in modi diversi. I metodi più efficaci ed utilizzati sono:

- Tecnica DPF (*Diesel Particulate Filter*);
- Tecnica CRT (Continuously Regenerative Trap);
- Impiego di combustibile meno inquinanti;

1.4.1.3 Vantaggi e svantaggi del sistema

Si vedono ora i vantaggi e gli svantaggi legati alla cogenerazione realizzata con motori alternativi .

Tra i vantaggi si hanno :

- possibilità di usare qualsiasi tipo di combustibile sia liquido che gassoso, caratteristica non da sottovalutare con l'avvento dei biocombustibili ottenibili da materie prime disponibili anche nel nostro territorio, (si veda olio di girasole, colza, ecc.....);
- elevati rendimenti anche a parziali regimi di funzionamento, di norma mai inferiori al 50% del carico nominale;
- possibilità di realizzare centrali modulari che facilitano gli interventi di manutenzione evitando il blocco totale dell'erogazione di energia dando nel contempo una grande flessibilità di produzione al sistema;
- range di potenze disponibili molto ampio dai 15 kW elettrici ai 10 MW elettrici;
- indice elettrico tra 0,4 – 2,2.

Gli svantaggi sono :

- consistenti emissioni di NOx, da limitare con appositi dispositivi, come prescritto dalla legislazione vigente;
- impossibilità di soddisfare utenze termiche che richiedono calore ad alta temperatura (> 140°C);
- costi di manutenzione elevati con incidenza di circa il 2-4% dei costi di investimento. In generale sono previsti interventi di manutenzione ordinaria programmata circa ogni 1000 ore e interventi di revisione e manutenzione straordinaria ogni circa 10.000 – 30.000 ore a seconda del tipo di motore.

1.4.2 Microturbine a gas

Oltre alle turbine a Gas impiegate in impianti di media e grande potenza, si stanno facendo strada per determinate applicazioni, mirate in particolare al terziario, le microturbine in grado di erogare potenze da 1 kW sino a 1MW.

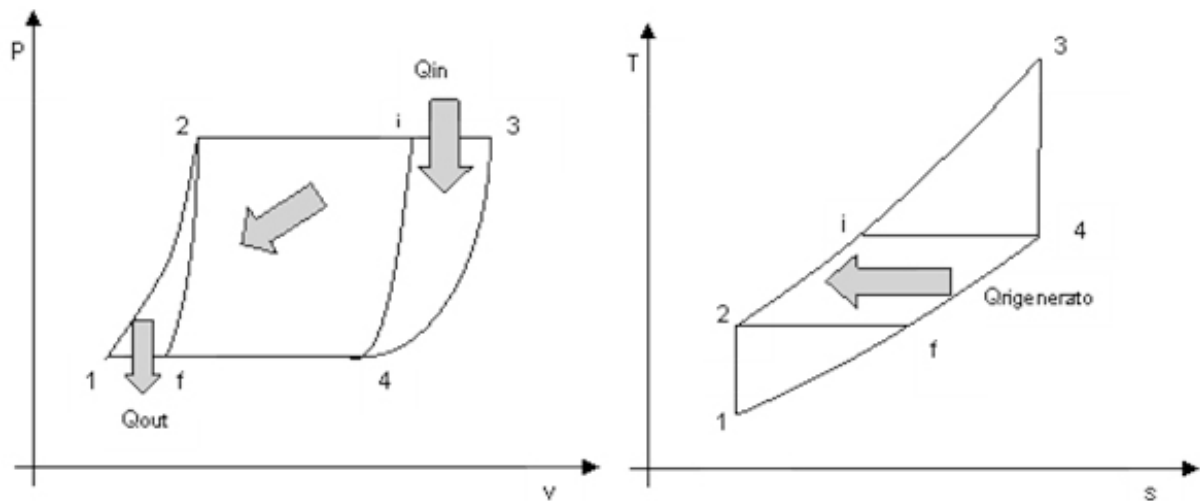
1.4.2.1 Principio di funzionamento

Il principio di funzionamento delle microturbine a gas è il ciclo Joule-Brayton, precisamente il ciclo Joule-Brayton rigenerativo. Il ciclo Joule semplice è un ciclo a gas formato idealmente da quattro trasformazioni politropiche: due isoentropiche e due isobare. Osservandolo su diagramma T-s (vedi Fig. 1.5) avremo nell'ordine le seguenti trasformazioni:

- Trasformazione isoentropica 1-2 compressione. Il gas viene compresso in un compressore rotativo.
- Trasformazione isobara 2-3 riscaldamento. Il fluido di lavoro subisce un riscaldamento isobaro che potrebbe essere schematizzato con un scambiatore di calore. Nel ciclo reale si vedrà essere una combustione.
- Trasformazione isoentropica 3-4 espansione. Il gas ad alta temperatura e alta pressione viene fatto espandere in turbina.
- Trasformazione isobara 4-1 raffreddamento. Si chiude il ciclo, il sistema torna alle condizioni iniziali.

Le microturbine (MTG) lavorano con un ciclo rigenerativo, è necessario quindi aggiungere un'ulteriore trasformazione: uno scambio di calore isobaro, trasversale al ciclo, tra il fluido di lavoro caldo all'uscita della turbina e quello freddo all'uscita del compressore. Questa trasformazione che non coinvolge sorgenti esterne è rappresentata dai tratti isobarici 2-i e 4-f. Nel *Grafico 1.5* viene presentata una rappresentazione completa, sui diagrammi p-v e T-s, del ciclo Joule-Brayton rigenerativo.

Grafico 1.5 *Ciclo Joule-Brayton rigenerativo*

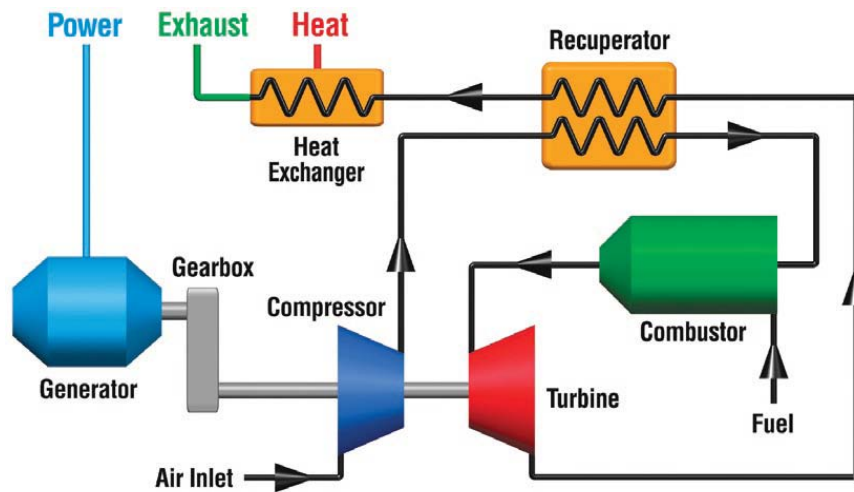


Nel ciclo reale invece le trasformazioni non sono reversibili; il fluido di lavoro è l'aria e il riscaldamento 2-3 avviene in un combustore dove si inietta il gas naturale; la sua combustione genera i fumi caldi che andranno ad espandersi in turbina. Segue poi la rigenerazione, fase in cui i fumi cedono calore all'aria innalzandone la temperatura; sarà necessario quindi bruciare meno combustibile per ottenere la stessa temperatura di ingresso in turbina. I fumi all'uscita del rigeneratore entrano nella caldaia di recupero termico, cedendo il calore residuo all'utenza termica.

1.4.2.2 Caratteristiche e tecnologia costruttiva

L'utilizzo delle turbine a gas per la generazione su piccola scala è una realtà innovativa. Fino ad ora l'utilizzo delle turbine per la produzione elettrica è stato limitato a potenze superiori ai 5-10MW, sotto tali potenze non si presentava una vera competitività energetica e quindi economica. Per le piccole potenze (< 500 kW) la turbina e il ciclo adottati sono stati completamente ripensati rispetto alle tradizionali turbine industriali. Si utilizzano macchine radiali e non assiali, il ciclo è rigenerativo e non semplice, il rapporto di compressione è molto più basso (circa 4), si raggiungono alti regimi di rotazione (70.000-120.000 giri al minuto).

Figura 1.1 Schema di impianto di una microturbina (www.capstone.com)



Sulla base dello schema riportato in Figura 1.6 si fornisce una sintetica descrizione dei componenti principali.

Turbocompressore. Il gruppo turbocompressore è costituito da macchine radiali, compressore centrifugo e turbina centripeta, (Fig. 1.7), molto più economiche rispetto alle assiali. Considerate le temperature, che non superano attualmente i 950°C, le giranti sono realizzate in leghe a base di nichel e non necessitano di sistemi di raffreddamento. Date le alte velocità di rotazione l'albero del turbocompressore è sostenuto da cuscinetti magnetici o ad aria.

Rigeneratore. Data la stazionarietà dell'applicazione, è di solito configurato a piastre; grazie alle geometrie interne, che promuovono la convezione forzata, si ottiene un'efficienza di scambio termico elevata, attorno all'85-90%. Inoltre data la struttura delle superfici, compatte e di elevata durata nel tempo, il costo di questo componente è relativamente basso.

Combustore. Questo componente sfrutta tecnologie proprie delle fiamme premiscelate, le stesse delle turbine assiali, ottenendo livelli delle emissioni inquinanti un ordine di grandezza inferiore rispetto agli alternativi.

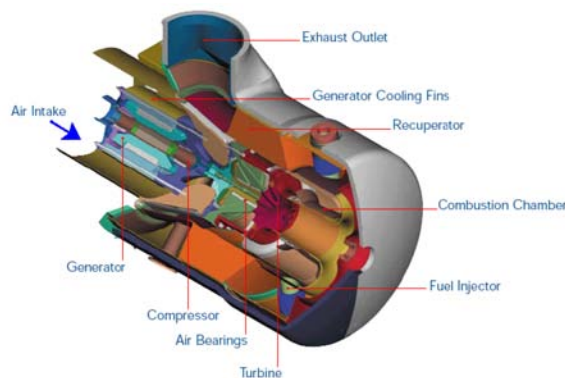
Alternatore. E' direttamente calettato sull'albero della turbina, senza l'ausilio di alcun organo di riduzione, quindi genera corrente ad alta frequenza. Il rotore è a magneti permanenti, magneti che data la forte velocità angolare, sono inglobati in una matrice di

fibre di carbonio. L'alternatore, generalmente a due o quattro poli, ha un rendimento di conversione elettrica del 95–98%.

Sistema di “power conditioning”. Il sistema di controllo della potenza e conversione della frequenza utilizza strumenti propri dell'elettronica di potenza. La sua configurazione minima prevede un raddrizzatore statico ed un inverter. Il rendimento di conversione si attesta su valori prossimi al 93-94%.

L'utilizzo di un sistema di “power conditioning” consente, qualunque sia il regime di rotazione dell'alternatore, di convertire con una serie di passaggi, la corrente ad alta frequenza in bassa frequenza, mantenendo alto il rendimento globale della macchina. Il grado di libertà, consentito dalla velocità di rotazione variabile, può permettere di limitare notevolmente il marcato decadimento delle prestazioni ai carichi parziali tipico delle turbine a gas; tale possibilità riveste notevole importanza, visto che nel funzionamento cogenerativo è spesso necessario inseguire i carichi imposti dall'utenza.

Figura 1.2 Turbocompressore Capstone C65 (www.capstone.com)



1.4.2.3 Controllo delle emissioni inquinanti e impatto ambientale

L'utilizzo di combustibile pulito, quale il gas naturale, e la natura della combustione permettono alle microturbine di ottenere valori delle emissioni inquinanti molto contenuti. La combustione nelle turbine avviene in modo molto più controllato rispetto ai motori alternativi, la progettazione della camera di combustione è ottimizzata per il controllo della formazione degli NOx, si registrano infatti valori un ordine di grandezza inferiori rispetto a tali macchine. La combustione a fiamma premiscelata ha carattere stazionario; la turbina lavora inoltre con un forte eccesso d'aria, si raggiungono quindi temperature di fiamma

inferiori. Le temperature ridotte inibiscono la formazione degli ossidi di azoto, l'eccesso d'aria invece limita incombusti e CO. Attualmente le microturbine non necessitano l'impiego di sistemi di abbattimento dedicati alle fase di scarico, sono allo studio catalizzatori in grado di ridurre ulteriormente le emissioni. Nella tabella 1.2 vengono riportati i valori delle emissioni dei principali modelli di microturbina.

Tabella 1.6 *Dati impatto ambientale di alcune microturbine in commercio (ENEA, 2009)*

Costruttore e modello	Potenza (kW)	Portata gas di scarico (kg/s)	NOx ppm (15% O ₂)	CO ppm (15% O ₂)	Rumore dB (A) (10 m)
Capstone C30	30	0.31	< 9	n.d.	58
Capstone C65	60	0.49	< 9	n.d.	65
Turbec T100	100	0.81	< 15	< 15	70 (1m)
IngersollRand MT70	70	0.73	< 9	< 9	58
IngersollRand MT250	250	2.0	< 9	< 9	n.d.
Elliott TA 100	100	0.79	14	< 24	< 65

1.4.2.4 Esempi realizzativi e schemi d'impianto cogenerativi

Il mercato delle microturbine è ancora molto giovane soprattutto in rapporto ai motori alternativi. I primi modelli commerciali sono stati presentati dall'americana Capstone, dall'IR PowerWorks (Ingersoll Rand), dalla Elliot società del gruppo Ebara, dal consorzio Turbec. Svariate sono le società impegnate nello sviluppo di microturbine con prototipi già sviluppati, si citano solo le principali, General Eletric, Honeywell, Siemens. Le macchine commercializzate hanno potenze comprese tra i 30 e i 1000 kW, rendimento elettrico netto tra il 24 e il 33%, e temperature massime del ciclo sotto i 1000°C, valori concorrenziali con i motori alternativi della stessa classe di potenza. La tabella 1.4 offre un quadro prestazionale e comparativo di alcune microturbine.

Tabella 1.7 *Dati energetici di alcune microturbine in commercio (ENEA, 2009)*

Costruttore e modello	Potenza Elettrica (kW)	Potenza Termica (kW)	η_e %	η_t %	η_g %	Connessione
Capstone C30	30	55	24	50	74	Rete
Capstone C65	65	112	29	50	79	Rete
Turbec T100	100*	167	30	48	78	Isola/Rete
IngersollRand MT70	70	112	29	46	75	Rete
IngersollRand MT250	250*	383	30	46	76	Isola/Rete
Elliott TA80	80*	135	28	47	75	Rete
Elliott TA 100	100*	165	29	46	75	Rete

Queste macchine hanno ormai raggiunto un buon livello di affidabilità anche durante l'esercizio prolungato. Grazie ad anni di attività sperimentale sul campo, in laboratori e in enti di ricerca, sono stati totalizzati milioni di ore di funzionamento accumulato. Il costo del package cogenerativo con microturbina non è esattamente quantificabile vista la forte variabilità di un mercato così giovane. Tuttavia è facile ipotizzare sulla base dei costi della Turbec e della Capstone, un costo specifico di circa 1000 € per kW elettrico installato, mentre si prevede che in un mercato consolidato tali costi scendono a circa 600 €/kW elettrico. La maggior parte di queste turbine (si escludono la Turbec T100 e la IR MT250) dimostrano, per quel che riguarda la commercializzazione, un difetto ovvero l'incapacità di funzionamento ad isola (stand alone) e necessitano una connessione in parallelo alla rete elettrica (grid connect).

Di seguito si riportano sinteticamente le caratteristiche del sistema di recupero termico delle microturbine:

- Gas di scarico con ampio eccesso d'aria;
- Produzione d'acqua calda fino a circa 90°C;
- Scarsa capacità di produrre vapore;
- Temperatura massima 115°C;
- Rendimento di recupero termico 50%;
- Rendimento globale di primo principio 80 - 85%;

Dal precedente elenco si possono ottenere alcune deduzioni sul migliore utilizzo di queste macchine. Considerato che, il calore viene fornito a temperature piuttosto basse e i fumi sono abbastanza puliti, è evidente la possibilità di utilizzo in zone urbane, in cogenerazione

ad uso civile, dove la richiesta termica è a bassa temperatura. Le prime installazioni infatti sono state realizzate nel settore residenziale, per soddisfare i fabbisogni elettrici e termici, di condomini e residenze multi-familiari. Numerose installazioni sono state realizzate anche nel terziario: in centri commerciali, uffici, alberghi, strutture sportive, piscine o altri ambienti che richiedono una particolare climatizzazione. In alcuni casi la richiesta termica può superare la potenza della turbina, è necessario quindi predisporre l'impianto con caldaie ausiliarie per garantire la copertura dei picchi di potenza termica. Le basse temperature a cui viene fornito il calore recuperato si sposano con il range di alimentazione dei frigoriferi ad assorbimento alimentati ad acqua, è facile quindi l'utilizzo di questa soluzione nella progettazione di impianti trigenerativi.

Si stanno diffondendo sul mercato anche macchine di taglia attorno al singolo kW. Queste unità vogliono soddisfare esigenze residenziali mono famigliari al fine di abbattere i costi energetici domestici.

1.5 Tecnologie per la produzione del freddo

Viene proposto un breve confronto tra la generazione tradizionale del freddo tramite gruppi elettrici tradizionali e la produzione di energia frigorifera mediante il recupero di calore dai gas espulsi dal cogeneratore con una macchina ad assorbimento.

Per una prima classificazione si può stabilire che un gruppo frigorifero ad assorbimento è una macchina termica che utilizza una fonte di calore per produrre energia frigorifera, mentre un gruppo frigorifero tradizionale a compressione utilizza come fonte primaria l'energia elettrica anziché l'energia termica.

1.5.1 Gruppo elettrico tradizionale

Si esamina il funzionamento di un tradizionale gruppo frigorifero elettrico a compressione.

I componenti principali di un gruppo frigorifero tradizionale sono quattro (Grafico 1.7):

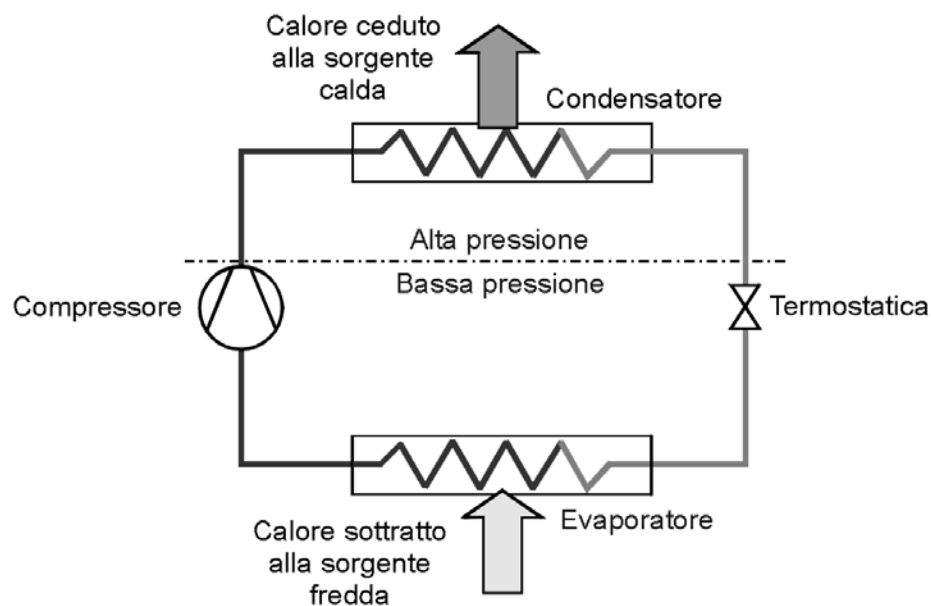
- Compressore;
- Condensatore;
- Valvola termostatica;
- Evaporatore.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Lo scopo di un gruppo frigorifero è quello di trasferire del calore da una sorgente fredda ad una sorgente calda. In un refrigeratore di liquido la sorgente fredda è costituita dall'acqua dell'impianto di condizionamento, mentre la sorgente calda è costituita dall'aria o dall'acqua del circuito della torre evaporativa.

La sorgente fredda è a contatto con l'evaporatore, all'interno del quale transita il refrigerante. Questo entra nell'evaporatore in fase liquida, evapora sottraendo calore alla sorgente fredda, che viene così raffreddata, ed esce dall'evaporatore in fase vapore.

Figura 1.3 Schema di funzionamento gruppo frigorifero (Vio, 2009)



Il processo inverso avviene nel condensatore: il refrigerante vi entra in fase vapore, condensa cedendo calore alla sorgente calda ed esce in fase liquida.

Il compito del compressore è quello di elevare la pressione del refrigerante da quella di evaporazione, più bassa, a quella di condensazione, più elevata. Una qualunque sostanza può cambiare di fase a temperature diverse solamente se si trova anche a pressioni diverse.

La valvola termostatica svolge un compito esattamente contrario a quello del compressore, riducendo la pressione del refrigerante dal valore di condensazione a quello di evaporazione.

Compressore e valvola termostatica dividono il circuito frigorifero in due parti: una ad alta pressione ed una a bassa pressione.

1.5.2 Gruppo frigorifero ad assorbimento

In un gruppo frigorifero ad assorbimento si ritrovano sempre quattro componenti principali

- Evaporatore;
- Condensatore;
- Generatore;
- Assorbitore;

Evaporatore e condensatore hanno analoga posizione e scopo. Sono posti a contatto con le due sorgenti, fredda e calda, alle quali rispettivamente sottraggono e cedono il calore vettoriato dal refrigerante, grazie al cambiamento di fase che avviene al loro interno.

Analogamente a quanto visto in precedenza, il refrigerante deve sempre cambiare di pressione per poter evaporare a contatto con la sorgente fredda e condensare a contatto con la sorgente calda. Ciò avviene grazie ai due nuovi componenti il generatore, sostituto del compressore, che si trova direttamente a contatto con la fonte di energia termica fornita dall'esterno e dall'assorbitore che sostituisce la valvola termostatica.

L'assorbitore ha una posizione leggermente diversa da quella della valvola termostatica nel circuito frigorifero tradizionale, essendo posto a valle dell'evaporatore e non a monte. Il suo scopo è assolutamente analogo. Il circuito frigorifero è diviso in due parti distinte, una ad alta pressione, contenente il generatore e il condensatore, ed una a bassa pressione, contenente l'evaporatore e l'assorbitore. L'energia termica è ceduta al ciclo nel generatore.

1.5.2.1 Classificazione dei gruppi frigoriferi ad assorbimento

Esistono varie tipologie di gruppi frigoriferi ad assorbimento.

Una divisione può essere effettuata sulla base della fonte di energia termica ed un'altra sulla base della soluzione contenuta all'interno del circuito frigorifero.

L'energia termica può essere fornita:

- da una fiamma diretta, ovvero bruciando direttamente combustibile nel generatore;
- da vapore;
- da acqua calda, purché a temperatura superiore a 75 °C.

Sono molte le soluzioni che, in linea teorica, possono essere utilizzate, ma praticamente ne vengono utilizzate due:

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

- acqua - bromuro di litio;
- ammoniacca - acqua.

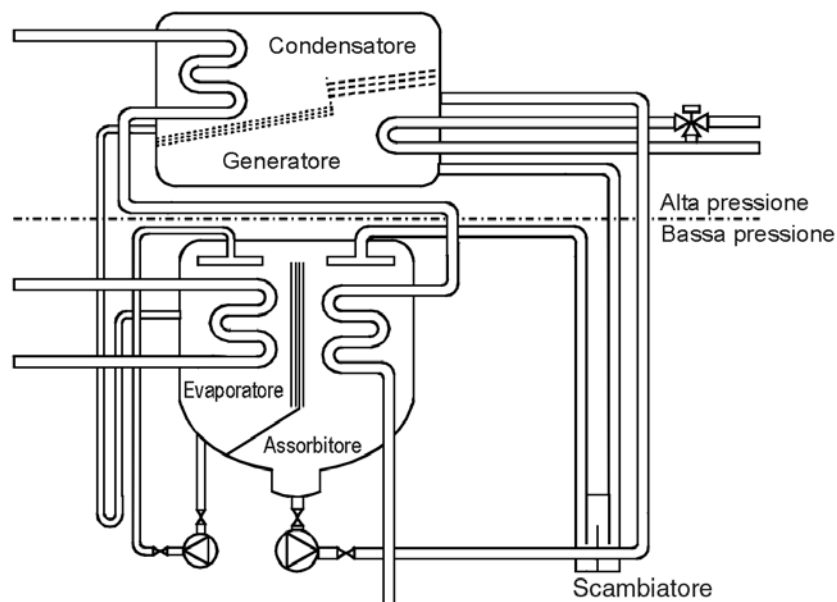
Delle due sostanze che formano la miscela una svolge la funzione di refrigerante, mentre l'altra svolge la funzione di assorbente. Nella fattispecie, nel ciclo ad acqua e bromuro di litio è l'acqua a fungere da refrigerante e il bromuro di litio da assorbente, mentre nel ciclo ammoniacca - acqua, è l'ammoniaca il refrigerante e l'acqua l'assorbente.

1.5.2.2 Funzionamento di un gruppo frigorifero ad assorbimento

Si prende come esempio un gruppo ad acqua-bromuro di litio in quanto sarà la tipologia di macchina considerata nell'analisi dell'impianto poichè i gruppi frigoriferi in commercio con ciclo ammoniacca - acqua sono solamente a fiamma diretta, condensate ad aria, di potenza unitaria attorno a 15 kW frigoriferi. Esiste qualche modello per usi industriali alimentato a acqua calda o a vapore, ma a prezzi elevati, se non per applicazioni molto particolari.

Fatta questa premessa si riproduce ora una sezione di una macchina reale ad acqua-bromuro di litio al fine di facilitare la comprensione della successiva spiegazione.

Figura 1.4 Vista in sezione di un gruppo frigorifero ad assorbimento monostadio (Vio, 2009)

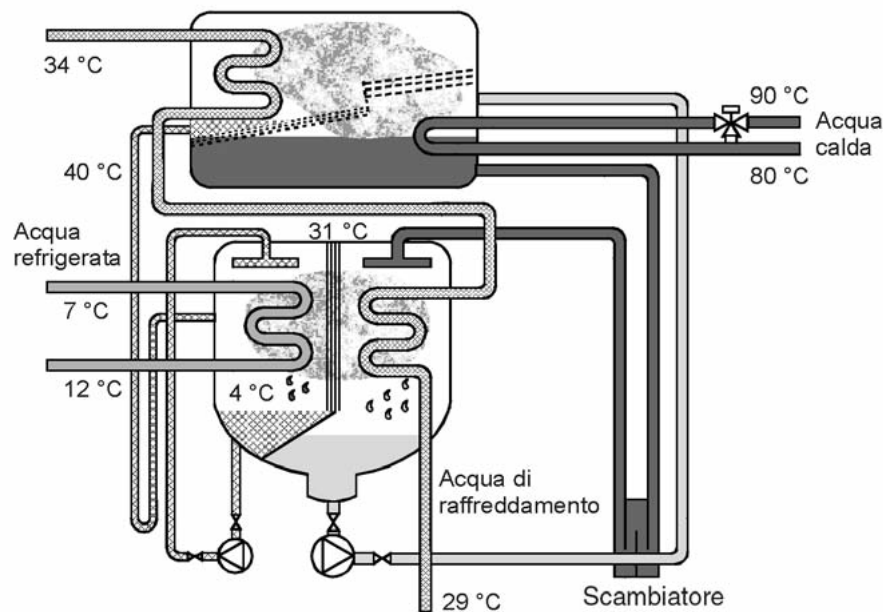


Si pone in evidenza la divisione fisica tra zona ad alta pressione e zona a bassa pressione, costituite da due elementi costruttivi indipendenti, dei recipienti ermetici.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Nell'elemento inferiore, quello a bassa pressione, trovano spazio l'evaporatore e l'assorbitore, mentre nell'elemento superiore, quello ad alta pressione, trovano spazio il generatore ed il condensatore.

Figura 1.5 Schema di funzionamento macchina (Vio, 2009)



A macchina ferma, la soluzione diluita di bromuro di litio si trova raccolta sul fondo dell'assorbitore. Al comando di avvio, la pompa della soluzione inizia a farla circolare verso il generatore. Dopo qualche istante si apre la valvola di regolazione dell'acqua calda che alimenta il generatore. La soluzione comincia a bollire e il refrigerante abbandona la soluzione sotto forma di vapore.

La soluzione concentrata così ottenuta defluisce dal generatore e passa attraverso uno scambiatore di calore, dove si raffredda, preriscaldando la soluzione diluita inviata al generatore. Quindi raggiunge l'assorbitore dove assorbe i vapori di refrigerante provenienti dall'evaporatore e si raccoglie sul fondo, pronta per essere inviata nuovamente al generatore.

Nella parte sinistra della Grafico è visibile il ciclo del refrigerante, ovvero l'acqua separata dalla soluzione concentrata all'interno del generatore. I vapori prodotti nel generatore passano attraverso dei separatori di vapore e entrano nel condensatore. Qui sono condensati dall'acqua di raffreddamento circolante all'interno del fascio tubiero, che è la stessa circolante nel fascio tubiero dell'assorbitore.

Una volta condensato, il refrigerante si raccoglie sul fondo del recipiente alla temperatura di circa 40 °C, da dove fluisce verso l'evaporatore. Dal momento che la pressione nel condensatore è circa 1/10 della pressione atmosferica, quindi maggiore di quella presente nell'evaporatore, pari a 1/100 della pressione atmosferica, non appena il refrigerante entra nell'evaporatore subisce un processo di flash, e la sua temperatura si abbassa fino a circa 4 °C. Il refrigerante così raccolto sul fondo dell'evaporatore è inviato da un'apposita pompa ai distributori che lo fanno sgocciolare sul fascio tubiero al contatto del quale evapora, raffreddando l'acqua circolante all'interno.

Appaiono quindi chiare le analogie con un gruppo frigorifero tradizionale ad energia elettrica; il refrigerante nell'evaporatore si trova ad una temperatura inferiore all'acqua dell'impianto da raffreddare, cui sottrae calore evaporando. Nel condensatore si trova ad una temperatura superiore all'acqua del circuito di raffreddamento, cui cede calore condensando. La pressione è maggiore nel condensatore rispetto a quella nell'evaporatore.

Il trasferimento del refrigerante acqua dalla zona di bassa pressione a quella di alta pressione avviene grazie al processo di assorbimento - ebollizione della soluzione di bromuro di litio, all'interno rispettivamente dell'assorbitore e del generatore, organi aventi le funzioni delegate alla valvola termostatica e al compressore in un tradizionale gruppo frigorifero elettrico.

Poiché il refrigerante è acqua, il gruppo frigorifero ad assorbimento lavora sempre con pressioni al suo interno inferiori a quella atmosferica.

1.5.3 Efficienza del ciclo

Le prestazioni energetiche di un gruppo frigorifero ad assorbimento sono definite dal *COP*, acronimo di *Coefficient of Performance*. Il COP è pari al rapporto tra l'energia frigorifera P_f sottratta alla sorgente fredda dall'evaporatore e l'energia termica P_t ceduta al gruppo frigorifero nel generatore.

Eq. 1.7 *COP*

$$COP = P_f/P_t$$

Nei modelli detti "a singolo effetto", che hanno uno schema di funzionamento simile a quello fin qui descritto, il *COP* raggiungibile è pari a 0,7. Per generare la potenza frigorifera di 1 kW all'evaporatore è necessario fornire al generatore la potenza termica di 1,43 kW.

Funzionano a singolo effetto i gruppi ad assorbimento alimentati ad acqua calda fino a 150 °C e quelli a vapore fino a 3 bar.

Prestazioni energetiche migliori hanno le macchine denominate a doppio effetto. Queste si distinguono da quelle a singolo effetto per il fatto di possedere due generatori distinti, uno ad alta temperatura ed uno a bassa temperatura.

Il *COP* delle macchine a doppio effetto varia tra 1,1 e 1,2: per avere una potenza di 1 kW frigorifero è sufficiente avere una potenza termica di soli 0,85 kW.

Per fare un ulteriore confronto il *COP* di un gruppo frigorifero a compressione è solitamente compreso tra 4 e 6, pertanto per avere 1 kW frigorifero sarà necessario fornire una potenza, questa volta elettrica, compresa tra 0,17 kW e 0,25 kW.

1.5.4 Torri evaporative

Le torri evaporative a servizio dei gruppi frigoriferi ad assorbimento sono più grandi delle corrispettive collegate a gruppi frigoriferi elettrici a compressione, a parità di potenza frigorifera fornita. Il motivo è chiaramente intuibile: la torre evaporativa deve smaltire tutto il calore sottratto all'impianto più quello ceduto al ciclo.

Nel caso dei gruppi frigoriferi elettrici a compressione, il calore ceduto al ciclo è uguale al lavoro meccanico del compressore, quindi al suo assorbimento elettrico, mentre nei gruppi frigoriferi ad assorbimento questo è proprio uguale al calore fornito al generatore.

Un esempio numerico chiarisce la questione. Si supponga la potenza di 1000 kW, prodotta con tre diverse macchine: un gruppo frigorifero elettrico acqua - acqua con *COP* = 4, un gruppo frigorifero ad assorbimento a singolo effetto con *COP* = 0,7 e un gruppo frigorifero ad assorbimento a doppio effetto con *COP* = 1.

Nel caso del gruppo frigorifero elettrico, l'assorbimento dei compressori equivale a 250 kW (1000/4): la torre deve smaltire 1250 kW.

Nel caso del gruppo frigorifero ad assorbimento a singolo effetto, il calore fornito al generatore è pari a 1429 kW (1000/0,7): la torre deve smaltire 2429 kW.

Nel caso del gruppo frigorifero ad assorbimento a doppio effetto, il calore fornito

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

al generatore è pari a 1000 kW (1000/1): la torre deve smaltire 2000 kW.

Quindi la torre evaporativa è sempre più grande: circa il 60% in più nel caso del doppio effetto, quasi il doppio nel caso del singolo effetto.

2 Analisi dei fabbisogni energetici

2.1 Passi preliminari

Lo scopo dell'intervento è quello di valutare la possibilità di soddisfare la domanda di energia elettrica, calore ed eventualmente acqua refrigerata, degli stabili dedicati all'accoglienza delle persone anziane con regime residenziale continuo, utilizzando un impianto di trigenerazione al fine di contenere i consumi e l'impatto ambientale dell'insediamento.

L'obiettivo dello studio è stato quello di individuare, a fronte delle esigenze energetiche, la tipologia di impianto ideale sia in termini di rendimento che di fattibilità.

Sono stati valutati :

- l'ambiente in cui verrà inserito il sistema di cogenerazione;
- gli impianti esistenti con il quale andrà ad integrarsi;
- i fabbisogni energetici attuali;
- l'aspetto economico relativo all'investimento e alla gestione.

In particolare è stata approfondita la fase di progettazione del sistema affrontando i problemi di connessione del generatore con gli impianti esistenti.

Nella fase di progettazione preliminare, sono trattati i problemi legati al condizionamento degli impianti di acqua refrigerata, di riscaldamento, sanitaria, alla distribuzione dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, alla possibilità di utilizzare un sistema ad assorbimento per passare da una cogenerazione ad una trigenerazione, con conseguenti valutazioni sulla rete di distribuzione generale.

Il complesso interessato all'intervento si sviluppa tra 2 corpi di strutture principali, l'edificio "A" (23880 m³) e "B" (15760 m³), ai quali si aggiungono alcune aree di servizio comune come la cucina, la lavanderia, i locali tecnici e le zone di servizio generale.

La centrale tecnologica principale, che contiene i gruppi termici dedicati alla produzione di acqua calda a 75 °C, è localizzata in un'area centrale rispetto ai fabbricati A e B, dove sono poste le due sottostazioni di smistamento calore per il riscaldamento ambienti ed alla trasformazione in acqua calda sanitaria .

La distribuzione di energia elettrica è realizzata con una cabina di trasformazione alimentata in media tensione e posta sul lato Nord del fabbricato B.

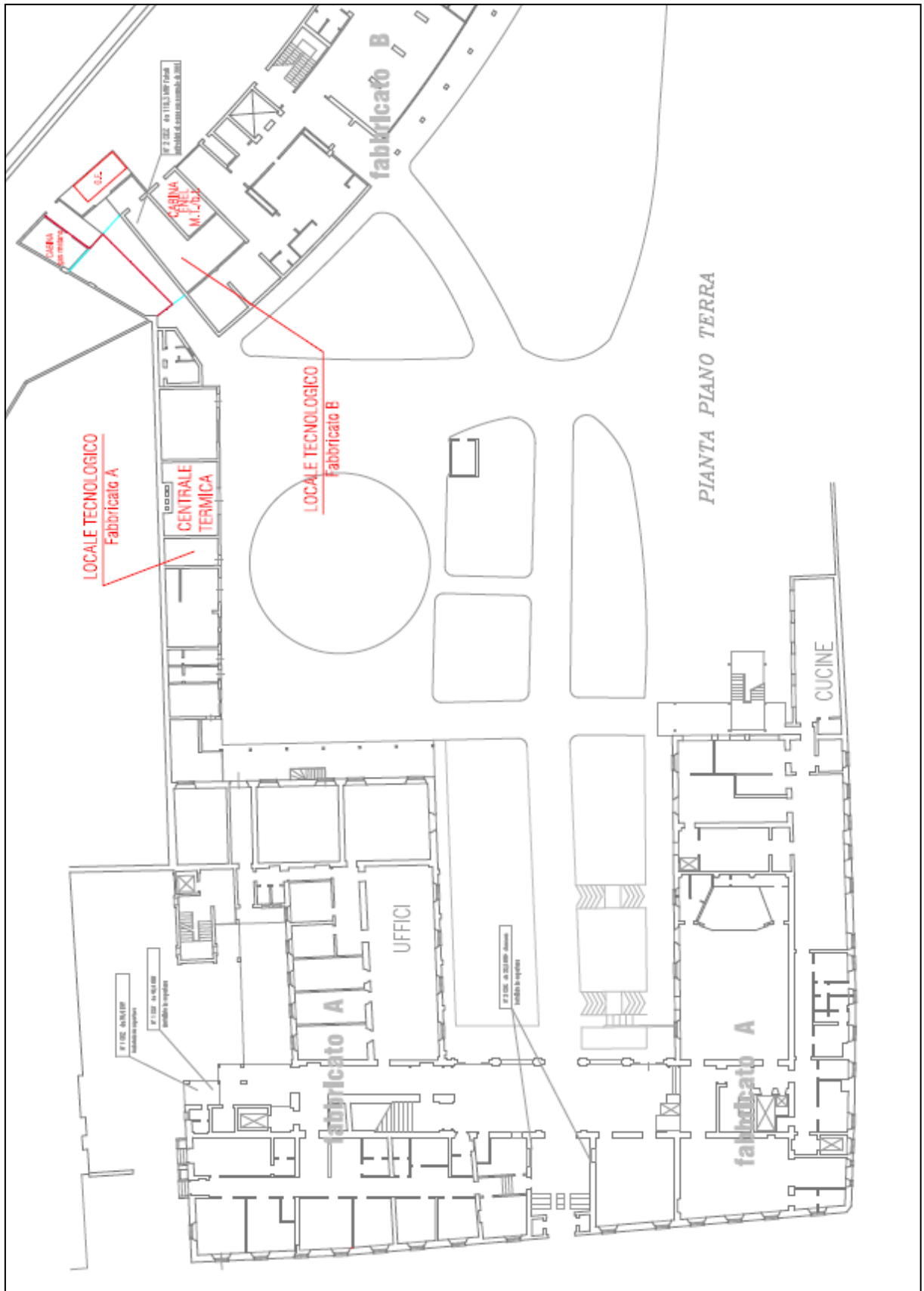
E' importante notare che i carichi frigoriferi del fabbricato B sono soddisfatti con gruppi elettrici a compressione utilizzando gas di tipo R22, a breve non più commercializzabile né manutenibile, pertanto tra gli scopi dell'intervento ha primaria importanza la loro sostituzione.

In sintesi l'istituto utilizza due tipi di energia, una termica dedicata alla climatizzazione degli ambienti, ed una elettrica utilizzata in parte per l'illuminazione dei reparti e l'alimentazione dei macchinari, ed in parte (percentuale non trascurabile) per alimentare i gruppi frigoriferi dedicati al condizionamento estivo.

Si vedrà che la richiesta di energia per il condizionamento estivo ed invernale delle strutture, non viene interrotta nel periodo notturno nei mesi di massimo carico, (vedi Luglio-Agosto per il regime estivo e Novembre, Dicembre, Gennaio Febbraio e Marzo per il regime invernale).

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Figura 2.1 Vista planimetrica illustrativa di parte dell'istituto



2.2 Situazione impiantistica attuale

L'impianto di cogenerazione andrà ad integrarsi alla rete di teleriscaldamento, alimentata dal polo petrolchimico di Mantova, il cui collegamento con l'istituto è in fase di completamento. Il cogeneratore sarà effettivamente installato all'incirca un anno dopo l'entrata in esercizio del contratto di teleriscaldamento. Al momento non sono disponibili né fatture né dati sui consumi di quest'ultimo pertanto per ricavare i fabbisogni energetici si utilizzeranno i dati relativi alle caldaie di prossima sostituzione.

Attualmente nell'istituto geriatrico sono presenti, come già premesso, un'unica centrale termica con tre gruppi termici (a breve sostituiti dal teleriscaldamento) dalle cui caldaie si diramano distinte tubazioni che alimentano il locale pompe per l'edificio "A" (confinante con la centrale termica), ed il locale pompe edificio "B" (inglobato nello stesso fabbricato) (vedi Tavola_01).

Nel locale pompe fabbricato "A" sono presenti:

- una pompa principale per l'alimentazione del circuito di riscaldamento IDR, ala Sud, ala Est e uffici
- una pompa per l'alimentazione di uno scambiatore ed accumulo per l'acqua calda sanitaria fabbricato "A"
- una pompa per l'alimentazione di uno scambiatore ed accumulo per l'acqua calda sanitaria cucina
- non sono presenti circolatori per alimentare circuiti di acqua refrigerata in quanto i gruppi frigoriferi sono dislocati sulla copertura in prossimità dei vari reparti.

Nel locale pompe edificio "B" sono presenti:

- una pompa principale per l'alimentazione del circuito di riscaldamento circuito radiatori
- una pompa principale per l'alimentazione del circuito di riscaldamento circuito ventilconvettori
- una pompa per l'alimentazione di uno scambiatore ed accumulo per l'acqua calda sanitaria fabbricato "B"

- Sono presenti 2 gruppi frigoriferi condensati ad acqua di pozzo (in emergenza da acquedotto) con serbatoio d'accumulo acqua refrigerata che alimenta il circuito fan-coil.

La centrale è alimentata da una rete gas interna a 0,04 bar, derivata da una cabina di decompressione posta nei pressi dell'ingresso carrabile verso il lato Nord. E' possibile pertanto avere disponibile all'interno dello stabilimento, una rete di alimentazione gas a 5 bar, particolarmente utile nel caso in cui si volesse utilizzare per la trigenerazione microturbine.

La fornitura e la rete principale di distribuzione dell'energia elettrica è realizzata in media tensione. Alla rete di media tensione è collegata la cabina di trasformazione, situata nel fabbricato "B" sul lato Nord, a servizio di tutti gli stabili. Risulta chiaro che per poter servire in modo adeguato le richieste di energia dell'insediamento, sarà necessario collegare il cogeneratore direttamente alla rete di media tensione, sfruttando le linee esistenti di distribuzione.

2.3 Studio dei carichi energetici

In fase preliminare è stata verificata la possibilità di introdurre la trigenerazione con successo nel sito in esame, operando anche le prime stime rispetto alla fattibilità. In particolare è stato pesato il grado di fattibilità dell'intervento ed individuati i principali punti di incertezza che possono influire sull'esito della fase di dettaglio.

Per eseguire una prima valutazione sono stati raccolti i dati energetici degli impianti presenti nello stabilimento e le caratteristiche dei principali cicli produttivi.

Lo stabilimento utilizza :

- energia elettrica per l'alimentazione dell'illuminazione generale interna ed esterna, forza motrice generale quali macchine di servizio (ad esempio lavatrici, frigoriferi,compressori, uffici) degli impianti di condizionamento estivo ed invernale (ad esempio gruppi motocondensanti, elettropompe);
- acqua calda ad 80°C per l'alimentazione degli impianti di riscaldamento e per la produzione di acqua ad uso sanitario per tutti gli stabili;
- acqua refrigerata a 7°C per il condizionamento della palazzina "B".

La ricostruzione dei fabbisogni energetici della struttura e delle utenze passa necessariamente attraverso il calcolo delle seguenti due grandezze:

- La potenza elettrica media assorbita su tutti i mesi, in modo da avere gli andamenti specifici in diversi periodi dell'anno caratterizzati da diverse esigenze di condizionamento degli ambienti.
- L'energia termica utilizzata per riscaldare gli ambienti e l'acqua calda sanitaria.

Al fine di ricavare tali grandezze si è agito secondo i seguenti passi:

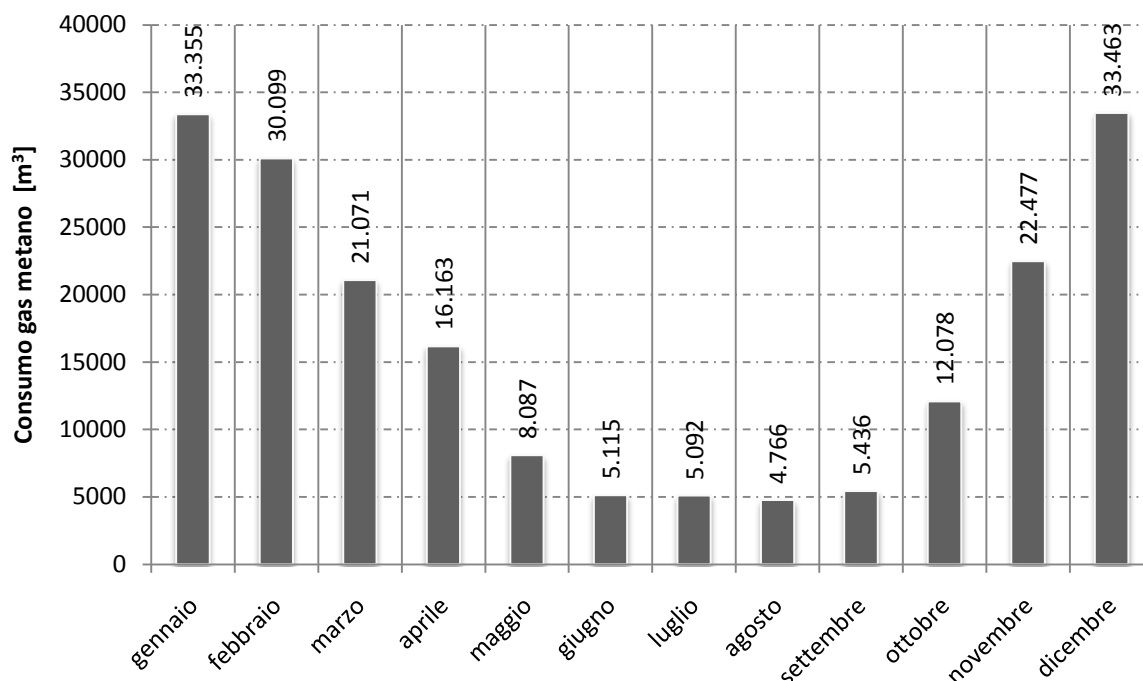
- Reperimento e raccolta delle bollette di luce e gas per la stima dei consumi elettrici e termici mensili. Gli anni di riferimento sono il 2008 per le fatture ENEL e il 2009 per le fatture TEA (volumi gas metano).
- Letture del contatore volumetrico del gas metano nel mese di Gennaio 2010
- Rilievi strumentali a campo della potenza media assorbita in cabina elettrica nel mese di Gennaio 2010.
- Calcolo dei fabbisogni termico e frigorifero dell'edificio "B" tramite software commerciale.

Dai risultati ottenuti si sono potuti stabilire gli andamenti dei carichi in una giornata tipo di ciascun mese dell'anno e si sono effettuati controlli incrociati tra le tre metodologie per verificare la concordanza dei dati.

2.3.1 Carichi termici

Come già anticipato i primi dati che si sono analizzati sono quelli relativi alle bollette del Gas Metano, che riportano i consumi mensili di metri cubi di Gas bruciato in caldaia (anno 2009) per l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento.

Grafico 2.1 Consumi mensili di gas metano anno 2009 (da fatture)



Si nota immediatamente come nei mesi invernali vi sia il massimo consumo di gas, corrispondente alla massima domanda termica, mentre in estate avendo gruppi frigoriferi elettrici il consumo di gas corrisponde al fabbisogno energetico per l'acqua calda sanitaria.

Le bollette danno solo una visione globale dei consumi, al fine di ottenere un andamento giornaliero della potenza termica richiesta si è effettuata la lettura del contatore volumetrico del metano. Si ricavano quindi i consumi orari di gas e successivamente si calcola la potenza termica mediamente assorbita ogni ora in un giorno "tipo" del mese di Gennaio.

Grafico 2.2 Consumi orari di gas metano per un giorno "tipo" del mese di Gennaio

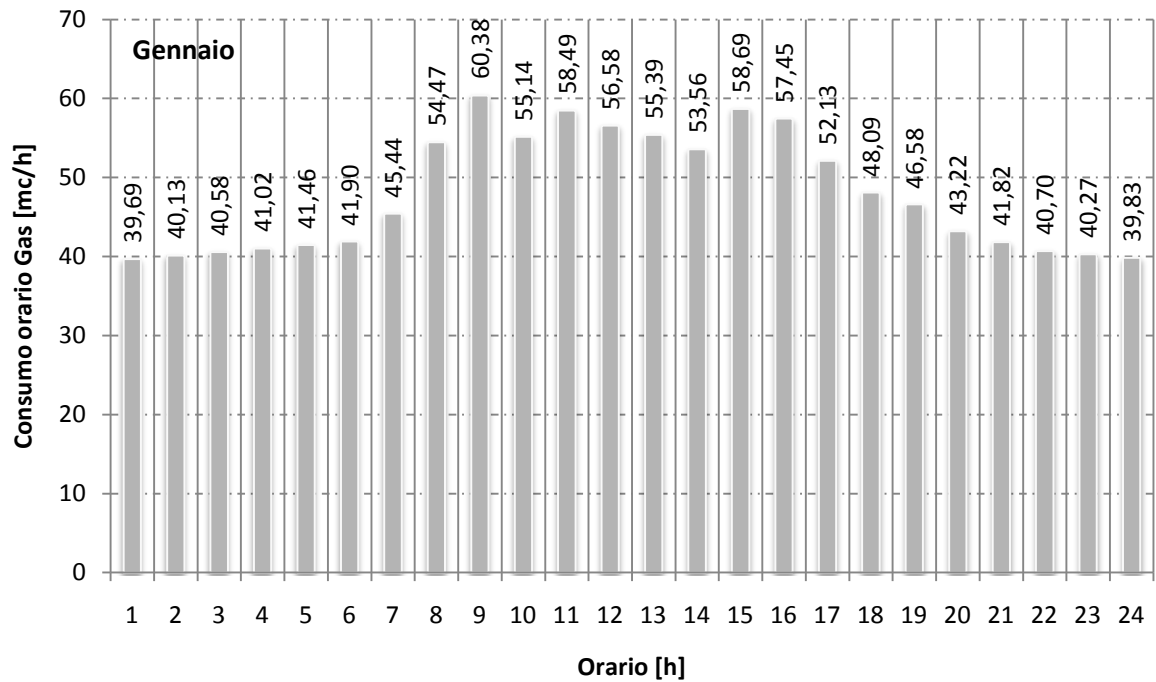
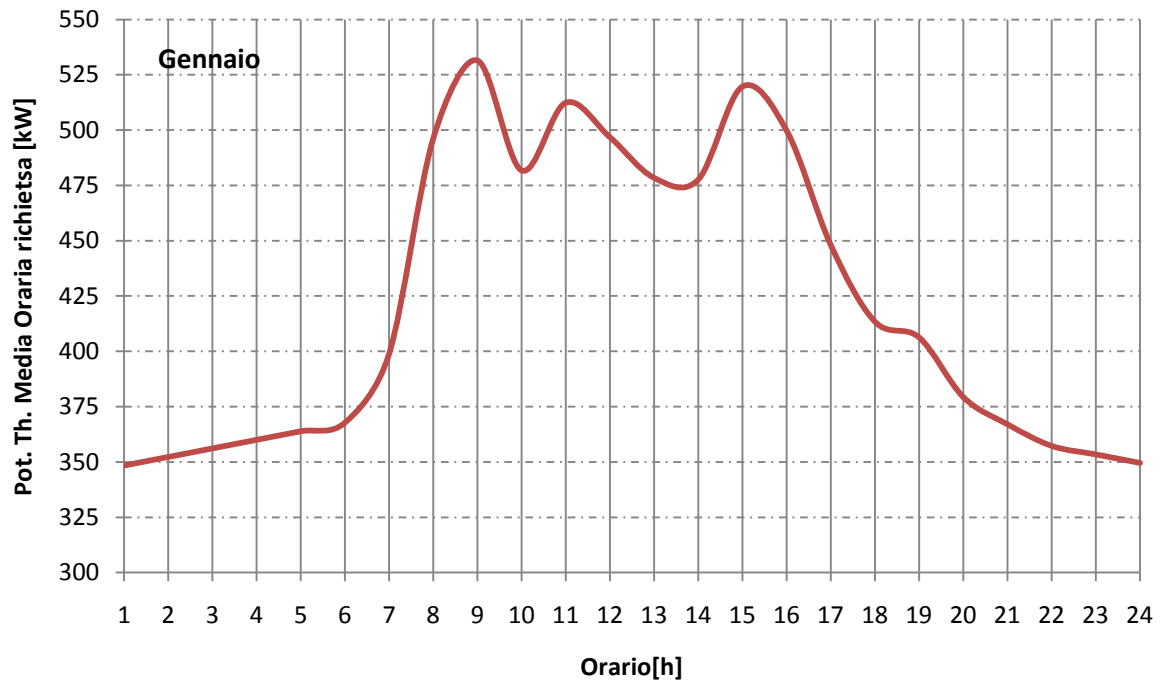


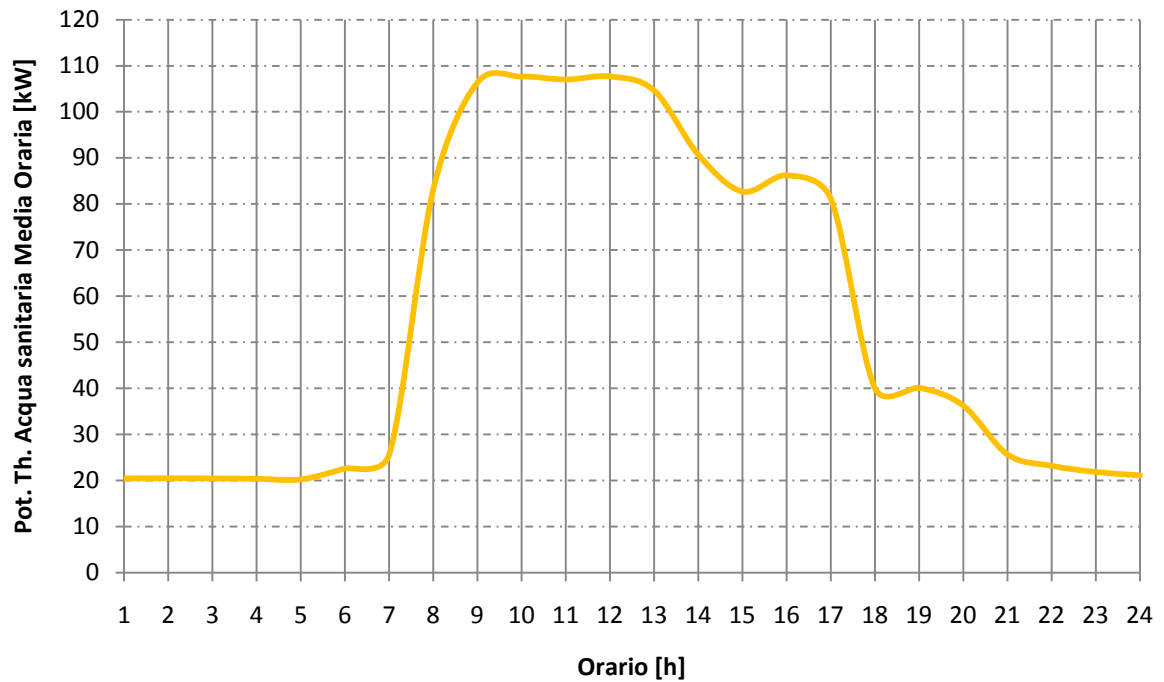
Grafico 2.3 Fabbisogno termico medio per un giorno "tipo" del mese di Gennaio



Il consumo di acqua calda sanitaria è dovuto principalmente ai lavaggi dei degenti, effettuati dal personale sanitario per mezzo di vasche ad alta capacità (150 l) e si concentrano quindi

nelle ore lavorative diurne in particolare nel corso della mattinata. Non potendo direttamente misurare il fabbisogno energetico richiesto da tali servizi, si è ricostruito l'andamento dei carichi termici dagli orari di assistenza ai degenti e dal consumo estivo di metano, in quanto non influenzato dal riscaldamento ambientale.

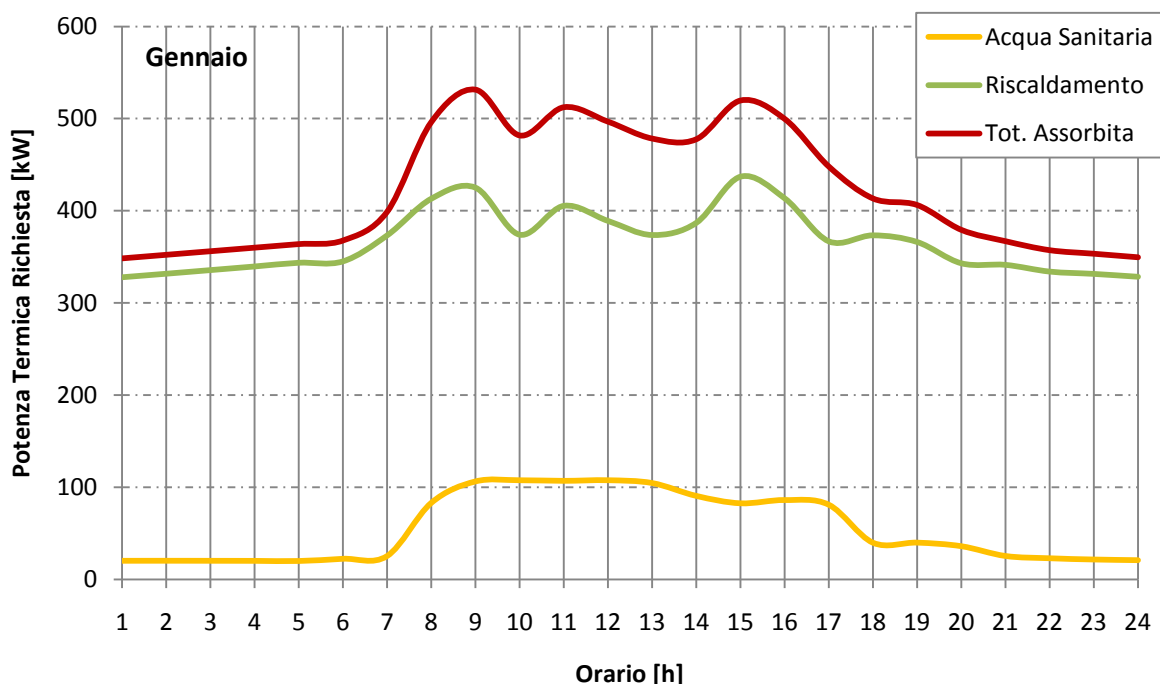
Grafico 2.4 Fabbisogno termico medio dell'acqua calda sanitaria per un giorno "tipo" del mese di Gennaio



Si può ora ipotizzare che l'andamento del carico termico per l'acqua sanitaria si ripeta "immutato" quotidianamente durante tutto l'anno, considerando che il maggior salto termico invernale è compensato in estate dal maggior consumo di acqua.

Riconsiderando ora il mese di Gennaio, il carico termico dovuto al solo riscaldamento risulterà essere la differenza tra il carico totale e quello della parte sanitaria.

