

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale



OTTIMIZZAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DI UNA CENTRALE TERMICA ASSERVITA A UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO

Relatore:
Marco Badami

Correlatore:
Armando Portoraro

Candidata:
Giuseppina Apollonio

Anno Accademico 2019/2020

Abstract

La domanda di energia mondiale continua a crescere e per limitare l'impiego dei combustibili fossili è necessario aggiornare la decarbonizzazione del settore energetico.

Nella transizione verso una realtà dominata dalle fonti di energia pulita, un ruolo fondamentale è giocato dall'uso razionale dell'energia che, tramite l'impiego di sistemi di conversione efficienti, permette di ridurre i consumi e di minimizzare gli sprechi. La cogenerazione *CAR* e il teleriscaldamento *efficiente* sono due tecnologie largamente promosse a livello mondiale ed europeo perché caratterizzate da un potenziale di risparmio energetico ed economico elevato. Un impianto cogenerativo asservito a una rete di teleriscaldamento porta con sé vantaggi energetici, ambientali ed economici; tuttavia, perché questi ultimi possano essere quantificabili, è necessario far funzionare l'impianto in condizioni ottimali.

L'obiettivo del presente lavoro è quello di definire la strategia di funzionamento ottimale di una centrale termica cogenerativa asservita a una rete di teleriscaldamento mediante l'utilizzo di algoritmi genetici. L'ottimizzazione è effettuata seguendo un approccio economico volto a massimizzare il Margine Operativo Lordo (MOL) dell'impianto e definisce per ogni ora dell'anno il profilo di funzionamento delle tecnologie presenti in centrale, ovvero un motore alternativo a combustione interna funzionante in assetto cogenerativo, due caldaie e un accumulo termico. I risultati ottenuti permettono di constatare che la gestione ottimizzata della centrale termica ne massimizza i guadagni e al contempo ne migliora le prestazioni energetiche; si ha un aumento di flessibilità di funzionamento del cogeneratore e un maggior sfruttamento dell'accumulo, mentre viene notevolmente limitato il funzionamento delle caldaie.

Indice

Introduzione	1
1 Importanza dell'efficienza energetica nella realtà odierna	6
1.1 Efficienza energetica in Europa	12
1.1.1 Strategie politiche avviate e riferimenti normativi	12
1.1.2 Risultati conseguiti e attesi	16
1.2 Efficienza energetica in Italia	19
1.2.1 Quadro normativo di riferimento	19
1.2.2 Risultati conseguiti e attesi	24
2 Ruolo di cogenerazione e teleriscaldamento	29
2.1 Cogenerazione	29
2.1.1 Generalità	29
2.1.2 Cogenerazione in Italia	32
2.1.3 Cogenerazione ad Alto Rendimento	35
2.2 Teleriscaldamento	44
2.2.1 Generalità	44
2.2.2 Struttura del sistema di teleriscaldamento	46
2.2.3 Promozione del teleriscaldamento: benefici e incentivi previsti	52
2.2.4 Il teleriscaldamento in Italia	55
2.2.5 Potenziale del teleriscaldamento	59
3 Ottimizzazione e Algoritmi Genetici	62
4 Il caso studio: la centrale termica asservita alla rete di TLR	73
4.1 Logica di funzionamento della centrale termica	76
4.2 L'unità cogenerativa	78
4.3 Le caldaie di integrazione e il serbatoio di accumulo termico	83

4.4	Funzionamento dell'impianto nel 2018	87
4.4.1	Aspetto energetico	87
4.4.2	Aspetto economico	91
5	Modellazione del caso studio	95
5.1	Modello del cogeneratore	96
5.1.1	Modellazione del motore a combustione interna	98
5.1.2	Modellazione del sistema di recupero termico	104
5.1.3	Parzializzazione del carico	112
5.1.4	Validazione del modello del cogeneratore	113
5.2	Modello delle caldaie	116
5.2.1	Validazione del modello delle caldaie	118
5.3	Modelli dell'accumulo termico	119
5.3.1	Modello 0D	120
5.3.2	Modello 1D	125
5.4	Simulazione del funzionamento della centrale termica	130
6	Ottimizzazione del funzionamento dell'impianto	140
6.1	Scenario <i>Pre opt</i>	140
6.2	Descrizione della funzione di ottimizzazione	142
6.3	Descrizione delle quattro logiche di funzionamento alternativo proposte	148
6.3.1	Logica A_{opt} , alias scenario <i>Post opt</i>	149
6.3.2	Logica B_{opt}	150
6.3.3	Logica C_{opt}	150
6.3.4	Logica D_{opt}	151
7	Discussione dei risultati	153
7.1	Confronto fra scenario <i>Base</i> , scenario <i>Pre opt</i> e scenario <i>Post opt</i>	153
7.2	Confronto fra le logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	163
	Conclusioni	173
	Bibliografia	180

Elenco delle figure

1	Andamento delle emissioni di anidride carbonica e della produzione di energia dal 1990 al 2018 [37].	2
1.1	Andamento percentuale delle fonti utilizzate per soddisfare la domanda di energia dal 1985 al 2018 [50].	8
1.2	Andamenti dell'intensità delle emissioni di CO ₂ e dell'intensità energetica relative al mondo, ai Paesi OECD, ai Paesi non-OECD e all'UE dal 1990 al 2017 [37].	9
1.3	Risparmi energetici cumulati al 2040 secondo gli scenari NPS e EWS [63].	11
1.4	Andamento delle emissioni di gas serra dal 1990 al 2017 [29].	17
1.5	Andamento dei consumi di energia primaria in Europa dal 1990 al 2017 [29].	18
1.6	Andamento dell'intensità energetica in Europa e in Italia dal 2005 al 2016 [30].	25
1.7	Andamento delle emissioni dei settori ETS e non-ETS dal 2005 al 2016 [20].	26
1.8	Andamento dei consumi in Italia dal 2008 al 2018 [26].	26
2.1	Produzione separata e cogenerazione a confronto [14].	30
2.2	Produzione qualificata di energia elettrica distinta per tipologia di impianto [69].	33
2.3	Distribuzione geografica della cogenerazione [69].	35
2.4	Confronto fra produzione di calore utile e potenziali tecnico ed economico ascrivibili alla CAR, ripartiti per settore di impiego. Anno di produzione 2013 [59].	44
2.5	Sistema di teleriscaldamento - schema esplicativo.	45

2.6	Tipologie di rete di teleriscaldamento. Da sx: rete ramificata, rete ad anello e rete a maglia [72].	48
2.7	Aumento della volumetria teleriscaldada dal 1972 al 2017 [45].	56
2.8	Energia termica immessa in rete distinta per tipologia di impianto - anno 2017 [45].	58
2.9	Risparmio di energia primaria fossile grazie all'utilizzo del TLR - anno 2017 [45].	59
2.10	Emissioni di CO ₂ evitate grazie all'utilizzo del TLR - anno 2017 [45].	59
2.11	Confronto fra l'energia termica prodotta e i potenziali tecnico ed economico ascrivibili al TLR, ripartiti per combustibile. Anno di produzione 2013 [59].	61
3.1	Distanza fra gli individui della popolazione iniziale e fra quelli della popolazione corrispondente alla 100esima iterazione [15].	67
3.2	Operatori genetici impiegati nella riproduzione della popolazione [15].	69
4.1	Schema tecnico della centrale termica asservita alla rete di TLR.	74
4.2	Funzionamento del CHP in tre giorni invernali.	77
4.3	Funzionamento del CHP in tre giorni estivi.	77
4.4	Funzionamento dell'accumulo in tre giorni invernali.	77
4.5	Funzionamento dell'accumulo in tre giorni estivi.	77
4.6	Funzionamento delle caldaie in tre giorni consecutivi in cui il cogeneratore è spento.	78
4.7	Cogeneratore presente in centrale.	79
4.8	Caldaie Vitomax 200 presenti in centrale.	83
4.9	Accumulo termico presente in centrale.	85
4.10	Schema dell'accumulo termico.	85
4.11	Diagramma di Sankey relativo al sistema di teleriscaldamento (dati espressi in MWh).	87
4.12	Cumulata relativa al cogeneratore.	90
4.13	Cumulata relativa alla caldaia da 11 MW _t	90
4.14	Cumulata relativa alla caldaia da 15 MW _t	90
5.1	Interfaccia del modello CHP implementato in Matlab/Simulink.	96
5.2	Blocco Motore.	98
5.3	Blocco previsto per il controllo del carico.	100

5.4	Blocco previsto per il sistema di iniezione.	100
5.5	Mappe motore - Potenza elettrica erogata (in alto) e Temperatura dei fumi di scarico (in basso).	101
5.6	Blocco previsto per la definizione delle mappe motore.	102
5.7	Blocco previsto per la combustione.	102
5.8	Blocco previsto per il bilancio energetico del motore.	103
5.9	Schema del sistema di recupero termico.	104
5.10	Blocco scambiatore SC1 olio/acqua.	106
5.11	Blocco scambiatore olio/circuito di bassa temperatura LT.	107
5.12	Blocco scambiatore SC2 acqua/acqua.	108
5.13	Blocco Radiatore presente all'interno del circuito acqua/acqua.	109
5.14	Blocco Aftercooler.	110
5.15	Blocco scambiatore SC3 fumi/acqua e camino.	111
5.16	Rendimenti del CHP al variare del carico elettrico.	112
5.17	Portata erogata dal CHP al variare del carico elettrico.	113
5.18	Consumo di combustibile - 8/01-14/01.	114
5.19	Potenza elettrica prodotta - 8/01-14/01.	114
5.20	Potenza termica prodotta - 8/01-14/01.	115
5.21	Temperatura di mandata - 8/01-14/01.	115
5.22	Consumo di combustibile - 9/07-15/07.	115
5.23	Potenza elettrica prodotta - 9/07-15/07.	115
5.24	Potenza termica prodotta - 9/07-15/07.	116
5.25	Temperatura di mandata - 9/07-15/07.	116
5.26	Blocco Caldaia.	117
5.27	Espansione del blocco Caldaie.	118
5.28	Consumo di combustibile - 11/11-18/11.	119
5.29	Portata d'acqua erogata - 11/11-18/11.	119
5.30	Blocco Accumulo termico.	121
5.31	Potenza termica erogata - 29/01-4/02.	124
5.32	Temperatura di mandata in rete - 29/01-4/02.	124
5.33	Potenza termica erogata - 9/07-15/07.	125
5.34	Temperatura di mandata in rete - 9/07-15/07.	125
5.35	Blocco Accumulo termico.	127
5.36	Potenza termica erogata - 29/01-4/02.	129
5.37	Temperatura di mandata in rete - 29/01-4/02.	129

5.38	Potenza termica erogata - 9/07-15/07.	129
5.39	Temperatura di mandata in rete - 9/07-15/07.	129
5.40	Modello della centrale termica.	130
5.41	Flow chart relativo alla logica di funzionamento simulata.	132
5.42	Confronto produzione di energia elettrica del CHP.	133
5.43	Confronto produzione di energia termica del CHP.	134
5.44	Confronto gas in ingresso al CHP.	134
5.45	Confronto produzione di energia termica delle caldaie.	135
5.46	Confronto gas in ingresso alle caldaie.	136
5.47	Confronto energia termica erogata dall'accumulo.	137
5.48	Confronto energia termica prodotta e immessa in rete da ciascuna tecnologia.	138
6.1	Flow chart relativo allo scenario <i>Pre opt.</i>	142
6.2	Flow chart relativo all'ottimizzazione implementata.	147
6.3	Flow chart relativo alla logica A_{opt}	149
6.4	Flow chart relativo alla logica B_{opt}	150
6.5	Flow chart relativo alla logica C_{opt}	151
6.6	Flow chart relativo alla logica D_{opt}	152
7.1	Confronto produzione di energia elettrica del CHP - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	155
7.2	Confronto produzione di energia termica del CHP - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	156
7.3	Confronto gas in ingresso al CHP - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	156
7.4	Confronto produzione di energia termica delle caldaie - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	158
7.5	Confronto gas in ingresso alle caldaie - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	158
7.6	Confronto produzione di energia termica erogata dall'accumulo - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	160
7.7	Confronto energia termica prodotta e immessa in rete - scenari <i>Base, Pre opt</i> e <i>Post opt.</i>	161
7.8	Confronto produzione di energia elettrica del CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	165

7.9	Confronto produzione di energia termica del CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	166
7.10	Confronto gas in ingresso al CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	166
7.11	Confronto produzione di energia termica delle caldaie - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	167
7.12	Confronto gas in ingresso alle caldaie - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	168
7.13	Confronto produzione di energia termica erogata dall'accumulo - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	169
7.14	Confronto energia termica prodotta e immessa in rete - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	170

Elenco delle tabelle

1.1	Obiettivi europei in materia di energia e clima.	13
1.2	Obiettivi europei e nazionali in materia di energia e clima attesi al 2020 e al 2030 [52].	21
1.3	Obiettivi di efficienza energetica al 2020 in termini di energia finale e primaria (Mtep) [52].	22
1.4	Risparmi conseguiti al 2018 e attesi al 2020 in seguito a interventi di efficienza energetica [54].	27
2.1	Valori soglia del rendimento globale degli impianti cogenerativi [60].	37
2.2	Valori del coefficiente di armonizzazione K [60].	40
2.3	Classificazione dei sistemi di accumulo [77].	50
3.1	Esempi applicativi degli operatori genetici [79].	70
4.1	Specifiche tecniche del cogeneratore in condizioni di funzionamento nominale.	80
4.2	Calcolo del PES, RISP e numero dei CB relativi all'anno 2018.	81
4.3	Calcolo del PES_{DH} relativo all'anno 2018.	82
4.4	Specifiche tecniche dei generatori di calore in condizioni di funzionamento nominale.	84
4.5	Specifiche tecniche dell'accumulo termico.	86
4.6	Rendimenti medi annuali del cogeneratore e delle caldaie.	88
4.7	Calcolo del PEF.	89
4.8	Calcolo del rendimento globale dell'impianto.	89
4.9	Ricavi del sistema di teleriscaldamento.	92
4.10	Costi del sistema di teleriscaldamento.	94
5.1	Confronto grandezze energetiche annuali.	137

5.2	Confronto indici energetici.	139
5.3	Confronto valutazioni economiche annuali.	139
6.1	Ricavi e costi considerati in fase di ottimizzazione.	143
7.1	Confronto grandezze energetiche annuali CHP - scenari <i>Base</i> , <i>Pre opt</i> e <i>Post opt</i>	154
7.2	Confronto grandezze energetiche annuali caldaie - scenari <i>Base</i> , <i>Pre</i> <i>opt</i> e <i>Post opt</i>	157
7.3	Confronto grandezze energetiche annuali accumulo - scenari <i>Base</i> , <i>Pre</i> <i>opt</i> e <i>Post opt</i>	159
7.4	Confronto indici energetici - scenari <i>Base</i> , <i>Pre opt</i> e <i>Post opt</i>	161
7.5	Confronto valutazioni economiche annuali - scenari <i>Base</i> , <i>Pre opt</i> e <i>Post opt</i>	162
7.6	Confronto grandezze energetiche annuali - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	164
7.7	Confronto indici energetici - logiche A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	170
7.8	Confronto valutazioni economiche annuali - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	171
7.9	Guadagno della centrale comprensivo del costo delle quote di CO ₂ - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	172
8	Errori relativi introdotti sulle grandezze energetiche annuali dai mo- delli implementati.	174
9	Contributo delle tecnologie alla produzione di energia termica si- multaneamente prodotta e immessa in rete - scenari <i>Pre opt</i> e <i>Post</i> <i>opt</i>	175
10	Definizione della priorità di funzionamento dei componenti - logiche A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}	176
11	Contributo delle tecnologie alla produzione di energia termica simul- taneamente prodotta e immessa in rete - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.	176
12	Confronto grandezze energetiche annuali - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.	177
13	Confronto valutazioni economiche annuali - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.	178

Introduzione

Negli ultimi decenni il cambiamento climatico ha destato progressiva preoccupazione a causa delle conseguenze che potrebbe determinare. Il riscaldamento globale rende ben visibile come questo fenomeno sia già in atto: ad oggi la temperatura media della Terra è aumentata di $0,85^{\circ}\text{C}$ rispetto i livelli preindustriali e la comunità scientifica annuncia che il rischio che si verifichino eventi catastrofici, con effetti su tutti gli ecosistemi, aumenterebbe esponenzialmente qualora la temperatura subisse un incremento di 2°C [9]. Le continue e crescenti emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono le principali responsabili del riscaldamento globale: contenere o arrestare la crescita delle emissioni entro e non oltre il secolo potrebbe contribuire in modo rilevante alla sua mitigazione [56]. L'attenzione si concentra in particolare sulla CO_2 , gas climalterante per eccellenza, poiché contribuisce a circa tre quarti di tutte le emissioni di GHG registrate negli ultimi anni. Oltre il 60% della CO_2 emessa ha origine antropica, in particolare il settore energetico ne è il primo responsabile a causa dell'utilizzo dei combustibili fossili. Negli anni, per rispondere ad una domanda sempre crescente, la produzione di energia ha subito un incremento, e con essa anche l'impiego delle fonti fossili, quindi la produzione di CO_2 , come si può notare in Figura 1.

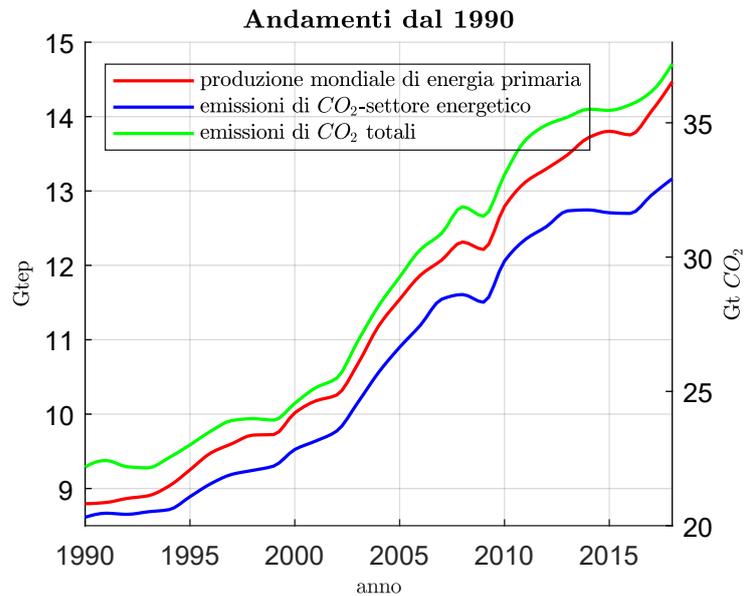


Figura 1: Andamento delle emissioni di anidride carbonica e della produzione di energia dal 1990 al 2018 [37].

Appare chiaro quanto sia fondamentale, per prevenire gli effetti più dannosi del cambiamento climatico, mettere in atto la decarbonizzazione del settore energetico, quindi incentivare all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili a scapito di quelle fossili e promuovere un utilizzo più razionale dell'energia per cercare di contenere i fabbisogni energetici.

La produzione di elettricità da fonti pulite ed efficienti porta con sé vantaggi ambientali globali (quale la riduzione delle emissioni di GHG) e locali (con il miglioramento della qualità dell'aria), pertanto si mira all'elettrificazione del sistema energetico e alla promozione della generazione distribuita.

Si cerca di coprire la domanda di energia termica principalmente mediante l'utilizzo di sistemi efficienti e più sostenibili e supportando il contributo delle fonti rinnovabili (FER) termiche, che nel 2017 risultava essere di appena il 5% [37]. Per soddisfare il fabbisogno mondiale di calore, che ammonta a circa il 51% [35] della domanda di energia mondiale totale, si incentiva un utilizzo più razionale dei combustibili fossili, quindi l'impiego di sistemi di conversione di energia efficienti. Fra questi si inserisce la cogenerazione (CHP), che produce simultaneamente energia termica ed elettrica. Considerando che l'apporto di energia primaria richiesto dai sistemi di produzione separata, a parità di calore ed elettricità ricavata, ammonta a circa il 148% [14] di quello richiesto dagli impianti cogenerativi, l'impiego di questi ultimi è promosso parallelamente all'utilizzo delle FER.

La cogenerazione è già affermata nel settore industriale, dove l'energia prodotta è autoconsumata, e recentemente sta avendo rapida diffusione anche nel settore residenziale e dei servizi, dove è impiegata per soddisfare principalmente le esigenze termiche di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria. A seconda della domanda di calore, l'impianto cogenerativo può essere installato direttamente presso l'utenza (*Micro-cogenerazione*) o può servire una rete di teleriscaldamento (TLR), che provvede, a sua volta, a fornire calore ad un bacino di utenze. Comunemente a un sistema di quest'ultimo tipo è associato un serbatoio di accumulo termico che, disaccoppiando la produzione dalla richiesta di energia, rende il funzionamento dell'impianto molto più flessibile.

Il potenziale associato all'utilizzo di impianti CHP+TLR non si limita ai soli vantaggi ambientali ed energetici: impianti del genere risultano appetibili anche da un punto di vista economico, grazie ai guadagni associati alla vendita dell'energia elettrica e dell'energia termica prodotte. Chiaramente per massimizzare i guadagni è necessario procedere correttamente al design dell'impianto e all'individuazione della strategia di funzionamento ottimale.

Il lavoro svolto in questa tesi è inserito nel contesto descritto. L'analisi si focalizza sul funzionamento di un impianto cogenerativo asservito a una rete di teleriscaldamento cui è associato un accumulo termico: nello specifico, ad una prima fase di modellazione del sistema in ambiente *Matlab/Simulink*, ne segue una in cui si esamina la strategia di funzionamento attuale del sistema e, ricorrendo all'utilizzo di un algoritmo genetico, se ne delinea quella ottimale dal punto di vista economico; segue poi un confronto *prima-dopo* per definire i margini di guadagno che derivano dal corretto funzionamento.

Il lavoro è strutturato come indicato di seguito.

Nel primo capitolo si tratta l'importanza rivestita dall'efficienza energetica nella realtà odierna. Il capitolo si apre con un inquadramento della situazione energetico-climatica attuale e prosegue con una descrizione delle principali strategie politiche adottate sia dall'Europa che dall'Italia per mitigare il cambiamento climatico e per guidare la transizione verso un settore energetico sostenibile, sottolineando il ruolo rivestito dall'efficienza energetica; segue una sintesi dei risultati conseguiti e da conseguire nel futuro immediato.

Nel secondo capitolo si analizza il ruolo della cogenerazione e del teleriscaldamento nel raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica. Dopo una descrizione generica della cogenerazione, si riporta il quadro di sintesi relativo alla sua diffusione in Italia, nonché l'importanza della Cogenerazione ad Alto Rendimento e i benefici ad essa associati. Segue una trattazione simile sul teleriscaldamento: dopo averlo definito in termini generali, viene descritta la struttura che lo compone; si analizza l'importanza da esso rivestita, nonché i benefici e gli incentivi previsti per promuoverne la diffusione. Il capitolo si chiude con un quadro di sintesi relativo alla sua diffusione in Italia.

Nel terzo capitolo è trattato il tema dell'ottimizzazione, frequentemente affrontato in ambito ingegneristico. Dopo un inquadramento generale sulla definizione dei problemi di ottimizzazione, segue una panoramica dei metodi di risoluzione e una trattazione esaustiva sugli Algoritmi Genetici, il cui impiego è sempre più frequente.

Nel quarto capitolo viene presentato il caso studio analizzato nel lavoro di tesi. Viene descritta la centrale termica sia in termini di logica di funzionamento adottata che in termini di tecnologie di produzione del calore presenti. Segue, poi, un'analisi del funzionamento dell'impianto nel 2018, effettuata sia dal punto di vista energetico che economico.

Nel quinto capitolo viene presentata la modellazione della centrale termica effettuata in ambiente *Matlab/Simulink*. Viene descritta la costruzione e la validazione dei modelli del cogeneratore, delle caldaie e dell'accumulo; segue, poi, il confronto fra il funzionamento reale e quello simulato della centrale termica, eseguito sia in termini energetici che economici.

Nel sesto capitolo viene presentato uno scenario di funzionamento dell'impianto alternativo, pensato come punto di partenza per l'ottimizzazione. Seguono la descrizione dell'ottimizzazione implementata, pensata per massimizzare il Margine Operativo Lordo della centrale, e la definizione di quattro logiche ottimizzate, costruite con i risultati dell'ottimizzazione e con l'obiettivo di esercire al meglio cogeneratore e accumulo.

Nel settimo capitolo vengono discussi i risultati del lavoro svolto. Si ha un con-

fronto fra gli scenari *Pre opt* e *Post opt*, atto a rendere evidente il contributo dell'ottimizzazione all'aumento del guadagno della centrale. Segue un confronto delle quattro logiche al fine di decretare quale fra di esse risulti la migliore per l'impianto in questione.

Seguono poi le conclusioni, i limiti e gli eventuali sviluppi futuri associati al presente lavoro di tesi.

Capitolo 1

Importanza dell'efficienza energetica nella realtà odierna

Per contrastare efficacemente e tempestivamente il cambiamento climatico è necessario apportare delle modifiche sostanziali al settore energetico che, vista l'ancora marcata dipendenza dalle fonti fossili, risulta essere la causa principale dell'aumento delle emissioni di GHG e di conseguenza della temperatura media globale terrestre. Nello specifico, l'obiettivo principale prevede il raggiungimento della completa decarbonizzazione del settore energetico entro la fine del secolo, accompagnato da una crescita economica sostenibile per non mettere a rischio la sicurezza energetica.

Affinché questo traguardo venga raggiunto, risulta necessario investire nell'uso razionale dell'energia e accrescere il contributo delle fonti energetiche rinnovabili. L'uso razionale permette di ridurre gli sprechi e induce il consumatore ad un utilizzo più consapevole dell'energia; l'impiego di tecnologie pulite ed energeticamente efficienti, invece, permette di contrastare l'utilizzo dei combustibili fossili, quindi l'emissione dei gas climalteranti. È ovvio che per raggiungere quest'obiettivo siano necessari impegno e collaborazione a livello internazionale: le scelte politiche dei Governi sono più che mai determinanti per il futuro del settore energetico mondiale, quindi per i futuri sviluppi economici e climatici.

La necessità di delineare un modello di crescita economica sostenibile dal punto di vista ambientale e climatico comincia ad essere chiara alla fine del secolo scorso. Nel 1997 la Comunità internazionale, mediante la *Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici* (UNFCCC), ha redatto il Protocollo di Kyoto, uno dei più importanti strumenti giuridici internazionali relativi alla lotta al cambiamen-

to climatico. Il trattato, sottoscritto volontariamente da oltre 180 Paesi, definisce l'impegno preso dai singoli Stati firmatari per contrastare la crescita delle emissioni di GHG. Inizialmente la validità del trattato era limitata al periodo 2008-2012, in cui ci si impegnava a ridurre le emissioni mondiali del 5% rispetto ai livelli del 1990; in seguito la validità del Protocollo è stata estesa al periodo 2013-2020, con l'obiettivo più restrittivo del -8% rispetto ai livelli del 1990. Il contributo dei singoli Stati è commisurato alla ricchezza degli stessi [31].

Nel 2015, in occasione della COP21, la Commissione internazionale ha poi redatto l'Accordo di Parigi, che vincola giuridicamente i 197 Paesi firmatari ad impegnarsi per contenere il riscaldamento globale entro i $+2^{\circ}\text{C}$ e a raggiungere la neutralità carbonica entro il secolo. L'Accordo delinea le politiche da adottare per conseguire gli obiettivi prestabiliti, fra cui impegnarsi a contenere a lungo termine l'aumento della temperatura media entro il $+1,5^{\circ}\text{C}$ e far sì che il livello delle emissioni raggiunga il suo massimo attorno al 2020 e cominci la decrescita al più presto. Inoltre, i Paesi firmatari hanno preso l'impegno di supportare una politica di crescita sostenibile nei Paesi in via di sviluppo, promuovendo azioni volte a ridurre le emissioni e a migliorare la resilienza agli impatti dei cambiamenti climatici [3].

La lotta al cambiamento climatico e l'accesso all'energia pulita rappresentano anche 2 dei 17 obiettivi (*Sustainable Development Goals*, SDGs) definiti dall'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile [71], approvata nel 2015 dalle Nazioni Unite ed entrata in vigore nel 2016. I SDGs si articolano nel complesso in 169 target da raggiungere entro il 2030; tutto ciò nasce dalla necessità di rendere sostenibile l'attuale modello di sviluppo, non solo per quanto riguarda l'aspetto ambientale ma anche quello economico e sociale; realizzare gli SDGs richiede chiaramente grande impegno da parte di tutti i Paesi, che devono definire strategie politiche vincenti e coinvolgere e sensibilizzare tutte le componenti della società [4].

Le strategie politiche quindi adottate in ambito energetico hanno avviato la transizione del settore, anche se a guardare alla ripartizione del mix energetico primario non si direbbe: le fonti rinnovabili, principalmente solare ed eolico, hanno cominciato a dare il loro contributo ma la dipendenza dall'utilizzo dei combustibili fossili è ancora marcata. Nel 2018 il loro apporto pesava per l'81%, inferiore di solo un punto percentuale a quello dato nel 1990, pari all'82% [50]. In realtà, ciò che nel tempo sta cambiando è il contributo di ogni singola fonte fossile (Figura 1.1): l'utilizzo del carbone e del petrolio è via via diminuito, mentre è aumentato considerevolmente

quello del gas naturale, che fra i combustibili fossili è il meno inquinante e per questo favorito.

Con riferimento ai dati del 2018, il petrolio continua tuttavia ad essere la fonte più utilizzata, con un contributo del 34% al mix energetico primario; seguono il carbone, che per la prima volta dopo 15 anni raggiunge il 27%, e il gas naturale con il 24%. L'apporto dell'idroelettrico è pari al 7%, seguito dal 4% del nucleare e da poco meno del 4% delle rinnovabili. Ciò che più salta all'occhio è come lentamente si stia riducendo il *gap* fra carbone e gas naturale, a conferma delle politiche di decarbonizzazione necessariamente supportate dallo *switching coal to gas* [50].

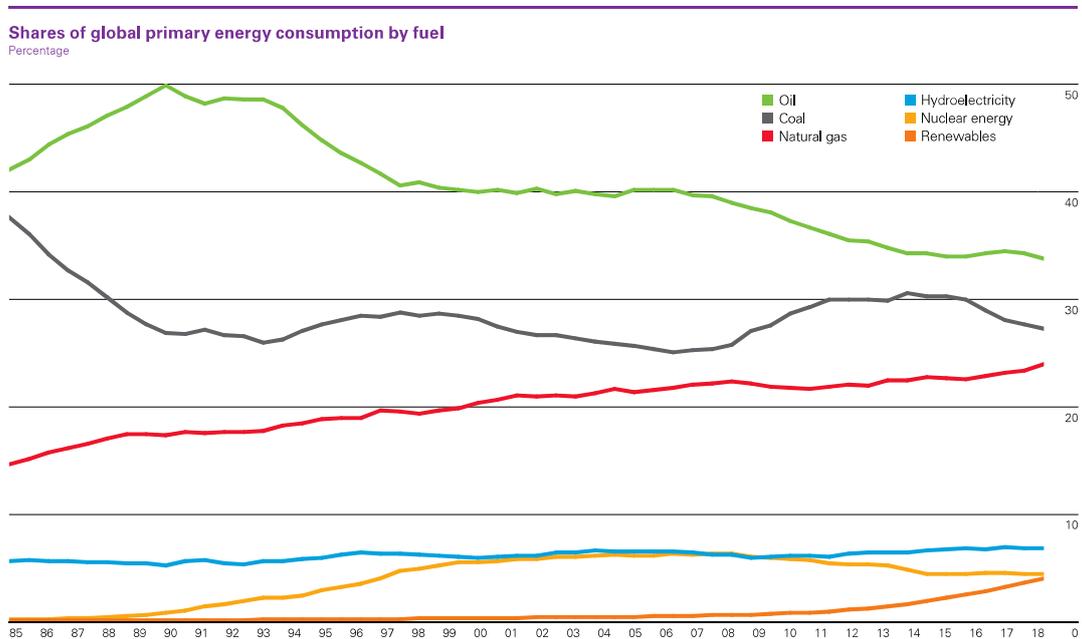


Figura 1.1: Andamento percentuale delle fonti utilizzate per soddisfare la domanda di energia dal 1985 al 2018 [50].

I consumi mondiali di energia primaria seguono ancora un trend crescente, raggiungendo nel 2018 i 13,5 Gtep¹. La domanda è stata la più alta registrata dal 2010, pari al 2,9% in più rispetto all'anno precedente; sebbene l'incremento dei consumi associati alle stagioni di riscaldamento e raffrescamento abbia dato un proprio contributo, è l'aumento della domanda di energia nei Paesi in via di sviluppo ad averne

¹Il tep è un'unità di misura dell'energia e corrisponde alla quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio. 1 tep = 11.630 kWh = 41.868 GJ.

influito maggiormente. Se nel 2018, infatti, nei Paesi OECD² il consumo di energia primaria (principalmente di gas naturale) ha subito un aumento di 82 Mtep rispetto al 2017, nei Paesi non-OECD l'incremento registrato è di 308 Mtep, precisamente di 98 Mtep di gas naturale, 85 Mtep di carbone e 47 Mtep di petrolio [50]. In questi Paesi, caratterizzati da un rapido sviluppo economico, il settore industriale è uno dei più energivori e il prezzo dell'energia è basso. Il settore economico risulta ancora accoppiato a quello energetico, motivo per cui la crescita sostenibile si prefigura ancora un traguardo lontano [24]. Le differenze fra i Paesi OECD e non-OECD sono chiare confrontando i relativi andamenti di intensità di emissione di CO₂ e di intensità energetica (Figura 1.2). L'intensità di emissione di CO₂ è qui definita come la quantità di CO₂ emessa per unità di Consumo Interno Lordo e stima quanto il settore energetico contribuisca alle emissioni di anidride carbonica. L'intensità energetica di un Paese, invece, è definita come il rapporto fra il CIL ed il PIL. È un indicatore molto importante, dal momento che evidenzia la dipendenza dello sviluppo economico dal settore energetico. Uno dei mezzi migliori per accelerare il disaccoppiamento fra i due settori è l'efficienza energetica [19]; più alto è il livello di efficienza energetica raggiunto da un Paese, più basso è il valore del relativo indicatore.

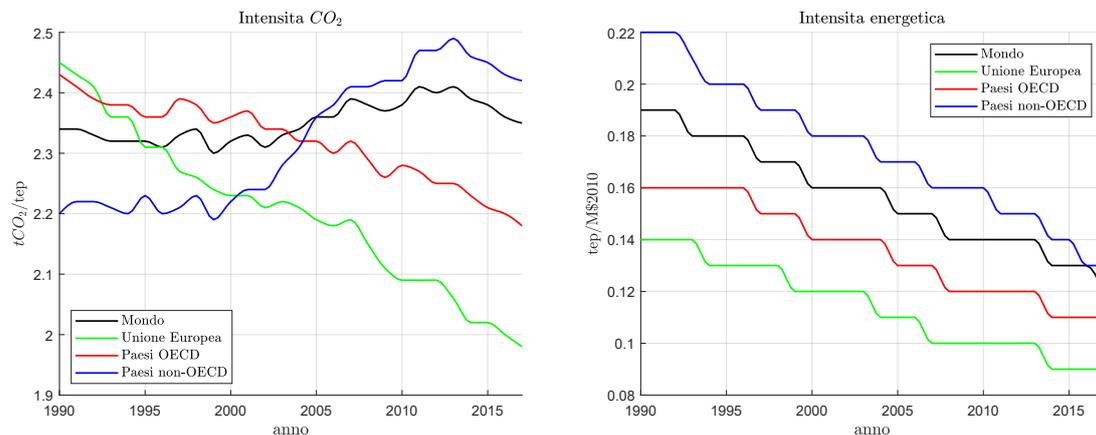


Figura 1.2: Andamenti dell'intensità delle emissioni di CO₂ e dell'intensità energetica relative al mondo, ai Paesi OECD, ai Paesi non-OECD e all'UE dal 1990 al 2017 [37].

²OECD, acronimo di *Organisation for Economic Co-operation and Development*, in italiano *Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico*, (OCSE) è un'organizzazione internazionale che lavora per definire le strategie politiche che promuovano prosperità, uguaglianza, benessere e opportunità per tutti [2]. L'OECD conta 36 Paesi, quelli che risultano avere il più alto PIL pro capite.

La dipendenza economica dei Paesi non-OECD dall'utilizzo dei combustibili fossili è lampante se si guarda il trend di crescita dell'intensità di emissione dell'anidride carbonica, invertitosi solo nel 2013 grazie alle politiche di lotta all'inquinamento; relativamente ai Paesi OECD, invece, il settore energetico ha contribuito sempre meno alle emissioni di CO₂, a conferma dell'utilizzo sempre crescente di energia pulita a scapito di quella fossile. Riguardo l'intensità energetica dei Paesi non-OECD, questa è diminuita considerevolmente (-41% dal 1990 al 2017), ma è ancora lontana da quella dei Paesi OECD risultandovi superiore di circa il 20%. Tutte le aree analizzate mostrano nel complesso un livello di intensità energetica decrescente, a conferma degli impegni presi in merito all'uso razionale dell'energia.

Vale la pena notare come il comportamento dell'Unione Europea sia fra tutti il più virtuoso: l'intensità di emissione di CO₂ è calata precipitosamente dal 1990 ad oggi, risultando inferiore del 20% circa, e l'intensità energetica ha mantenuto un livello sempre inferiore rispetto a quelli relativi al resto del mondo.

L'efficienza energetica è fortemente supportata a livello mondiale perché fra tutti risulta essere lo strumento con gli effetti più immediati: massimizzare il grado di utilizzazione dell'energia primaria consente, infatti, di ridurre gli sprechi energetici, quindi limitare il consumo delle fonti fossili e le conseguenti emissioni di GHG. L'efficienza contribuisce anche a rafforzare la sicurezza energetica di un Paese, poiché contenendo il fabbisogno di energia, riduce la dipendenza dalle importazioni estere [22].

Ad oggi, gli interventi di efficienza energetica realizzati hanno avuto effetti complessivi significativi, determinando un risparmio cumulato sui consumi finali di energia del 12% nel periodo 2000-2017; visti i potenziali di risparmio legati agli interventi di efficienza, si presume che nel futuro l'importanza di quest'ultima tenderà ad aumentare, come previsto dagli scenari futuri riportati nel *World Energy Outlook 2018* pubblicato dall'IEA³.

Secondo il New Policies Scenario⁴, l'efficienza energetica potrebbe portare a una diminuzione annuale dell'intensità energetica mondiale del 2,3% e contenere il consumo globale di energia del 30% al 2040 rispetto al tendenziale di crescita odierno.

³IEA, acronimo di *International Energy Agency*, è un'organizzazione internazionale intergovernativa fondata dall'OECD nel 1974 il cui scopo è facilitare il coordinamento energetico dei Paesi membri per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, oltre che promuovere lo sviluppo sostenibile.

⁴Il NPS prende in considerazione le policies ed i targets annunciati dai governi sino ad ora, che non permettono di raggiungere gli obiettivi previsti dall'Accordo di Parigi [42].

Secondo il Sustainable Development Scenario⁵, invece, eseguendo tutti gli interventi di efficienza energetica possibili dal punto di vista economico, si riuscirebbe a contenere l'aumento del consumo globale di energia a soli +250 Mtep al 2040, contro l'incremento di +2.900 Mtep previsto dal NPS, con una riduzione dell'intensità energetica annuale del 3,4% [42].

L'IEA ha poi definito un ulteriore scenario atto a dimostrare l'effettivo potenziale energetico dell'efficienza. Secondo l'Efficient World Scenario⁶, raddoppiando entro il 2025 e quadruplicando entro il 2040 gli investimenti annuali previsti ad oggi per l'efficienza energetica, sarebbe possibile conseguire al 2040 una riduzione dell'intensità energetica del 38% e il contenimento delle emissioni a 28,62 Gt di CO₂, pur con un aumento della domanda di energia primaria e del PIL rispettivamente del 149% e del 396% rispetto ai valori del 2017 [19].

La Figura 1.3 confronta i risparmi energetici cumulati raggiungibili al 2040 secondo gli scenari NPS e EWS.

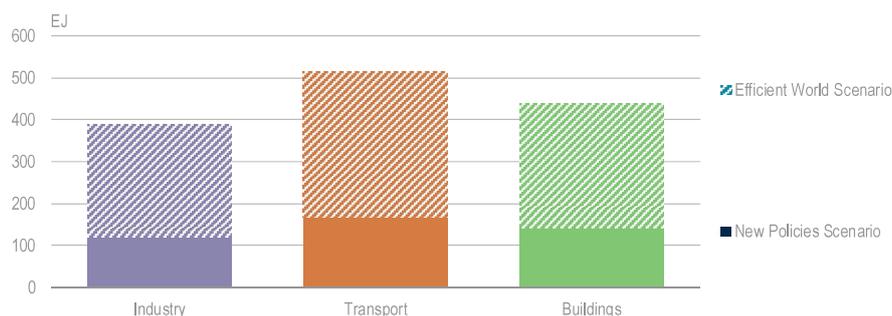


Figura 1.3: Risparmi energetici cumulati al 2040 secondo gli scenari NPS e EWS [63].

Come si può notare, con i provvedimenti previsti dall'EWS sarebbe possibile un risparmio complessivo di 390 EJ (circa 9,3 Gtep) nel settore industriale, di 513 EJ (circa 12,5 Gtep) nei trasporti e 440 EJ (circa 10,3 Gtep) nel settore residenziale e terziario (accorpati nel *Buildings*); lo scenario NPS, invece, ne assicurerebbe circa un terzo per settore. Tutti i settori economici presentano comunque un ampio potenziale di risparmio.

È possibile migliorare l'efficienza del settore dei trasporti intervenendo sulla qualità

⁵Il SDS prevede una strategia volta al raggiungimento di tutti gli obiettivi previsti dall'Agenda 2030, oltre che al raggiungimento degli obiettivi previsti dall'Accordo di Parigi [42].

⁶L'EWS prevede l'attuazione di tutti gli interventi economicamente possibili di risparmio energetico, facendo uso delle sole tecnologie presenti ad oggi sul mercato. Prevede il raggiungimento dell'obiettivo n° 7 dell'Agenda 2030 in merito all'efficienza energetica [19].

del parco auto esistente e promuovendo la *Smart Mobility*. Il recupero del calore di scarto dei processi industriali e la diffusione di processi di riscaldamento/raffrescamento elettrificati offrono ampi margini di risparmio in ambito industriale, pur essendo quest'ultimo caratterizzato dal potenziale minore; ciò dipende dal fatto che le prestazioni energetiche del settore sono le migliori rispetto a quelle degli altri due, avendo sperimentato per primo gli interventi di efficienza. Gli edifici, infine, ben si prestano ad interventi di risparmio, atti sia a ridurre il fabbisogno di energia che a impiegare sistemi di generazione di calore più efficienti [63].

1.1 Efficienza energetica in Europa

1.1.1 Strategie politiche avviate e riferimenti normativi

Il marcato interesse per il cambiamento climatico ha guidato l'Europa nella transizione verso una società a basse emissioni di carbonio e verso la definizione di un settore energetico sostenibile che possa stimolare crescita, innovazione e occupazione; il virtuosismo attribuito all'Europa, ben visibile in Figura 1.2, altro non è che il risultato del grande sforzo che l'UE sta compiendo in questa direzione [21]. La strategia politica adottata dall'UE in merito all'energia e al clima conferisce un ruolo fondamentale all'efficienza energetica (vista come una fonte di energia a se stante e pari al valore dell'energia risparmiata), tanto da inserirla fra le *Cinque Dimensioni* dell'Unione dell'energia. L'Unione ha come obiettivo garantire ai cittadini europei un'energia sicura, sostenibile e conveniente e creare un unico mercato integrato che permetta ai flussi energetici di viaggiare senza vincoli di frontiera. Essa pertanto delinea le misure da adottare per ognuna delle Dimensioni⁷ che, oltre ad essere i pilastri su cui essa si basa, devono rafforzarsi per consentire il conseguimento degli obiettivi. Queste macro-aree sono interconnesse fra loro, pertanto il progresso di una avanza parallelamente a quello delle altre.

Il miglioramento dell'efficienza energetica, infatti, possibile mediante una riduzione dei consumi e un uso più razionale e consapevole dell'energia, concorre al miglioramento della qualità ambientale (contenendo le emissioni di GHG e limitando l'inquinamento locale) e limita la dipendenza dalle importazioni energetiche, contribuendo

⁷Le altre sono: sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, decarbonizzazione e ricerca, innovazione e competitività.

sia alla decarbonizzazione che al rafforzamento della sicurezza energetica [25], [8].

La centralità dell'efficienza energetica giustifica il perché essa figuri fra gli obiettivi fissati dall'Europa per il 2020 e il 2030 (Tabella 1.1).

Gli obiettivi previsti per il 2020 sono stati definiti mediante il *Pacchetto per il Clima e l'Energia*, detto anche *Piano 20-20-20*, stilato nel 2007 ed entrato in vigore nel 2013. Gli obiettivi da conseguire nel periodo 2021-2030 sono, invece, stati definiti dal *Quadro 2030 per il Clima e l'Energia*, adottato dal Consiglio Europeo nel 2014 e rivisti poi con il *Clean Energy Package for all Europeans*⁸ [54], proposto nel 2016 e approvato nel 2018 dalla Commissione Europea.

Tutti e tre i Pacchetti sono composti dai riferimenti normativi cui l'intera Europa deve attenersi per raggiungere i target prefissati [1], [34].

Tabella 1.1: *Obiettivi europei in materia di energia e clima.*

	OBIETTIVI AL 2020	OBIETTIVI AL 2030
Miglioramento efficienza energetica (rispetto al tendenziale)	20% Direttiva 2012/27/CE	27% (aggiornato a 32,5% nel 2018) Direttiva UE 2018/2002
Riduzione emissioni GHG (rispetto ai livelli del 1990)	20% Direttiva 2009/29/CE	40% Direttiva UE 2018/842
Contributo FER	20% Direttiva 2009/28/CE	27% (aggiornato a 32% nel 2018) Direttiva UE 2018/2001

La Direttiva 2009/28/CE, aggiornata poi dalla Direttiva UE 2018/2001, oltre a definire l'obiettivo europeo in merito alle FER, assegna ad ogni Stato membro un obiettivo nazionale obbligatorio per il contributo delle fonti rinnovabili al consumo finale di energia. È inoltre prevista la possibilità di rialzare il target nel 2023 qualora risulti opportuno [25], [34].

I riferimenti normativi relativi al decremento delle emissioni sono la Direttiva 2009/29/CE e la Direttiva UE 2018/842; nello specifico, esse dispongono la riduzione

⁸Il Pacchetto aggiorna il quadro di politica energetica europea per facilitare la transizione verso l'energia pulita e per rispettare l'Accordo di Parigi; i riferimenti normativi definiscono le misure da adottare per conseguire gli obiettivi al 2030, quelli previsti dall'Unione dell'energia e le procedure da seguire per conseguire la neutralità carbonica entro il 2050).

ne delle emissioni previste per i settori ETS (*Emission Trading System*)⁹ e non-ETS (settore EDS)¹⁰ affinché siano conseguiti gli obiettivi europei previsti nel complesso per il 2020 e 2030 [1], [12].

La prima Direttiva a emanare le misure previste relativamente all'efficienza energetica è la Direttiva 2012/27/CE - anche detta *Energy Efficiency Directive*.

Le disposizioni più significative previste dall'EED sono [53]:

- la determinazione di obiettivi nazionali indicativi¹¹;
- una serie di provvedimenti inerenti alla riqualificazione degli edifici, sia pubblici che privati, e alla relativa certificazione energetica¹²;
- l'introduzione della contabilizzazione dei consumi termici e la semplificazione della relativa fatturazione e lettura;
- l'obbligo per le società energetiche di raggiungere annualmente un risparmio energetico pari ad almeno l'1,5% delle vendite finali di energia;
- l'obbligo per le grandi imprese a sottoporsi ad un audit energetico con cadenza quadriennale;
- l'introduzione dei Piani nazionali per l'efficienza energetica (PAEE), da trasmettere alla Commissione europea ogni tre anni a partire dal 2014; essi si compongono delle misure promosse a livello nazionale in merito all'efficienza energetica, quindi i risparmi attesi e quelli conseguiti;
- la promozione della cogenerazione ad alto rendimento e dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Oltre che vincolare gli Stati membri all'adozione delle misure presenti, la Direttiva dispone che essi possono scegliere di adottare ulteriori disposizioni per il miglioramento dell'efficienza energetica, quali ad esempio l'introduzione di tasse sulla CO₂

⁹Appartengono all'ETS il settore energetico, industriale e dall'aviazione, che da soli sono responsabili del 45% delle emissioni europee. Accedendo al Sistema europeo di scambio di Quote di Emissione, il settore ETS deve ridurre le emissioni del 21% e del 43% rispetto ai livelli del 2005 rispettivamente al 2020 e 2030.

¹⁰La riduzione di emissioni attesa al 2020 varia da Paese a Paese a seconda del reddito nazionale, mentre al 2030 il livello deve ridursi del 30% rispetto al 2005.

¹¹Ogni Paese membro non ha, infatti, un target da raggiungere al 2020 ma deve collaborare alla riduzione prevista a livello europeo del 20% entro il 2020.

¹²Le disposizioni in merito alla prestazione energetica degli edifici, quindi la riqualificazione, sono presenti nella Direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (EPBD) 2010/31/CE, aggiornata poi dalla 2018/844/CE.

o sull'energia, incentivi finanziari volti a supportare l'utilizzo di tecnologie a basse emissioni di carbonio, promuovere le campagne di sensibilizzazione per gli utenti, etc [32].

La domanda di energia termica richiesta in UE per soddisfare le esigenze di riscaldamento e raffrescamento, l'80% della quale richiesta dagli edifici, corrisponde a più del 50% della domanda finale di energia europea. Ciò giustifica perché l'UE ha deciso di definire le misure per ridurre il consumo finale e di investire in soluzioni di produzione e distribuzione dell'energia termica più efficienti [57]. Con la EED per la prima volta l'Europa promuove la cogenerazione e i sistemi di teleriscaldamento. In particolare, la Direttiva disponeva la valutazione da parte degli Stati membri del potenziale di applicazione di CHP e TLR mediante un'analisi costi-benefici e l'individuazione delle soluzioni più efficienti sia in termini di costi che di risorse utilizzate, quindi di procedere all'adozione di misure adeguate per il loro sviluppo. Promuovere la diffusione degli impianti cogenerativi e delle infrastrutture di teleriscaldamento conviene all'UE anche dal punto di vista ambientale, poiché i potenziali risparmi energetici si traducono in emissioni di GHG evitate [13].

La EED è aggiornata dalla Direttiva UE 2018/2002, che deve essere recepita dagli Stati membri entro giugno 2020. Le misure in essa definite sono sempre volte a contenere gli sprechi energetici, a sensibilizzare gli utenti finali ad un consumo più consapevole e a utilizzare tecnologie più efficienti per la produzione di energia [55]. In particolare, oltre a definire i nuovi obiettivi nazionali indicativi attesi al 2030 (che possono essere rialzati entro il 2023 nel caso in cui i costi dovessero diminuire come conseguenza agli sviluppi economici e/o tecnologici), la nuova Direttiva aggiorna il regime obbligatorio di efficienza, fissando a 0,8% i risparmi annuali che le società energetiche devono conseguire nel periodo 2021-2030 (e non più a 1,5%), impone delle regole più precise in merito alla misurazione e lettura dei consumi termici e prevede che i Paesi comunichino i loro obiettivi nazionali indicativi mediante il PNIEC [17].

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è un documento che ogni Paese europeo deve notificare all'Unione dell'energia con cadenza decennale a partire dal 2019 per garantire il proprio impegno nel perseguire gli obiettivi energetici e climatici definiti dall'UE. Il PNIEC è una delle misure previste dal Regolamento UE 2018/1999 relativo alla Governance dell'Unione dell'energia¹³ [52].

L'Europa promuove il miglioramento dell'efficienza energetica non solo disponendo

¹³Riferimento normativo presente nel Clean Energy package for All Europeans.

agli Stati membri le misure obbligatorie necessarie al raggiungimento degli obiettivi, ma provvedendo anche a mettere a disposizione dei sussidi economici per realizzare gli interventi. I meccanismi di supporto che l'Europa mette a disposizione per l'efficienza energetica sono un contributo fondamentale per realizzare un'economia a basse intensità di carbonio. Essi promuovono e sostengono gli interventi caratterizzati da un investimento iniziale di medio/alta intensità che ottimizzano l'uso dell'energia nei settori più energivori e quelli a più alto potenziale di risparmio. Il supporto economico agevola la realizzazione degli interventi permettendo quindi di generare risparmi addizionali rispetto ai consumi di riferimento e apportando innovazione tecnologica ai processi produttivi e agli usi finali. Ad oggi questi ultimi sono supportati del Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS) e godono del sostegno economico previsto da ulteriori programmi volti ad aiutare imprese, regioni e paesi nel miglioramento dell'efficienza. L'UE ha, inoltre, provveduto ad aumentare i fondi pubblici destinati all'efficienza energetica, necessari per conseguire gli obiettivi attesi dall'Unione dell'energia e per raggiungere i targets al 2030. Tuttavia si stima che questi non siano comunque sufficienti a coprire gli interventi previsti per il periodo 2021-2030, motivo per cui l'Europa si sta impegnando ad ottenere il supporto anche dei privati, promuovendo campagne di informazione e sensibilizzazione rivolte alle banche e agli investitori. Investire nell'efficienza energetica conviene anche dal punto di vista economico, infatti con il passare del tempo si sta constatando che i rischi associati agli investimenti legati all'efficienza energetica sono molto bassi rispetto a quelli associati ad altre tipologie di investimento [27].

1.1.2 Risultati conseguiti e attesi

L'Europa ha dimostrato grande impegno in questi anni per cercare di conseguire gli obiettivi previsti in materia di clima ed energia.

Ad un anno dal termine della prima strategia, l'unico obiettivo conseguito già nel 2014 è quello relativo alla riduzione delle emissioni di GHG, come è possibile notare in Figura 1.4.

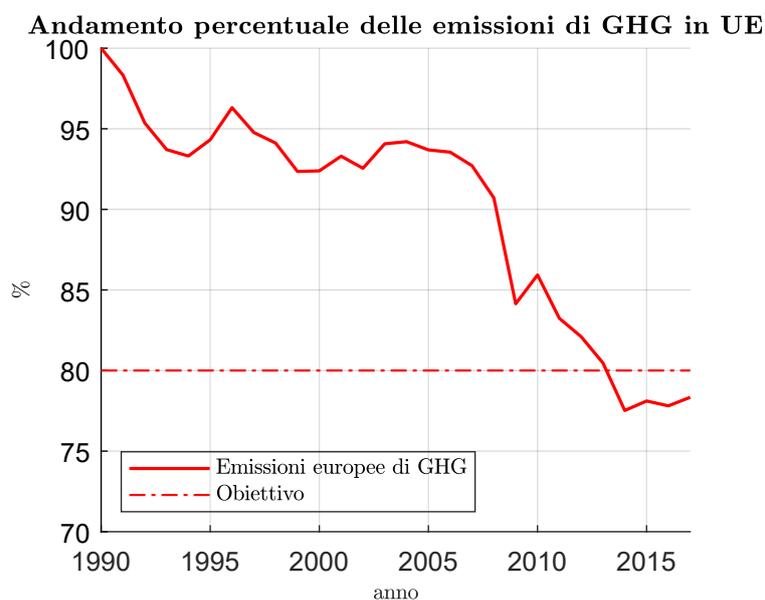


Figura 1.4: Andamento delle emissioni di gas serra dal 1990 al 2017 [29].

Nel periodo 1990-2016, si è assistito ad una decrescita del 23%, possibile grazie ai cambiamenti strutturali dell'economia, alla modernizzazione del settore industriale, alle politiche adottate sia a livello europeo che nazionale (che hanno favorito il diffondersi di tecnologie a basse emissioni di carbonio), all'utilizzo delle fonti rinnovabili e agli interventi di efficienza energetica. La riduzione del livello delle emissioni nel periodo 2008-2017 risente anche della crisi economica che ha frenato la produzione industriale [29], [33].

Nonostante il traguardo conseguito, però, i pronostici prevedono che non sia possibile il raggiungimento dell'obiettivo a lungo termine che l'Europa si è posta, pari a -80% entro il 2050: lo scenario futuro di riferimento per l'UE, delineato considerando le strategie politiche in corso e i relativi tendenziali, prevede al massimo una riduzione del 40%, motivo per cui l'UE deve continuare a rafforzare le strategie politiche energetiche [18].

L'Europa si può dire prossima al raggiungimento del target previsto per la penetrazione del rinnovabile nei consumi di energia: dal 2007, anno in cui è stato definito il *Piano 20-20-20*, al 2017, lo share è passato dal 10,6% al 17,5% con un andamento crescente pressoché costante; il progresso è stato garantito dagli sviluppi tecnologici e dall'abbassamento dei costi dei sistemi di energia rinnovabile.

Il target previsto per l'efficienza energetica risulta, invece, ancora lontano. I miglioramenti dell'efficienza previsti al 2020 e al 2030 si traducono, in termini assoluti, in

un consumo di energia primaria rispettivamente di 1.483 Mtep e 1.273 Mtep e di energia finale di 1.086 Mtep e 956 Mtep [1], [23].

Il consumo di energia è andato diminuendo gradualmente nel periodo 2007-2014, ma a partire da quell'anno è poi costantemente aumentato (Figura 1.5), sia a causa degli inverni più freddi, che hanno determinato un aumento dei consumi, che dalla ripresa dell'economia. Nel 2017 i consumi di energia primaria hanno superato il target previsto al 2020 del 5,3% (i consumi di energia finale del 3,4%).

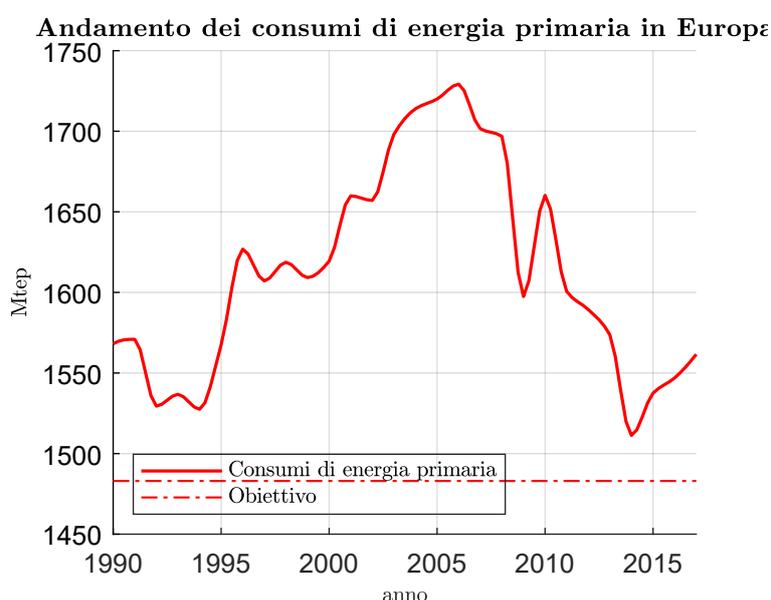


Figura 1.5: Andamento dei consumi di energia primaria in Europa dal 1990 al 2017 [29].

È necessario che il trend dei consumi inverta il suo andamento per poter ambire al raggiungimento dell'obiettivo, ovvero continuare a investire nell'efficienza energetica; l'UE ha istituito una *task force* volta a individuare gli interventi di efficienza aventi grande potenziale di risparmio in modo da poterli attuare al più presto [25]. Continuare ad investire negli interventi di efficienza energetica è fondamentale anche per altri motivi: innanzitutto per diminuire le importazioni di combustibili fossili, che dal 2000 al 2017 son passate dal 46,6% al 55,1%, per rafforzare la sicurezza energetica, per rendere l'Europa più competitiva e sostenibile e per creare occupazione [25].

Nonostante la prima strategia stia volgendo al termine, l'Europa ha dichiarato di impegnarsi a intensificare gli sforzi per realizzare un futuro a impatto climatico zero e per conseguire gli obiettivi previsti dall'Accordo di Parigi. In particolare, in

occasione del vertice delle Nazioni Unite sul clima (COP24, 2018), l'UE ha presentato la sua visione strategica *a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050*, che prevede ulteriori investimenti in tecnologie nuove e a basse emissioni di carbonio e nella ricerca, campagne di sensibilizzazione dei cittadini e aumento delle risorse economiche a supporto degli interventi da realizzare [38].

1.2 Efficienza energetica in Italia

1.2.1 Quadro normativo di riferimento

La crisi economica che ha fortemente colpito l'Italia negli anni 2000 e la sensibilità verso il problema ambientale e climatico hanno reso prioritaria la necessità di intraprendere una crescita sostenibile, per poter garantire agli italiani sviluppo e occupazione e migliorare la competitività dell'economia italiana. Il settore energetico impatta fortemente sullo sviluppo economico, motivo per cui assicurare un'energia competitiva, sostenibile e accessibile a tutti è diventata una delle sfide centrali per il Paese.

Per avere ben chiara la strada da percorrere l'Italia ha pubblicato, per la prima volta nel 2013 e successivamente nel 2017, la Strategia Energetica Nazionale (SEN). La SEN presenta i macro-obiettivi che la politica energetica vuole perseguire nel cammino di crescita sostenibile, con lo scopo di rendere il sistema energetico meno impattante dal punto di vista ambientale e un punto di forza dell'economia italiana. In particolare, la SEN prevede [68]:

- la riduzione del gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi ai livelli europei e assicurando che la transizione energetica non comprometta il settore industriale italiano ed europeo;
- il raggiungimento degli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione previsti dall'Europa sia a breve che a lungo termine, puntando al *phase out* del carbone dalla produzione termoelettrica entro il 2025, in condizioni di massima sicurezza;
- il miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento, soprattutto del gas, e la riduzione della dipendenza dalle fonti estere; il miglioramento della fles-

sibilità e della sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture energetiche presenti sul territorio;

- la strumentalità dello sviluppo del settore energetico per favorire la crescita economica sostenibile, specie delle industrie energetiche.

Fra le priorità d'azione previste dalla SEN trova spazio anche l'efficienza energetica che, con il suo miglioramento e il conseguente risparmio dei consumi, contribuisce al conseguimento di tutti i macro-obiettivi. L'Italia si impegna a promuovere e a investire nell'efficienza energetica, anche perché contenendo in modo significativo l'aumento della domanda di energia primaria e finale, essa contribuisce al raggiungimento dei risparmi attesi a livello nazionale ed europeo al 2020 e 2030 [68].

Gli obiettivi previsti per il 2020 sono indicati nella SEN 2013, mentre quelli attesi al 2030 sono prima stati definiti con la SEN 2017 e successivamente aggiornati con la proposta del PNIEC, che li ha resi coerenti con gli obiettivi previsti dalla *Road Map* europea al 2050. Di seguito se ne riportano (in Tabella 1.2) i principali.

Tabella 1.2: Obiettivi europei e nazionali in materia di energia e clima attesi al 2020 e al 2030 [52].

	OBIETTIVI 2020		OBIETTIVI 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA
Energie Rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali di Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali di Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali di Lordi per riscaldamento e raffrescamento	-	-	+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Risparmi dei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	-1,5% annuo (indicativo)	-1,5% annuo (indicativo)	-0,8% annuo (indicativo)	-0,8% annuo (indicativo)
Emissioni di Gas Serra				
Riduzione di GHG vs 2005 Settore ETS	-21%	-	-43%	-
Riduzione di GHG vs 2005 Settore non-ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva di GHG rispetto ai livelli del 1990	-20%	-	-10%	-

Le misure previste dalla Direttiva europea 2012/27/CE in merito all'efficienza energetica sono state recepite a livello nazionale mediante il Decreto Legislativo 102/2014. Il Decreto prevede che il MiSE notifichi annualmente alla Commissione UE l'avanzamento dell'efficienza energetica mediante una *Relazione annuale sui progressi realizzati nel conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e una Relazione annuale sulla cogenerazione in Italia*. L'Art.3 del medesimo D. Lgs. fissa, inoltre, come obiettivo di risparmio nazionale indicativo una riduzione sui consumi di energia primaria e finale rispettivamente di 20 Mtep e di 15,5 Mtep rispetto al 2010.

L'obiettivo di risparmio, definito più nel dettaglio nel PAEE 2014, è ripartito opportunamente fra i settori economici ed è previsto che le misure di sostegno vigenti/l'adeguamento ai nuovi Standard Normativi contribuiscano al risparmio con una quota specifica (Tabella 1.3) [54], [67].

Tabella 1.3: *Obiettivi di efficienza energetica al 2020 in termini di energia finale e primaria (Mtep) [52].*

Settore	MISURE PREVISTE NEL PERIODO 2011-2020					RISPARMI AL 2020	
	Certificati Bianchi	Detrazioni Fiscali	Conto Termico	Standard Normativi	Investimenti Mobilità	Energia Finale	Energia Primaria
Residenziale	0,15	1,38	0,54	1,60	-	3,67	5,14
Terziario	0,10	-	0,93	0,20	-	1,23	1,72
PA	0,04	-	0,43	0,10	-	0,57	0,80
Privato	0,06	-	0,50	0,10	-	0,66	0,92
Industria	5,10	-	-	-	-	5,10	7,14
Trasporti	0,10	-	-	- 3,43	1,97	5,50	6,05
Totale	5,45	1,38	1,47	5,23	1,97	15,50	20,05

L'obbligo di doversi adeguare ai nuovi Standard Normativi porterà ad avere dei risparmi in tutti i settori economici (eccezion fatta per l'industria) per un totale di 5,23 Mtep. Il settore dei trasporti può vantare degli investimenti ad hoc volti a conseguire un risparmio di 1,97 Mtep. I maggiori risparmi attesi, però, sono legati ai meccanismi di sostegno stanziati a livello nazionale a favore degli interventi di efficienza energetica.

Nello specifico, i meccanismi di incentivazione previsti sono i seguenti:

1. *Certificati Bianchi.* Entrato in vigore per la prima volta nel 2005, il meccanismo dei CB (o dei Titoli di Efficienza Energetica, TEE) è lo strumento principale adottato in Italia per promuovere l'efficienza energetica nel settore industriale. I CB attestano il conseguimento di risparmi di energia a seguito di interventi di efficienza e si distinguono in quattro tipologie, a seconda del tipo di intervento che si realizza. I titoli, ognuno dei quali equivale a 1 tep risparmiato, sono negoziabili: si possono scambiare e valorizzare sull'apposita piattaforma gestita dal GME¹⁴ o mediante contrattazione bilaterale per un periodo che va dai 3 ai 10 anni, a seconda del progetto realizzato. Accedono al meccanismo dei CB i "soggetti obbligati", ovvero i distributori di energia elettrica e gas aventi più di 50.000 utenti finali che sono forzati a conseguire determinati risparmi di energia primaria, e i "soggetti volontari" che, invece, sono coloro che decidono di realizzare interventi permessi dal meccanismo. Per adempiere agli obblighi di risparmio è possibile scegliere se realizzare effettivamente gli interventi di efficienza oppure se acquistare i TEE dagli altri soggetti ammessi al meccanismo. I TEE non sono cumulabili con altri incentivi statali,

¹⁴Gestore dei Mercati Energetici.

ma lo sono con quelli riconosciuti a livello regionale, locale o comunitario. Il DM 11 gennaio 2017 ha aggiornato il meccanismo dei CB, stabilendo gli obiettivi di risparmio energetico cumulato da conseguire nel periodo 2017-2020¹⁵ e ridefinendo i criteri e le modalità di accesso al meccanismo [10].

2. *Detrazioni Fiscali (ecobonus) per l'efficienza energetica degli edifici.* Questo meccanismo consiste in una detrazione fiscale del 65% (o del 50% a seconda dei casi) dall'Irpef o dall'Ires da ripartire in 10 rate annuali aventi lo stesso importo. La detrazione d'imposta non è cumulabile con gli altri incentivi statali previsti per lo stesso intervento, ma lo è con quelli concessi a livello regionale, provinciale e comunale [28].
3. *Conto Termico.* Il CT, introdotto per la prima volta nel 2012, incentiva gli interventi legati all'efficienza energetica e alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni. L'accesso al meccanismo è consentito sia alla PA che alle imprese e ai privati, che possono sfruttarlo per riqualificare gli edifici per migliorarne le prestazioni energetiche. Si tratta di un sostegno economico diretto, erogato dal GSE mediante rate annuali (per una durata dai 3 ai 5 anni) oppure in unica soluzione, qualora l'importo sia inferiore ai 5.000 €. Attualmente il meccanismo è stato rinnovato (Conto Termico 2.0). Gli incentivi non sono cumulabili con altri incentivi statali, ad esclusione dei fondi rotativi, fondi di garanzia e i contributi in conto interesse [16].

Oltre agli obiettivi nazionali di risparmio energetico, l'Italia è obbligata ai sensi dell'Art. 7 della Direttiva 2012/27/UE, al raggiungimento di un risparmio energetico cumulato di 25,5 Mtep di energia finale da conseguire nel periodo 2014-2020 sfruttando le diverse misure incentivanti. Fra questi, il conseguimento del 60% della quota dovrà essere garantita dal meccanismo dei CB. Questo meccanismo, infatti, ha dimostrato avere un rapporto costo-efficacia inferiore rispetto alle altre misure di sostegno, affermandosi come il primo strumento di successo.

Nel 2018 è stato poi istituito il Fondo nazionale per l'efficienza energetica: tale fondo, di natura rotativa, favorisce gli interventi di efficienza energetica concedendo garanzie su singole operazioni di intervento (cui è destinato il 30% delle risorse; il 20% degli interventi devono riguardare le reti o gli impianti di TLR e un altro 20% interventi realizzati nella PA) e finanziamenti a tasso agevolato dello 0,25% (70% delle risorse). Le agevolazioni concesse dal Fondo Nazionale sono cumulabili con

¹⁵Da 7,14 Mtep nel 2017 ci si aspetta raggiunga gli 11,19 Mtep nel 2020.

quelle previste a livello comunitario, nazionale e regionale, fino al raggiungimento di un massimo consentito [55].

L'obiettivo del Fondo è favorire il finanziamento degli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi nazionali di efficienza energetica, coinvolgendo istituti finanziari e finanziatori privati. I progetti e i programmi che potranno avere accesso al fondo sono quelli caratterizzati da un miglior rapporto costi-benefici.

1.2.2 Risultati conseguiti e attesi

L'impegno dell'Italia a favore di uno sviluppo sostenibile sta lentamente apportando le modifiche desiderate al settore energetico, tanto che il suo comportamento è ritenuto fra i migliori a livello europeo.

Guardando l'andamento mostrato in Figura 1.6 si può notare, infatti, come l'intensità energetica italiana sia inferiore alla media europea già dagli anni '90: probabilmente ciò è dipeso dal fatto che le prime politiche mirate al miglioramento dell'efficienza energetica furono introdotte negli anni '70 per contrastare il costo elevato dell'energia [71]. Il buon posizionamento di partenza, ovviamente, giustifica quanto lentamente continua a decrescere l'intensità energetica (-12,8% contro il -31,9% dell'UE nel periodo 1995-2017) nonostante l'accelerata subita a partire dal 2005, anno di introduzione dei Certificati Bianchi. Nel 2017, principalmente a causa della ripresa dei trasporti, l'intensità energetica primaria dell'Italia è aumentata, risultando superiore dell'1,8% rispetto al 2016 (0,102 ktep/M€); nel 2018, invece, il suo valore è sceso nuovamente a 0,099 ktep/M€ [55].

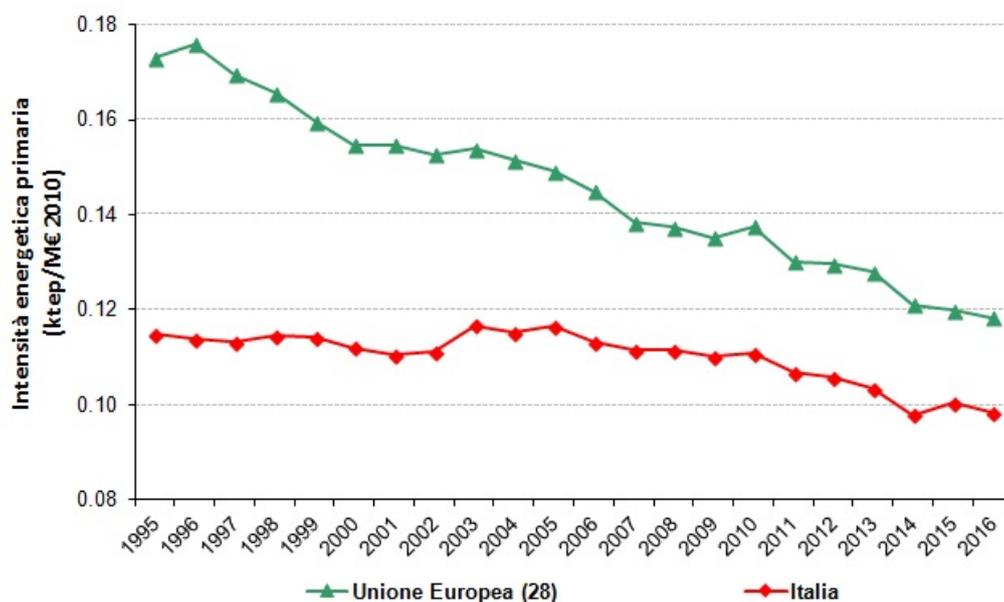


Figura 1.6: Andamento dell'intensità energetica in Europa e in Italia dal 2005 al 2016 [30].

L'intensità energetica ha contribuito, insieme con le fonti energetiche rinnovabili, a ridurre la dipendenza del Paese dalle fonti di approvvigionamento estere, che nel 2018 ha raggiunto il 74% [66].

Relativamente agli obiettivi previsti al 2020, l'Italia ha già raggiunto tutti i target nazionali attesi.

Nel 2018 le fonti rinnovabili hanno contribuito per il 18,3% al consumo lordo finale di energia, superando il target del 17% per il quinto anno consecutivo. Le FER contribuiscono sempre più alla produzione di energia e alla sostenibilità del settore dei trasporti, all'interno del quale accresce l'uso dei biocombustibili. Le FER si confermano di fatto come una risorsa strategica, sia in termini energetici che economici [66].

Anche l'obiettivo previsto per la riduzione delle emissioni è stato abbondantemente superato (Figura 1.7): il trend delle emissioni di GHG relative al settore ESD, infatti, è in costante decrescita dal 2005 e ha sempre mantenuto un livello inferiore a quello previsto dall'obiettivo. Anche le emissioni relative al settore ETS, nonostante non siano interessate da alcun obiettivo, mostrano un andamento decrescente [20].

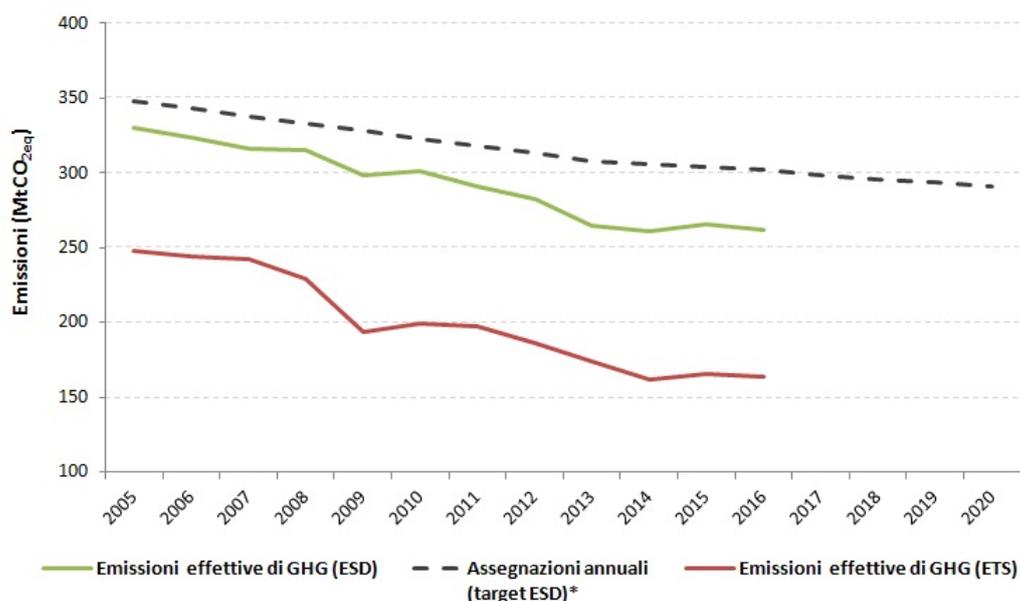


Figura 1.7: Andamento delle emissioni dei settori ETS e non-ETS dal 2005 al 2016 [20].