Grafico 2.5 Fabbisogni termici medi per un giorno "tipo" del mese di Gennaio



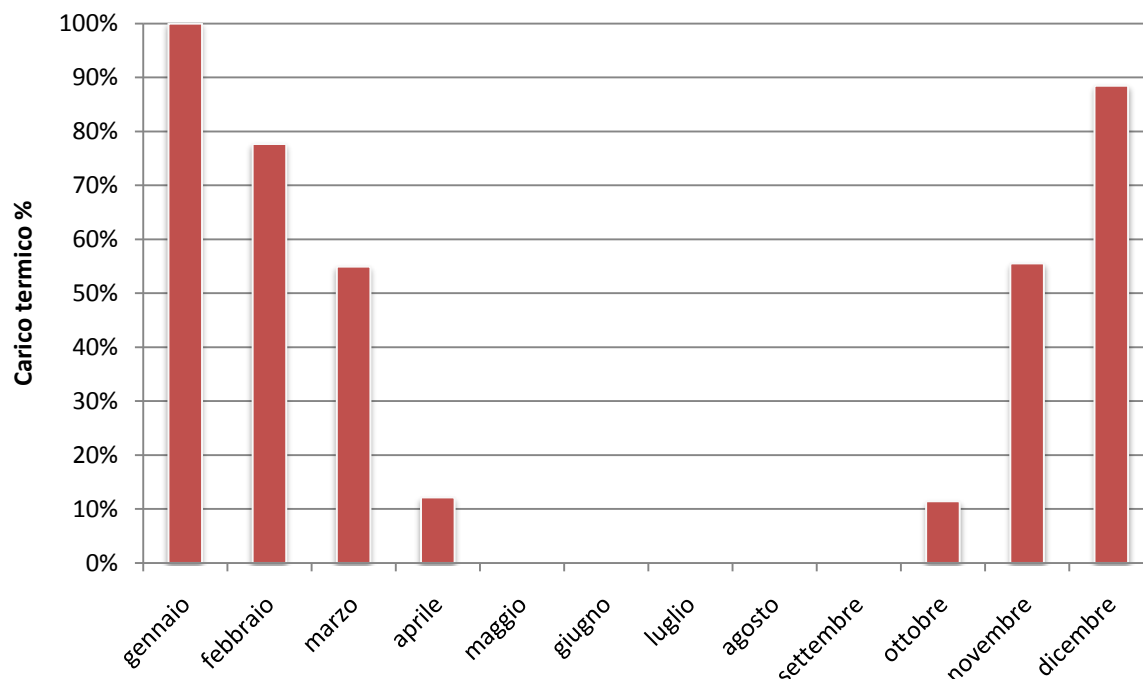
La ricostruzione dei rimanenti carichi mensili è avvenuta con un software commerciale secondo il Metodo RTS - ASHRAE Handbook 2001. Nello stesso calcolo si sono analizzati anche i fabbisogni estivi della struttura che saranno trattati nei paragrafi successivi. Si riportano in tabella le ipotesi di progetto immesse nel programma per la parte invernale.

Tabella 2.1 Dati di progetto per il calcolo dei fabbisogni energetici invernali mediante software commerciale

Progetto per realizzazione		Impianto di cogenerazione
Altezza sul l.d.m	[m]	19,00
Latitudine	[°N]	45,09
Longitudine	[°]	-10,46
Meridiano di riferimento	[DEG]	-15
Condizioni esterne di progetto		Inverno
Temperatura b.s. (Norma UNI 10339)	[°C]	-5
Temperatura b.u. (Norma UNI 10339)	[°C]	-6
Umidità Relativa (Norma UNI 10339)	[%]	75,9
Condizioni interne di progetto		Inverno
Temperatura b.s.	[°C]	22
Umidità Relativa	[%]	65
Coefficiente di affollamento (persone)	[n°]	26
Ventilazione	[V/h]	NO
Infiltrazioni	[V/h]	0,3

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 2.6 - **Fabbisogno termico per il riscaldamento edificio "B"** (Metodo RTS - ASHRAE Handbook, 2001)



Il modello ha considerato unicamente il fabbricato "B" ed ha prodotto l'andamento percentuale dei carichi termici, rapportati al mese di Gennaio, e conseguentemente i fattori riduzione di carico con cui si calcolano le curve del periodo invernale.

Tabella 2.2- **Fattori di riduzione del carico termico**

Mese	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Ottobre	Novembre	Dicembre
Fattore	1	0,78	0,55	0,12	0,11	0,56	0,88

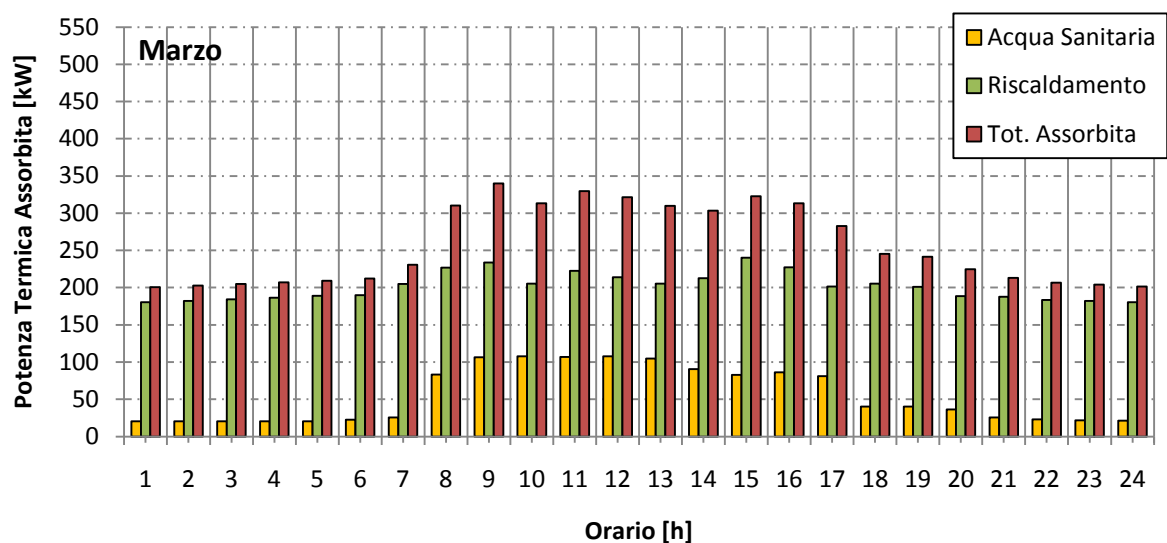
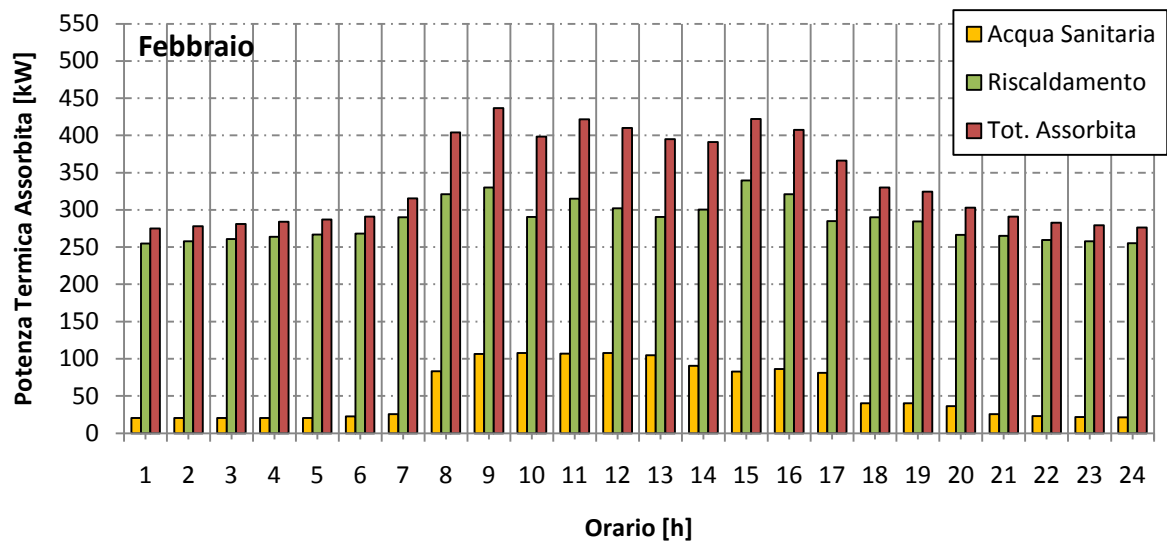
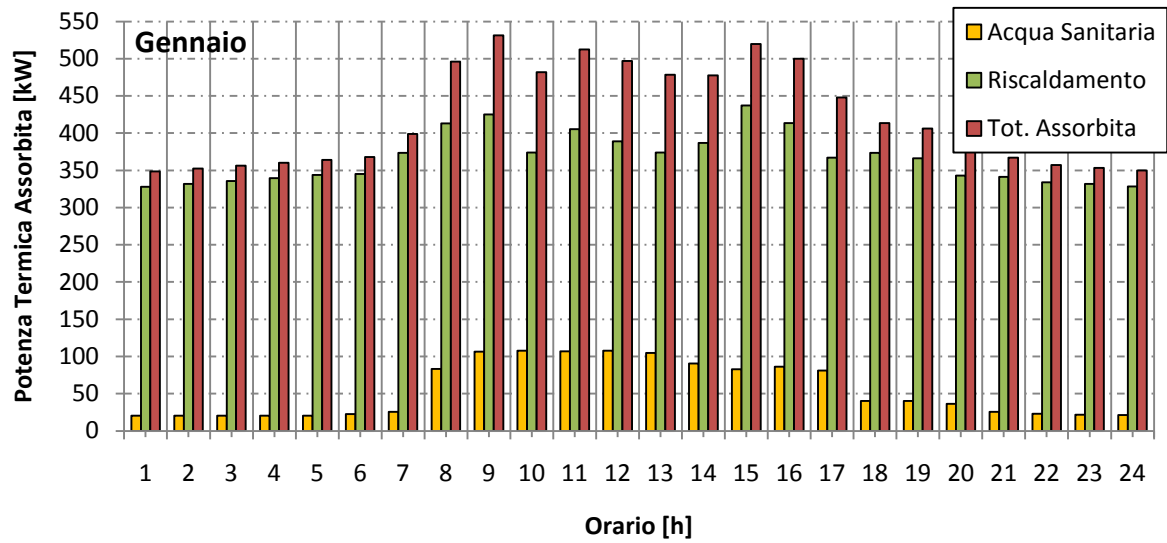
I fattori si riferiscono al solo riscaldamento, pertanto ai valori ottenuti sarà necessario aggiungere il contributo dovuto all'acqua calda sanitaria precedentemente modellato.

Si è deciso di utilizzare il modello calcolato mediante software in quanto basato su parametri climatici medi della zona geografica di intervento; al contrario le fatture del gas (del solo 2009) possono essere influenzate da eventi climatici anomali e perciò non rispecchiare le medie stagionali; ad esempio l'inverno 2009-2010 è stato uno dei più freddi degli ultimi 30 anni.

Si ottengono quindi i seguenti grafici per la potenza termica mediamente richiesta ogni ora dall'intera struttura.

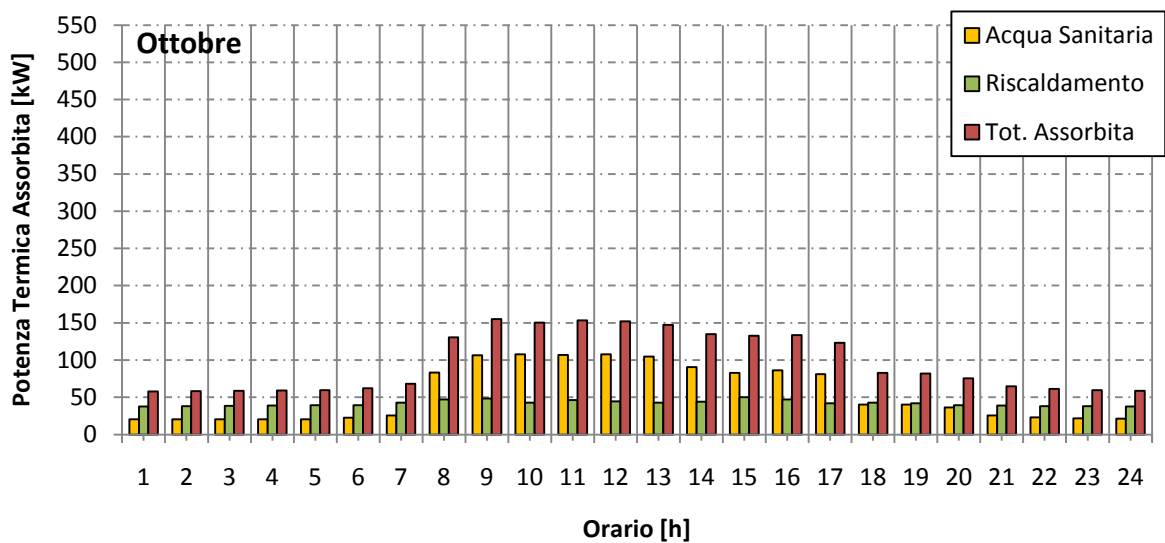
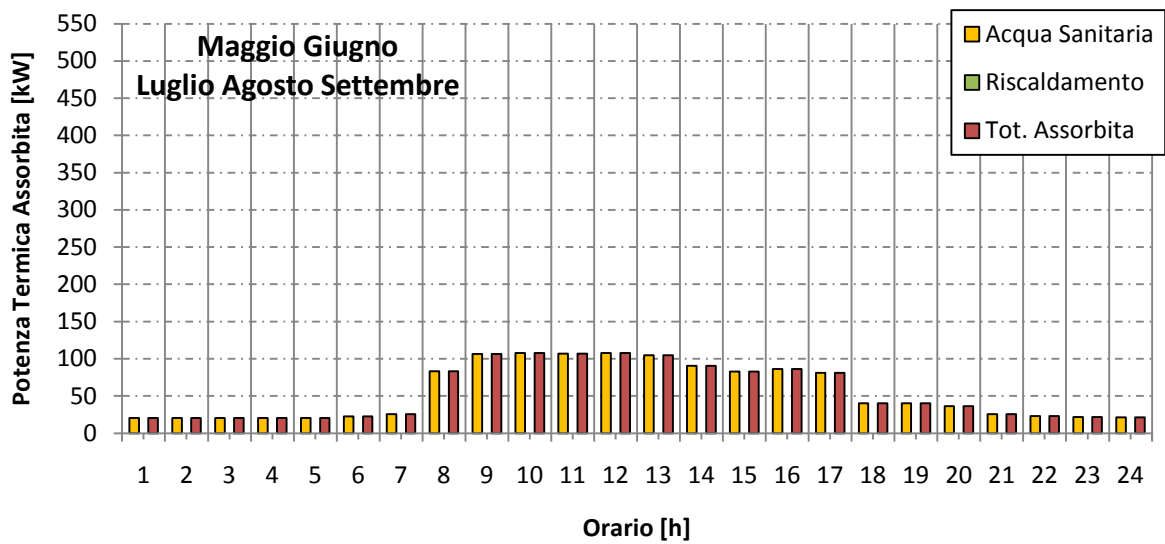
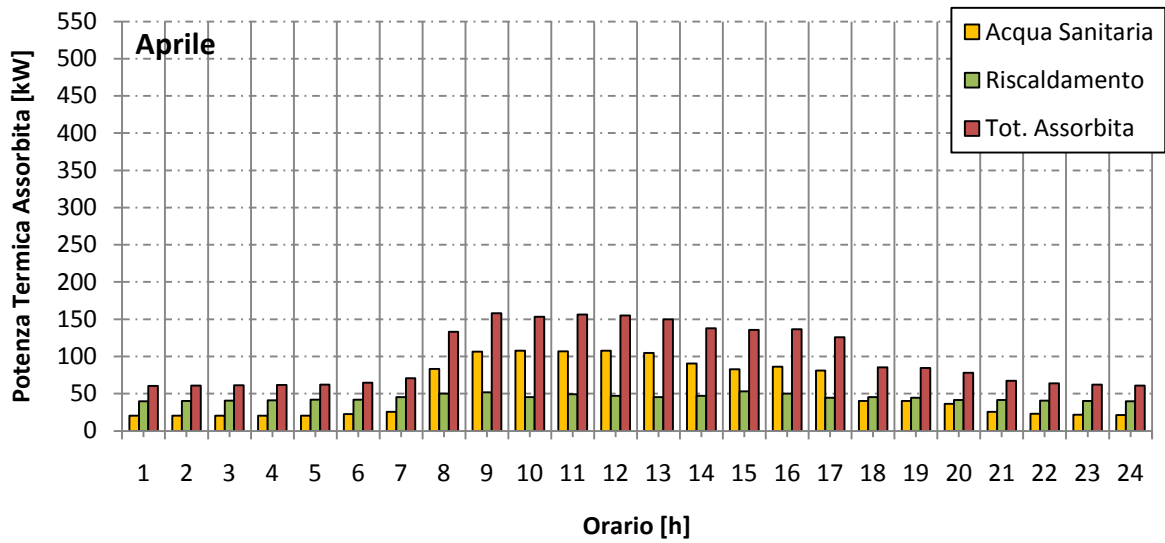
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 2.7 Fabbisogni termici medi per un giorno "tipo" del mese (Gennaio – Febbraio - Marzo)



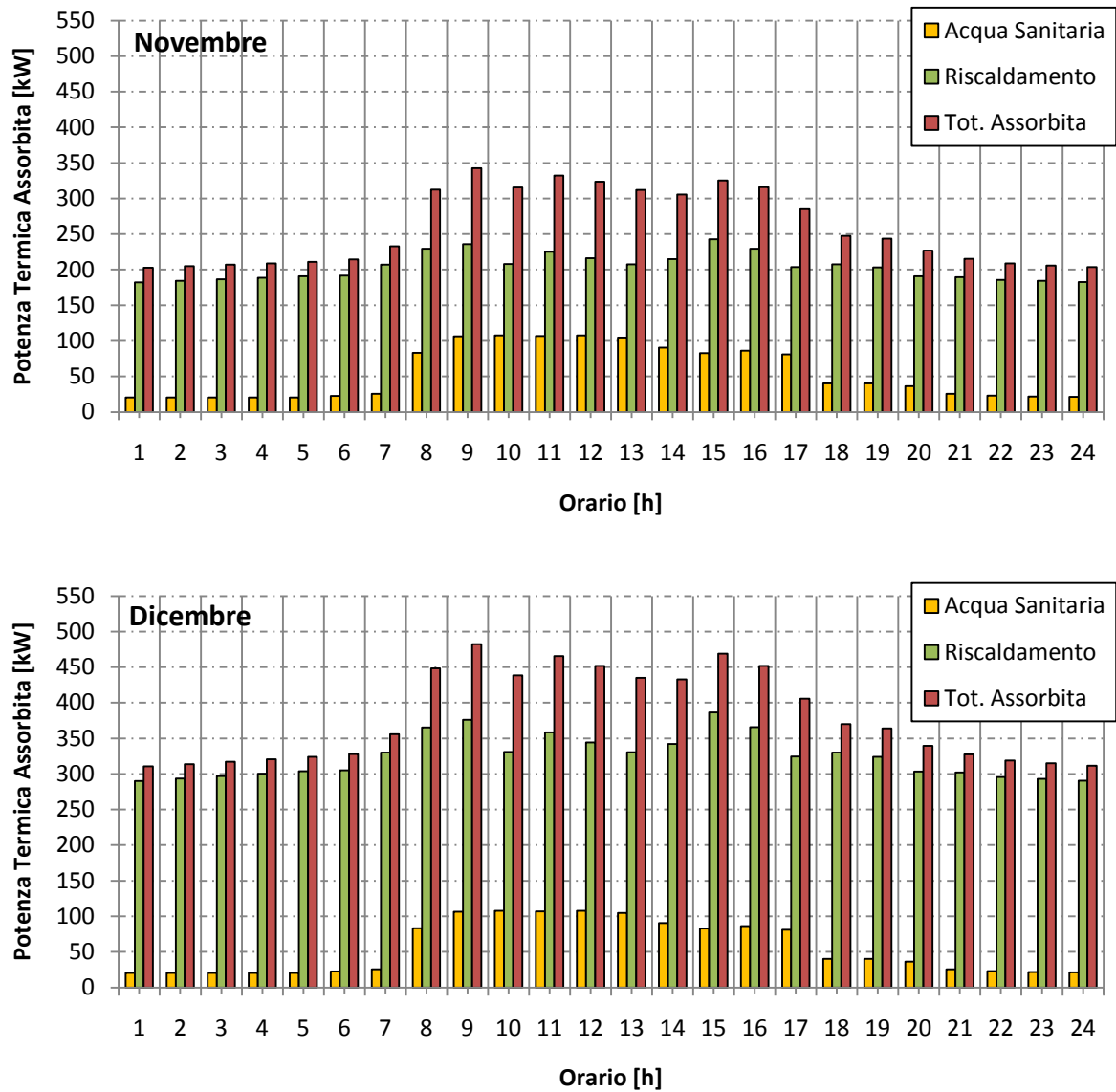
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 2.8 Fabbisogni termici medi per un giorno "tipo" del mese (da Aprile a Ottobre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

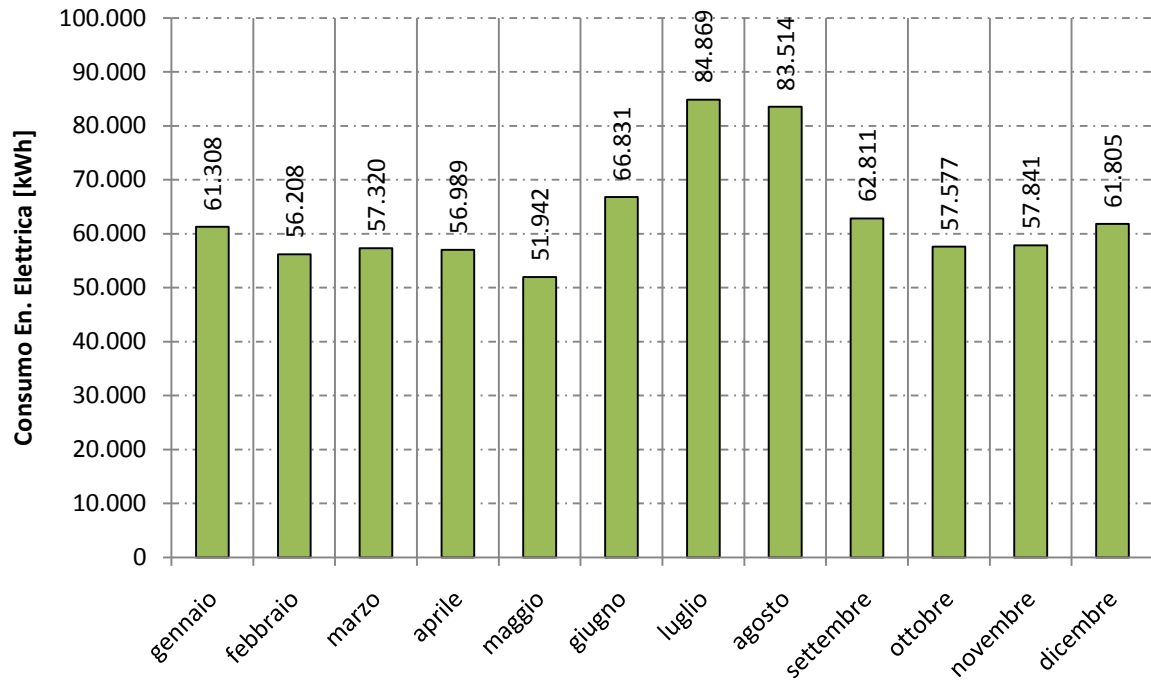
Grafico 2.9 Fabbisogni termici medi per un giorno "tipo" del mese (Novembre - Dicembre)



2.4 Carichi Elettrici

Come per i carichi termici per prima cosa si sono reperite le fatture dei consumi elettrici (anno 2008).

Grafico 2.10 *Consumi elettrici mensili dell'anno 2008 (da fatture)*



Al fine di ottenere l'andamento giornaliero dei carichi si è resa necessaria la misura in cabina elettrica della potenza assorbita dall'istituto.

I periodo di osservazione va da venerdì 8 Gennaio 2010 a mercoledì 13 Gennaio 2010.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 2.11 Carichi elettrici misurati in cabina 9-10-11 Gennaio 2010

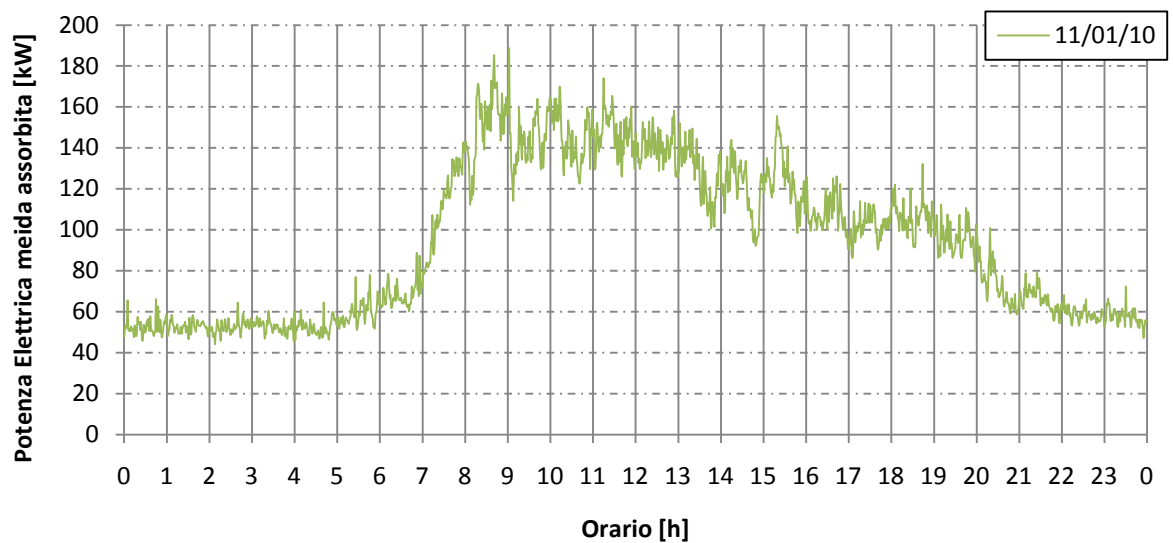
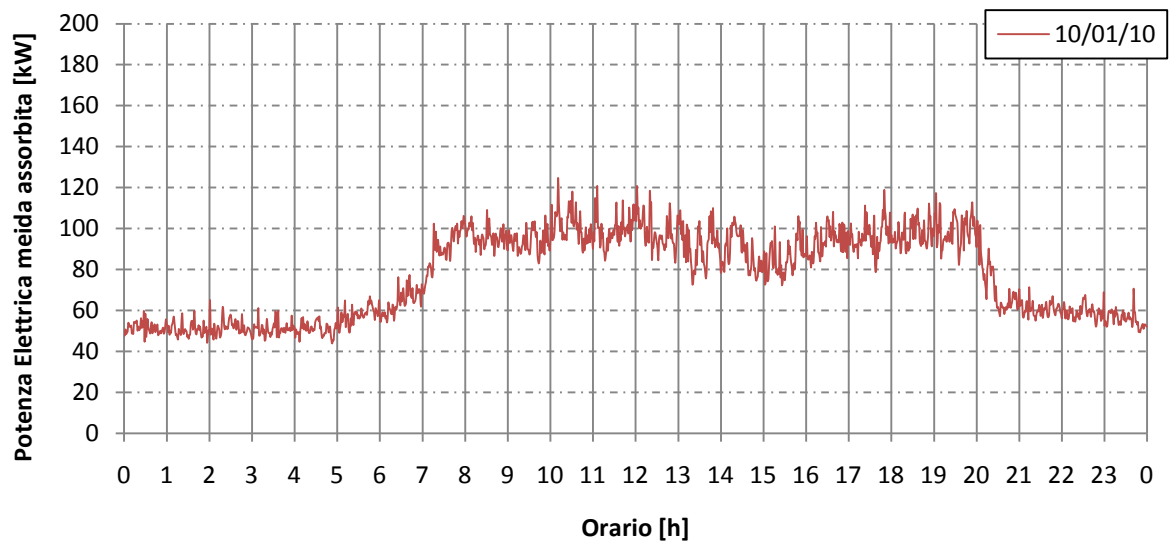
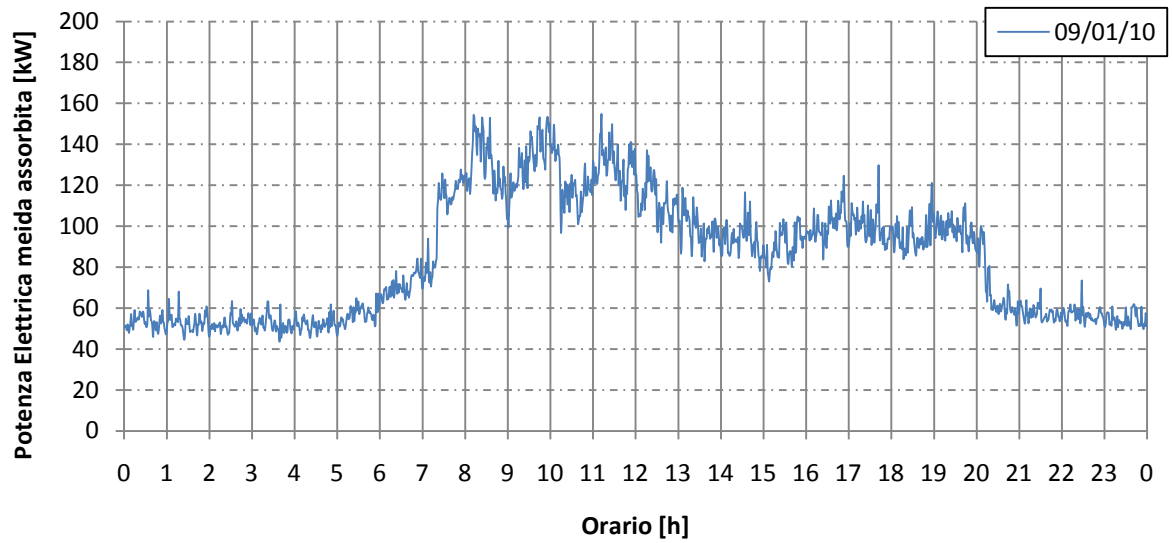


Grafico 2.12 Carichi elettrici misurati in cabina 12 Gennaio 2010

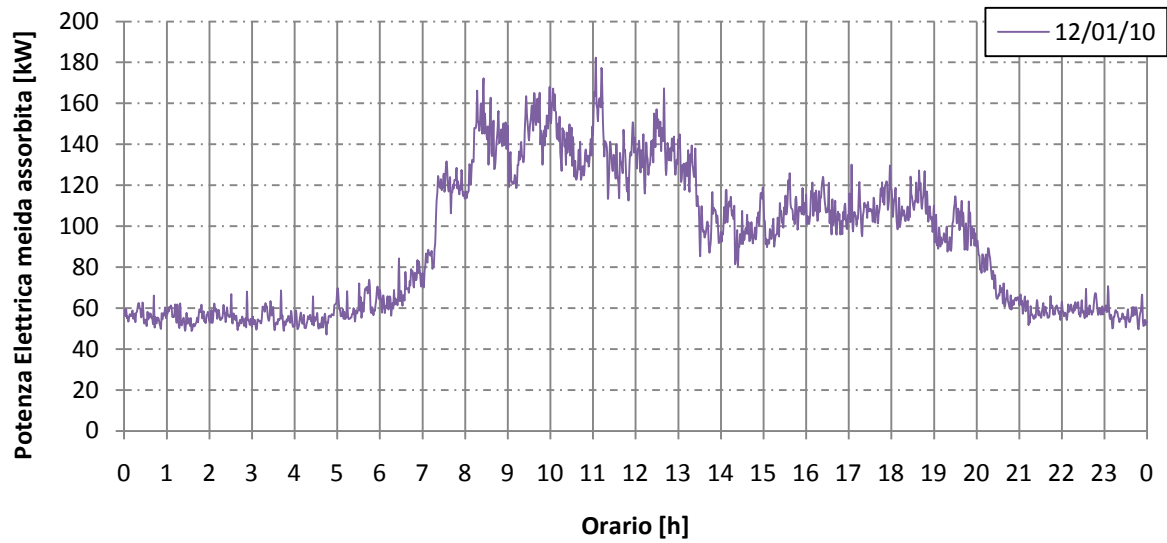
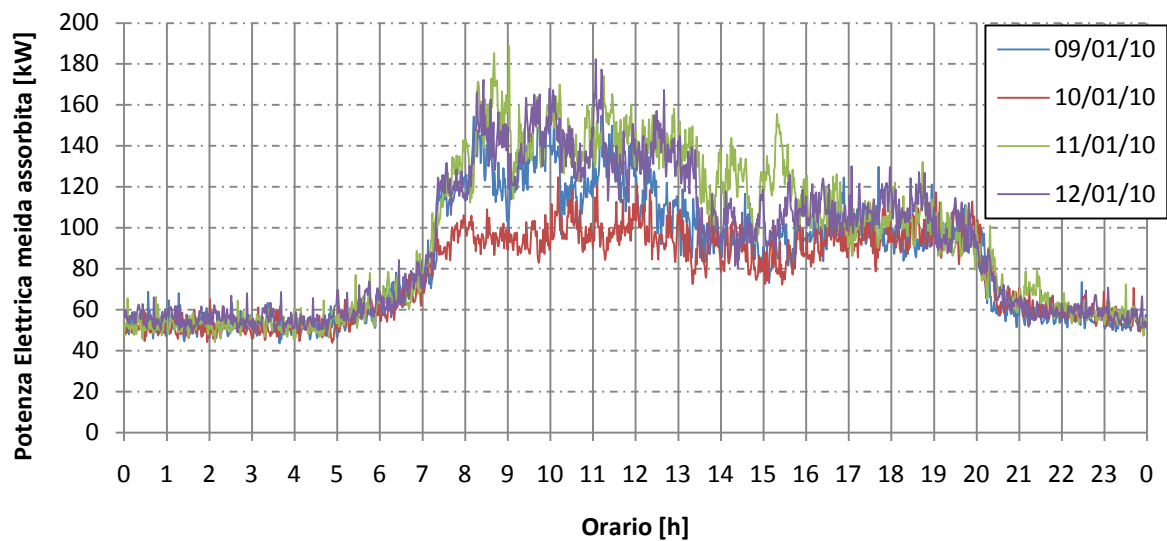


Grafico 2.13 Confronto tra i carichi elettrici misurati

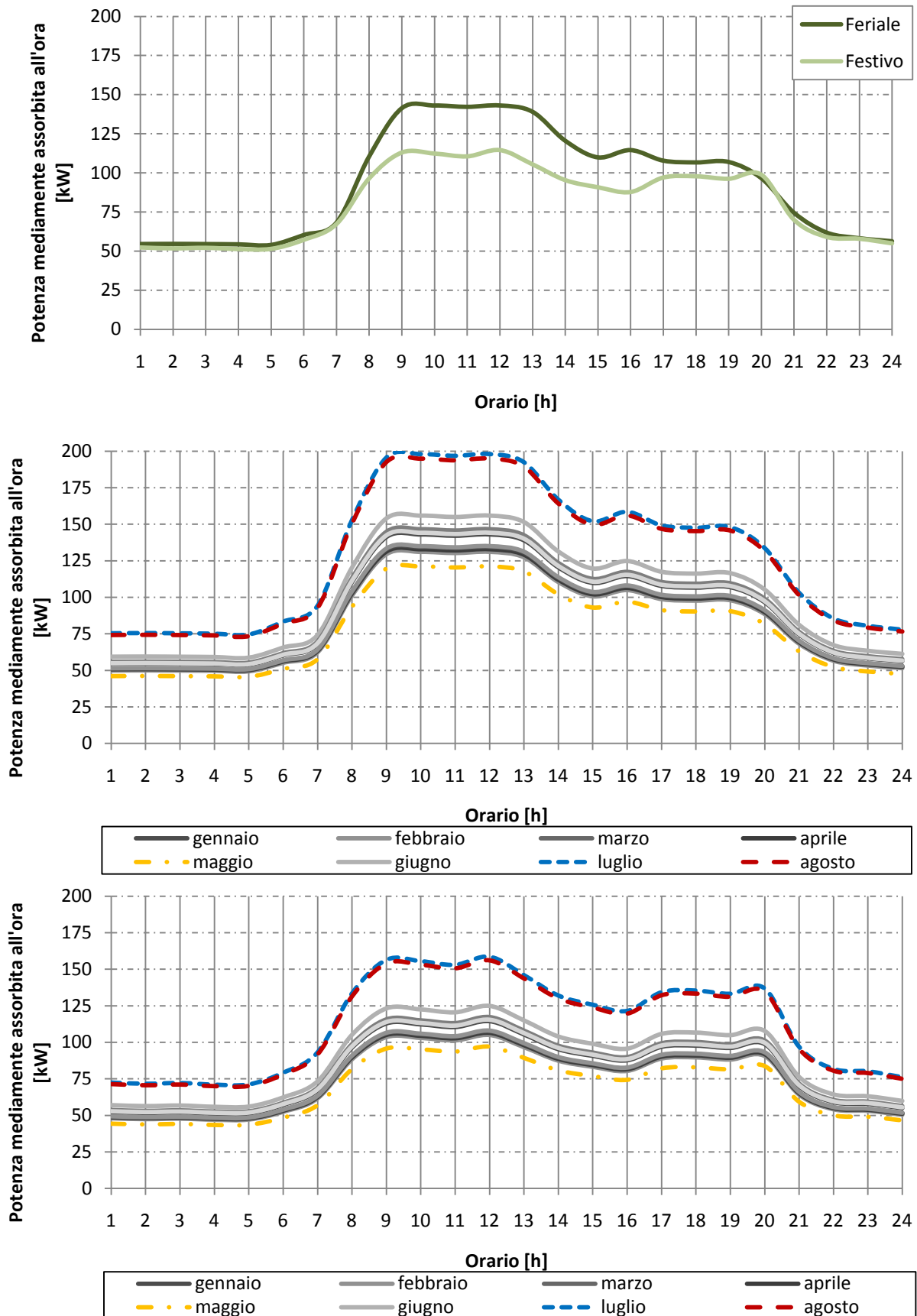


Dai valori misurati si sono ricostruiti due andamenti medi giornalieri della potenza elettrica assorbita riferiti rispettivamente a:

- giorno "tipo" feriale;
- giorno "tipo" festivo.

Si è proceduto alla ricostruzione dei carichi per i restanti mesi dell'anno attraverso la lettura dei consumi riportati in bolletta.

Grafico 2.14 Profilo dei carichi elettrici nei giorni feriali e festivi "tipo" mese di Gennaio



Come già in evidenza nelle bollette, il consumo di energia elettrica è maggiore nel periodo estivo a causa della richiesta frigorifera soddisfatta mediante gruppi elettrici.

Nel resto dell'anno il consumo è pressoché costante con un minimo nel mese di maggio dove l'impianto di raffrescamento è al minimo, o spento, e la necessità di illuminazione è ristretta alle sole ore serali.

I carichi giornalieri sono, come è logico aspettarsi, massimi durante la mattinata, periodo nel quale si effettuano i trattamenti terapeutici ai degenti, si stabilizzano durante il pomeriggio per poi avere i minimi nelle ore notturne.

2.5 Carichi Frigoriferi

Si sono calcolati i carichi per la climatizzazione estiva mediante il software commerciale, già in precedenza citato, seguendo il Metodo RTS - ASHRAE Handbook 2001.

Tabella 2.3 Dati di progetto per il calcolo dei fabbisogni energetici estivi mediante software commerciale

Progetto per realizzazione		Impianto di cogenerazione
Altezza sul l.d.m	[m]	19,00
Latitudine	[°N]	45,09
Longitudine	[°]	-10,46
Meridiano di riferimento	[DEG]	-15
Condizioni esterne di progetto		Estate
Temperatura b.s. (Norma UNI 10339)	[°C]	33
Temperatura b.u. (Norma UNI 10339)	[°C]	23,4
Umidità Relativa (Norma UNI 10339)	[%]	45,4
Escursione termica giornaliera	[°C]	12
Fattore di foschia	[0.85 ÷ 1]	0,85
Riflettività ambiente circostante	[0 ÷ 1]	0,2
Condizioni interne di progetto		Estate
Temperatura b.s.	[°C]	25
Umidità Relativa	[%]	55
Coefficiente di affollamento (persone)	[n°]	26
Ventilazione	[V/h]	NO
Infiltrazioni	[V/h]	0,3

Si ottengono gli andamenti giornalieri "tipo" per ogni mese interessato (periodo Maggio – Settembre).

Le potenze sono da considerarsi mediate su fasce orarie di un'ora.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

La simulazione è stata effettuata sull'edificio "B", perché come si vedrà in seguito, l'impianto trigenerativo riuscirà a soddisfare solo i fabbisogni di tale struttura e come già anticipato dal punto di vista tecnico, l'istituto ospedaliero presenta soluzioni impiantistiche separate tra gli edifici "A" e "B"; inoltre la sostituzione del gruppo frigorifero elettrico ad R22 in servizio nel fabbricato "B" è uno degli obiettivi dell'intervento.

Per quanto riguarda i mesi di transizione, si preferirà riferire i carichi rispettivamente alla seconda metà del mese per Maggio e alla prima metà del mese per Settembre, in quanto da una indagine sull'effettivo utilizzo delle utenze frigorifere, nell'istituto appare molto improbabile che l'esercizio delle stesse esca dai limiti temporali sopra citati.

Grafico 2.15 Fabbisogni frigoriferi medi per un giorno "tipo" del mese (Maggio - Giugno)

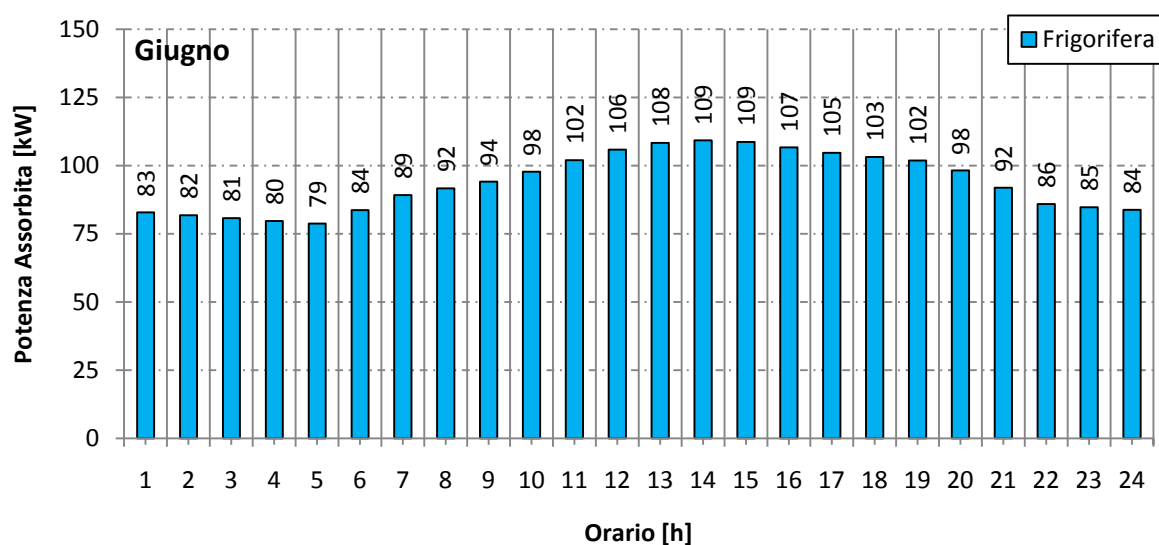
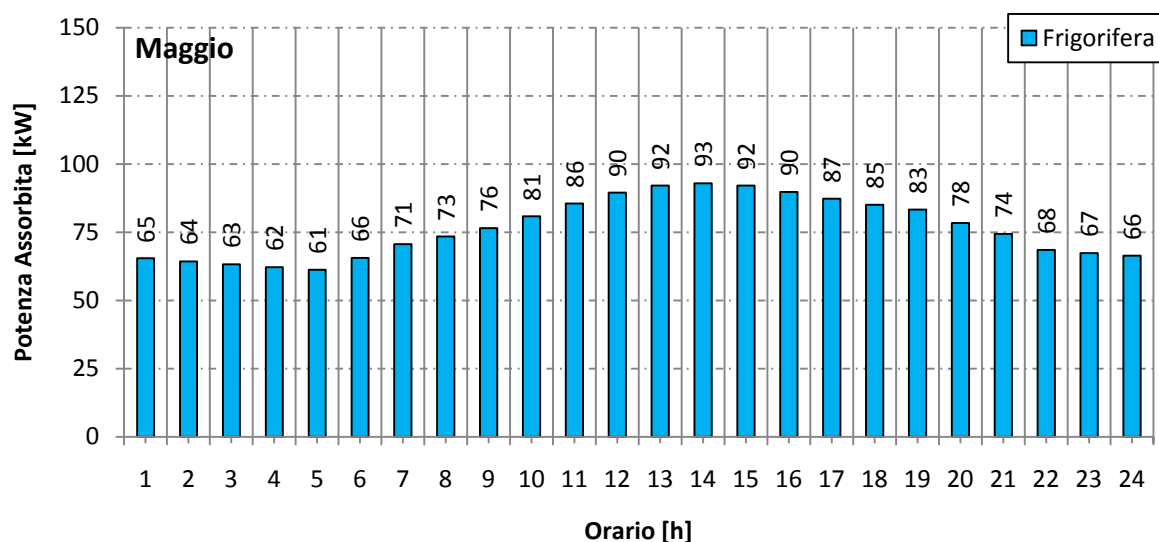
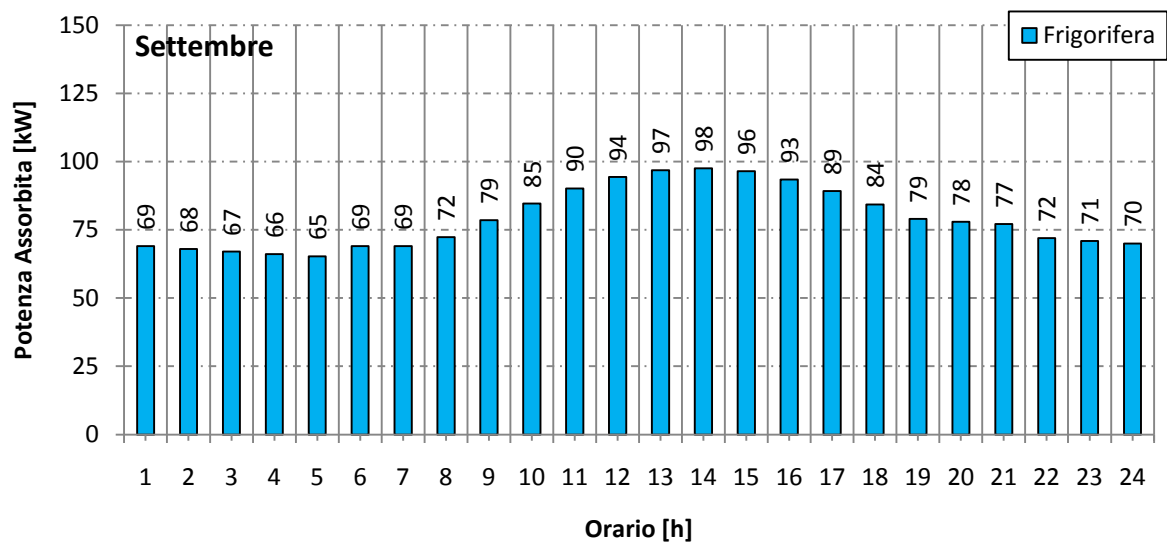
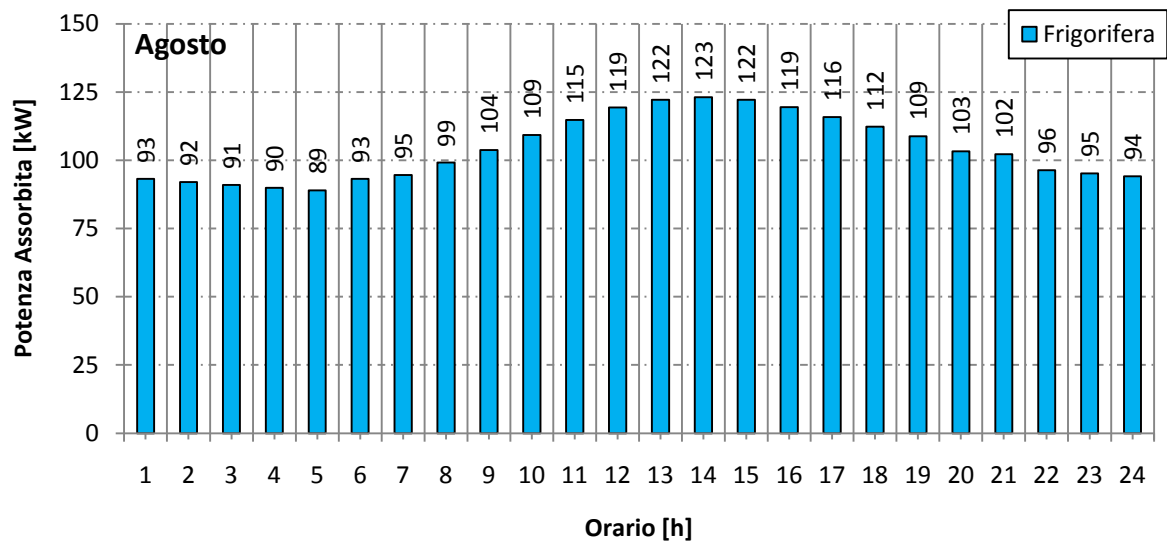
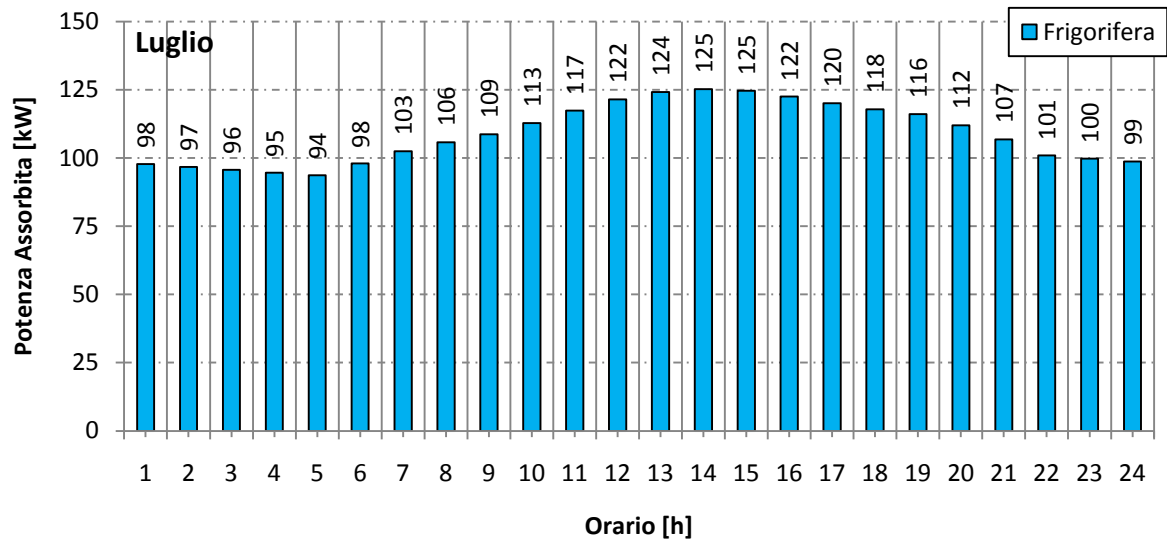


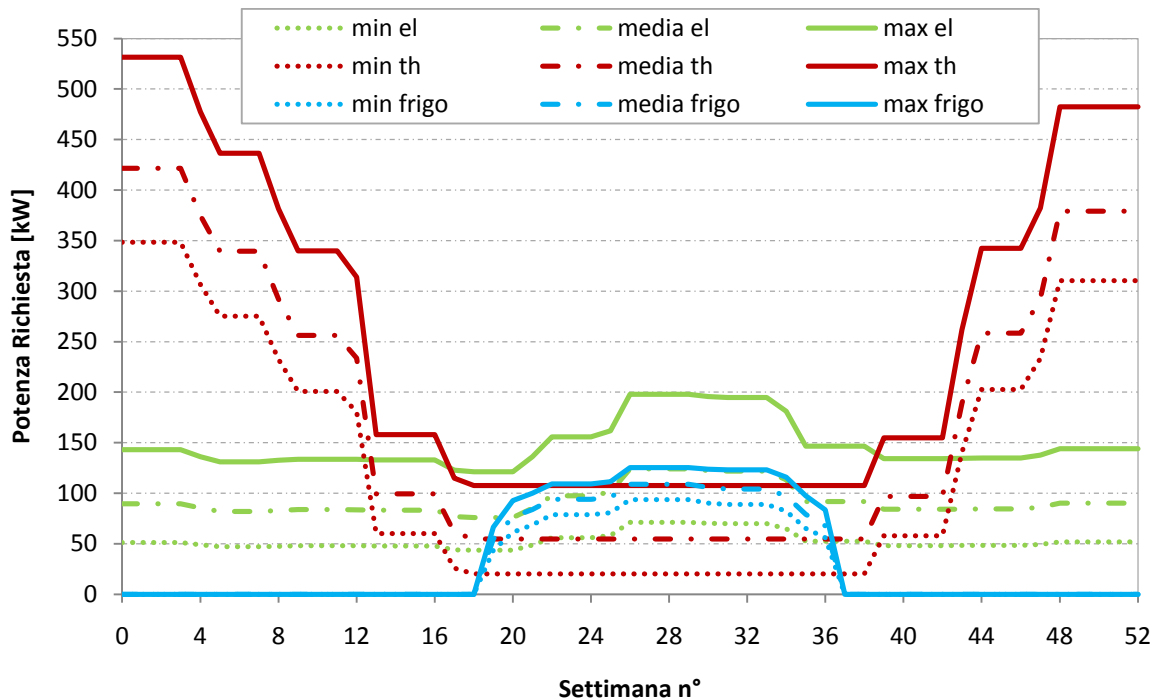
Grafico 2.16 Fabbisogni frigoriferi medi per un giorno "tipo" del mese (Luglio – Agosto - Settembre)



2.6 Sintesi dei carichi

Si confrontano gli andamenti annuali delle tre tipologie di carico. le linee indicano rispettivamente la potenza minima, media e massima richieste settimanalmente dall'istituto (i carichi frigoriferi si riferiscono al solo edificio "B").

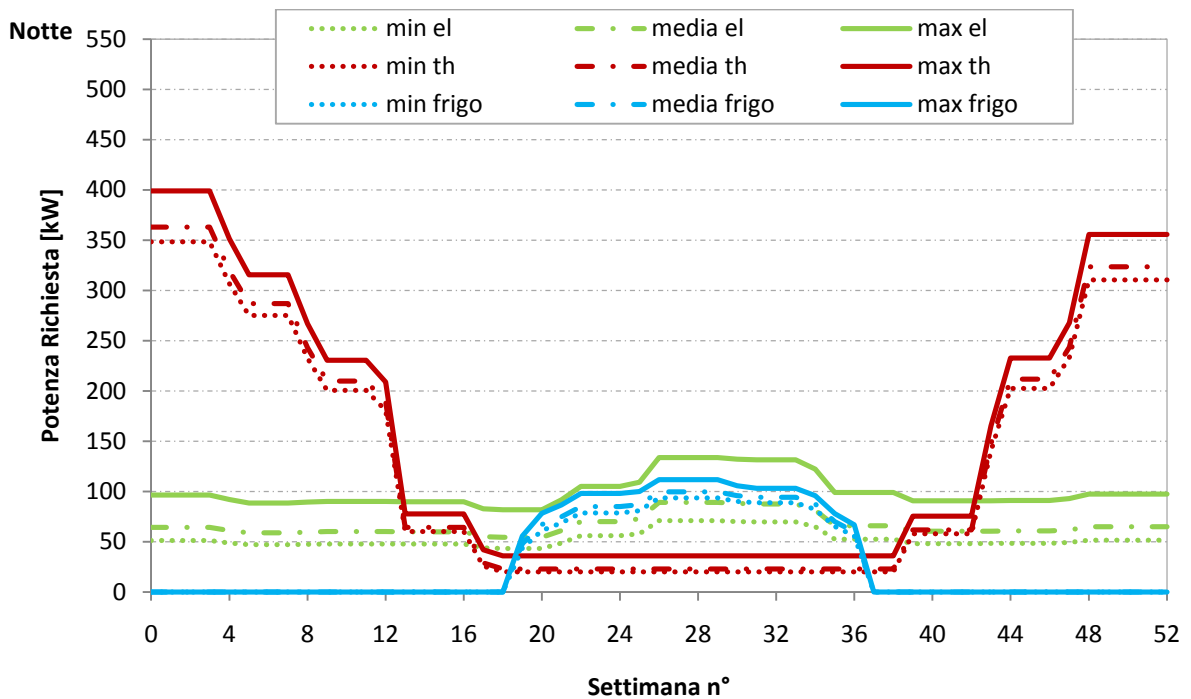
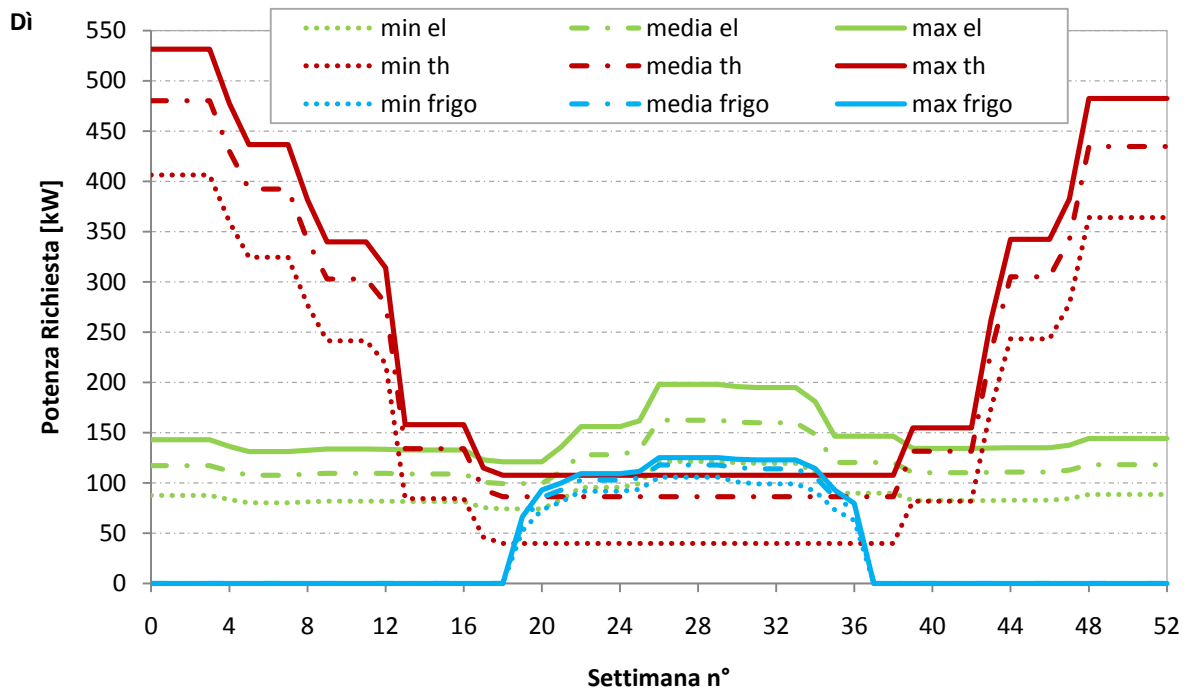
Grafico 2.17 Andamento annuale dei fabbisogni energetici giornalieri



Si nota che nei mesi invernali (da Novembre a Marzo), il carico termico supera sempre quello elettrico, mentre nelle mezze stagioni la situazione appare critica poiché le linee dei carichi termici ed elettrici si intersecano e presentano ordini di grandezza molto simili.