Il miglioramento dell'efficienza energetica del 24% si traduce, in termini assoluti, in un consumo massimo consentito di energia primaria e finale rispettivamente di 158 Mtep e 124 Mtep. L'Italia ha conseguito pienamente l'obiettivo nel 2014, come si può notare in Figura 1.8.

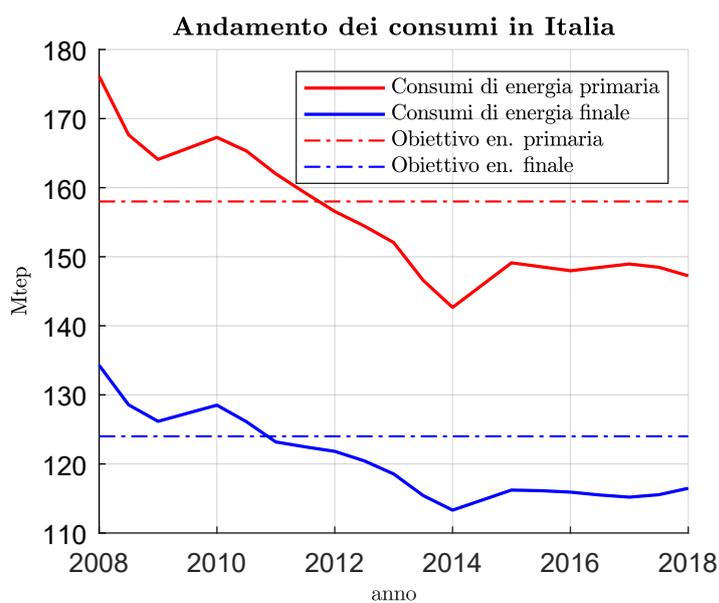


Figura 1.8: Andamento dei consumi in Italia dal 2008 al 2018 [26].

Relativamente al target indicativo di risparmio energetico definito nel PAEE 2014 e aggiornato nel PAEE 2017, gli interventi di efficienza realizzati hanno permesso di conseguire nel periodo 2011-2018 il 67% del risparmio atteso (ovvero 10,39 su 15,50 Mtep di energia finale). Tutti i settori economici sono stati interessati dagli interventi di efficienza, contribuendo ai risparmi come indicato di seguito (Tabella 1.4).

Tabella 1.4: Risparmi conseguiti al 2018 e attesi al 2020 in seguito a interventi di efficienza energetica [54].

Settore	RISPARMIO ENERGETICO (Mtep)		OBIETTIVO RAGGIUNTO (%)
	Conseguito al 2018	Atteso al 2020	
Residenziale	5,04	3,67	137,3
Terziario	0,31	1,23	25,6
Industria	2,75	5,10	54,0
Trasporti	2,29	5,50	41,6
Totale	10,39	15,50	67,0

I meccanismi di risparmio energetico che hanno contribuito in maniera significativa al risultato raggiunto sinora sono stati i Certificati Bianchi e le Detrazioni fiscali, che hanno permesso di conseguire un risparmio pari rispettivamente a 2,79 Mtep e 2,76 Mtep [54].

Affinché l'Italia possa perseguire gli obiettivi in materia di energia e clima stabiliti per il 2030, la SEN 2017 prevede un investimento aggiuntivo del valore di 175 miliardi di euro, di cui 110 miliardi € destinati ad interventi di efficienza energetica, visti i promettenti potenziali di risparmio energetico ed economico che li caratterizzano. In particolare, gli interventi si focalizzeranno sul settore residenziale e terziario, per i quali sono stanziati rispettivamente 43 e 37 miliardi €: ciò non stupisce, considerato che sono i settori caratterizzati dalla domanda di energia finale più alta. La strategia prevede di investire nell'impiego di tecnologie efficienti legate alla produzione e alla distribuzione di energia termica, come la cogenerazione CAR, l'autoproduzione da FER o da micro-cogenerazione, l'allaccio alle reti di teleriscaldamento, che sono tutte tecnologie dal potenziale di risparmio elevato [49]. Ad oggi gli interventi di efficienza legati all'utilizzo del calore prodotto da cogenerazione CAR potrebbero portare ad un risparmio energetico di ben 118 TWh, realizzabile per il

49% nel residenziale e per il 13% nel terziario; ciò chiarisce ancor di più perché la strategia preveda di investire in questi settori, in cui la cogenerazione è ancora poco coinvolta, con un contributo del 24% al calore da essi richiesto (Il calore CAR è largamente impiegato nell'industria). Un'altra infrastruttura dal potenziale energetico non indifferente è il teleriscaldamento, che potrebbe portare al conseguimento di un risparmio pari a 30 TWh. Di questi, il 78% è legato alle reti servite da impianti di combustione tradizionali; investire nelle infrastrutture di TLR, quindi, comporta anche un vantaggio ambientale legato alle emissioni di CO₂ evitate [49], [55].

Capitolo 2

Ruolo di cogenerazione e teleriscaldamento

L'importanza del risparmio energetico sta portando allo sviluppo e alla diffusione di tecnologie efficienti e a basse emissioni di carbonio. Fra queste, la cogenerazione e il teleriscaldamento sono quelle caratterizzate da potenziali di risparmio energetico ed economico più elevati, motivo per cui l'Unione Europea e l'Italia ne riconoscono l'importanza e il ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica.

2.1 Cogenerazione

2.1.1 Generalità

Il termine *Cogenerazione* fa riferimento alla produzione combinata e simultanea di energia meccanica/elettrica e termica ottenute da un impianto alimentato dalla stessa energia primaria. Guardando alle sole fonti fossili, l'elettricità è generalmente prodotta dalle centrali termoelettriche e l'energia termica dalle caldaie; gli impianti cogenerativi, producendole entrambe, innalzano il grado di utilizzazione del combustibile, sfruttando i livelli termici più alti per generare energia meccanica/elettrica e quelli più bassi per produrre calore. A parità di calore ed elettricità prodotti, la produzione cogenerativa richiede in ingresso quantità di energia primaria più contenute rispetto alla produzione separata [60]. In Figura 2.1 si può osservare, infatti, che:

- per produrre 45 unità di energia termica un impianto di generazione di calore tradizionale richiede in ingresso 53 unità di energia primaria;
- per produrre 38 unità di energia elettrica una centrale termoelettrica richiede in ingresso 95 unità di energia primaria;
- per produrre 38 unità di energia elettrica e 45 unità di energia termica un impianto cogenerativo richiede in ingresso 100 unità di energia primaria.

Questi impianti utilizzano 48 unità di combustibile in meno, corrispondenti a un risparmio di energia primaria di circa il 30%, risultato possibile grazie all'elevato rendimento che li caratterizza, che può arrivare perfino all'80/85%.

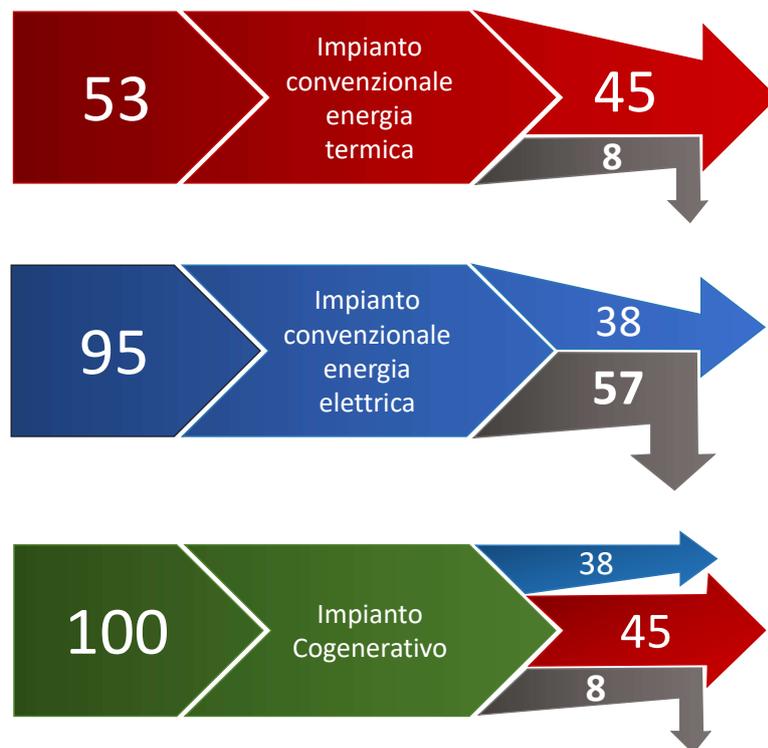


Figura 2.1: Produzione separata e cogenerazione a confronto [14].

Ci sono vari vantaggi legati all'utilizzo della cogenerazione, non solo dal punto di vista energetico, ma anche dal punto di vista ambientale ed economico [60]; rispetto alla produzione separata, la cogenerazione favorisce:

- il risparmio economico, ottenuto grazie al minor consumo di combustibile;

- un ridotto impatto ambientale, a seguito del minor consumo di combustibile - quindi di emissioni di GHG - e della bassa percentuale di calore disperso in ambiente;
- il contenimento delle perdite di trasmissione e distribuzione del sistema elettrico, dal momento che l'elettricità è autoconsumata o immessa in rete nei pressi dello stesso impianto cogenerativo;
- la sostituzione di sistemi di produzione termica meno efficienti e più inquinanti, quali ad esempio le caldaie.

La cogenerazione è comunemente impiegata laddove c'è simultaneità di richiesta di elettricità e calore.

Nel settore industriale è una tecnologia già affermata, perché l'autoproduzione (e quindi l'autoconsumo) di energia elettrica e termica risulta economicamente conveniente. I principali siti industriali in cui trova impiego la cogenerazione sono:

- industria alimentare;
- cartiere;
- industria chimica;
- industria tessile;
- industria ceramica/edilizia.

La cogenerazione trova impiego anche nel settore terziario, caratterizzato da una domanda di elettricità e calore spesso elevata e simultanea. Le applicazioni più comuni riguardano:

- centri commerciali;
- alberghi;
- ospedali;
- centri sportivi.

Ultimamente la tecnologia va diffondendosi anche nel settore residenziale, sia come impianto installato presso le singole utenze (si parla quindi di piccola cogenerazione o micro-cogenerazione, con una potenza elettrica complessiva inferiore ad

1 MW_e), sia come soluzione abbinata al teleriscaldamento, quindi riguardante un bacino di utenze. La diffusione che interessa questo settore avviene lentamente: i carichi elettrici e termici sono caratterizzati da forte variabilità e scarsa simultaneità, gli iter autorizzativi sono ancora onerosi e i costi legati alla realizzazione di infrastrutture di teleriscaldamento ancora elevati [60].

La produzione simultanea di elettricità e calore implica che, qualora la domanda dell'utenza non sia massima, si abbia un eccesso di una delle due forme di energia (o di entrambe). L'eccesso di elettricità è possibile "smaltirlo" con la vendita alla rete nazionale ad un prezzo al kW inferiore al costo di produzione oppure con l'accumulo in apposite batterie per poi poterlo sfruttare in un altro momento. L'eccesso di calore, invece, viene disperso in ambiente oppure accumulato in appositi sistemi. I serbatoi di accumulo aumentano la flessibilità dell'impianto, ma sono tutt'altro che economici, motivo per cui la progettazione di un impianto cogenerativo non sempre ne prevede l'impiego [74].

È possibile evitare di produrre grandi quantità di calore in eccesso sottodimensionando l'impianto, assicurando così che gran parte dell'energia termica prodotta venga sfruttata come calore utile e provvedendo a soddisfare i picchi di richiesta con sistemi ausiliari (caldaie e serbatoi di accumulo, questi ultimi se convenienti). Sottodimensionare l'impianto comporta che esso operi per un numero di ore elevato e in condizioni prossime a quelle nominali, mantenendo valori di rendimento elevati.

I fluidi termovettori impiegati nella produzione dell'energia termica sono differenti a seconda degli usi cui è destinato il calore: generalmente negli impianti industriali esso è prodotto a livelli termodinamici elevati (alte pressioni e temperature) sotto forma di vapore, di aria calda o di altro fluido diatermico. Nei siti civili, invece, generalmente il fluido termovettore è acqua calda a temperatura relativamente bassa, dal momento che lo si richiede per esigenze di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria [60].

2.1.2 Cogenerazione in Italia

I dati più recenti riguardo la cogenerazione in Italia risalgono all'anno di produzione 2017 [69].

Il numero di unità cogenerative risulta pari a 1.737, in aumento del 9% rispetto al 2016. L'89,4% è di tipo motore a combustione interna (MCI), che è la tecnologia che

caratterizza gran parte delle nuove unità installate. Si tratta, tuttavia, di impianti di piccola taglia, motivo per cui la capacità di generazione non ha subito grande variazione rispetto all'anno precedente. Quest'ultima nel 2017 ammonta a 13.233 MW, il 79,4% della quale è ascrivibile a impianti turbogas a ciclo combinato con recupero di calore (CC), aventi una capacità di generazione media pari a 162 MW (circa 10 volte superiore a quella media degli altri impianti).

L'energia elettrica lorda e il calore prodotti nel 2017 ammontano, rispettivamente, a 58.722 GWh e a 36.076 GWh. Gli impianti turbogas a ciclo combinato con recupero di calore risultano la prima tecnologia nella produzione di energia: essi contribuiscono per il 78,5% alla generazione dell'elettricità e per il 62,0% a quella del calore. Segue poi il contributo dei motori a combustione interna, pari al 12,9% per l'energia elettrica e al 16,2% per la termica [69].

Di tutta l'energia elettrica lorda prodotta dagli impianti cogenerativi il 51,3% risulta qualificabile come cogenerativa¹⁶, qui definita *di alto rendimento*.

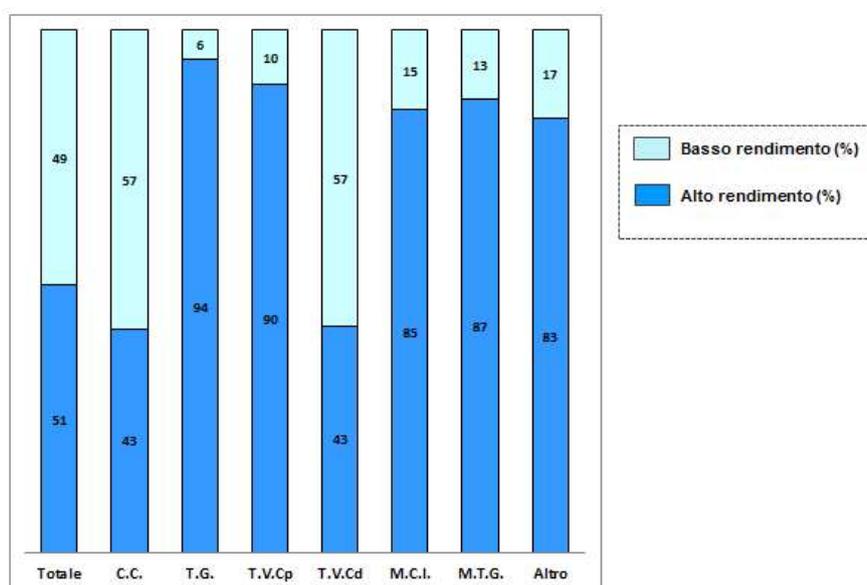


Figura 2.2: Produzione qualificata di energia elettrica distinta per tipologia di impianto [69].

¹⁶Si veda paragrafo successivo.

In Figura 2.2¹⁷ si può notare che:

- l'energia elettrica prodotta come cogenerativa dalle TVC_p è molto maggiore di quella prodotta dalle TVC_d perché le prime hanno un rendimento molto maggiore rispetto alle seconde (83,5% contro 58,1%);
- l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa prodotta da CC e TVC_d è inferiore al 50%, come conseguenza del basso rendimento di primo principio (rispettivamente pari a 65,4% e 58,1%) e dell'elevato indice elettrico¹⁸;
- l'elevata percentuale di energia elettrica di alto rendimento delle TVC_p, TG, MCI e MTG è dovuta all'elevato rendimento (rispettivamente 83,5%, 80,7%, 71,3% e 70,6%) che caratterizza queste tecnologie.

Relativamente ai combustibili utilizzati, le unità cogenerative sono alimentate per l'84,3% con il gas naturale¹⁹, che risulta essere la prima fonte di energia primaria (se non l'unica) di tutte le tecnologie impiegate, eccezion fatta per gli impianti di turbina a vapore con estrazione di vapore, alimentati per l'87,9% da rifiuti, e per gli impianti di turbina a vapore a contropressione, alimentati per il 65,6% da carbone. Sebbene l'utilizzo delle fonti rinnovabili come biomassa secca, biogas, etc sia ancora irrilevante, sta comunque crescendo [69].

Nell'anno 2016 il risparmio associato all'impiego della cogenerazione piuttosto che della produzione separata è risultato pari a 1,91 Mtep (-13,6%), di cui 1,28 Mtep derivante dal solo utilizzo degli impianti CC e 0,28 Mtep dall'impiego di MCI; tutte le altre tecnologie contribuiscono complessivamente a un risparmio pari a 0,35 Mtep.

Per quanto riguarda i settori di impiego, risulta che il 76% del calore utile prodotto da CAR sia destinato al settore industriale, in particolare per il 30% alla raffinazione e il 46% agli altri settori; il restante 24% è invece impiegato in ambito residenziale e civile, veicolato principalmente da infrastrutture di teleriscaldamento²⁰ [59].

¹⁷CC = turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore; TVC_p = turbina a vapore a contropressione; TVC_d = turbina a vapore a estrazione di vapore; TG = turbogas con recupero di calore; MCI = motore a combustione interna; MTG = microturbina a gas; Altro = motore Stirling, motore a vapore, ciclo Rankine organico,...

¹⁸Rapporto fra l'energia elettrica lorda e il calore utile.

¹⁹Si include nel conteggio del gas naturale anche l'apporto dato da GPL e GNL.

²⁰Gli ultimi dati sono aggiornati al 2013.

Analizzando la diffusione territoriale della cogenerazione, si evince che essa risulta essere maggiormente diffusa, sia in termini di unità che di capacità, nel Nord Italia, indice dello stretto legame fra impianti cogenerativi e industria; la potenza media, invece, è maggiore nelle isole e nel Sud Italia. Gli impianti più diffusi in ogni regione in termini di unità sono i MCI, mentre i CC lo sono in termini di capacità (Figura 2.3).

Relativamente al risparmio di energia primaria conseguito mediante la cogenerazione, le regioni più virtuose risultano essere Piemonte, Lombardia e Puglia.

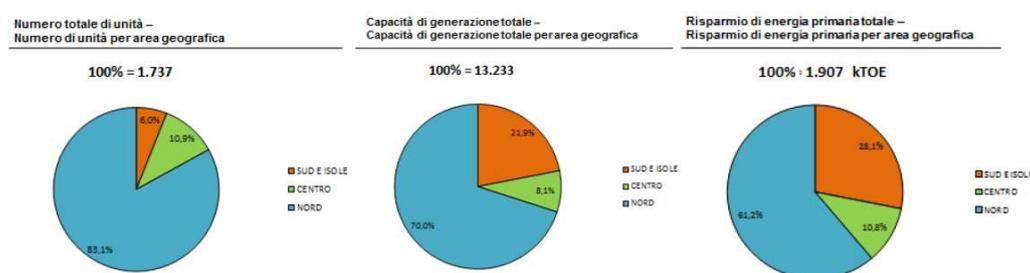


Figura 2.3: Distribuzione geografica della cogenerazione [69].

2.1.3 Cogenerazione ad Alto Rendimento

2.1.3.1 Quadro normativo di riferimento

Il Parlamento Europeo ha riconosciuto l'importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto. La Direttiva 2004/8/CE definisce per la prima volta un quadro per la promozione e lo sviluppo della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), basato sulla domanda di calore utile²¹ e del potenziale risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali [58].

Tale Direttiva è stata recepita a livello nazionale con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20, che riformula la definizione di CAR da adottare dal 1° Gennaio 2011²², che fa riferimento al concetto di risparmio di energia primaria, il *Primary*

²¹Definito come il calore prodotto in un processo cogenerativo per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, ovvero non superiore al fabbisogno di calore [60].

²²Fino a quel momento la condizione di CAR era quella definita da ARERA con la deliberazione n.42/02.

Energy Saving. Il PES rappresenta il risparmio che la cogenerazione permette di conseguire rispetto alla produzione separata per produrre le medesime quantità di energia elettrica e termica [60].

Il Decreto introduce, inoltre, il concetto di Garanzia d'Origine per l'energia elettrica prodotta da impianti funzionanti CAR (GOc), rilasciata dal GSE²³ su richiesta del produttore a dimostrazione del fatto che l'elettricità è effettivamente prodotta da un impianto cogenerativo che soddisfa i requisiti CAR. La GOc può essere rilasciata a patto che l'energia elettrica prodotta in condizioni CAR sia non inferiore a 50 MWh/anno. Altri benefici introdotti dallo stesso decreto riguardano le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano, il diritto ad accedere al servizio di "scambio sul posto" per impianti CAR con potenza nominale fino a 200 kW, la possibilità di vendere l'energia in eccesso e una semplificazione delle procedure di autorizzazione per costruire ed esercire gli impianti cogenerativi [60].

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011 completa il recepimento della Direttiva 2004/8/CE integrando il D. Lgs 8 febbraio 2007 n.20 al quale sostituisce gli allegati. In particolare, l'Allegato II descrive la procedura da seguire per il calcolo delle grandezze coinvolte nella valutazione del PES; l'Allegato III introduce, invece, la procedura di calcolo del PES e ne impone i valori minimi. Affinché un impianto venga qualificato come CAR è necessario che esso comporti i seguenti risparmi:

- PES > 0% nel caso di unità di micro-cogenerazione ($P_e < 50$ kW) o di piccola cogenerazione ($P_e < 1$ MW);
- PES > 10% nel caso di unità cogenerative più grandi ($P_e > 1$ MW).

Va precisato che la valutazione del PES fa riferimento ad un' *Unità cogenerativa*, definita come *quella parte dell'impianto che in condizioni di esercizio funziona indipendentemente dal resto dell'impianto di cogenerazione* [60]. Si fa riferimento ai soli confini energetici, non badando alla collocazione fisica dei singoli componenti dell'impianto.

La procedura di calcolo del PES prevede quattro step:

1. definizione dei confini dell'unità di cogenerazione;
2. calcolo del rendimento dell'unità di cogenerazione;

²³Gestore dei Servizi Energetici.

3. dimensionamento dell'unità virtuale;
4. calcolo del PES.

Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione Questo step è fondamentale per definire correttamente le grandezze energetiche utili al calcolo del rendimento globale dell'impianto, che sono l'energia elettrica e meccanica lorda prodotta dall'unità ($E_{unità}$), l'energia termica di alimentazione immessa nell'unità, con riferimento al potere calorifico inferiore del combustibile ($F_{unità}$) e il calore utile prodotto calcolato al netto di quello disperso in ambiente senza alcun impiego (H_{chp}). H_{chp} è definito utile se è fornito per scopi utili a una o più utenze o se è impiegato nei processi industriali [60].

Calcolo del rendimento dell'unità di cogenerazione Il rendimento dell'unità di cogenerazione deve risultare superiore a un valore soglia, differente a seconda della tipologia di unità (Tabella 2.1).

Tabella 2.1: Valori soglia del rendimento globale degli impianti cogenerativi [60].

$\eta_{globale} \geq 0,75$	$\eta_{globale} \geq 0,80$
Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Motori Stirling	
Pile a combustibile	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Motori a vapore	
Cicli Rankine organici	
Microturbine	
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore

Il rendimento globale è definito come:

$$\eta_{globale,unità} = \frac{E_{unità} + H_{chp}}{F_{unità}} \quad (2.1)$$

Se il rendimento così calcolato dovesse essere inferiore al rispettivo valore di soglia, parte dell'elettricità non è qualificabile come cogenerativa e risulta necessario dimensionare l'unità virtuale [60].

Dimensionamento dell'unità virtuale L'unità virtuale è quella che, a parità di calore utile cogenerato H_{chp} , produce una quantità di energia elettrica E_{chp} (energia qualificabile come cogenerativa) e consuma una quantità di energia primaria F_{chp} tali per cui il rendimento globale risulta pari al valore di soglia previsto per quella tipologia di impianto. La procedura di calcolo prevista per determinare E_{chp} e F_{chp} è riportata nell'Allegato II [60].

Calcolo del PES La formula di calcolo del risparmio dell'energia primaria è la seguente:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_\eta}{RefH_\eta} + \frac{CHPE_\eta}{RefE_\eta}} \right) \cdot 100\% \quad (2.2)$$

Con:

- $CHPH_\eta = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$;
- $CHPE_\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$;
- $RefH_\eta$ pari al rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, che differisce a seconda del livello termodinamico cui si produce il calore;
- $RefE_\eta$ pari al rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica. Il valore deve essere corretto a seconda delle condizioni climatiche del sito di installazione e delle perdite di tensione sulla rete.

I valori di riferimento per la produzione separata di energia e calore sono stati aggiornati per l'ultima volta con il *Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015*, che li differenzia a seconda del combustibile utilizzato nell'unità e dalla data di entrata in esercizio della stessa.

Se il PES così calcolato risulta superiore ai limiti imposti, l'unità virtuale di cogenerazione soddisfa la condizione di funzionamento in modalità CAR e può godere dei benefici previsti [60].

2.1.3.2 Benefici previsti per la Cogenerazione riconosciuta CAR

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 istituisce il regime di sostegno previsto per la cogenerazione CAR e stabilisce le condizioni e le procedure per accedervi. Come precisato all'Art. 4, le unità hanno diritto, per ciascun anno solare in cui risultano soddisfare i requisiti CAR, al riconoscimento di un certo numero di Certificati Bianchi di tipo II proporzionali al risparmio energetico realizzato nell'anno in questione e così calcolato:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{E,RIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{T,RIF}} - F_{chp} \quad (2.3)$$

in cui:

- RISP, espresso in MWh, è il risparmio di energia primaria realizzato dall'unità di cogenerazione nel periodo di rendicontazione;
- E_{chp} e F_{chp} , espresse in MWh, sono l'energia elettrica/meccanica prodotta e l'energia primaria utilizzata dall'unità virtuale nel periodo di rendicontazione;
- $\eta_{E,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrico italiano, che vale 0,46. Il valore è poi da correggere a seconda delle condizioni climatiche e delle perdite di tensione sulla rete;
- $\eta_{H,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, differente a seconda che si utilizzi l'energia termica dei gas di scarico (0,82) o di acqua calda o vapore (0,90).

A partire dal risparmio conseguito si determina il numero di Certificati Bianchi (espresso in tep) cui ha diritto l'unità cogenerativa in questo modo:

$$CB = RISP \cdot 0.086 \cdot K \quad (2.4)$$

Il valore del coefficiente di armonizzazione dipende dalla potenza media dell'unità di cogenerazione (Tabella 2.2):

Tabella 2.2: Valori del coefficiente di armonizzazione K [60].

Potenza	K
$P \leq 1$ MW	1,4
$1 \leq P \leq 10$ MW	1,3
$10 \leq P \leq 80$ MW	1,2
$80 \leq P \leq 100$ MW	1,1
$P \geq 100$ MW	1

Il valore del CB è quello fissato dall'AEEG per le imprese distributrici, vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità e costante per tutta la durata del periodo di incentivazione.

L'Art. 3 del medesimo Decreto precisa le condizioni che devono verificarsi per accedere al meccanismo, nonché la sua durata, differenti a seconda dell'anno in cui l'unità è entrata in funzione [60]:

- le unità entrate in esercizio (sia per nuova costruzione che per rifacimento) dal 1° gennaio 2011 sono considerate CAR secondo i criteri indicati nel Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011. La durata massima dell'incentivo prevista è di 10 anni;
- le unità entrate in esercizio (sia per nuova costruzione che per rifacimento) tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010 che non risultano CAR secondo i criteri indicati nel Decreto Ministeriale 4 agosto 2011, sono comunque considerate cogenerative se rispondono alle condizioni e ai criteri stabiliti dalla Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.²⁴; i benefici economici sono riconosciuti secondo le modalità definite dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 e la durata massima dell'incentivo è di 10 anni;
- le unità entrate in esercizio (sia per nuova costruzione che per rifacimento) dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, riconosciute cogenerative secondo le norme vigenti alla data di entrata in esercizio, accedono ai benefici economici secondo le modalità definite dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 nei limiti e nelle condizioni indicati all'articolo

²⁴La Delibera 42/02 stabilisce che un impianto può essere considerato cogenerativo se l'Indice di Risparmio Energetico (IRE), riferito al risparmio di energia conseguita a seguito della produzione combinata di energia e calore, e il Limite Termico (LT), relativo al rapporto fra il calore utile e il calore totale prodotto dall'impianto, superano dei valori limite aggiornati periodicamente.

29, comma 4, del Decreto Legislativo n. 28 del 3 Marzo 2011, (ovvero con un riconoscimento del numero dei CB pari al 30% rispetto agli altri impianti). È prevista una durata massima dell'incentivo di cinque anni.

Accedono al meccanismo dei Certificati Bianchi, per una durata massima di quindici anni, anche le unità di cogenerazione risultanti in esercizio dal 7 marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento.

I Certificati Bianchi possono essere oggetto di scambio e contrattazione oppure ritirati direttamente dal GSE ad un prezzo fisso e pari a quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità, se posteriore al 5 settembre 2011, altrimenti pari a quello vigente al 5 settembre 2011. Nel periodo 2006-2018, il meccanismo ha certificato nel complesso un risparmio addizionale di energia primaria pari a circa 27 Mtep e ha riconosciuto oltre 51,3 milioni di TEE [55].

Oltre al sostegno dei CB, le unità di cogenerazione godono di altri benefici, fra cui [51]:

- la possibilità di ottenere agevolazioni tariffarie come per gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili;
- la priorità di dispacciamento rispetto all'elettricità prodotta mediante impianti convenzionali a patto che l'energia elettrica qualificabile cogenerativa risulti non inferiore al 50% dell'energia elettrica totale prodotta;
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto per unità di potenza inferiore a 200 kW_e;
- condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete;
- la defiscalizzazione del gas naturale;
- la riduzione dell'aliquota IVA al 10% per il gas naturale impiegato nella produzione di energia elettrica;
- l'esonero dall'obbligo di acquisto di Certificati Verdi²⁵, previsto per produttori e importatori di energia da fonti non rinnovabili per quantità maggiori di 100 GWh [59].

²⁵I certificati Verdi costituiscono un meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dal 2016 il meccanismo è stato sostituito da una nuova forma di incentivazione, come previsto dal DM 6 luglio 2012. 1 CV = 1 MWh [11].

2.1.3.3 Potenziale di sviluppo della Cogenerazione riconosciuta CAR

Il potenziale di sviluppo CAR viene valutato sia in termini energetici che economici [59].

La valutazione energetica permette di stimare il risparmio di energia ascrivibile agli impianti CAR qualora impiegati, laddove se ne dimostra la convenienza, per la produzione di calore utile alternativamente ai sistemi di generazione termica tradizionali. Va chiarito che il potenziale tecnico non tiene conto di eventuali vincoli di natura economico-finanziaria. La procedura di valutazione del potenziale tecnico consta principalmente di tre fasi. Il primo step prevede una caratterizzazione preliminare, per ogni settore economico considerato, dei bacini di utenze aventi profili di carico simili e il dimensionamento del fabbisogno termico ed elettrico richiesto sia a livello individuale che collettivo, considerando gli scenari di sviluppo della domanda di calore nei prossimi 10 anni. Il secondo step prevede di definire il livello di penetrazione della cogenerazione nella produzione di calore utile mediante la caratterizzazione degli impianti cogenerativi esercenti (quindi classificarli per caratteristiche tecniche, parametri di funzionamento, etc). L'ultimo step prevede di dimensionare gli impianti cogenerativi per ogni utenza-tipo, simularne il funzionamento, quindi individuare la quantità di calore utile e di energia elettrica qualificabili come cogenerativi che vengono prodotti.

Oltre alla fattibilità tecnica, è di fondamentale importanza anche quella economica perché permette di comprendere quanto sia effettivamente possibile l'impiego di un impianto cogenerativo. Fra le tante voci economiche da tenere in considerazione, quelle che più di tutte si distinguono sono il costo di investimento iniziale e la tariffazione applicata ai vettori energetici. Il costo di installazione è elevato rispetto a quello di un generatore termico tradizionale. Per ammortizzare questo costo, quindi avere tempi di ritorno relativamente brevi, è opportuno far funzionare l'impianto in condizioni di funzionamento ottimali per un elevato numero di ore all'anno (minimo 3.500-4.000 h); per quanto riguarda, invece, la tariffa di energia elettrica e gas, è di fondamentale importanza avere la possibilità di cedere a prezzi vantaggiosi l'elettricità prodotta in eccesso e di acquistare il combustibile a condizioni agevolate, quindi con le accise ridotte. La fattibilità economica, inoltre, aumenta qualora si abbia la possibilità di usufruire di sostegni economici [58].

La quota di fattibilità è stimata per ogni impianto in funzione del valore attuale netto (VAN) e del tasso interno di rendimento (IRR); il potenziale economico viene poi calcolato per ogni impianto come il prodotto fra la percentuale di fattibilità e il

potenziale tecnico che lo caratterizzano.

I risultati più recenti, relativi al 2013, dimostrano che i potenziali tecnico ed economico CAR ammontano rispettivamente a 117.746 GWh e 49.120 GWh, contro una produzione effettiva di calore utile di 31.331 GWh (Figura 2.4). Come si può notare, il potenziale tecnico è quasi 2,5 volte maggiore rispetto a quello economico, indice del fatto che i costi legati agli impianti cogenerativi CAR sono ancora elevati. Il potenziale risulta ripartirsi in modo differente fra i settori, a seconda che si considerino gli aspetti energetici o economici; ciò che più salta all'occhio è la situazione relativa al settore residenziale: nonostante il margine di risparmio energetico rappresenti il 36% del totale, gli interventi risultano irrealizzabili dal punto di vista economico, principalmente a causa dell'elevata variabilità dei carichi delle utenze, dei costi legati agli impianti e del basso fattore di utilizzazione che li caratterizzerebbe. Si prevede una crescita di penetrazione della CAR a ritmi contenuti, per lo più nei condomini, comprensori, etc. L'industria, invece, è il settore avente il maggior potenziale tecnico, pari al 38%, essendo caratterizzato da utenze molto energivore, ed è anche quello il cui potenziale economico pesa fino al 70% sul totale, indice del fatto che molti interventi potrebbero essere realmente realizzabili. Il settore terziario mostra poco potenziale tecnico, gran parte del quale risulta fattibile dal punto di vista economico e riguarda strutture sanitarie e polisportive. Gli altri settori mostrano un modesto contributo (circa il 16%) sia in termini energetici che economici. Le criticità legate al settore del teleriscaldamento riguardano principalmente i tempi di sviluppo dei sistemi e i tempi di ritorno dei relativi investimenti [58].

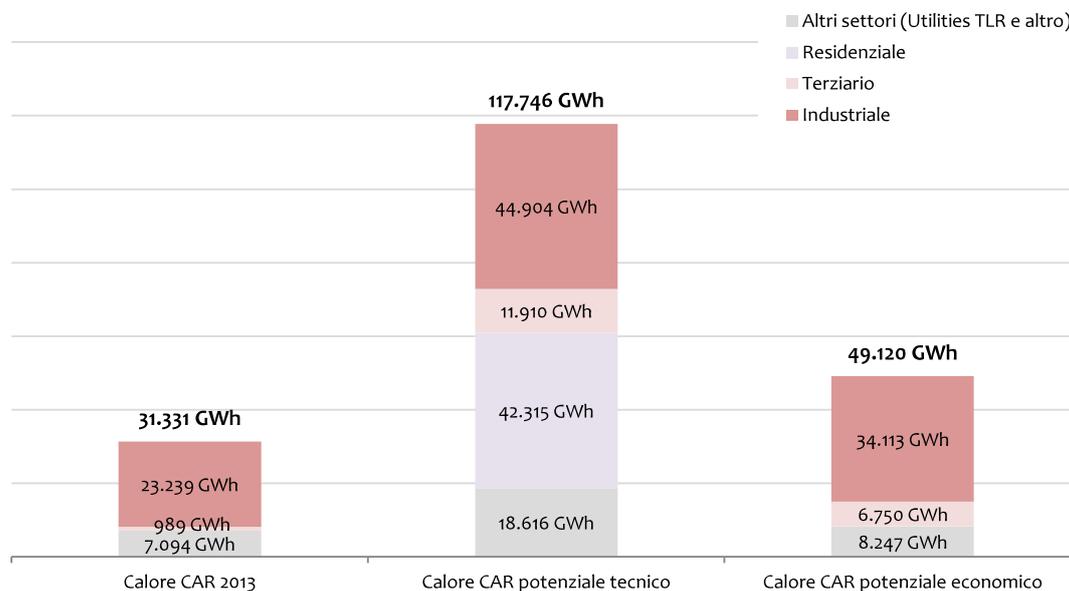


Figura 2.4: Confronto fra produzione di calore utile e potenziali tecnico ed economico ascrivibili alla CAR, ripartiti per settore di impiego. Anno di produzione 2013 [59].

2.2 Teleriscaldamento

2.2.1 Generalità

Il Protocollo di Kyoto ha riconosciuto il teleriscaldamento come uno degli strumenti più efficaci per ridurre le emissioni di anidride carbonica.

I sistemi di teleriscaldamento urbano offrono, infatti, l'opportunità di usare in maniera più razionale l'energia, contribuendo a contenere il consumo delle fonti fossili, quindi le emissioni di GHG e a controllare l'inquinamento locale [72]. Tutto ciò è possibile grazie all'integrazione delle fonti fossili con quelle rinnovabili e i reflui industriali, e dislocando la produzione di energia termica lontano dall'area urbana, in siti scarsamente popolati. Visto il potenziale di risparmio energetico associati a questi sistemi, la Direttiva EED ha introdotto l'espressione *Teleriscaldamento efficiente*. Tale espressione fa riferimento ai sistemi che usano, alternativamente [59]:

- il 50% di energia derivante da FER;
- il 50% di calore di scarto da processi industriali;

- il 75% di calore cogenerato;
- il 50% di una combinazione delle precedenti.