Nei mesi estivi il carico termico è dovuto unicamente all'acqua calda sanitaria, il consumo elettrico aumenta a causa della richiesta frigorifera; da i grafici seguenti è evidente che nelle ore notturne il carico elettrico è superiore a quello termico, durante il dì solo la linea della potenza elettrica massima richiesta è superiore agli andamenti termici;

Grafico 2.18 Andamento annuale dei fabbisogni energetici diurni e notturni



Nel caso della potenza termica e frigorifera durante la notte i carichi minimi medi e massimi tendono a coincidere.

Il complesso ha un assorbimento di energia comunque continuato nell'arco delle 24 ore.

2.6.1 Fattibilità tecnica del progetto

Con l'analisi eseguita sono stati individuati i principali parametri ed indici che caratterizzano il sistema energetico oggi presente nello stabilimento. In sintesi abbiamo una richiesta di energia elettrica che rimane pressoché costante durante l'anno, con aumenti del 20% circa nel periodo estivo, e che presenta una lieve riduzione dei valori di regime nelle ore serali e notturne. Contemporaneamente vi è una richiesta consistente di energia termica per il condizionamento e il riscaldamento degli ambienti, energia che viene resa disponibile nel periodo invernale tramite una rete di acqua calda a 60-80°C alimentata con caldaie a gas e nel periodo estivo con una rete di acqua refrigerata a 7-12°C alimentata da gruppi frigoriferi elettrici con condensazione ad acqua.

Valutando i grafici di assorbimento e i livelli di potenza in gioco in relazione al periodo di funzionamento, risulta evidente la possibilità di inserire un impianto di cogenerazione di piccola potenza in grado di seguire con flessibilità il carico elettrico non sempre costante secondo le seguenti condizioni:

- realizzare un recupero termico vicino al 100% del disponibile sia per motivi normativi (cap 1.2) sia per la difficoltà che si incontrerebbe nello scaricare in atmosfera il calore di scarto essendo il luogo preposto all'intervento vicino alle zone di degenza.
- Imporre il recupero termico pari al 100% significa che l'impianto inseguirà il carico termico della struttura e l'energia elettrica di cogenerazione diventa prodotto secondario dell'impianto; essa verrà autoconsumata e quella in esubero venduta alla rete elettrica.
- Per l'utilizzo dell'impianto anche nella stagione estiva è necessaria l'installazione di un assorbitore, in quanto i carichi sanitari non giustificano da soli l'utilizzo di un cogeneratore. Si ricorda che i gruppi ad assorbimento hanno COP bassi, al massimo unitari, pertanto l'impianto risulterà essere molto meno efficace in estate rispetto all'inverno.
- L'impianto dovrà lavorare per il maggior numero di ore possibile al massimo rendimento, in quanto, soprattutto per i motori alternativi, vi è un grande decadimento delle prestazioni a carichi parziali con un limite di funzionamento pari al 50% del carico elettrico per la maggior parte dei sistemi in commercio.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

- Il range di funzionamento elettrico tra il 50% e il 100% del carico corrisponde a un range termico ancora più stretto (anche 65% - 100%), pertanto affinché il sistema funzioni per tutta la durata dell'anno, il carico termico richiesto dovrà essere il più possibile maggiore al carico minimo erogabile dal cogeneratore.
- Al fine di progettare un impianto basato sull'autoconsumo di energia si ricercheranno soluzioni con produzione continua di potenza elettrica tra i 50kW e i 100kW e alto rapporto heat/power, al fine di coprire una parte cospicua del fabbisogno termico mantenendo un alto numero di ore di funzionamento dell'impianto.

L'impianto potrebbe essere posizionato sul lato destro della centrale termica a cui fanno capo la rete di distribuzione il riscaldamento e l'impianto acqua calda sanitaria.

Nella stessa zona si trova anche la rete di distribuzione gas a media pressione e la cabina elettrica di media tensione.

Viste le condizioni progettuali alle quali dovrà soddisfare un possibile impianto di cogenerazione, è necessario ora simulare il suo funzionamento ipotizzando l'installazione di motori attualmente in commercio rispondenti alle caratteristiche energetiche appena discusse.

3 Simulazione energetica

Viste le considerazioni fatte nel capitolo precedente, si rende ora necessario simulare il funzionamento di macchinari aventi le taglie ipotizzate, per quantificare se sia effettivamente vantaggioso installare un impianto cogenerativo.

La simulazione di maggior rilievo è certamente quella energetica, in quanto sono proprio i fabbisogni di energia dell'istituto a pilotare il funzionamento dei motori e di conseguenza a determinare le ore di funzionamento e l'energia autoprodotta, che sono dati necessari per le successive considerazioni ambientali ed economiche.

3.1 Soluzioni analizzate

Sono state previste simulazioni su cinque diversi sistemi. Le tecnologie motoristiche analizzate sono due

- microturbina a gas indicata con "MTG"
- motore alternativo a combustione interna denominato "MCI"

Gli impianti 1,2,3 sono sistemi che combinano la produzione di calore, energia elettrica e energia frigorifera.

Per le configurazioni 4 e 5 è prevista la sola produzione combinata di calore ed energia elettrica.

I motori sono tutti alimentati a gas metano, in particolare i motori alternativi sono a ciclo Otto.

Si propone ora una breve presentazione dei moduli cogenerativi analizzati, seguiranno prima di ogni simulazione le tabelle con caratteristiche di dettaglio

Sistema 1: modulo cogenerativo con micro turbina Capstone C65 e assorbitore Century.

Il sistema di trigenerazione proposto consente di produrre allo stesso tempo 65kW elettrici e 112kWth con acqua a 70°C. Nella stagione estiva il sistema verrà convertito in trigenerazione con l'ausilio del gruppo ad assorbimento monostadio Century, che consente la produzione di 70kWf per il condizionamento della struttura.

Sistema 2: modulo di cogenerazione da 50 kW con motore alternativo a combustione interna MAN mod. E0834 E 302 e modulo termico capace di fornire fino a 79 kWth. Per il condizionamento estivo viene proposto un gruppo frigorifero ad assorbimento da 30 kW frigoriferi.

Sistema 3: modulo cogenerativo con MCI da 100 kW elettrici MAN mod. E0836 LE 202. Il modulo termico è in grado di fornire 148 kWth mentre il gruppo ad assorbimento soddisfa una richiesta fino a 100 kWf.

Sistema 4: microturbina Turbec T100 PH nella configurazione power and heat pertanto si prevede il solo recupero termico di 165 kWth accanto alla generazione di 100 kWel.

Sistema 5: Modulo di cogenerazione alimentato con motore a combustione interna MAN E0836 E 302 e modulo di scambio termico con potenza nominale di 79 kWth.

3.2 Simulazione energetica

Attraverso i dati raccolti nelle fasi precedenti si può procedere alla simulazione delle cinque ipotesi fatte e al confronto dei risultati per la scelta della soluzione ottimale che andrà a servire lo stabilimento.

Le simulazioni di funzionamento sono state condotte nell'arco di un intero anno solare ora per ora e giorno per giorno, tenendo accuratamente conto sia dei giorni festivi e feriali che dei diversi periodi stagionali.

Le simulazioni sono state realizzate ipotizzando, come modalità di conduzione del cogeneratore, un funzionamento a pilotaggio termico: in questa modalità, è la richiesta termica delle utenze a determinare il regime di funzionamento del cogeneratore il quale "segue" l'andamento della domanda cercando di soddisfarla con l'autoproduzione. Nel caso ciò non sia possibile, poiché la richiesta supera la massima potenza termica producibile (ed elettrica corrispondente) dal cogeneratore, si fa ricorso all'impianto di teleriscaldamento.

In realtà il cogeneratore è autonomo solo nei mesi autunnali e primaverili, mentre in inverno va di fatto ad integrare il sistema di teleriscaldamento. La quantità di energia elettrica cogenerata viene utilizzata per soddisfare le corrispondenti richieste elettriche delle utenze, se è prodotta in esubero, viene scambiata con le modalità del "conto scambio" previste per i sistemi cogenerativi al di sotto dei 200 kW.

La scelta di integrare l'impianto con un gruppo assorbitore è stata fatta per sfruttare al meglio la produzione di calore anche in estate. Il criterio di funzionamento del modulo cogenerativo rimane immutato anche in questo periodo, la macchina sarà comandata dal carico termico richiesto dall'assorbitore in base alla domanda frigorifera dell'istituto.

La fase di simulazione è stata realizzata utilizzando un foglio elettronico nel quale sono stati inseriti i dati di generazione del modulo in indagine ed è stato ricostruito, riferendosi alla potenza elettrica assorbita dallo stabilimento nel 2008 (attualizzata al 2010 grazie alle misure a campo svolte), un anno di funzionamento della macchina. Dalla fase di simulazione vengono estratti i dati prestazionali di generazione e consumo del modulo in esame e in particolare :

- Energia elettrica generata mensilmente.
- Energia termica generata ed utilizzata per il riscaldamento degli ambienti
- Energia termica generata ed utilizzata per produrre acqua refrigerata tramite gruppo assorbitore.
- Quantità di gas consumato per alimentare il cogeneratore
- Ore di funzionamento dell'impianto, con calcolo degli interventi manutentivi su un periodo di riferimento di 10 anni
- Quantità di gas risparmiata grazie all'uso del modulo cogenerativo.

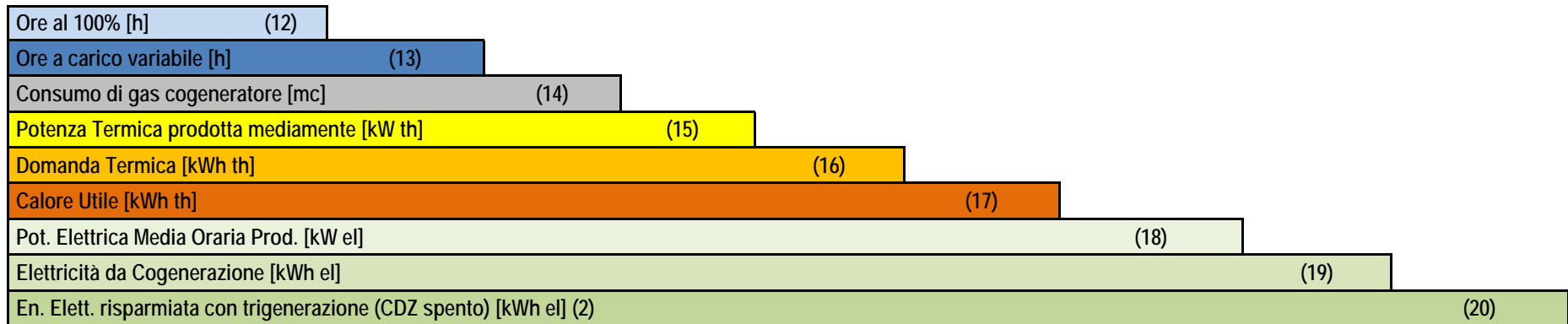
3.2.1 Metodo applicato per la simulazione

Per descrivere in modo sintetico il metodo utilizzato per simulare il funzionamento degli impianti viene riportato nella fig. 2.18 lo schema della tabella utilizzata per riassumere i risultati .

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.1 *Tabella esemplificativa della simulazione energetica*

(1)									
Mese (2)	Ore al 100% [h] (3)	Ore a carico variabile [h] (4)	Consumo di gas cogeneratore [mc] (5)	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th] (6)	Domanda Termica [kWh th] (7)	Calore Utile [kWh th] (8)	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el] (9)	Elettricità da Cogenerazione [kWh el] (10)	En. El. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (11)
Gennaio									
Febbraio									
Marzo									
Aprile									
Maggio									
Giugno									
Luglio									
Agosto									
Settembre									
Ottobre									
Novembre									
Dicembre									



- (1) Nome modulo cogenerativo.
- (2) Mese di riferimento per il calcolo di simulazione.
- (3) Ore di funzionamento corrispondenti al carico massimo cioè massimo rendimento elettrico e totale.
- (4) Ore di funzionamento mensili del modulo di cogenerazione. Utilizzando i valori di produzione elettrica del cogeneratore, sono state calcolate le ore in cui il cogeneratore può erogare energia in relazione ai valori massimi e minimi di funzionamento. Si ricorda in particolare che il range di funzionamento dei motori va dal 50% del carico a quello nominale (esclusa la turbina Capstone C65).
- (5) Consumo di gas del modulo di cogenerazione calcolato in funzione del carico elettrico e del rendimento elettrico.
- (6) Valore medio della potenza termica generata dall'impianto di cogenerazione calcolata applicando i dovuti valori di rendimento delle singole macchine ricavati ricostruendo gli andamenti delle efficienze al variare del carico termico richiesto. Si ricorda che tutti e tre gli impianti sono pilotati dal carico termico.
- (7) Domanda di energia termica dell'istituto valutata nel capitolo precedente aumentata della energia termica richiesta in ingresso all'assorbitore nel caso di trigenerazione.
- (8) Energia termica prodotta dal cogeneratore ed effettivamente utilizzata. Si ricorda che l'impianto viene realizzato con lo scopo di non dissipare calore
- (9) Potenza elettrica mediamente prodotta nel mese corrispondente. Viene calcolata tramite gli andamenti dell'efficienza elettrica in funzione del carico. Il valore riportato è solo una indicazione del carico mensile.
- (10) Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione calcolata utilizzando le ore di funzionamento del mese i valori di carico determinati in funzione delle misure di assorbimento termico e delle prestazioni delle macchine.
- (11) Energia elettrica risparmiata utilizzando l'assorbitore collegato alla sezione di scambio termico dei moduli. I valori di potenza erogata dall'assorbitore sono stati riferiti alla richiesta di energia per il condizionamento estivo degli edifici. I gruppi di condizionamento elettrico entrano in funzione solo nel caso in cui l'assorbitore non soddisfi la richiesta frigorifera, per tanto viene risparmiata l'energia elettrica

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

corrispondente al funzionamento dei gruppi frigoriferi. Si considera inoltre che il cogeneratore dia precedenza ai carichi di raffrescamento rispetto all'acqua calda sanitaria.

(12)–(20) Calcolo su base annuale delle grandezze sopra descritte.

3.2.1.1 Simulazione energetica sistema 1

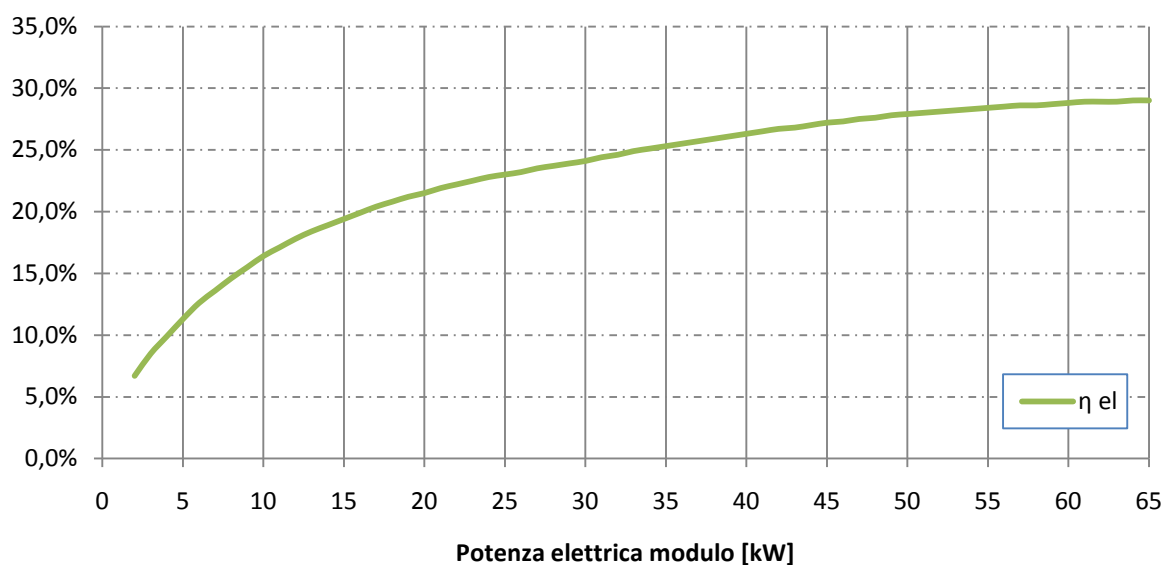
Tabella 3.2 *Dati Tecnici Capstone C65-ICHP* (www.capstone.com)

Tipo motore	Microturbina Capstone C65-ICHP
Prestazioni elettriche	
Potenza elettrica $\cos \varphi = 1$ (kW)	200 kW
Efficienza elettrica	29%
Corrente massima (A)	100 (1)
Tensione (VAC)	400
Requisiti del combustibile	
Gas Naturale (MJ/Sm ³)	32,5 - 47,5
Pressione gas di alimentazione (bar)	5,25
Consumo a piena potenza (kW)	224
Gas di scarico	
Emissioni NOx 15% O ₂	< 5 ppm (< 8 mg/Nm ³)
Temperatura gas di scarico (°C)	309
Portata gas di scarico (Kg/s)	0,49
Energia termica prodotta (2)	
Modulo di recupero termico in rame (kW)	112 kW
Efficienza totale (%)	80

(1) Con carico lineare

(2) I valori riportati si riferiscono ad una portata di 2,5 l/s, temperatura acqua calda in ingresso 60°C, temperatura acqua calda in uscita di 70°C.

Grafico 3.1 *Andamento rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 1* (www.capstone.com)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.3 **Dati tecnici assorbitore Sistema 1** (www.capstone.com)

Model	AR-D30L2		Spec. code	Refrigerant		H2O						
			ZGGGG	Absorbent		LiBr solution(53wt%)						
Item	Unit	Spec.	Item	Unit	Spec.	Item	Unit	Spec.				
Cooling capacity	usRT	20.00	Cooling Water	Inlet temp.	C	30	Electric capacity	kVA	4.5			
	kW	70		Outlet Temp.	C	34		Phase	Ø	3		
Chilled Water	Inlet Temp.	C		12	Flow rate	m3/h		36.7	Voltage	V	400	
	Outlet Temp.	C		7	Pressure drop	mAq		10.2		Frequency	Hz	50
	Flow rate	m3/h		12.1	Design pressure	kg/cm2G		8			Solution pump	kW
	Pressure drop	mAq		5.6	Fouling factor	m2hC/kcal		0.0001	Solution spray pump			kW
	Design pressure	kg/cm2G		8	Pipe Size	A		80	Refrigerant pump		kW	0.2
	Fouling factor	m2hC/kcal		0.0001	Pass no.	-		-		Vacuum pump	kW	0.4
	Pipe Size	DN		40	Inlet direction	A or B		A	Capacity modulation		Approx.100~25%	
	Pass no.	-		-	Outlet direction	A or B		A	Size	Length	mm	1816
	Inlet direction	A or B	A	Hot water	Inlet temp.	C	90	Width		mm	1849	
	Outlet direction	A or B	A		Outlet Temp.	C	80			Height	mm	1858
Insulation Area	Hot surface	m2	6		Flow rate	m3/h	8.6				Tube length	mm
	Cold surface	m2	4.5		Pressure drop	mAq	3.1	Operating	ton			3.2
	Color(Munsell code)	-	4.5BG 4.5/3.0		Weight	Design pressure	kg/cm2G		8		Rigging	ton
							Fouling factor	m2hC/kcal	0.0001			
						Pipe Size	DN	40				
						Pass no.	-	-				
						Inlet direction	A or B	A				
						Outlet direction	A or B	A				

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

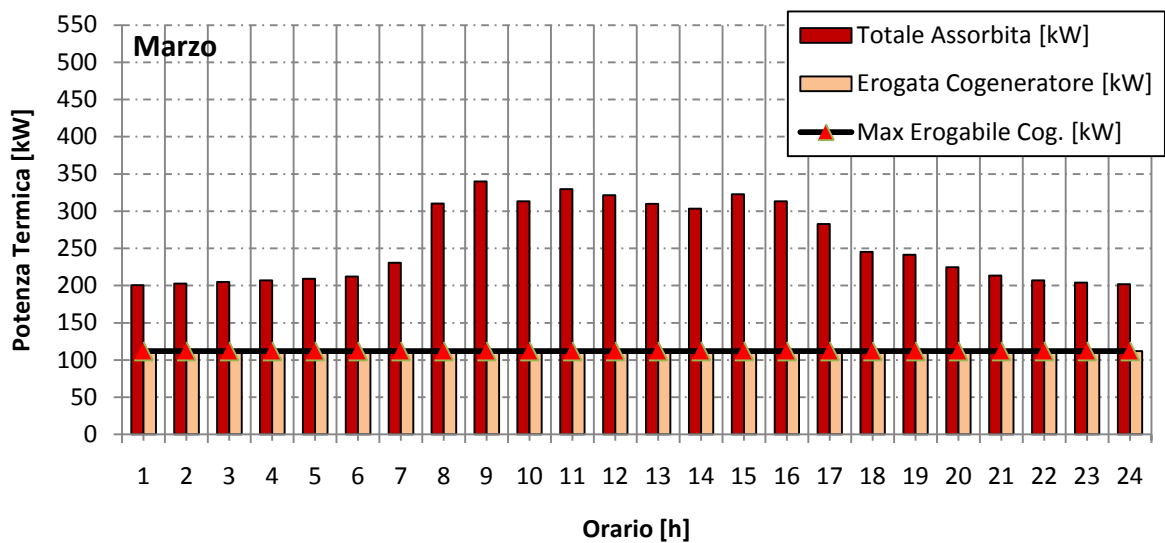
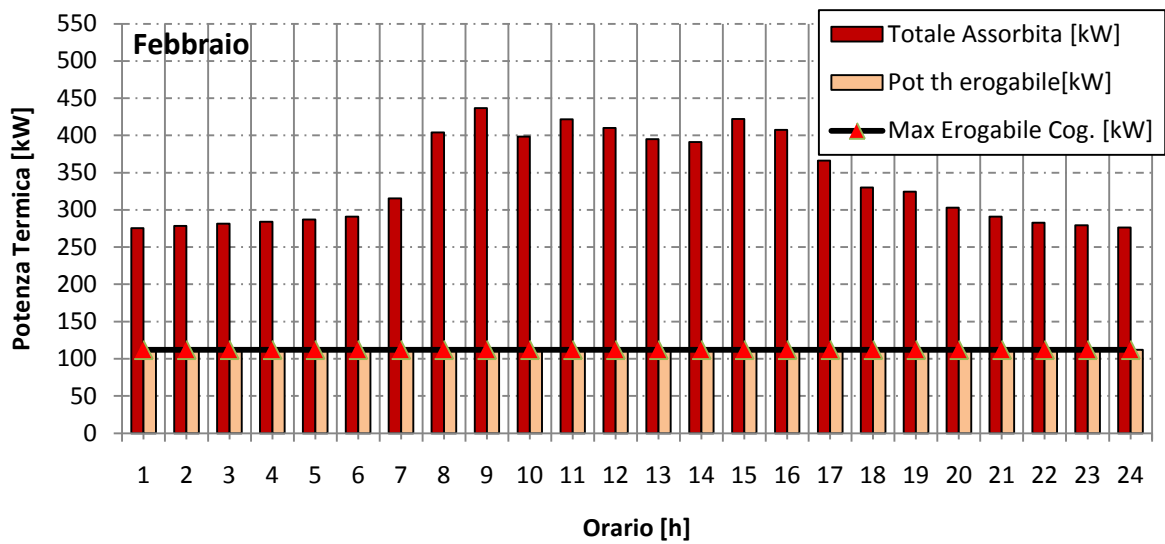
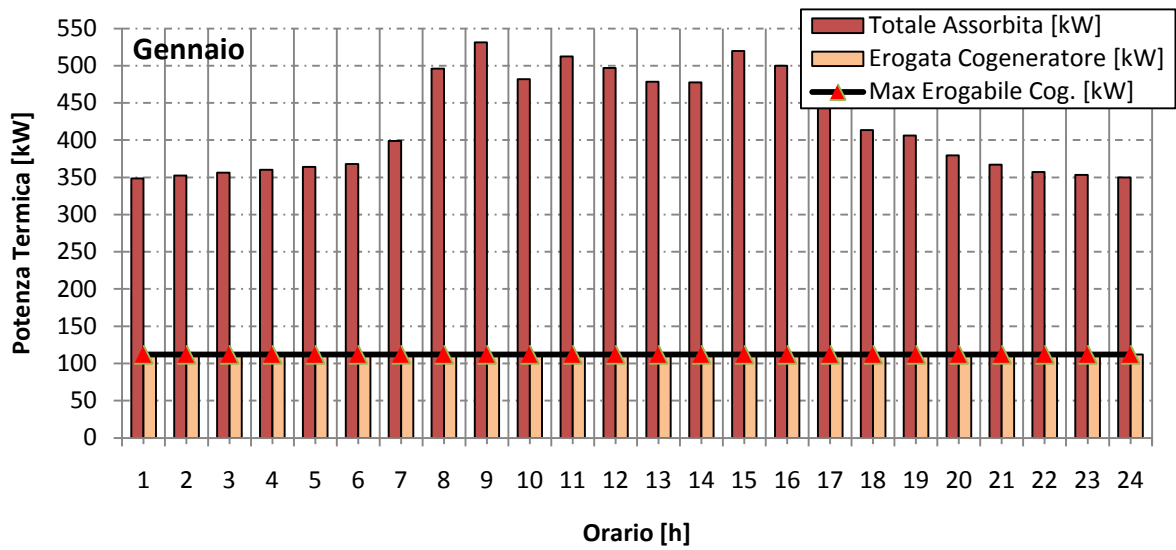
Tabella 3.4 **Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 1**

Sistema 1								
Mese	Ore funzionamento [h]	Consumo di gas metano Cogeneratore [mc]	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	Domanda Termica [kWh th]	Calore Utile [kWh th]	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)
Gennaio	744	17.488	112	313.599	83.328	65	48.360	
Febbraio	672	15.796	112	228.246	75.264	65	43.680	
Marzo	744	17.488	112	190.697	83.328	65	48.360	
Aprile	720	12.688	86	71.589	61.952	46	32.790	
Maggio	534	11.993	77	82.678	57.366	44	32.955	6.193
Giugno	720	16.924	112	120.166	80.640	65	46.800	11.938
Luglio	744	17.488	112	124.172	83.328	65	48.360	12.336
Agosto	744	17.488	112	124.172	83.328	65	48.360	12.336
Settembre	510	8.462	76	79.448	54.678	44	31.395	5.910
Ottobre	744	12.887	85	72.017	62.945	45	33.170	
Novembre	720	16.924	112	186.089	80.640	65	46.800	
Dicembre	744	17.488	112	282.043	83.328	65	48.360	

Ore funzionamento [h]	8.340
Consumo di gas cogeneratore [mc]	183.116
Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	102
Domanda Termica [kWh th]	1.874.916
Calore Utile [kWh th]	890.126
Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	58
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	509.390
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	48.713

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.2 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio – Marzo)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.3 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno "tipo" Aprile – Maggio - Settembre)

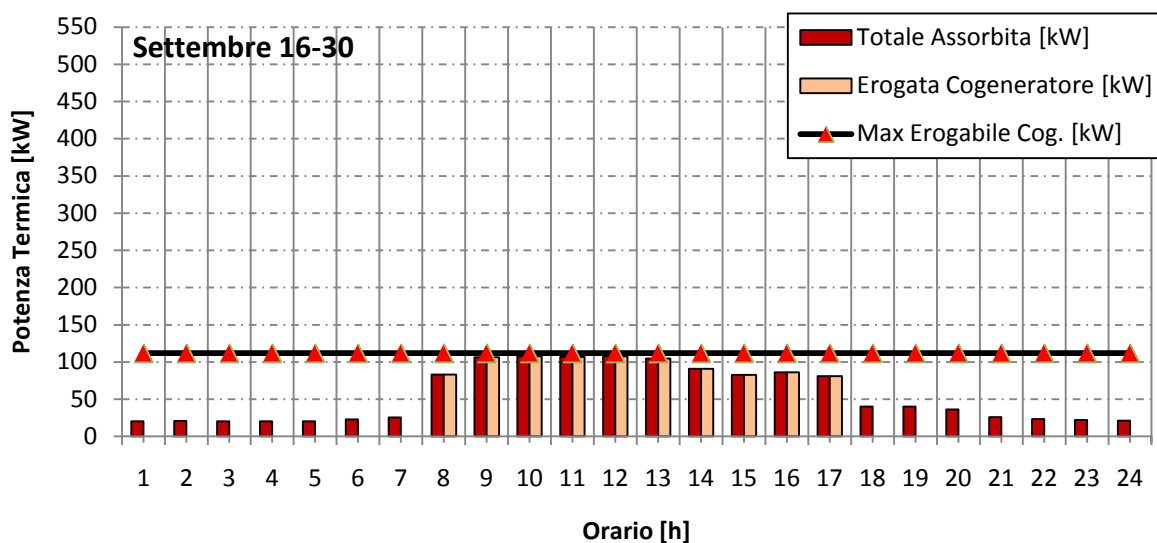
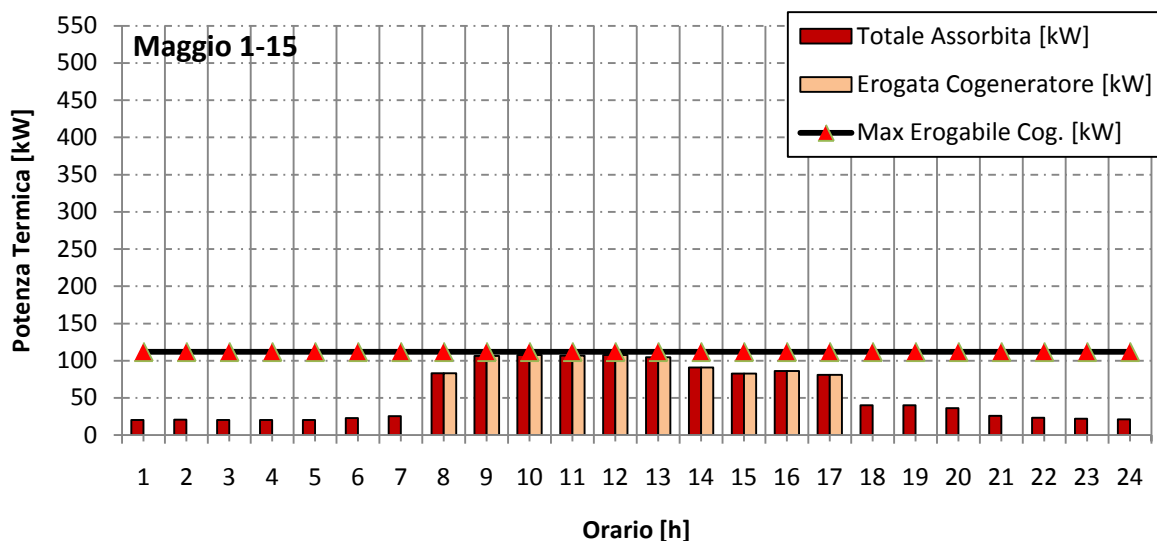
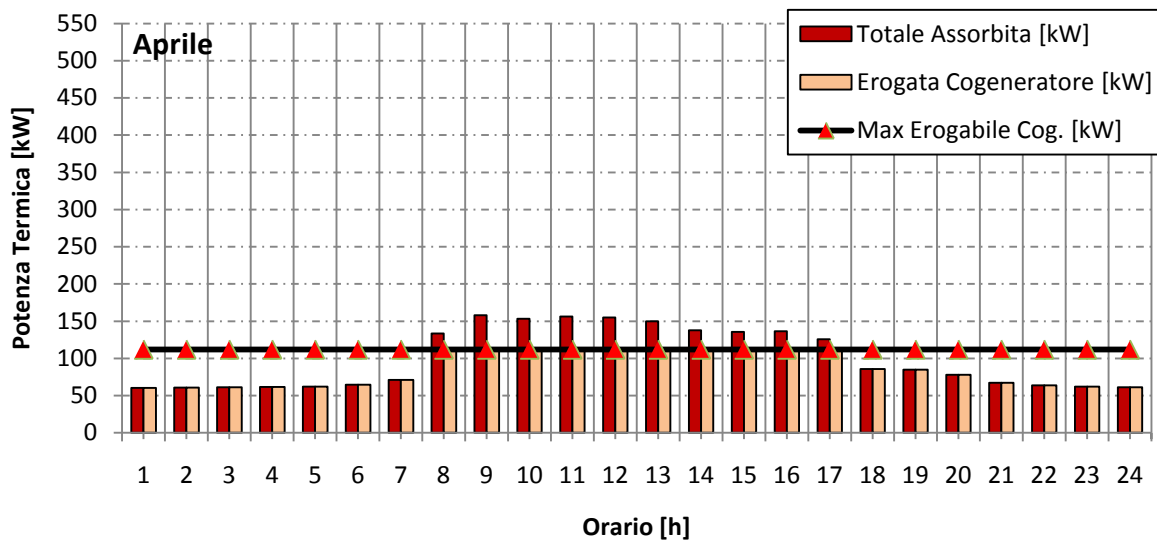
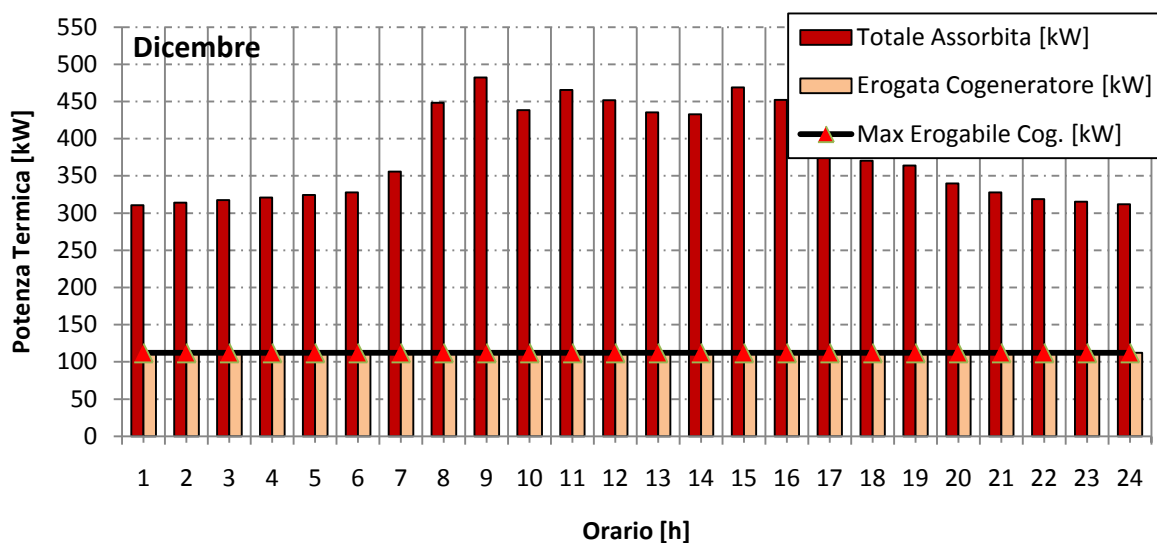
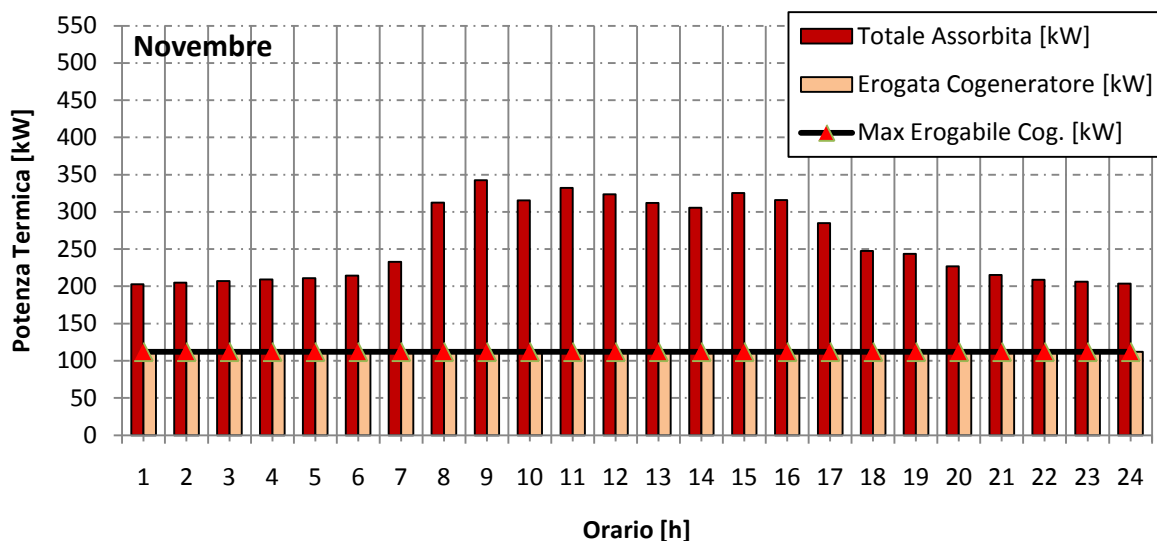
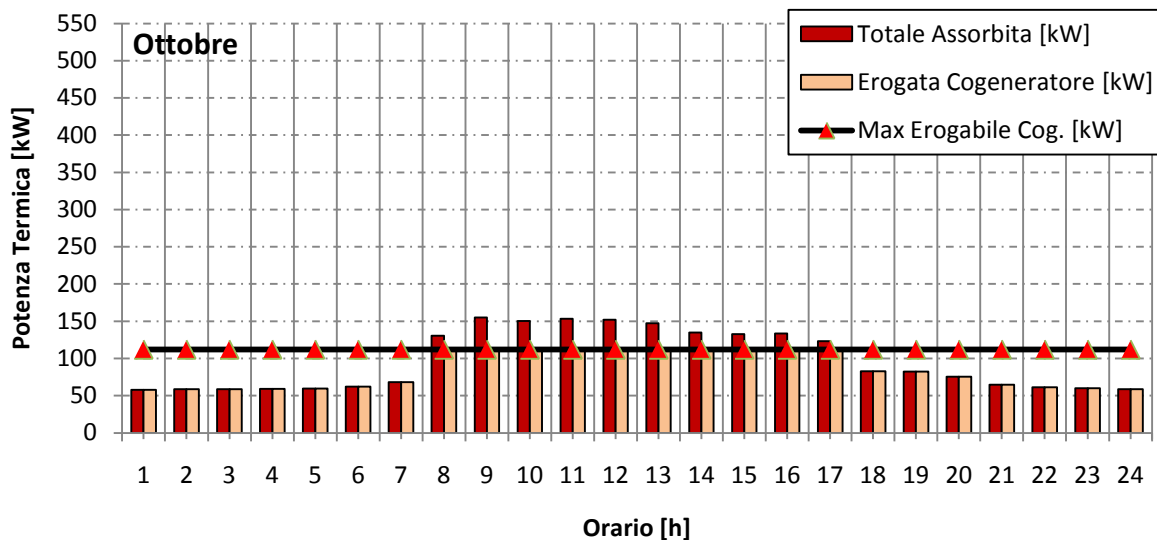
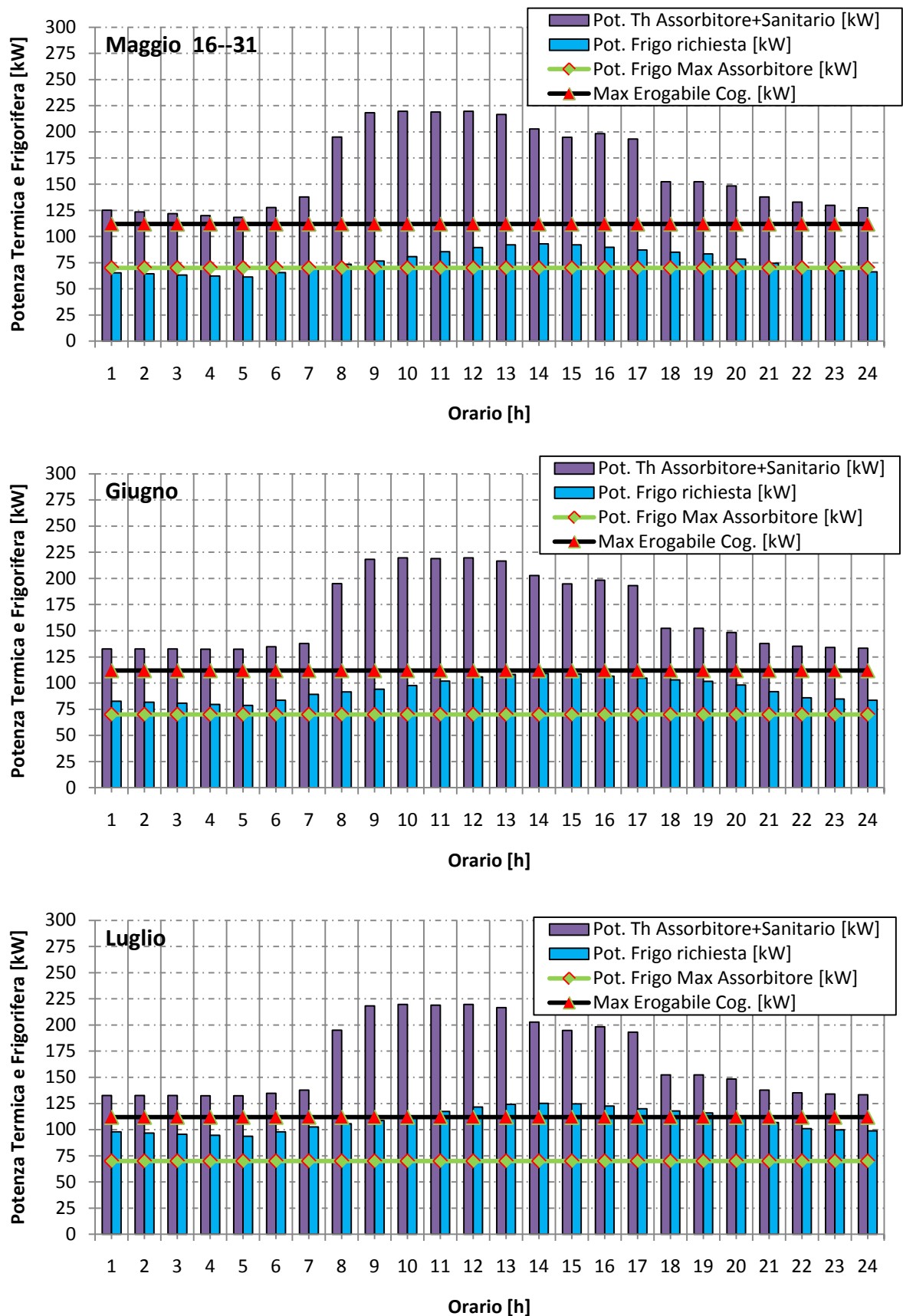


Grafico 3.4 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 1 (giorno "tipo" Ottobre – Novembre - Dicembre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.5 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 1 (giorno "tipo" Maggio – Giugno - Luglio)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.6 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 1 (giorno "tipo" Agosto – Settembre)

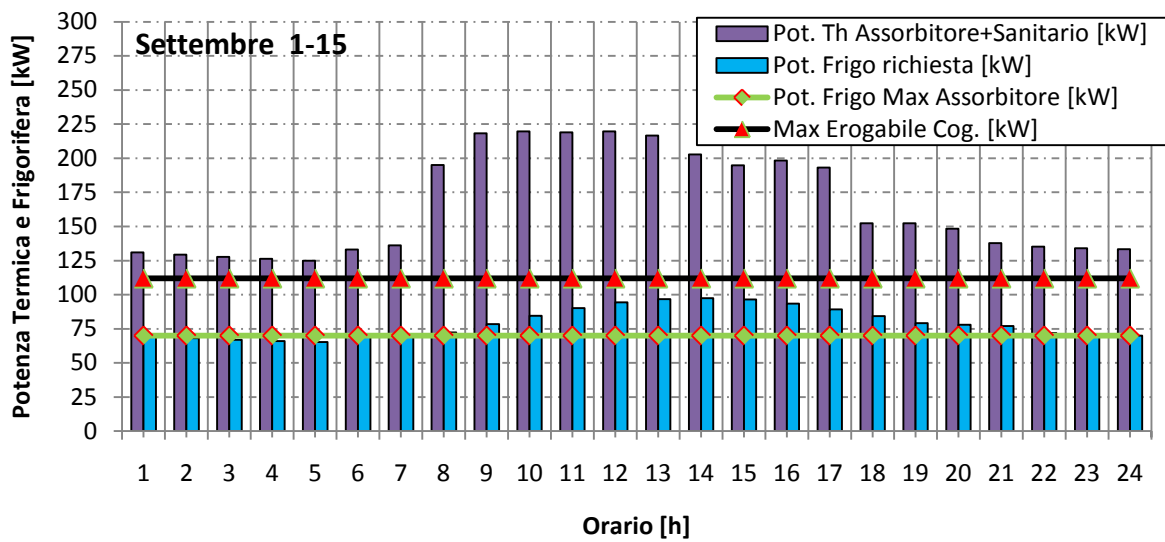
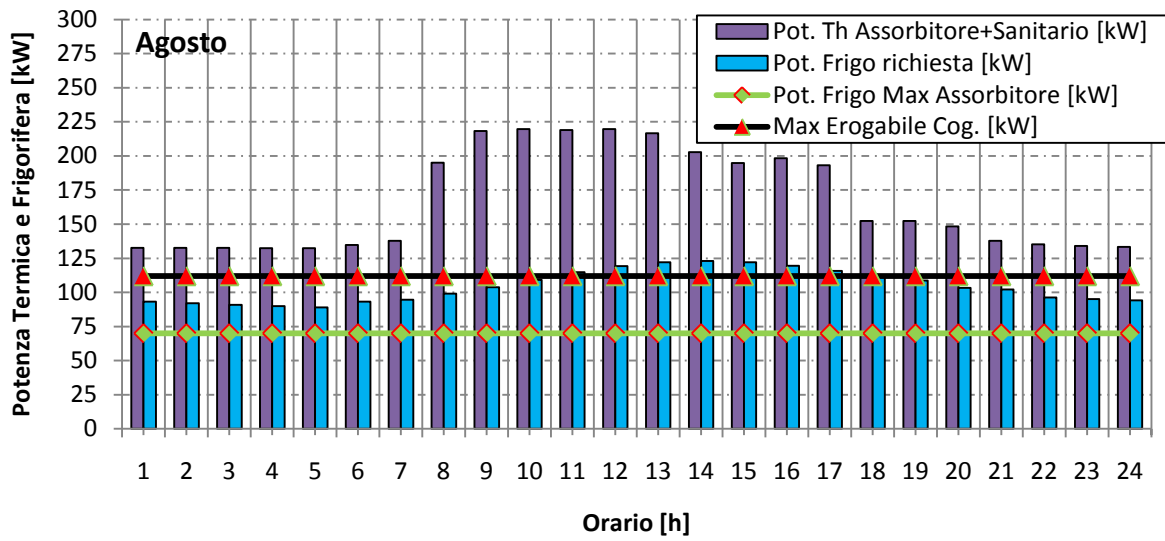


Grafico 3.7 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio - Marzo)

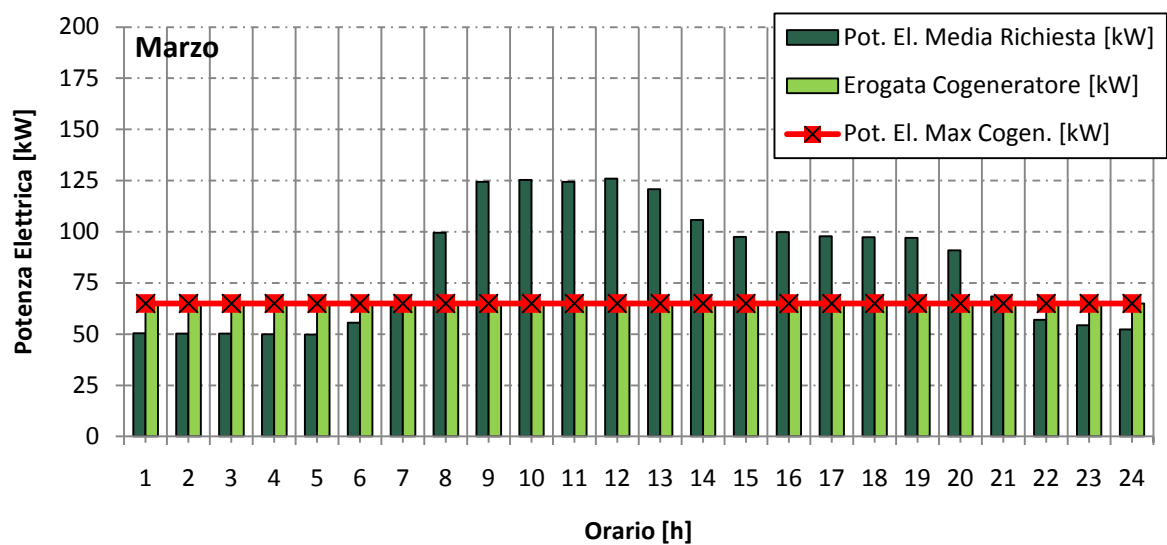
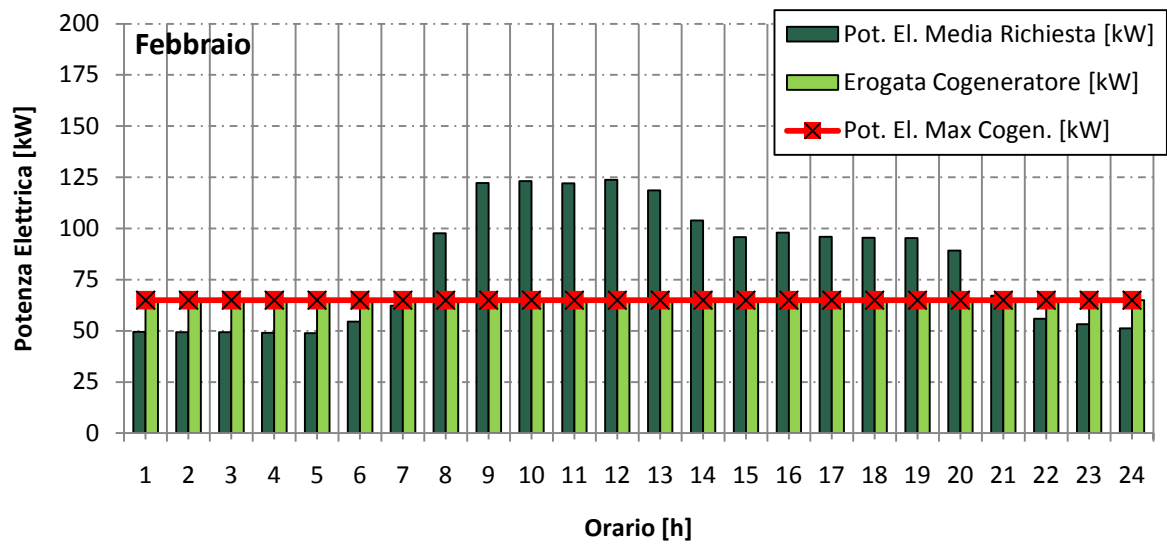
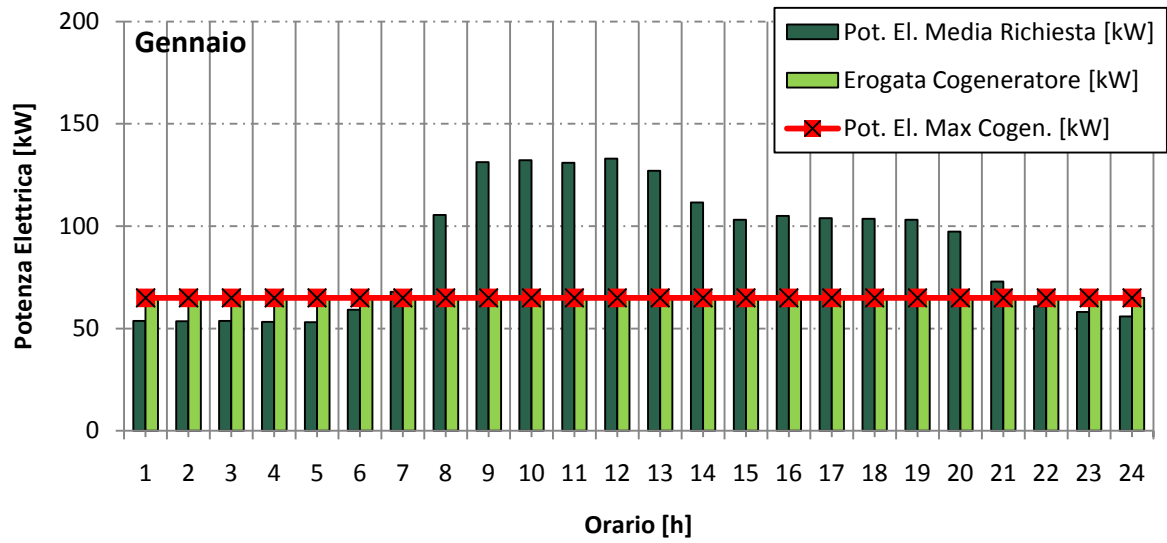
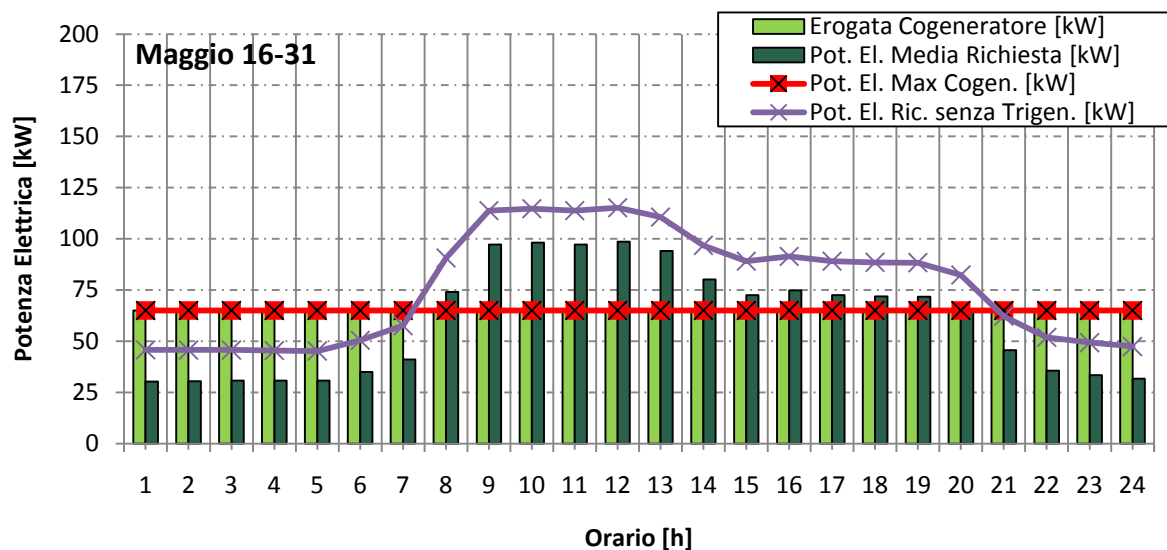
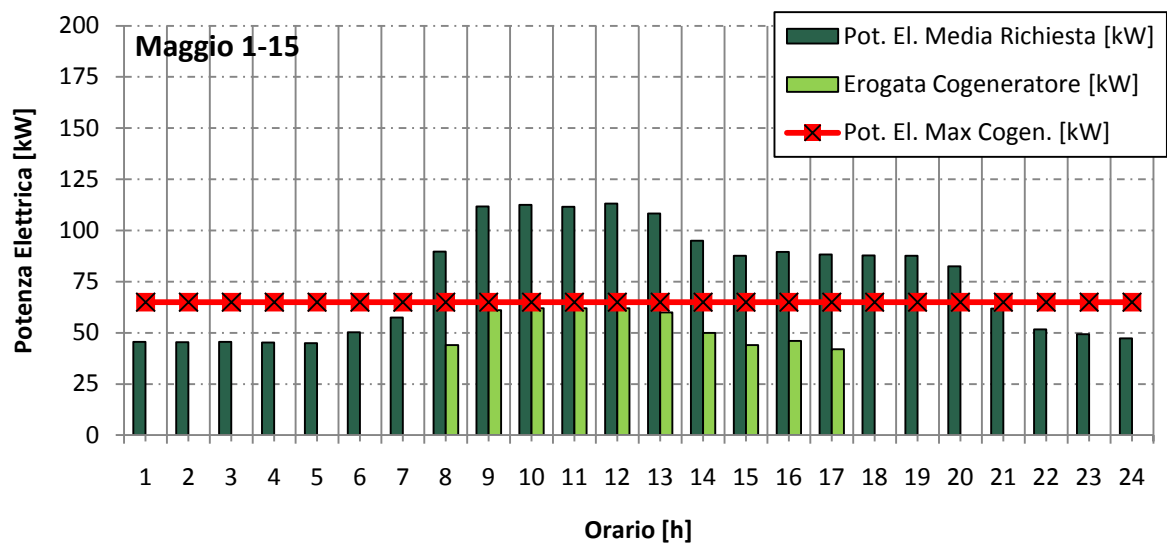
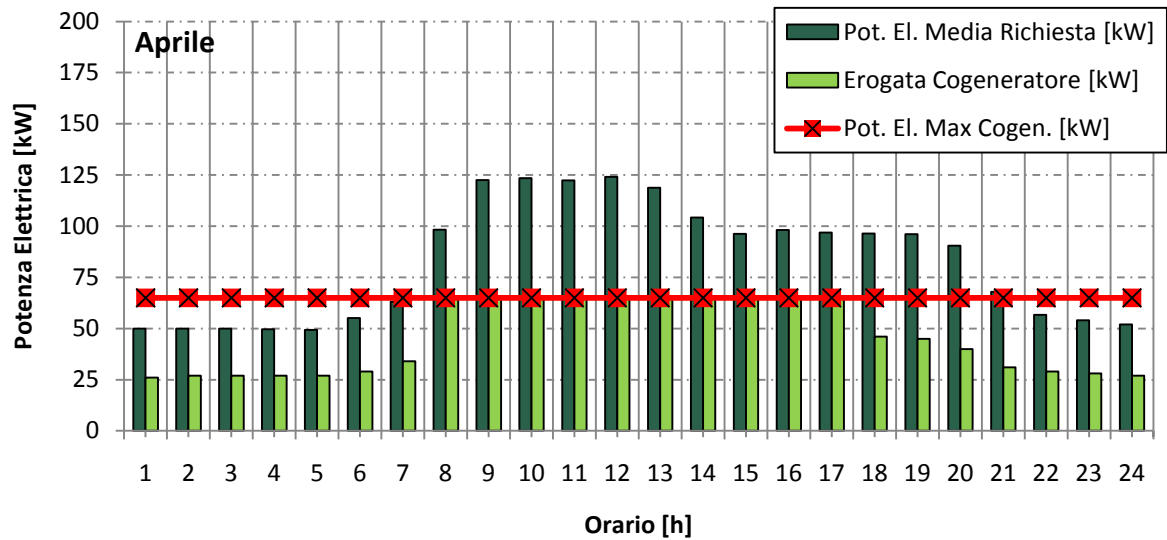
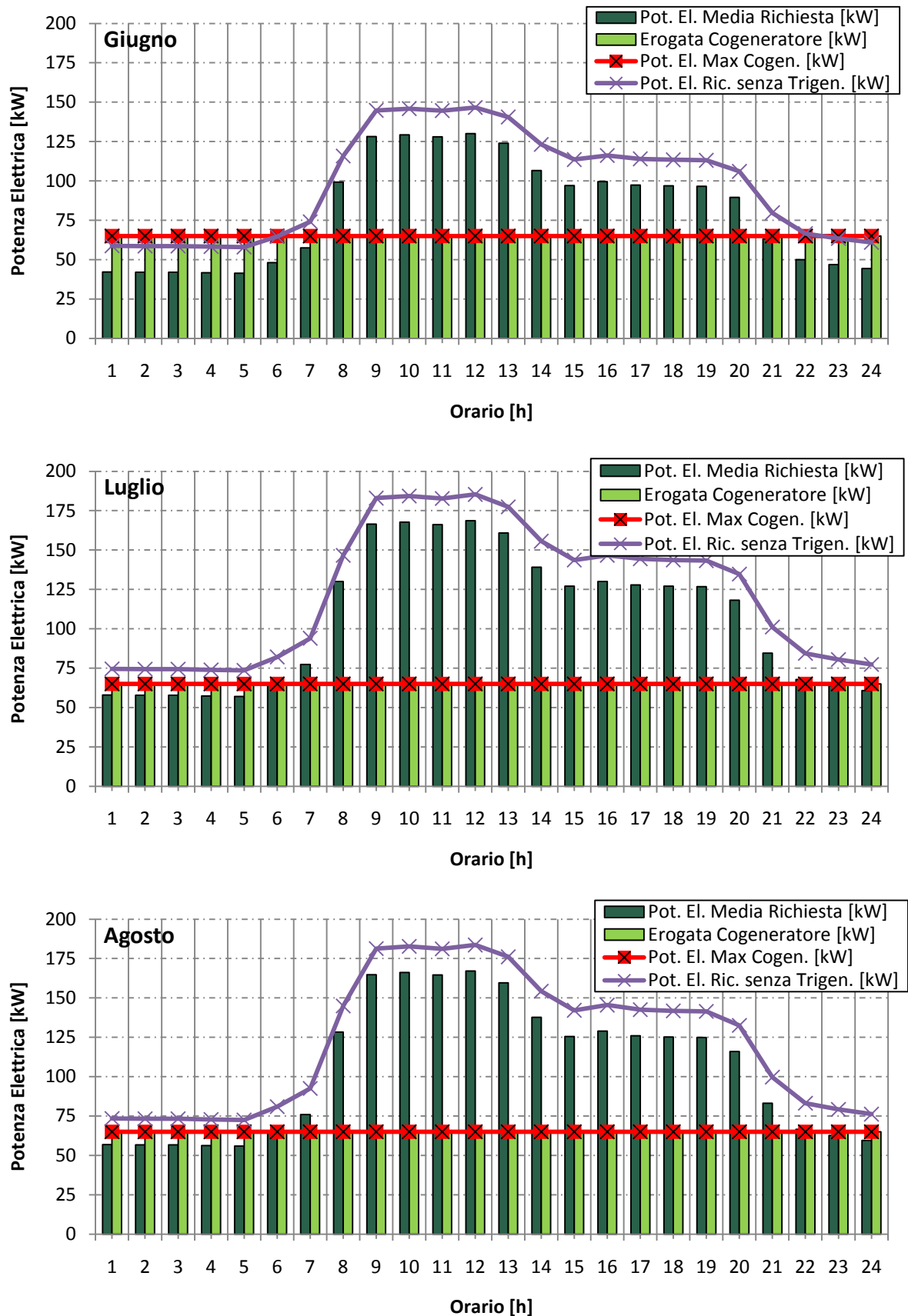