Per *Teleriscaldamento* si intende un sistema che produce e distribuisce energia termica su scala urbana. Il calore è prodotto sotto forma di fluido termovettore in centrali termiche dedicate ed è distribuito mediante una rete di tubazioni interrate e isolate agli utenti finali, che lo utilizzano per soddisfare le esigenze di riscaldamento/raffrescamento e/o produzione di acqua calda sanitaria. Una volta ceduto il calore alle utenze, il fluido termovettore ritorna alle centrali di produzione, che ne innalzano nuovamente il livello termico. Di fatto il teleriscaldamento consiste in una forma di riscaldamento a distanza (Figura 2.5) [41].

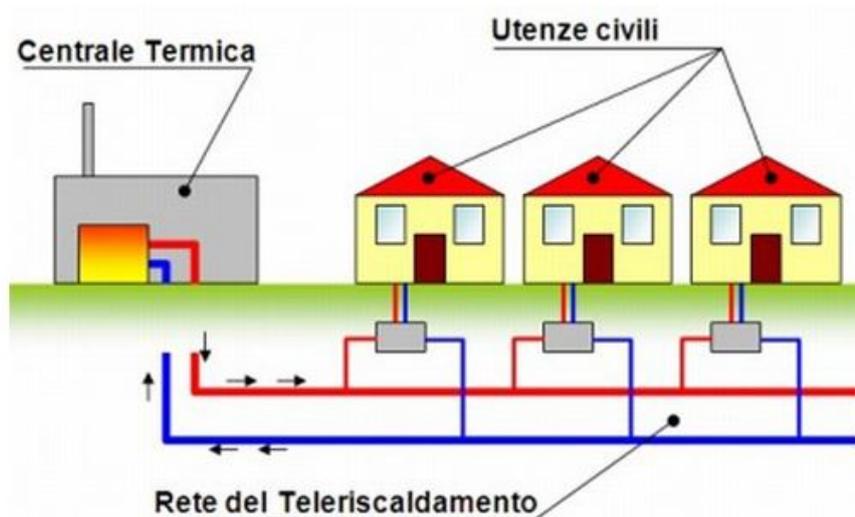


Figura 2.5: Sistema di teleriscaldamento - schema esplicativo.

Un sistema di teleriscaldamento garantisce vantaggi economici, energetici e ambientali [39]. Più nello specifico, esso [45]:

- garantisce la sicurezza del servizio e degli approvvigionamenti;
- è un'infrastruttura locale, quindi permette di valorizzare le risorse energetiche rinnovabili locali;
- contribuisce alla sostenibilità territoriale, producendo e distribuendo calore sostenibile dal punto di vista ambientale;

- emette una quantità limitata di CO₂, di inquinanti e di polveri sottili rispetto alle soluzioni tradizionali;
- permette un processo di abbattimento degli inquinanti controllato ed efficace, essendo localizzato in centrale termica;
- non contribuisce a generare inquinamento urbano, essendo la centrale termica tipicamente lontana dagli agglomerati urbani;
- consegue un risparmio di energia primaria fossile grazie all'impiego di impianti cogenerativi aventi rendimenti di primo principio elevati;
- permette il recupero di calore altrimenti disperso in ambiente.

Il teleriscaldamento permette, inoltre, di cambiare l'impianto di produzione senza che l'utenza venga disturbata.

L'allacciamento alla rete di teleriscaldamento è conveniente anche per l'utente finale per vari motivi: non è necessaria l'installazione di caldaie autonome o di impianti centralizzati, e ciò annulla anche i rischi di esplosione e intossicazione da fumi; i componenti presenti nella sottostazione sono pochi e semplici, per cui le spese di manutenzione sono contenute; l'onere di acquisto del combustibile è sostituito con il pagamento del calore effettivamente utilizzato, a un costo normalmente inferiore a quello del calore prodotto con i sistemi tradizionali: infine, l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento è un intervento che accede al meccanismo di sostegno del Conto Termico e delle Detrazioni Fiscali, per cui l'utente può beneficiare degli incentivi ad esso legati [41].

2.2.2 Struttura del sistema di teleriscaldamento

Un impianto di teleriscaldamento è composto da una o più centrali termiche, dalla rete di distribuzione, dalle sottostazioni di pompaggio e dalle sottostazioni di utenza. È oltretutto possibile che abbinato ai principali componenti dell'impianto vi sia anche un serbatoio di accumulo termico [77].

2.2.2.1 Centrale termica

Il compito della centrale termica è quello di produrre il calore necessario a soddisfare le esigenze termiche delle utenze tenendo conto della presenza delle perdite lungo la rete. Queste ultime pesano poco in termini di potenza, circa l'1-2%, ma sono

tutt'altro che irrilevanti in termini energetici, arrivando a contare addirittura per l'8-10% dell'energia prodotta in centrale, perché al diminuire della richiesta dell'utenza aumenta il loro peso percentuale.

La tipologia della centrale dipende dalla potenza e dall'energia richiesta dalle utenze [40], [77]. Negli impianti di piccola taglia (potenza dell'ordine dei MW) sono impiegati comunemente piccoli impianti cogenerativi (MCI, TG, etc), pompe di calore geotermiche, calore di scarto dai processi industriali, termovalorizzatori, collettori solari e caldaie a biomassa. Negli impianti più grandi (potenza dell'ordine del centinaio di MW) il calore è prodotto principalmente da grandi impianti cogenerativi (principalmente CC), calore di scarto dai processi industriali, termovalorizzatori e caldaie a biomassa.

Oltre all'impianto principale, nella centrale termica (talvolta anche lungo la rete), sono presenti le caldaie di integrazione. Queste ultime hanno il compito di assicurare che la richiesta della rete sia sempre soddisfatta: entrano in funzione quando è necessario integrare la produzione di calore in caso di picchi di richiesta o per sostituire l'impianto nel caso di manutenzione a quest'ultimo.

Il calore distribuito dalle reti di teleriscaldamento può derivare dall'impiego di fonti fossili, di fonti rinnovabili o dai reflui industriali. La scelta del combustibile dipende dalla convenienza economica dello stesso, dal suo impatto ambientale e/o dalla sua disponibilità a livello locale, sia che si tratti di fonti rinnovabili (ad esempio biomassa legnosa) sia di calore di scarto dai processi industriali. L'impiego delle fonti rinnovabili azzera l'impatto ambientale, mentre l'utilizzo del fossile lo limita, visto che i sistemi di produzione sono principalmente cogenerativi [41].

2.2.2.2 Rete di distribuzione

I vettori termici impiegati nelle reti per veicolare il calore possono essere di diverso tipo, quali acqua calda, acqua surriscaldata, vapore e olio diatermico. In Italia l'acqua calda (prodotta a temperature nel *range* degli 80-90°C) e l'acqua surriscaldata (nel *range* degli 110-120°C) sono da sempre i fluidi più utilizzati [41].

Il sistema di distribuzione può essere diretto o indiretto. Un sistema diretto è costituito da un solo circuito idraulico, che collega la centrale di produzione ai corpi scaldanti delle utenze; il sistema indiretto, invece, è costituito da due circuiti separati (primario e secondario), messi in contatto da uno scambiatore di calore, solitamente a piastre, installato presso l'utente finale. Il sistema di distribuzione indiretto è più costoso rispetto a quello diretto, ma, poiché permette l'utilizzo dell'acqua calda (la

cui pressione è pari a quella atmosferica), è possibile evitare il ricorso a componenti sofisticati capaci di resistere alle alte pressioni o alle alte temperature; ciò di fatto rende più facile la manutenzione e l'intercettazione di un guasto di rete e semplifica la regolazione e la contabilizzazione del calore [36].

Il circuito primario è quello posato sul suolo pubblico sotto il manto stradale, che partendo dalla centrale termica si distribuisce fino alle singole utenze. Quello secondario, invece, comprende gli allacciamenti alle singole utenze e non fa parte del sistema di distribuzione.

Le reti, costituite principalmente dalla tubazione principale e dalle diramazioni, possono essere di tre tipologie (Figura 2.6) [72]:

- rete ramificata: è caratterizzata da una direttrice principale cui sono connesse le grandi utenze e dalla quale si dipartono le diramazioni che servono le utenze medie e piccole. Nel tratto iniziale sono richieste condotte di diametri considerevoli.
- rete ad anello: si tratta di un circuito chiuso sia per quanto riguarda la mandata che il ritorno al quale sono connesse le utenze. Reti di questo tipo sono molto affidabili e sono facilmente estendibili.
- rete a maglia: è costituita da una serie di circuiti chiusi collegati fra loro. È la tipologia di rete più flessibile in termini di regolazione e ampliamento ma è molto costosa.

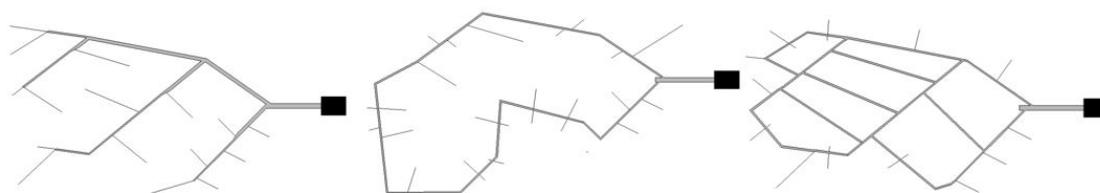


Figura 2.6: Tipologie di rete di teleriscaldamento. Da sx: rete ramificata, rete ad anello e rete a maglia [72].

Generalmente le tubazioni sono realizzate in acciaio, ghisa o materiale plastico e sono coibentate con lana di roccia o di vetro, o con schiuma di poliuretano espanso per contenere le dispersioni termiche.

2.2.2.3 Sottostazioni di pompaggio

Le sottostazioni di pompaggio sono fondamentali per bilanciare le perdite di carico e permettere che la pressione all'interno della rete si mantenga costante e pari al valore nominale. Alcuni dei componenti sono le elettropompe di circolazione, l'impianto di trattamento acqua e il serbatoio di riserva [72].

L'elettricità richiesta per il pompaggio contribuisce in modo rilevante ai costi di O&M, motivo per cui è necessario dimensionare opportunamente la rete.

2.2.2.4 Sottostazioni di utenza

Il principale componente di una sottostazione di utenza è lo scambiatore di calore, solitamente a piastre, che separa il circuito primario da quello secondario. Altri componenti sono le valvole di regolazione, un impianto elettrico e un contatore di calore per contabilizzare l'energia ceduta al secondario [72].

Al variare della temperatura esterna cambia il fabbisogno di calore dell'utenza. Poiché la portata al secondario è generalmente costante, è la temperatura di mandata che viene regolata per garantire la temperatura interna desiderata. La valvola di regolazione agisce sulla portata del circuito primario in modo da ottenere il valore di set point di temperatura di mandata al secondario [77].

2.2.2.5 Accumulo termico

L'accumulo termico, che immagazzina e rilascia l'energia termica sfruttando la variazione di energia interna propria del mezzo di accumulo, ha un ruolo fondamentale nel disaccoppiare la produzione e la richiesta di calore, specie quando queste non sono simultanee [75].

Il funzionamento di un serbatoio di accumulo prevede tre fasi, che si ripetono ciclicamente. La fase di carica prevede l'immagazzinamento dell'energia termica da parte del mezzo di accumulo; la fase di stoccaggio prevede la conservazione dell'energia; la fase di scarica completa il ciclo e prevede il rilascio dell'energia da parte del mezzo di accumulo.

Gli accumuli termici possono essere classificati in diversi modi, a seconda del loro posizionamento all'interno della rete, al tempo impiegato a caricarsi/scaricarsi e al processo con cui essi accumulano calore (Tabella 2.3).

Tabella 2.3: *Classificazione dei sistemi di accumulo [77].*

Posizionamento	Accumulo in rete (lungo la rete principale di trasporto o nelle sottoreti, a servizio di una singola area)
	Accumulo a servizio dell'utenza (lungo il circuito secondario o come "accumulo virtuale", ovvero sfruttando la capacità termica degli edifici)
Tempo richiesto per eseguire il ciclo di carica/scarica	Accumulo inerziale (tempo richiesto dell'ordine dei minuti)
	Accumulo giornaliero (tempo richiesto dell'ordine delle ore)
	Accumulo stagionale (tempo richiesto dell'ordine dei giorni, mesi)
Processo di accumulo	Accumulo sensibile (sfruttando la variazione di temperatura del mezzo di accumulo)
	Accumulo latente (sfruttando il cambiamento di fase del mezzo di accumulo)
	Accumulo termochimico (sfruttando un processo chimico reversibile)

Nei sistemi di teleriscaldamento trovano applicazione, a seconda dell'estensione e dell'esigenza della rete, gli accumuli sensibili giornalieri o stagionali; l'acqua è il mezzo comunemente utilizzato per svariati motivi: il costo è basso, è facilmente reperibile, per essere un liquido ha un elevato calore specifico a temperatura ambiente, permette di trasportare il calore più facilmente rispetto ai solidi, effettua scambi di calore in tempi ridotti [75].

Un sistema di accumulo, per essere definito efficiente, deve sia contenere le perdite verso l'ambiente e le infiltrazioni dall'esterno che essere caratterizzato da un elevato grado di stratificazione.

Per soddisfare il primo requisito è sufficiente che il sistema sia bene isolato dall'ambiente; per soddisfare il secondo, invece, bisogna considerare numerosi fattori, dal momento che il grado di stratificazione dipende sia da alcuni aspetti geometrici (come la posizione delle bocchette di ingresso/uscita, il rapporto altezza/diametro), sia dalle dispersioni termiche (specie per quei serbatoi i cui cicli di carica/scarica non avvengono troppo velocemente) sia dalle condizioni operative dell'accumulo stesso (particolarmente influenti sono i valori di portata e temperatura scelti per i fluidi in

ingresso). In linea di massima, è opportuno minimizzare le zone morte, mantenere bassa la velocità dei fluidi in ingresso e in uscita, e mantenere una certa differenza di temperatura lungo l'altezza; bisogna, inoltre, assicurarsi che la geometria sia quella ottimale. Creare una netta separazione fra i volumi di fluido aventi temperatura diversa è fondamentale per immagazzinare elevate quantità di energia termica in modo exergeticamente efficiente, che è ciò che caratterizza un accumulo termico stratificato. Un accumulo termico caratterizzato da miscelamento perfetto, invece, è caratterizzato da una temperatura pressoché costante al variare dell'altezza del serbatoio; è comunque possibile accumulare elevate quantità di energia, ma l'exergia che caratterizza il sistema è piuttosto bassa [75], [62].

Visti i numerosi aspetti di cui è necessario tener conto, non è facile stimare la stratificazione di un accumulo. Diversi studi scientifici hanno definito dei parametri atti a valutare l'efficienza della stratificazione termica all'interno dell'accumulo; fra questi vi è il *numero di stratificazione*, ξ , che fornisce indicazioni circa il contenuto di energia presente all'interno dell'accumulo e il livello di temperatura cui è disponibile. Esso è calcolato nel seguente modo [73]:

$$\xi = \frac{\Delta T_{eff} \cdot T_{m,eff}}{\Delta T_{id} \cdot T_{m,id}} \quad (2.5)$$

in cui:

- ΔT_{eff} è la differenza di temperatura effettiva presente fra l'estremo superiore e inferiore del serbatoio;
- $T_{m,eff}$ è la temperatura media effettiva del serbatoio;
- ΔT_{id} è la differenza di temperatura ideale, calcolata come differenza fra la temperatura di ebollizione dell'acqua e la temperatura dell'acqua dell'acquedotto;
- $T_{m,id}$ è la temperatura media per un profilo lineare.

Il valore tende a 1 nel caso di stratificazione perfetta e a 0 nel caso di mescolamento perfetto.

L'utilizzo di sistemi di accumulo termico permette di avere molteplici vantaggi. In particolare, questa tecnologia:

- permette di stabilizzare il funzionamento degli impianti e agisce da separatore idraulico (accumuli di piccola taglia);
- permette di coprire i picchi di richiesta affiancando/sostituendo le centrali di integrazione. Così facendo, si limitano il consumo dei combustibili fossili e le emissioni di GHG ad essi connesse;
- permette un miglior utilizzo degli impianti cogenerativi, svincolandoli dal dover funzionare ad inseguimento elettrico;
- accresce l'affidabilità dell'impianto;
- aumenta lo sfruttamento di risorse primarie rinnovabili (specie nel caso del solare termico).

2.2.3 Promozione del teleriscaldamento: benefici e incentivi previsti

La Commissione Europea, mediante il *Clean Energy Package for all Europeans*, ha rimarcato il ruolo del teleriscaldamento efficiente, quale misura che può contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nella Roadmap al 2030 e al 2050.

L'importanza del teleriscaldamento e del teleraffrescamento è ribadita anche nella Direttiva EED, in cui si riconosce che impiegando sistemi di TLR si ha la possibilità di risparmiare un'ingente quantità di energia primaria ad oggi largamente inutilizzata in Europa. Per questo motivo, la EED impone agli Stati membri che, qualora la valutazione del potenziale economico del teleriscaldamento dia risultati soddisfacenti, essi devono provvedere ad adottare misure opportune per favorire lo sviluppo di reti di TLR il cui calore sia prodotto da cogenerazione CAR, calore di scarto dai processi industriali e da fonti rinnovabili [55].

Con la Direttiva 2018/2001/EU, invece, l'Europa fissa per la prima volta i principi per lo sviluppo di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento: in particolare, essa dispone che gli Stati membri adottino misure volte ad accrescere per l'1% la quota di FER o di calore di scarto distribuito nelle reti di TLR nel periodo 2021-2030, per rendere adeguato il contributo del TLR alla decarbonizzazione. Inoltre, con la stessa Direttiva, tutte le nuove utenze distanti al più 1 km da un sistema di TLR esistente devono rendere possibile l'allacciamento alla rete; le utenze già allacciate,

invece, hanno il diritto a scollegarsi qualora sia prevista l'installazione di un sistema di produzione del calore più efficiente [55].

I sistemi di teleriscaldamento sono promossi a livello comunitario dal Fondo Europeo per l'Efficienza Energetica (EEEEF), che investe in opportuni interventi degli Stati membri [70].

In Italia il teleriscaldamento non è definito in termini normativi, motivo per cui esso è gestito come un'attività di libero mercato, in cui sono gli enti locali, gestori della rete, a definire il contratto di vendita dell'energia termica prodotta [70].

Essendo il sistema di teleriscaldamento un'infrastruttura molto costosa, l'Italia si è comunque impegnata a promuoverne la diffusione permettendogli l'accesso a determinati regimi di sostegno; a partire dal 2018 con l'istituzione del Fondo nazionale dell'efficienza energetica, gli interventi di realizzazione o potenziamento delle reti di TLR possono beneficiare del 30% dei fondi riservati alla garanzia [49].

2.2.3.1 Meccanismi di sostegno previsti per la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento

Gli impianti di cogenerazione abbinati alle reti di teleriscaldamento hanno potuto beneficiare del meccanismo dei CV-CAR e attualmente possono accedere al regime di sostegno dei CB-CAR.

Il DM 24 ottobre 2005 ha permesso l'accesso ai Certificati Verdi alle unità già qualificate come *Impianto di cogenerazione abbinato a rete di teleriscaldamento*, riconosciuti di cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i. I CV-TLR potevano essere emessi per un periodo massimo di 8 anni consecutivi dalla data di entrata in esercizio, in numero variabile dipendente dal calore cogenerato ceduto alla rete [59]. La valutazione dei CV-TLR spettanti per un dato anno era possibile solo tramite dati a consuntivo, essendo l'emissione dei certificati condizionata al rispetto di determinate condizioni. La possibilità di beneficiare dei CV richiedeva il soddisfacimento di alcuni requisiti tecnici; in particolare, la rete doveva [58]:

- alimentare una pluralità di edifici o ambienti;
- consentire l'allacciamento alla rete ad ogni potenziale cliente, nei limiti della capacità del sistema;

- cedere calore a soggetti terzi e regolare la vendita mediante contratti di somministrazione che definiscono le condizioni tecniche di fornitura;
- fornire calore utile per una quota annuale non inferiore ai 3.000 MWh_t, o non inferiore ai 500 MWh_t a patto che il rendimento annuale complessivo dell'impianto fosse pari ad almeno l'80%;
- ottenere la registrazione al sito secondo il regolamento EMAS entro due anni dall'entrata in esercizio, se di potenza elettrica maggiore ai 10 MW_e;
- essere dotata di un sistema di monitoraggio continuo delle emissioni inquinanti.

Il D. Lgs. 3 marzo 2011 n.28, attuativo della Direttiva europea 2009/28/CE relativa alle FER, ha emanato la cessazione del meccanismo dei CV, da sostituire gradualmente con un sistema di tipo feed-in tariff a partire dal 30 giugno 2016. Tale Decreto ha disposto che gli ultimi impianti a poter beneficiare del meccanismo CV-TLR fossero quelli entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, al fine di tutelarne gli investimenti in via di completamento [58].

Con l'emanazione del DM 5 settembre 2011, invece, un impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento può accedere al meccanismo dei CB per un periodo massimo di 15 anni, a patto che vengano soddisfatte determinate condizioni [55]:

- che le rete sia sviluppata su suolo pubblico, o su più suoli privati;
- che la rete sia fornita di strumenti di misura utili a contabilizzare e fatturare periodicamente agli utenti il calore venduto, ai sensi del DM 370/00 e s.m.i.;
- che l'energia termica prodotta serva utenti terzi e sia regolata da contratti di somministrazione che definiscono le condizioni tecniche ed economiche di fornitura.

I sistemi di teleriscaldamento che generano calore mediante cogenerazione, oltre a godere dei benefici previsti per la CAR, godono di due altre agevolazioni relative alla defiscalizzazione del combustibile. Infatti, sebbene i sistemi di teleriscaldamento riforniscano utenze civili, l'impiego del gas naturale viene considerato per fini industriali, quindi viene meno l'accisa civile. Inoltre, tutto il gas naturale delle caldaie di integrazione passa da accisa civile ad accisa industriale (rispettando determinati limiti). In più, se il rapporto elettricità/calore prodotto risulta essere maggiore di 0,1 e l'impianto soddisfa i requisiti CAR, allora può beneficiare anche dell'aliquota generale per gli usi elettrici [70].

2.2.4 Il teleriscaldamento in Italia

Il teleriscaldamento è un servizio molto diffuso nel Centro-Nord Europa, meno in Italia. Il motivo per cui esso fatica ad affermarsi non è solo di natura tecnico-economica: è vero che le criticità più rilevanti legate allo sviluppo dell'infrastruttura sono i costi elevati di investimento iniziali per realizzazione della rete e la complessità dell'iter autorizzativo, tuttavia, le ragioni per cui il teleriscaldamento avanza lentamente risiedono nel fatto che in Italia le norme e gli incentivi che lo promuovono stanno emergendo negli ultimi anni, mentre il resto dell'Europa ha inserito da molto tempo il teleriscaldamento nella strategia politica energetica [72].

La volumetria teleriscaldata ha subito un aumento contenuto pari a circa 4,6 m³/anno nel periodo 1970-2006, e da allora i ritmi di crescita sono accelerati notevolmente, passando a un incremento medio di 15,9 m³/anno. Al 2017 la volumetria teleriscaldata ha raggiunto i 350 milioni di m³ (Figura 2.7), tuttavia corrispondente solamente a circa il 5% della volumetria abitativa presente in territorio nazionale. Sono state registrate 237 reti in esercizio [45].

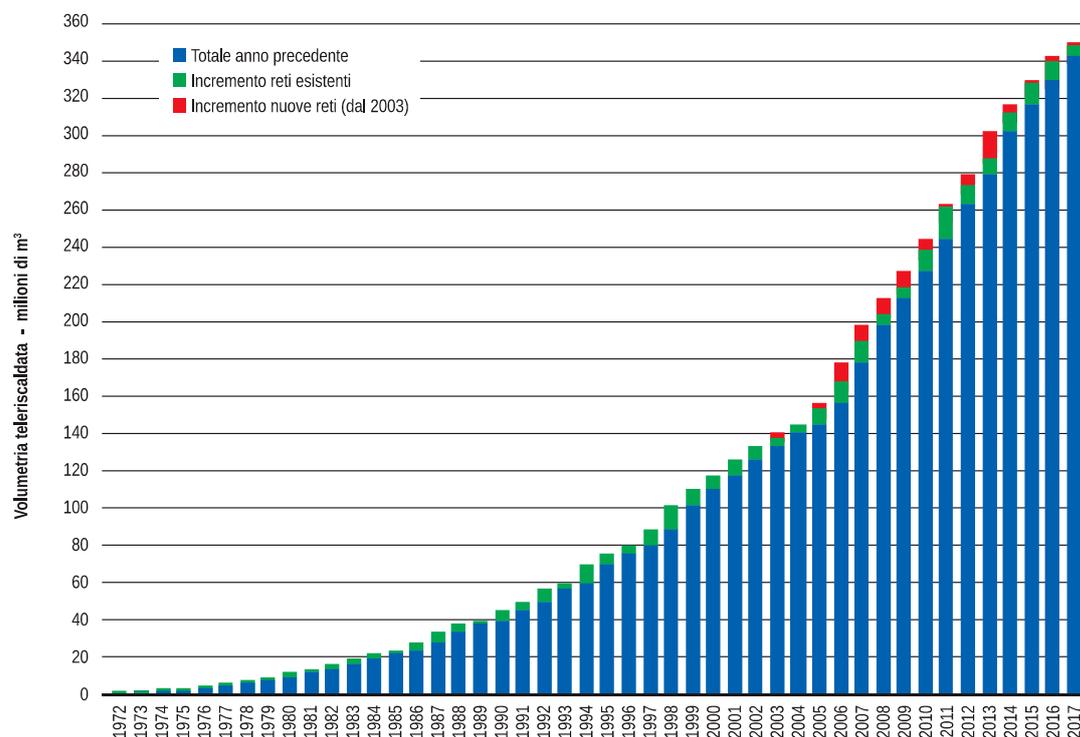


Figura 2.7: Aumento della volumetria teleriscaldata dal 1972 al 2017 [45].

Si noti come la crescita registrata dal 2016 al 2017 sia avvenuta principalmente per ampliamento delle reti già esistenti, responsabili di 8,6 milioni di m³ sull'aumento totale di 10,2 milioni di m³.

In termini di estensione, invece, il tracciato nel 2017 ha raggiunto i 4.377 km, circa il 2,5% in più rispetto all'anno precedente. Confrontando gli incrementi della volumetria riscaldata e dell'estensione delle reti, si evince che gli impianti si sono diffusi in zone a bassa densità abitativa.

Il teleriscaldamento è presente nel 2017 in 197 centri urbani, dalle città medie e grandi (Torino, Milano, Roma) ai piccoli paesini alpini. L'infrastruttura è maggiormente sviluppata nel Nord Italia: le prime tre regioni per volumetria teleriscaldata sono, infatti, Lombardia (140 Mm³, corrispondenti al 42% del totale), Piemonte (poco più di 80 Mm³, pari al 25,9%) ed Emilia-Romagna (40 Mm³, pari al 12,3%). La diffusione del teleriscaldamento è praticamente nulla nel Sud Italia e nelle isole, come conseguenza del clima più mite che rende ad oggi inefficienti i sistemi di questi tipo [45].

I settori di applicazione del TLR sono principalmente il residenziale, cui è destinato oltre il 64% della volumetria, e il terziario, servito dal 30%; il settore industriale è

interessato dal 6% della volumetria nazionale: la scarsa percentuale dimostra come la domanda di riscaldamento e raffrescamento e ACS si concentri principalmente nell'ambito civile.

I principali fluidi termovettori impiegati in rete sono l'acqua calda (che scorre nel 55% delle reti) e l'acqua surriscaldata (per il 46%); il vapore è impiegato per il restante 4%.

Nel 2017 i sistemi di teleriscaldamento hanno prodotto energia utile pari a 6.331 GWh elettrici (pari al 94,1% della produzione lorda), 9.084 GWh termici (pari all'82,2% della produzione lorda) e 131 GWh frigoriferi (pari al 96,9% della produzione lorda) [45].

Il maggior contributo alla produzione termica deriva dagli impianti cogenerativi, gran parte dei quali alimentati da fonti fossili (Figura 2.8). Le unità di cogenerazione sono in tutto 238; la tecnologia maggiormente impiegata è quella dei motori a combustione interna alimentati a gas (165 unità, pari al 70%). Tuttavia, su una capacità cogenerativa totale installata di 1.221 MW_t quella ascrivibile a questi impianti è pari appena al 30%, corrispondente a 344,9 MW_t; le tecnologie cogenerative più rilevanti ai fini della capacità termica installata sono i cicli combinati TV-TG e gli impianti a vapore, che sono caratterizzati da una producibilità di circa 300 MW_t; nonostante ciò, il numero di unità di queste tipologie di impianti è nettamente inferiore dei MCI: i cicli combinati in esercizio al 2017 sono 10, le turbine a vapore 6. Ciò conferma che i CC e le TV sono i principali impianti cogenerativi utilizzati nei sistemi di TLR di grande dimensione, mentre i MCI trovano largo impiego nei sistemi di piccola taglia. Il motivo per cui si preferisce usare i motori a combustione interna risiede nel fatto che la loro flessibilità ben si adatta alle fluttuazioni della domanda termica della rete.

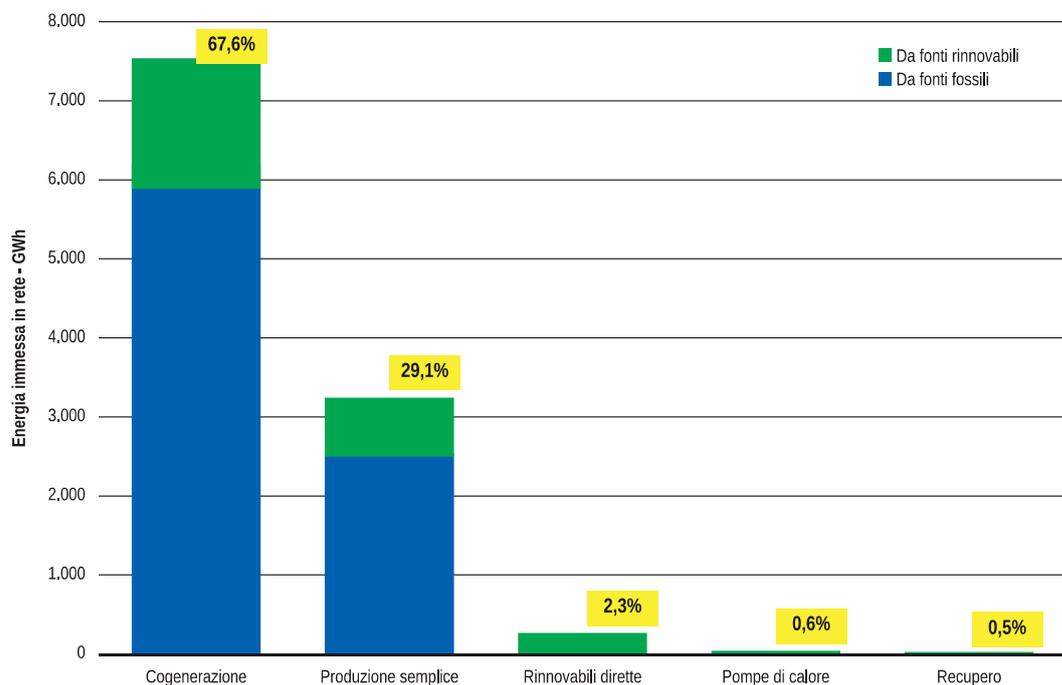


Figura 2.8: Energia termica immessa in rete distinta per tipologia di impianto - anno 2017 [45].

Il contributo dato dalle singole tipologie di impianto alla produzione termica è rimasta sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente, motivo per cui anche le fonti energetiche utilizzate non manifestano significativi cambiamenti. Il gas naturale risulta essere ancora la fonte maggiormente utilizzata, contribuendo del 71,6% al totale dell'energia primaria impiegata (con un leggero aumento rispetto all'anno precedente a causa dell'inverno più rigido); seguono poi i rifiuti solidi urbani con un contributo del 13,8%, quindi le bioenergie, in primis biomassa, con il 9,1%. Il carbone è ormai utilizzato solo per il 2,5%. Nel complesso, lo *share* fra fossili e rinnovabili è rimasto sostanzialmente invariato dal 2016 [45].

I sistemi di teleriscaldamento operanti in Italia alla fine del 2017 hanno conseguito un risparmio di energia primaria fossile di 510 ktep, corrispondenti a circa il 27% dell'energia consumata dai "sistemi convenzionali sostituiti"²⁶, quali caldaie e sistema termoelettrico nazionale (Figura 2.9). Le emissioni di anidride carbonica evitate, invece, ammontano a 1,8 tonnellate di CO₂, pari al 30,5% delle emissioni

²⁶La metodologia di calcolo utilizzata per valutare il risparmio di energia primaria e delle emissioni è spiegato dettagliatamente in "Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati - Metodologia di valutazione dei benefici energetici e ambientali" del 2008 [46].

ascrivibili ai "sistemi convenzionali sostituiti" (Figura 2.10).

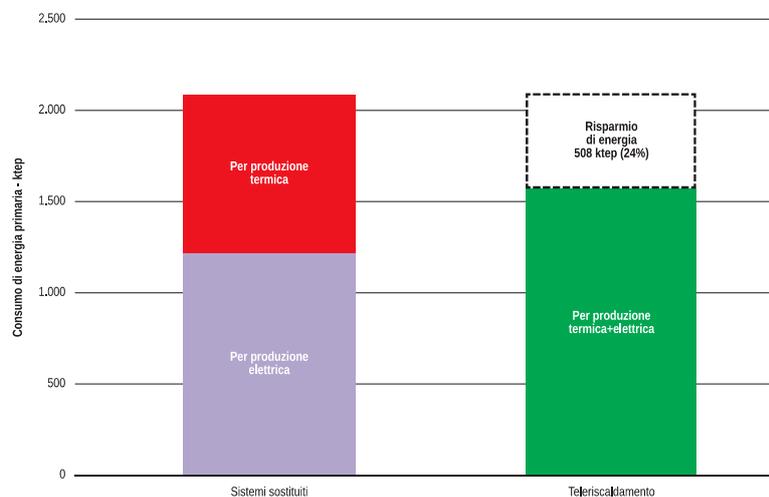


Figura 2.9: Risparmio di energia primaria fossile grazie all'utilizzo del TLR - anno 2017 [45].

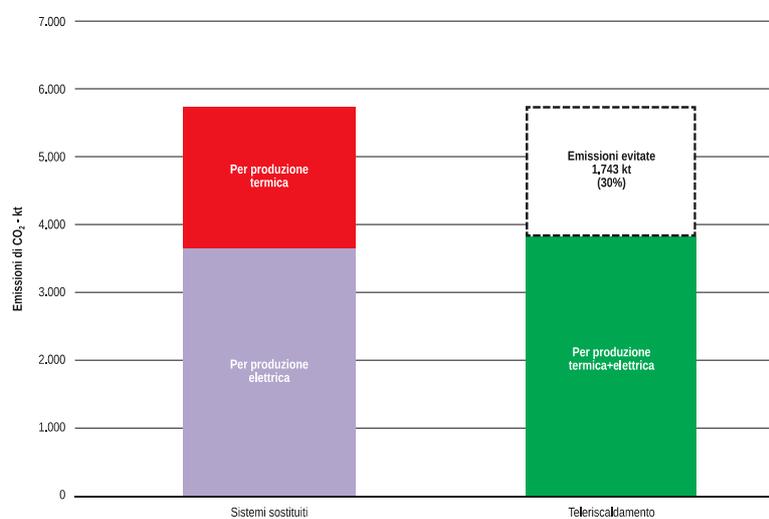


Figura 2.10: Emissioni di CO₂ evitate grazie all'utilizzo del TLR - anno 2017 [45].

2.2.5 Potenziale del teleriscaldamento

Il potenziale del teleriscaldamento è valutato in termini energetici ed economici, così come avviene anche per il potenziale CAR.

Il primo step consiste nel mappare la domanda di calore a livello nazionale, quindi identificare le aree tecnicamente idonee all'implementazione del TLR. Questo, di fatto, si traduce nell'individuare aree densamente popolate, caratterizzate da una densità termica lineare²⁷ tale da giustificare gli investimenti infrastrutturali. È bene precisare che si considera l'impiego della cogenerazione a gas per le aree metanizzate, delle biomasse legnose per quelle non metanizzate e dei RSU laddove son presenti i termovalorizzatori. In questo modo è possibile definire il potenziale energetico [59]. La valutazione di quello economico, invece, richiede di valutare la fattibilità economica dei progetti sulla base dei rispettivi VAN e IRR; l'analisi economica passa anche dall'ipotesi di un prezzo di vendita del calore all'utente finale competitivo con il prezzo del vettore energetico sostituito [59].

I sistemi di teleriscaldamento che risultano economicamente convenienti comunemente si sviluppano in aree densamente popolate, dove le abitazioni sono relativamente vicine fra loro; ciò determina una lunghezza della rete non eccessiva (che a sua volta determina un contenimento dei costi legati alla distribuzione del calore) e perdite di calore lungo la rete contenute.

Rispetto all'energia erogata nel 2013 dal teleriscaldamento e pari a 9.570 GWh, i potenziali energetico ed economico possibili al 2023 risultano rispettivamente di 29.818 GWh e 14.455 GWh (Figura 2.11). Il potenziale economico offerto dallo sviluppo di sistemi alimentati a gas naturale domina su tutti gli altri e contribuisce al 78% del totale. Tuttavia la fattibilità economica limita il risparmio energetico effettivamente conseguibile a poco più di un quarto del massimo teorico. Il resto del potenziale tecnico è ripartito circa ugualmente fra il teleriscaldamento a biomassa e a rifiuti; tuttavia, i sistemi a biomassa non risultano al 100% fattibili, come invece lo sono quelli alimentati dai rifiuti [59].

²⁷Si legge nella EED che affinché una rete sia fattibile dal punto di vista tecnico-economico deve essere caratterizzata da una densità lineare non inferiore a 2,5 MWh/m. Tale valore è stato definito dal confronto di valori riportati in letteratura con i dati di esercizio riferiti alle reti di TLR maggiormente sviluppate in Italia.