Grafico 3.8 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno "tipo" Aprile - Maggio)



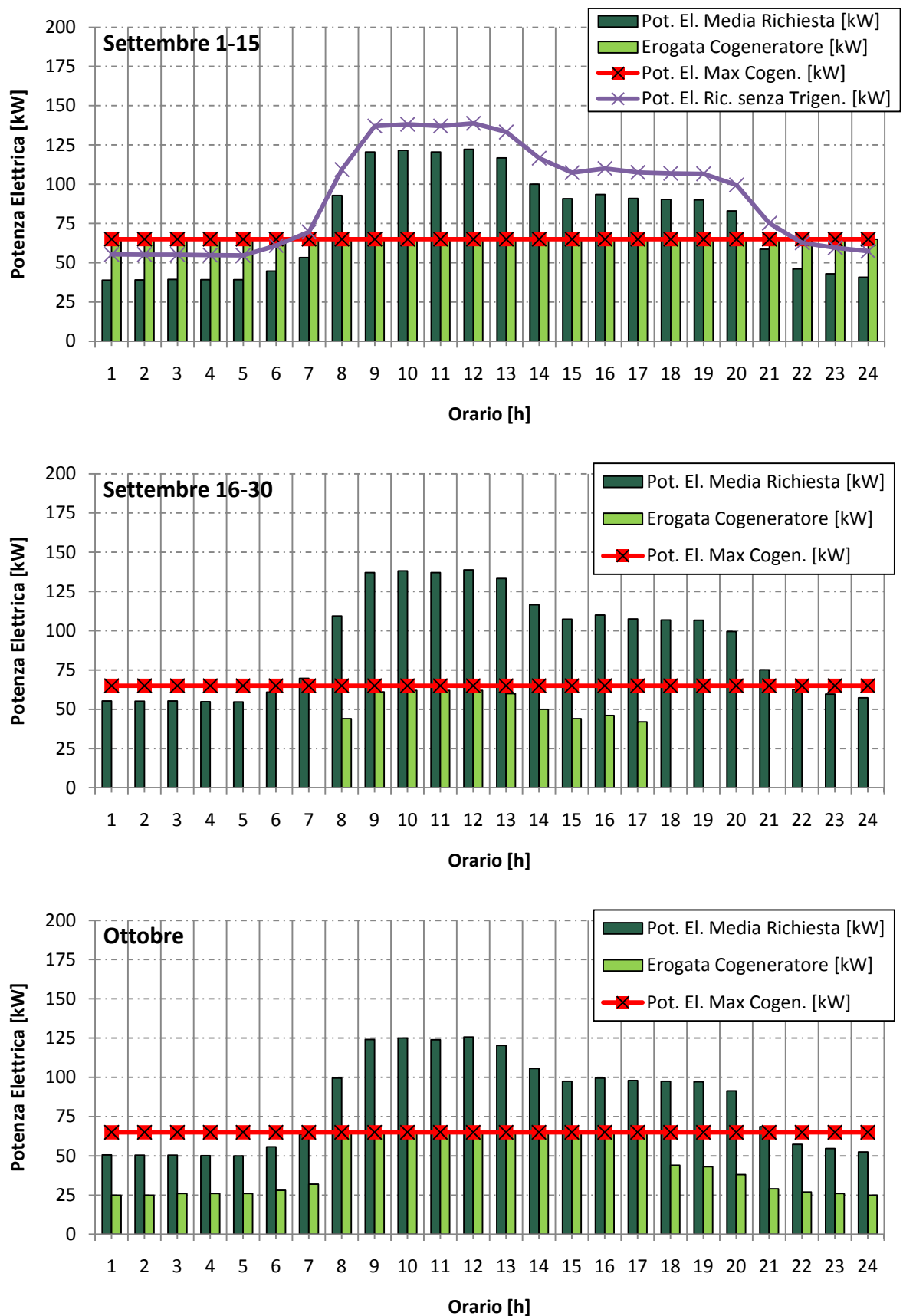
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.9 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno "tipo" Giugno - Luglio - Agosto)



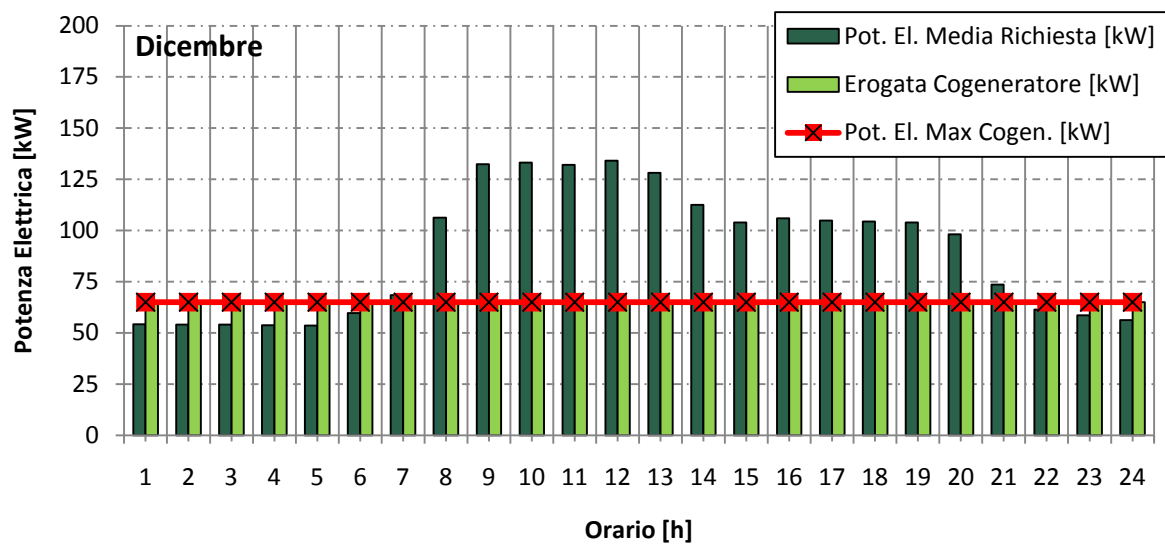
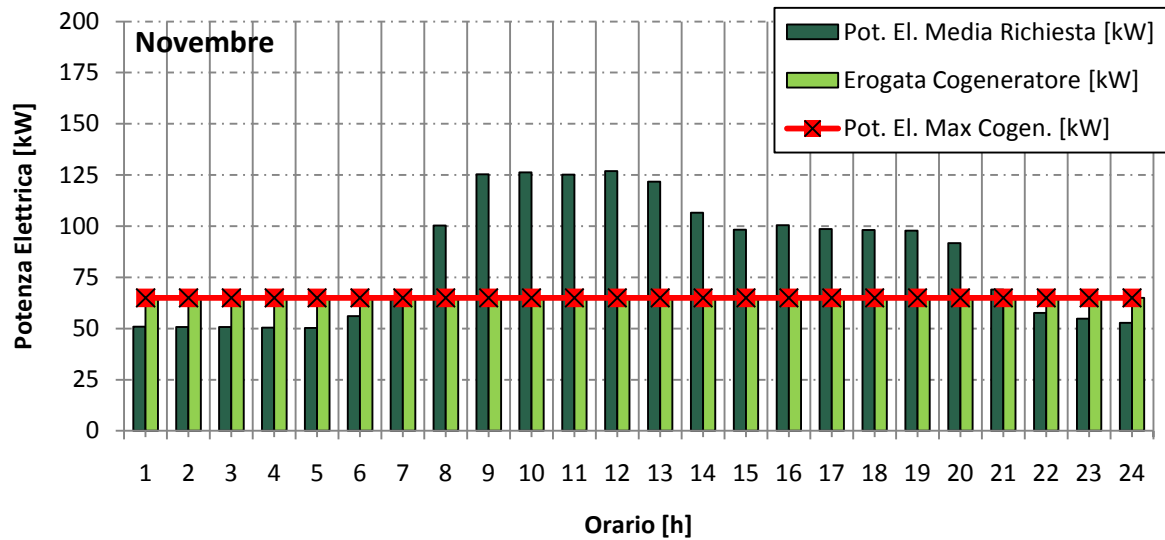
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.10 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno "tipo" Settembre - Ottobre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.11 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 1 (giorno "tipo" Novembre – Dicembre)

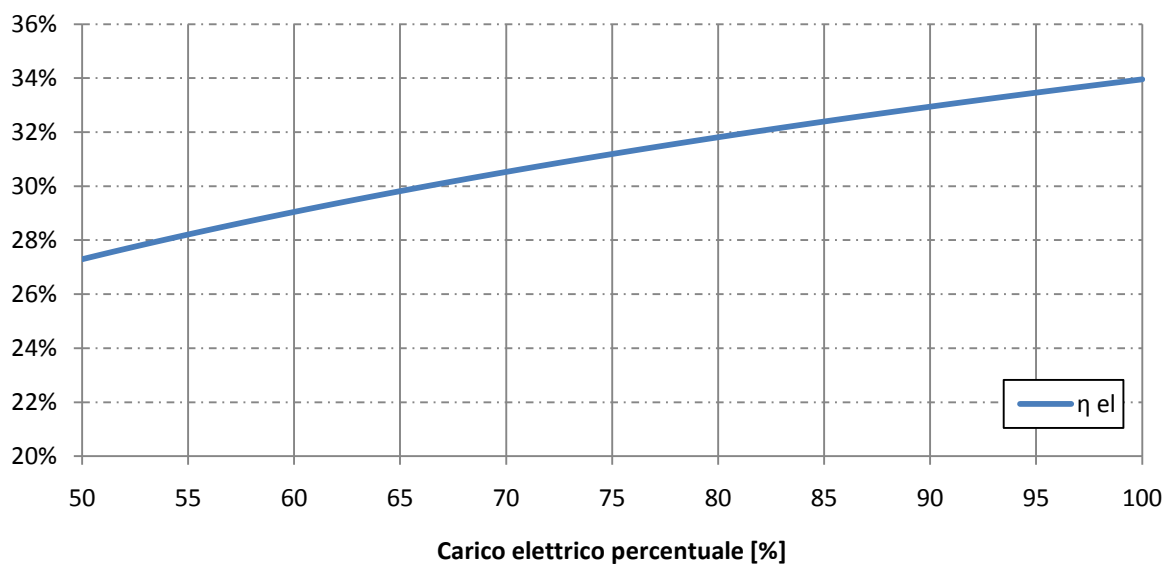


3.2.1.2 Simulazione energetica sistema 2

Tabella 3.5 **Dati tecnici sistema 2** (www.man.com)

Tipologia Motore	MAN E8034 E 302 (MCI)		
	100%	75%	50%
Dati Tecnici Generali	100%	75%	50%
Potenza elettrica $\cos \varphi = 1$ (kW)	50	38	25
Quantità combustibile introdotta (Nm ³ /h)	15,48	12,51	9,62
Potenza introdotta (kW)	148	119	92
Potenza termica recuperabile tot (kW)	79	65	52
Gas di scarico raffreddati a 120°C (kW)	204		
Rendimento elettrico (%)	33		
Rendimento termico (%)	54		
Rendimento complessivo (%)	87		
PCI del combustibile introdotto (kWh/Nm ³)	9,59		
Dati di installazione			
Temperatura std, di ritorno H ₂ O utenza (C°)	70		
Temperatura std. di mandata H ₂ O utenza (C°)	90		

Grafico 3.12 **Andamento del rendimento elettrico al variare del carico**



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.6 *Dati tecnici assorbitore Sistema 2*

Circuito acqua refrigerata		
Potenza frigorifera	kW	35
Portata acqua refrigerata	m ³ /h	5,3
Temperatura acqua di ingresso	°C	12,5
Temperatura acqua uscita	°C	7
Prevalenza utile	mH ₂ O	8
Circuito acqua calda		
Potenza assorbita	kW	47
Portata acqua calda	m ³ /h	4,2
Temperatura acqua ingresso	°C	90
Temperatura acqua uscita	°C	80
Circuito acqua di raffreddamento		
Potenza dissipata	kW	72
Portata acqua di raffreddamento	m ³ /h	11,3
Temperatura acqua ingresso	°C	31
Temperatura acqua uscita	°C	36,5
Dati elettrici		
Alimentazione	V	400
Consumo elettrico Pompe	kW	4,8

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.7 **Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 2**

Sistema 2								
Mese	Ore funzionamento [h]	Consumo di gas metano Cogeneratore [mc]	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	Domanda Termica [kWh th]	Calore Utile [kWh th]	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)
Gennaio	744	11.517	79	313.599	58.776	50	37.200	
Febbraio	672	10.403	79	228.246	53.088	50	33.600	
Marzo	744	11.517	79	190.697	58.776	50	37.200	
Aprile	720	9.955	72	71.589	51.681	43	30.975	
Maggio	384	5.944	41	71.180	30.336	26	19.200	3.547
Giugno	720	11.146	79	96.406	56.880	50	36.000	6.651
Luglio	744	11.517	79	99.620	58.776	50	37.200	6.873
Agosto	744	11.517	79	99.620	58.776	50	37.200	6.873
Settembre	360	5.573	40	67.966	28.440	25	18.000	3.326
Ottobre	744	10.087	71	72.017	52.497	42	31.155	
Novembre	720	11.146	79	186.089	56.880	50	36.000	
Dicembre	744	11.517	79	282.043	58.776	50	37.200	

Ore funzionamento [h]	8.040
Consumo di gas cogeneratore [mc]	121.838
Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	71
Domanda Termica [kWh th]	1.779.072
Calore Utile [kWh th]	623.681
Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	45
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	390.930
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	27.270

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.8 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio - Marzo)

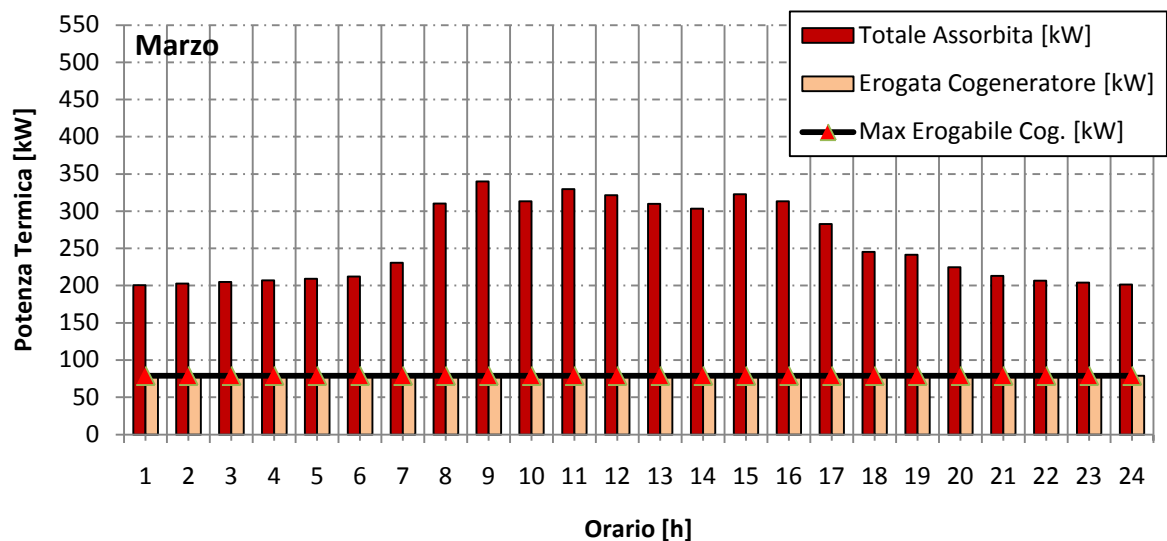
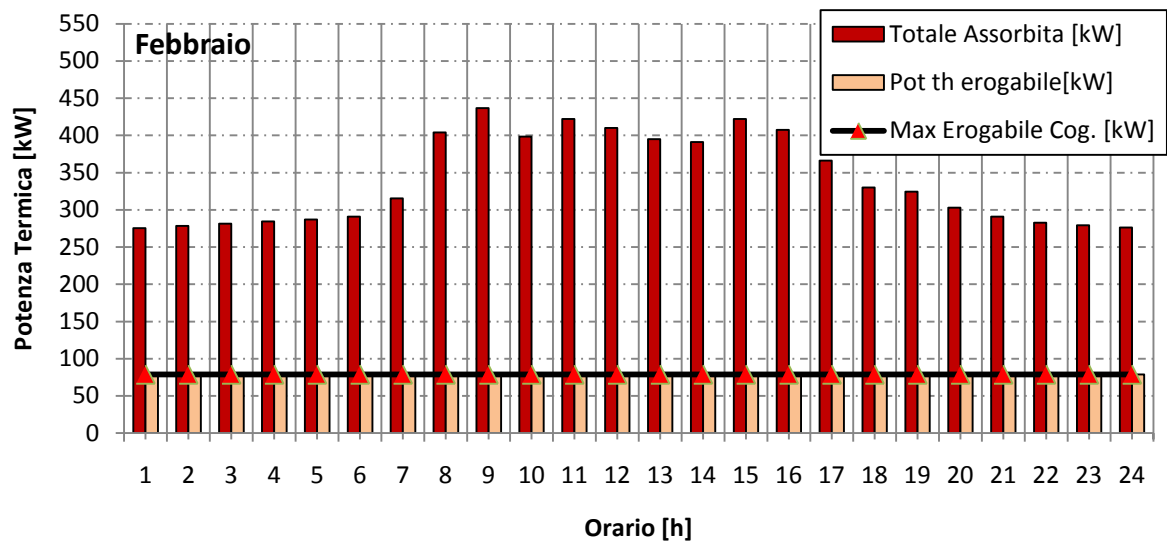
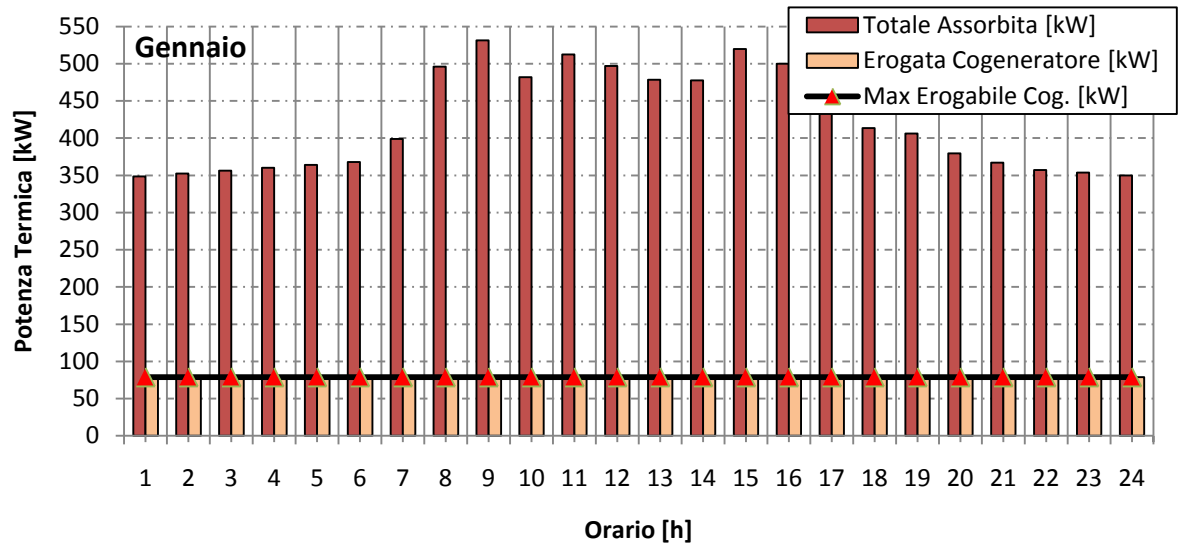


Grafico 3.13 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno "tipo" Aprile – Maggio - Settembre)

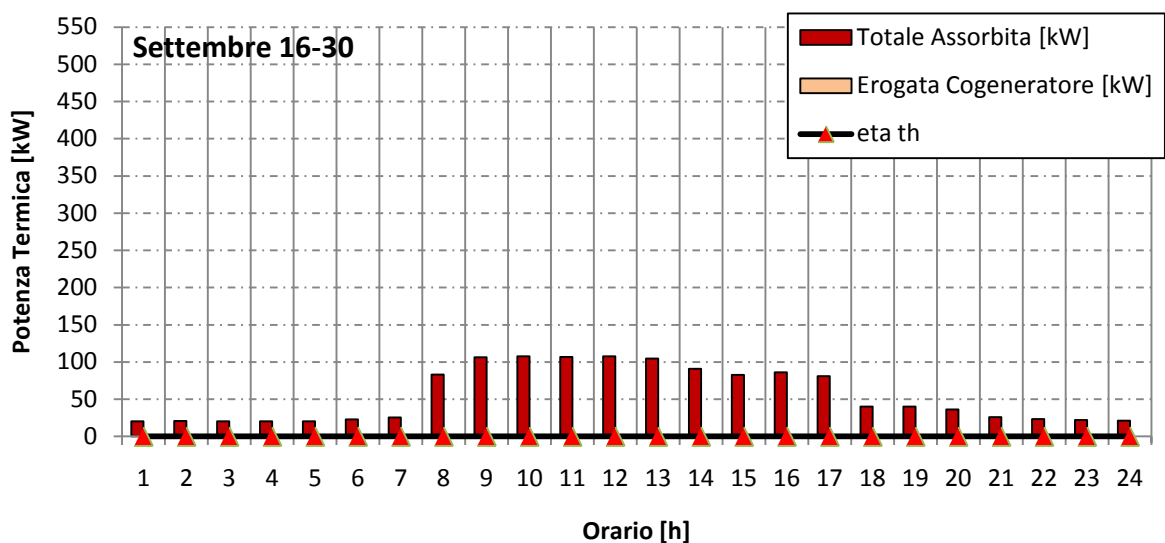
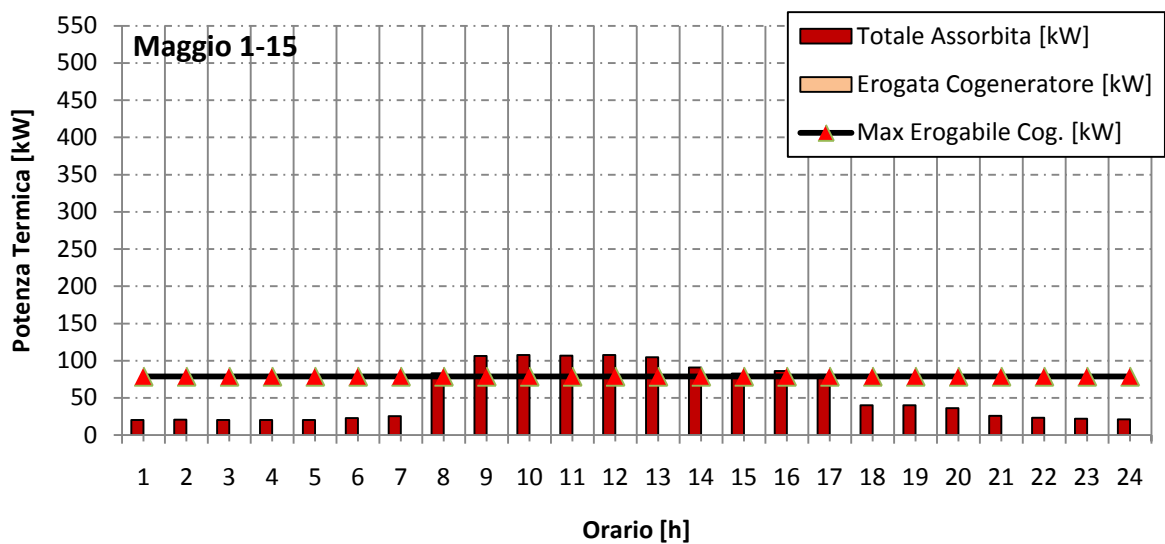
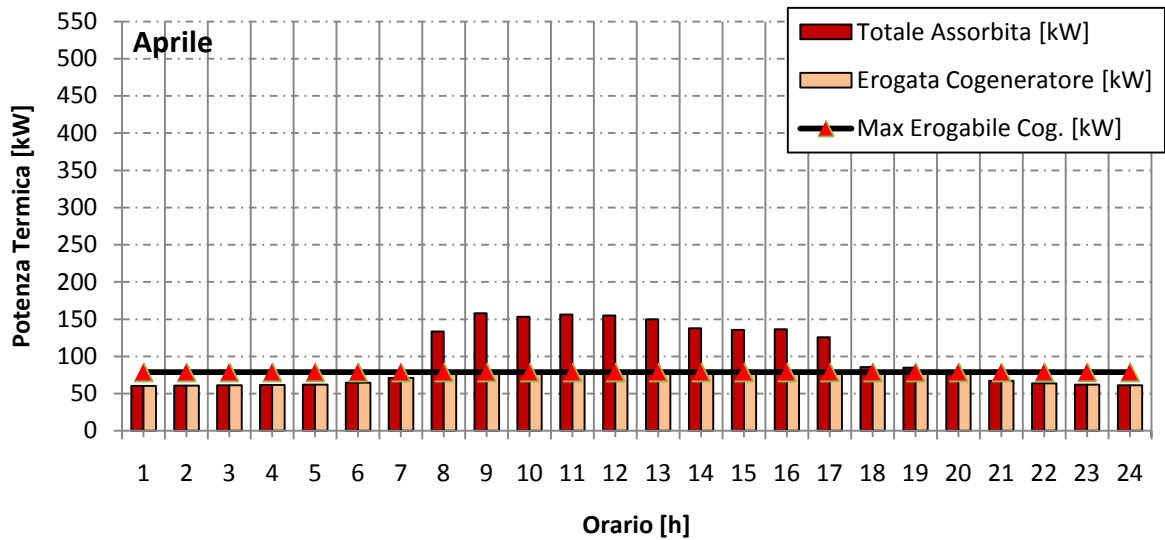


Grafico 3.14 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 2 (giorno "tipo" Ottobre – Novembre - Dicembre)

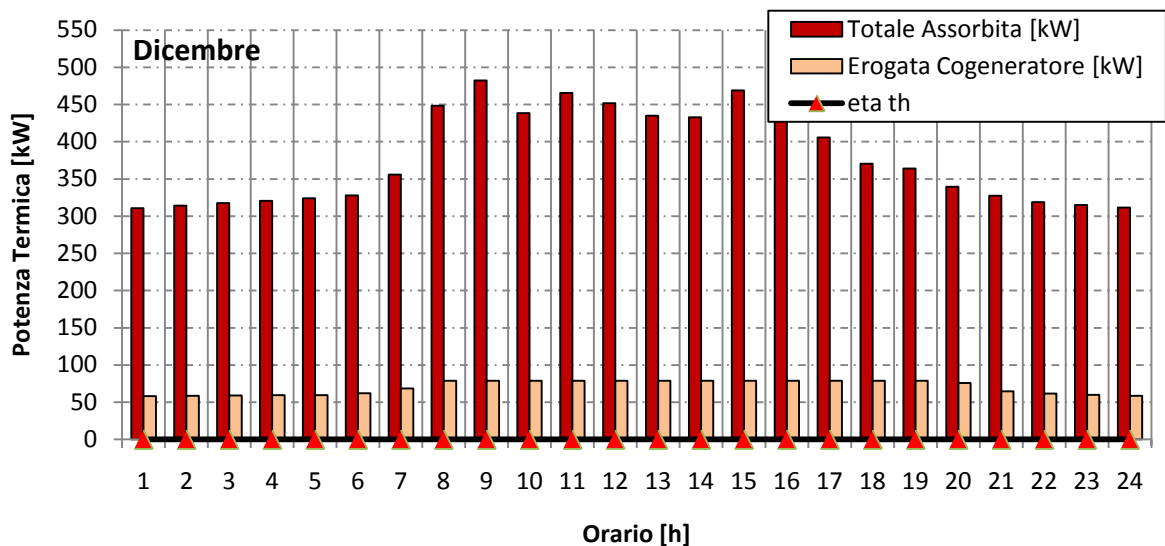
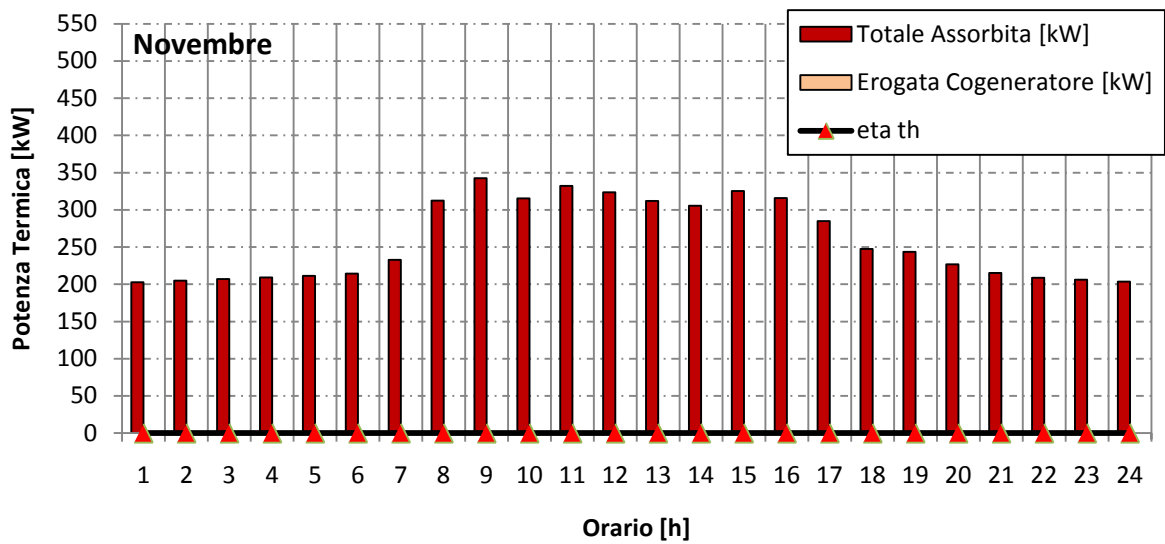
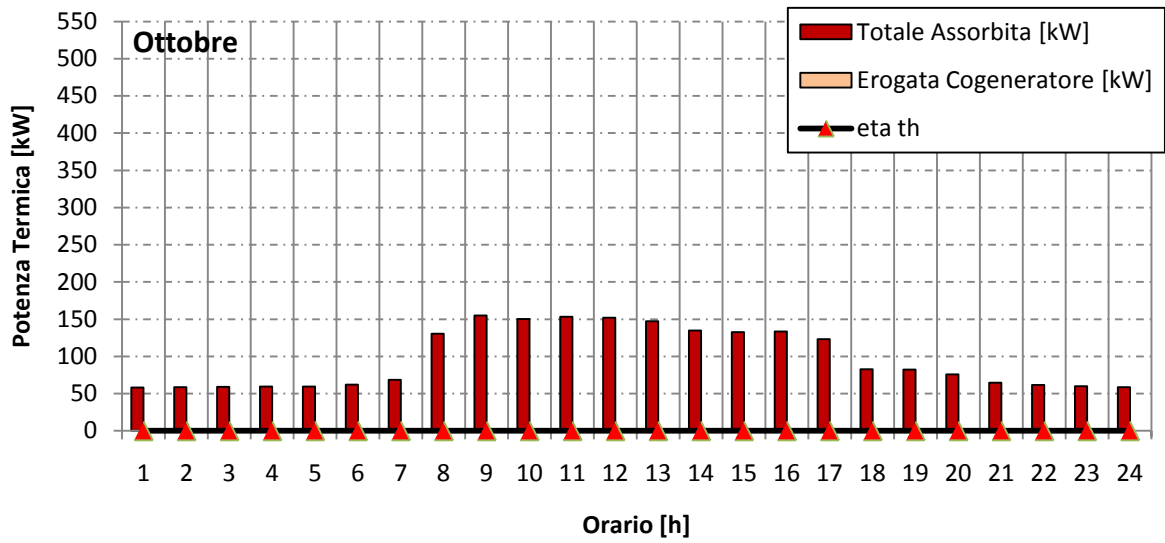
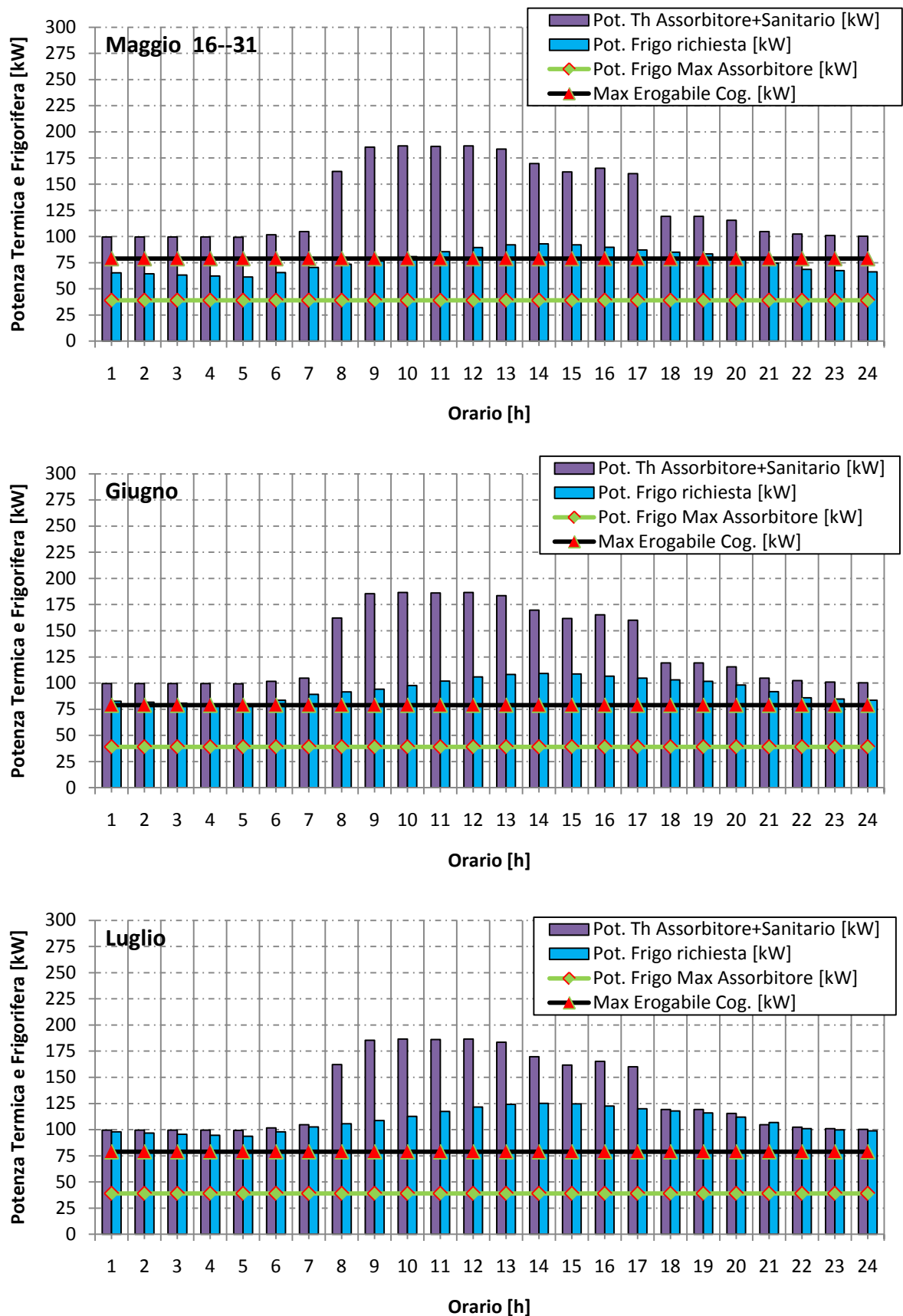
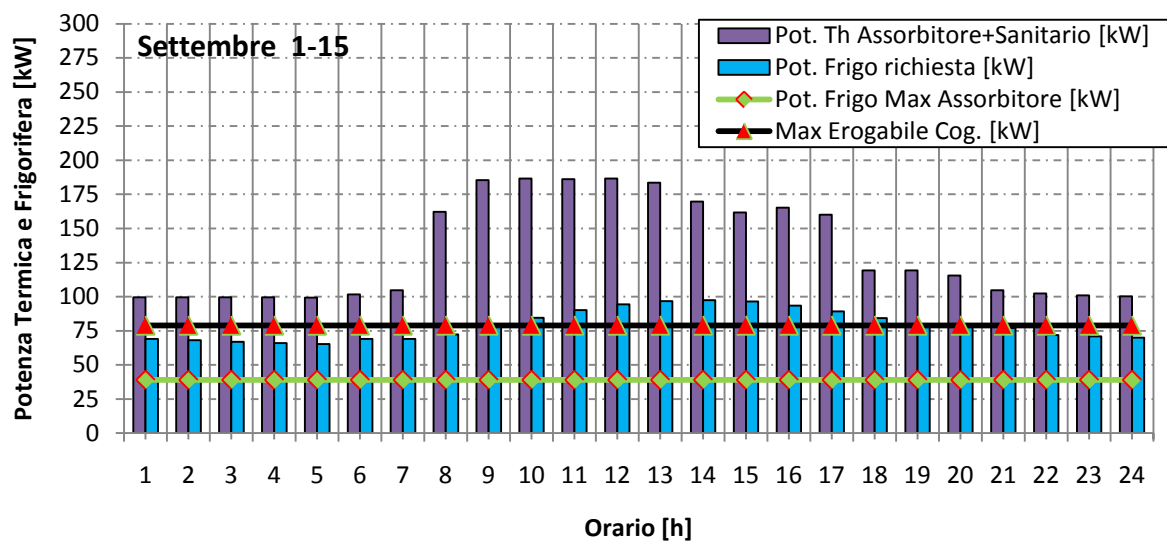
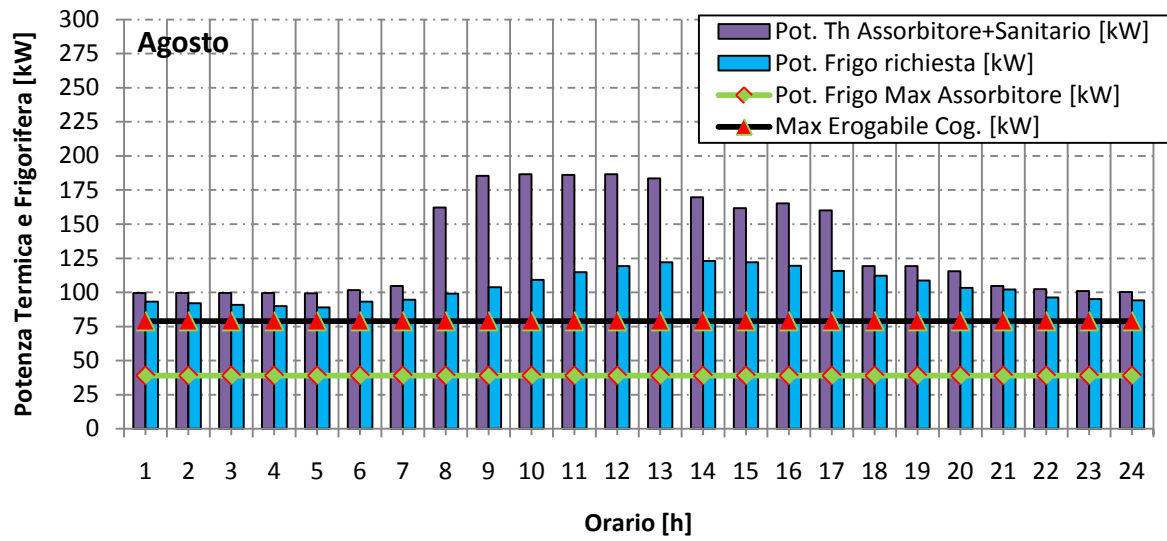


Grafico 3.15 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 2 (giorno "tipo" Maggio – Giugno - Luglio)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.16 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 2 (giorno "tipo" Agosto - Settembre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.17 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno "tipo" Gennaio - Febbraio - Marzo)

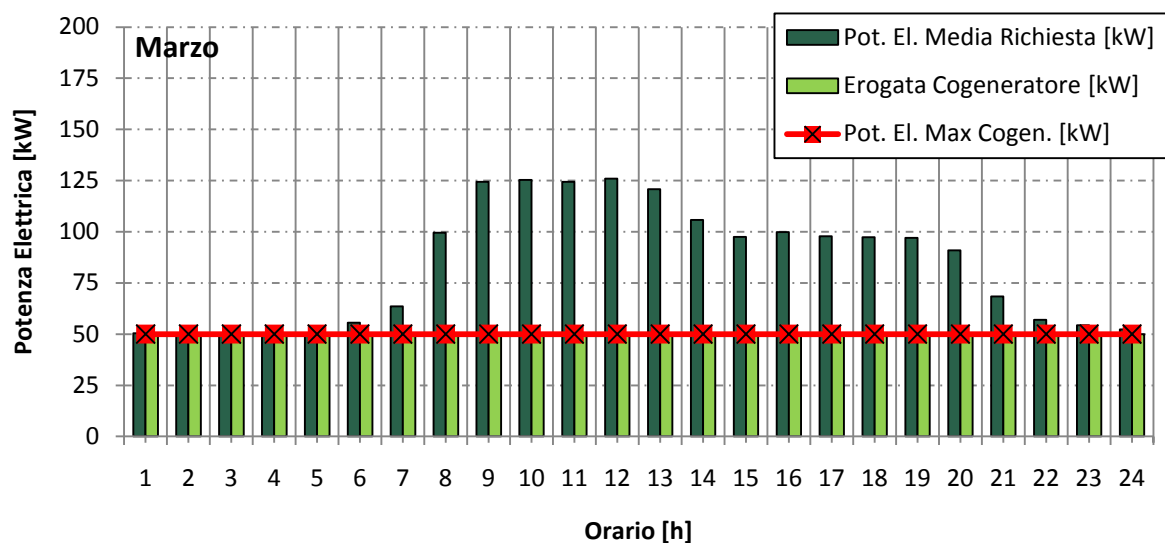
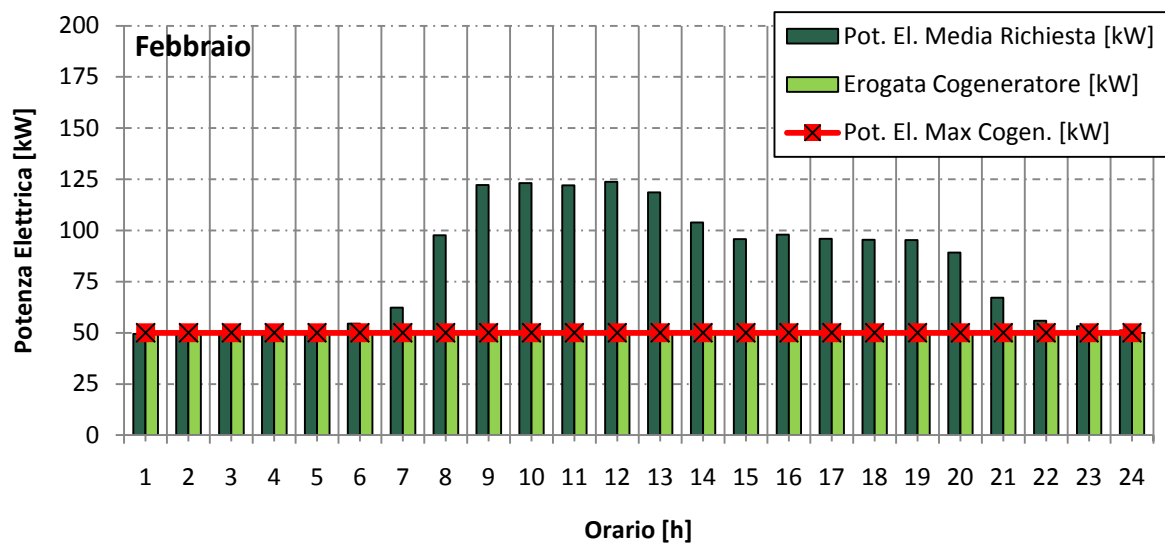
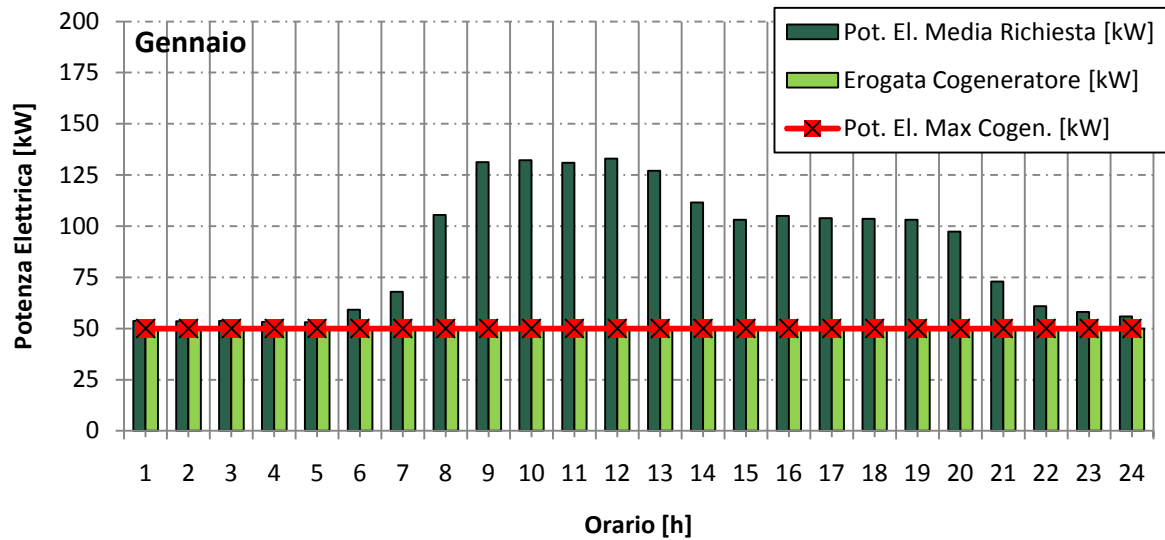
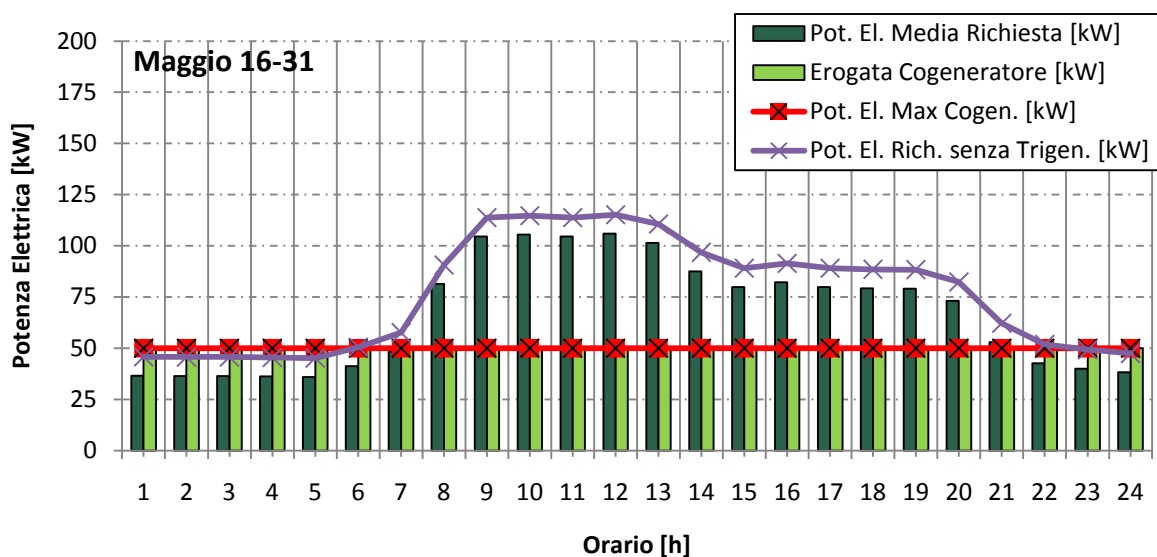
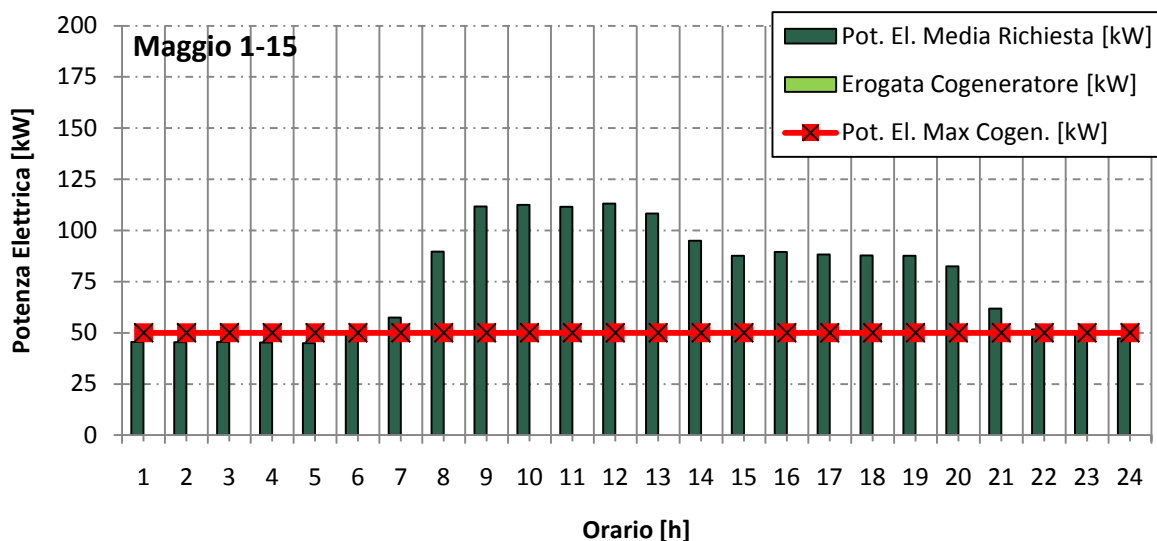
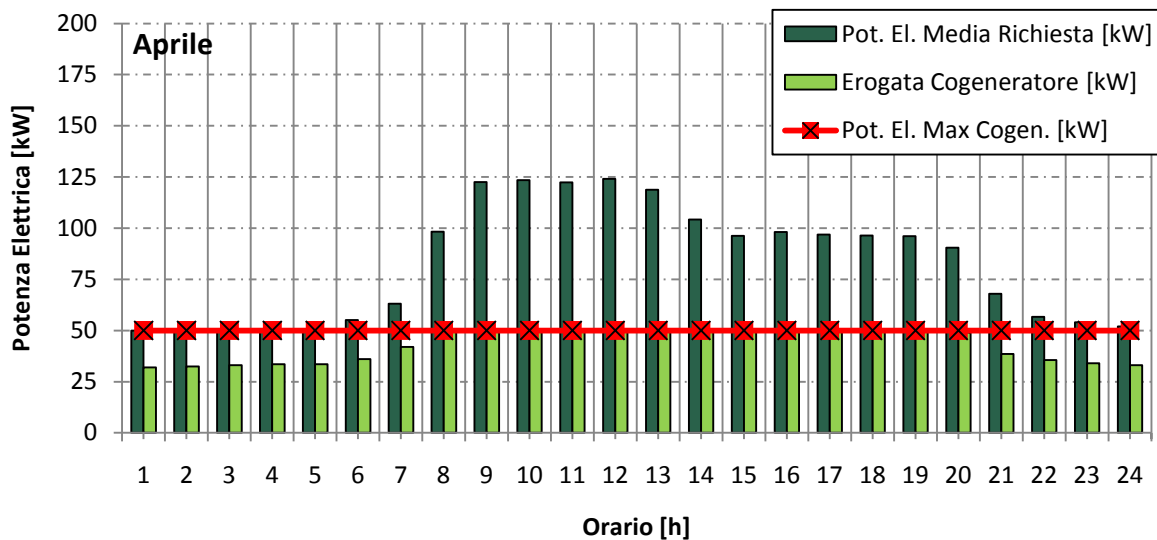


Grafico 3.18 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno "tipo" Aprile – Maggio)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.19 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno "tipo" Giugno - Luglio - Agosto)

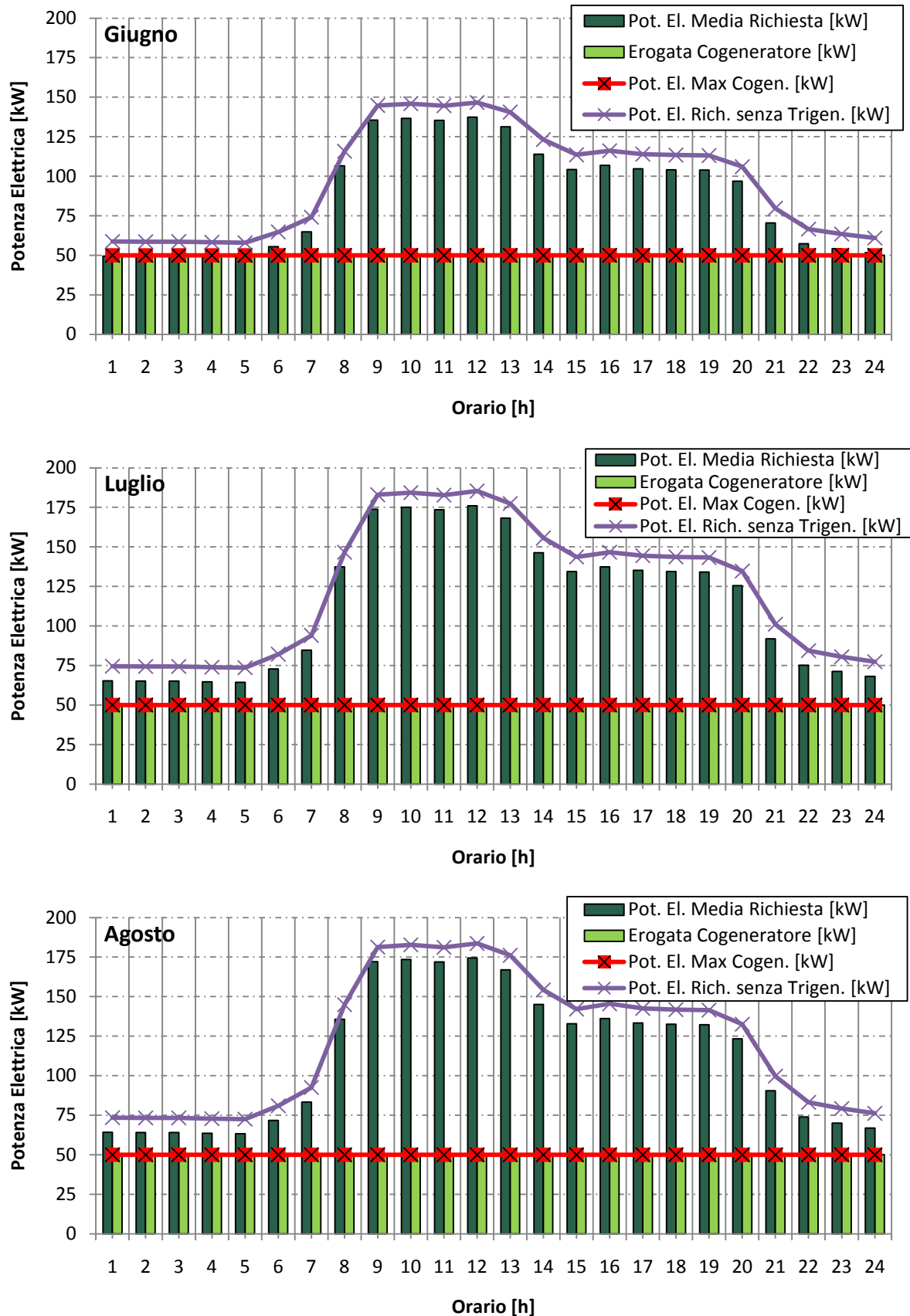
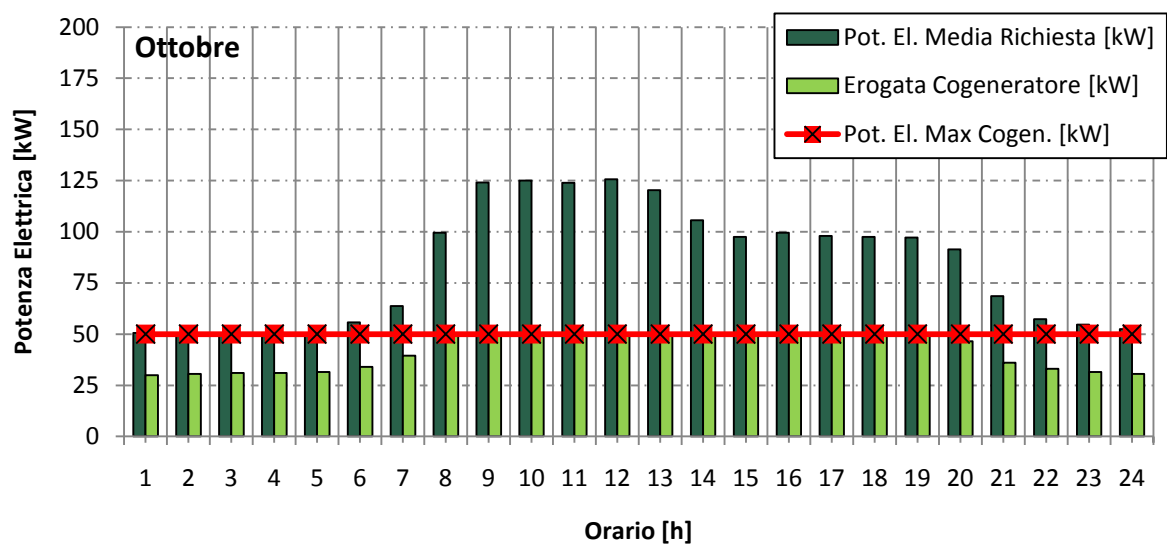
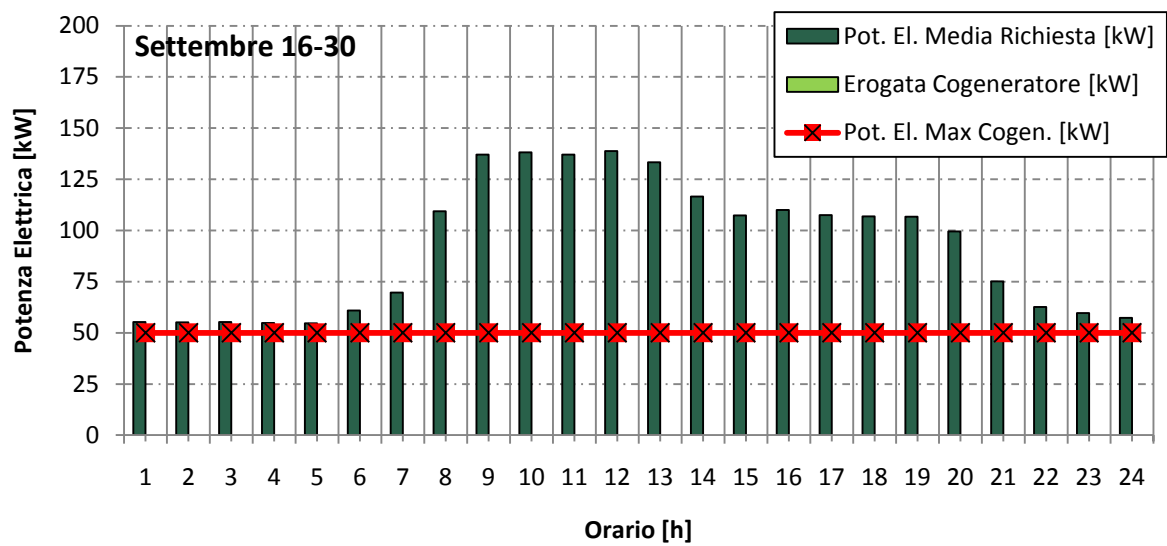
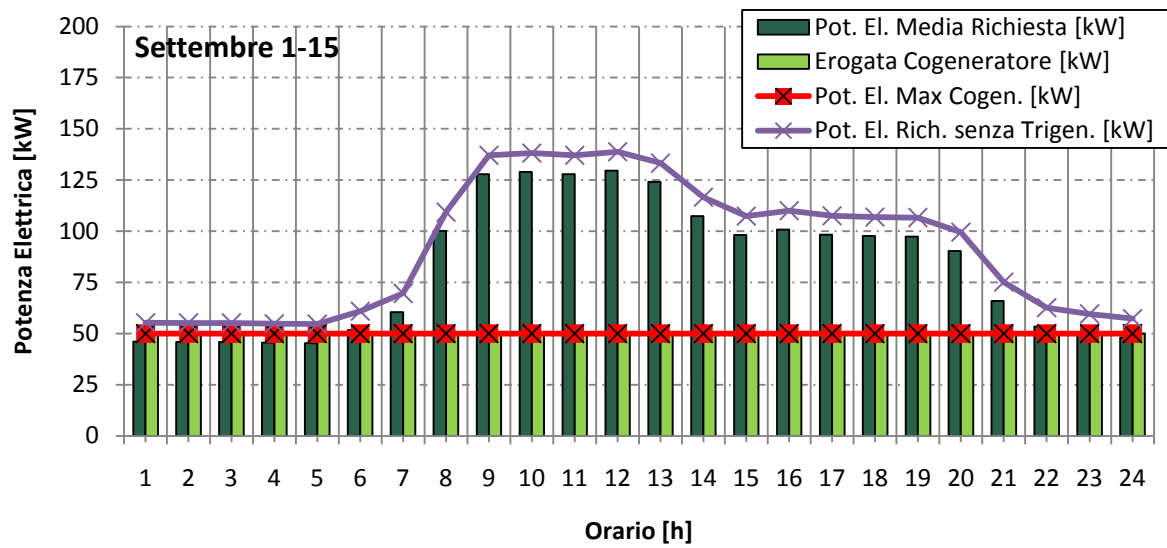
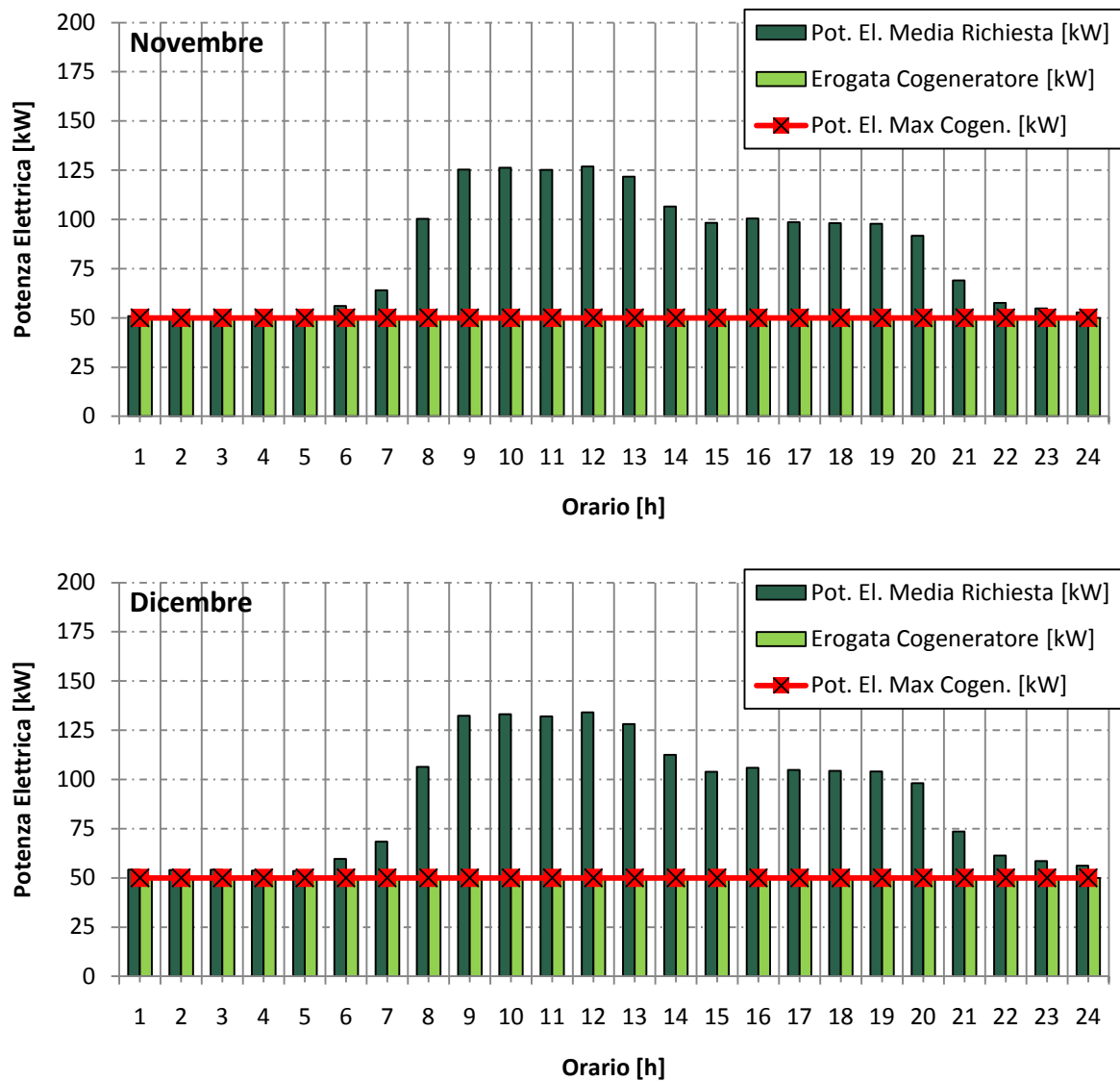


Grafico 3.20 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno "tipo" Settembre – Ottobre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.21 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 2 (giorno "tipo" Novembre - Dicembre)

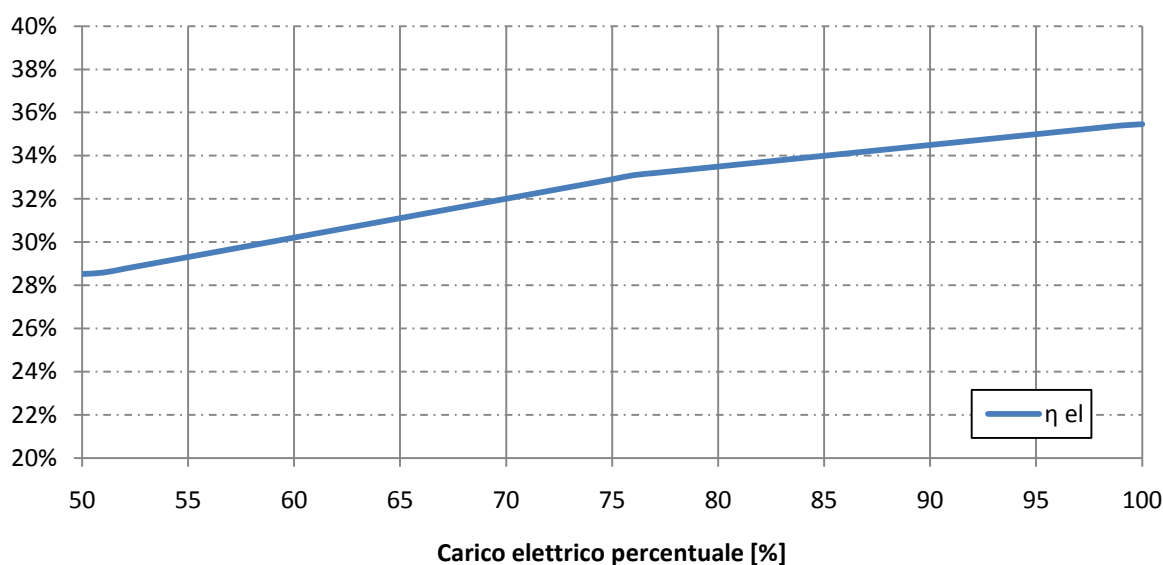


3.2.1.3 Valutazione economica sistema 3

Tabella 3.9 **Dati tecnici sistema 3** (www.man.com)

Tipologia Motore	MAN E8036 LE 202 (MCI)		
Dati Tecnici Generali	100%	75%	50%
Potenza elettrica $\cos \varphi = 1$ (kW)	100	75	50
Quantità combustibile introdotta (Nm ³ /h)	29,49	23,83	18,33
Potenza introdotta (kW)	282	226,74	175,30
Potenza termica recuperabile tot (kW)	138	113,54	91
Gas di scarico raffreddati a 120°C (kW)	204		
Rendimento elettrico (%)	35		
Rendimento termico (%)	49		
Rendimento complessivo (%)	89		
PCI del combustibile introdotto (kWh/Nm ³)	9,59		
Dati di installazione			
Temperatura std. di ritorno H ₂ O utenza (C°)	70		
Temperatura std. di mandata H ₂ O utenza (C°)	90		

Tabella 3.10 **Andamento del rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 3**



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.11 **Dati tecnici assorbitore del Sistema 3** (www.capstone.com)

Circuito acqua refrigerata		
Potenza frigorifera	kW	99
Portata acqua refrigerata	m ³ /h	16,9
Temperatura acqua di ingresso	°C	12
Temperatura acqua uscita	°C	7
Perdite di carico	m.c.a	4,2
Circuito acqua calda		
Potenza assorbita	kW	136
Portata acqua calda	m ³ /h	7,8
Temperatura acqua ingresso	°C	90
Temperatura acqua uscita	°C	80
Circuito acqua di raffreddamento		
Potenza dissipata	kW	212
Portata acqua di raffreddamento	m ³ /h	34
Temperatura acqua ingresso	°C	29
Temperatura acqua uscita	°C	36,5
Dati elettrici		
Alimentazione	V	400
Pompa assorbente	kW	0,95
Pompa refrigerante	kW	0,2
Pompa del vuoto	kW	0,4

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

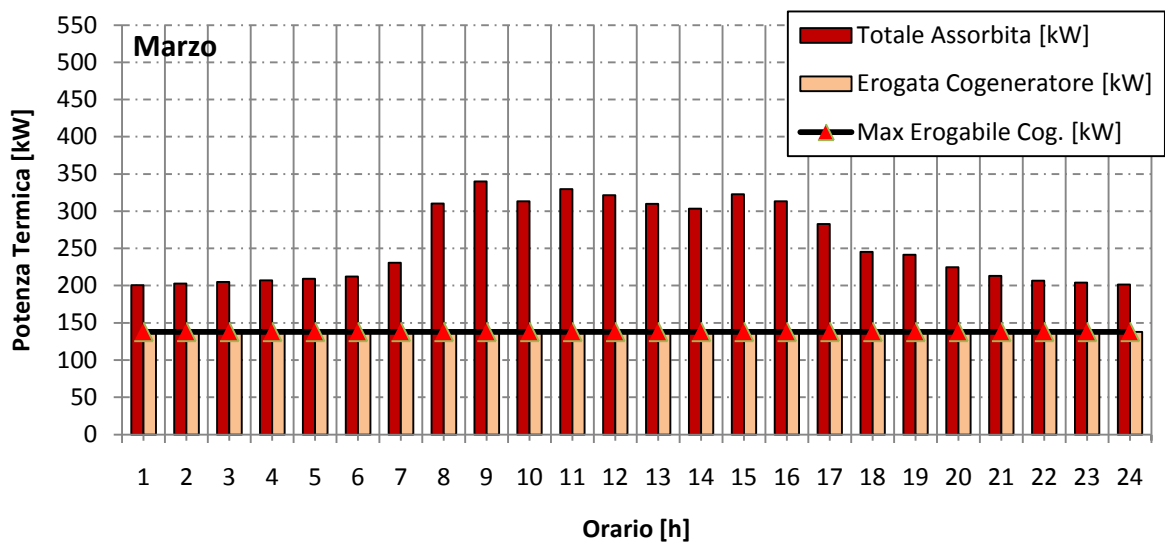
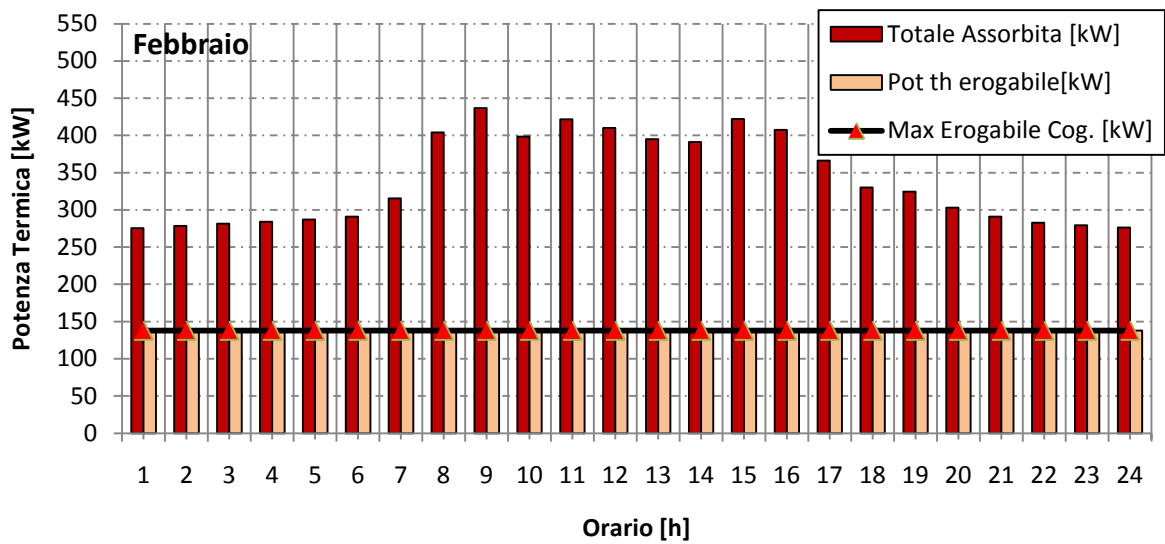
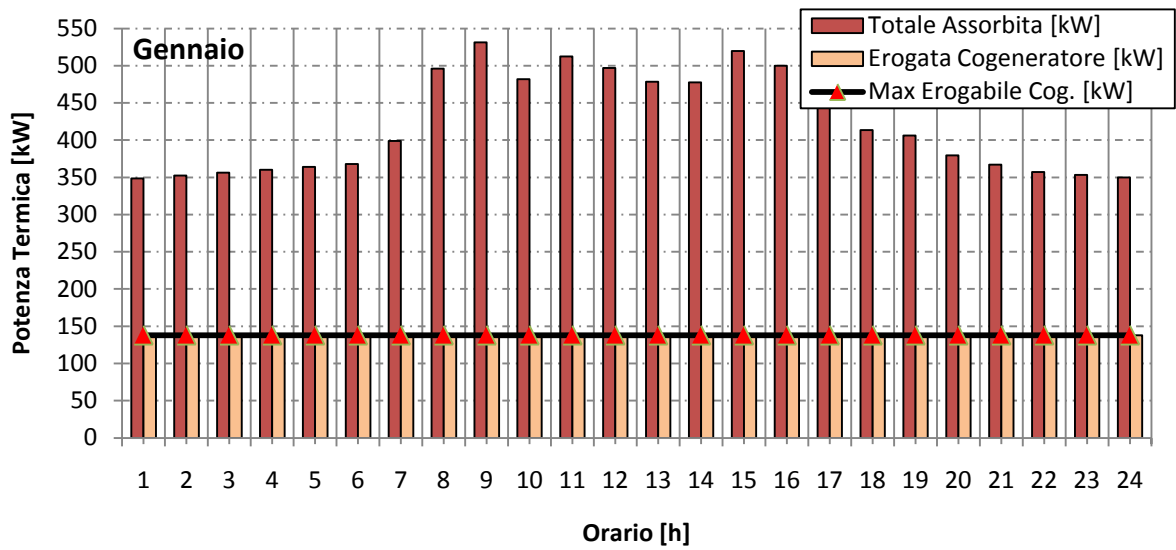
Tabella 3.12 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 3

Sistema 3								
Mese	Ore funzionamento [h]	Consumo di gas metano Cogeneratore [mc]	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	Domanda Termica [kWh th]	Calore Utile [kWh th]	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)
Gennaio	744	21.941	138	313.599	102.672	100	74.400	
Febbraio	672	19.817	138	228.246	92.736	100	67.200	
Marzo	744	21.941	138	190.697	102.672	100	74.400	
Aprile	300	8.679	57	71.589	40.768	41	29.250	
Maggio	384	10.277	65	81.373	48.695	45	33.680	6.956
Giugno	720	20.987	137	130.769	98.402	98	70.890	15.661
Luglio	744	21.941	138	142.443	102.672	100	74.400	17.438
Agosto	744	21.941	138	140.417	102.672	100	74.400	17.091
Settembre	360	9.799	64	78.817	46.362	45	32.370	6.744
Ottobre	310	8.867	56	72.017	41.678	40	29.760	
Novembre	720	21.233	138	186.089	99.360	100	72.000	
Dicembre	744	21.941	138	282.043	102.672	100	74.400	

Ore funzionamento [h]	7.186
Consumo di gas cogeneratore [mc]	209.363
Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	112
Domanda Termica [kWh th]	1.918.100
Calore Utile [kWh th]	981.361
Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	81
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	707.150
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	63.891

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.22 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno "tipo" Gennaio - Febbraio - Marzo)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.23 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno "tipo" Aprile – Maggio - Settembre)

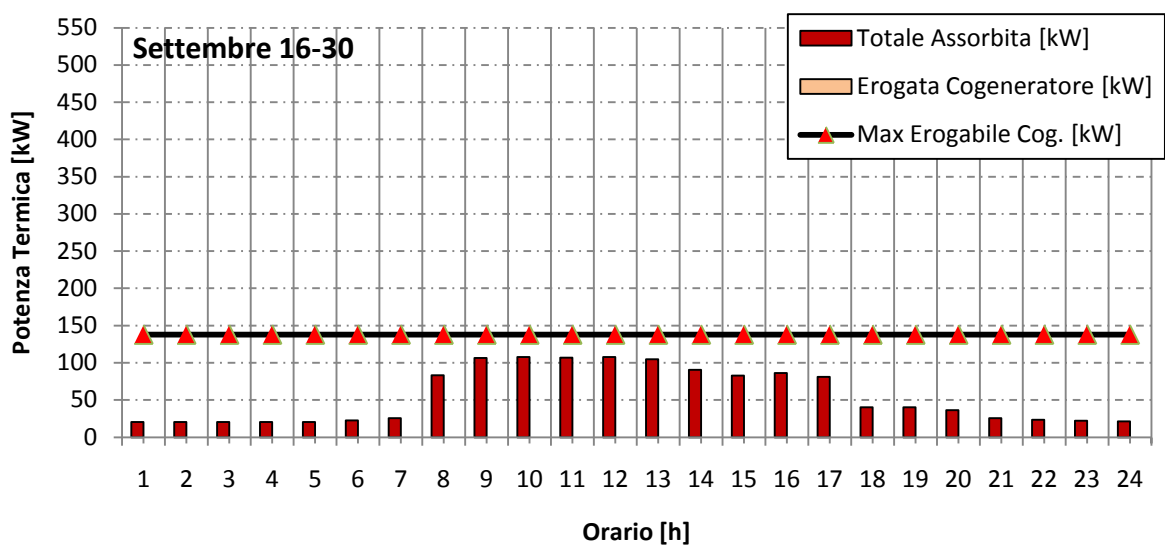
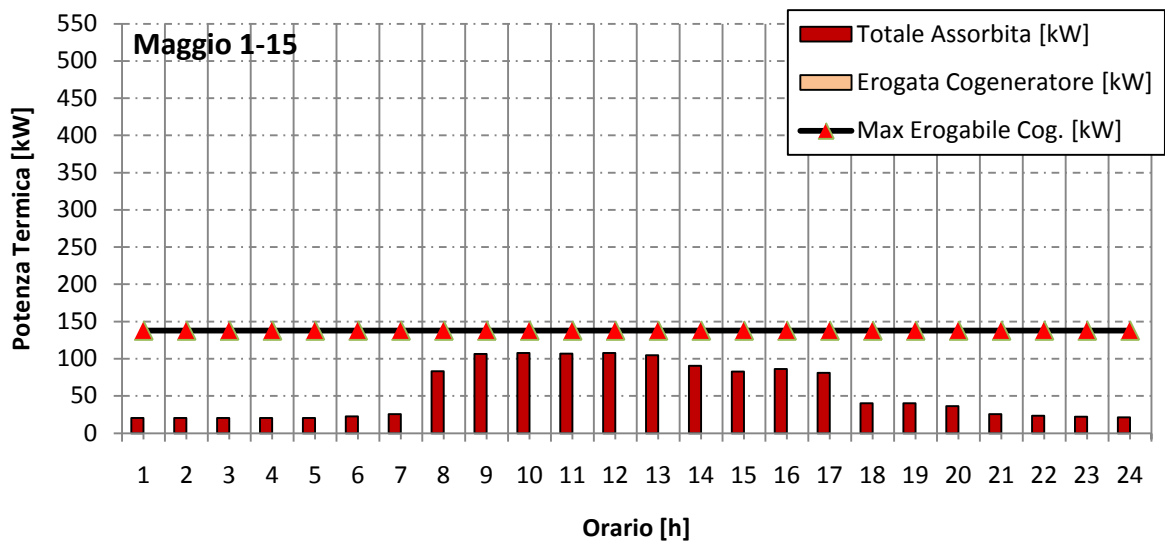
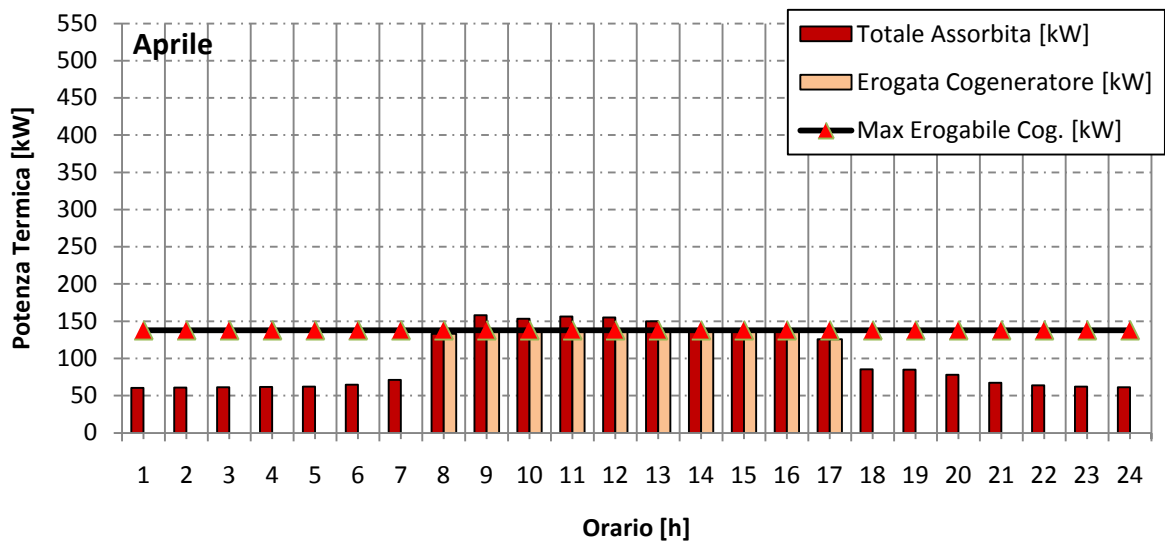


Grafico 3.24 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 3 (giorno "tipo" Ottobre – Novembre – Dicembre)

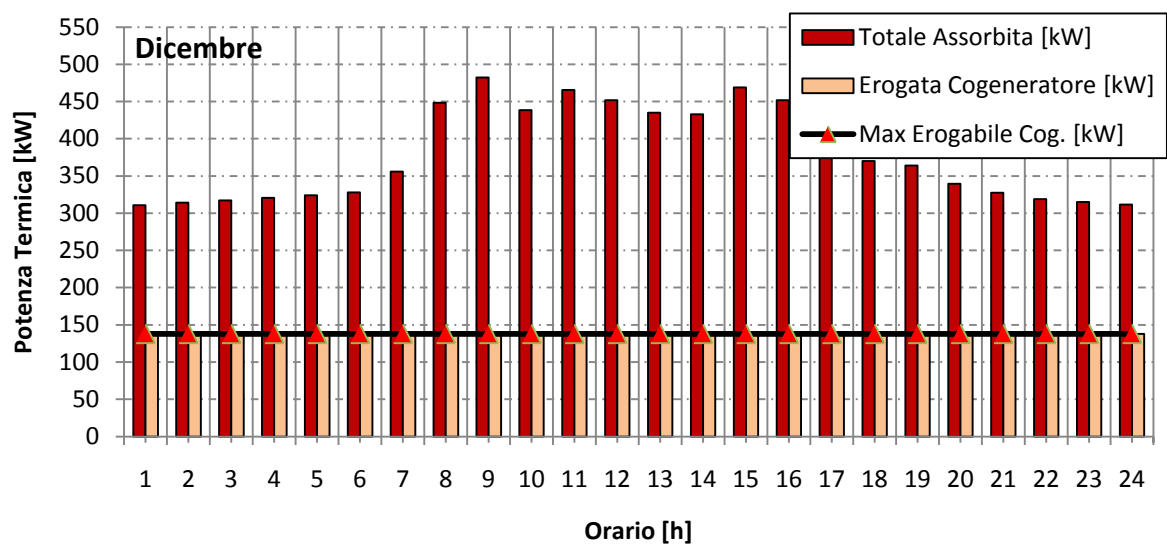
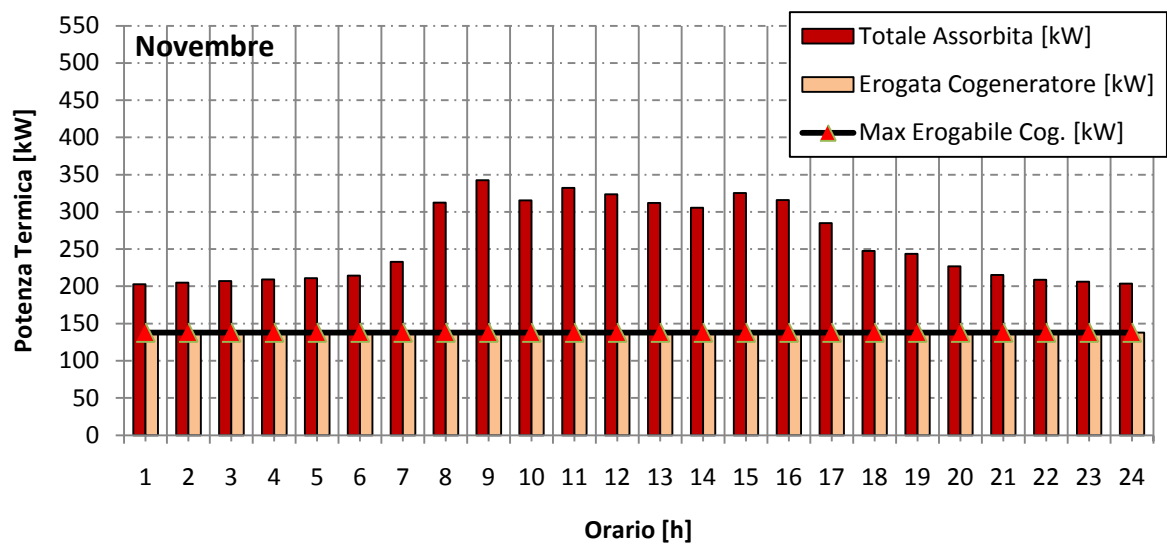
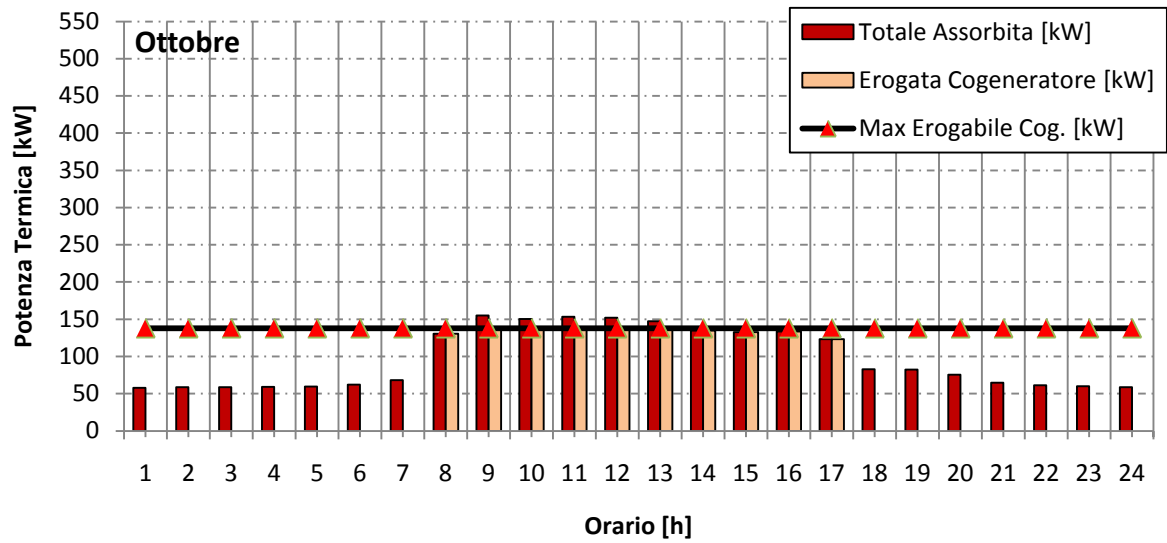


Grafico 3.25 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 3 (giorno "tipo" Maggio – Giugno - Luglio)

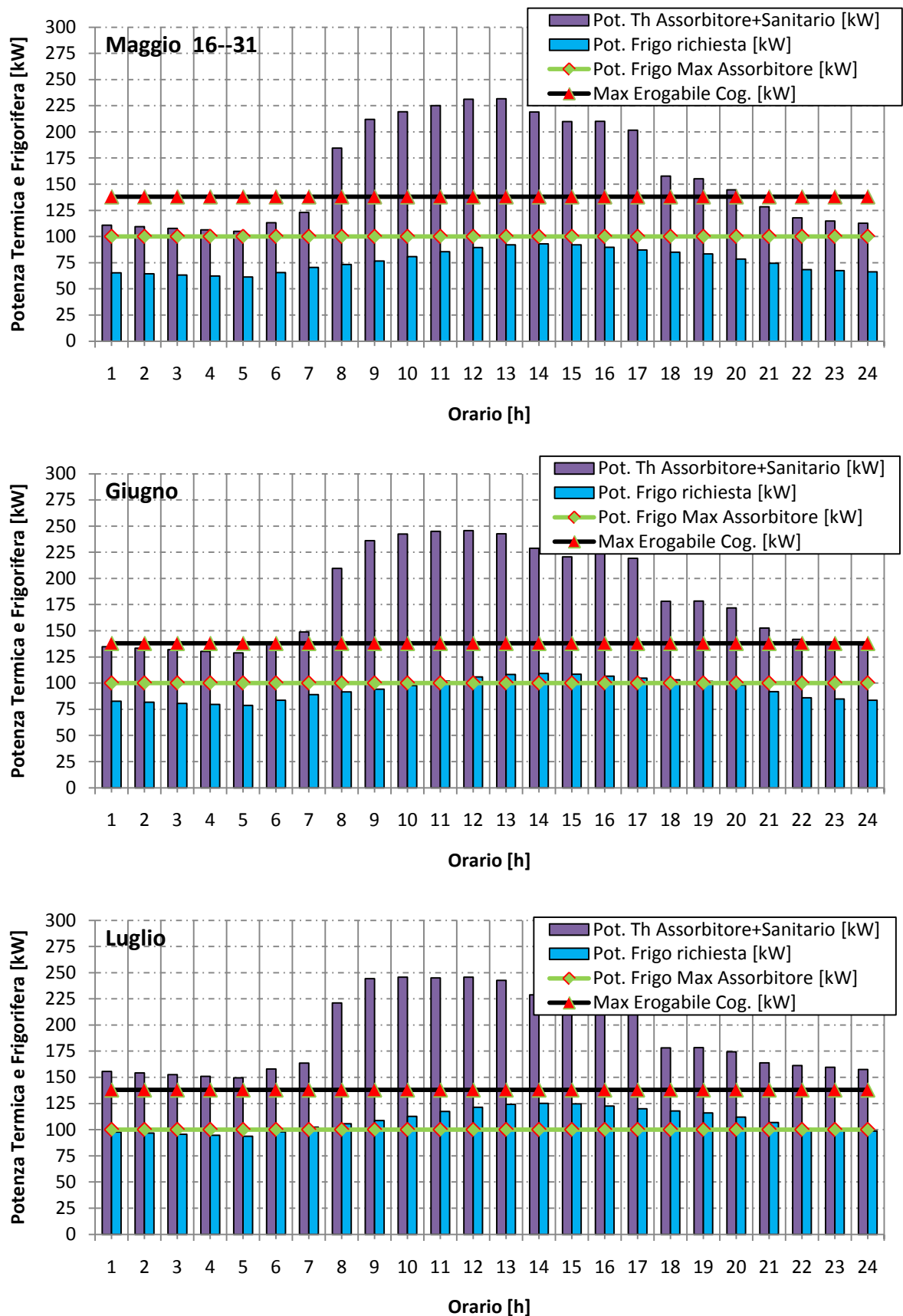
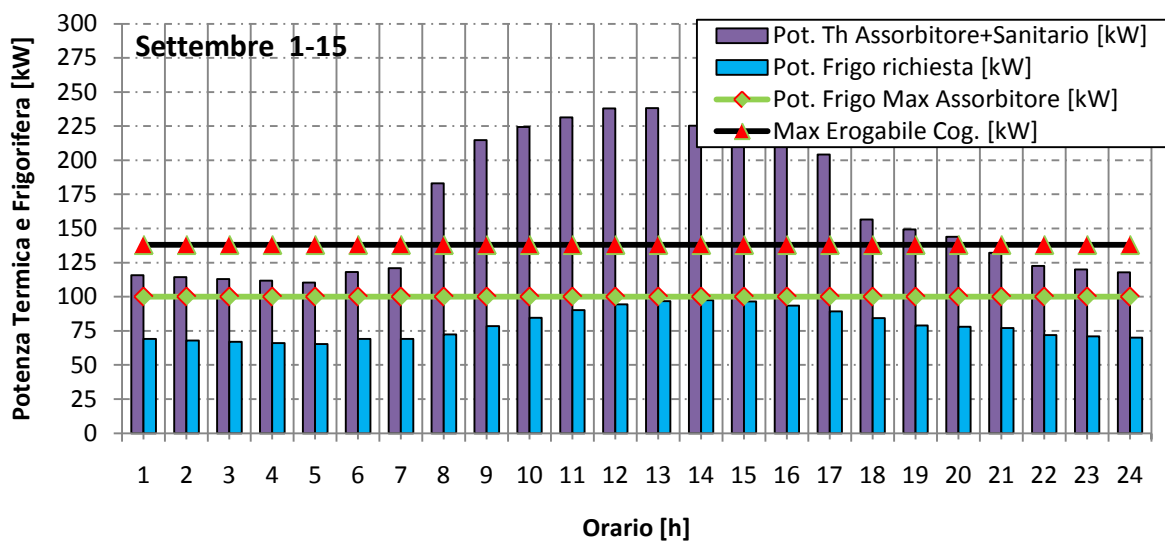
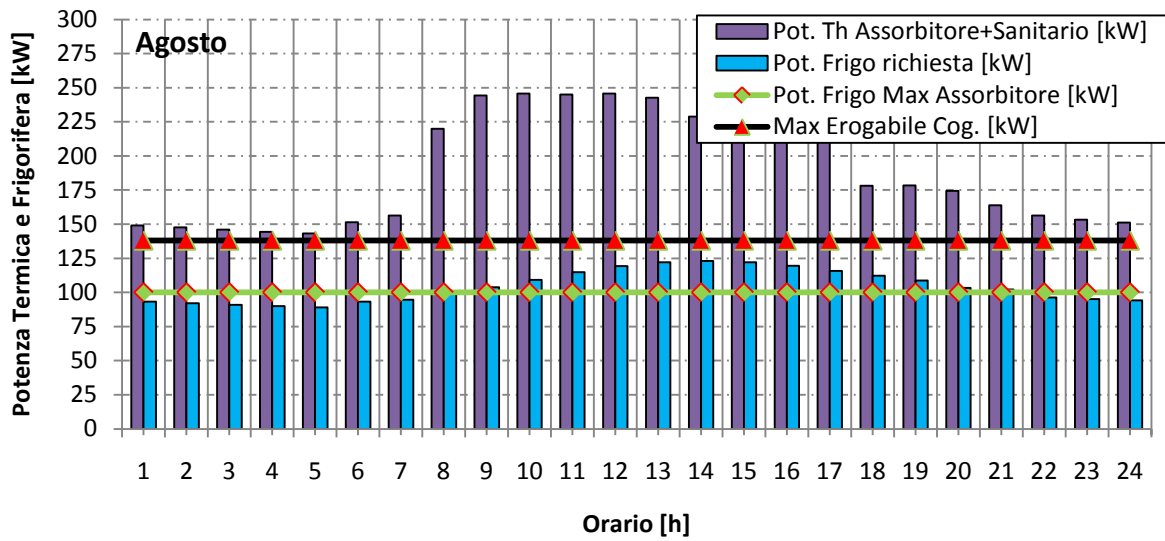
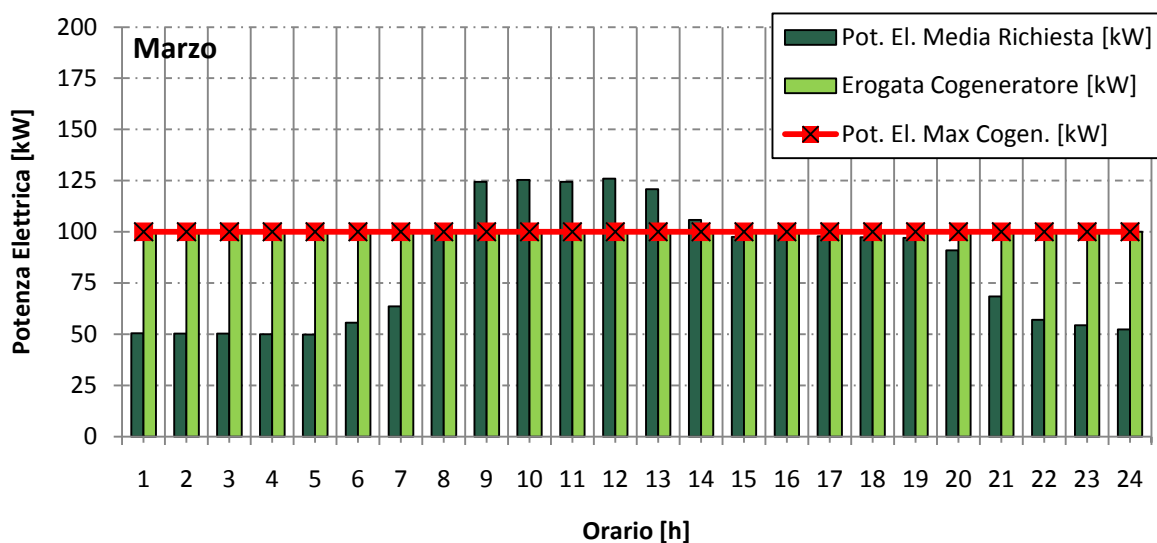
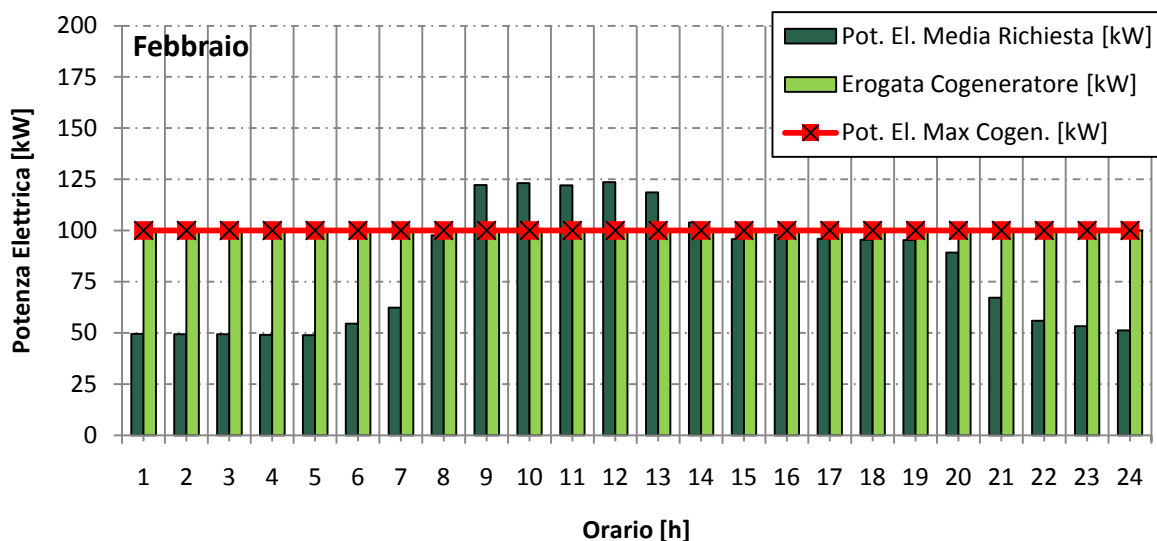
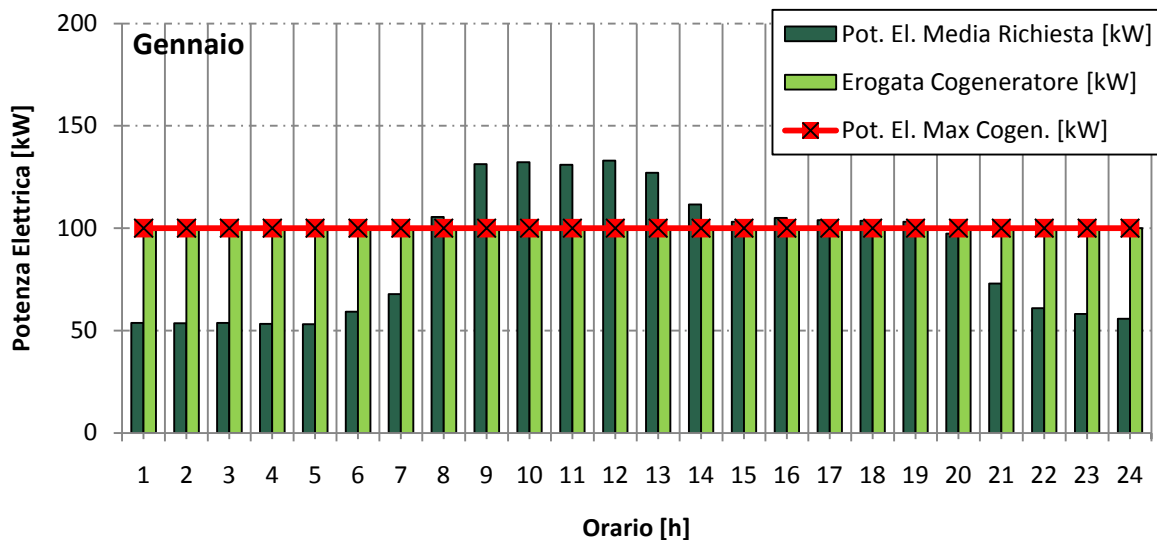


Grafico 3.26 Simulazione oraria per i carichi frigoriferi e termici Sistema 3 (giorno "tipo" Agosto - Settembre)



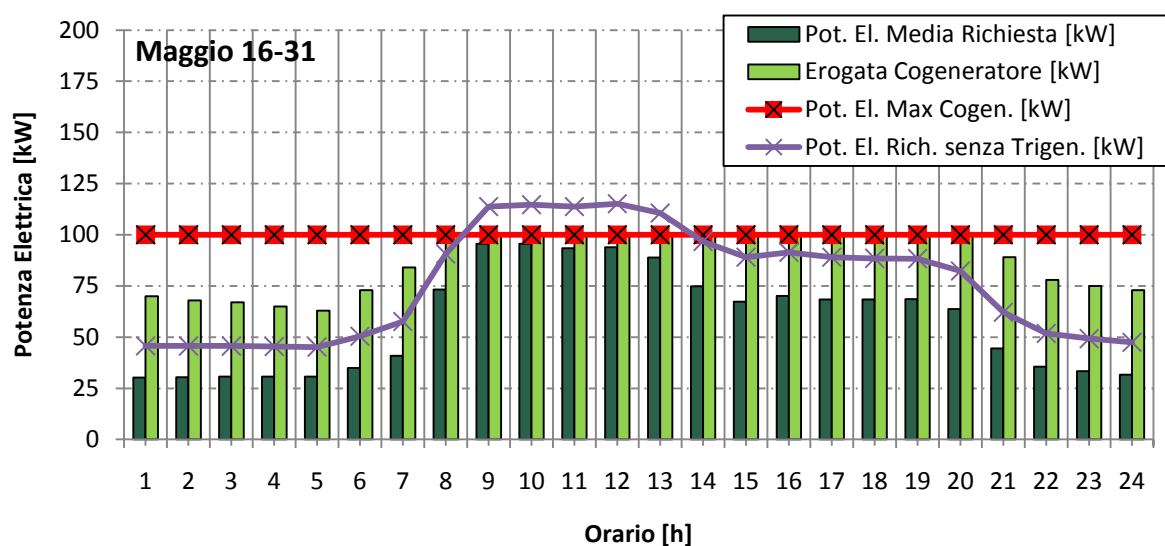
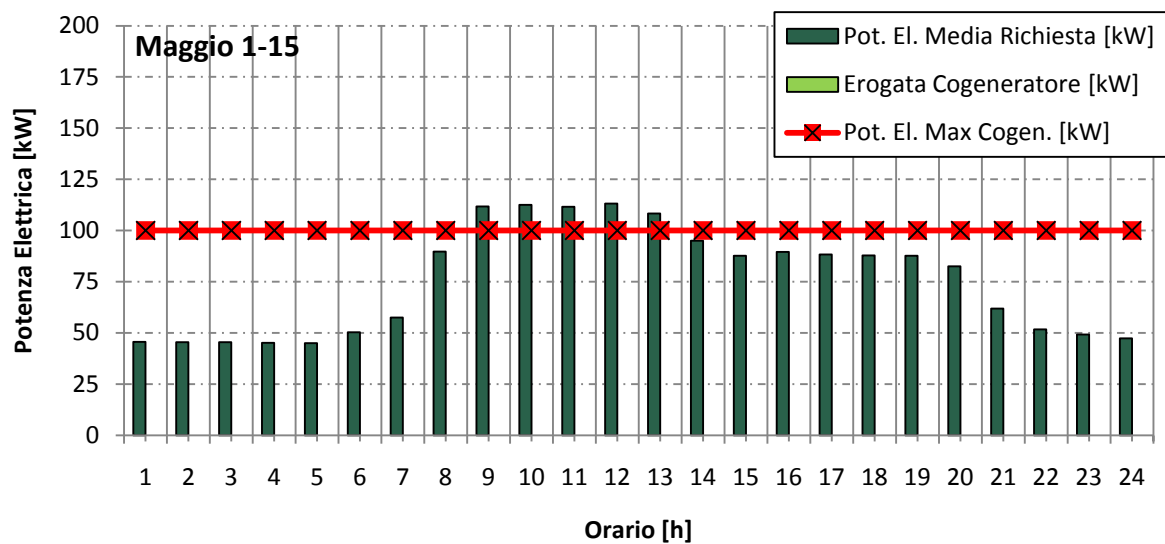
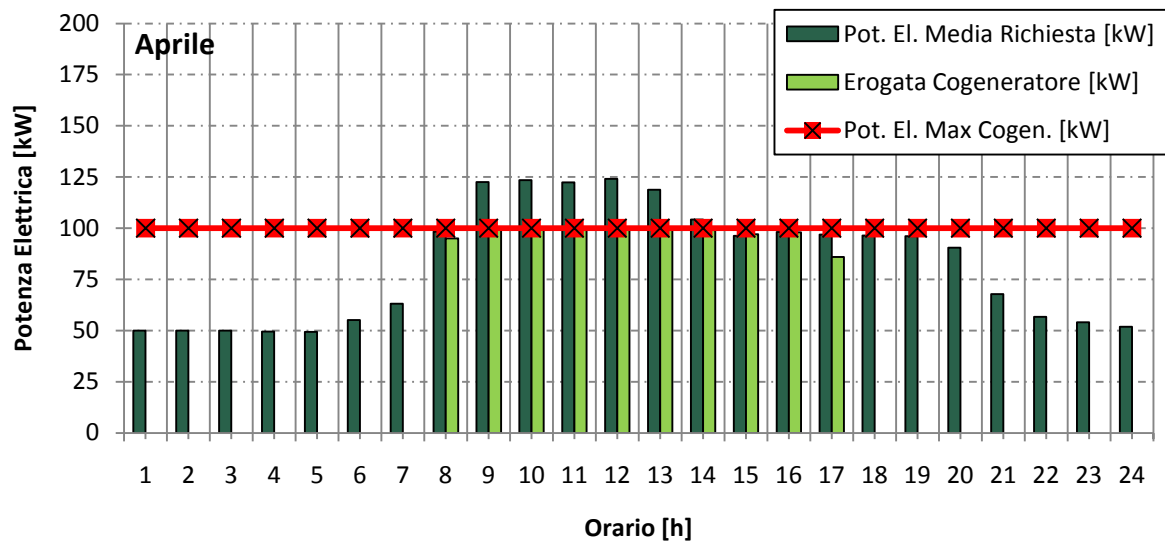
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.27 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio - Marzo)



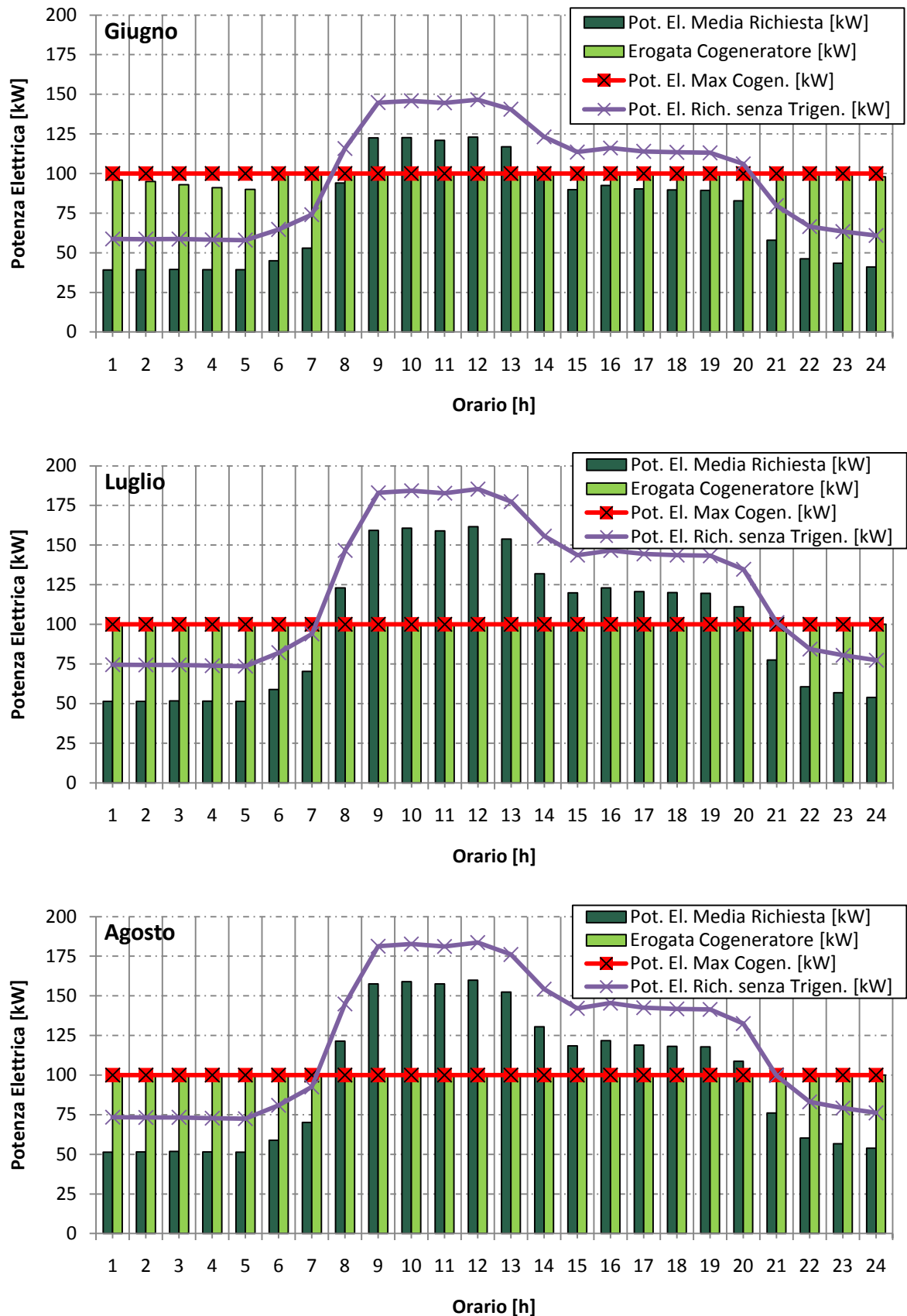
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.28 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno "tipo" Aprile – Maggio)



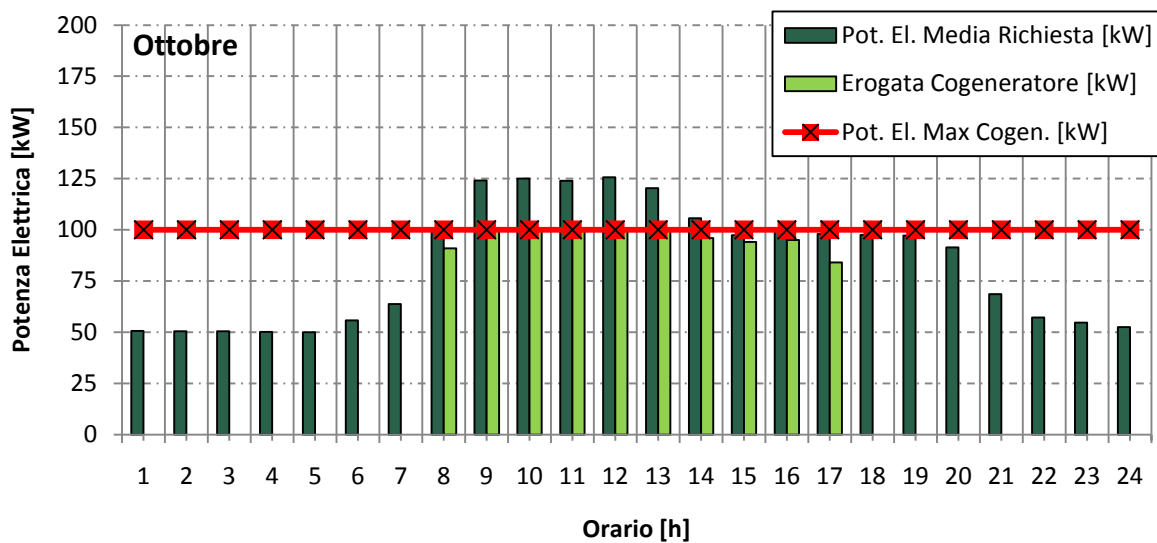
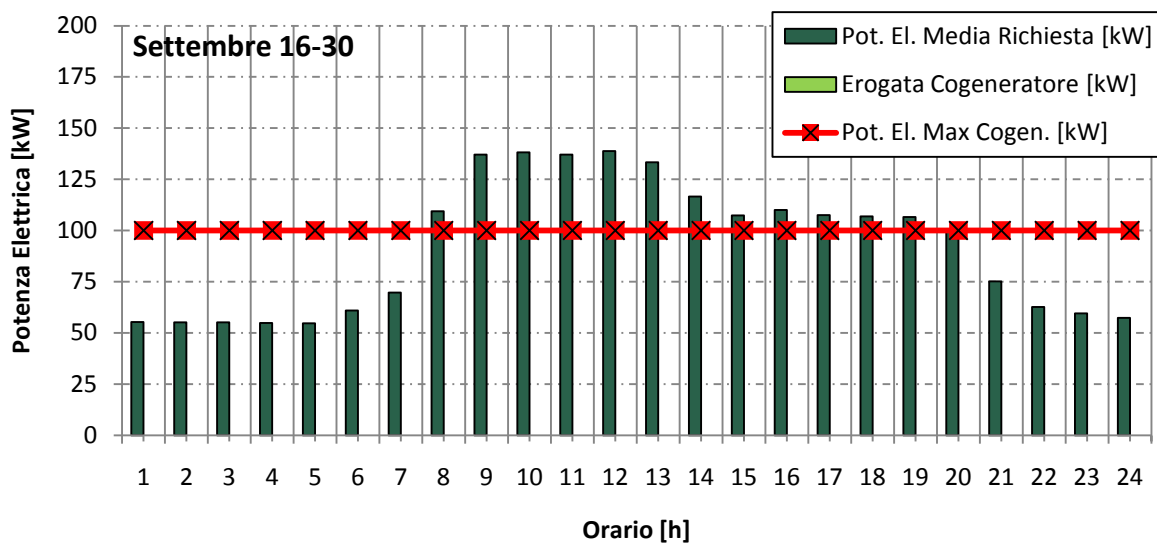
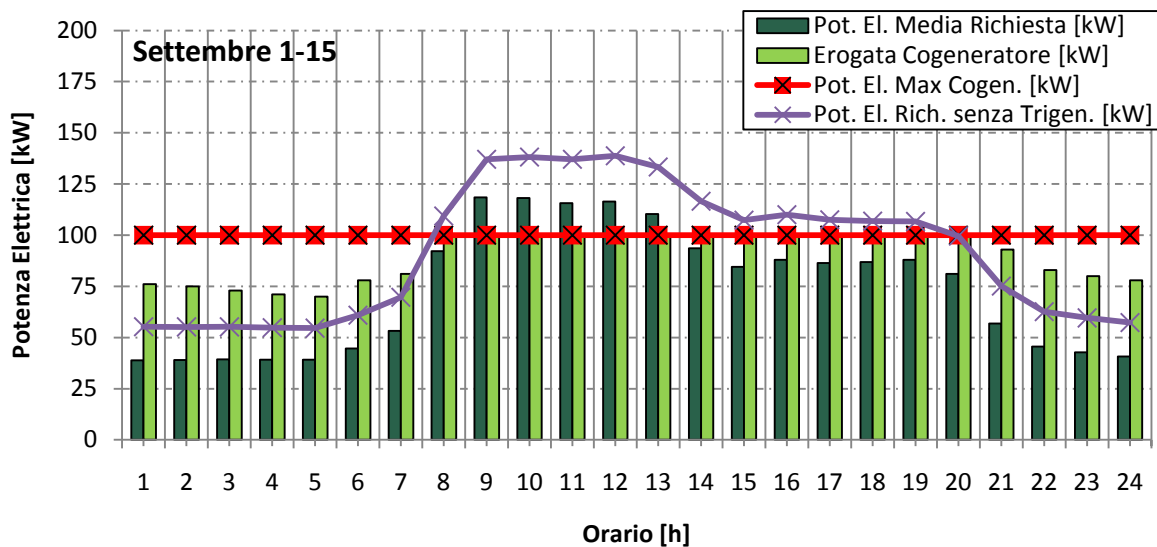
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.29 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno "tipo" Giugno - Luglio - Agosto)