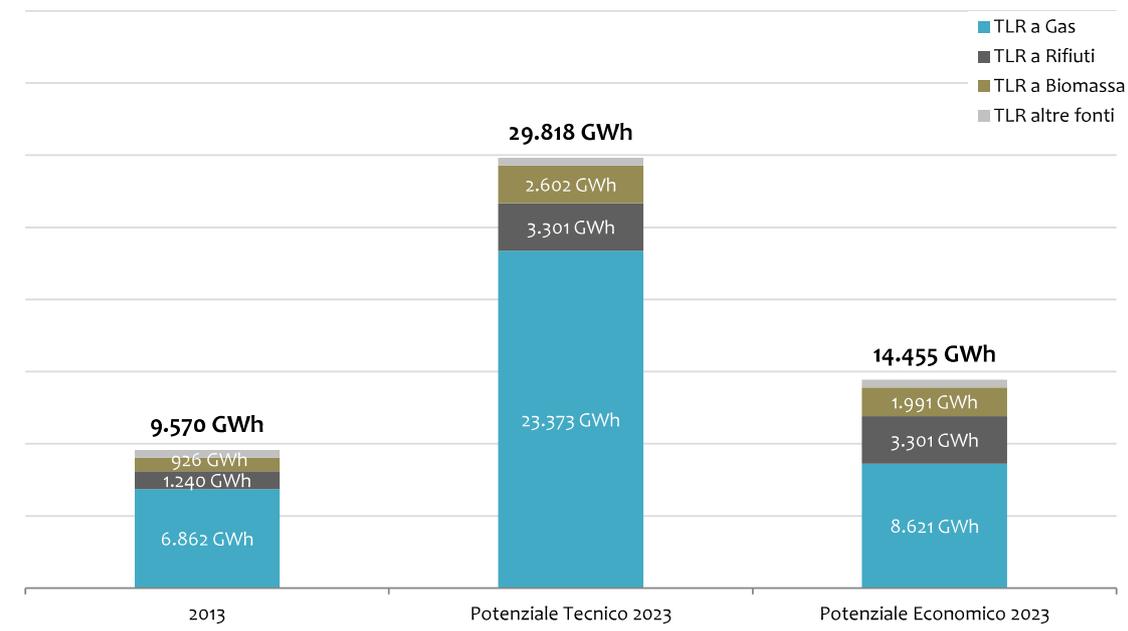


Figura 2.11: Confronto fra l'energia termica prodotta e i potenziali tecnico ed economico ascrivibili al TLR, ripartiti per combustibile. Anno di produzione 2013 [59].

Capitolo 3

Ottimizzazione e Algoritmi Genetici

I problemi di ottimizzazione si incontrano frequentemente in ambito ingegneristico, sia in fase di progettazione di un sistema, sia durante il suo esercizio. Relativamente ai sistemi energetici, è possibile distinguere tre livelli di ottimizzazione [80]:

1. sintesi ottimale;
2. progettazione ottimale;
3. funzionamento ottimale.

Il problema di sintesi ottimale si riscontra in fase di progettazione e si esplica nella definizione della configurazione ottimale del sistema, quindi nella scelta del numero e della tipologia di componenti coinvolti e di come questi debbano essere collegati fra loro.

Anche il problema di progettazione ottimale si verifica in fase di design e riguarda la scelta dei parametri di funzionamento del sistema, ovvero la determinazione dei valori ottimali delle variabili indipendenti di progetto che consentono di minimizzare (o massimizzare) una certa funzione scelta. Quest'ottimizzazione viene eseguita considerando le condizioni di funzionamento nominali (ci si trova, quindi, in *condizioni di progetto*).

L'ultimo livello di ottimizzazione riguarda la strategia di funzionamento del sistema energetico, e si esplica nella definizione della regolazione ottimale del sistema in condizioni operative differenti da quelle nominali (*condizioni di fuori progetto*). È un problema che può essere affrontato sia in fase di progettazione che in fase di

esercizio dell'impianto. L'ottimizzazione che si considera nel caso studio in esame è di questo tipo, essendo la centrale termica in questione già progettata e in esercizio.

Risolvere un problema di ottimizzazione consiste nel determinare il minimo (o il massimo) di una funzione F , chiamata *funzione obiettivo*, mediante la modifica del valore di una o più variabili indipendenti (\mathbf{x}). Matematicamente, un problema di ottimizzazione può essere formalizzato in questo modo [80]:

$$\min F(\mathbf{x}) \tag{3.1}$$

Le variabili indipendenti sono dette libere, dal momento che possono assumere qualunque valore, discreto o continuo, all'interno di un determinato intervallo. La funzione obiettivo, invece, può essere di vario tipo, e nel caso dei sistemi energetici, riguardare l'aspetto economico, tecnico, ambientale, termodinamico, exergetico, etc. Il valore ottimale delle variabili indipendenti varia a seconda della funzione obiettivo scelta: molto spesso, quindi, ottimizzare secondo una funzione comporta avere risultati tutt'altro che ottimali dal punto di vista di un'altra; questo è il motivo per cui va sempre più diffondendosi l'ottimizzazione multicriteriale. Questo approccio ambisce a trovare la condizione che rappresenta il compromesso ottimale tra tutte le funzioni obiettivo considerate. Teoricamente, l'ottimizzazione così fatta minimizza (o massimizza) una nuova funzione obiettivo F' ottenuta come somma algebrica delle singole funzioni pesate fra loro con dei coefficienti w variabili fra 0 e 1. Il nuovo problema di ottimizzazione risulta:

$$\min F'(\mathbf{x}) \tag{3.2}$$

$$F' = \sum w_i \cdot F_i \tag{3.3}$$

In questi casi non si avrà un'unica soluzione ottimale, ma si otterrà un certo numero di soluzioni che ottimizzano le funzioni obiettivo contemporaneamente. L'insieme di tali soluzioni costituisce il cosiddetto *fronte di Pareto*.

Ci sono due tipi di ottimizzazione, quella non vincolata e quella vincolata. La prima tipologia può essere vista come una semplice minimizzazione (o massimizzazione) della funzione obiettivo all'interno dello spazio di ricerca delle soluzioni; quella vincolata, invece, deve soddisfare altre specifiche per poter essere considerata

accettabile. I vincoli così inclusi nel problema restringono il *range* di valori che le variabili indipendenti possono assumere e possono essere sia di disuguaglianza che di uguaglianza; i primi sono generalmente dettati dai limiti di sicurezza e dai limiti operativi da rispettare nella progettazione o nel funzionamento del sistema; gli ultimi, invece, sono generalmente definiti sulla base delle prestazioni (energetiche, economiche, etc) richieste al sistema. Nel complesso, i vincoli definiscono la regione all'interno della quale deve localizzarsi l'ottimo del problema [80].

A prescindere dal livello di ottimizzazione considerato, una volta formulato il problema in termini matematici si tratta di cercarvi la soluzione. Ciò avviene mediante l'utilizzo di algoritmi risolutivi, che tramite un numero finito di iterazioni ricercano la soluzione ottimale. Esistono diverse tipologie di algoritmi, quelli che si basano sul metodo di risoluzione grafico, quelli che si basano sul metodo diretto (ovvero che ricercano l'ottimo mediante il calcolo iterativo della funzione obiettivo per diversi valori delle variabili indipendenti) e quelli che si basano sul metodo di calcolo indiretto (calcolo iterativo della derivata prima della funzione obiettivo fino a trovare i valori delle variabili indipendenti per cui essa risulta essere pari a 0). Se da una parte ci sono algoritmi in grado di determinare l'ottimo assoluto del problema, spesso a scapito di un costo computazionale elevato - come l'algoritmo del Simplex per problemi di tipo Programmazione Lineare - dall'altra ci sono algoritmi in grado di determinare soluzioni robuste in tempi di calcolo contenuti, come gli algoritmi euristici [80].

La tecnica euristica trova soluzioni prossime all'ottimo ad un costo computazionale ragionevole; un aspetto negativo dell'euristica consiste nel non garantire che la soluzione trovata sia quella ottima in termini assoluti, motivo per cui è necessario eseguire più volte la stessa ottimizzazione per valutare opportunamente l'ottimalità della soluzione trovata. Esistono due categorie di euristiche, quelle costruttive polinomiali e quelle basate sulla ricerca locale. Le prime sono caratterizzate da un tempo computazionale piuttosto ridotto, quindi, spesso giungono ad una soluzione finale di minor qualità; le altre, invece, pur richiedendo un costo computazionale maggiore permettono di ottenere risultati migliori. Appartengono a questa categoria le tecniche metaeuristiche, caratterizzate dalla capacità di evitare intrappolamenti in minimi locali. Tali tecniche trovano largo impiego in molte applicazioni perché caratterizzate da un buon compromesso fra efficienza ed efficacia [76]. È possibile descrivere i metodi metaeuristici secondo diversi aspetti. In particolare, essi possono:

-
- ispirarsi/non ispirarsi alla natura - molti metodi sono ispirati a processi naturali;
 - avere/non avere memoria - alcuni metodi, per ricercare una nuova soluzione, conservano la storia delle soluzioni;
 - essere stocastici/deterministici - i primi ottengono soluzioni finali differenti pur partendo dalla stessa soluzione iniziale; i secondi, invece, ottengono sempre la stessa soluzione finale partendo dalla stessa soluzione iniziale. Molti metodi metaeuristici sono di tipo stocastico, per cui è necessario effettuare più prove per appurare l'ottimalità della soluzione;
 - essere basate su una popolazione di soluzioni/su una singola soluzione - i metodi basati su una popolazione di soluzioni esplorano in maniera diversificata lo spazio di ricerca della soluzione, con la caratteristica di far evolvere contemporaneamente più soluzioni e ottenere in breve tempo quella buona; i metodi basati sulla singola soluzione, invece, intensificano la ricerca nelle regioni locali;
 - essere iterativi/greedy - i primi metodi partono da una soluzione completa e la modificano iterativamente, valutandone la bontà; i secondi, invece, partono da una soluzione vuota e costruiscono quella finale lavorando su una variabile indipendente per volta.

Fanno parte delle tecniche metaeuristiche anche gli Algoritmi Evolutivi [76]. Tali algoritmi sono largamente utilizzati nei problemi di ottimizzazione relativi ad applicazioni ingegneristiche in quanto adatti a risolvere problemi non lineari, multi-obiettivo, non derivabili, etc. che si riscontrano spesso nella realtà. Fra gli algoritmi evolutivi si inseriscono gli *Algoritmi Genetici*.

Ideati nel 1975 da J. Holland inizialmente come simulatori, gli Algoritmi Genetici (AG) si sono poi confermati come tecnica di ottimizzazione robusta, in grado di trovare sempre l'ottimo globale (o un punto prossimo ad esso) per qualunque problema di ottimizzazione²⁸. Ad ogni iterazione l'algoritmo calcola i valori che la funzione da ottimizzare assume in corrispondenza della popolazione di soluzioni corrente, fino ad arrestarsi al raggiungimento del criterio di STOP definito in fase di inizializzazione [44].

Si tratta di un metodo di ottimizzazione basato sui principi che regolano l'evoluzione naturale della specie (quindi selezione naturale, riproduzione, mutazione

²⁸Holland definì il teorema di convergenza degli AG verso soluzioni ottimali.

e crossover), dalla quale ereditano caratteristiche e nomenclatura. I tratti ripresi dall'evoluzione darwiniana sono i seguenti [79]:

- l'evoluzione opera sui cromosomi e non sugli esseri viventi;
- la selezione naturale opera sugli esseri viventi, e fa sì che i cromosomi degli esseri meglio adatti all'ambiente abbiano più probabilità di riprodursi;
- l'evoluzione si verifica attraverso la riproduzione: la ricombinazione tra il materiale genetico dei genitori e le mutazioni rendono i figli diversi da essi;
- l'evoluzione non ha memoria, tutte le informazioni sono contenute nel patrimonio genetico degli esseri viventi che si riproducono.

I principali termini ereditati sono *cromosoma e gene, individuo, popolazione, generazione, genitori e figli e diversità*. Ad essi si affianca la definizione della *funzione fitness*, che denota la funzione che si vuole ottimizzare. Questi termini sono utilizzati nell'ambito degli AG con le seguenti accezioni [15]:

- l'impiego dell'algoritmo richiede la scelta di un alfabeto che consente di codificare biunivocamente una soluzione mediante una stringa di lunghezza finita. La rappresentazione della soluzione prende il nome di *cromosoma* e ogni elemento del cromosoma prende il nome di *gene*;
- l'*individuo* è qualsiasi punto appartenente al dominio in corrispondenza del quale è possibile valutare il valore della funzione fitness (che prende il nome di *valore dell'individuo*). Esso può essere di tipo scalare o vettoriale, a seconda del numero di variabili indipendenti coinvolte nel problema;
- una *popolazione* è costituita dall'insieme degli individui (può capitare che un individuo compaia più volte all'interno di una stessa popolazione). Ad ogni iterazione l'AG manipola alcuni individui della popolazione corrente - i cosiddetti *genitori* - per dar vita a una nuova popolazione, che prende il nome di *generazione* e che sarà, quindi, costituita dai *figli* della generazione precedente;
- per *diversità* si intende la distanza media che esiste tra gli individui all'interno di una popolazione. Nelle prime generazioni è comune avere maggiore distanza fra gli individui, quindi maggiore diversità perché più ampia è la regione esplorata dalle popolazioni; man mano che l'algoritmo va a convergenza, la

distanza fra gli individui si restringe perché la popolazione comincia a tendere verso la soluzione ottimale (Figura 3.1);

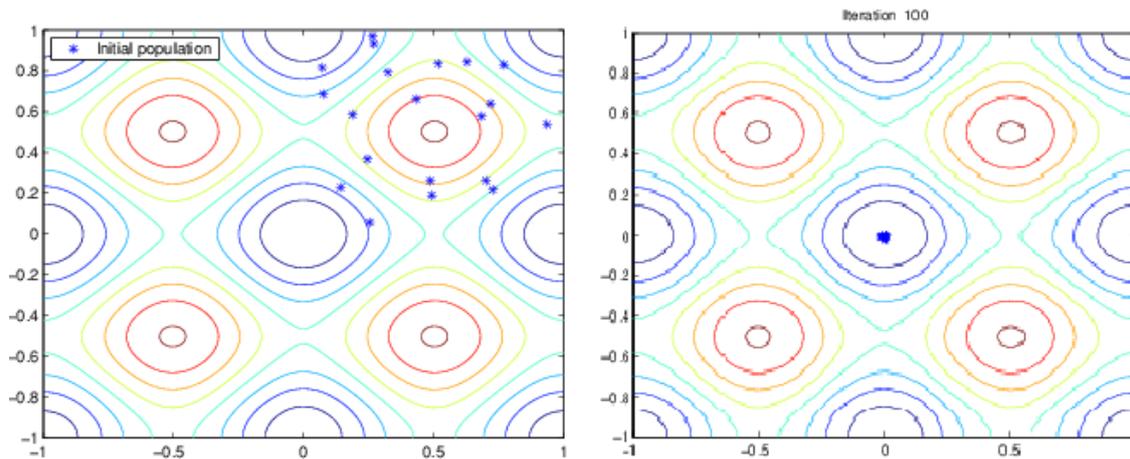


Figura 3.1: Distanza fra gli individui della popolazione iniziale e fra quelli della popolazione corrispondente alla 100esima iterazione [15].

La struttura di un algoritmo genetico è composta dai seguenti passi principali [79]:

1. viene scelto, generalmente in modo casuale, un insieme di soluzioni che costituisce la popolazione iniziale;
2. per ogni cromosoma della popolazione così definita è calcolato il valore della funzione fitness, che è un indice della qualità del cromosoma²⁹;
3. viene scelto un insieme di soluzioni dalla popolazione corrente da utilizzare come genitori della generazione successiva; tale scelta può avvenire in diversi modi, tuttavia spesso avviene in modo casuale ma con una probabilità proporzionale alla fitness calcolata;
4. mediante l'applicazione dei diversi operatori genetici si ottengono i figli, quindi la nuova popolazione;
5. viene calcolata la fitness corrispondente ai nuovi individui, definendo con questo passo una nuova iterazione. Normalmente i nuovi individui permangono all'interno della popolazione per almeno una generazione;

²⁹Va chiarito che la funzione fitness è legata alla funzione obiettivo, ma non è detto che coincida con essa.

-
6. se il criterio di STOP è verificato, l'algoritmo si arresta restituendo il miglior cromosoma della popolazione corrente, altrimenti si ritorna al punto 3.

Prima di avviare un algoritmo genetico, è necessario scegliere opportunamente la funzione fitness che si vuole ottimizzare, selezionare gli operatori genetici da utilizzare, calibrare correttamente i parametri che maggiormente influenzano la convergenza dell'algoritmo e definire i criteri di STOP da impiegare.

La funzione fitness dà una misura della bontà della soluzione corrispondente al cromosoma ed è per questo motivo comunemente impiegata per calcolare la probabilità di riproduzione del cromosoma: più elevata è la sua fitness, maggiore sarà la probabilità di riproduzione. La probabilità che un individuo venga selezionato per la riproduzione è $f(x)/\sum f$, con $\sum f$ pari alla somma delle fitness di tutti gli individui della popolazione corrente. È necessario valutare opportunamente la fitness da impiegare, per evitare di favorire eccessivamente gli individui migliori o penalizzare troppo quelli peggiori. Se i valori ottenibili della funzione fitness sono distribuiti su un'ampia gamma di valori, allora ci saranno cromosomi con fitness molto più elevata di altri che avranno maggiore probabilità di riprodursi. Ciò implica che la diffusione delle caratteristiche positive nella popolazione sarà più rapida, accelerando l'evoluzione e al contempo uniformando la popolazione: se esiste un individuo dominante, dopo alcune generazioni la popolazione potrebbe essere costituita interamente da suoi discendenti e l'evoluzione potrebbe arrestarsi. Nel caso, invece, di una funzione fitness che può assumere una gamma ristretta di valori, la probabilità di evoluzione sarà pressoché simile per tutti i cromosomi. Se da una parte ciò evita una rapida omogeneizzazione dei cromosomi, dall'altro può rallentare l'evoluzione [79].

Gli operatori genetici sono responsabili del processo di generazione della prole e sono il *Crossover (Standard e Order)* e la *Mutazione*; tali operatori agiscono modificando i cromosomi degli individui scelti come genitori per creare il patrimonio genetico dei figli. Dal momento che la scelta dei genitori è affidata al caso, è possibile che alcuni degli elementi migliori non vengano selezionati, quindi che il loro patrimonio genetico vada perso. Per evitare ciò, è stata introdotta la tecnica *elitista*: gli individui che manifestano i valori migliori della fitness vengono scelti come elitari e promossi inalterati alla nuova generazione; solo una piccola percentuale della popolazione, dal 5% al 10%, fa parte dell'élite; il resto della generazione lo si ottiene

mediante l'impiego dei sopracitati operatori genetici (Figura 3.2).

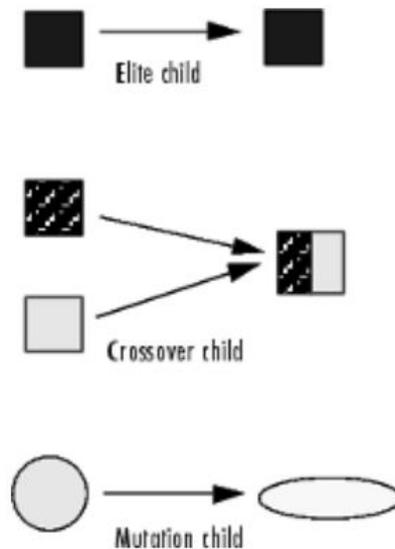


Figura 3.2: Operatori genetici impiegati nella riproduzione della popolazione [15].

Il crossover opera sulle coppie di cromosomi. Con lo *Standard Crossover a due punti di taglio* il patrimonio genetico dei figli si ottiene scambiando quello dei genitori compresi fra due punti di taglio scelti a caso; con lo *Standard Crossover ad un punto di taglio*, invece, i figli sono ottenuti scambiando i geni successivi al singolo punto di taglio, anche in questo caso scelto in modo random; con l'*Order Crossover*, invece, ciascun figlio è costruito prendendo la crossing section di un genitore e riempiendo gli spazi rimanenti con i simboli mancanti presi nell'ordine in cui appaiono nell'altro genitore. Questo tipo di crossover è adatto ai problemi di ordinamento in quanto garantisce l'ammissibilità delle nuove soluzioni. La probabilità di crossover è piuttosto alta (0,9 - 1) [79].

La *Mutazione* opera su un singolo cromosoma e consiste nel sostituire un gene a caso con un altro simbolo dell'alfabeto impiegato. Generalmente questo operatore è applicato solo ad una piccola parte (0,1 - 0,2), scelta a caso, dei cromosomi. L'obiettivo principale di questo operatore è quello di introdurre nuovo materiale genetico all'interno della popolazione aumentando la diversità genetica. Quando la ricerca si blocca in un ottimo locale o la popolazione è piuttosto uniforme si suppone che la mutazione sia più efficace del crossover, motivo per cui a volte si aumenta la probabilità di mutazione alla fine del processo evolutivo, quando la popolazione tende a uniformarsi maggiormente. La mutazione può avvenire in modo casuale oppure

riguardare il gene che occupa un posto preciso all'interno della stringa del cromosoma [79].

Di seguito si riportano alcuni esempi esplicativi di Crossover e Mutazione (Tabella 3.1).

<i>Standard Crossover a due punti di taglio</i>	Genitore 1	1 0 1 0 1 1 1 1 0
	Genitore 2	0 0 0 1 1 0 1 0 1
	Figlio 1	1 0 1 1 1 0 1 1 0
	Figlio 2	0 0 0 0 1 1 1 0 1
<i>Standard Crossover ad un punto di taglio</i>	Genitore 1	1 0 1 1 1 1 0
	Genitore 2	0 1 0 1 0 1 0
	Figlio 1	1 0 1 1 0 1 0
	Figlio 2	0 1 0 1 1 1 0
<i>Order Crossover</i>	Genitore 1	8 11 3 5 6 4 2 12 1 9 7 10
	Genitore 2	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
	Figlio 1	4 5 6 7 8 9 2 12 1 10 11 3
	Figlio 2	5 6 4 2 12 1 7 8 9 10 11 3
<i>Mutazione</i>	Genitore 1	1 0 1 1 1 0 1 0 1
	Figlio 1	1 0 0 1 1 0 1 0 1

Tabella 3.1: Esempi applicativi degli operatori genetici [79].

È necessario calibrare correttamente i parametri che influenzano le prestazioni di un algoritmo genetico, come la dimensione della popolazione, la percentuale di ricambio della popolazione ad ogni generazione e la probabilità di applicazione dei diversi operatori genetici [79].

La dimensione della popolazione iniziale influisce in termini di complessità computazionale e capacità di esplorazione dell'AG. Un gran numero di individui aumenta la diversità, quindi migliora la capacità di esplorazione ma accresce anche la complessità computazionale per generazione. D'altra parte, però, è possibile che siano sufficienti meno iterazioni per individuare una soluzione accettabile. Una piccola popolazione, invece, esplora una parte dello spazio di ricerca più ridotta, pertanto è possibile che siano necessarie più iterazioni per arrivare a convergenza e che sia richiesto un aumento della probabilità di mutazione.

Gli individui scelti per partecipare alla riproduzione non sono il 100% della generazione corrente, ma sono un sottoinsieme di esso, circa l'80%, che fungerà da genitori. Una volta stabilita la percentuale da considerare, si passa a definire il criterio di selezione. In termini di crossover, i cromosomi migliori dovrebbero avere più opportunità di riproduzione per garantire che i discendenti contengano il materiale genetico dei migliori individui; in termini di mutazione, invece, i meccanismi di selezione dovrebbero essere tali da concentrarsi sugli individui più deboli, in modo che con la mutazione aumenti la probabilità di avere un patrimonio genetico migliore del precedente, quindi la possibilità di sopravvivere. È necessario definire, inoltre, una volta aver applicato gli operatori genetici, quali fra tutti gli individui creati vadano a costituire la nuova generazione. La selezione può avvenire secondo diversi criteri, che vanno da quella casuale, in cui ogni individuo ha la stessa probabilità degli altri di essere selezionato, alla selezione degli individui sulla base dei corrispondenti valori di fitness. Questo tipo di selezione avvantaggia i cromosomi migliori a scapito dei peggiori, aumentando la velocità di convergenza verso l'ottimo.

La performance di un algoritmo genetico dipende fortemente anche dalla probabilità di mutazione e di crossover, che sono stabilite in fase di inizializzazione dell'algoritmo. Per calibrarli opportunamente, la suddetta fase prevede di far variare da 0 a 1 le probabilità relative ai due parametri, mantenendo gli altri costanti, al fine di identificare le probabilità in corrispondenza delle quali le soluzioni ottenute risultano avere una certa stabilità. La stabilità delle soluzioni è data principalmente da tre criteri: dal numero di soluzioni identiche, dal numero di soluzioni con lo stesso valore di fitness e dal numero di soluzioni simili fra loro.

Non esiste una regola di validità generale che permetta di determinare come calibrare correttamente i parametri, ma è necessario analizzare singolarmente ogni problema da risolvere.

Sono stati definiti differenti criteri di STOP che è possibile utilizzare per fermare le iterazioni di un AG. È comune interrompere l'algoritmo per il raggiungimento di un numero massimo di iterazioni o per un limite temporale; in questi casi è importante prestare attenzione affinché i criteri definiti non vengano raggiunti velocemente, altrimenti il rischio è che l'algoritmo non abbia a disposizione il tempo adatto ad esplorare correttamente lo spazio di ricerca dell'ottimo. Altri criteri di stop sono quelli di convergenza, con i quali è possibile controllare se la popolazione continua a variare o se si è stabilizzata verso la soluzione finale. I criteri di convergenza

utilizzati sono i seguenti [76]:

- STOP dell'algoritmo quando non si osservano miglioramenti per un certo numero di generazioni consecutive, monitorando i cambiamenti della fitness in corrispondenza dei migliori cromosomi delle generazioni che si succedono;
- STOP dell'algoritmo quando i cromosomi della generazione successiva non differiscono troppo rispetto a quelli delle generazioni precedenti;
- STOP dell'algoritmo quando la soluzione trovata è ritenuta accettabile, ovvero se il cambiamento della fitness fra una generazione e la successiva è inferiore ad una certa tolleranza;
- STOP dell'algoritmo quando la pendenza della funzione obiettivo è approssimativamente nulla.

Capitolo 4

Il caso studio: la centrale termica asservita alla rete di TLR

Come anticipato nei capitoli precedenti, il presente lavoro ha come oggetto l'ottimizzazione del funzionamento di una centrale termica asservita a una rete di tele riscaldamento. Il sistema di TLR in questione, in esercizio dal 2009, è sito in zona climatica F e serve un centinaio di utenze, per una volumetria complessiva di circa 700.000 m³.

La centrale termica (il cui schema tecnico è rappresentato in Figura 4.1) è costituita da un motore alternativo a combustione interna alimentato a gas naturale e funzionante in assetto cogenerativo; le massime potenze erogabili sono pari a 6,1 MW_e e a 5,1 MW_t. Oltre al CHP, in centrale sono installati due generatori di calore, anch'essi alimentati a gas naturale; le caldaie hanno una potenza nominale utile di 11,2 MW_t e 15 MW_t e funzionano parallelamente fra loro ad integrazione e backup del cogeneratore, in modo da assicurare il soddisfacimento del carico termico richiesto dalla rete in ogni momento. Un ulteriore componente presente in centrale è il serbatoio di accumulo termico, avente un volume di 1.100 m³. Esso funge da volano termico ed eroga energia termica alla rete quando il cogeneratore e le caldaie sono spente. L'energia termica è prodotta sotto forma di acqua calda.

Con riferimento alla Figura 4.1, è bene precisare che:

- i numeri 1, 2, 3, 4 indicano rispettivamente il CHP, la caldaia da 11 MW_t, la caldaia da 15 MW_t e l'accumulo termico;
- in giallo è rappresentato il percorso del gas;

- in blu è rappresentato il percorso dell'energia elettrica prodotta dal CHP/prelevata dalla rete;
- in rosso è rappresentato il percorso dell'acqua calda; più precisamente, la linea continua corrisponde alla mandata e quella tratteggiata al ritorno.

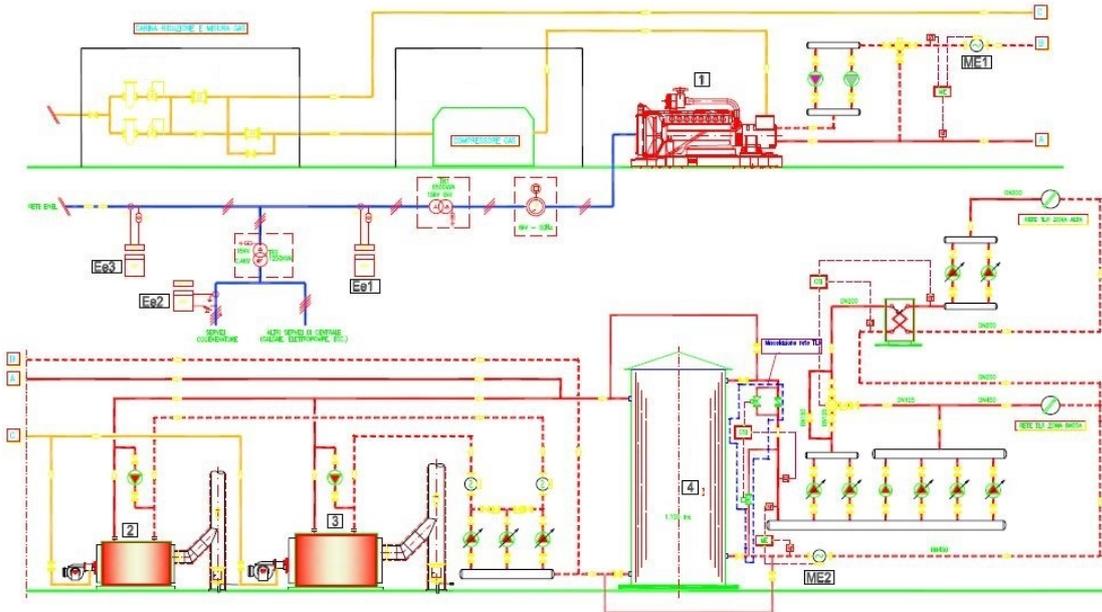


Figura 4.1: Schema tecnico della centrale termica asservita alla rete di TLR.

L'energia elettrica prodotta dal CHP viene convertita da 6 kV a 15 kV, quindi immessa in rete al netto di una quota trattenuta per l'autoconsumo. L'energia elettrica utilizzata in loco viene riconvertita da 15 kV a 0,4 kV ed è utilizzata per far funzionare il CHP, le caldaie e/o l'accumulo (se in funzione), le elettropompe e per ulteriori servizi. L'energia elettrica è, invece, prelevata dalla rete Enel quando il cogeneratore non è in funzione per soddisfare interamente la domanda di energia elettrica della centrale. Sono presenti tre contatori di energia elettrica:

- *Ee1* contatore dell'energia elettrica lorda prodotta dal cogeneratore;
- *Ee2* contatore dell'energia elettrica defiscalizzata utilizzata dal CHP;
- *Ee3* contatore dell'energia elettrica immessa in rete o prelevata dalla rete.

Per quanto riguarda l'energia termica prodotta dal CHP, questa serve la rete di TLR se vi è contemporaneità di richiesta da parte delle utenze, altrimenti è utilizzata per caricare il serbatoio di accumulo o, se quest'ultimo risulta completamente

carico, dissipata. Il contabilizzatore *Me1* contabilizza l'energia termica prodotta dal CHP.

L'energia termica prodotta dalle caldaie, invece, è immessa direttamente in rete, sfruttando un sistema di by-pass del serbatoio di accumulo. Il contabilizzatore *Me2* contabilizza l'energia termica totale immessa nella rete di TLR.

Va chiarito che di tutta l'energia termica prodotta, una minima parte è utilizzata per soddisfare il fabbisogno termico della centrale, mentre la restante parte è distribuita alle utenze.

Indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia prodotta dal CHP, dalle caldaie o che sia erogata dall'accumulo, l'acqua calda confluisce in un unico collettore di mandata; da quest'ultimo si ripartono due collettori più piccoli, uno a servizio della *Rete TLR zona Alta* e l'altro a servizio della *Rete TLR zona Bassa*, dai quali si originano le due sottoreti. Si può notare come la rete che serve la zona Bassa sia sostenuta da un gruppo di quattro elettropompe, ognuna dalla potenza di 135 kW; due elettropompe funzionano regolarmente, le altre due, invece, fungono da backup. Il ramo iniziale della rete ha un diametro nominale di 400 mm. Nel circuito che serve la zona Alta, invece, sono presenti due elettropompe, una da 22 kW e l'altra da 37 kW, che funge da backup. Successivamente uno scambiatore di calore trasferisce il calore dal circuito dell'acqua di centrale a quello dell'acqua effettivamente distribuita in rete, sostenuto da due ulteriori elettropompe dalla potenza di 30 kW, una delle quali è di backup. Il diametro nominale del ramo iniziale della rete è di 200 mm.

La temperatura con cui l'acqua è immessa in rete varia a seconda della stagione, più precisamente in inverno raggiunge gli 85-90°C, mentre in estate raggiunge finanche i 70°C; la temperatura dell'acqua di ritorno, invece, si mantiene costante durante tutto l'anno, sui 63,5°C circa. Varia anche la portata di rete, che risulta mediamente fra i 150-200 m³/h in inverno e fra i 50-100 m³/h in estate.

La rete di teleriscaldamento raggiunge tutte le utenze, in modo da soddisfare il fabbisogno di riscaldamento e di acqua calda sanitaria di ciascuna di esse. Nelle singole sottostazioni avviene il trasferimento dell'energia termica dal circuito primario a quello secondario dell'utenza, mediante uno scambiatore a piastre o saldobrasato.

4.1 Logica di funzionamento della centrale termica

L'impianto segue una logica di funzionamento basata sull'inseguimento termico, ovvero viene esercito con l'obiettivo principale di soddisfare la domanda di energia termica della rete. Il cogeneratore viene acceso nelle ore centrali della giornata, durante le quali è anche economicamente vantaggioso vendere l'energia elettrica prodotta, e spento durante la notte. Il cogeneratore funziona seguendo una *schedule* giornaliera di accensione/spengimento differente a seconda della stagione: nel periodo invernale esso è attivo in media circa 12 ore al giorno tutti i giorni (indicativamente dalle 7:00 alle 19:00), poiché la domanda di energia termica è elevata; in estate, invece, è acceso per circa 4 ore al giorno ogni due giorni (al mattino dalle 9:00 alle 14:00 o nel pomeriggio dalle 15:00 alle 19:00), dal momento che l'energia termica richiesta è più contenuta e serve principalmente a produrre ACS (In Figura 4.2 e 4.3 sono riportati i cicli di accensione/spengimento del cogeneratore in inverno e in estate). Il CHP funziona per lo più in condizioni prossime a quelle nominali (al 97% del carico nominale) e la modulazione, mai inferiore all'80% del carico nominale, viene effettuata per quelle ore in cui il prezzo di vendita dell'energia elettrica è basso, quindi poco conveniente.

La quantità di energia termica prodotta che viene immessa in rete dipende dal fabbisogno termico delle utenze: l'energia è totalmente distribuita in rete se le utenze ne richiedono un quantitativo pari o superiore al totale prodotto; se, invece, la richiesta di calore è inferiore, una parte dell'energia termica viene distribuita in rete e una parte viene utilizzata per caricare l'accumulo; l'energia termica immagazzinata nell'accumulo è immessa in rete quando le utenze ne necessitano e il cogeneratore risulta spento, ovvero principalmente durante le ore notturne in inverno e nelle giornate in cui il CHP è spento in estate. In sostanza, come si può vedere in Figura 4.4 e 4.5, le ore di accensione dell'accumulo risultano essere complementari a quelle del CHP, sia in estate che in inverno.

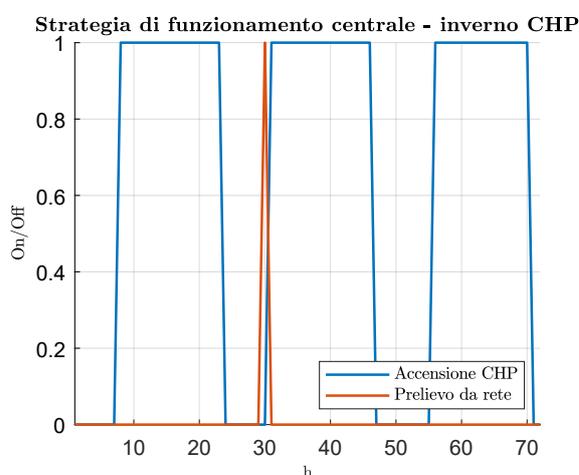


Figura 4.2: Funzionamento del CHP in tre giorni invernali.

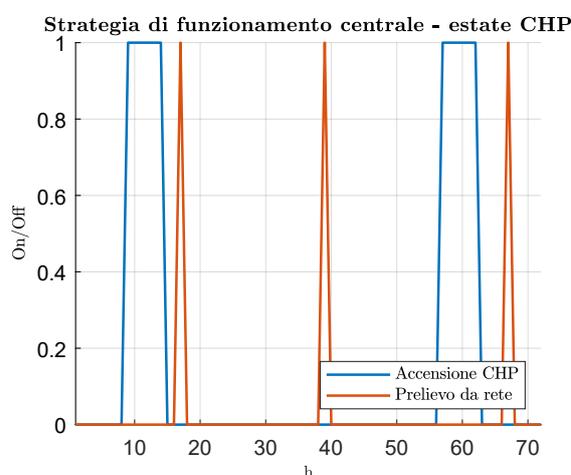


Figura 4.3: Funzionamento del CHP in tre giorni estivi.

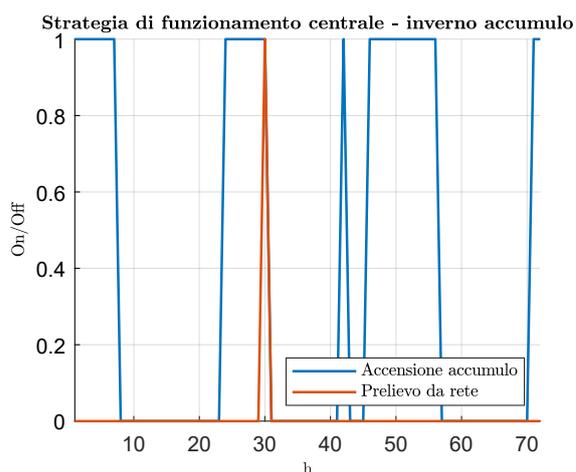


Figura 4.4: Funzionamento dell'accumulo in tre giorni invernali.

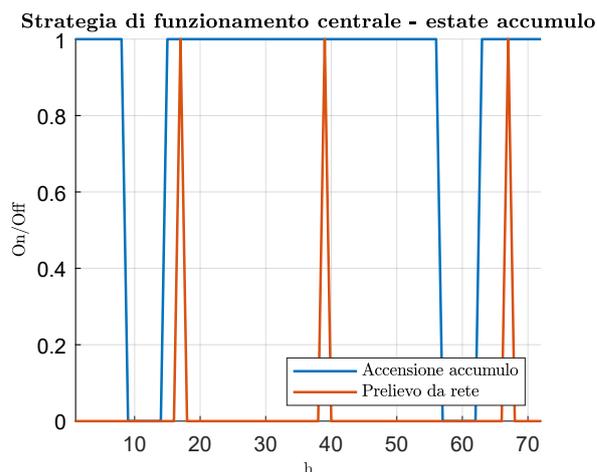


Figura 4.5: Funzionamento dell'accumulo in tre giorni estivi.

I generatori di calore, invece, vengono accesi per produrre la quantità di energia termica da integrare a quella prodotta contestualmente dal cogeneratore o fornita dall'accumulo affinché venga soddisfatto il fabbisogno termico della rete; essi funzionano, quindi, in contemporanea al cogeneratore, specie nelle ore mattutine, o a sostituzione dello stesso nei periodi in cui quest'ultimo risulta in manutenzione. Le caldaie possono essere modulate finanche al 30% del carico nominale e la modalità con cui entrano in esercizio è sempre la stessa, indipendentemente dalla stagione: la loro accensione non è programmata ma dipende dalle esigenze termiche della rete (Figura 4.6).

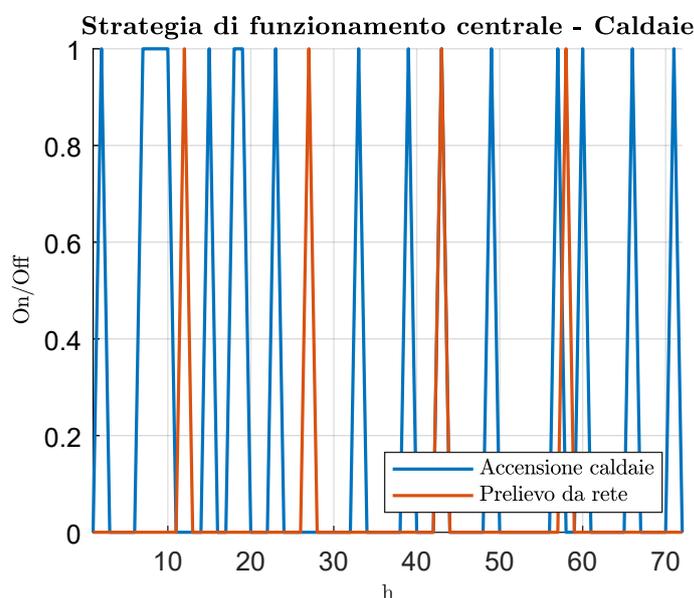


Figura 4.6: Funzionamento delle caldaie in tre giorni consecutivi in cui il cogeneratore è spento.

I cicli di accensione/spegnimento del CHP sono molto più regolari di quelli delle caldaie, che invece risultano intermittenti durante la stessa giornata. Ciò dipende direttamente dalla logica di funzionamento scelta per esercire l'impianto.

Un'altro aspetto che risulta evidente guardando le immagini in Figura 4.2 e 4.6 è la frequenza con cui avviene il prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale³⁰: in inverno, quando il cogeneratore è in funzione ogni giorno della settimana, l'energia elettrica prodotta è sufficiente a soddisfare la domanda di elettricità della centrale; l'energia elettrica prelevata raggiunge i 1.200 kWh circa ogni 2 giorni; in estate, o nei periodi in cui il CHP è spento, il prelievo dalla rete elettrica nazionale si intensifica, arrivando a registrare 1.200 kWh ogni circa 12-18 ore.

4.2 L'unità cogenerativa

Il motore cogenerativo a combustione interna (Figura 4.7) è prodotto da CAT ed è del tipo a ciclo Otto alimentato a gas naturale (modello G16CM34). La potenza

³⁰Ogni prelievo registrato e indicato con 1 corrisponde ad un import di 1.200 kWh.

elettrica massima erogabile è di $6,1 \text{ MW}_e$, cui corrisponde un recupero termico nominale di $5,1 \text{ MW}_t$, che avviene sotto forma di acqua calda.



Figura 4.7: Cogeneratore presente in centrale.

Il recupero termico è ripartito all'interno del motore in 3 circuiti: il circuito dell'olio lubrificante consente un recupero di 1.980 kW_t , quello dell'acqua motore ne consente uno di 1.436 kW_t ; il recupero di calore dai gas di scarico ammonta a 1.730 kW_t ed è contestuale al raffreddamento dei fumi fino a circa 120°C ³¹.

L'acqua di ritorno al cogeneratore ha una temperatura di circa $63,5^\circ\text{C}$ e recuperando l'energia termica, la sua temperatura viene innalzata a circa $85\text{-}90^\circ\text{C}$. La portata, invece, risulta mediamente costante e pari a $160 \text{ m}^3/\text{h}$.

I dati relativi al funzionamento nominale del cogeneratore sono riportati di seguito³² (Tabella 4.1).

³¹I valori relativi al recupero termico sono stati stimati analizzando lo schema di recupero del CHP.

³²I dati riportati sono in parte desunti dalla scheda tecnica, in parte calcolati sulla base delle informazioni disponibili.

Tabella 4.1: Specifiche tecniche del cogeneratore in condizioni di funzionamento nominale.

PCI gas naturale	35,25 MJ/m ³
Consumo specifico di gas	8,15 MJ/kWh
Potenza in ingresso	14.420 kW
Potenza elettrica	6.100 kW
Potenza termica recuperabile	5.148 kW
Rendimento elettrico	42,30%
Rendimento termico	35,70%
Rendimento complessivo	78%
Temperatura gas di scarico	350°C
Portata di gas di scarico	9,08 m ³ /s
Portata aria di combustione	8,67 m ³ /s

Avendo a disposizione i dati relativi al funzionamento del cogeneratore nel 2018 è stato possibile calcolare il rendimento medio del CHP e il risparmio energetico legato all'utilizzo dell'unità cogenerativa.

L'impianto ha funzionato con un rendimento medio annuale pari a 77,86%, superiore a quello di soglia previsto dalla CAR (pari a 75%), pertanto si è potuto constatare che tutta l'energia elettrica prodotta nel 2018 è qualificabile come cogenerativa.

È stato poi calcolato l'indice PES, quindi il RISP e il numero di CB teoricamente spettanti³³ all'impianto.

Come descritto nel capitolo precedente, il PES indica, in termini percentuali, il risparmio energetico conseguito impiegando un'unità cogenerativa al posto di tecnologie di produzione separata di energia elettrica e termica; il RISP quantifica il risparmio in termini di energia primaria e i CB sono titoli che certificano il conseguimento dei risparmi in Tep³⁴.

Si ricordi che il PES, il RISP e il numero di CB si calcolano nei seguenti modi:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right) \cdot 100\% \quad (4.1)$$

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{E,RIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{T,RIF}} - F_{chp} \quad (4.2)$$

³³Il sistema di teleriscaldamento in questione non può beneficiare del meccanismo dei CB perché ha già usufruito dei CV per il numero massimo di anni previsto.

³⁴Tonnellate Equivalenti di Petrolio.

$$CB = RISP \cdot 0.086 \cdot K \quad (4.3)$$

Il $RefE_\eta$ da utilizzare deve essere corretto considerando gli aspetti climatici (+0,395 %) e le perdite di tensione (che relativamente all'unità cogenerativa in analisi ammontano a 0,935 per l'energia elettrica immessa in rete e 0,914 per quella autoconsumata); il $\eta_{E,RIF}$, invece, deve essere corretto tenendo conto delle sole perdite di tensione.

I risultati ottenuti per l'impianto in questione sono riportati nella Tabella 4.2:

Tabella 4.2: Calcolo del PES, RISP e numero dei CB relativi all'anno 2018.

H_{chp}	11.241 MWh
E_{chp}	13.207 MWh
F_{chp}	31.400 MWh
$CHPH_\eta$	0,358
$CHPE_\eta$	0,421
$RefH_\eta$	0,90
$RefE_\eta$	0,494
PES	19,99%
$\eta_{E,RIF}$	0,429
$\eta_{T,RIF}$	0,90
RISP	11.855 MWh/anno
K	1,317
CB	1.342

Dall'analisi così effettuata, si può notare che i rendimenti medi annuali del CHP sono prossimi a quelli nominali; inoltre, essendo il PES superiore al 10%, si può concludere che l'impianto cogenerativo oggetto di analisi ha funzionato in modalità CAR nell'anno 2018.

Relativamente agli impianti cogenerativi asserviti alle reti di teleriscaldamento, è possibile valutare un altro indice, il PES_{DH} , *Primary Energy Savings of the district heating*, che quantifica l'energia primaria effettivamente risparmiata grazie all'unità cogenerativa tenendo, però, conto del fatto che parte dell'energia elettrica prodotta è utilizzata per l'azionamento delle pompe della rete di TLR e che non tutta l'energia

termica prodotta dal cogeneratore può essere considerata utile, dal momento che sono presenti perdite termiche sia in centrale che lungo la rete.

Il PES_{DH} è così definito [47]:

$$PES_{DH} = 1 - \frac{F_{chp}}{\frac{E_{chp,us}}{RefE_{\eta}} + \frac{H_{chp,us}}{RefH_{\eta}}} \quad (4.4)$$

In cui:

- F_{chp} è l'energia primaria in ingresso al CHP;
- $E_{chp,us}$ è l'energia elettrica prodotta venduta in rete, quindi al netto della quota necessaria ad azionare le pompe e destinata agli ausiliari;
- $H_{chp,us}$ è l'energia termica utilizzata dagli utenti finali e prodotta dal cogeneratore.
- $RefE_{\eta}$ e $RefH_{\eta}$ sono i rendimenti di riferimento, definiti allo stesso modo di quelli impiegati nel calcolo del PES.

In Tabella 4.3 si riporta il calcolo del PES_{DH} per l'impianto in questione.

Tabella 4.3: Calcolo del PES_{DH} relativo all'anno 2018.

F_{chp}	31.400 MWh
$E_{chp,us}$	12.102 MWh
$H_{chp,us}$	9.247 MWh
$RefE_{\eta}$	0,525
$RefH_{\eta}$	0,90
PES_{DH}	5,78%

Rispetto all'utilizzo di tecnologie di produzione di energia separata, quindi di impianti convenzionali per la produzione di energia elettrica e caldaie autonome nelle abitazioni, l'impianto cogenerativo asservito alla rete di TLR in questione permette un risparmio del 5,78% dell'energia primaria. Confrontando il risultato relativo al PES con quello relativo al PES_{DH} , si nota come il primo sovrastimi il risparmio di energia primaria per un sistema di teleriscaldamento (il valore del PES è circa 2,5 volte del valore del PES_{DH}). Di fatto, il consumo energetico delle pompe e le

perdite termiche di centrale e di rete sono tutt'altro che trascurabili.

4.3 Le caldaie di integrazione e il serbatoio di accumulo termico

Le caldaie di integrazione Viessman, modello Vitomax 200 (Figura 4.8) funzionano a gas naturale, nonostante siano progettate anche per funzionare a gasolio. Sono entrambe caldaie a tre giri di fumo, adatte per il funzionamento con temperatura dell'acqua di caldaia costante. Hanno una potenza termica nominale di $11,2 \text{ MW}_t$ e di 15 MW_t cui corrisponde un rendimento del 92%; quest'ultimo raggiunge il 95% in corrispondenza del funzionamento al 40% del carico.



Figura 4.8: Caldaie Vitomax 200 presenti in centrale.

A causa del sovradimensionamento della centrale termica, difficilmente (nel 2018 mai) si verifica la condizione in cui esse funzionano in condizioni nominali; esse lavorano sempre a carichi parziali. La temperatura cui viene prodotta l'acqua calda dipende dalla stagione: in inverno essa raggiunge gli 85°C , in estate anche i 75°C . La portata è pressoché costante durante l'anno, in particolare per la caldaia da $11,2 \text{ MW}_t$ essa risulta di circa $150 \text{ m}^3/\text{h}$, mentre per la caldaia da 15 MW_t è di circa 120

m³/h.

I dati tecnici dei generatori di calore sono riportati di seguito (Tabella 4.4).

Tabella 4.4: *Specifiche tecniche dei generatori di calore in condizioni di funzionamento nominale.*

	Caldaia 1	Caldaia 2
Potenza utile nominale	11.200 kW	15.000 kW
Potenza in ingresso nominale	12.170 kW	16.300 kW
Rendimento nominale	92%	92%
Temperatura massima acqua di mandata	95°C	95°C
Temperatura minima acqua di ritorno	55°C	55°C
Temperatura dei gas di scarico	185°C	185°C
Portata gas di scarico	5,20 kg/s	6,95 kg/s

L'accensione e la modulazione delle caldaie, come mostrato in precedenza, non sono programmate, ma avvengono a seconda dell'esigenza di energia termica della rete e dalla disponibilità di calore in centrale; esse entrano in funzione (o l'una o l'altra, indistintamente e mai in contemporanea) in due situazioni:

- quando la domanda di energia termica della rete eccede il calore prodotto dal CHP;
- quando il cogeneratore è spento per ragioni legate al prezzo dell'energia elettrica o per manutenzione e l'energia termica immagazzinata nell'accumulo non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno termico della rete.

L'accumulo termico (visibile in Figura 4.9 e schematizzato in Figura 4.10), oltre a fornire opportunamente l'energia termica alla rete di teleriscaldamento, funge anche da separatore idraulico fra la centrale e la rete stessa. Si tratta di un accumulo sensibile che utilizza come fluido accumulatore l'acqua calda. L'acqua immessa dal cogeneratore, essendo più calda di quella presente nell'accumulo, contribuisce al processo di carica; l'acqua di ritorno dalla rete, invece, essendo più fredda, effettua il processo di scarica. L'assorbimento e la cessione dell'energia fra i fluidi menzionati avviene per miscelamento diretto fra le portate e l'acqua presente nell'accumulo.



Figura 4.9: Accumulo termico presente in centrale.

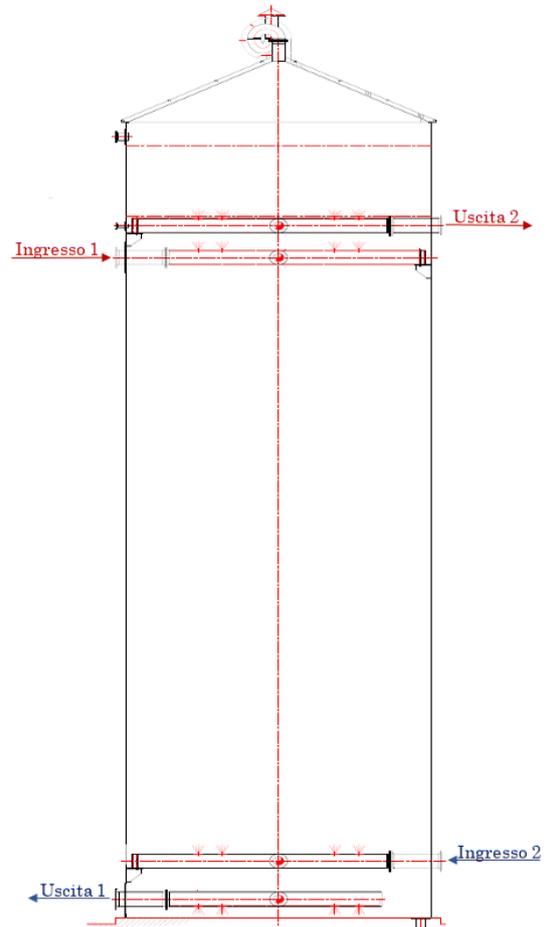


Figura 4.10: Schema dell'accumulo termico.

Il serbatoio di accumulo presenta due ingressi e due uscite tramite cui le portate confluiscono nell'accumulo; ognuno di questi ha un diametro nominale di 450 mm ed è così posizionato:

- la mandata dell'acqua calda di centrale (*Ingresso 1*) è sita ad un'altezza di 21 m;
- il ritorno dell'acqua in centrale (*Uscita 1*) è posto ad un'altezza di 0,8 m;
- la mandata dell'acqua alla rete di TLR (*Uscita 2*) è posizionata ad un'altezza di 22 m;

- il ritorno dell'acqua di rete (*Ingresso 2*) si trova ad un'altezza di 2 m.

Le temperature della mandata e del ritorno dalla centrale sono pressoché prossime a quelle del cogeneratore, dal momento che è il componente principale che carica l'accumulo; le temperature di mandata alla rete, invece, sono leggermente più elevate rispetto a quelle immessa in rete, poiché l'acqua calda uscente dall'accumulo viene miscelata prima di raggiungere il collettore di mandata; infine, le temperature di ritorno all'accumulo coincidono con quelle di ritorno dalla rete.

Va precisato che i tempi di carica del serbatoio variano dal periodo considerato: in inverno, a causa dell'elevata richiesta di energia termica da parte della rete, i tempi necessari alla carica completa raggiungono finanche le 24 ore; in estate, invece, data la domanda di energia termica più contenuta, il processo di carica si completa in circa 4-6 ore.

Le caratteristiche tecniche dell'accumulo sono riportate di seguito (Tabella 4.5):

Tabella 4.5: *Specifiche tecniche dell'accumulo termico.*

Dimensioni	7,6 m x 25 m (diametro interno x altezza)
Volume	1.100 m ³
Livello serbatoio pieno	24,5 m
Capacità	38,75 MWh _t
Materiale	lamiera in acciaio
Isolamento	lana minerale + intercapedine d'aria + lamiera grecata

Guardando le temperature registrate nel corso del 2018 in corrispondenza delle diverse altezze, si nota che esse non assumono valori costanti, ma variano di circa 25°C a seconda dell'accensione/spengimento del cogeneratore. Ciò fa pensare che il grado di stratificazione del suddetto accumulo non sia elevato, ma che vi siano principi di miscelamento. D'altronde ciò non stupisce, dal momento che l'energia termica viene ceduta all'accumulo/assorbita dallo stesso per contatto diretto fra le portate in ingresso e l'acqua presente all'interno.

Per stimare il grado di stratificazione caratteristico dell'accumulo in questione, si è valutato numero di stratificazione ξ^{35} , risultato pari a 0,24. Il valore piuttosto basso conferma che il comportamento dell'accumulo tende al mescolamento e non alla stratificazione. Ciò significa che nonostante l'accumulo di energia termica possa

³⁵Di cui si è discusso a pag. 51.

essere elevato, il sistema è caratterizzato da una bassa exergia.

4.4 Funzionamento dell'impianto nel 2018

4.4.1 Aspetto energetico

Dall'analisi dei dati relativi al funzionamento della centrale termica nel 2018 è emerso che l'impianto ha funzionato per 7.601 ore³⁶, producendo in totale 13,2 GWh_e e 14,5 GWh_t; l'energia prelevata dalla rete Enel, invece, risulta di 323 MWh_e.

Il diagramma di Sankey riportato di seguito (Figura 4.11) mostra una panoramica dei flussi energetici coinvolti complessivamente nel sistema di teleriscaldamento.

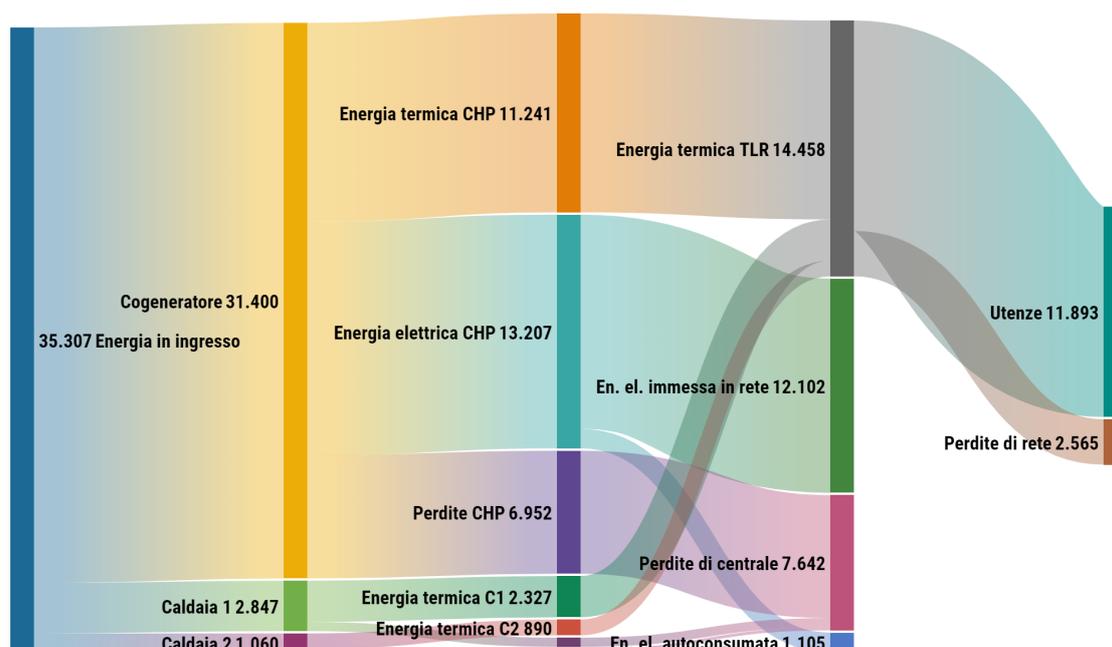


Figura 4.11: Diagramma di Sankey relativo al sistema di teleriscaldamento (dati espressi in MWh).

Dalla figura si evince chiaramente che gran parte dell'energia in ingresso, precisamente l'88,9% del totale, è stata impiegata per far funzionare il cogeneratore; quest'ultimo, infatti, è risultato operativo per 2.290 ore; le caldaie da 11,2 MW_t e 15

³⁶Va precisato che è stato escluso, per mancanza di dati, il periodo compreso fra il 16 maggio 2018 e il 12 giugno 2018.

MW_t (nello schema indicate con C1 e C2) sono state accese, invece, rispettivamente per 715 e 272 ore.

I rendimenti medi annuali che hanno caratterizzato le unità produttive sono indicati di seguito (Tabella 4.6).

$\eta_{gl,CHP}$	77,9%
$\eta_{el,CHP}$	42,1%
$\eta_{th,CHP}$	35,8%
$\eta_{th,C1}$	81,7%
$\eta_{th,C2}$	84,0%

Tabella 4.6: Rendimenti medi annuali del cogeneratore e delle caldaie.

Dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, il 91,6% è immessa in rete; relativamente all'energia termica prodotta in centrale, invece, l'82,3% di quest'ultima arriva alle utenze. Le perdite della rete di teleriscaldamento ammontano quindi circa al 18%.

Si è valutata la prestazione energetica del sistema di teleriscaldamento mediante il calcolo di due indici: il *Primary Energy Factor*, *PEF*, e il rendimento di primo principio, η_I .

Il PEF è un indice definito dallo Standard Europeo EN 15316:2007 che calcola la quantità di energia primaria necessaria a produrre un'unità di energia termica fornita alle utenze [47]. Più basso è il valore del PEF, migliore è l'utilizzo dell'energia primaria. Nello specifico, il PEF è calcolato nel seguente modo:

$$PEF = \frac{E_p - f_{p,el} \cdot E_{el,exp}}{E_{th,us}} \quad (4.5)$$

in cui:

- $E_p = \sum f_{p,i} \cdot E_{p,i}$ è l'energia primaria complessivamente entrante nel sistema, che tiene conto dei fattori di conversione relativi ai singoli vettori energetici³⁷;
- $f_{p,el} \cdot E_{el,exp}$ è l'energia primaria necessaria alla produzione dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale;

³⁷Tali fattori servono a quantificare i costi energetici, in termini di energia primaria, legati al combustibile (estrazione, raffinazione, stoccaggio, trasporto, etc.).

- $E_{th,us}$ è l'energia termica fornita alle utenze.

Per il sistema di teleriscaldamento in questione, il PEF si calcola come:

$$PEF = \frac{f_{p,GN} \cdot E_{GN} + f_{p,el} \cdot E_{el,in} - f_{p,el} \cdot E_{el,exp}}{E_{th,us}} \quad (4.6)$$

Ne deriva che (Tabella 4.7):

Tabella 4.7: Calcolo del PEF.

$f_{p,GN}$	1,1
E_{GN}	35.307 MWh
$f_{p,el}$	2,5
$E_{el,in}$	323 MWh
$E_{el,exp}$	12.102 MWh
$E_{th,us}$	11.893 MWh
PEF	0,790

Il rendimento di primo principio, invece, è definito come il rapporto fra l'energia uscente dal sistema e quella entrante ed è utile per comprendere quanto efficiente sia il sistema nel complesso; esso si calcola come:

$$\eta_I = \frac{E_{th,us} + E_{el}}{E_f + E_{el,in}} \quad (4.7)$$

Per il sistema di teleriscaldamento in questione si ha che (Tabella 4.8):

Tabella 4.8: Calcolo del rendimento globale dell'impianto.

$E_{th,us}$	11.893 MWh
E_{el}	13.207 MWh
$E_{el,in}$	323 MWh
E_{GN}	35.307 MWh
η_I	70,45%

Di seguito si riportano, invece, le curve cumulate relative all'energia termica prodotta dal cogeneratore e dalle caldaie durante l'intero anno solare (Figura 4.12,

Figura 4.13, Figura 4.14).

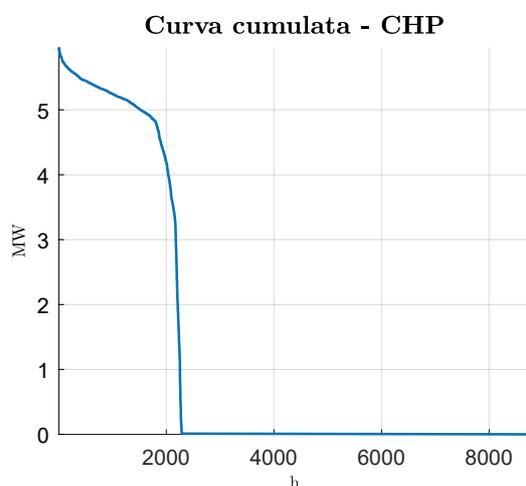


Figura 4.12: *Cumulata relativa al cogeneratore.*

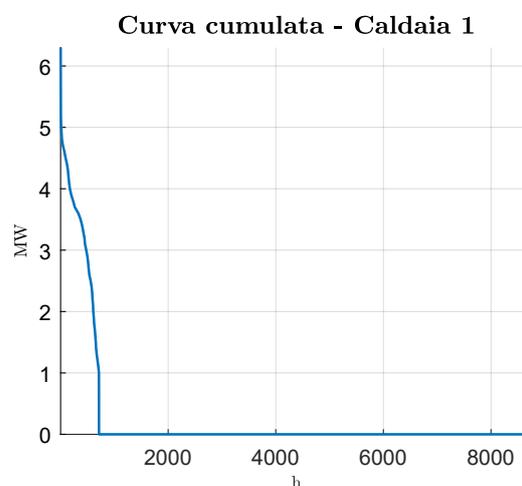


Figura 4.13: *Cumulata relativa alla caldaia da 11 MW_t.*

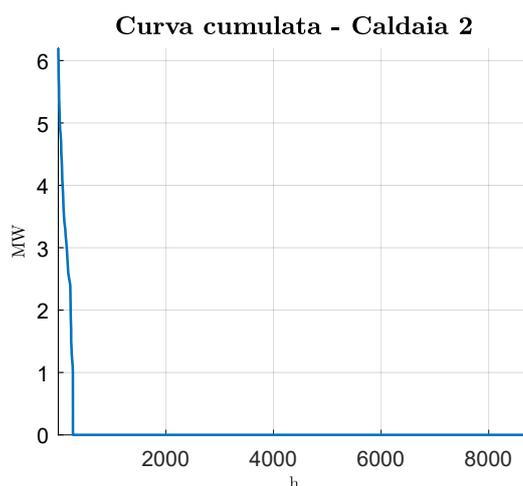


Figura 4.14: *Cumulata relativa alla caldaia da 15 MW_t.*

Come si può notare, il periodo di accensione del CHP e delle caldaie è decisamente limitato: il cogeneratore funziona per 2.290 ore, mentre la caldaia piccola e grande rispettivamente per 715 e 272 ore. Inoltre, i grafici evidenziano che il cogeneratore funziona in condizioni prossime a quelle nominali per quasi tutto il periodo di attivazione, mentre le caldaie lavorano ad una potenzialità che è sempre minore del 50% di quella massima, alla quale, invece, non funzionano mai.

La massima produzione oraria di energia termica in centrale è di 10,2 MWh_t, dovuta al funzionamento simultaneo del cogeneratore e della caldaia da 15 MW_t in corri-

spondenza dell'ora che va dalle 17:00 alle 18:00 del 28 febbraio 2018. La centrale è caratterizzata da valori di energia termica oraria inferiori a $5,4 \text{ MWh}_t$ (potenzialmente producibili dal solo cogeneratore) per più dell'80% del tempo in cui è in funzione. Ciò fa intuire che la centrale termica in questione possa essere sovradimensionata: si pensi, infatti, che la potenza termica dell'impianto installato è di circa 31 MW_t .

Un'ulteriore conferma si può avere dal calcolo dell'*Equivalent to nominal power duration* (h_{eq}), definito come il rapporto fra l'energia ceduta annualmente alle utenze e la potenza termica installata in centrale. Questo indicatore stima il numero di ore cui dovrebbe funzionare l'impianto al massimo delle sue potenzialità per soddisfare la domanda di energia termica delle utenze. Segue che, quanto più h_{eq} si avvicina a 8.760 (ore presenti in un anno), tanto più l'effettivo dimensionamento dell'impianto tende a quello ideale.

Calcolando tale indice per il sistema di teleriscaldamento in questione, si ha:

$$h_{eq} = \frac{13.457 \text{ MWh}}{31,1 \text{ MW}} = 432,7 \text{ h} \quad (4.8)$$

Questo calcolo conferma che la centrale è notevolmente sovradimensionata.

4.4.2 Aspetto economico

È stata eseguita un'analisi economica volta a quantificare il Margine Operativo Lordo che ha caratterizzato l'impianto nel 2018. Nello specifico, è stata effettuata una stima dei singoli flussi di cassa che caratterizzano i ricavi e i costi sostenuti nel 2018 ed è stato stimato il MOL come la differenza fra queste due voci.

Sono state considerate fonti di ricavo per l'impianto:

- l'energia elettrica immessa nella rete nazionale;
- l'energia termica venduta alle utenze;
- il risparmio derivato dall'autoconsumo dell'energia elettrica.

La valorizzazione dell'energia è stata effettuata assumendo un costo medio, differente a seconda che si consideri l'energia elettrica o termica.

Il risparmio dovuto all'energia elettrica autoconsumata, invece, è stato stimato assumendo un prezzo medio dell'energia elettrica per i consumatori industriali, comprensivo delle quote relative all'energia, al dispacciamento, al trasporto e agli oneri di sistema; a tale prezzo è stata poi aggiunta l'imposta erariale prevista per quel quantitativo di energia elettrica autoconsumata [6].

I ricavi così quantificati si riportano di seguito (Tabella 4.9):

Tabella 4.9: Ricavi del sistema di teleriscaldamento.

Valorizzazione energia termica	
Costo medio	40 €/MWh
Energia termica venduta	11.893 MWh
Ricavo	475.720 €
Valorizzazione energia elettrica	
Costo medio	60 €/MWh
Energia elettrica venduta	12.102 MWh
Ricavo	726.120 €
Risparmio energia elettrica autoconsumata	
Prezzo medio utenti industriali	150 €/MWh
Imposta erariale	12,5 €/MWh
Energia elettrica autoconsumata	1.105 MWh
Ricavo	179.563 €

I ricavi complessivi stimati ammontano a circa 1.381.400 €.

Le voci di costo considerate sono le seguenti:

- il gas naturale acquistato per il funzionamento della centrale;
- l'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale;
- le accise sull'energia elettrica autoconsumata;
- la manutenzione programmata dell'impianto;
- la gestione e la conduzione dell'impianto;
- l'assicurazione dell'impianto;
- le quote di CO₂ che eccedono il quantitativo previsto dal sistema ETS.

Il costo del gas naturale è stato stimato sulla base del prezzo medio del gas naturale per un consumatore industriale comprensivo delle quote relative alla materia prima, al sistema di regolazione, all'uso delle reti e agli oneri di sistema. Tale prezzo è stato poi corretto sulla base delle accise previste [7], [5]. Si ricordi che essendo l'impianto di tipo cogenerativo, esso gode della defiscalizzazione del combustibile. La quota di gas naturale defiscalizzato è pari a $0,22 \text{ m}^3/\text{kWh}_e$ prodotto e l'agevolazione fiscale consiste nell'escludere il pagamento dell'addizionale regionale e nel ribassare il prezzo dell'accisa relativa agli usi industriali; inoltre, per la quota destinata all'autoproduzione di energia elettrica tale aliquota risulta ulteriormente ribassata. Il costo relativo all'energia elettrica prelevata dalla rete, invece, è stato stimato considerando lo stesso prezzo assunto per l'energia elettrica autoconsumata. Nonostante l'energia autoconsumata sia prodotta dall'impianto stesso, il Testo Unico prevede che venga comunque versata all'Erario la quota relativa all'accisa [43]. Per quantificare l'ammontare dei costi di manutenzione, gestione, conduzione e assicurazione dell'impianto sono stati ipotizzati dei costi medi, per unità di potenza installata o annuali.

Come accennato nel capitolo 2, gli impianti di potenza superiore ai 20 MW fanno parte del sistema EU ETS (Emission Trading Scheme); il sistema europeo di scambio di quote di emissione, istituito dalla Direttiva 2003/87/CE, è il principale strumento adottato dall'UE per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra nei settori energivori: ogni impianto facente parte dell'EU ETS può funzionare solo previa autorizzazione ad emettere GHG. Per ogni impianto è previsto un numero di quote³⁸ di emissione annuale gratuito; se la quota di emissioni effettiva eccede quella gratuita, allora l'impianto deve necessariamente acquistarne la differenza; in caso contrario, può decidere se venderla o conservarla per gli anni successivi. Per effettuare il calcolo del costo delle quote di CO_2 è stato stimato il numero di quote effettivamente emesso nel 2018 dall'impianto, calcolato sulla base del consumo di combustibile utilizzato; successivamente, noto il numero di quote gratuite concessogli³⁹ è stato calcolato il surplus di quote prodotte e, conoscendo il prezzo medio italiano nel 2018, è stato possibile stimare il costo [65], [61].

Di seguito si riportano i costi così quantificati (Tabella 4.10):

³⁸1 quota = 1 ton CO_2 .

³⁹Specificato per il periodo 2013-2020 per ogni singolo impianto italiano dal *Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare* [64].

Tabella 4.10: Costi del sistema di teleriscaldamento.

Costo del gas naturale	
Prezzo medio utenti industriali	23,25 c€/m ³
Accisa per usi industriali - gas non defiscalizzato	0,7499 c€/m ³
Accisa per usi industriali - gas defiscalizzato	0,04493 c€/m ³
Accisa per usi industriali - gas per autoproduzione	0,01348 c€/m ³
Addizionale regionale	0,05200 c€/m ³
Gas naturale impiegato	3,6 Mm ³
Costo	848.400 €
Costo energia elettrica prelevata da rete	
Prezzo medio utenti industriali	150 €/MWh
Imposta erariale	12,5 €/MWh
Energia elettrica prelevata	323 MWh
Costo	52.488 €
Accise sull'autoconsumo	
Imposta erariale	12,5 €/MWh
Energia elettrica autoconsumata	1.105 MWh
Costo	13.812 €
Manutenzione programmata dell'impianto	
Costo medio	18 €/MWh _e
Potenza elettrica prodotta in centrale	13.207 MWh _e
Costo	237.730 €
Gestione e conduzione dell'impianto	
Costo	10.000 €
Assicurazione dell'impianto	
Costo	5.000 €
Quote di emissione	
Intensità di emissione	1,972e-3 tonCO ₂ /m ³
Costo medio	15,43 €/quota
Surplus di quote	4.339
Costo	67.122 €

I costi complessivi stimati ammontano a circa 1.234.550 €. Nel complesso, quindi, il MOL dell'impianto è pari a circa 146.850 €.

Capitolo 5

Modellazione del caso studio

Per ottimizzare il comportamento della centrale termica asservita alla rete di teleriscaldamento è stato necessario effettuare la modellazione. I modelli del cogeneratore, delle caldaie e dell'accumulo sono stati costruiti sulla base delle schede tecniche e dei dati energetici monitorati nel corso del 2018 (dati orari relativi a potenze, portate e temperature registrate in centrale). Successivamente, dopo aver calibrato e validato i modelli, è stata effettuata la simulazione del funzionamento reale della centrale al fine di creare uno scenario *Base*, confrontabile con quello ottimizzato. Va chiarito che, essendo l'ottimizzazione focalizzata sulla logica di produzione del calore, la modellazione non ha riguardato la rete di teleriscaldamento.

Il modello è stato sviluppato interamente in *Matlab/Simulink*, software di simulazione dinamica multi-dominio ad interfaccia grafica basato su una logica a blocchi. Ogni blocco svolge determinate operazioni ed è connesso agli altri secondo quanto implementato dall'utente. In *Simulink* sono presenti numerose librerie di operatori e solutori che permettono di modellare diverse tipologie di sistemi dinamici, motivo per cui il software è largamente impiegato in ambito ingegneristico. *Simulink* è sviluppato in *Matlab*, ambiente interattivo per il calcolo numerico, l'analisi e la visualizzazione dei dati e la programmazione.

Di seguito si riporta in dettaglio il lavoro di modellazione effettuato.