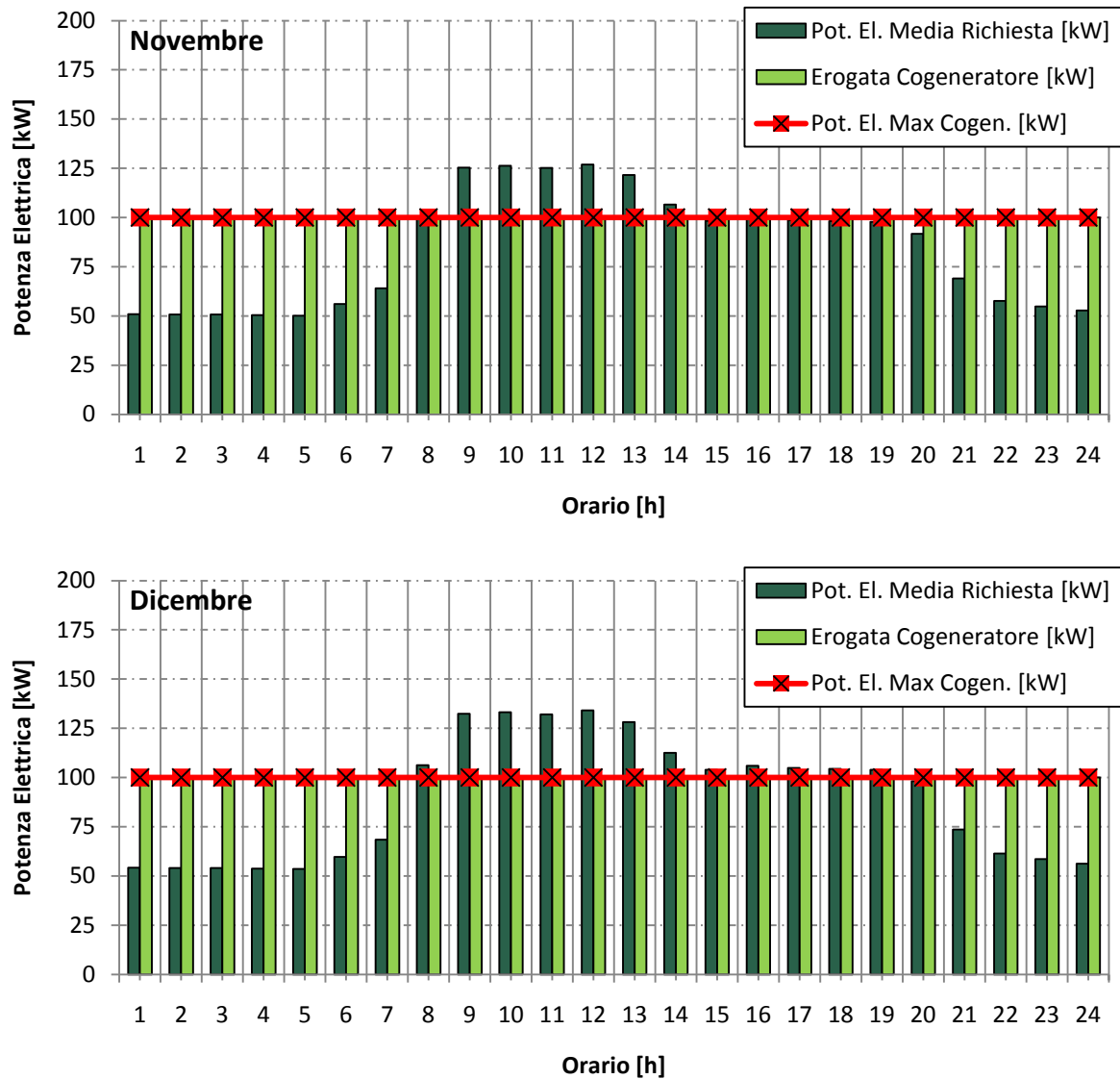
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.30 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno "tipo" Settembre - Ottobre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.31 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 3 (giorno "tipo" Novembre - Dicembre)

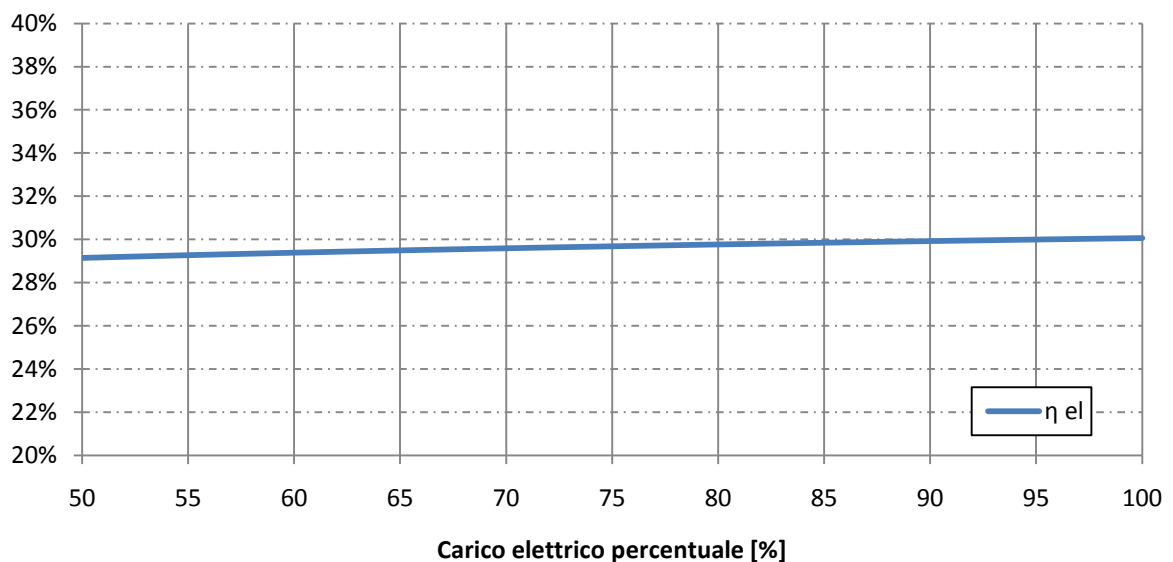


3.2.1.4 Valutazione energetica sistema 4

Tabella 3.13 **Dati tecnici motore – Sistema 4** (www.turbec.com)

Tipo motore	Microturbina Turbec T100 PH S3
Prestazioni elettriche	
Potenza elettrica $\cos \varphi = 1$ (kW)	100 kW
Efficienza elettrica	29%
Tensione (VAC)	400
Requisiti del combustibile	
Gas Naturale (MJ/kg)	38 - 50
Pressione gas di alimentazione (bar)	0,02 - 1
Consumo a piena potenza (kW)	333
Gas di scarico	
Emissioni NOx 15% O ₂	< 15 ppm
Temperatura gas di scarico (°C)	270
Portata gas di scarico (Kg/s)	0,80
Energia termica prodotta	
Modulo di recupero termico (kW)	165kW

Grafico 3.32 **Rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 4** (www.turbec.com)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

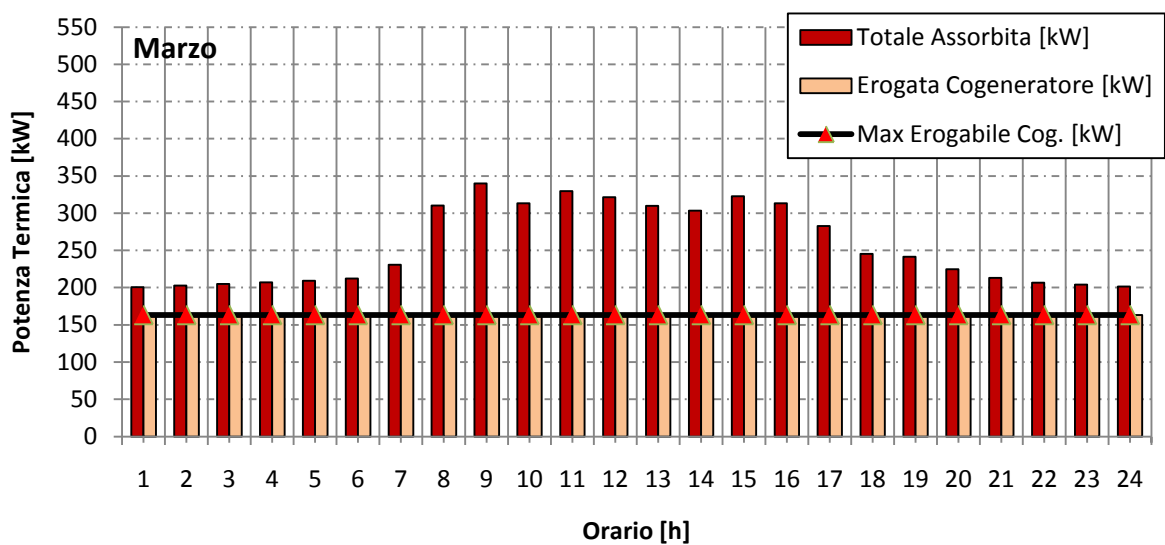
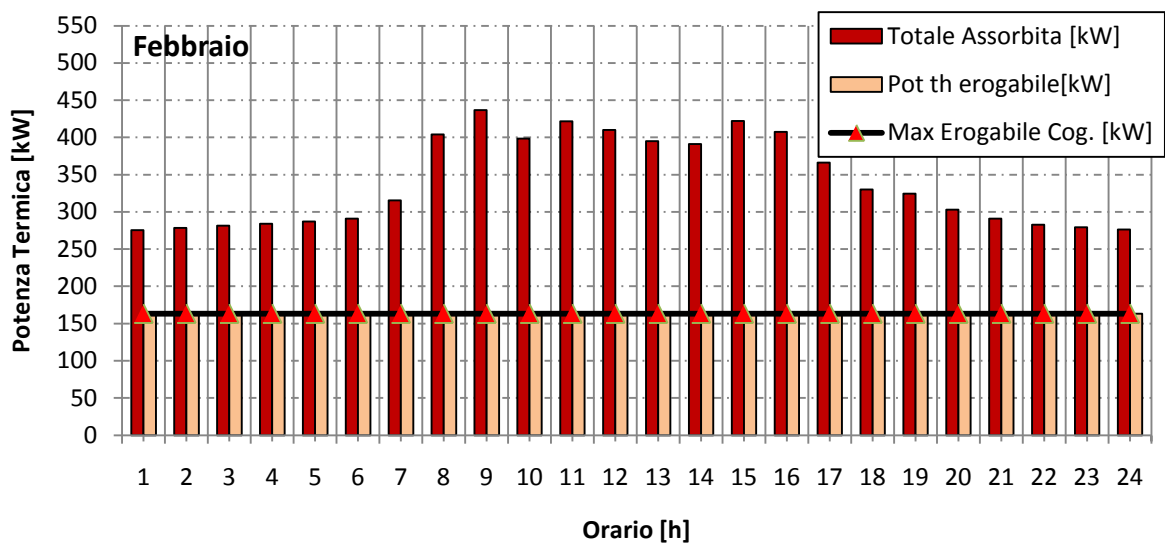
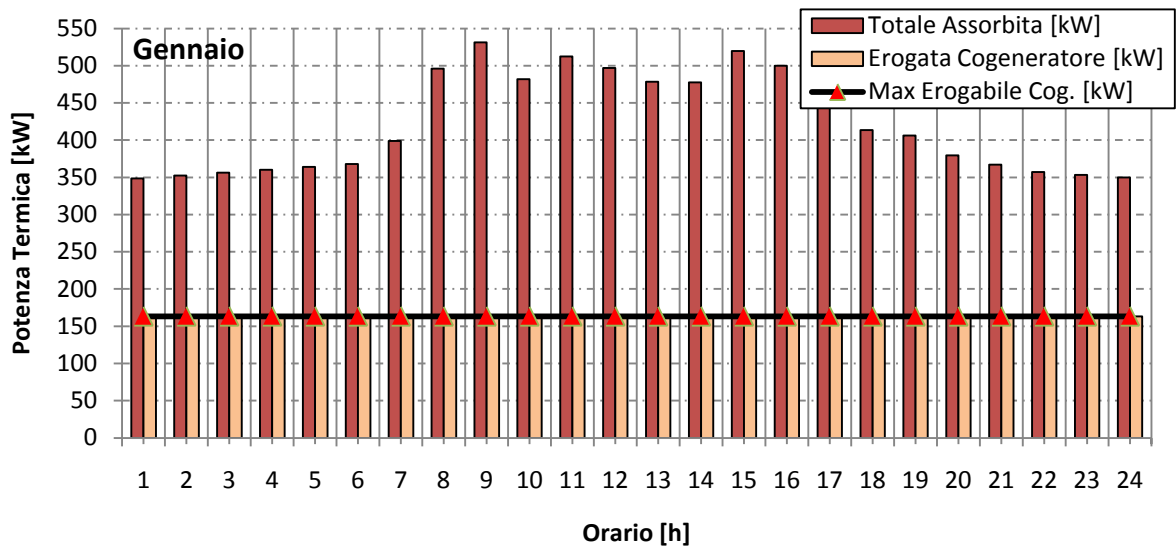
Tabella 3.14 Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 4

Sistema 4								
Mese	Ore funzionamento [h]	Consumo di gas metano Cogeneratore [mc]	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	Domanda Termica [kWh th]	Calore Utile [kWh th]	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)
Gennaio	744	25.884	163	313.599	121.547	100	74.400	
Febbraio	672	23.379	163	228.246	109.785	100	67.200	
Marzo	744	25.884	163	190.697	121.547	100	74.400	
Aprile	360	10.303	67	71.589	48.348	41	29.370	
Maggio	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Giugno	0	0	0	39.526	0	0	0	0
Luglio	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Settembre	0	0	0	39.526	0	0	0	0
Ottobre	372	10.448	66	72.017	48.909	40	29.760	
Novembre	720	25.049	163	186.089	117.627	100	72.000	
Dicembre	744	25.884	163	282.043	121.547	100	74.400	

Ore funzionamento [h]	4.356
Consumo di gas cogeneratore [mc]	146.830
Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	79
Domanda Termica [kWh th]	1.545.864
Calore Utile [kWh th]	689.311
Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	48
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	421.530
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	0

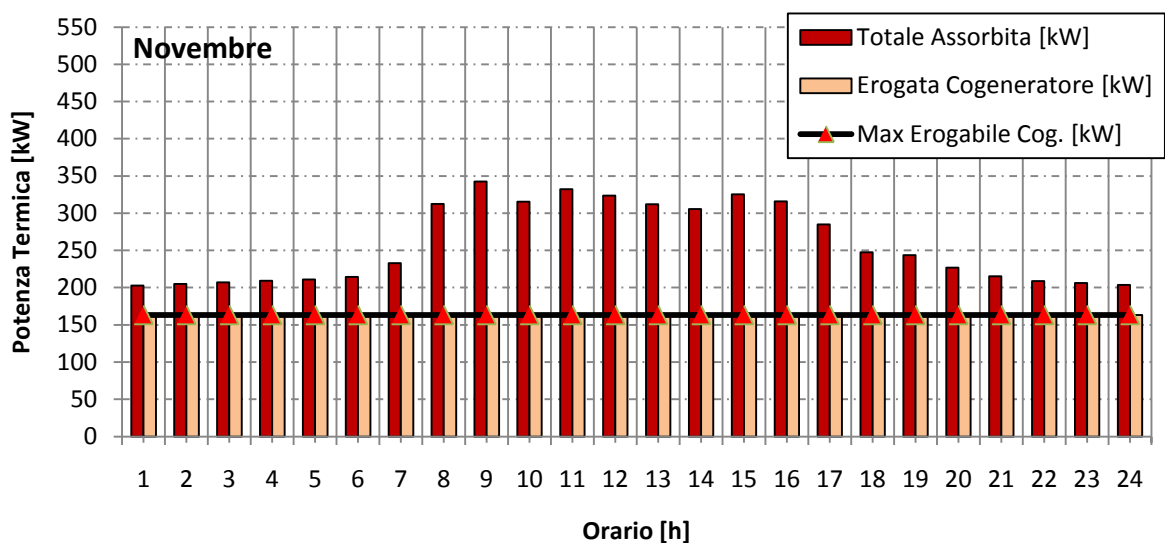
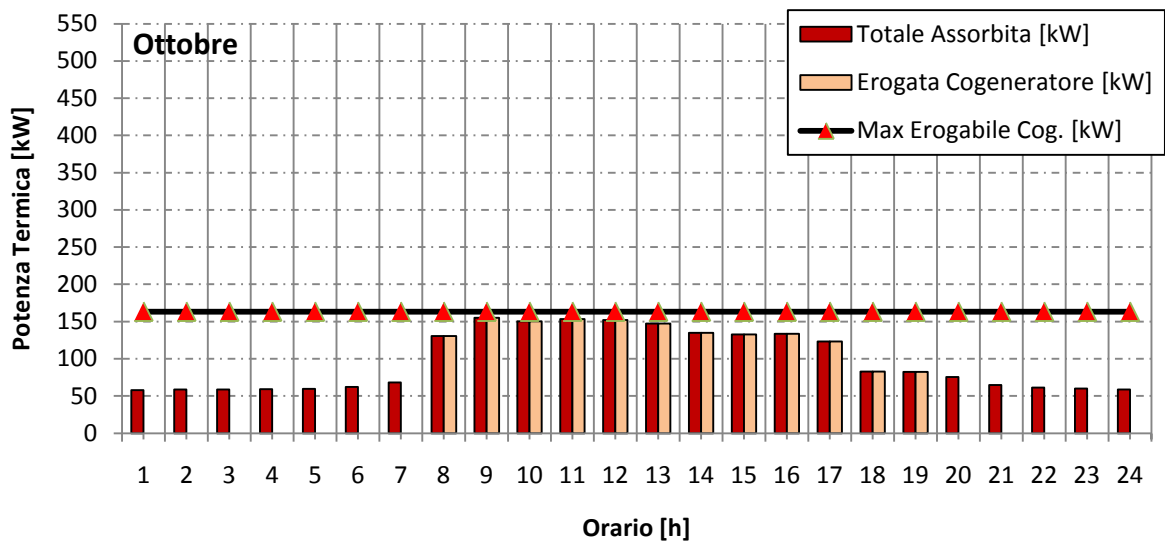
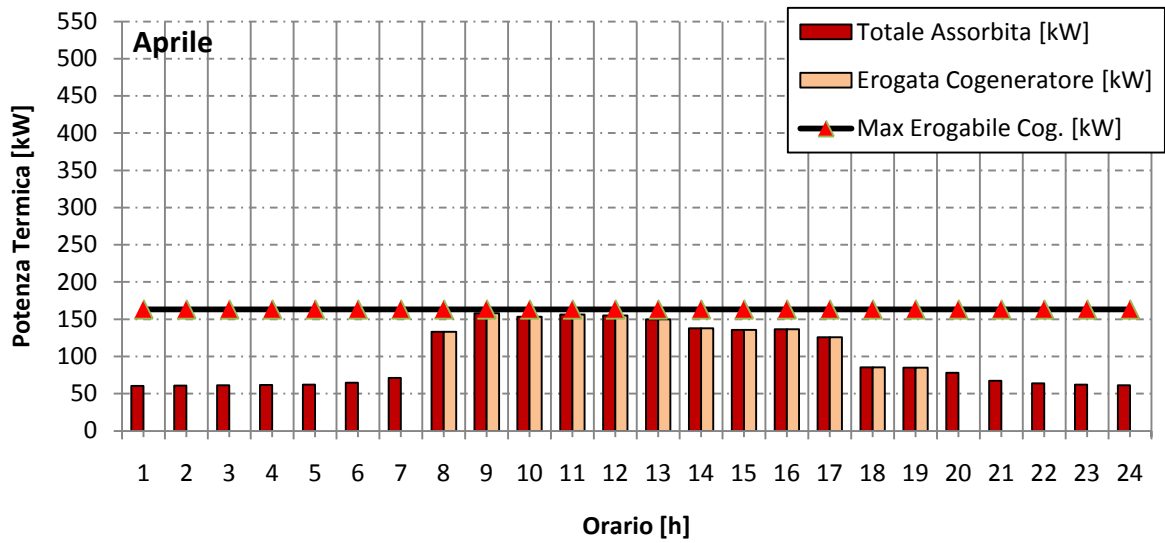
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.33 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno "tipo" Gennaio - Febbraio - Marzo)



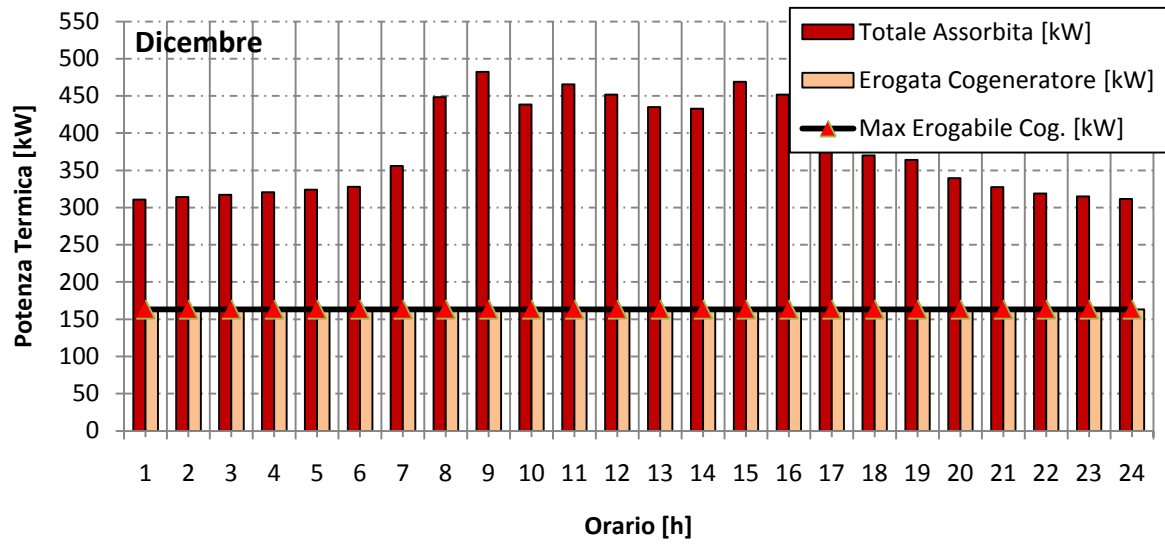
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.34 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno "tipo" Aprile - Ottobre - Novembre)



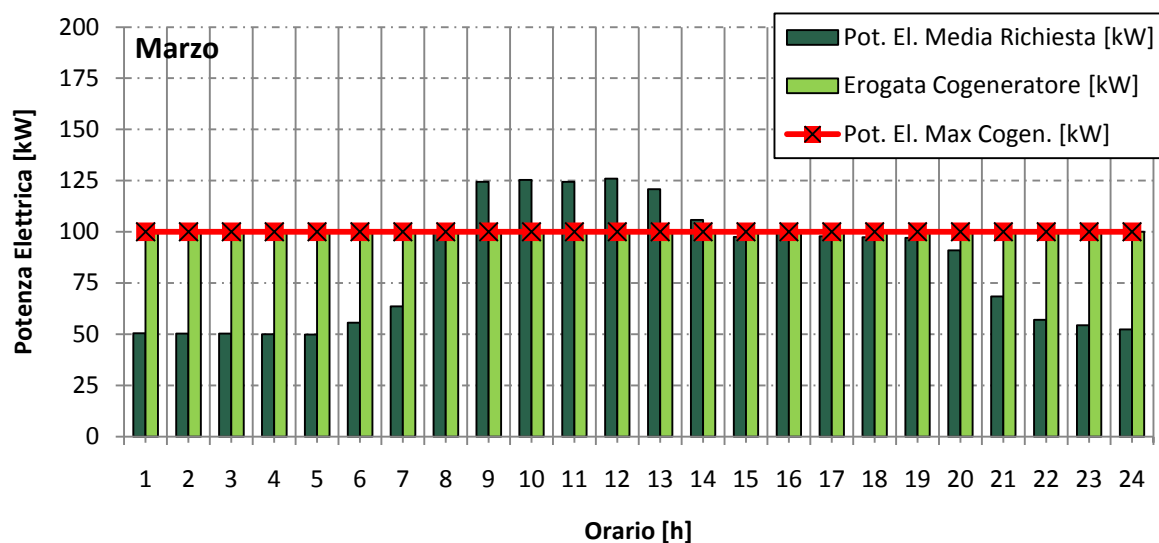
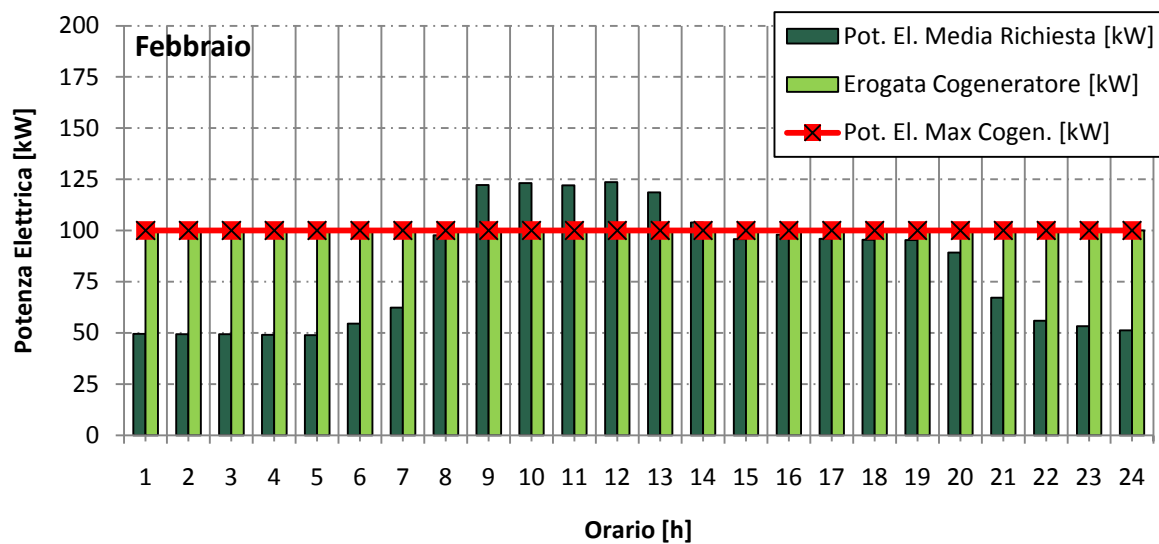
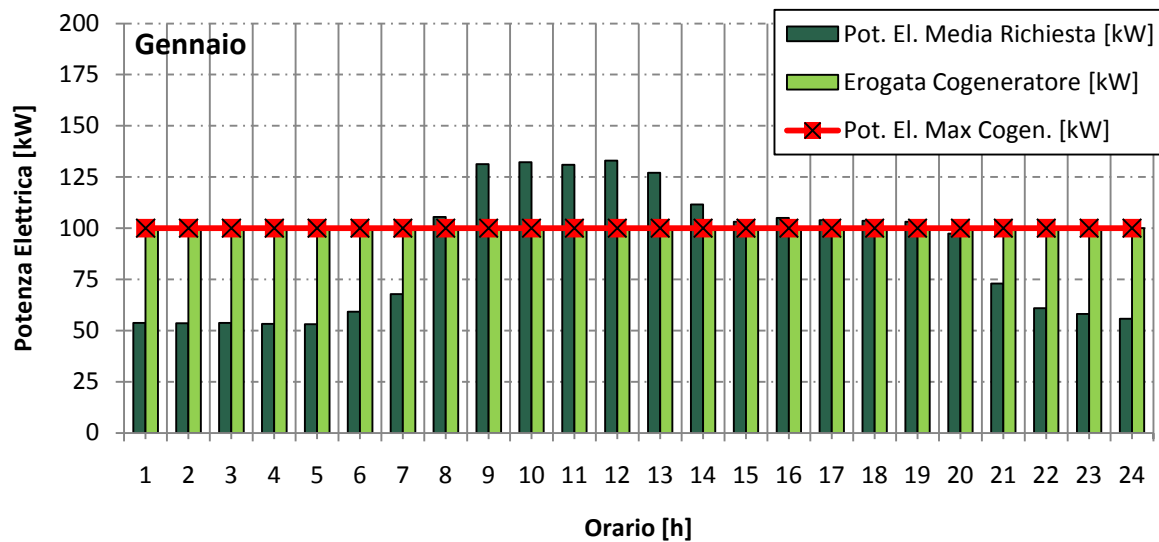
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.35 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 4 (giorno "tipo" Dicembre)



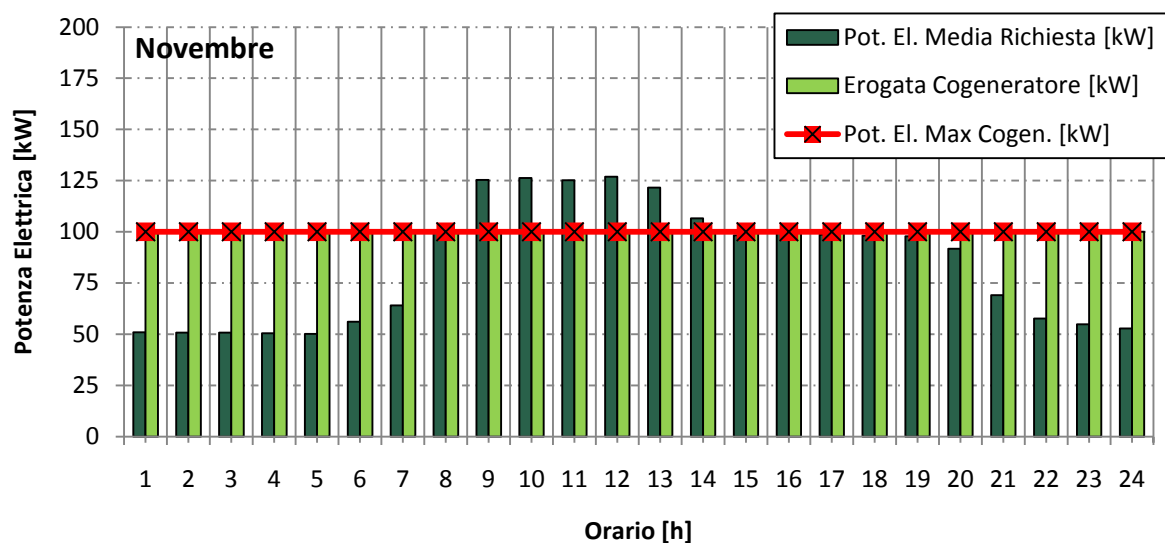
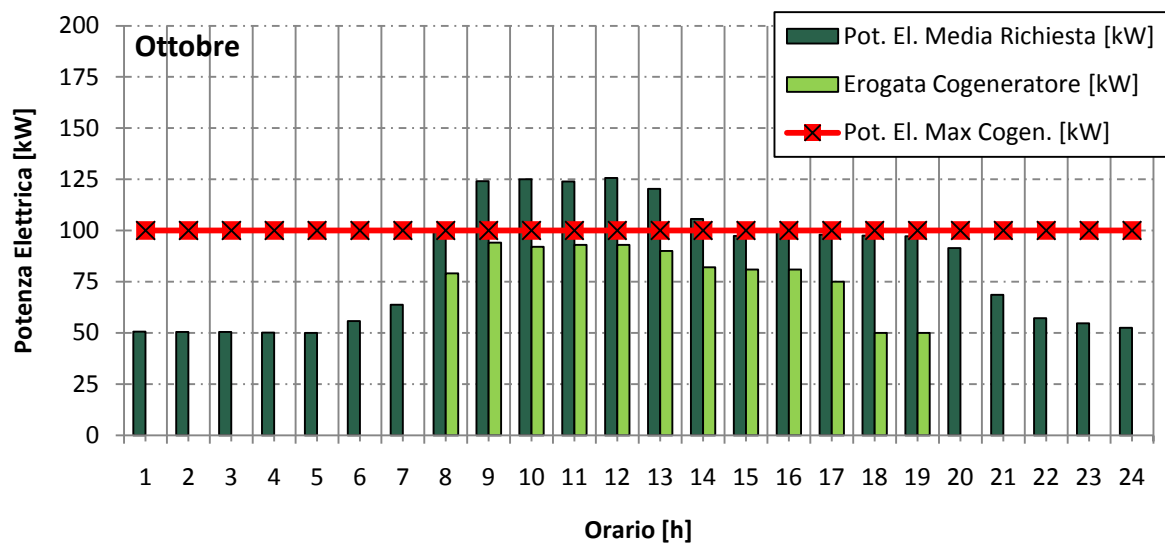
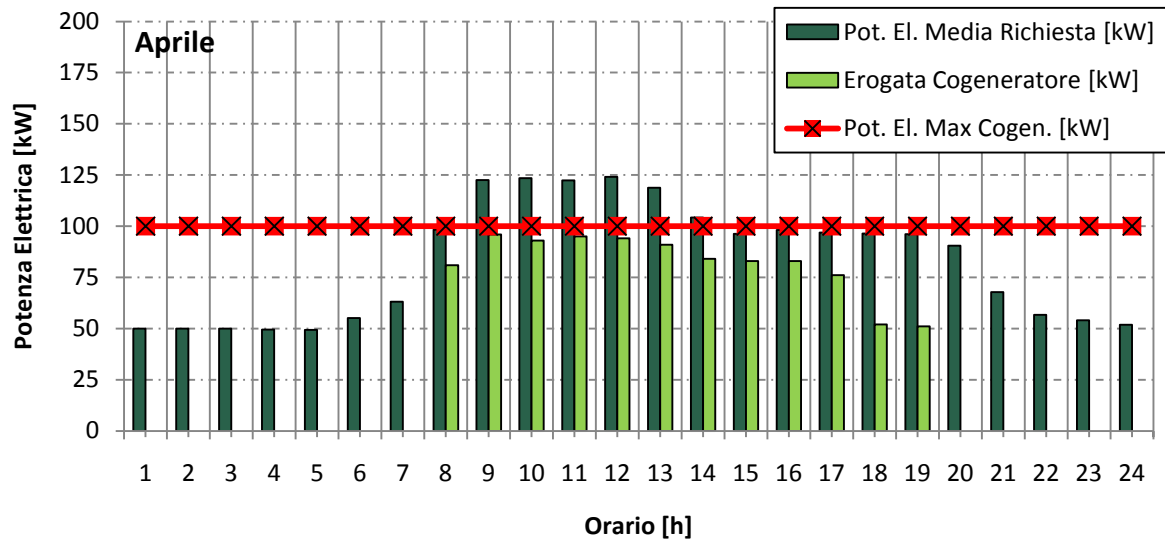
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.36 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio - Marzo)



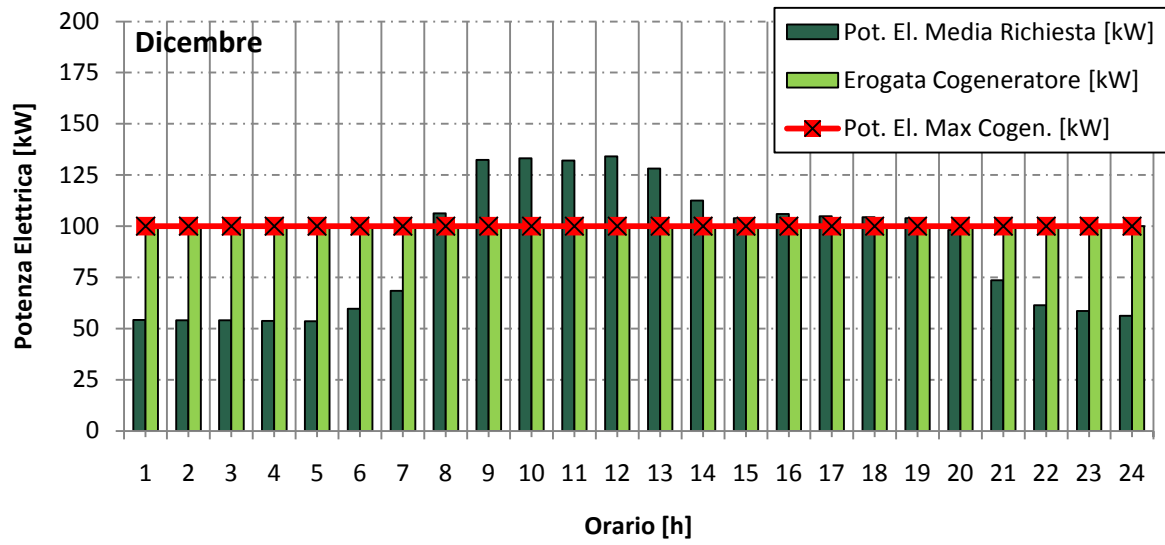
Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.37 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno "tipo" Aprile – Ottobre - Novembre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.38 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 4 (giorno "tipo" Dicembre)

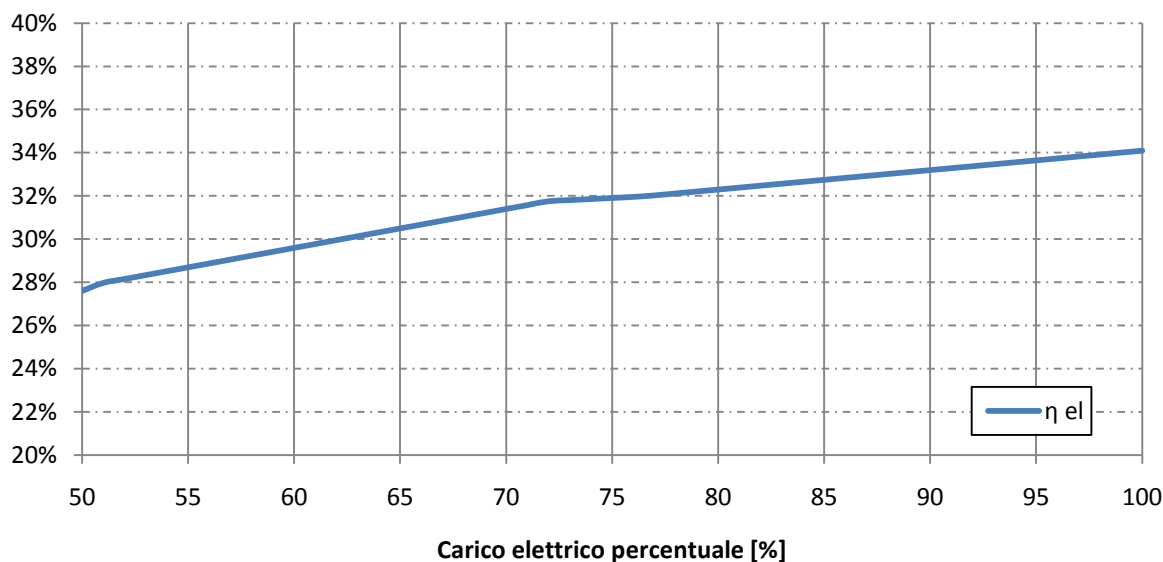


3.2.1.5 Simulazione energetica sistema5

Tabella 3.15 **Dati tecnici motore – Sistema 5** (www.man.com)

Tipologia Motore	MAN E8036 E 302 (MCI)		
Dati Tecnici Generali	100%	75%	50%
Potenza elettrica $\cos \varphi = 1$ (kW)	70	52,5	35
Quantità combustibile introdotta (Nm ³ /h)	21,33	17,21	13,26
Potenza introdotta (kW)	204	164	126,8
Potenza termica recuperabile tot (kW)	109	89,7	71
Gas di scarico raffreddati a 120°C (kW)	204		
Rendimento elettrico (%)	34		
Rendimento termico (%)	53		
Rendimento complessivo (%)	87		
PCI del combustibile introdotto (kWh/Nm ³)	9,59		
Dati di installazione			
Temperatura std, di ritorno H ₂ O utenza (C°)	70		
Temperatura std. di mandata H ₂ O utenza (C°)	90		

Grafico 3.39 **Andamento del rendimento elettrico al variare del carico – Sistema 5**



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.16 **Tabella di sintesi dei risultati della simulazione per il Sistema 5**

Sistema 5								
Mese	Ore funzionamento [h]	Consumo di gas metano Cogeneratore [mc]	Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	Domanda Termica [kWh th]	Calore Utile [kWh th]	Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)
Gennaio	744	15.872	109	313.599	81.096	70	52.080	
Febbraio	672	14.336	109	228.246	73.248	70	47.040	
Marzo	744	15.872	109	190.697	81.096	70	52.080	
Aprile	420	8.205	59	71.589	42.285	36	26.166	
Maggio	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Giugno	0	0	0	39.526	0	0	0	0
Luglio	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	40.844	0	0	0	0
Settembre	0	0	0	39.526	0	0	0	0
Ottobre	403	8.011	55	72.017	41.251	35	25.693	
Novembre	720	15.360	109	186.089	78.480	70	50.400	
Dicembre	744	15.872	109	282.043	81.096	70	52.080	

Ore funzionamento [h]	4.447
Consumo di gas cogeneratore [mc]	93.528
Potenza Termica prodotta mediamente [kW th]	55
Domanda Termica [kWh th]	1.545.864
Calore Utile [kWh th]	478.552
Pot. Elettrica Media Oraria Prod. [kW el]	35
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	305.539
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	0

Grafico 3.40 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno "tipo" Gennaio – Febbraio - Marz

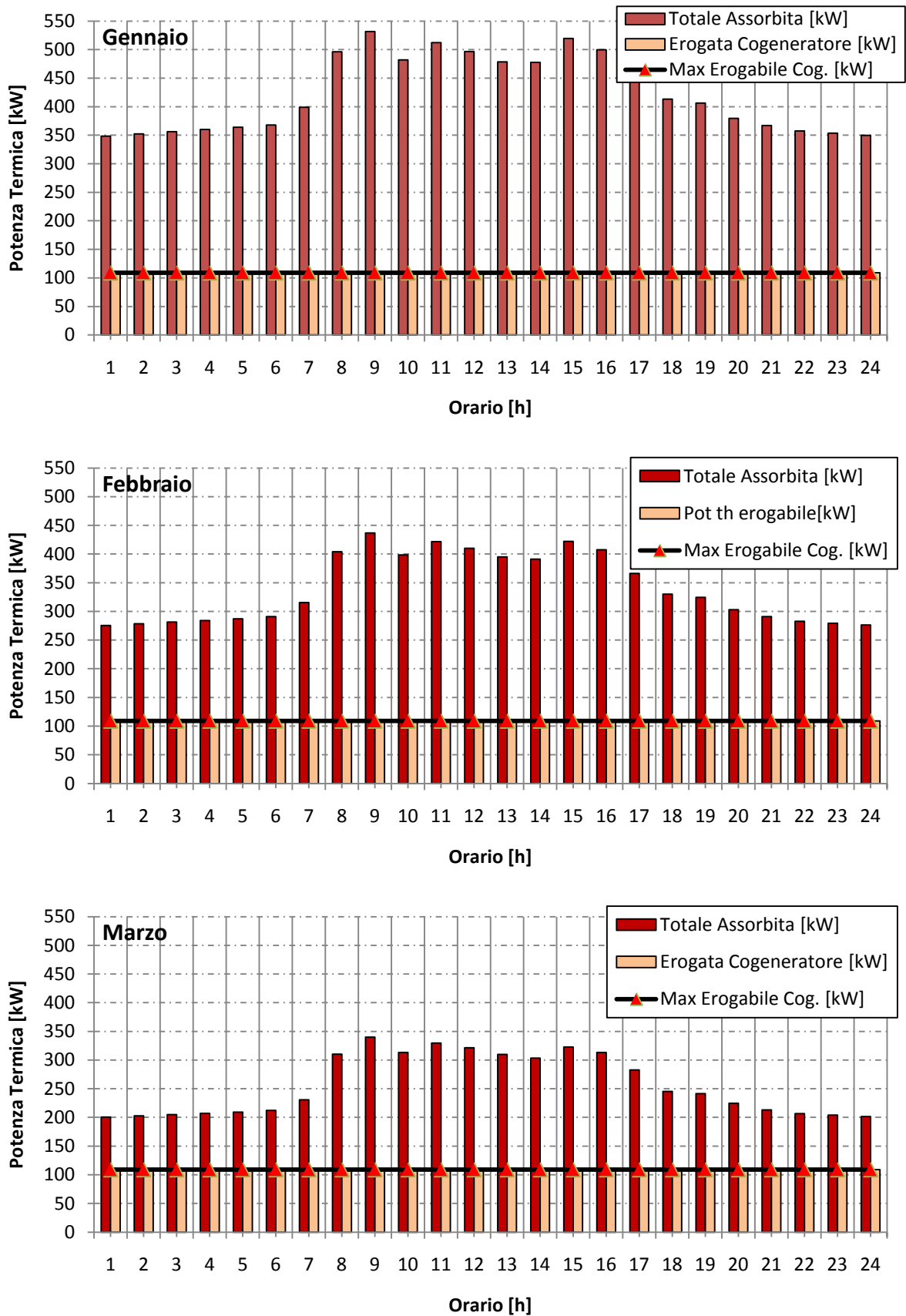
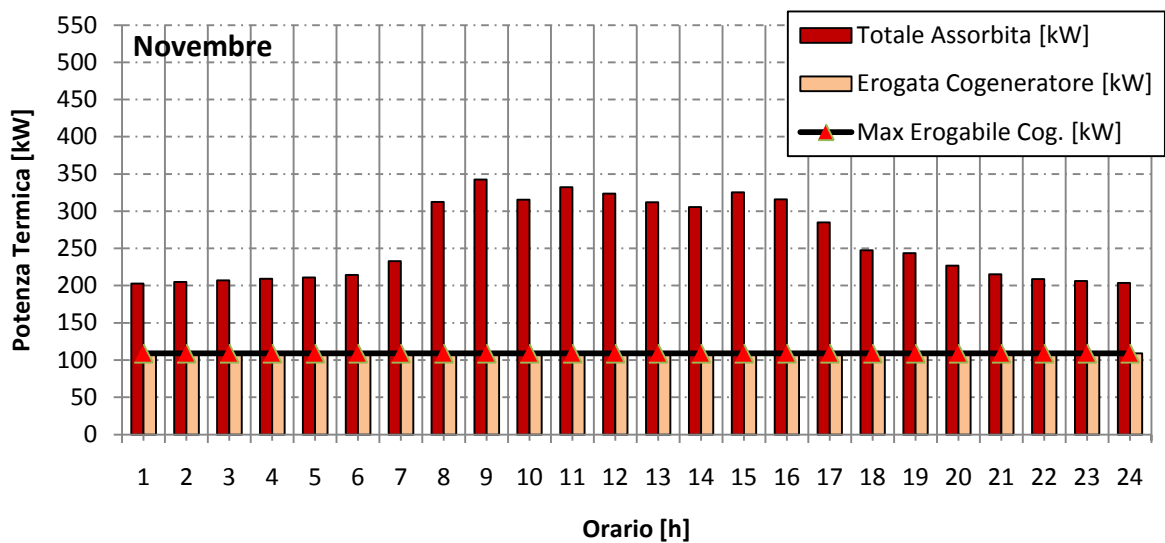
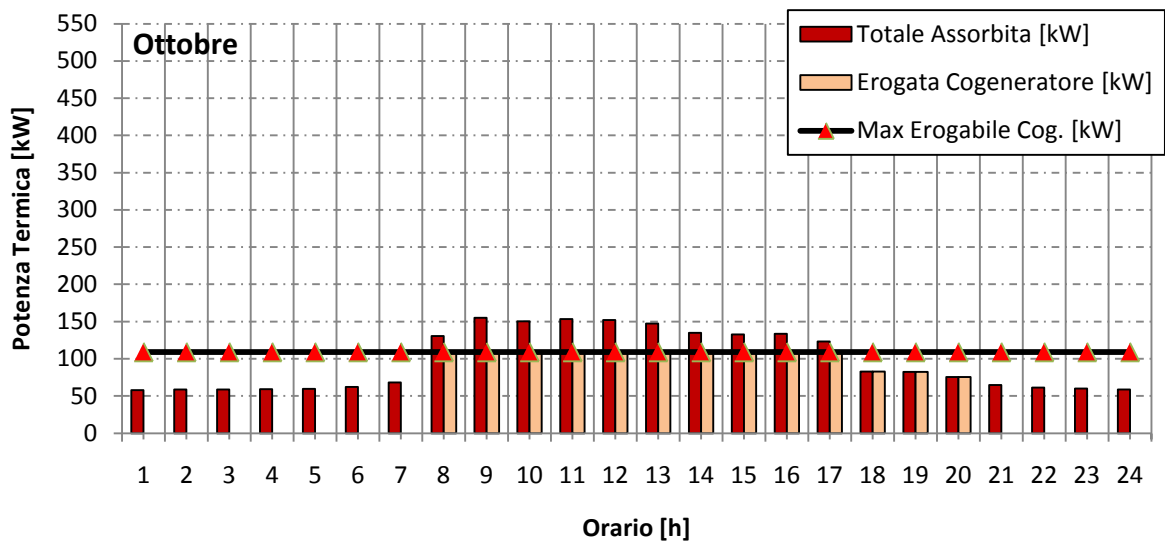
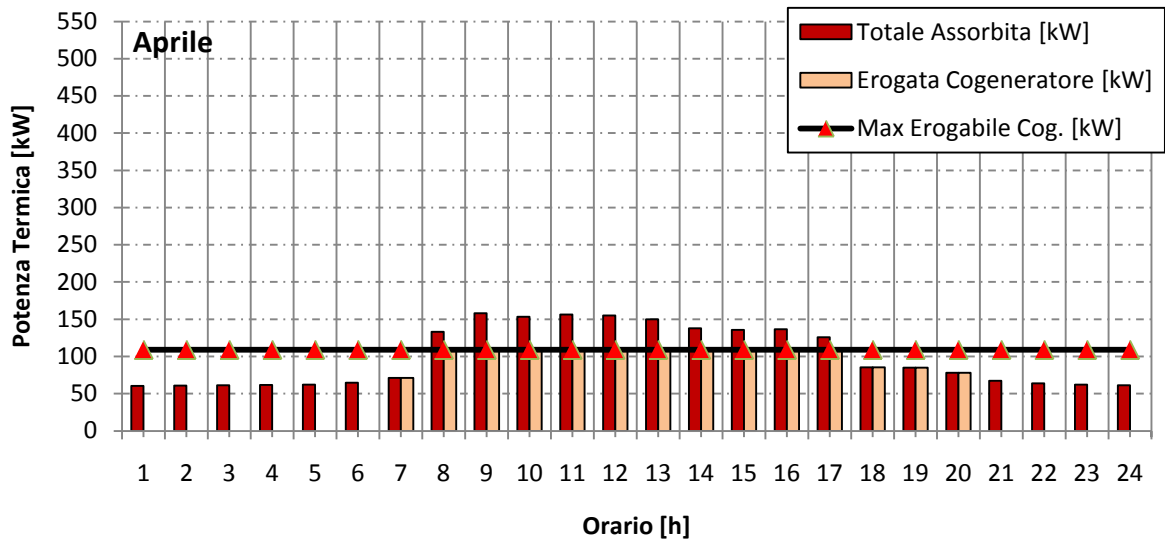
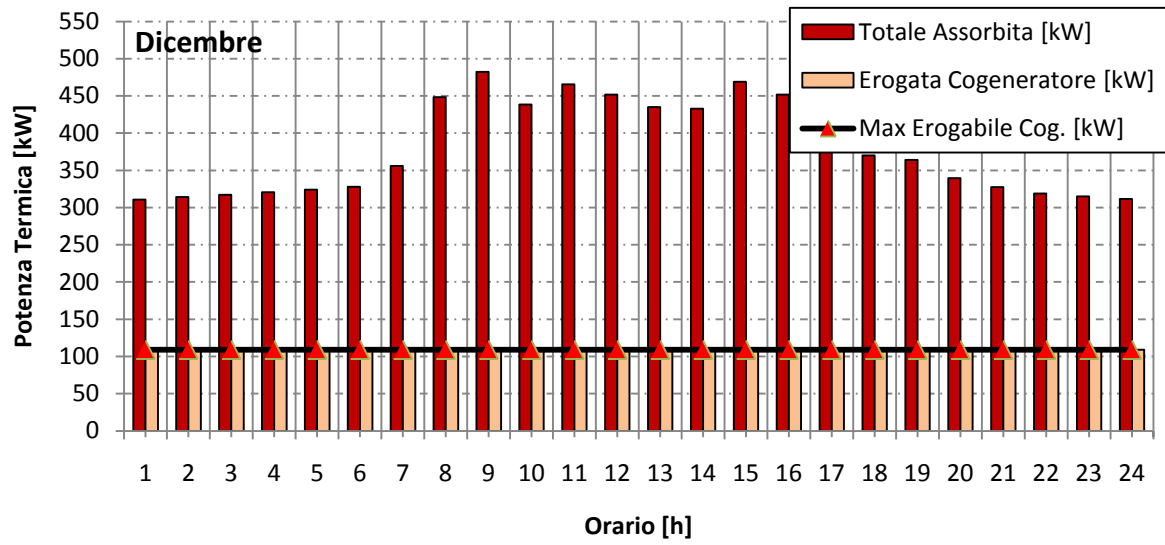


Grafico 3.41 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno "tipo" Aprile - Ottobre - Novembre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.42 Simulazione oraria per i carichi termici per il Sistema 5 (giorno "tipo" Dicembre)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.43 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno "tipo" Gennaio - Febbraio - Marzo)

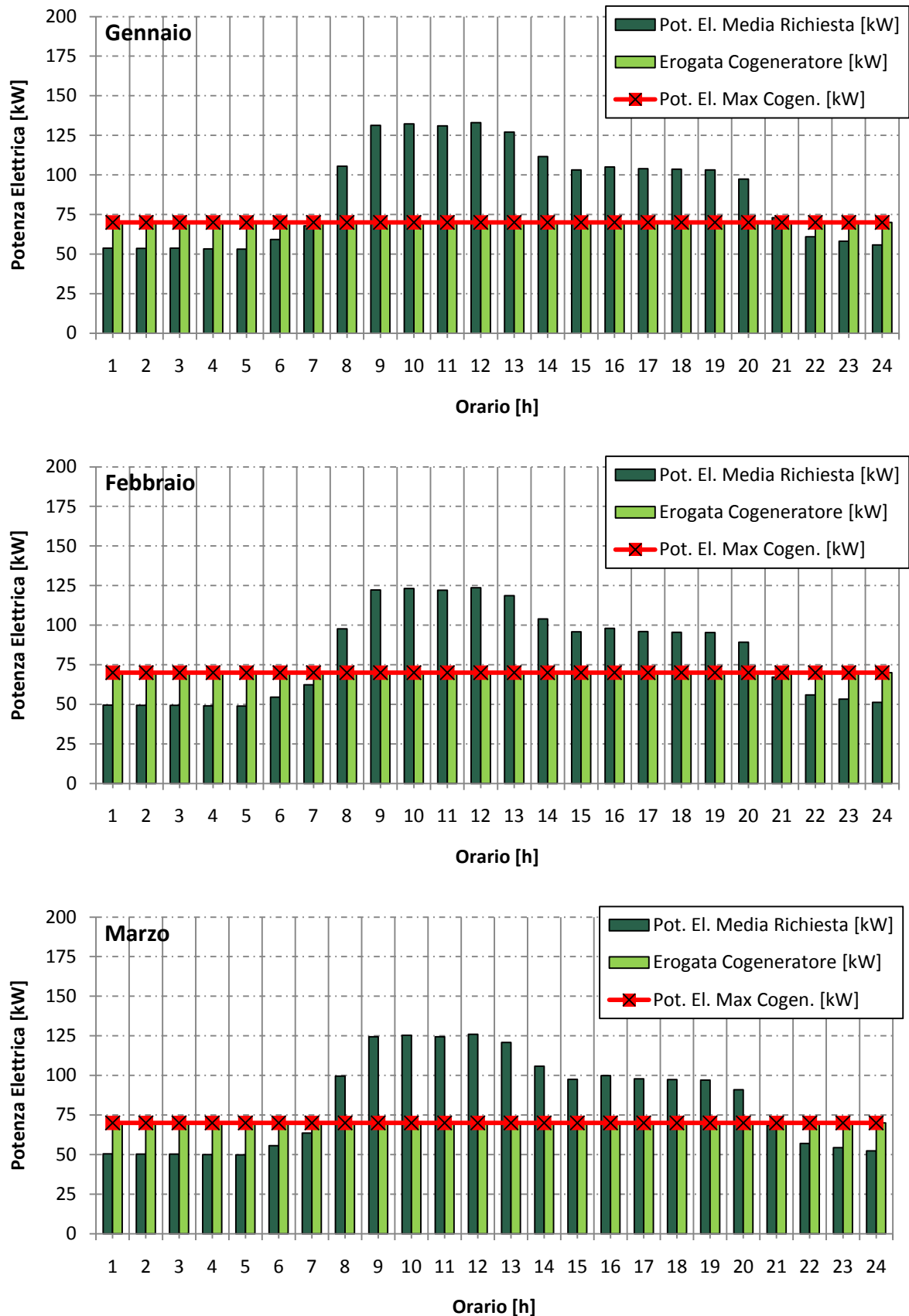
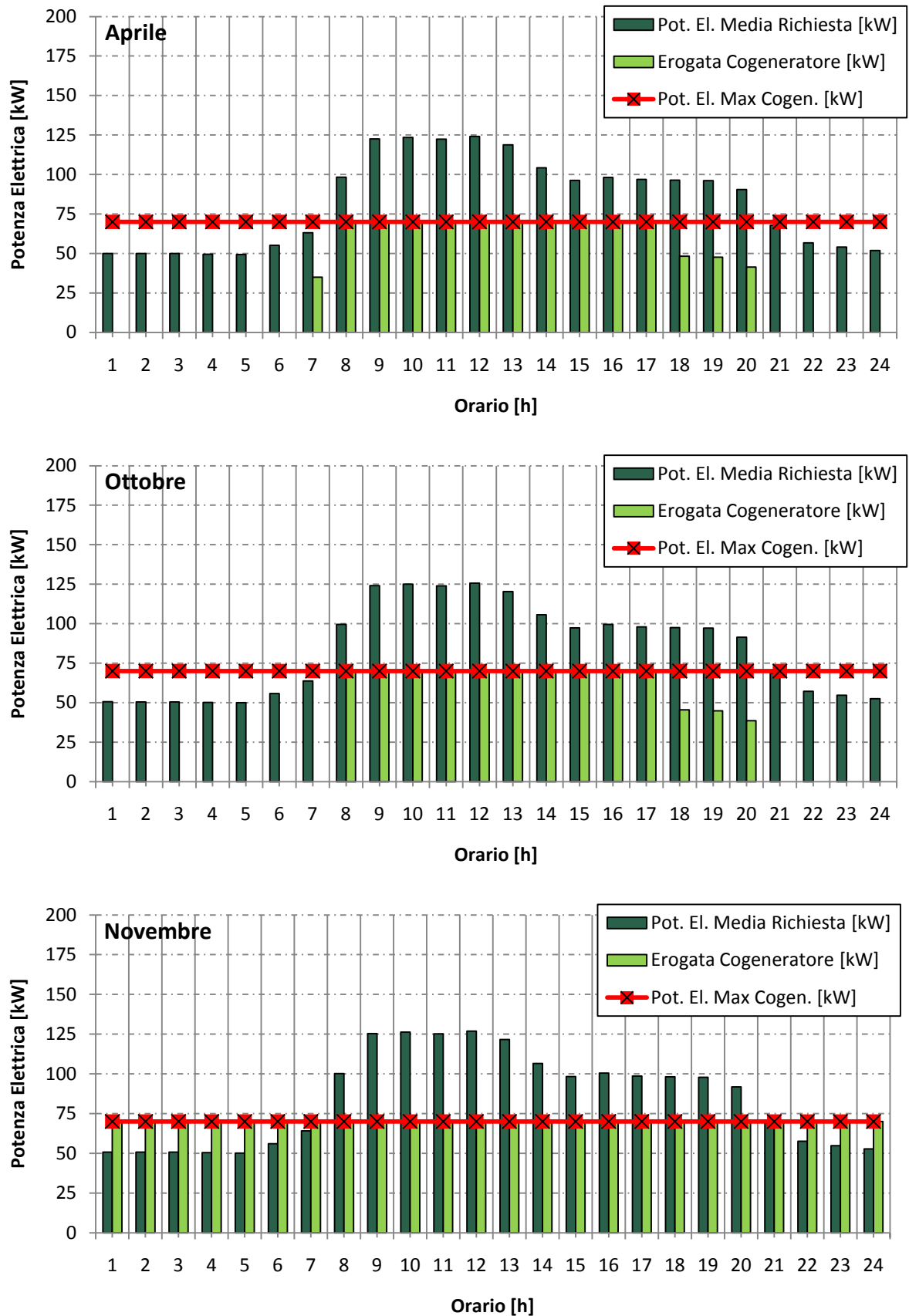
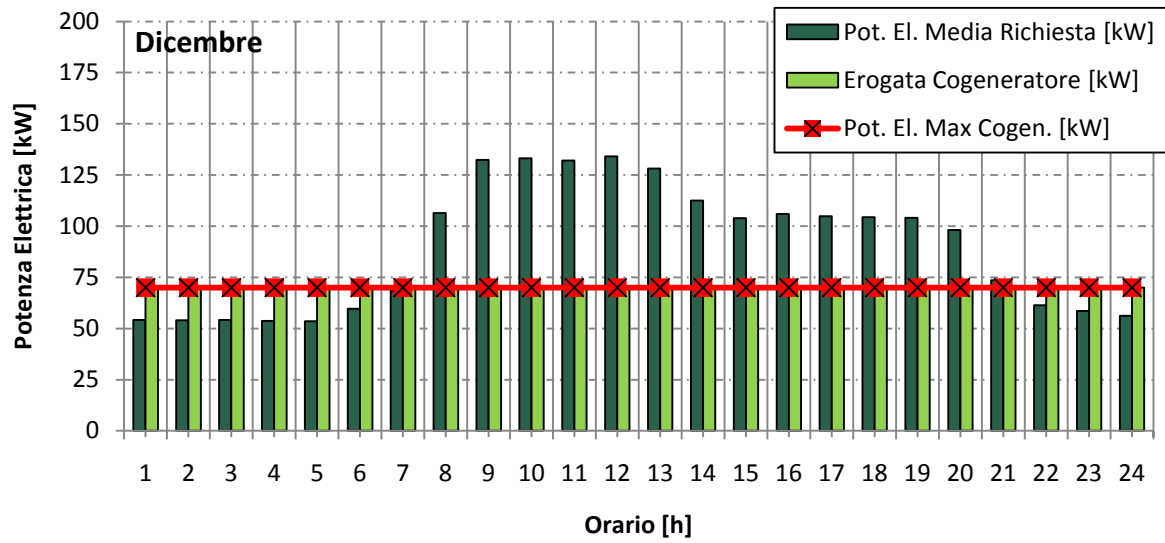


Grafico 3.44 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno "tipo" Aprile – Maggio -Giugno)



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.45 Simulazione oraria per i carichi elettrici del Sistema 5 (giorno "tipo" Dicembre)



3.2.2 Considerazioni sulle simulazioni e indice PES

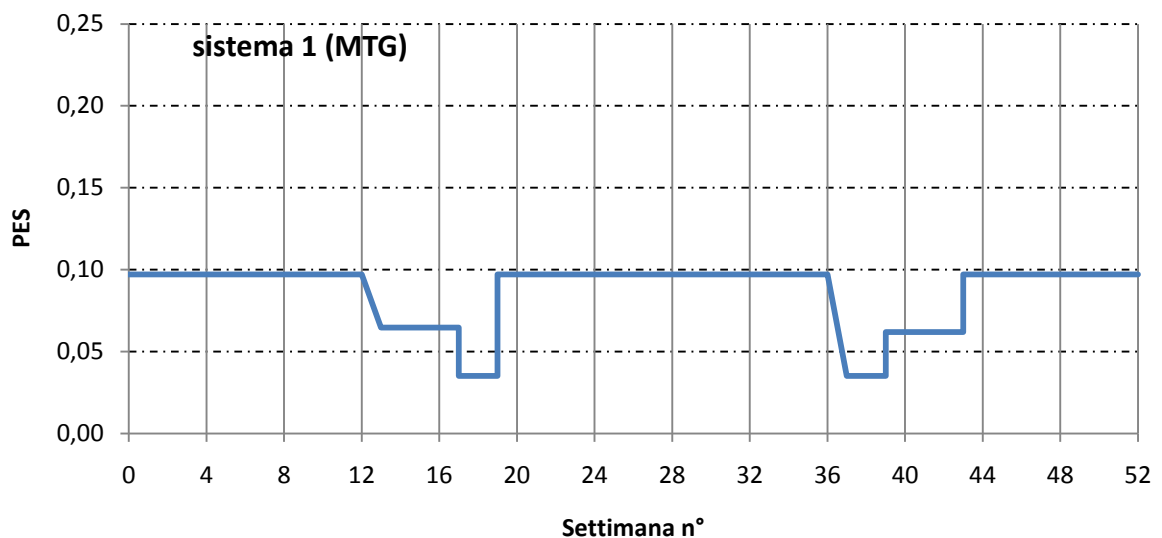
I risultati riportati suggeriscono quanto segue:

- un impianto di trigenerazione permette di coprire, almeno in parte, il fabbisogno energetico sia estivo che invernale (sistemi 1-2-3), al contrario i sistemi (4-5) in modalità solo cogenerativa sono attivi nei soli mesi invernali e totalizzano il numero di ore di funzionamento inferiore, circa 4500.
- Il numero massimo di ore di funzionamento è raggiunto dal sistema 1 in quanto la turbina installata è in grado di modulare la potenza elettrica tra lo 0% e il 100% del carico. Nelle applicazioni pratiche affinché si rientri nei limiti imposti al rendimento totale dell'impianto ($\eta_{tot} > 0,75$) la macchina dovrà come minimo funzionare al 25% del carico nominale.

I dati mostrano a livello quantitativo l'energia termica ed elettrica fornibile dagli impianti simulati senza dare alcuna informazione circa il risparmio energetico conseguibile rispetto alla generazione separata di energia.

Pertanto si mostrano di seguito gli andamenti del PES nell'arco di un anno di funzionamento.

Grafico 3.46 Andamento annuale dell'indice PES – Sistema 1



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.47 Andamento annuale dell'indice PES – Sistemi 2,3,4

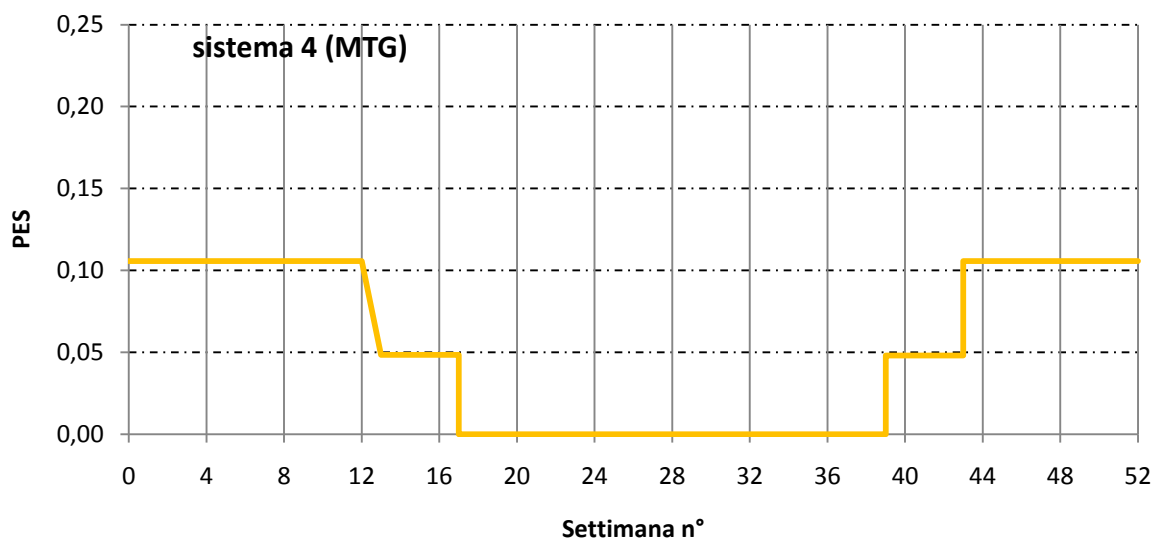
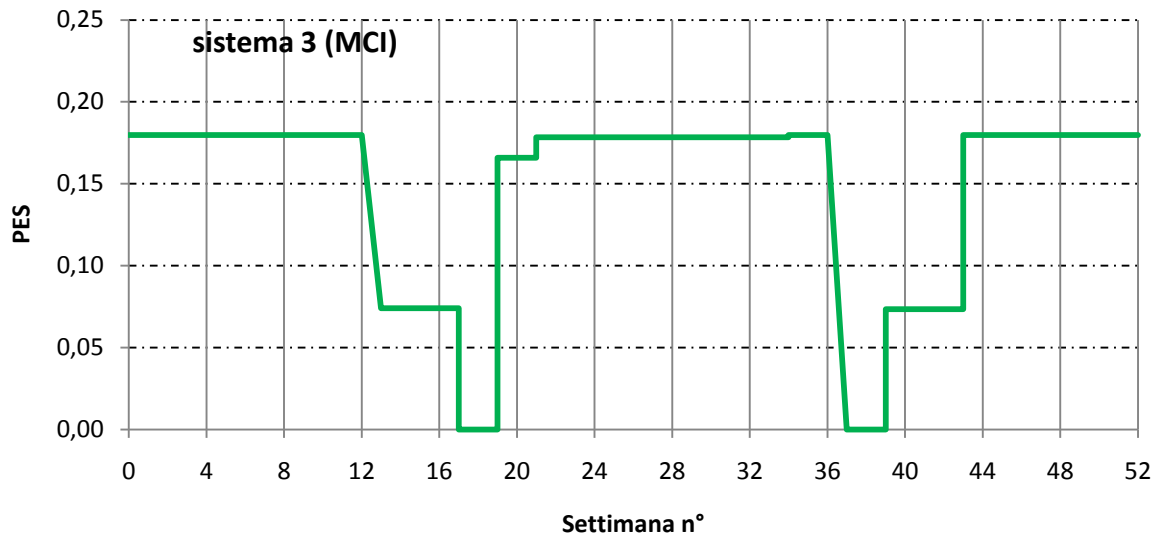
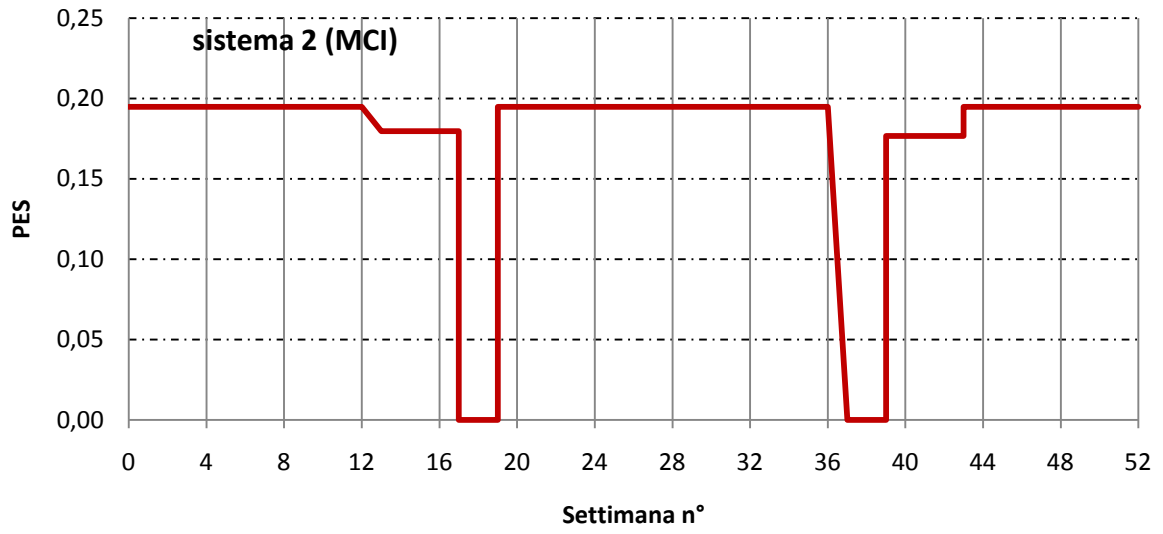
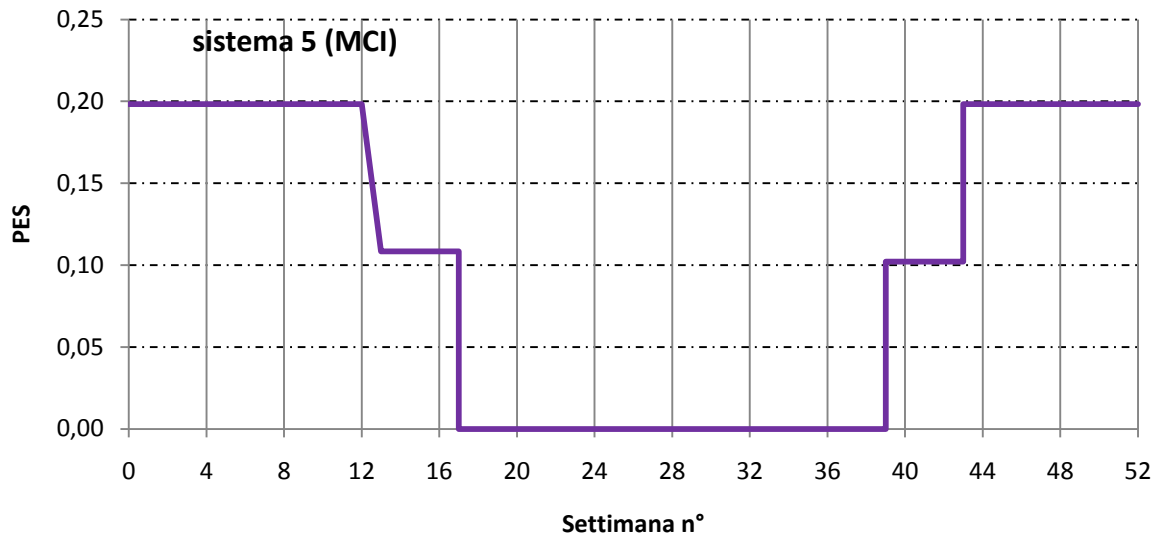


Grafico 3.48 Andamento annuale dell'indice PES – Sistema 5



Considerando che:

- Le macchine funzionano al 100% del recupero termico disponibile.
- L'indice PES deve essere maggiore di zero perché l'impianto sia riconosciuto come cogenerativo ad alto rendimento.
- L'indice PES scende a zero solo nei periodi di ferma della macchina.

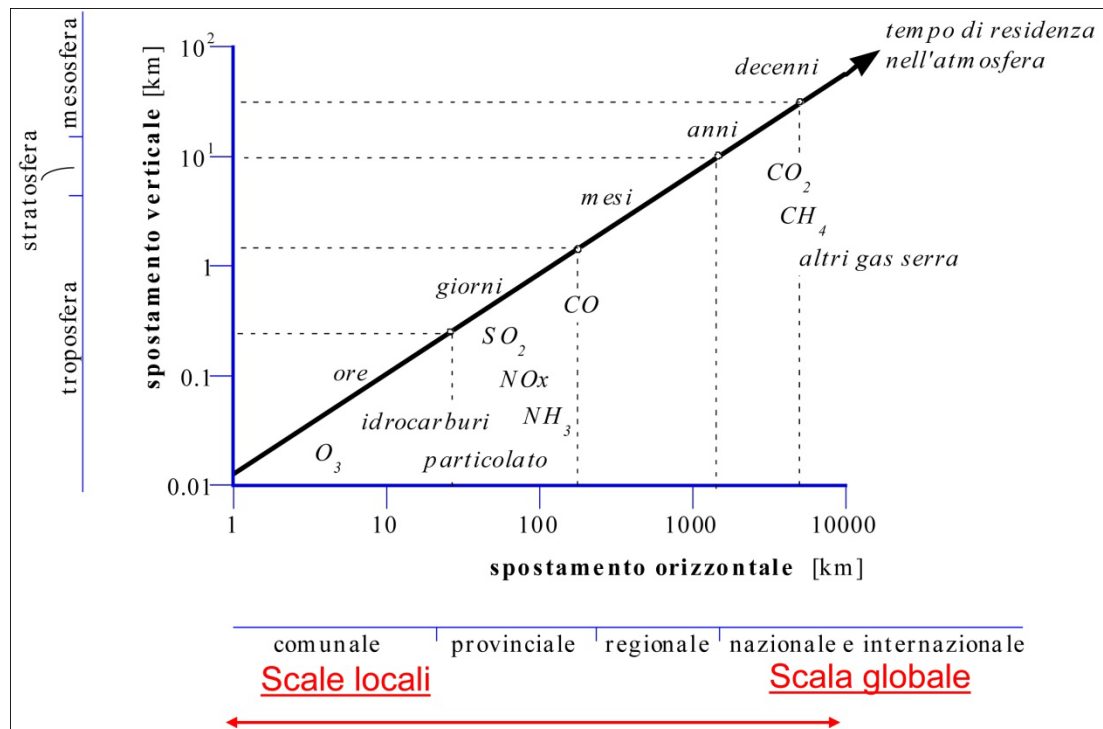
Si deduce che:

- Le microturbine presentano i valori più bassi a causa dei rendimenti elettrico e termico inferiori alle altre conGraficozioni.
- Il sistema 1 pur presentando i valori di picco più bassi tra le cinque simulazioni è l'unico in grado di fornire un funzionamento continuativo e quindi di presentare un indice PES costantemente maggiore di zero.
- Nelle ore di funzionamento tutti i sistemi sono considerabili come cogenerativi ad alto rendimento e pertanto soggetti alla defiscalizzazione del combustibile bruciato.

3.3 Aspetto ambientale

L'installazione di un impianto tecnologicamente più avanzato dovrebbe implicare un minore impatto ambientale sia dal punto di vista globale, come emissione di gas serra (CO_2 , refrigeranti: CFC, HCFC, HFC) che locale riferendoci ad inquinanti come NO_x e CO.

Grafico 3.49 *Impatto Locale e Globale delle emissioni dei motori* (DePascale, 2010)



3.3.1 Gas Serra

L'effetto serra antropico è considerato la causa principale dei cambiamenti climatici.

E' globalmente noto il protocollo di Kyoto in cui si fissarono (inutilmente) gli obiettivi a breve e medio termine per la riduzione di immissione di gas serra.

Il programma dell'Italia è regolato dal D.lgs. 4 Aprile 2006 n. 216 e prevede una riduzione del 6,5% nel periodo 2008-2012 (circa 110 Mt di CO_2 equivalente)

L'indice che individua il potenziale di produzione di effetto serra è denominato GWP (Global Warming Potential) ed è indicato in chilogrammi equivalenti di anidride carbonica per chilogrammi di sostanza.

Ad esempio l'emissione di 1 kg di una sostanza avente GWP pari a 1.000 causa l'impatto ambientale di 1.000 kg di anidride carbonica.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

In linea con la progettazione di impianti ecosostenibili si nota come gli impianti precedentemente proposti riducano i kg di CO₂ equivalente in atmosfera.

In particolare si fanno le seguenti ipotesi:

- Completa combustione del metano negli impianti considerati
- 1 mole di CH₄ bruciata corrisponde a 1 mole di CO₂ prodotta
- 1 kg di CH₄ (PM16 g/mol) corrisponde quindi a 2,75 kg di CO₂ (PM 44 g/mol)
- il poter calorifico del metano è considerato pari a 34425 kJ/Sm³ ne consegue che ogni kWh di metano bruciato vengono emessi circa 195 grammi di CO₂
- i fattori di emissioni sono calcolati dividendo il termine precedente per il rendimento termico od elettrico del macchinario conseguentemente all'energia considerata come si nota in tabella 3.5.

Tabella 3.17 *Fattori di emissione di CO₂ e rendimento elettrico del sistema considerato*

Combustione Metano (condizioni stechiometriche)		Fattore di emissione
		195 gCO ₂ /kWh _{bruciato}
Produzione separata energia termica ed elettrica		
Sistema	η	Fattore di emissione
Caldaia tradizionale	0,9 (termico)	216 gCO ₂ /kWh _{th output}
Rete Elettrica Nazionale	0,38 (elettrico)	512 gCO ₂ /kWh _{el output}
Produzione combinata energia termica ed elettrica		
Soluzioni proposte	η elettrico medio (annuale)	Fattore di emissione
Sistema 1	0,285	682 gCO ₂ /kWh _{el output}
Sistema 2	0,336	579 gCO ₂ /kWh _{el output}
Sistema 3	0,353	551 gCO ₂ /kWh _{el output}
Sistema 4	0,300	648 gCO ₂ /kWh _{el output}
Sistema 5	0,341	570 gCO ₂ /kWh _{el output}

Tabella 3.18 *Emissioni CO₂ con produzione energetica separata*

Stato di fatto: produzione separata energia termica ed elettrica	
Produzione separata di energia elettrica	808.001 kWh el/anno
Fattore di emissione	512 gCO ₂ /kWh _{el output}
Emissione di CO ₂	413.757 kg CO ₂
Energia termica bruciata in caldaia per produzione separata	1.853.675 kWh th /anno
Fattore di emissione	195 gCO ₂ /kWh _{bruciato}
Emissione di CO ₂	360.704 kg CO ₂
Totale emissione produzione di energia separata	817.661 kg CO₂/anno

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Nella tabella precedente sono indicati i valori di emissione di CO₂ relativi alla produzione separata di energia con gli impianti attualmente installati nell'istituto.

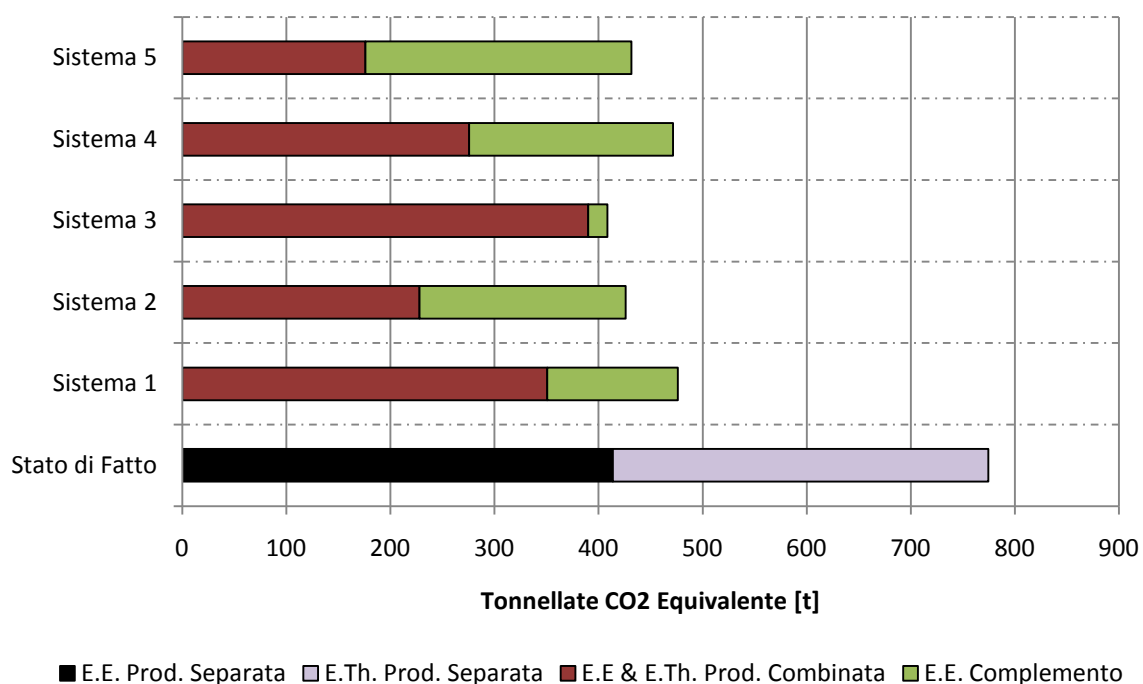
Per i sistemi cogenerativi studiati si preferisce presentare il seguente grafico a barre in quanto di comprensione più immediata.

Da notare come un impianto tecnologicamente più avanzato possa evitare tra le 300 e 400 tonnellate di anidride carbonica emessa all'anno.

Si ricorda altresì che nel grafico sottostante non compare il termine di energia termica (per riscaldamento e sanitari) di complemento fornita dalla rete di teleriscaldamento cittadino.

Optando per questa scelta in quanto l'energia fornita dalla rete di teleriscaldamento proviene dagli impianti di recupero di calore dei processi produttivi del polo petrolchimico della città di Mantova, per quanto non si possa parlare di energia pulita, è altresì vero che le emissioni prodotte dal polo chimico permarrebbero a prescindere dall'esistenza della rete di teleriscaldamento.

Grafico 3.50 Tonnellate di CO₂ emesse in un anno di esercizio dai diversi sistemi



3.3.2 Emissioni inquinanti

I principali agenti inquinanti che si possono trovare nei gas di scarico di MCI e MTG a gas naturale sono:

- NO_x : Ossidi di Azoto
- CO: Monossido di Carbonio

Le normative italiane ed europee indicano le emissioni principalmente mediante la concentrazione in volume o in massa nei fumi secchi (ppm/v , mg/Nm^3)

Tale modo di procedere risulta spesso equivoco in quanto il tenore di ossigeno a cui si riferiscono le concentrazioni è diverso a seconda della tipologia di macchina considerata:

- MCI: O_2 5%
- MTG: O_2 15%
- Caldaia a gas: O_2 3%

Se si volessero confrontare i dati allo stesso tenore di ossigeno la concentrazione a O_2 5% sarà circa 2,67 volte del corrispettivo a O_2 15%, tuttavia la correlazione tra la portata dei fumi emessi da un motore e la sua potenza non è sempre immediata, e convertire le concentrazioni a un diverso tenore di ossigeno potrebbe non rispecchiare le reali condizioni di funzionamento dei motori; ad esempio la combustione in una microturbina richiede un maggior eccesso d'aria che nel caso di motore alternativo.

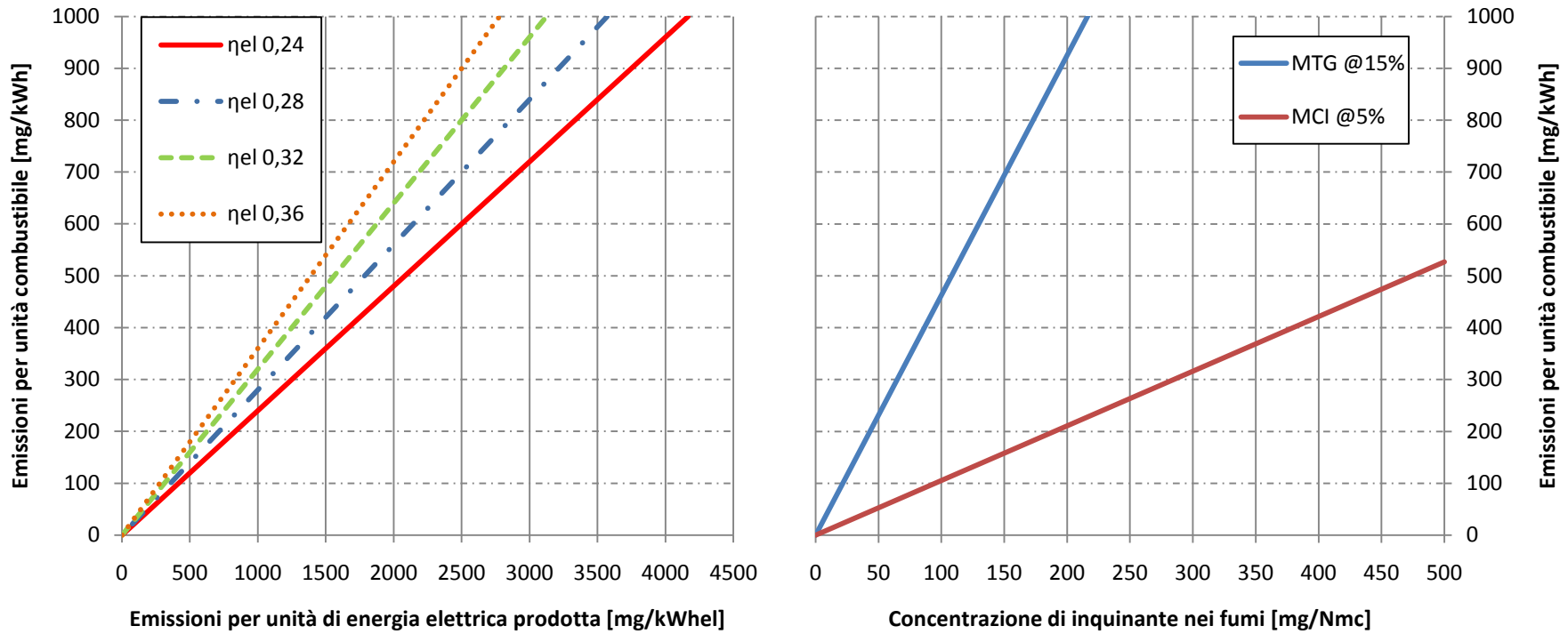
Alla luce di tali considerazioni potrebbe essere più corretto riferire le quantità di inquinanti all'energia consumata, ovvero paragonare le diverse macchine a parità di consumo di combustibile, parlando in tal caso di emissioni specifiche *input-based*.

Il metodo appena citato non tiene conto del fattore di conversione termodinamica, pertanto se si esprimessero le emissioni specifiche a parità di kWh_{el} prodotto, con modalità *output based*, si potrebbe confrontare con molta facilità tutte le tipologie di macchine.

Il grafico successivo rappresenta la conversione dal dato in concentrazione di inquinante alla emissione per unità di energia elettrica prodotta. Considerando che le macchine appartenenti alla medesima famiglia hanno caratteristiche di funzionamento simili si può ottenere con buona approssimazione una stima della emissione su kWh_{el} per via grafica.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.51 Conversione grafica da concentrazione di inquinante a emissioni output-based



Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Si presentano di seguito le emissioni, per i sistemi considerati, espresse nelle tre modalità appena citate.

Si è scelto di confrontare le macchine solo sui valori *output-based*, mantenendo le espressioni delle concentrazioni col tenore di ossigeno attribuito alla famiglia di macchine.

La conversione da concentrazione di inquinante nei fumi a massa di inquinante per unità di energia immessa avviene tramite la formula

Eq. 3.1 Conversione da concentrazione di inquinante nei fumi a emissione specifica input-based

$$\lambda = \frac{21}{21 - X} \times \gamma_X \times \frac{3600}{PCI} \times K$$

dove:

- γ_X concentrazione di inquinante nei fumi
- PCI è espresso in kJ/kg;
- $21/(21-X)$ serve a riportare in condizioni stechiometriche la composizione dei fumi, quindi X sarà uguale a 5 per gli MCI e 15 per le MTG; da tale espressione risulta come accennato in precedenza un fattore moltiplicativo di 2,67 per il passaggio di un tenore di ossigeno del 15% a quello del 5%;
- K è un coefficiente di conversione che rappresenta la quantità di fumi secchi stechiometrici per unità di massa di combustibile espresso in Nm³/kg.
Per gli idrocarburi (noto x_h/x_c rapporto in massa idrogeno-carbonio)

Eq. 3.2 Coefficiente di conversione K (DePascale, 2010)

$$K = 22.414 \times \frac{4,76 + 11,28 \frac{x_h}{x_c}}{12 * \left(1 + \frac{x_h}{x_c}\right)}$$

Per il successivo passaggio alla emissione specifica *output-based* basterà dividere λ per il rendimento elettrico in caso di motore o rendimento termico se si trattasse di una caldaia.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.19 Emissioni di NO_x per le macchine considerate (ENEA, 2009)

Massime Concentrazioni NO _x						
Sistemi	5% O ₂		15% O ₂			
	ppm/v	mg/Nm ³	ppm/v	mg/Nm ³	mg/kWh	mg/kWh _{el}
Sistema 1 (MTG)	-	-	5	8	37	130
Sistema 2 (MCI)	3250	6500	-	-	4216	12541
Sistema 3 (MCI)	250	500	-	-	545	1490
Sistema 4 (MTG)	-	-	15	26	115	384
Sistema 5 (MCI)	125	250	-	-	263	750

Tabella 3.20 Emissioni di CO per le macchine considerate (ENEA, 2009)

Massime Concentrazioni CO						
Sistemi	5% O ₂		15% O ₂			
	ppm/v	mg/Nm ³	ppm/v	mg/Nm ³	mg/kWh	mg/kWh _{el}
Sistema 1 (MTG)	-	-	7	7	28	98
Sistema 2 (MCI)	5200	6500	-	-	6746	20066
Sistema 3 (MCI)	480	600	-	-	1011	2861
Sistema 4 (MTG)	-	-	15	15	65	216
Sistema 5 (MCI)	240	300	-	-	506	1430

I sistemi 2 e 3 presentano emissioni molto elevate, tali valori si spiegano per l'assenza del sistema di catalizzazione, quindi non confrontabili, si ipotizza pertanto l'installazione sui sistemi 2,3 di un catalizzatore con prestazioni equivalenti al sistema 5.

Confrontando gli impianti è evidente che le microturbina presentino emissioni di almeno un ordine di grandezza inferiore ai motori alternativi, in particolare il sistema 1 ha i valori più bassi.

Si stima ora la massa di inquinanti emessa in un anno di esercizio dai sistemi analizzati.

Il tempo di funzionamento annuale per ciascun impianto si è stimato pari a:

- Sistema 1: 8340 ore/anno
- Sistema 2: 8040 ore/anno
- Sistema 3: 7186 ore/anno
- Sistema 4: 4356 ore/anno
- Sistema 5: 4447 ore/anno

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.52 Chilogrammi di NOx emessi in un anno di esercizio dai sistemi considerati

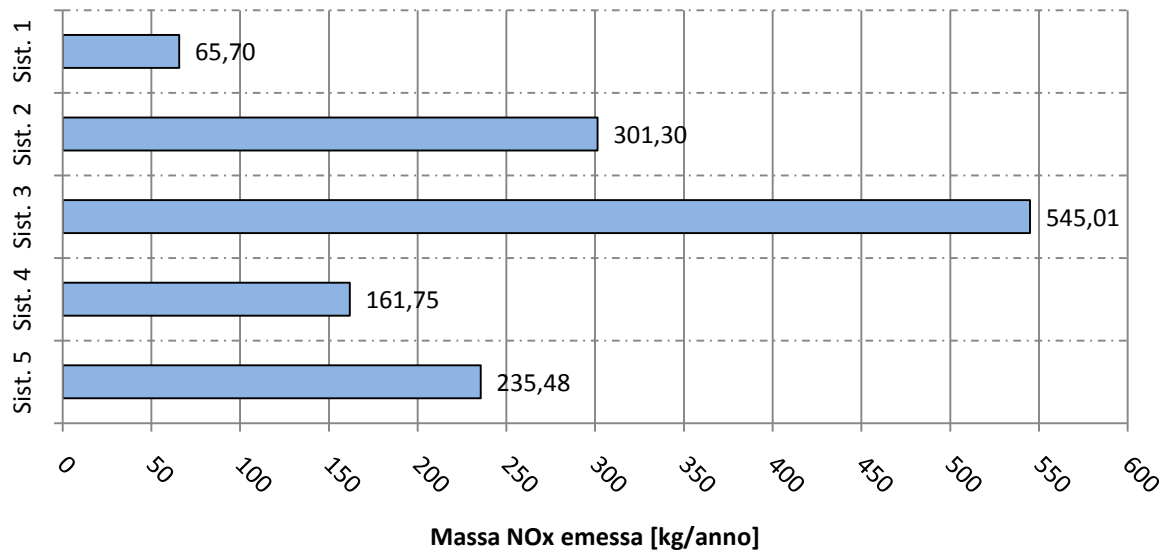
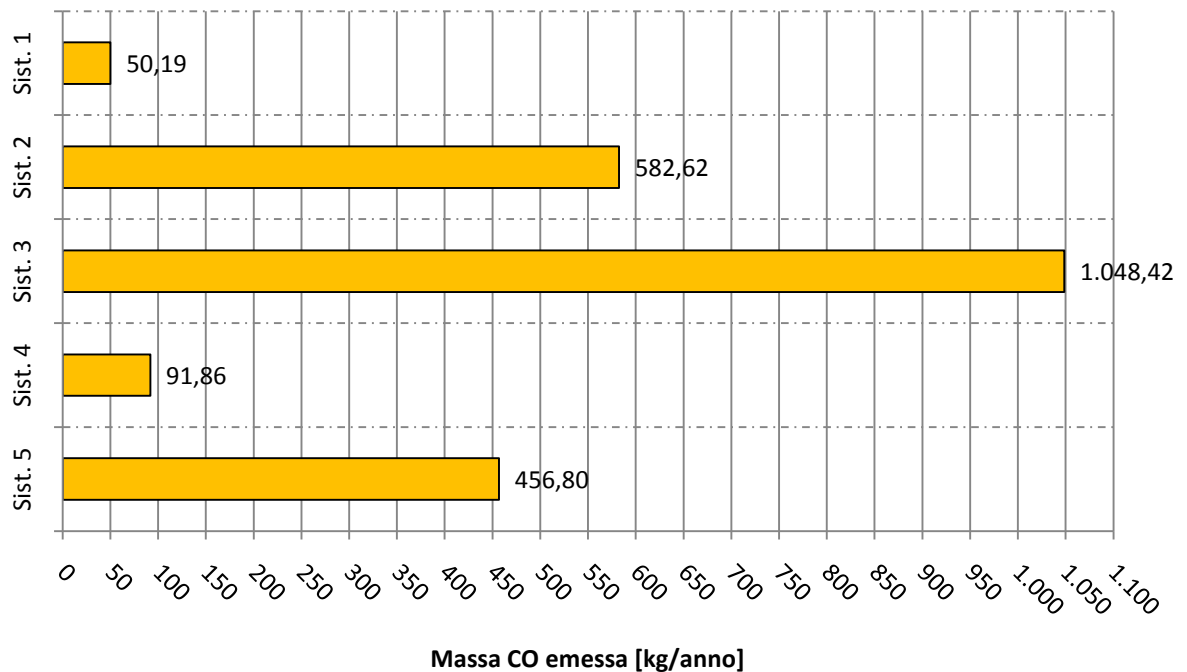


Grafico 3.53 Chilogrammi di CO emessi in un anno di esercizio dai sistemi considerati



3.4 Problematiche impiantistiche

Alcune considerazioni sugli aspetti logistici, idraulici, elettrici ed acustici che intervengono nella realizzazione di tale impianto nel momento in cui lo si va ad integrare agli impianti già esistenti nella struttura inserendolo in un'area cittadina densamente abitata.

3.4.1 Logistica

La prima criticità (già più volte menzionata) concerne gli spazi molto ridotti in cui è possibile operare.

Preso atto che il teleriscaldamento cittadino permette la disinstallazione della rete gas dall'interno degli stabili dell'istituto con conseguente eliminazione delle problematiche di sicurezza, si deve ricercare una zona esterna agli edifici che possa accogliere il sistema di trigenerazione.

La scelta cade necessariamente sull'area contrassegnata in figura 3.1.

Essa risponde alle seguenti esigenze:

- Mantenere i macchinari all'esterno della struttura;
- Facilitare la connessione alla rete gas a 5,2 bar;
- Ottenere uno spazio sufficientemente ampio per la disposizione dei macchinari (piattaforma di 6x5 m);

Le problematiche legate a tale sito sono essenzialmente tre:

- Vincoli paesaggistici dovuti al fatto che la zona oggetto di intervento si affaccia sul lungolago di Mantova;
- Vincoli di tipo acustico perché una zona densamente abitata;
- Presenza di cinte murarie "intoccabili" per vincoli architettonici.

3.4.2 Impianto idraulico

Il successivo passo considerato è l'integrazione del cogeneratore, assorbitore e torre evaporativa con l'impianto idraulico preesistente.

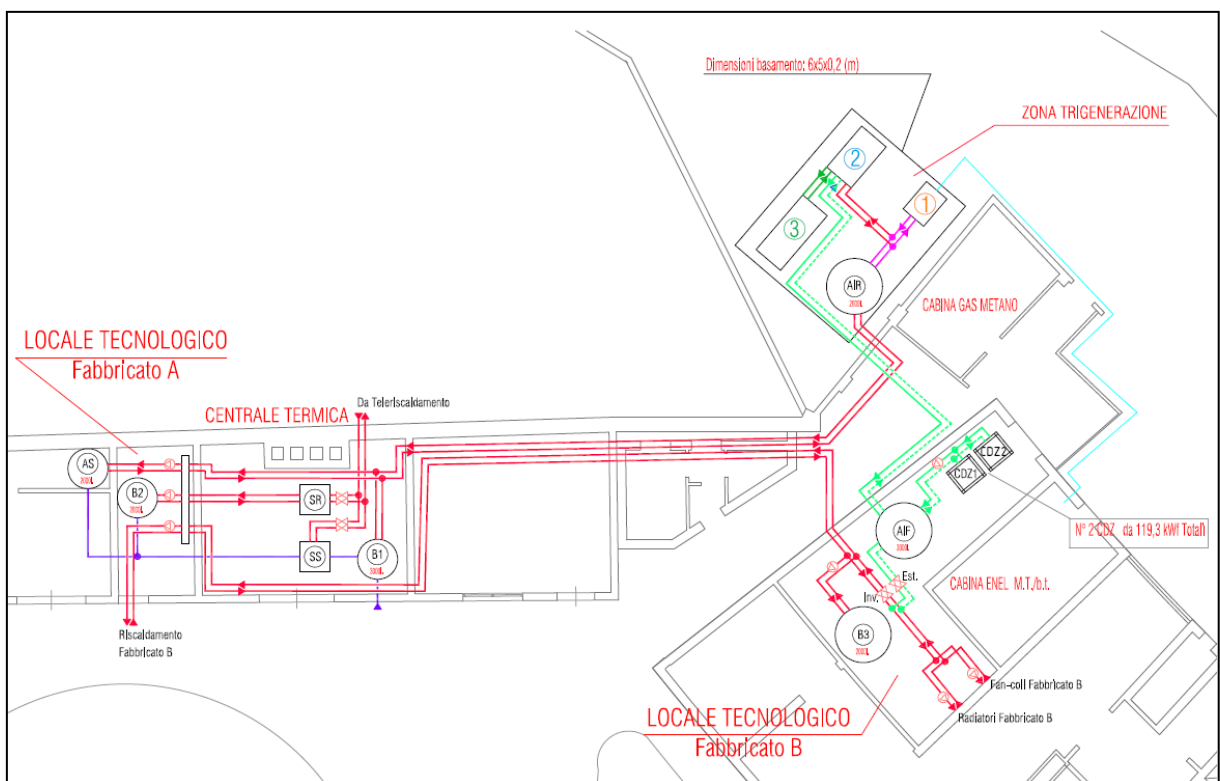
La figura sottostante mostra a scopo illustrativo la disposizione degli impianti e le loro interconnessioni (vedi Tavola_01); si può già notare come l'elemento principale

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

dell'impianto di riscaldamento sia il collettore nell'edificio "A", da lì si diramano le tubature che servono le due macrostrutture dell'istituto (edificio "A" e "B").

Al contrario i due edifici presentano impianti di raffrescamento totalmente separati e tra loro non comunicanti. Da ciò la necessità di collegare il cogeneratore all'impianto centralizzato per il soddisfacimento dei carichi invernali e per la produzione di acqua calda, mentre nel periodo estivo esso andrà ad alimentare prioritariamente l'assorbitore che sarà connesso in parallelo all'attuale impianto frigorifero dedicato all'edificio "B".

Figura 3.1 Schema illustrativo dell'impianto idraulico (particolare di Tavola_01)



Una visualizzazione in dettaglio dell'impianto idraulico è fornita sulle tavole in allegato, esse rappresentano le tre fasi di intervento:

- Fase 1: presenza di tre gruppi termici tradizionali (Tavola_02);
- Fase 2: sostituzione dei gruppi termici esistenti con due scambiatori di calore alimentati dalla rete cittadina di teleriscaldamento (Tavola_03);
- Fase 3: integrazione del sistema trigenerativo con la situazione presentata in fase 2 (Tavola_04).

Nelle tavole in allegato sono riportati tutti gli elementi accessori quali pompe, valvole, sensori di temperatura che costituiscono l'impianto idraulico.

Si evince infine come i percorsi delle tubazioni siano poco lineari e in generale poco intuitivi, ciò è dovuto al fatto che si va ad operare sulla situazione preesistente spesso frutto di molteplici interventi effettuati nell'arco di oltre mezzo secolo.

3.4.3 Considerazioni elettriche

Per quanto concerne la connessione del cogeneratore con la rete elettrica pubblica in media tensione si devono seguire le prescrizioni indicate nella norma CEI 0-16 riguardanti le connessioni alla rete di utenti attivi.

I dispositivi aggiuntivi che devono essere presenti nel caso di impianti di produzione (come il cogeneratore) che possono entrare in parallelo con la rete devono essere:

- dispositivo d'interfaccia (DDI), in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore (DDG) in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

Il DDI installato sul livello MT, deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione,

oppure

- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Il dispositivo DDG per gruppi di generazione MT può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura,

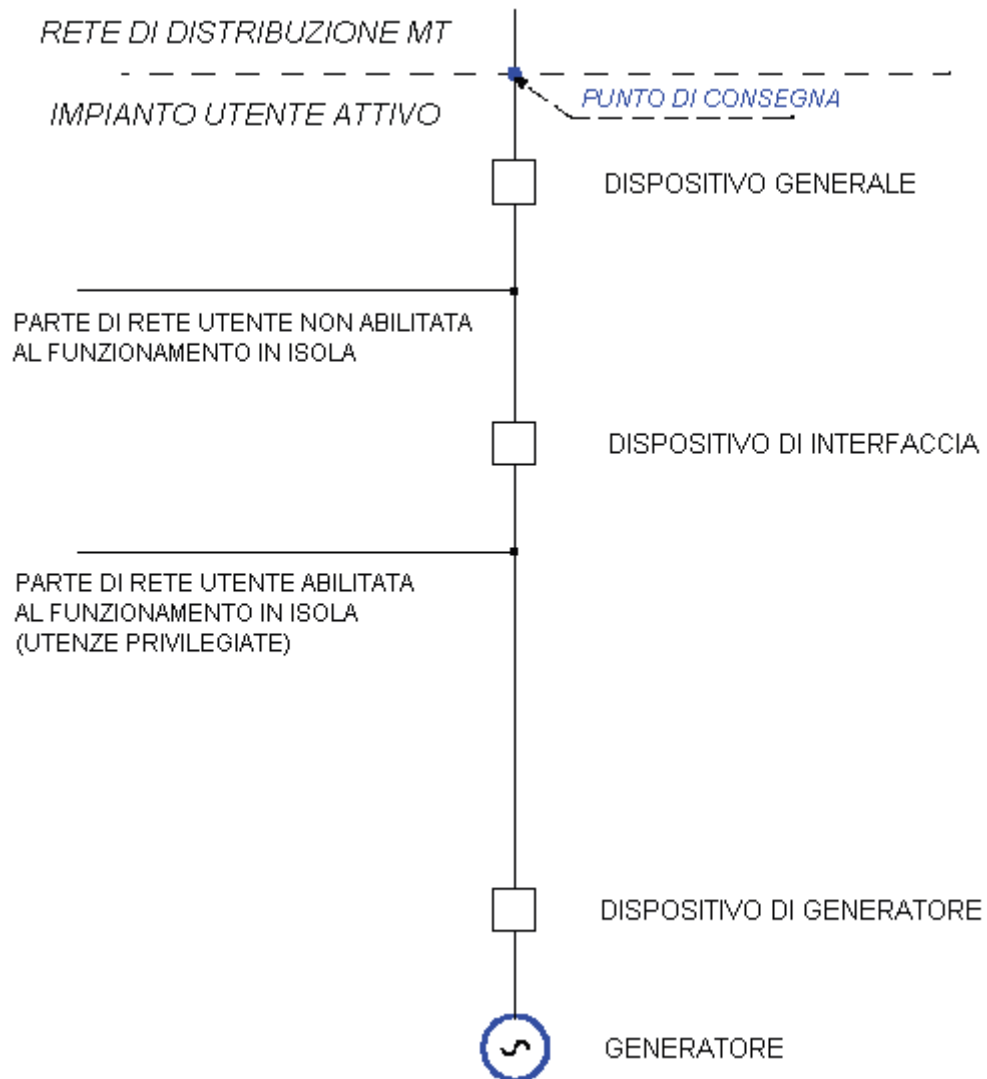
oppure

- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Si ricorda comunque che nel caso in esame è previsto il solo funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete e non in modalità isola.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Figura 3.2 Schema di principio della connessione di un impianto di produzione (Norma CEI 0-16:2008-07)



3.4.4 Considerazioni acustiche

Il documento normativo “Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore” D.Lgs. 447/95 fissa a seconda delle tipologie di zona il limite di immissione sonora.

Tabella 3.21 *Limiti assoluti di emissione sonora (DPCM 14/11/97) tabella B*

Classi di destinazione d'uso	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00 – 22.00) L_{eq} dB(A)	Notturmo (22.00 – 6.00) L_{eq} dB(A)
I Aree particolarmente protette	45	35
II Aree prevalentemente residenziali	50	40
III Aree di tipo misto	55	45
IV Aree di intensa attività umana	60	50
V Aree prevalentemente industriali	65	55
VI Aree esclusivamente industriali	65	65

Tabella 3.22 *Limiti assoluti di immissione sonora (DPCM 14/11/97) tabella C*

Classi di destinazione d'uso	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00 – 22.00) L_{eq} dB(A)	Notturmo (22.00 – 6.00) L_{eq} dB(A)
I Aree particolarmente protette	50	40
II Aree prevalentemente residenziali	55	45
III Aree di tipo misto	60	50
IV Aree di intensa attività umana	65	55
V Aree prevalentemente industriali	70	60
VI Aree esclusivamente industriali	70	70

Viene inoltre definito il limite differenziale come differenza fra il rumore ambientale e quello residuo (tolte le fonti disturbanti) pari a 3 dB(A) per il regime notturno e 5 dB(A) per il regime diurno.

Le classi menzionate sono così definite:

CLASSE I - aree particolarmente protette: aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.

CLASSE II - aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali

CLASSE III - aree di tipo misto: aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, presenza di attività commerciali, uffici con limitata presenza di attività artigianali e assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici

CLASSE IV - aree di intensa attività umana: aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, alta densità di popolazione, elevata presenza di attività commerciali e uffici, presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie.

CLASSE V - aree prevalentemente industriali: aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.

CLASSE VI - aree esclusivamente industriali: aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi

Secondo il piano di azionamento acustico della città di Mantova, l'area oggetto di intervento è da considerarsi in classe IV (colore giallo)

Figura 3.3 Particolare della zonizzazione acustica raffigurante la zona di intervento

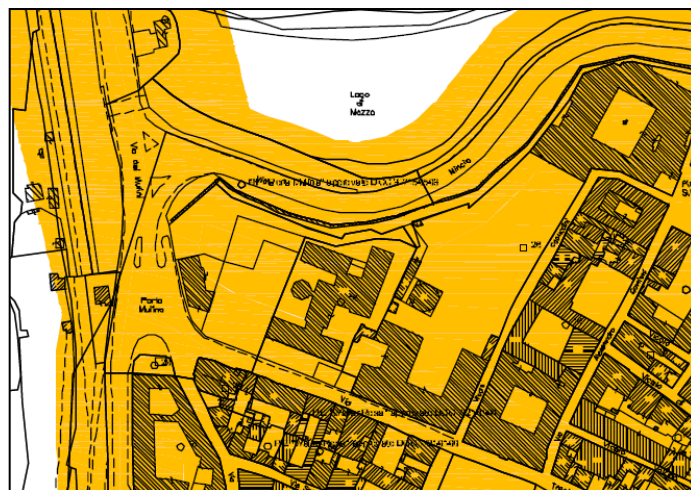
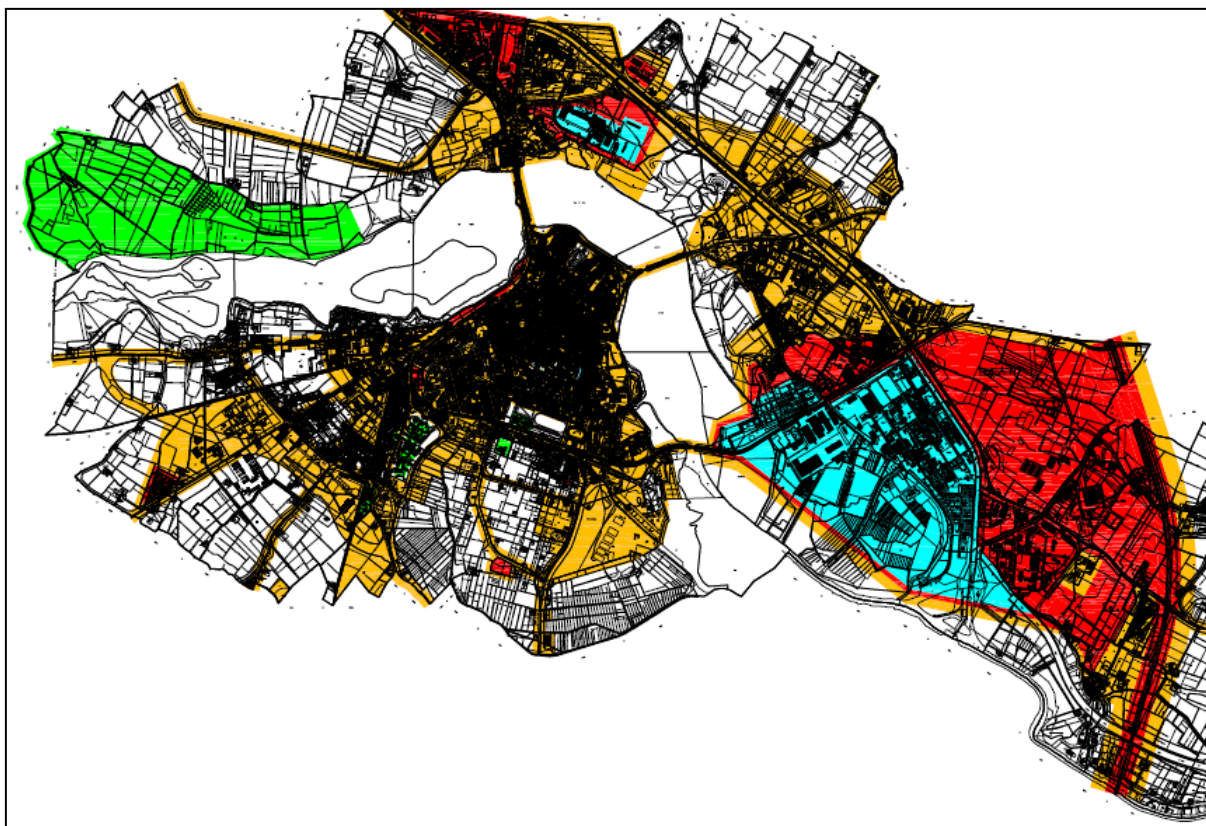


Figura 3.4 Zonizzazione acustica del comune di Mantova (D.Lgs 447/95)



I limiti presentati sono sempre inferiori rispetto alle emissioni acustiche delle macchine analizzate. In particolare non si hanno dati acustici delle torri evaporative dei sistemi 1,2,3 anche se esse sono già dotate di insonorizzazione.

Tabella 3.23 Dati di rumorosità dei motori proposti

Rumorosità dei motori dB(A) - Pressione sonora ad 1 m				
Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
82,6	87,6	87,6	70	68

Si dovranno rispettare sia i limiti assoluti di immissione quelli differenziali oltre che quelli di emissione, pertanto si necessita l'installazione di un recinto insonorizzato al fine di rientrare nei parametri elencati.

La scelta del tipo di isolante e della forma del recinto dovrà svolgersi previo studio di impatto acustico del sistema (motore - assorbitore - torre evaporativa) con particolare attenzione al rumore di fondo misurato nella zona di intervento in quanto diventa parametro fondamentale per la determinazione del limite differenziale.

3.5 Aspetti economici

Si affronta ora una valutazione economica di base del progetto verificandone la convenienza, presupposto importante per poter procedere alla sua realizzazione, controllando i rapporti tra flussi di cassa e investimento richiesto.

Tale sezione si pone come obiettivo una analisi di massima circa la convenienza economica del progetto.

I metodi di valutazione economica utilizzati sono :

- VAN (valore attuale netto) o NPV;
- periodo di recupero attualizzato (discounted pay back time);

3.5.1 Valore attuale netto VAN

Il primo metodo utilizzato è il *NPV* ovvero “net present value” relativo alla somma algebrica dei flussi di cassa netti associati all’investimento, la cui vita utile è pari a T anni, chiamato anche VAN (valore attuale netto).

Il Valore Attuale Netto, più noto con il suo acronimo VAN è un criterio di scelta per operazioni finanziarie. Più precisamente, il Valore Attuale Netto è una metodologia tramite cui si definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento (costo opportunità dei mezzi propri).

Il VAN risulta dato dall'espressione seguente:

Eq. 3.3 **VAN**

$$VAN = -C_0 + \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1 + r_w)^k}$$

- **k**: periodo di riferimento;
- **C_k**: flusso di cassa al tempo *k*;
- **r_w**: tasso di attualizzazione identificato nel WACC;
- **C₀**: Investimento iniziale;
- $\frac{1}{(1+r_w)^k}$: fattore di attualizzazione al tempo *k*

Ogni qual volta un investimento è associato ad un VAN positivo risulta conveniente dal punto di vista economico e finanziario realizzarlo poiché si genera valore. Confrontando il VAN di due o più investimenti alternativi si riesce a valutare l'opzione più vantaggiosa attraverso il meccanismo dell'attualizzazione dei costi e dei ricavi che prevede il ricondurre ad un medesimo orizzonte temporale i flussi di cassa che si manifesterebbero in momenti diversi e che quindi di norma non sarebbero direttamente confrontabili.

3.5.2 Tempo di ritorno dell'investimento

Con tempo di ritorno dell'investimento si intende il periodo in cui l'investitore impiega per riottenere il proprio capitale attualizzato. Da quel momento in poi comincia il guadagno vero e proprio. Si può definire Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA), o anche Discount Pay-Back (DPB), come il tempo necessario perché il VAN si annulli.

Il VAN è sicuramente negativo per un certo periodo d'anni, fino a quando la somma dei risparmi annui diventa pari all'investimento.

3.5.3 Valutazioni economiche

Di seguito le analisi economiche effettuate sui sistemi proposti:

- Viene effettuato un confronto con i costi sostenuti nel caso di impianto a teleriscaldamento per la parte termica e fornitura ENEL tradizionale per parte elettrica e frigorifera.
- Non avendo a disposizione i dati di bilancio dell'istituto si ritiene opportuno effettuare un calcolo al lordo delle imposte (IRES e IRAP) e si ipotizza la richiesta di un finanziamento con durata decennale pari al 100% dell'investimento.
- Essendo l'istituto inquadrato come ONLUS che fornisce prestazioni di tipo assistenziale residenziale l'IVA è un costo non detraibile, pertanto nei calcoli si sono considerati valori IVA compresa.
- Per l'elettricità si considera il contratto di scambio sul posto in precedenza discusso.
- Ai costi del cogeneratore e dell'assorbitore si aggiungono le opere collegate (allacciamenti idraulico, elettrico, installazione della barriera acustica) l'acquisto del catalizzatore (solo sistemi 2,3) e di un gruppo frigorifero elettrico di complemento per il raffrescamento del fabbricato "B".