5.1 Modello del cogeneratore

Per lo sviluppo del modello del cogeneratore si è preso spunto da un progetto di tesi [78] e dal lavoro svolto in occasione di una collaborazione fra ENEA e il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino, avente come obiettivo la simulazione del funzionamento di un CHP in termini sia energetici che economici [48]. Nello specifico, è stato ereditato il modello del motore a combustione interna, a cui sono state apportate le dovute modifiche in merito alle mappe motore e al bilancio energetico interno al motore; il modello relativo al sistema di recupero termico, invece, è stato appositamente costruito per il caso in esame.

L'interfaccia del modello *Cogeneratore* è riportata di seguito (Figura 5.1).

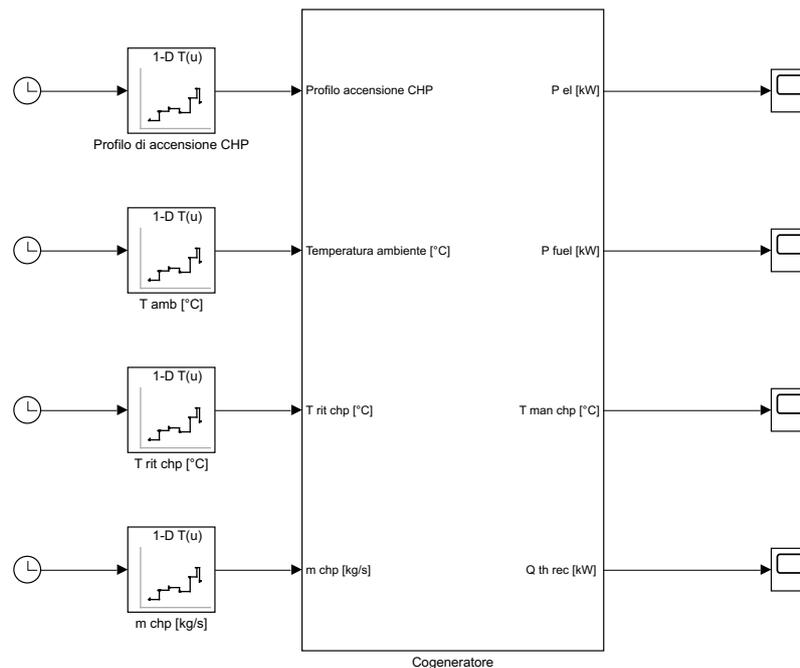


Figura 5.1: *Interfaccia del modello CHP implementato in Matlab/Simulink.*

Il modello si compone apparentemente di un unico blocco che necessita dei seguenti input orari:

- profilo di accensione del CHP;

- temperatura esterna [$^{\circ}\text{C}$];
- temperatura dell'acqua di ritorno al CHP [$^{\circ}\text{C}$];
- portata dell'acqua di recupero [$\frac{\text{kg}}{\text{s}}$] o della potenza termica da recuperare [kW]⁴⁰.

Inoltre, è necessario specificare mediante un'apposita maschera i parametri di funzionamento principali del CHP, costanti per tutta la durata della simulazione. Devono essere definiti i vincoli tecnici e le condizioni operative del CHP, nonché le portate e i calori specifici dei fluidi interni al motore. Sulla base delle specifiche tecniche del cogeneratore e delle grandezze monitorate, sono stati impostati i parametri seguenti:

- potenza elettrica nominale: 6.100 kW;
- rendimento elettrico nominale: 0,423;
- fattore di carico: 0,973;
- fattore minimo di funzionamento: 0,50;
- portata e calore specifico dell'acqua motore: $40,50 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$ e $4,186 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$;
- portata e calore specifico dell'olio motore: $28,18 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$ e $2,122 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$;
- calore specifico dei fumi di scarico: $1,147 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$.

Gli output del modello, invece, sono i seguenti:

- potenza elettrica erogata dal CHP [kW];
- potenza in ingresso al CHP sotto forma di combustibile [kW];
- potenza termica recuperata dal CHP [kW];
- temperatura dell'acqua uscente dal CHP [$^{\circ}\text{C}$].

Espandendo il blocco principale, la struttura del modello si compone di cinque sottosistemi principali, uno relativo al motore e quattro relativi al recupero termico, descritti nel dettaglio di seguito.

⁴⁰A seconda che il cogeneratore venga esercito in modalità *elettrico segue o termico segue*.

5.1.1 Modellazione del motore a combustione interna

Si riporta in Figura 5.2 l'interfaccia del blocco *Motore*, che simula la combustione e la generazione di potenza elettrica.

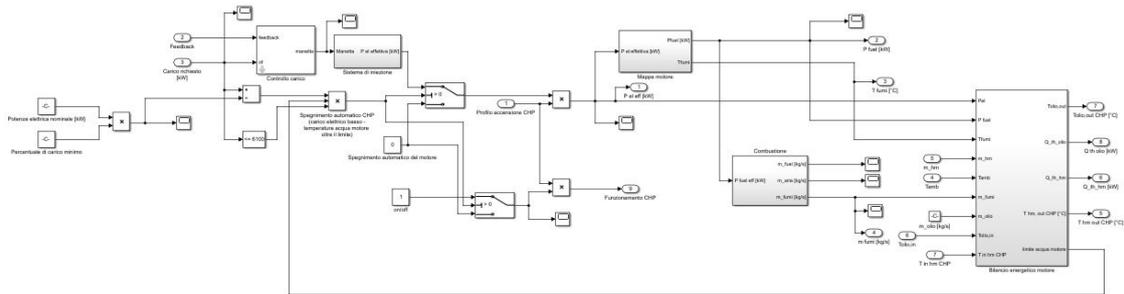


Figura 5.2: Blocco Motore.

Il blocco riceve in input le seguenti grandezze:

- profilo di accensione del CHP;
- feedback del segnale di controllo;
- carico elettrico richiesto;
- temperatura ambiente [°C];
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [°C] di ritorno al CHP dell'acqua motore;
- temperatura di ritorno al CHP dell'olio motore [°C].

Il blocco restituisce come output:

- potenza elettrica effettiva prodotta [kW];
- potenza in ingresso sotto forma di combustibile [kW];
- potenza termica asportata dal circuito dell'olio motore [kW], e temperatura di uscita dello stesso [°C];
- potenza termica asportata dal circuito dell'acqua motore [kW] e temperatura di uscita della stessa [°C];

- potenza termica da asportare mediante l'aftercooler [kW];
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [àC] dei fumi di scarico emessi;
- se il cogeneratore è soggetto a spegnimento forzato.

Il modello prevede che il motore vada in blocco, quindi si spenga, nel caso di mancato rispetto dei vincoli operativi e di sicurezza, come specificato nella scheda tecnica. Le due condizioni da rispettare contemporaneamente sono le seguenti:

- funzionamento a carico elettrico compreso fra il 50% e il 100% di quello nominale;
- temperatura dell'acqua motore inferiore a 98°C.

Affinché il blocco funzioni correttamente è necessario specificare con un'apposita maschera i valori relativi a:

- PCI del gas naturale [$\frac{kJ}{m^3}$];
- densità del gas naturale in condizioni normali [$\frac{kg}{m^3}$];
- dosatura del combustibile;
- temperatura limite raggiungibile dall'acqua motore, oltre la quale il cogeneratore va in spegnimento automatico [°C];
- temperatura massima dei fumi di scarico [°C];
- perdite termiche per irraggiamento, da indicare come percentuale della potenza termica in ingresso.

Il modello del motore a combustione interna è a sua volta costituito da altri sottosistemi, all'interno dei quali sono implementati i calcoli necessari per ottenere gli output richiesti.

5.1.1.1 Controllo del carico

Il sottosistema in questione è stato ereditato dal modello precedente senza effettuarvi modifiche. In esso (Figura 5.3) è stato implementato un controllore PID (proporzionale, integrativo e derivativo) atto a simulare la regolazione della manetta del

motore sulla base della modalità di funzionamento impostata.

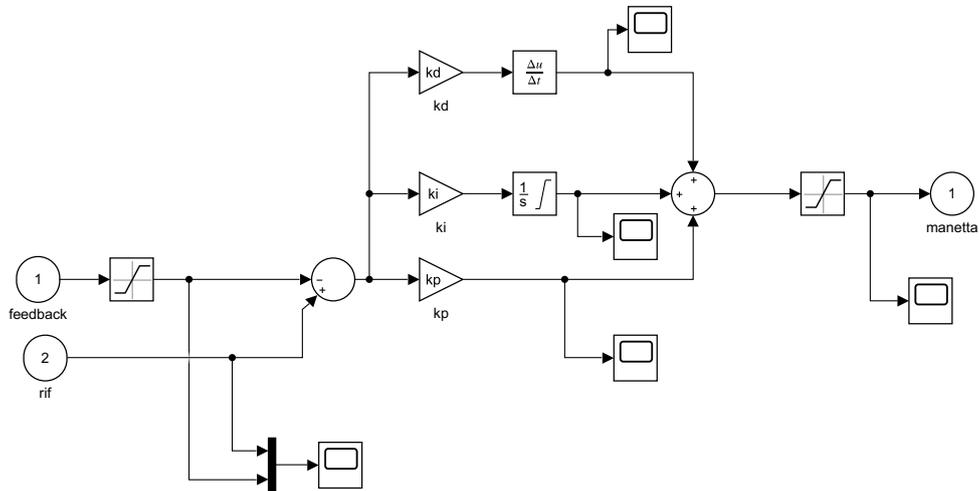


Figura 5.3: Blocco previsto per il controllo del carico.

5.1.1.2 Sistema di iniezione

Il presente blocco (Figura 5.4) calcola la potenza elettrica effettivamente erogata in base alla risposta della manetta. Anche questo blocco è stato ereditato dal modello precedente senza alcuna modifica.

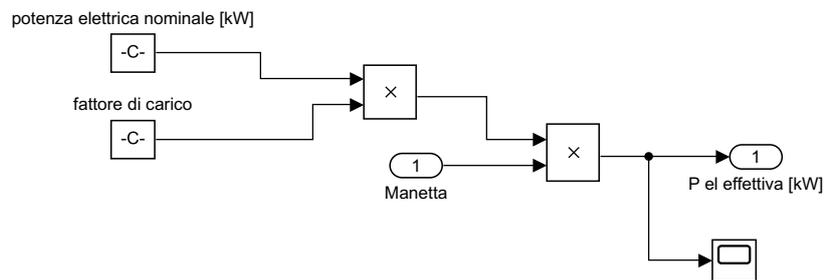


Figura 5.4: Blocco previsto per il sistema di iniezione.

5.1.1.3 Mappe motore

Le mappe motore sono state desunte dai dati riportati sulla scheda tecnica del cogeneratore⁴¹. Le mappe sono utilizzate dal modello per ricavare, sulla base della potenza elettrica richiesta, la potenza in ingresso necessaria e la temperatura di uscita dei fumi di scarico. Le mappe ottenute sono riportate di seguito (Figura 5.5).

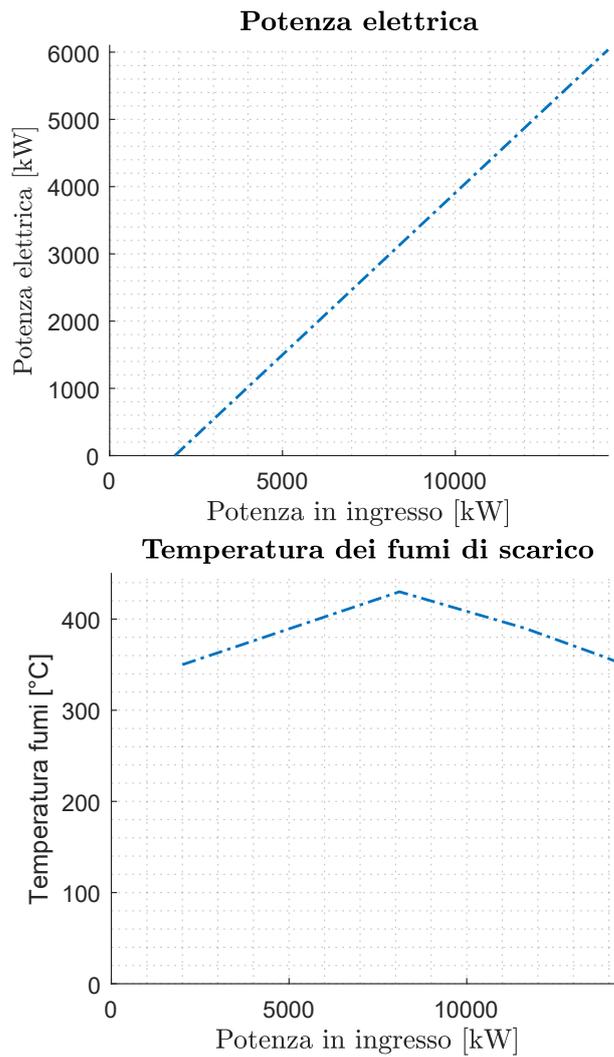


Figura 5.5: Mappe motore - Potenza elettrica erogata (in alto) e Temperatura dei fumi di scarico (in basso).

Esse sono poi state manipolate, rese adimensionali e inserite nelle *Look-up table*

⁴¹Non è stato possibile usufruire dei dati sperimentali dal momento che il CHP è stato fatto funzionare sempre con carico superiore all'80%.

5.1.1.5 Bilancio energetico del motore

Il bilancio energetico del motore è eseguito all'interno del blocco in esame. Nello specifico, sulla base della potenza in ingresso al CHP \dot{Q}_{in} , delle perdite per irraggiamento \dot{Q}_{irr} definite tramite la maschera, della potenza meccanica prodotta \dot{Q}_{mecc} e del calore asportato dai fumi \dot{Q}_{fumi} , il blocco calcola la potenza termica asportata dai circuiti dell'olio motore \dot{Q}_{om} e dell'acqua motore \dot{Q}_{hm} , ripartita fra i due circuiti con una certa percentuale (in questo caso il 55% è asportato dal circuito dell'olio, il restante da quello dell'acqua).

I calcoli sono eseguiti mediante un bilancio di primo principio:

$$\dot{Q}_{in} = \dot{Q}_{mecc} + \dot{Q}_{irr} + \dot{Q}_{fumi} + \dot{Q}_{hm} + \dot{Q}_{om} \quad (5.1)$$

Una volta note le potenze asportate dai due circuiti, il blocco esegue il calcolo della temperatura dei fluidi uscenti dal motore. È possibile effettuare queste operazioni dal momento che sono note la portata, il calore specifico e la temperatura di ritorno al motore.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{in,m} - T_{out,m}) \rightarrow T_{out,m} = T_{in,m} + \frac{\dot{Q}}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (5.2)$$

Si riporta di seguito (Figura 5.8) un'immagine del blocco relativo al bilancio energetico del motore.

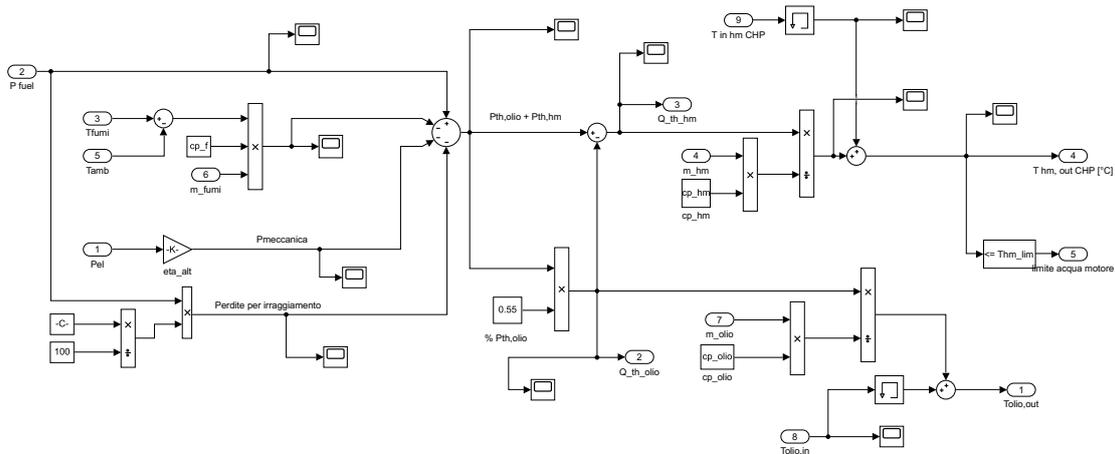


Figura 5.8: Blocco previsto per il bilancio energetico del motore.

5.1.2 Modellazione del sistema di recupero termico

La potenza termica fornita dal cogeneratore è prodotta tramite il recupero termico dai circuiti dell'olio motore, dell'acqua motore e dai fumi di scarico.

Sulla base di quanto riportato nelle schede tecniche e di quanto riferito dal responsabile della centrale, il sistema di recupero è quello riportato di seguito. Le portate e le temperature indicate sono quelle riferite al funzionamento nominale (Figura 5.9).

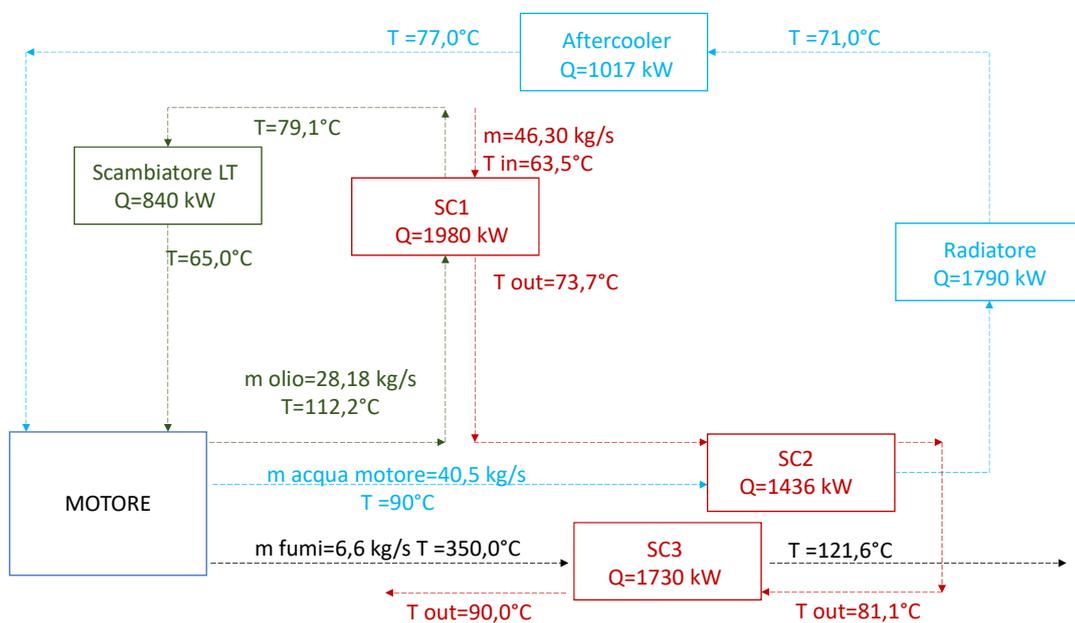


Figura 5.9: Schema del sistema di recupero termico.

L'acqua circolante nell'impianto (in rosso) ritorna al CHP con una temperatura di $63,5^\circ\text{C}$ e si riscalda asportando calore al circuito dell'olio motore (in verde) mediante lo scambiatore SC1, poi a quello dell'acqua motore (in celeste) mediante SC2, infine ai fumi di scarico (in nero) mediante SC3. L'acqua esce dal cogeneratore ad una temperatura nominale di 90°C .

L'olio, dopo aver asportato il calore all'interno del motore e dopo averne ceduto una parte all'acqua, ripristina la sua temperatura iniziale di 65°C cedendo la potenza termica in eccesso ad un circuito di bassa temperatura (LT).

L'acqua motore asporta il calore all'interno del CHP e lo cede all'acqua dell'impianto. L'acqua motore si riscalda nuovamente all'interno dell'*Aftercooler*, scambiatore mediante il quale è raffreddata l'aria comburente. Se il circuito dell'acqua motore

non è in condizioni di equilibrio termico, il calore in eccesso è dissipato tramite un radiatore.

I fumi di scarico cedono la potenza termica in essi contenuta all'acqua dell'impianto prima di essere dispersi al camino. Se la temperatura dell'acqua di ritorno al CHP dovesse superare i 72°C, il modello provvede all'esclusione del circuito dei fumi di scarico dal recupero termico, come avviene nella realtà.

Di seguito si riportano le modellazioni degli scambiatori di calore.

5.1.2.1 Circuito dell'olio motore

5.1.2.1.1 Scambiatore di calore SC1

Il blocco riceve come input:

- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [°C] di ingresso a SC1 dell'olio motore;
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [°C] di ingresso a SC1 dell'acqua circolante nell'impianto;
- profilo di accensione del CHP.

Il modello richiede che vengano specificate, mediante un'apposita maschera, la temperatura limite dell'olio motore e l'efficienza dello scambiatore. La temperatura massima considerata è pari a 358°C, sulla base delle specifiche relative ad alcuni oli comunemente impiegati nei CHP. L'efficienza dello scambiatore, assunta pari a 0,68, è stata definita in fase di calibrazione del modello.

Il blocco restituisce come output le temperature in uscita da SC1 dell'olio motore e dell'acqua e la potenza termica scambiata tra i due fluidi.

Le operazioni implementate all'interno del blocco sono sostanzialmente tre:

1. dalla definizione di efficienza dello scambiatore si ricava la temperatura di uscita dell'olio motore:

$$\epsilon_{SC1} = \frac{T_{om,inSC1} - T_{om,outSC1}}{T_{om,inSC1} - T_{H20,inSC1}} \rightarrow \quad (5.3)$$

$$T_{om,outSC1} = T_{om,inSC1} - \epsilon_{SC1} \cdot (T_{om,inSC1} - T_{H20,inSC1})$$

2. nota la portata, il calore specifico e il salto di temperatura dell'olio si ricava la potenza termica scambiata:

$$\dot{Q}_{SC1} = \dot{m}_{om} \cdot c_{p,om} \cdot (T_{om,outSC1} - T_{om,inSC1}) \quad (5.4)$$

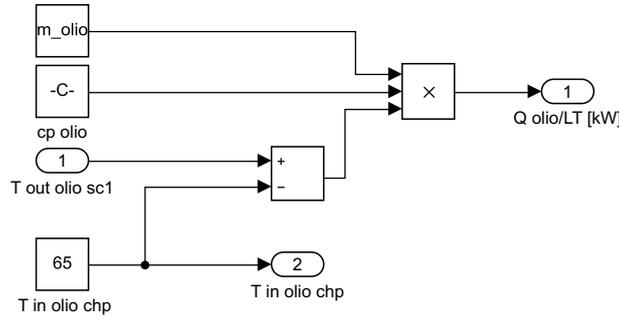


Figura 5.11: Blocco scambiatore olio/circuito di bassa temperatura LT.

5.1.2.2 Circuito dell'acqua motore

5.1.2.2.1 Scambiatore di calore SC2

Il blocco che simula lo scambiatore SC2 è strutturato come quello dello scambiatore SC1. Esso riceve in input:

- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] di ingresso a SC2 dell'acqua motore;
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] di ingresso a SC2 dell'acqua circolante nell'impianto;
- profilo di accensione del CHP.

Tramite una maschera sono specificate la temperatura limite dell'acqua motore, pari a $90^{\circ}C$, e l'efficienza dello scambiatore, pari a 0,52. La temperatura è stata definita sulla base di quanto riportato nella scheda tecnica; l'efficienza è stata calibrata manualmente.

Il blocco restituisce come output le temperature di uscita da SC2 dell'acqua motore e di quella circolante nell'impianto e la potenza termica scambiata tra i due fluidi.

Le equazioni implementate sono le seguenti:

1. dalla definizione di efficienza dello scambiatore si ricava la temperatura di uscita dell'acqua motore:

$$\epsilon_{SC2} = \frac{T_{hm,inSC2} - T_{hm,outSC2}}{T_{hm,inSC2} - T_{H20,inSC2}} \rightarrow \quad (5.7)$$

$$T_{hm,outSC2} = T_{hm,inSC2} - \epsilon_{SC2} \cdot (T_{hm,inSC2} - T_{H20,inSC2})$$

2. nota la portata, il calore specifico e il salto di temperatura dell'acqua motore si ricava la potenza termica scambiata:

$$\dot{Q}_{SC2} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,hm} \cdot (T_{hm,outSC2} - T_{hm,inSC2}) \quad (5.8)$$

3. nota la potenza scambiata, la portata, il calore specifico e la temperatura di ingresso dell'acqua dell'impianto si calcola la temperatura di uscita della stessa:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{SC2} &= \dot{m}_{H2O} \cdot c_{p,H2O} \cdot (T_{H2O,outSC2} - T_{H2O,inSC2}) \rightarrow \\ T_{H2O,outSC2} &= T_{H2O,inSC2} + \frac{\dot{Q}_{SC2}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{p,H2O}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Anche in questo caso, perché sia sempre valido il primo principio della termodinamica, si è imposto che la massima temperatura di uscita dell'acqua dell'impianto possa al massimo raggiungere quella di uscita dell'acqua motore; qualora la temperatura calcolata dovesse superare tale valore, il modello assume che le temperature di uscita dei due fluidi siano uguali e calcola a ritroso la potenza termica scambiata.

Lo scambiatore SC2 è rappresentato di seguito (Figura 5.12).

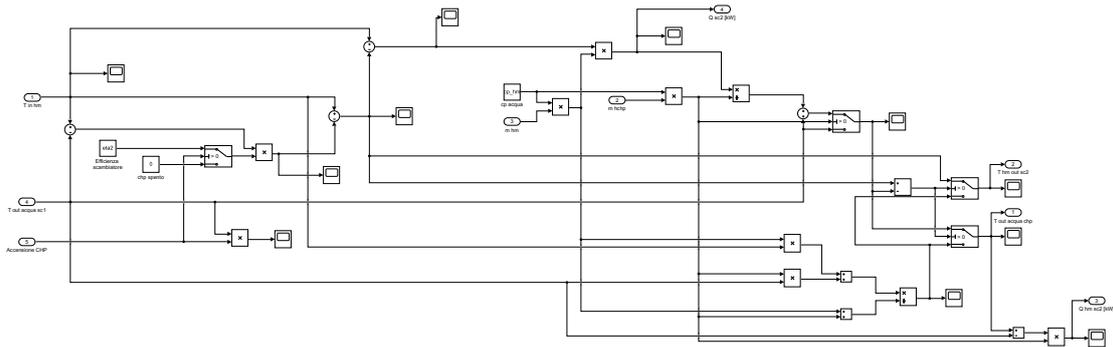


Figura 5.12: Blocco scambiatore SC2 acqua/acqua.

5.1.2.2.2 Radiatore

Il blocco in questione simula la potenza asportata dal radiatore per riportare in condizioni di equilibrio termico il circuito dell'acqua motore. All'interno del blocco

è implementato un bilancio di primo principio:

$$\dot{Q}_{hm,MCI} + \dot{Q}_{Aftercooler} = \dot{Q}_{SC2} + \dot{Q}_{Rad} \quad (5.10)$$

$\dot{Q}_{hm,MCI}$, $\dot{Q}_{Aftercooler}$ e \dot{Q}_{SC2} sono specificati come input al blocco⁴², insieme con la portata e la temperatura dell'acqua motore in ingresso al radiatore.

Il modello calcola anche la temperatura di uscita dell'acqua motore.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Rad} &= \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,H2O} \cdot (T_{hm,outRad} - T_{hm,inRad}) \rightarrow \\ T_{hm,outRad} &= T_{hm,inRad} + \frac{\dot{Q}_{Rad}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,H2O}} \end{aligned} \quad (5.11)$$

Il blocco in questione è rappresentato di seguito (Figura 5.13).

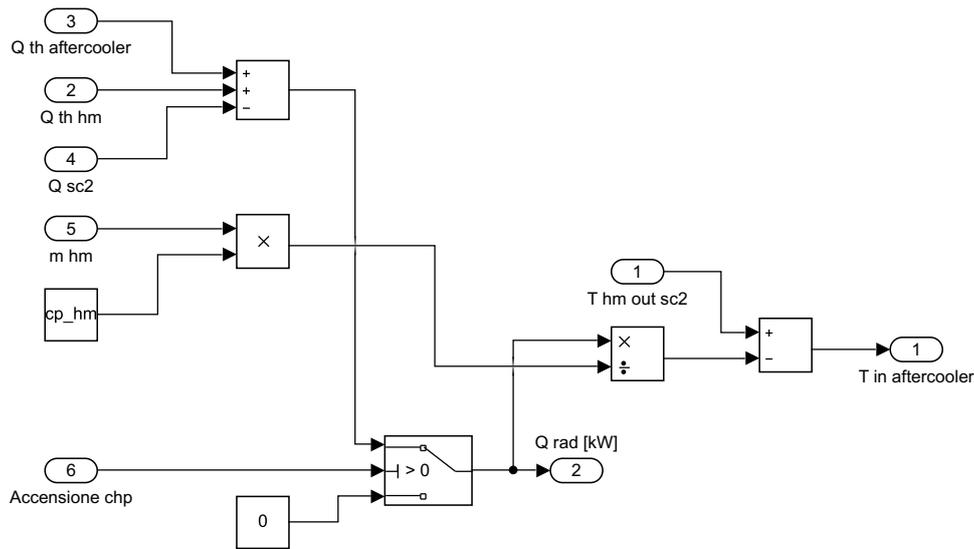


Figura 5.13: Blocco Radiatore presente all'interno del circuito acqua/acqua.

5.1.2.2.3 Aftercooler

Il blocco calcola la temperatura dell'acqua motore in uscita dall'Aftercooler, coincidente con quella di ritorno al motore. L'equazione implementata è la seguente:

⁴² $\dot{Q}_{Aftercooler}$ è calcolato nel blocco *Combustione*, una volta nota l'aria comburente necessaria a far avvenire la reazione stechiometrica.

$$\dot{Q}_{Aftercooler} = \dot{m}_{hm} \cdot c_{p,H2O} \cdot (T_{hm,outAftercooler} - T_{hm,inAftercooler}) \rightarrow$$

$$T_{hm,outAftercooler} = T_{hm,inAftercooler} + \frac{\dot{Q}_{Aftercooler}}{\dot{m}_{hm} \cdot c_{p,H2O}} \quad (5.12)$$

L'Aftercooler è rappresentato di seguito (Figura 5.14).

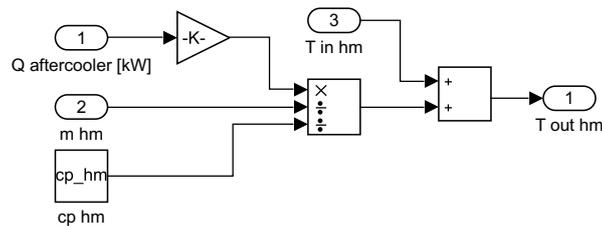


Figura 5.14: Blocco Aftercooler.

5.1.2.3 Circuito dei fumi di scarico

È stato costruito un unico blocco atto a simulare il recupero termico dai fumi di scarico e il percorso di questi ultimi al camino.

Il blocco riceve in input:

- portata $[\frac{kg}{s}]$ e temperatura $[^{\circ}C]$ dell'acqua in ingresso allo scambiatore SC3;
- portata $[\frac{kg}{s}]$ e temperatura $[^{\circ}C]$ dei fumi di scarico;
- temperatura ambiente $[^{\circ}C]$;
- Profilo di accensione del CHP;
- temperatura $[^{\circ}C]$ dell'acqua di ritorno al CHP.

Una volta verificato che la temperatura dell'acqua di ritorno al CHP sia inferiore a $72^{\circ}C$, il blocco calcola le temperature dell'acqua e dei fumi in uscita da SC3, la potenza termica scambiata e quella dispersa al camino.

Il modello richiede che venga specificata, mediante un'apposita maschera, l'efficienza dello scambiatore SC3. Essa è stata impostata pari a 0,85, definita in fase di calibrazione del modello.

Le equazioni implementate sono le seguenti:

1. dalla definizione di efficienza dello scambiatore si ricava la temperatura di uscita dei fumi di scarico da SC3:

$$\epsilon_{SC3} = \frac{T_{fumi,inSC3} - T_{fumi,outSC3}}{T_{fumi,inSC3} - T_{H2O,inSC3}} \rightarrow \quad (5.13)$$

$$T_{fumi,outSC3} = T_{fumi,inSC3} - \epsilon_{SC3} \cdot (T_{fumi,inSC3} - T_{H2O,inSC3})$$

2. nota la portata, il calore specifico e il salto di temperatura dei fumi si ricava la potenza termica scambiata in SC3 e quella dispersa al camino:

$$\dot{Q}_{SC3} = \dot{m}_{fumi} \cdot c_{p,fumi} \cdot (T_{fumi,outSC3} - T_{fumi,inSC3}) \quad (5.14)$$

$$\dot{Q}_{camino} = \dot{m}_{fumi} \cdot c_{p,fumi} \cdot (T_{fumi,outSC3} - T_{ambiente}) \quad (5.15)$$

3. nota la potenza scambiata, la portata, il calore specifico e la temperatura di ingresso dell'acqua si calcola la temperatura di uscita della stessa:

$$\dot{Q}_{SC3} = \dot{m}_{H2O} \cdot c_{p,H2O} \cdot (T_{H2O,outSC3} - T_{H2O,inSC3}) \rightarrow$$

$$T_{H2O,outSC3} = T_{H2O,inSC3} + \frac{\dot{Q}_{SC3}}{\dot{m}_{H2O} \cdot c_{p,H2O}} \quad (5.16)$$

Anche in questo caso la temperatura di uscita dell'acqua non può risultare maggiore di un valore limite, posto pari a 92°C ⁴³.

Il blocco è rappresentato di seguito (Figura 5.15).

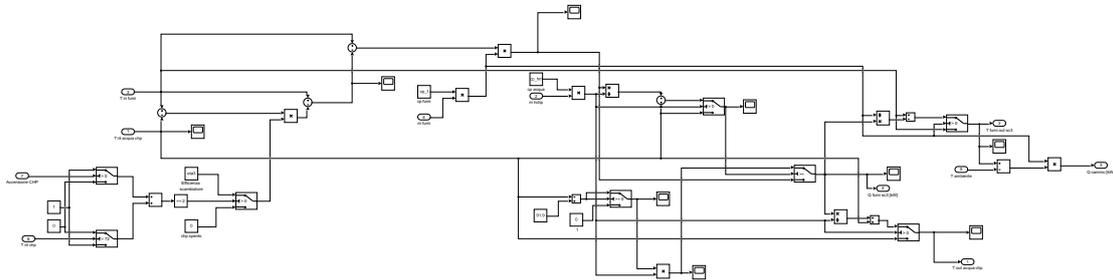


Figura 5.15: Blocco scambiatore SC3 fumi/acqua e camino.

⁴³È la temperatura massima monitorata nel corso del 2018.

5.1.3 Parzializzazione del carico

Una volta costruito il modello del cogeneratore, è stata implementata la logica di funzionamento a carichi parziali. Nello specifico, sono state effettuate delle simulazioni atte a definire la quantità di combustibile necessaria al funzionamento del CHP, la potenza termica recuperata e la portata erogata dal CHP in funzione del carico elettrico richiesto. La logica implementata prevede che l'acqua calda sia prodotta ad una temperatura fissa e pari a 90°C .

Terminata tale implementazione, sono state tracciate le curve dei rendimenti elettrico, termico e globale caratteristiche del modello, al fine di valutarne l'accettabilità. Gli andamenti risultanti (Figura 5.16), rispettano i *trend* dei cogeneratori reali e per questo ritenuti ammissibili. Si ricordi che non è stato possibile effettuare un confronto con i dati di funzionamento reale del CHP, dal momento che esso lavora sempre ad un carico superiore all'80% di quello nominale.

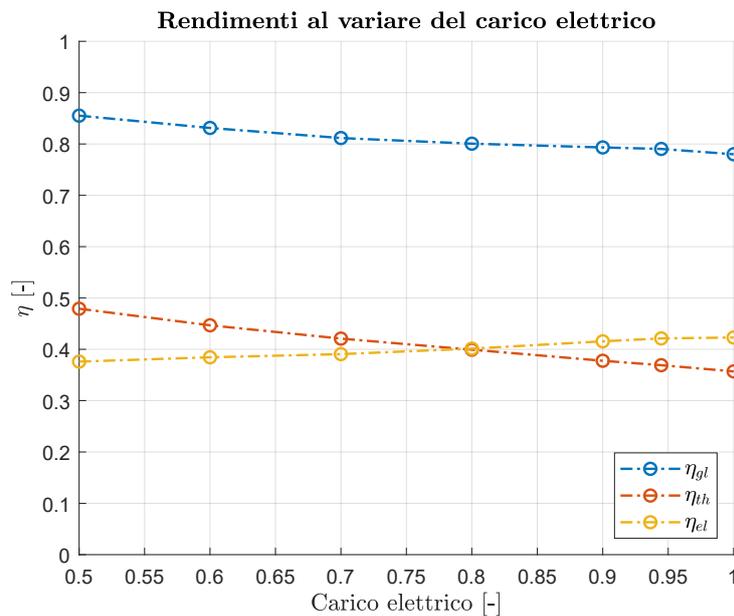


Figura 5.16: Rendimenti del CHP al variare del carico elettrico.

Si riporta di seguito la portata erogata al variare del carico (Figura 5.17).

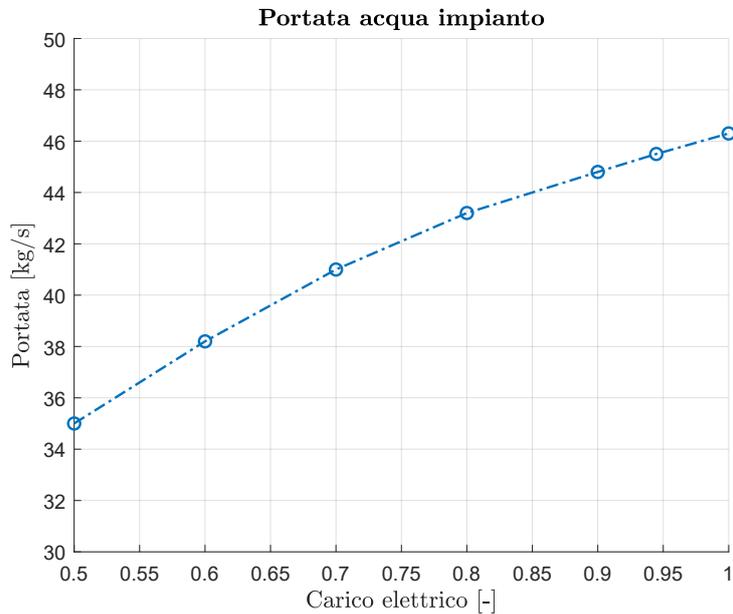


Figura 5.17: Portata erogata dal CHP al variare del carico elettrico.