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Si riportano nel seguito i costi specifici per l'energia e le altre ipotesi di carattere economico considerate nel calcolo.

Tabella 3.24 Costi specifici dell'energia

Tipologia	Costo specifico	Accise	
Metano	0,34000 €/mc	uso agevolato	0,0004493 €/mc
		accisa metano uso ind.	0,0124980 €/mc
Teleriscaldamento	0,042917 €/kWh		
	3.258,73000 €/mc/h/anno		
Elettricità	0,06300 €/kWh off peak	contributo GSE	30 €/anno
	0,11400 €/kWh peak	oneri dispacciamento	0,00900 €/kWh
		accisa	0,00310 €/kWh
		oneri enti locali	0,01140 €/kWh
		componenti sistema	Da tabelle AEEG

Tabella 3.25 IVA considerata nella simulazione economica

IVA sui costi energetici	20%	Non detraibile
IVA sui macchinari	10%	Non detraibile
IVA su manutenzione e lavori	10%	Non detraibile

Tabella 3.26 Altre ipotesi economiche

Variazione annuale sui costi dell'energia	1,0%
Tasso di inflazione annuo	3,4%

3.5.3.1 Valutazione economica sistema 1

Tabella 3.27 Costi dei consumi energetici del Sistema 1

Tipologia motore	Sistema 1 (MTG)		
	simulazione	costo senza iva	costo iva inclusa
Ore funzionamento [h]	8.340		
Anni per grande manutenzione [anni] (40.000 h)	4,8		
			iva 20%
Gas per cogenerazione defiscalizzabile [mc]	127.348		
Consumo di gas cogeneratore [mc]	183.116	€ 62.301,72	€ 74.762,06
			iva 20%
Domanda Termica [kWh th]	1.874.916		
Calore Utile [kWh th]	890.126		
Fabbisogno termico da coprire con Teleriscaldamento [kWh th]	984.790	€ 60.082,96	€ 72.099,56
			iva 20%
Domanda elettrica [kWh el]	759.289		
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	48.713		
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	509.390		
Elettricità mancante o in esubero Off Peak (fascia bassa) [kWh el]	-81.629		
Elettricità mancante o in esubero Peak (fascia alta) [kWh el]	-168.270		
Elettricità di complemento (ENEL) [kWh el]	249.899	€ 39.854,04	€ 47.824,85
TOTALE COSTI ENERGETICI		€ 162.268,72	€ 194.716,47
			iva 10%
OFFERTA MOTORE		€ 145.000,00	€ 159.500,00
OFFERTA ASSORBITORE		€ 61.400,00	€ 67.540,00
OPERE COLLEGATE		€ 50.000,00	€ 55.000,00
NUOVO GRUPPO FRIGORIFERO		€ 13.000,00	€ 14.300,00
TOTALE		€ 269.400,00	€ 296.340,00
MANUTENZIONE FULL SERVICE (tutto compreso)		€ 11.800,00	€ 12.980,00

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.28 **Valutazione economica Sistema 1**

VALUTAZIONE ECONOMICA										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RICAVI										
Da EE fornita (teleriscaldamento)	141.756	143.173	144.605	146.051	147.511	148.986	150.476	151.981	153.501	155.036
Da ET fornita (teleriscaldamento)	102.974	104.004	105.044	106.094	107.155	108.227	109.309	110.402	111.506	112.621
Da Macchinari evitati	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
TOTALE RICAVI	248.029	250.477	252.948	255.445	257.966	260.513	263.085	265.683	268.307	270.957
COSTI										
Costi per gas COGENERATORE	74.762	75.510	76.265	77.027	77.798	78.576	79.361	80.155	80.957	81.766
EE e ET complemento	119.924	121.124	122.335	123.558	124.794	126.042	127.302	128.575	129.861	131.160
PERSONALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MANUTENZIONE COGENERATORE	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980	12.980
TOTALE COSTI	207.666	209.613	211.580	213.566	215.572	217.597	219.644	221.710	223.798	225.906
MARGINE OPERATIVO LORDO	40.363	40.863	41.369	41.879	42.395	42.916	43.442	43.973	44.509	45.051
AMMORTAMENTI	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634	-29.634
ONERI FINANZIARI	-8.751	-7.966	-7.153	-6.311	-5.438	-4.534	-3.597	-2.626	-1.620	-578
TOTALE	-38.385	-37.600	-36.787	-35.945	-35.072	-34.168	-33.231	-32.260	-31.254	-30.212
RIS. AL LORDO DELLE IMPOSTE	1.978	3.263	4.582	5.935	7.323	8.748	10.211	11.713	13.255	14.839
Van	81.145									
Guadagno sull'investimento									27%	

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.54 *Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 1*

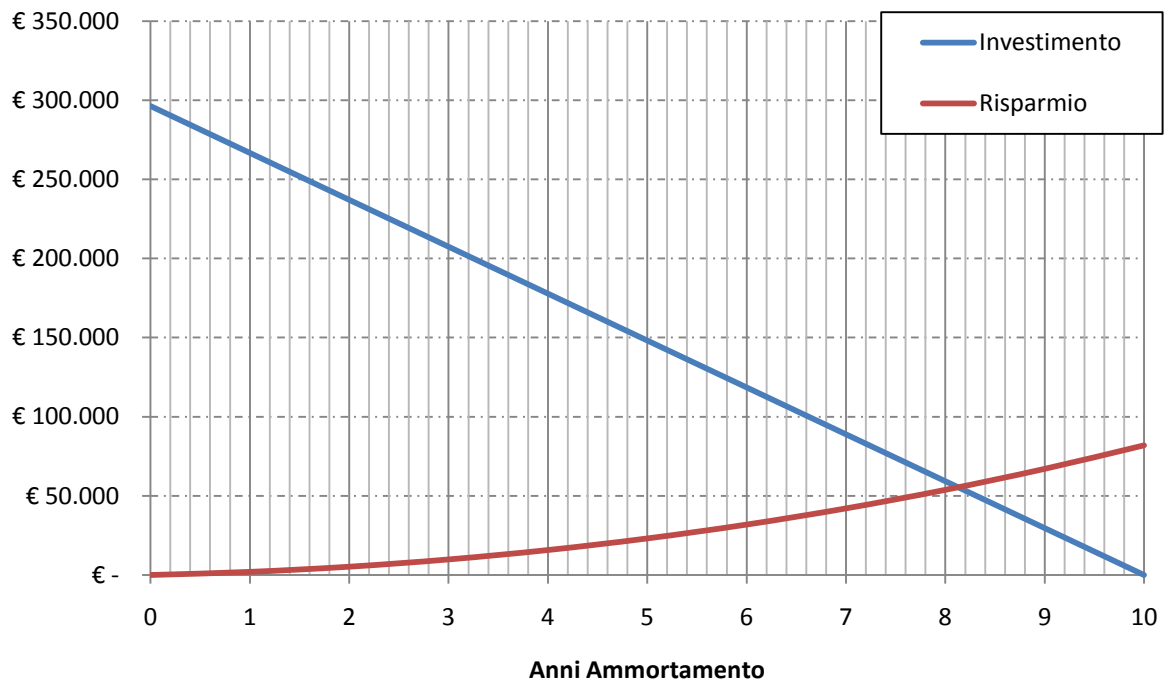
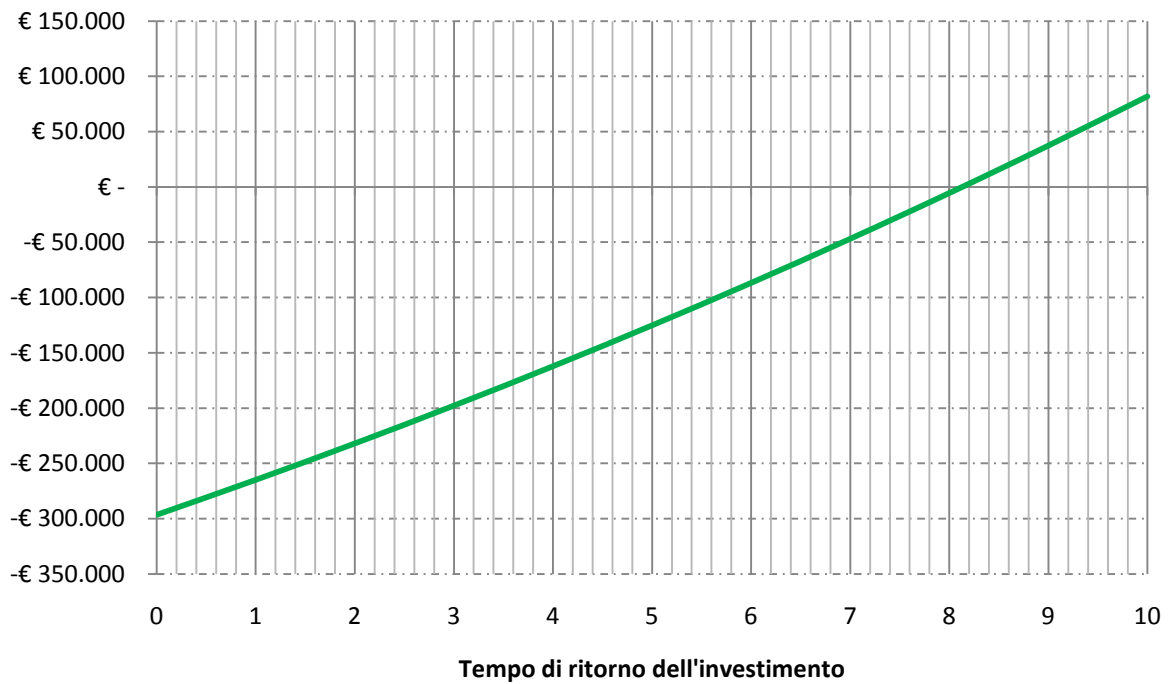


Grafico 3.55 *Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 1*



3.5.3.2 Valutazione economica sistema 2

Tabella 3.29 Costi dei consumi energetici del Sistema 2

Tipologia motore	Sistema 2 (MCI)		
	simulazione	costo senza iva	costo iva inclusa
Ore funzionamento [h]	8.040		
Anni per grande manutenzione [anni] (50.000 h)	6,22		
			iva 20%
Gas per cogenerazione defiscalizzabile [mc]	97.733		
Consumo di gas cogeneratore [mc]	121.838	€ 41.449,09	€ 49.738,90
			iva 20%
Domanda Termica [kWh th]	1.779.072		
Calore Utile [kWh th]	623.681		
Fabbisogno termico da coprire con Teleriscaldamento [kWh th]	1.155.391	€ 67.898,20	€ 81.477,84
			iva 20%
Domanda elettrica [kWh el]	780.732		
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	27.270		
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	390.930		
Elettricità mancante o in esubero Off Peak (fascia bassa) [kWh el]	-167.804		
Elettricità mancante o in esubero Peak (fascia alta) [kWh el]	-221.998		
Elettricità di complemento (ENEL) [kWh el]	389.802	€ 59.832,95	€ 71.799,54
TOTALE COSTI ENERGETICI		€ 169.210,23	€ 203.046,28
			iva 10%
OFFERTA MOTORE		€ 100.000,00	€ 110.000,00
OFFERTA ASSORBITORE		€ 39.000,00	€ 42.900,00
OPERE COLLEGATE + CATALIZZATORE		€ 57.000,00	€ 62.700,00
NUOVO GRUPPO FRIGOFERO		€ 25.000,00	€ 27.500,00
TOTALE		€ 221.000,00	€ 243.100,00
MANUTENZIONE ORDINARIA PROGRAMMATA	1,2 €/h	€ 9.648,00	€ 10.612,80
MANUTENZIONE STRAORDINARIA	0,4 €/h	€ 3.216,00	€ 3.537,60

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.30 **Valutazione economica Sistema 2**

VALUTAZIONE ECONOMICA											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
RICAVI											
Da EE fornita a istituto con teleriscaldamento	141.756	143.173	144.605	146.051	147.511	148.986	150.476	151.981	153.501	155.036	
Da ET fornita dal teleriscaldamento	102.974	104.004	105.044	106.094	107.155	108.227	109.309	110.402	111.506	112.621	
Da Macchinari evitati	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	
TOTALE RICAVI	248.029	250.477	252.948	255.445	257.966	260.513	263.085	265.683	268.307	270.957	
COSTI											
Costi per gas COGENERATORE	49.739	50.236	50.739	51.246	51.759	52.276	52.799	53.327	53.860	54.399	
EE e ET complemento	153.277	154.810	156.358	157.922	159.501	161.096	162.707	164.334	165.977	167.637	
PERSONALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MANUTENZIONE COGENERATORE	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	14.150	
TOTALE COSTI	217.167	219.197	221.247	223.318	225.410	227.523	229.656	231.811	233.988	236.186	
MARGINE OPERATIVO LORDO	30.863	31.280	31.701	32.127	32.556	32.990	33.429	33.872	34.319	34.771	
AMMORTAMENTI	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	-24.310	
ONERI FINANZIARI	-6.450	-5.872	-5.273	-4.652	-4.008	-3.342	-2.651	-1.936	-1.194	-426	
TOTALE	-30.760	-30.182	-29.583	-28.962	-28.318	-27.652	-26.961	-26.246	-25.504	-24.736	
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	102	1.098	2.118	3.165	4.238	5.339	6.468	7.626	8.814	10.034	
Van	48.553									Guadagno sull'investimento	20%

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.56 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema2

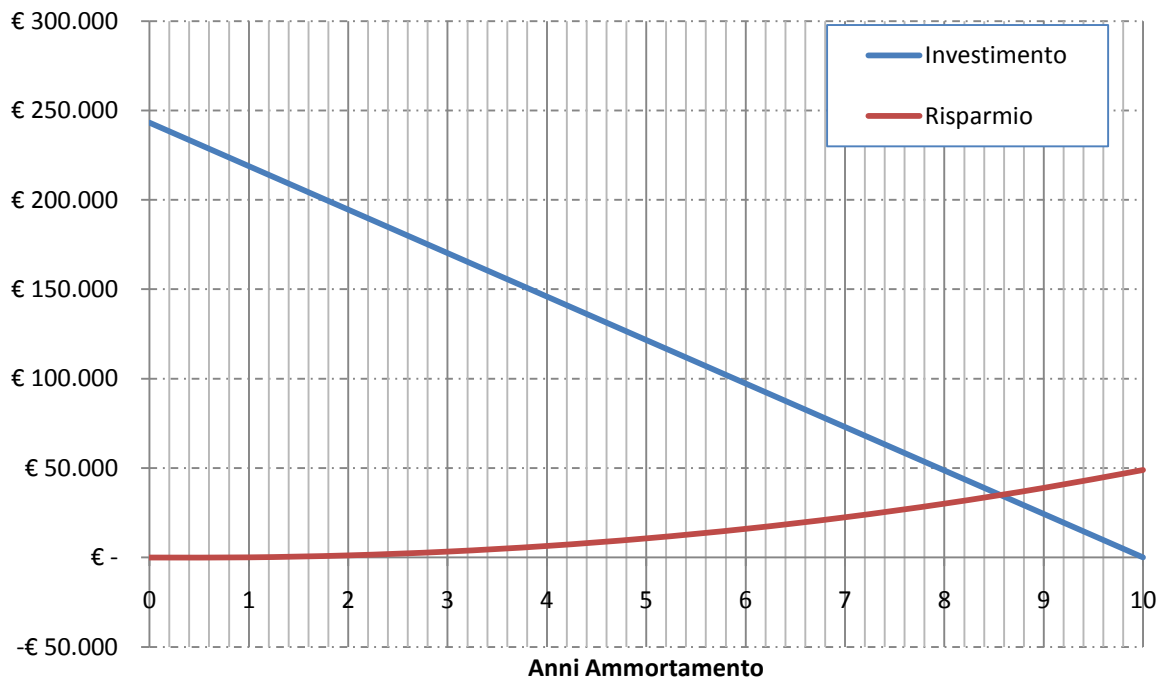
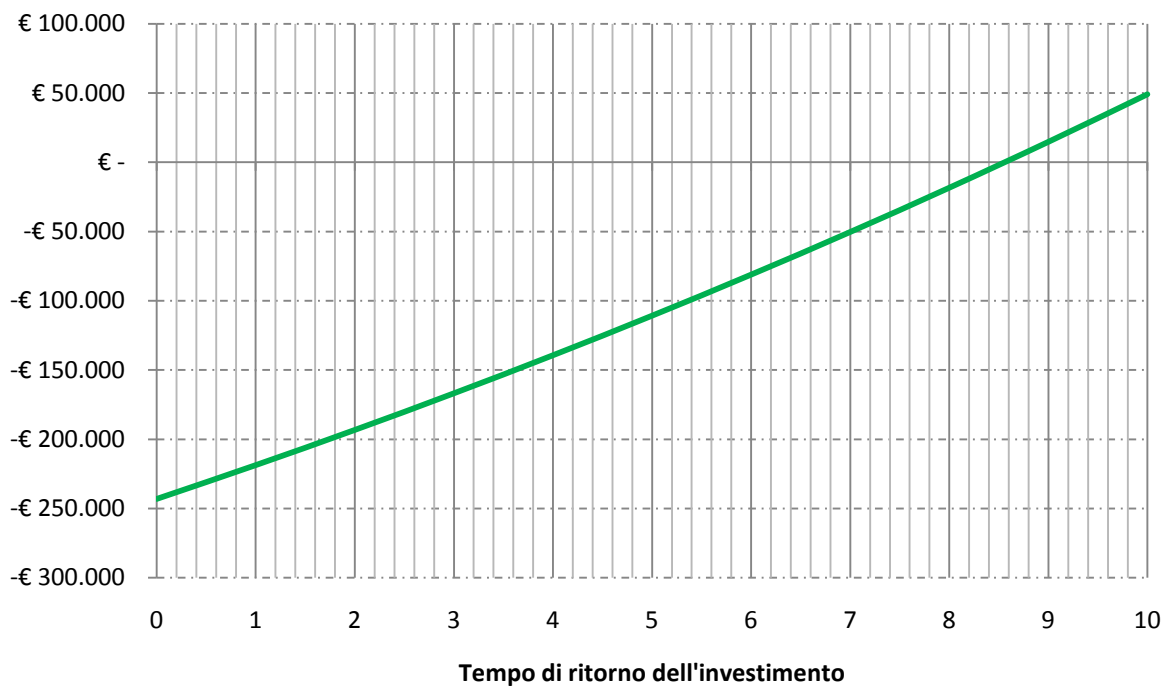


Grafico 3.57 Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 2



3.5.3.3 Analisi economica sistema 3

Tabella 3.31 Costi dei consumi energetici del Sistema 3

Tipologia motore	Sistema 3 (MCI)		
	simulazione	costo senza iva	costo iva inclusa
Ore funzionamento [h]	7.186		
Anni per grande manutenzione [anni] (50.000 h)	6,96		
			iva 20%
Gas per cogenerazione defiscalizzabile [mc]	176.788		
Consumo di gas cogeneratore [mc]	209.363	€ 71.222,01	€ 85.466,41
			iva 20%
Domanda Termica [kWh th]	1.918.100		
Calore Utile [kWh th]	981.361		
Fabbisogno termico da coprire con Teleriscaldamento [kWh th]	936.739	€ 57.851,13	€ 69.421,35
			iva 20%
Domanda elettrica [kWh el]	744.111		
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	63.891		
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	707.150		
Elettricità mancante o in esubero Off Peak (fascia bassa) [kWh el]	54.165		
Elettricità mancante o in esubero Peak (fascia alta) [kWh el]	-91.126		
Elettricità di complemento (ENEL) [kWh el]	36.961	€ 9.712,40	€ 11.654,88
TOTALE COSTI ENERGETICI		€ 138.815,54	€ 166.572,65
			iva 10%
OFFERTA MOTORE		€ 170.000,00	€ 187.000,00
OFFERTA ASSORBITORE		€ 88.500,00	€ 97.350,00
OPERE COLLEGATE + CATALIZZATORE		€ 60.000,00	€ 66.000,00
NUOVO GRUPPO FRIGORIFERO		€ 10.000,00	€ 11.000,00
TOTALE		€ 328.500,00	€ 361.350,00
MANUTENZIONE ORDINARIA PROGRAMMATA	2,4€/h	€ 17.246,40	€ 18.971,04
MANUTENZIONE STRAORDINARIA	0,7€/h	€ 5.030,20	€ 5.533,22

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.32 **Valutazione economica Sistema 3**

VALUTAZIONE ECONOMICA											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
RICAVI											
Da EE fornita a istituto con teleriscaldamento	141.756	143.173	144.605	146.051	147.511	148.986	150.476	151.981	153.501	155.036	
Da ET fornita dal teleriscaldamento	102.974	104.004	105.044	106.094	107.155	108.227	109.309	110.402	111.506	112.621	
Da Macchinari evitati	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	
TOTALE RICAVI	248.029	250.477	252.948	255.445	257.966	260.513	263.085	265.683	268.307	270.957	
COSTI											
Costi per gas COGENERATORE	85.466	86.321	87.184	88.056	88.937	89.826	90.724	91.632	92.548	93.473	
EE e ET complemento	81.076	81.887	82.706	83.533	84.368	85.212	86.064	86.925	87.794	88.672	
PERSONALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MANUTENZIONE COGENERATORE	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	24.504	
TOTALE COSTI	191.047	192.712	194.394	196.093	197.809	199.542	201.293	203.061	204.846	206.649	
MARGINE OPERATIVO LORDO	56.982	57.764	58.554	59.352	60.157	60.971	61.793	62.622	63.461	64.307	
AMMORTAMENTI	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	-36.135	
ONERI FINANZIARI	-10.529	-9.585	-8.606	-7.593	-6.543	-5.455	-4.328	-3.160	-1.950	-696	
TOTALE	-46.664	-45.720	-44.741	-43.728	-42.678	-41.590	-40.463	-39.295	-38.085	-36.831	
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	10.319	12.045	13.813	15.624	17.479	19.381	21.330	23.328	25.376	27.476	
Van	184.735									Guadagno sull'investimento	51%

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.58 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 3

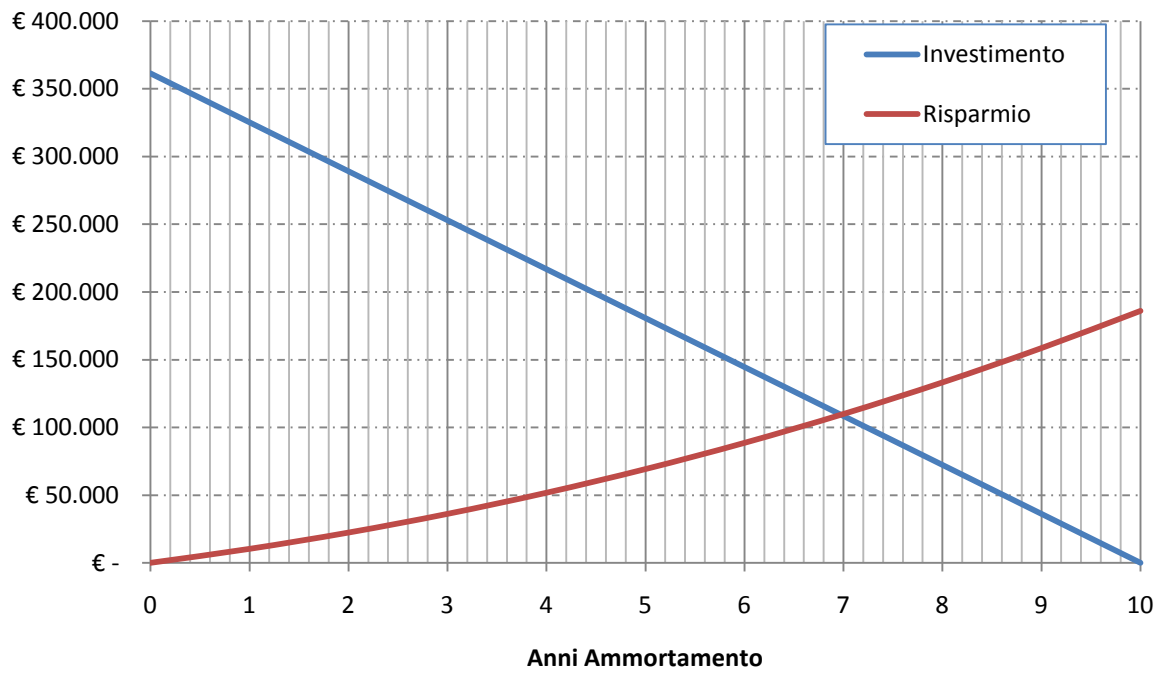
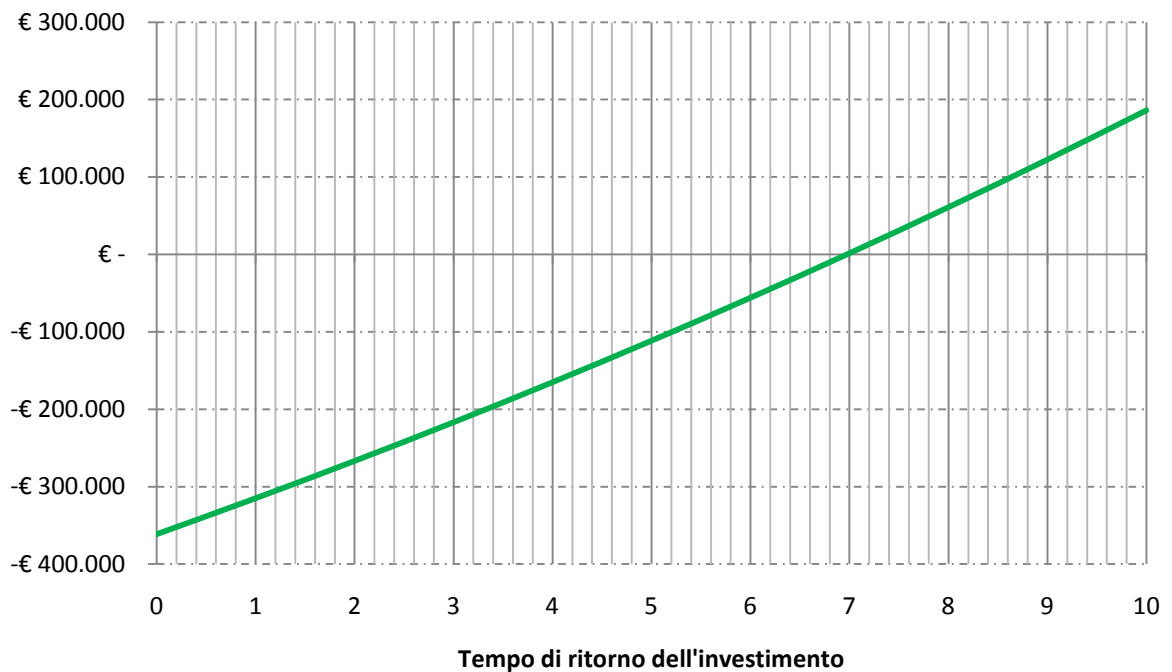


Grafico 3.59 Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 3



3.5.3.4 Simulazione economica sistema 4

Tabella 3.33 Costi dei consumi energetici del Sistema 4

Tipologia motore	Sistema 4 (MTG)		
	simulazione	costo senza iva	costo iva inclusa
Ore funzionamento [h]	4.356		
Anni per grande manutenzione [anni] (40.000 h)	9,18		
			iva 20%
Gas per cogenerazione defiscalizzabile [mc]	105.383		
Consumo di gas cogeneratore [mc]	146.830	€ 49.955,10	€ 59.946,12
			iva 20%
Domanda Termica [kWh th]	1.545.864		
Calore Utile [kWh th]	689.311		
Fabbisogno termico da coprire con Teleriscaldamento [kWh th]	856.554	€ 54.944,40	€ 65.933,28
			iva 20%
Domanda elettrica [kWh el]	808.001		
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	0		
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	421.530		
Elettricità mancante o in esubero Off Peak (fascia bassa) [kWh el]	-178.344		
Elettricità mancante o in esubero Peak (fascia alta) [kWh el]	-208.127		
Elettricità di complemento (ENEL) [kWh el]	386.471	€ 58.631,61	€ 70.357,93
TOTALE COSTI ENERGETICI		€ 163.561,11	€ 196.267,33
			iva 10%
OFFERTA MOTORE		€ 148.710,00	€ 163.581,00
OFFERTA ASSORBITORE		€ -	€ -
OPERE COLLEGATE		€ 50.000,00	€ 55.000,00
NUOVO GRUPPO FRIGORIFERO		€ 30.000,00	€ 33.000,00
TOTALE		€ 228.710,00	€ 251.581,00
MANUTENZIONE FULL SERVICE (tutto compreso)	1,5 €/h	€ 6.534,00	€ 7.187,40

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.34 **Valutazione economica Sistema 4**

VALUTAZIONE ECONOMICA										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RICAVI										
Da EE fornita a istituto con teleriscaldamento	141.756	143.173	144.605	146.051	147.511	148.986	150.476	151.981	153.501	155.036
Da ET fornita dal teleriscaldamento	102.974	104.004	105.044	106.094	107.155	108.227	109.309	110.402	111.506	112.621
Da Macchinari evitati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE RICAVI	244.729	247.177	249.648	252.145	254.666	257.213	259.785	262.383	265.007	267.657
COSTI										
Costi per gas COGENERATORE	59.946	60.546	61.151	61.763	62.380	63.004	63.634	64.270	64.913	65.562
EE e ET complemento	136.291	137.654	139.031	140.421	141.825	143.243	144.676	146.123	147.584	149.060
PERSONALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MANUTENZIONE COGENERATORE	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187	7.187
TOTALE COSTI	203.425	205.387	207.369	209.371	211.393	213.435	215.497	217.580	219.684	221.809
MARGINE OPERATIVO LORDO	41.305	41.790	42.279	42.774	43.274	43.778	44.288	44.803	45.323	45.848
AMMORTAMENTI	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158	-25.158
ONERI FINANZIARI	-6.782	-6.174	-5.543	-4.891	-4.214	-3.514	-2.787	-2.035	-1.256	-448
TOTALE	-31.940	-31.332	-30.702	-30.049	-29.372	-28.672	-27.946	-27.193	-26.414	-25.606
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	9.365	10.458	11.578	12.725	13.901	15.107	16.342	17.609	18.909	20.241
Van	145.142									
Guadagno sull'investimento	58%									

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.60 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 4

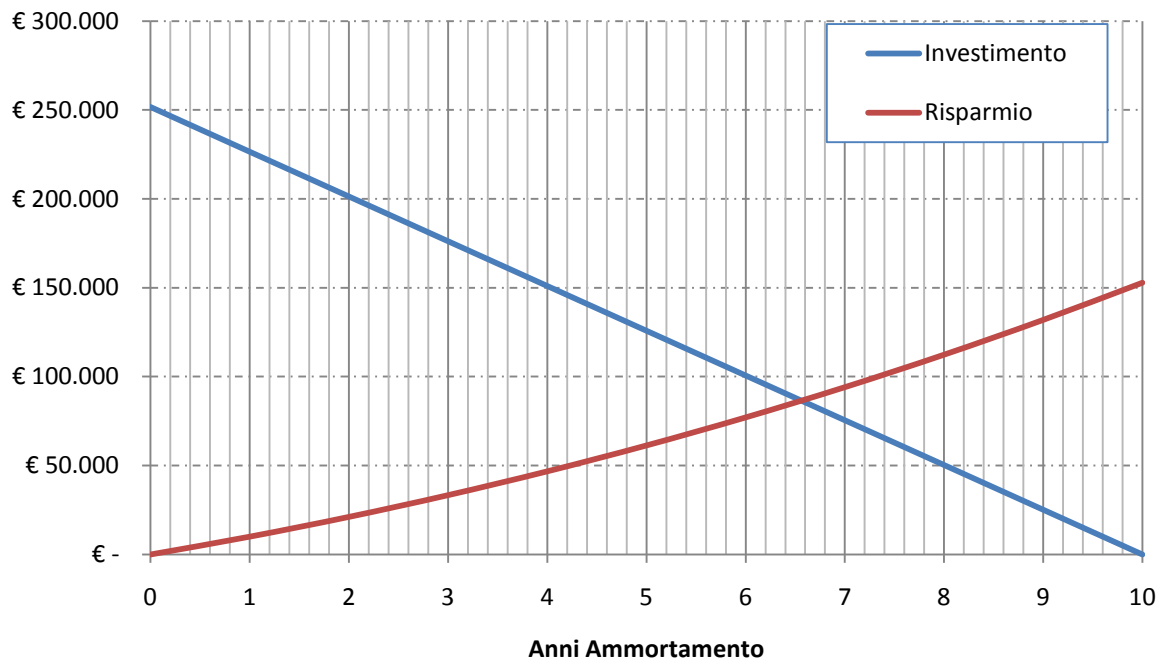
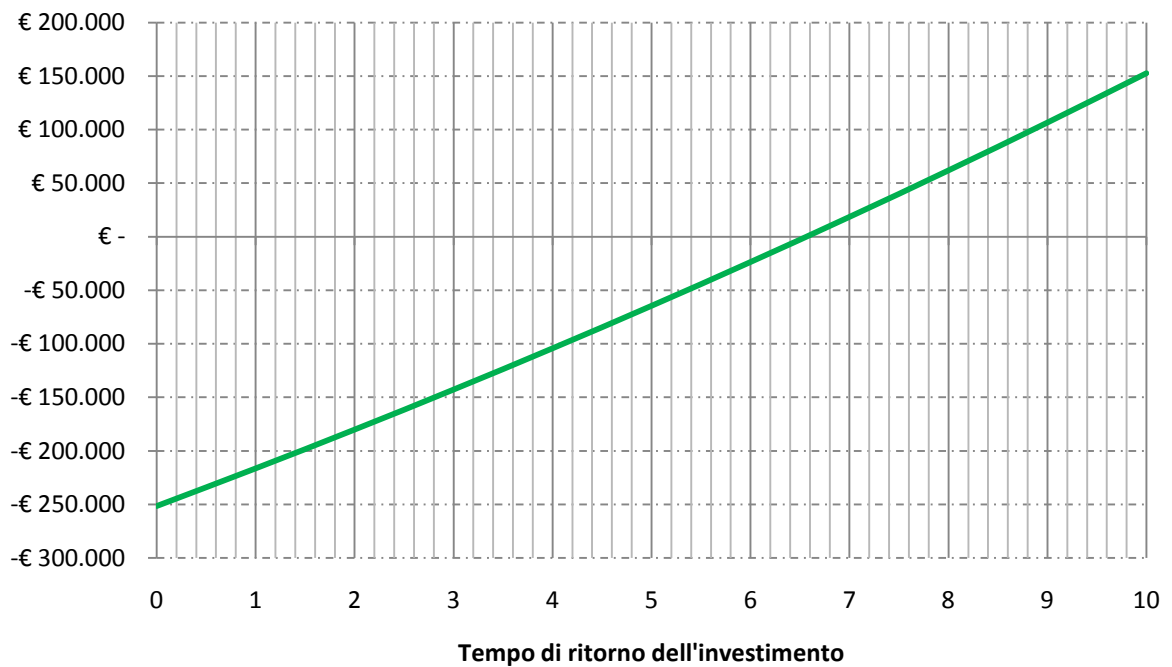


Grafico 3.61 Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 4



3.5.3.5 Analisi economica sistema 5

Tabella 3.35 Costi dei consumi energetici del Sistema 5

Tipologia motore	Sistema 5 (MCI)		
	simulazione	costo senza iva	costo iva inclusa
Ore funzionamento [h]	4.447		
Anni per grande manutenzione [anni] (50.000 h)	11,24		
			iva 20%
Gas per cogenerazione defiscalizzabile [mc]	76.385		
Consumo di gas cogeneratore [mc]	93.528	€ 31.817,68	€ 38.181,21
			iva 20%
Domanda Termica [kWh th]	1.545.864		
Calore Utile [kWh th]	478.552		
Fabbisogno termico da coprire con Teleriscaldamento [kWh th]	1.067.312	€ 64.382,34	€ 77.258,81
			iva 20%
Domanda elettrica [kWh el]	808.001		
En. Elett. risparmiata con trigenerazione (CDZ spento) [kWh el] (2)	0		
Elettricità da Cogenerazione [kWh el]	305.539		
Elettricità mancante o in esubero Off Peak (fascia bassa) [kWh el]	-253.529		
Elettricità mancante o in esubero Peak (fascia alta) [kWh el]	-248.934		
Elettricità di complemento (ENEL) [kWh el]	502.463	€ 74.980,30	€ 89.976,36
TOTALE COSTI ENERGETICI		€ 171.210,31	€ 205.446,37
			iva 10%
OFFERTA MOTORE		€ 116.930,00	€ 128.623,00
OFFERTA ASSORBITORE		€ -	€ -
OPERE COLLEGATE		€ 50.000,00	€ 55.000,00
NUOVO GRUPPO FRIGORIFERO		€ 30.000,00	€ 33.000,00
TOTALE		€ 196.930,00	€ 216.623,00
MANUTENZIONE ORDINARIA	1,70€/h	€ 7.559,90	€ 8.315,89
MANUTENZIONE STRAORDINARIA	0,55 €/h	€ 2.445,85	€ 2.690,44

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.36 **Valutazione economica Sistema 5**

VALUTAZIONE ECONOMICA										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RICAVI										
Da EE fornita a istituto con teleriscaldamento	141.756	143.173	144.605	146.051	147.511	148.986	150.476	151.981	153.501	155.036
Da ET fornita dal teleriscaldamento	102.974	104.004	105.044	106.094	107.155	108.227	109.309	110.402	111.506	112.621
Da Macchinari evitati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE RICAVI	244.729	247.177	249.648	252.145	254.666	257.213	259.785	262.383	265.007	267.657
COSTI										
Costi per gas COGENERATORE	38.181	38.563	38.949	39.338	39.732	40.129	40.530	40.935	41.345	41.758
EE e ET complemento	167.235	168.908	170.597	172.303	174.026	175.766	177.523	179.299	181.092	182.903
PERSONALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MANUTENZIONE COGENERATORE	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006	11.006
TOTALE COSTI	216.423	218.477	220.552	222.647	224.763	226.901	229.060	231.240	233.443	235.667
MARGINE OPERATIVO LORDO	28.307	28.700	29.097	29.498	29.903	30.312	30.725	31.143	31.564	31.990
AMMORTAMENTI	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662	-21.662
ONERI FINANZIARI	-5.697	-5.186	-4.657	-4.109	-3.540	-2.952	-2.342	-1.710	-1.055	-377
TOTALE	-27.359	-26.849	-26.319	-25.771	-25.203	-24.614	-24.004	-23.372	-22.717	-22.039
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	947	1.851	2.778	3.727	4.700	5.698	6.721	7.770	8.847	9.951
Van	52.528									
Guadagno sull'investimento	24%									

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Grafico 3.62 Confronto tra investimento e risparmio – Sistema 5

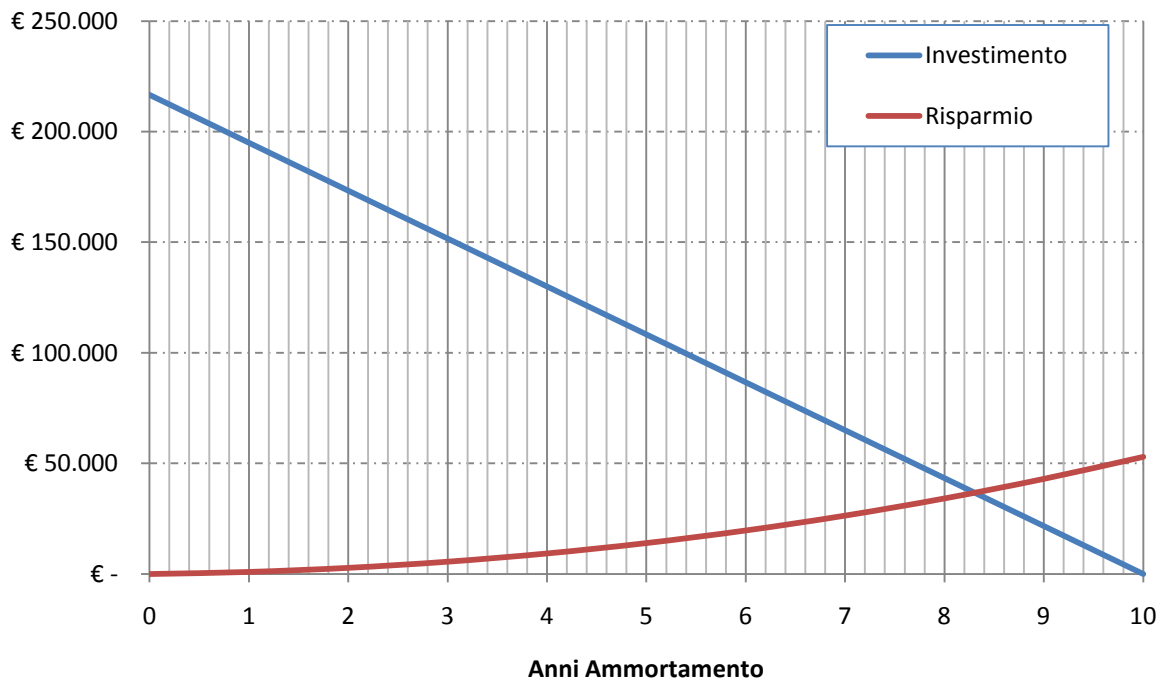
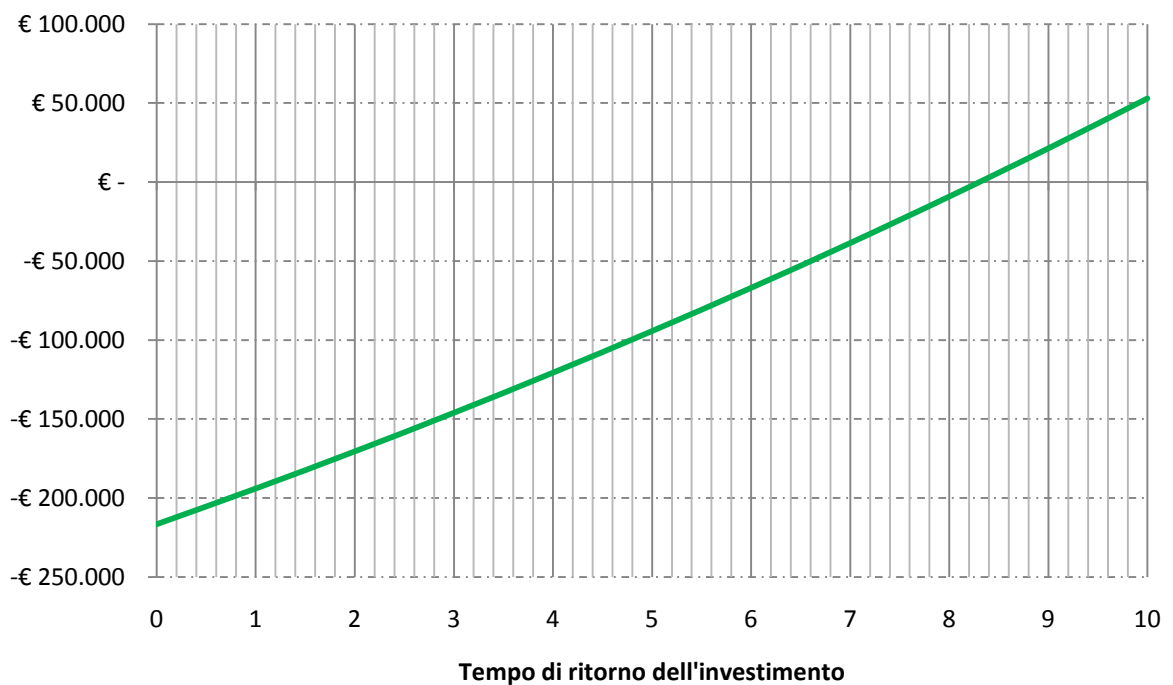


Grafico 3.63 Tempo di ritorno dell'investimento – Sistema 5



3.6 Scelta del sistema cogenerativo

I valori e le grandezze fino qui presentati sono difficilmente comparabili tra loro pertanto risulta necessario definire un criterio di normalizzazione basato sui valori massimi e minimi che i parametri possono assumere.

Tabella 3.37 Sintesi dei parametri caratteristici dei sistemi analizzati

\	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
CASA COSTRUTTRICE	Capstone	MAN	MAN	Turbec	MAN
MODELLO MOTORE	C65-ICHP	E0834 E 302	E0836 LE 202	100 PH S3	E0836 E 302
TIPO MOTORE	MTG	MCI	MCI	MTG	MCI
ASPETTI ENERGETICI					
P el nominale [kW]	65	54	110	100	75
P el netta [kW]	61	50	100	100	70
Range di carico da 100% a	0%	50%	50%	50%	50%
Consumo gas [mc/h]	23	15,48	29,49	34,8	21,33
P focolare [kW]	224	148	282	333	204
rendimento el netto	0,29	0,34	0,35	0,30	0,34
Portata fumi [kg/h]	1764	192	594	2880	
P th [kW]	112	79	138	165	109
rendimento th max	0,5	0,54	0,5	0,49	0,53
rendimento totale	0,79	0,87	0,85	0,79	0,87
Power/Heat Ratio	0,54	0,63	0,72	0,61	0,64
EE risparmiata CDZ [kWh/anno]	48.713	27.270	63.891	0	0
ET di cogenerazione [kWh/anno]	890.126	623.681	981.361	689.311	478.552
EE di cogenerazione [kWh/anno]	509.390	390.930	707.150	421.530	305.539
ASPETTI AMBIENTALI					
CO2 emessa [ton]	491.003	458.766	422.900	514.317	474.532
Nox [mg/kWhel] < di	130	senza catalizzatore	senza catalizzatore	384	750
CO [mg/kWhel] < di	98	senza catalizzatore	senza catalizzatore	216	1430
ASPETTI IMPIANTISTICI					
Lunghezza cogeneratore [mm]	1956	3500	4000	3900	3275
Larghezza cogeneratore [mm]	762	1800	1800	900	960
Altezza cogeneratore [mm]	2388	2200	2200	1810	1730
Lunghezza gruppo frigo [mm]	1816	2250	1770	assente	assente
Larghezza gruppo frigo [mm]	1849	1610	1423	assente	assente
Altezza gruppo frigo [mm]	1858	2230	1845	assente	assente
Peso [kg]	1000	n.d.	n.d.	2770	220
Lubrificazione	aria	olio	olio	olio	olio
Rumorosità dB(A) 1 m	82,6	87,6	87,6	70	68
ASPETTI ECONOMICI					
Costo Pacchetto [€/kWhel/anno]	0,28	0,26	0,24	0,35	0,38
Manutenzione [€/kWhel/anno]	2,55	2,78	3,47	1,71	3,60
Anni di ritorno	8,10	8,57	7,00	6,60	8,30

Ad ogni voce in tabella si attribuisce un valore da 1 a 10 (dal peggiore al migliore) che rappresenta la "classe" attribuita al macchinario per il parametro considerato.

La classe è così calcolata:

Eq. 3.4 Parametro Classe per grandezza migliore se massima

$$CLASSE = \left(\frac{c - c_{min}}{c_{max} - c_{min}} \right) \times 9 + 1$$

nel caso la grandezza in esame sia ritenuta migliore se massima (ad esempio i rendimenti)

Eq. 3.5 Parametro Classe per grandezza migliore se minima

$$CLASSE = \left(\frac{c_{max} - c}{c_{max} - c_{min}} \right) \times 9 + 1$$

nel caso in cui la grandezza esaminata sia da considerarsi migliore se minima (ad esempio la rumorosità).

Come si nota vengono considerati 4 aspetti:

- energetico;
- ambientale;
- impiantistico;
- economico;

per ciascuno di essi viene calcolato un voto medio.

Si definisce il parametro "peso" che stabilisce la criticità e quindi l'importanza di un singolo aspetto rispetto agli altri. Tale parametro assume un valore percentuale a discrezione del progettista. Condizione necessaria è che la somma dei quattro pesi sia pari all'unità (100%)

L'analisi si conclude con il calcolo del "classe totale pesata" nel seguente modo:

Eq. 3.6 Classe Totale Pesata

$$CT = (P_{EN} \times CM_{EN} + P_{AM} \times CM_{AM} + P_{IM} \times CM_{IM} + P_{EE} \times CM_{EC})/4$$

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Tabella 3.38 Confronto tra i sistemi: individuazione della classe di appartenenza (Peso uniforme)

Aspetto	Peso (P)	Parametro	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
		CASA COSTRUTTRICE	Capstone	MAN	MAN	Turbec	MAN
MODELLO MOTORE	C65-ICHP	E0834 E 302	E0836 LE 202	100 PH S3	E0836 E 302		
TIPO MOTORE	MTG	MCI	MCI	MTG	MCI		
ENERGETICO	25%	Range di carico	10,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		rendimento el netto	1,00	8,17	10,00	4,06	8,75
		rendimento th max	2,80	10,00	2,80	1,00	8,20
		Power/Heat Ratio	10,00	5,59	1,00	6,93	5,12
		EE risparmiata CDZ [kWh/anno]	7,86	4,84	10,00	1,00	1,00
		ET di cogenerazione [kWh/anno]	8,37	3,60	10,00	4,77	1,00
		EE di cogenerazione [kWh/anno]	5,57	2,91	10,00	3,60	1,00
		CM _{EN} (Classe media energ.)	6,51	5,16	6,40	3,19	3,72
AMBIENTALE	25%	CO2 emessa [ton]	3,30	6,47	10,00	1,00	4,92
		NOx [mg/kWhel]	10,00	1,00	1,00	6,31	1,00
		CO [mg/kWhel]	10,00	1,00	1,00	9,20	1,00
		CM _{AM} (Classe media amb.)	7,77	2,82	4,00	5,51	2,31
IMPIANTISTICO	25%	Lunghezza cogeneratore [mm]	10,00	3,20	1,00	1,44	4,19
		Larghezza cogeneratore [mm]	10,00	1,00	1,00	8,80	8,28
		Altezza cogeneratore [mm]	1,00	3,57	3,57	8,91	10,00
		Lunghezza gruppo frigo [mm]	9,14	1,00	10,00	10,00	10,00
		Larghezza gruppo frigo [mm]	1,00	6,05	10,00	10,00	10,00
		Altezza gruppo frigo [mm]	9,70	1,00	10,00	10,00	10,00
		Lubrificazione	10,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Rumorosità dB(A) 1 m	3,30	1,00	1,00	9,08	10,00
		CM _{IM} (Classe media imp.)	6,77	2,23	4,70	7,40	7,93
ECONOMICO	25%	Costo Pacchetto [€/kWhel/anno]	6,36	5,50	10,00	5,73	1,00
		Manutenzione [€/kWhel/anno]	6,00	4,91	1,65	10,00	1,00
		Anni di ritorno	3,15	1,00	8,17	10,00	2,23
		CM _{EC} (Classe media econ.)	5,17	3,80	6,61	8,58	1,41
CT (CLASSE TOTALE MEDIA PESATA)			6,55	3,50	5,43	6,17	3,84

Nella tabella soprastante si è attribuito pari importanza a ciascun aspetto progettuale.

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Si può variare il “peso” tenendo in considerazione il contesto in cui si andrà ad intervenire.

Tabella 3.39 Confronto tra i sistemi: individuazione della classe di appartenenza (Peso non uniforme)

Aspetto	Peso (P)	Parametro	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
		CASA COSTRUTTRICE	Capstone	MAN	MAN	Turbec	MAN
MODELLO MOTORE	C65-ICHP	E0834 E 302	E0836 LE 202	100 PH S3	E0836 E 302		
TIPO MOTORE	MTG	MCI	MCI	MTG	MCI		
ENERGETICO	30%	Range di carico da 100% a	10,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		rendimento el netto	1,00	8,17	10,00	4,06	8,75
		rendimento th max	2,80	10,00	2,80	1,00	8,20
		Power/Heat Ratio	10,00	5,59	1,00	6,93	5,12
		EE risparmiata CDZ [kWh/anno]	7,86	4,84	10,00	1,00	1,00
		ET di cogenerazione [kWh/anno]	8,37	3,60	10,00	4,77	1,00
		EE di cogenerazione [kWh/anno]	5,57	2,91	10,00	3,60	1,00
		CM _{EN} (Classe media energ.)	6,51	5,16	6,40	3,19	3,72
AMBIENTALE	30%	CO ₂ emessa [ton]	3,30	6,47	10,00	1,00	4,92
		NO _x [mg/kWhel]	10,00	1,00	1,00	6,31	1,00
		CO [mg/kWhel]	10,00	1,00	1,00	9,20	1,00
		CM _{AM} (Classe media amb.)	7,77	2,82	4,00	5,51	2,31
IMPIANTISTICO	15%	Lunghezza cogeneratore [mm]	10,00	3,20	1,00	1,44	4,19
		Larghezza cogeneratore [mm]	10,00	1,00	1,00	8,80	8,28
		Altezza cogeneratore [mm]	1,00	3,57	3,57	8,91	10,00
		Lunghezza gruppo frigo [mm]	9,14	1,00	10,00	10,00	10,00
		Larghezza gruppo frigo [mm]	1,00	6,05	10,00	10,00	10,00
		Altezza gruppo frigo [mm]	9,70	1,00	10,00	10,00	10,00
		Lubrificazione	10,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Rumorosità dB(A) 1 m	3,30	1,00	1,00	9,08	10,00
		CM _{IM} (Classe media imp.)	6,77	2,23	4,70	7,40	7,93
ECONOMICO	25%	Costo Pacchetto [€/kWhel/anno]	6,36	5,50	10,00	5,73	1,00
		Manutenzione [€/kWhel/anno]	6,00	4,91	1,65	10,00	1,00
		Anni di ritorno	3,15	1,00	8,17	10,00	2,23
		CM _{EC} (Classe media econ.)	5,17	3,80	6,61	8,58	1,41
CT (CLASSE TOTALE MEDIA PESATA)			<u>6,59</u>	<u>3,68</u>	<u>5,48</u>	<u>5,86</u>	<u>3,35</u>

Nella tabella precedente si è attribuito maggiore importanza all'aspetto energetico ed ambientale, in quanto sono le problematiche principali che motivano l'installazione della tipologia di impianto in studio.

Con le ipotesi assunte il sistema 1 risulta essere l'impianto che presenta il miglior compromesso tra gli aspetti analizzati.

Dal punto di vista energetico pur presentando il rendimento elettrico più basso permette il maggior risparmio specifico di energia, soprattutto grazie alla sua flessibilità di utilizzo e al miglior rapporto calore/potenza.

Per quanto concerne l'aspetto ambientale presenta i minori valori di emissione di inquinanti e permette comunque una diminuzione dell'emissione di gas serra rispetto allo stato attuale.

Il sistema 1 presenta un sistema di lubrificazione ad aria che diminuisce le necessità di manutenzione rispetto il corrispettivo ad olio; si dovranno tuttavia effettuare lavori di insonorizzazione dell'impianto.

I tempi di ritorno dell'investimento sono piuttosto dilatati (successivi alla prima grande manutenzione), i minori costi della manutenzione non bilanciano l'elevata spesa per la microturbina, tuttavia gli elevati costi sono giustificati dagli evidenti aspetti migliorativi sopra elencati.

Si vuole inoltre fare notare che dal punto di vista economico il sistema 4 è quello che presenta i migliori risultati, tuttavia a esso è attribuita la classe minore per quanto concerne l'aspetto energetico ed inoltre tale impianto funziona in modalità unicamente cogenerativa. Tutto ciò dimostra come al massimo risparmio energetico non corrisponda il massimo risparmio economico e viceversa, pertanto è probabile che le normative e le tariffazioni energetiche attuali non incentivino quanto dovrebbero il risparmio energetico.

4 Note conclusive

La produzione combinata di energia elettrica e di calore e raffrescamento, tramite impianti di trigenerazione, opportunamente dimensionati in relazione alle richieste della realtà in cui verranno utilizzati, presenta un'alta efficienza sia energetica che ambientale.

In questo contesto si inserisce lo studio in oggetto che analizza la possibilità di realizzare, all'interno di un istituto a carattere ospedaliero, un sistema di trigenerazione di piccola taglia alimentato a gas metano. Si tratta di un soggetto con una richiesta di energia pressoché costante tranne ad eccezione delle mezze stagioni ma con forte divario tra i fabbisogni termici e quelli elettrici.

Con la presente tesi si è voluta trovare un'adeguata combinazione tra macchine di generazione ed impianti esistenti, in particolare si è dimostrato il possibile di funzionamento in parallelo tra il cogeneratore e l'impianto di teleriscaldamento (di prossimo utilizzo) nei mesi invernali e la possibilità di eliminazione di gruppi frigoriferi elettrici obsoleti a vantaggio di macchine ad assorbimento con un sostanziale risparmio di energia elettrica.

L'impianto così come pensato rende il soggetto richiedente in parte autonomo dalla rete elettrica pubblica e dalla rete di teleriscaldamento nel periodo invernale, è in grado di fornire un consistente risparmio energetico accanto alla diminuzione delle emissioni inquinanti e dei gas serra. Il funzionamento in parallelo alla rete di teleriscaldamento cittadina permette la copertura dei fabbisogni termici nei range non fornibili dal cogeneratore utilizzando comunque calore di recupero quale è quello fornito dalla rete di teleriscaldamento.

Nel periodo estivo la copertura dei carichi frigoriferi permette la sostituzione dei vecchi gruppi elettrici con macchinari di taglia molto inferiore che funzioneranno solo per fornire l'energia di complemento.

Appare tuttavia evidente che dal punto di vista economico la spesa per tale tipologia di impianto è recuperabile in non meno di 6/7 anni soprattutto nel caso di enti già soggetti ad accise agevolate sui costi energetici (caso in oggetto).

Piccola cogenerazione: studio di fattibilità di un impianto trigenerativo

Per superare tale scoglio è necessaria una maggiore incentivazione economica da parte del legislatore che in parte è già avvenuta mediante l'introduzione delle scambio sul posto per impianti fino ai 200 kW.

La realizzazione di simili impianti rimane quindi subordinata alla sensibilità ecologica del committente.

Per concludere è giusto precisare che per il sito in esame erano state vagliate alcune tecnologie alternative alla cogenerazione a gas naturale come l'installazione di pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica e di un impianto solare termico per i fabbisogni termici.

L'impossibilità dovuta ai vincoli architettonici di installare alcun tipo di macchinario sui tetti degli edifici "A" e "B" ha impedito qualsiasi studio in tal senso. Si ricorda inoltre che l'impianto solare termico è particolarmente indicato per il riscaldamento a pavimento non presente nella struttura e che per quanto i pannelli fotovoltaici avessero potuto coprire le richieste elettriche il carico maggiore per l'istituto rimane quello termico.

Altre tecnologie cogenerative (stirling - celle a combustibile) non sono attualmente percorribili o per gli alti costi o per la non completa maturità della stessa tecnologia.

Bibliografia

- Bianchi, M. (2010, Ottobre 12). convegno mcTER. *Cogenerazione e Microcogenerazione: il quadro della normativa tecnica e della legislazione*. Verona.
- D.Lgs 447/95. (s.d.).
- Delibera AEEG 42/02. (s.d.).
- DePascale, A. (2010, Ottobre 12). Convegno mcTER. *Cogenerazione, microcogenerazione e il problema delle emissioni in atmosfera*. Verona.
- Direttiva 2004/8/CE. (s.d.).
- DPCM 14/11/97. (s.d.).
- ENEA. (2009). Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario.
- Macchi, E., Campanari, S., & Silva, P. (2006). *La microcogenerazione a gas naturale*. Milano: Polipress.
- Metodo RTS - ASHRAE Handbook. (2001).
- Norma CEI 0-16:2008-07. (s.d.).
- Norma UNI 10339. (s.d.).
- TUA - Testo Unico Accise. (s.d.).
- Vio, M. (2009). *Impianti di Cogenerazione*. Milano: Editoriale Delfino.
- www.capstone.com. (s.d.). Tratto da Capstone.
- www.man.com. (s.d.). Tratto da MAN.
- www.turbec.com. (s.d.). Tratto da Turbec.