5.1.4 Validazione del modello del cogeneratore

Una volta ultimato il modello del cogeneratore, si è passati alla fase di validazione, necessaria per constatarne la bontà. Per affinare il modello sono stati manipolati manualmente i parametri influenti dei quali non si avevano a disposizione informazioni, come la portata dell'acqua motore e le efficienze degli scambiatori. La fase di calibrazione e validazione è stata effettuata controllando che l'errore introdotto dal modello su alcune grandezze non eccedesse il 5%. Precisamente, le variabili osservate sono state:

- il consumo annuale di combustibile (affetto da un errore finale del +2,4%);
- l'energia elettrica erogata annualmente dal CHP (errore finale del +2,7%);
- l'energia termica prodotta annualmente dal CHP (errore finale del +2,4%).

È bene precisare che il modello tende a sovrastimare il comportamento reale del CHP dal momento che è stato simulato un funzionamento a carico elettrico costante (e pari a 0,97, valore a cui si fa funzionare il CHP quando a regime), trascurando i transitori di accensione e le (poche) modulazioni effettuate nella realtà sulla base

del prezzo di vendita dell'energia elettrica.

Oltre alle grandezze energetiche sopracitate, è stato effettuato un confronto sulla temperatura di mandata dell'acqua. Le maggiori divergenze fra la grandezza effettiva e quella simulata si hanno nelle ore in cui il cogeneratore è spento: il modello simula un decremento maggiore rispetto a quello reale, probabilmente a causa di alcuni fenomeni che non sono stati simulati. Negli orari di accensione del CHP, invece, lo scostamento fra le due grandezze è inferiore a 1°C : nel periodo invernale la temperatura simulata è inferiore a quella reale, che raggiunge i 91°C ; nel periodo estivo, invece, la temperatura simulata è maggiore di quella reale, che raggiunge gli 89°C . Di conseguenza, la potenza termica simulata sovrastima il recupero termico dei mesi invernali e sottostima quello dei mesi estivi. Tuttavia, essendo l'errore annuale inferiore al 5% si è concluso che il modello può essere ritenuto valido.

Le figure seguenti (Figure 5.18, 5.19, 5.20, 5.21, 5.22, 5.23, 5.24, 5.25) riportano, a titolo di esempio, gli andamenti delle grandezze confrontate per una settimana invernale (8-14 gennaio 2018) e per una settimana estiva (9-15 luglio 2018).

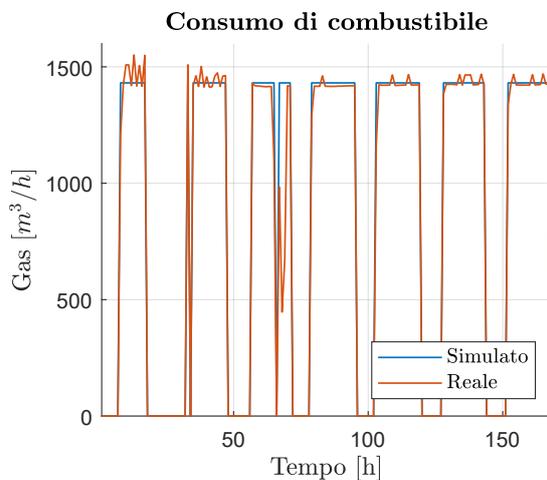


Figura 5.18: Consumo di combustibile - 8/01-14/01.

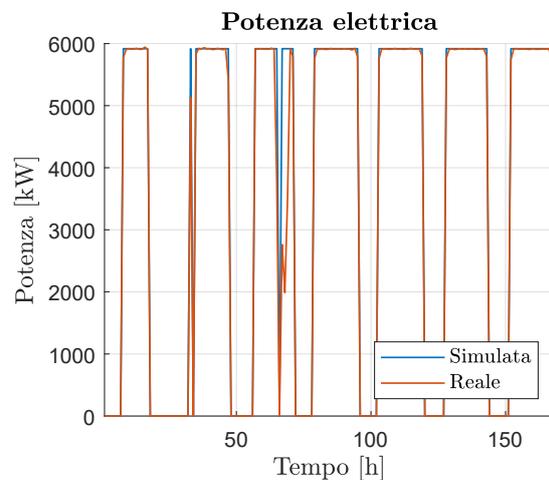


Figura 5.19: Potenza elettrica prodotta - 8/01-14/01.

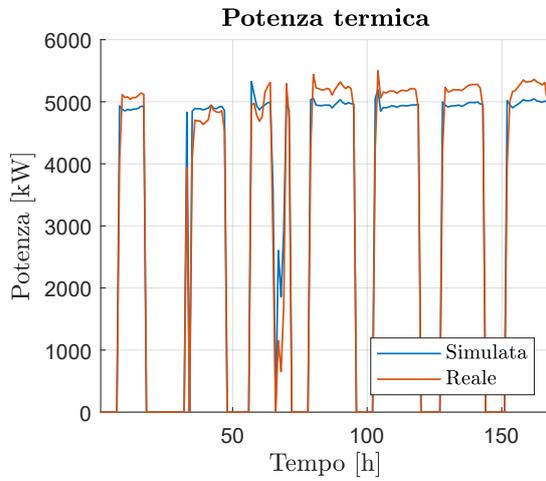


Figura 5.20: Potenza termica prodotta - 8/01-14/01.

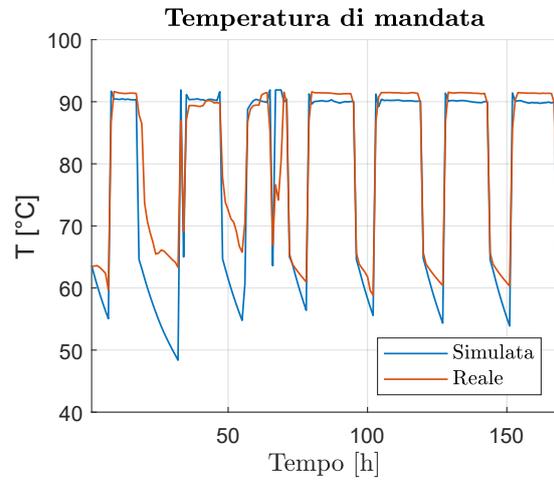


Figura 5.21: Temperatura di mandata - 8/01-14/01.

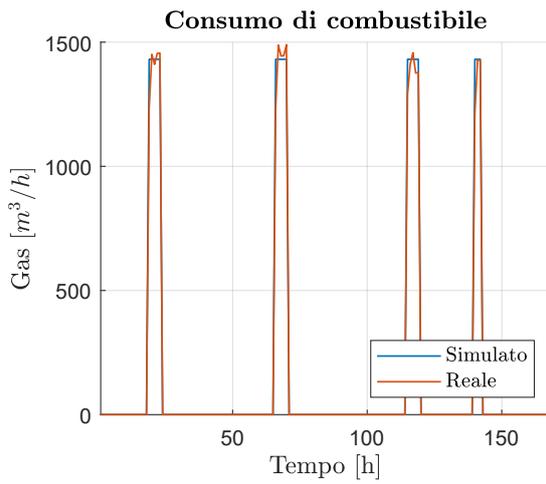


Figura 5.22: Consumo di combustibile - 9/07-15/07.

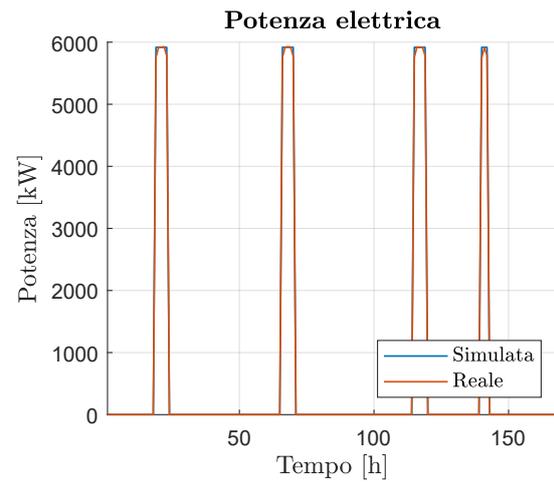


Figura 5.23: Potenza elettrica prodotta - 9/07-15/07.

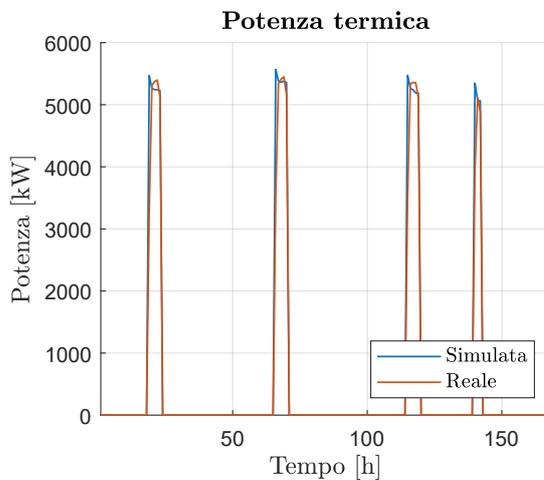


Figura 5.24: Potenza termica prodotta - 9/07-15/07.

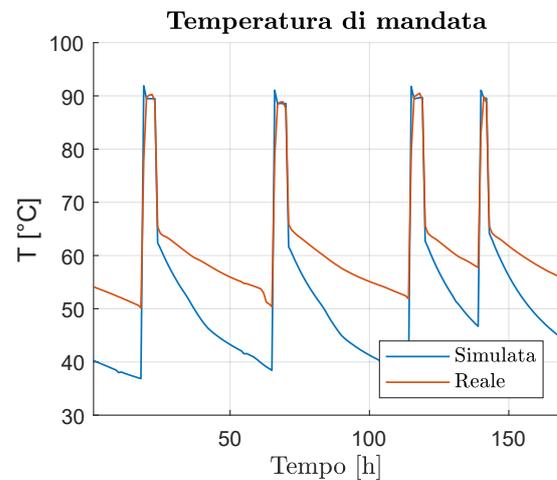


Figura 5.25: Temperatura di mandata - 9/07-15/07.

5.2 Modello delle caldaie

Dal momento che nella realtà le caldaie funzionano parallelamente fra loro, si è deciso di modellarne solo una. Precisamente, il modello è stato costruito sulla base della caldaia più utilizzata, ovvero quella da 11,2 MW.

Il funzionamento è stato modellato con temperatura di mandata costante, come specificato nella scheda tecnica. La temperatura considerata è pari a 85°C, valore desunto dall'analisi dei monitoraggi effettuati nel corso del 2018.

Il modello si presenta come un unico blocco (Figura 5.26), che prende in input la potenza termica utile che le caldaie devono produrre e la temperatura dell'acqua di ritorno in caldaia. Gli output del modello, invece, sono la portata di combustibile utilizzata, la portata e la temperatura dell'acqua di mandata in rete.

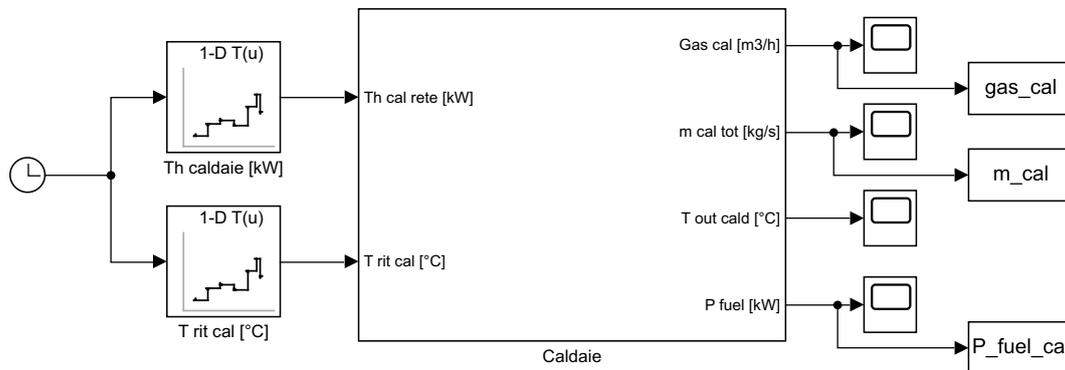


Figura 5.26: Blocco Caldaia.

Il modello prevede che vengano specificati la potenza nominale della caldaia e il potere calorifico inferiore del combustibile. Anche in questo caso i parametri sono inseriti mediante un'apposita maschera.

Le operazioni svolte dal modello sono principalmente due:

1. nota la potenza termica da erogare, il salto di temperatura e il potere calorifico dell'acqua, viene calcolata la portata da immettere nell'impianto:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{cald} &= \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot (T_{H_2O,out} - T_{H_2O,in}) \rightarrow \\ \dot{m}_{H_2O} &= \frac{\dot{Q}_{cald}}{c_{p,H_2O} \cdot (T_{H_2O,out} - T_{H_2O,in})} \end{aligned} \quad (5.17)$$

2. nota la potenza termica da erogare, viene calcolato il rendimento corrispondente, quindi la potenza termica in ingresso e la portata di combustibile necessaria per far avvenire la combustione.

La dipendenza fra la potenza termica utile e quella in ingresso, definita nel modello tramite una *Look-up table*, è stata ricavata dalle informazioni presenti nella scheda tecnica delle caldaie.

L'interfaccia del modello *Caldaie* è la seguente (Figura 5.27).

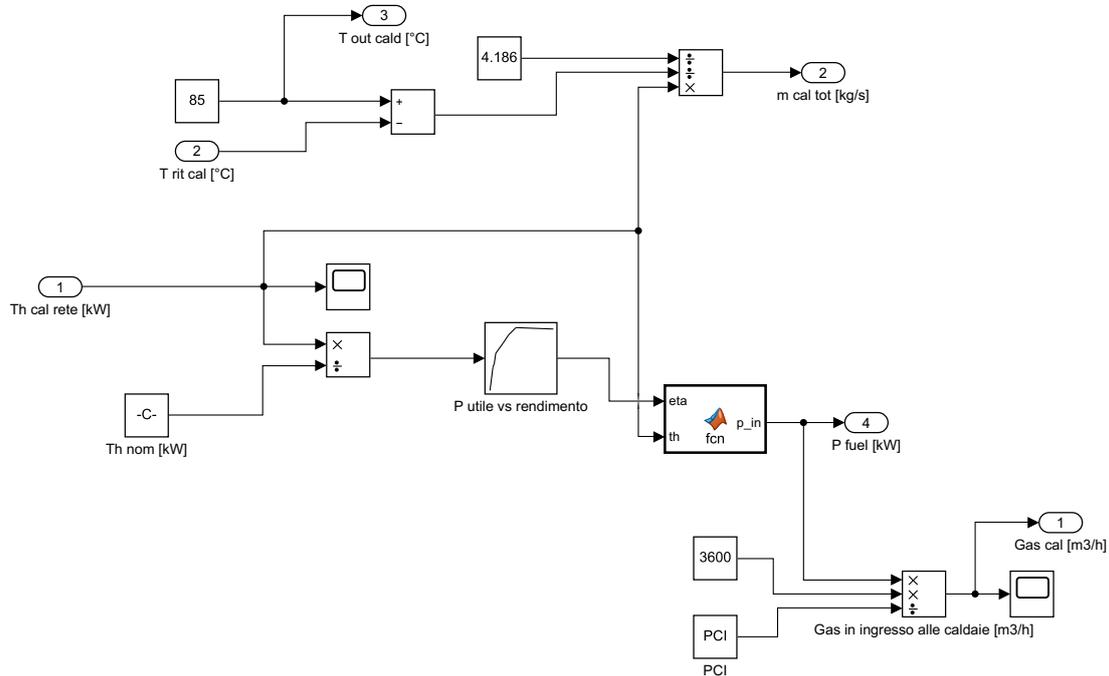


Figura 5.27: Espansione del blocco Caldaie.

5.2.1 Validazione del modello delle caldaie

Una volta ultimato il modello delle caldaie, si è passati alla fase di validazione. Anche in questo caso l'obiettivo è stato quello di stimare l'errore introdotto con la simulazione.

L'unica grandezza manipolata è stata la temperatura di mandata delle caldaie, variabile di cui non si aveva a disposizione alcun dato. La grandezza energetica utilizzata per la validazione del modello è stato, invece, il consumo annuale di combustibile (la potenza utile è definita in fase di inizializzazione, quindi non è affetta da errore). Il componente simulato tende ad approssimare per difetto le grandezze energetiche che lo caratterizzano, ma gli scostamenti dai valori reali risultano contenuti (+/-10%). Nel complesso, l'errore introdotto è stato del 2,65%, pertanto la modellazione è stata ritenuta accurata.

Si riportano a titolo di esempio, il consumo di combustibile (Figura 5.28) e la portata d'acqua erogata dalle caldaie (figura 5.29) per la settimana dell'11-18 novembre 2018, durante la quale il cogeneratore è risultato completamente spento.

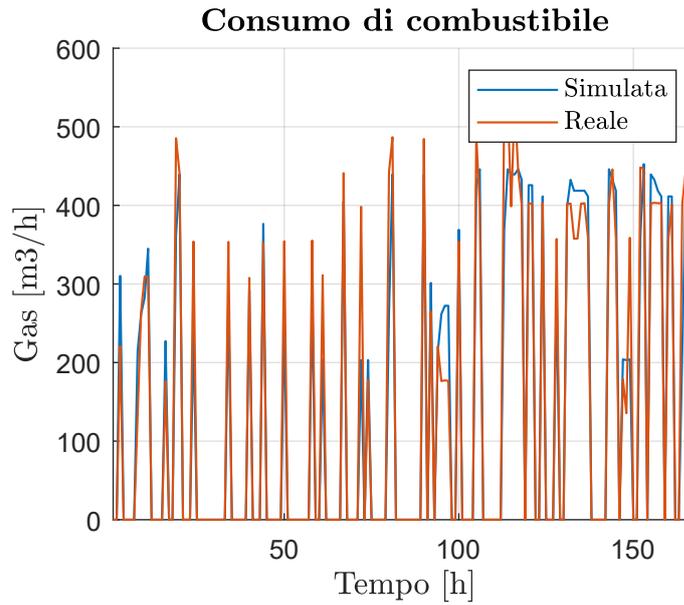


Figura 5.28: Consumo di combustibile - 11/11-18/11.

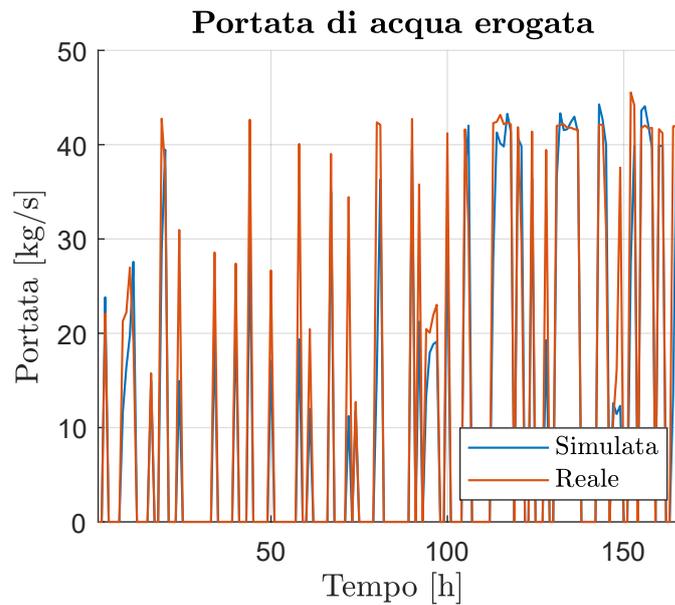


Figura 5.29: Portata d'acqua erogata - 11/11-18/11.

5.3 Modelli dell'accumulo termico

Si sono evidenziate non poche criticità nella modellazione dell'accumulo termico, a causa di numerose informazioni mancanti. Sono note, in quanto monitorate, le

temperature dei fluidi in ingresso e in uscita dall'accumulo e le temperature corrispondenti a diversi livelli di altezza (ogni 4 m). Le portate e le potenze in ingresso e in uscita dall'accumulo sono, invece, grandezze derivate dai bilanci energetici e di massa eseguiti in centrale:

- se la produzione di potenza termica è in eccesso rispetto alla richiesta della rete, tale quantità viene inviata all'accumulo:

$$\dot{Q}_{CHP} + \dot{Q}_{cal} > \dot{Q}_{rete} \rightarrow \dot{Q}_{in,acc} = \dot{Q}_{CHP} + \dot{Q}_{cal} - \dot{Q}_{rete} \quad (5.18)$$

$$\dot{m}_{in,acc} = \dot{m}_{CHP} + \dot{m}_{cal} - \dot{m}_{rete} \quad (5.19)$$

- se la produzione di potenza termica è inferiore alla richiesta di calore da parte della rete, tale quantità è fornita dall'accumulo:

$$\dot{Q}_{CHP} + \dot{Q}_{cal} < \dot{Q}_{rete} \rightarrow \dot{Q}_{out,acc} = \dot{Q}_{rete} - \dot{Q}_{CHP} - \dot{Q}_{cal} \quad (5.20)$$

$$\dot{m}_{out,acc} = \dot{m}_{rete} - \dot{m}_{CHP} - \dot{m}_{cal} \quad (5.21)$$

È bene osservare che la quantità di calore $\dot{Q}_{in,acc}$ così stimata non è detto che corrisponda a quella effettivamente immessa nell'accumulo: se l'accumulo dovesse risultare completamente carico, infatti, è probabile che si abbia dissipazione del calore. Sulla base dei dati a disposizione non è stato possibile ripartire la potenza dissipata da quella immessa all'accumulo, pertanto si è deciso di valutare la bontà del modello confrontando la quantità di energia termica fornita annualmente alla rete simulata con quella effettiva.

Inizialmente l'accumulo termico è stato modellato come puntiforme; successivamente è stato necessario effettuare una modellazione monodimensionale per ottenere dei risultati migliori.

5.3.1 Modello 0D

Il modello si compone apparentemente di un unico blocco, come mostrato in Figura 5.30.

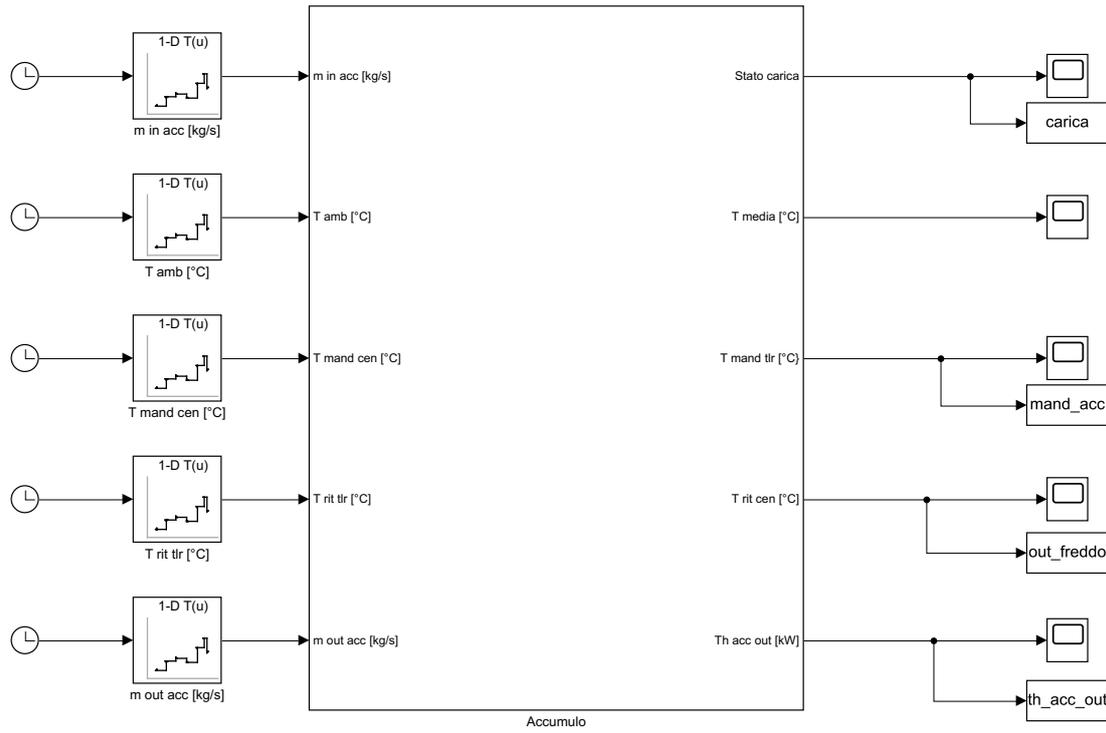


Figura 5.30: Blocco Accumulo termico.

Il modello è stato costruito eseguendo un bilancio termico di primo principio, che prende in considerazione i flussi entalpici in ingresso e in uscita dall'accumulo, la variazione temporale di energia interna e le perdite di calore verso l'esterno.

$$\rho \cdot V \cdot c_p \cdot \frac{dT}{d\tau} = \dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{out} - \dot{Q}_{disp} \quad (5.22)$$

Il flusso entalpico in ingresso all'accumulo \dot{Q}_{in} fa riferimento all'acqua calda proveniente dalla centrale.

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_{H2O, cen} \cdot c_p \cdot (T_{mand, cen} - T_{rit, cen}) \quad (5.23)$$

Il flusso entalpico in uscita \dot{Q}_{out} è costituito dall'acqua calda immessa in rete.

$$\dot{Q}_{out} = \dot{m}_{H2O, tlr} \cdot c_p \cdot (T_{mand, tlr} - T_{rit, tlr}) \quad (5.24)$$

Le dispersioni termiche che interessano l'accumulo sono calcolate mediante la

seguinte equazione:

$$\dot{Q}_{disp} = U \cdot V \cdot FF \cdot (T_{med,acc} - T_{amb}) \quad (5.25)$$

In cui:

- U rappresenta la trasmittanza termica dell'accumulo [$\frac{W}{m^2K}$];
- V rappresenta il volume dell'accumulo [m^3];
- FF rappresenta il fattore di forma (S/V) dell'accumulo [-].

Il modello riceve in ingresso le grandezze seguenti:

- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] dell'acqua in ingresso all'accumulo e proveniente dalla centrale;
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] dell'acqua di ritorno all'accumulo e proveniente dalla rete;
- temperatura esterna [$^{\circ}C$].

e restituisce come output:

- stato di carica dell'accumulo [-];
- temperatura media dell'accumulo [$^{\circ}C$];
- temperatura dell'acqua di mandata in rete [$^{\circ}C$];
- temperatura dell'acqua di ritorno in centrale [$^{\circ}C$];
- potenza termica erogata [kW];

Lo stato di carica definisce la logica di funzionamento dell'accumulo: quando lo stato di carica è completo (valori maggiori di 1) viene azzerata la portata di acqua in ingresso dalla centrale per impedire che l'accumulo venga ulteriormente caricato; quando lo stato di carica raggiunge valori inferiori allo 0,1 viene azzerata la portata uscente dall'accumulo e diretta in rete per evitare che l'accumulo venga completamente scaricato. Lo stato di carica è stato definito come il rapporto fra l'energia accumulata in un certo istante di tempo e l'energia massima accumulabile⁴⁴.

⁴⁴Calcolata come $Q_{max,acc} = m \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})$, con $T_{max}=90^{\circ}C$ e $T_{min}=60^{\circ}C$.

Le temperature dell'acqua di mandata in rete e di ritorno in centrale sono state calcolate considerando un certo grado di stratificazione all'interno dell'accumulo. Nel dettaglio, si è assunto che:

- la temperatura dell'acqua di mandata in rete evolva nel tempo in funzione della temperatura media dell'accumulo e della temperatura dell'acqua proveniente dalla centrale:

$$T_{mand,tlr} = T_{mand,cen} + p_1 \cdot (T_{med,acc} - T_{mand,cen}) \quad (5.26)$$

- la temperatura dell'acqua di ritorno in centrale evolva nel tempo in funzione della temperatura media dell'accumulo e della temperatura dell'acqua di ritorno dalla rete:

$$T_{rit,cen} = T_{rit,tlr} + p_2 \cdot (T_{med,acc} - T_{rit,tlr}) \quad (5.27)$$

I valori di p_1 e di p_2 sono stati ricavati analizzando i dati sperimentali.

Il modello richiede che vengano definiti mediante un'apposita maschera i parametri specifici dell'accumulo:

- trasmittanza termica: $0,23 \frac{W}{m^2K}$ ⁴⁵
- fattore di forma: 0,61;
- calore specifico e densità dell'acqua: $4,186 \frac{kJ}{KgK}$ e $1.000 kg/m^3$;
- p_1 e p_2 : 0,25 e -0,15.

5.3.1.1 Validazione del modello 0D

Una volta completata la modellazione del serbatoio di accumulo, si è passati alla fase di calibrazione e validazione.

Come anticipato in precedenza, l'unica grandezza oggetto di confronto fra il modello e il componente reale è stata l'energia termica erogata dall'accumulo e immessa in rete annualmente; il modello introduce un errore dell'8%, approssimando per difetto l'energia erogata. Le maggiori deviazioni si hanno in corrispondenza dei

⁴⁵Valore stimato sulla base di quanto riportato nella scheda tecnica.

mesi invernali: la potenza termica erogata simulata risulta essere finanche 700 kW inferiore a quella reale; in estate, invece, tali deviazioni si riducono ad un massimo di 200 kW.

È stata oggetto di confronto anche la temperatura di mandata in rete. L'andamento simulato è nel complesso fedele a quello reale, tuttavia si può notare che esso arriva a discostarsi fino a $\pm 10^{\circ}\text{C}$ e che tende a decrescere più rapidamente di quanto avviene nella realtà.

Si riportano di seguito (Figure 5.31, 5.32, 5.33 e 5.34) gli andamenti della potenza termica erogata e della temperatura di mandata per due settimane, quella del 29 gennaio - 4 febbraio 2018 e quella del 9-15 luglio 2018.

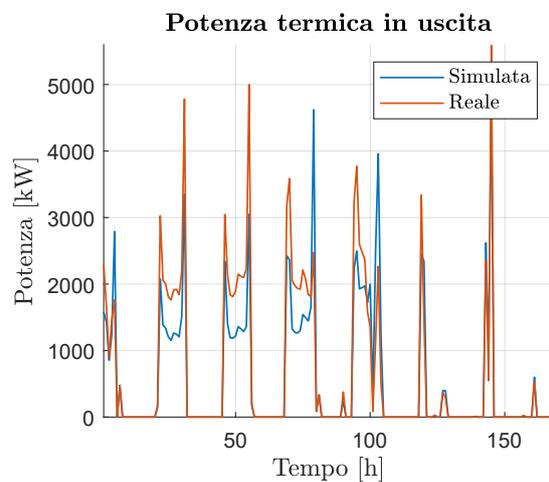


Figura 5.31: Potenza termica erogata - 29/01-4/02.

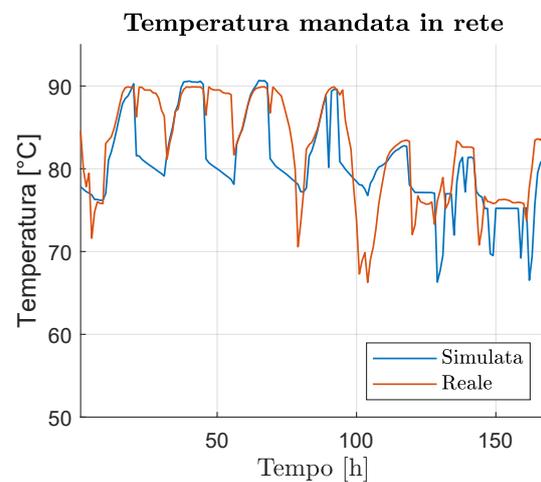


Figura 5.32: Temperatura di mandata in rete - 29/01-4/02.

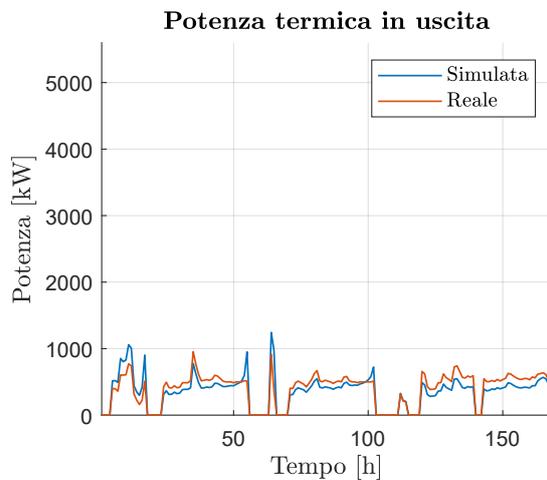


Figura 5.33: Potenza termica erogata - 9/07-15/07.

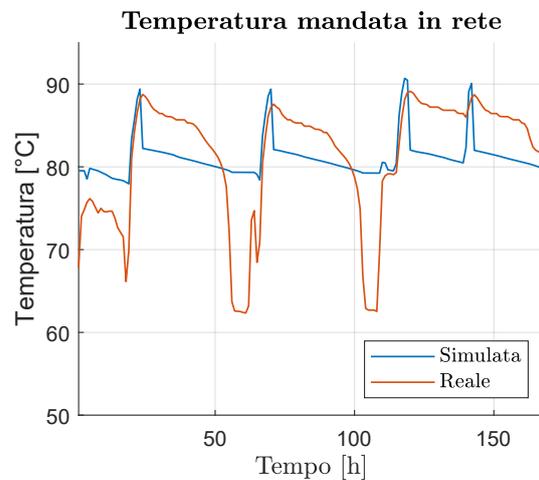


Figura 5.34: Temperatura di mandata in rete - 9/07-15/07.

Dal momento che l'accumulo riveste un ruolo importante nel definire il funzionamento ottimale della centrale termica, si è ritenuto necessario effettuare una modellazione monodimensionale atte a ridurre minimizzare l'errore introdotto dal modello.

5.3.2 Modello 1D

La modellazione monodimensionale effettuata, eseguita discretizzando il serbatoio in direzione verticale, si basa su un lavoro presente in letteratura relativo alla modellazione dei sistemi di accumulo termico [73]. Il codice originale, implementato in *Matlab*, è stato corretto e modificato in modo da poterlo inserire tramite il blocco *Matlab function* all'interno della simulazione dinamica effettuata in *Simulink*.

L'approccio adottato è del tipo *Multinode*: il serbatoio è discretizzato in N nodi⁴⁶, per ognuno dei quali viene scritta un'equazione di bilancio di energia; risolvendo il sistema di equazioni risultante si ottiene la distribuzione verticale delle temperature dell'accumulo in funzione del tempo.

Di seguito si riportano le principali ipotesi e semplificazioni alla base del modello (per i dettagli specifici si rimanda alla fonte menzionata in precedenza):

- all'interno di ogni nodo la temperatura si mantiene uniforme durante il passo di integrazione e la densità del fluido è costante;

⁴⁶La discretizzazione va dall'alto al basso (es.: nodo N corrisponde al fondo dell'accumulo).

- le dispersioni termiche verso l'esterno e la trasmittanza delle pareti sono basse da impedire convezione e destratificazione;
- i movimenti di flusso si verificano solo in direzione verticale e possono essere ascendenti o discendenti, a seconda delle portate in ingresso all'accumulo; i flussi sono caratterizzati da un mescolamento perfetto prima dell'ingresso al nodo;
- i flussi in ingresso/uscita dall'accumulo sono caratterizzati da velocità contenute;
- i flussi di fluido entranti nell'accumulo raggiungono il nodo a temperatura immediatamente inferiore senza che vi sia mescolamento verticale; i nodi di ingresso vengono selezionati mediante due funzioni di controllo. Le funzioni che determinano in quale nodo andrà a finire la portata proveniente dalla centrale F_i^c e quella proveniente dalla rete F_i^r sono definite per ogni nodo i nel modo seguente:

$$F_i^c = \begin{cases} 1, & \text{se } i=1 \text{ e } T_{mand, cen} > T_i \\ 1, & \text{se } T_{i-1} \geq T_{mand, cen} > T_i \\ 0, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (5.28)$$

$$F_i^r = \begin{cases} 1, & \text{se } i=N \text{ e } T_{rit, tlr} > T_i \\ 1, & \text{se } T_{i-1} \geq T_{rit, tlr} > T_i \\ 0, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (5.29)$$

- I flussi di fluido uscenti dall'accumulo vengono prelevati dal nodo 1 (temperatura più alta) e dal nodo N (temperatura più bassa).

L'equazione di bilancio termico per il nodo i -esimo risulta:

$$m_i \cdot c_p \cdot \frac{dT_i}{d\tau} = (UA)_i \cdot (T_{amb} - T_i) + F_i^c \cdot \dot{m}_c \cdot c_p \cdot (T_{mand, cen} - T_i) + F_i^r \cdot \dot{m}_r \cdot c_p \cdot (T_{rit, tlr} - T_i) + \begin{cases} \dot{m}_{m,i} \cdot (T_{i-1} - T_i), & \text{se } \dot{m}_{m,i} > 0 \\ \dot{m}_{m,i} \cdot (T_i - T_{i+1}), & \text{se } \dot{m}_{m,i} < 0 \end{cases} \quad (5.30)$$

Con $\dot{m}_{m,i}$ il flusso risultante dal nodo $i-1$ a i , definito come:

$$\dot{m}_{m,i} = \begin{cases} 0, & \text{se } N=1 \text{ o } N=N \\ \dot{m}_c \sum_{j=1}^{i-1} F_j^c - \dot{m}_r \sum_{j=1}^N F_j^r, & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (5.31)$$

La scelta del numero dei nodi influisce sulla stratificazione che si vuole simulare: un numero elevato di nodi determina un modello di accumulo tendente alla stratificazione ideale; un numero basso di nodi, invece, lo rende prossimo al mescolamento perfetto.

Nel caso in questione, l'analisi delle temperature monitorate ha permesso di concludere che il comportamento dell'accumulo è molto più vicino al mescolamento che alla stratificazione, motivo per cui si è optato per utilizzare un basso numero di nodi. In seguito alla calibrazione del modello, la scelta definitiva è stata quella di discretizzare l'accumulo in 7 nodi.

Anche in questo caso il modello si compone apparente di un unico blocco, come si può notare in Figura 5.35.

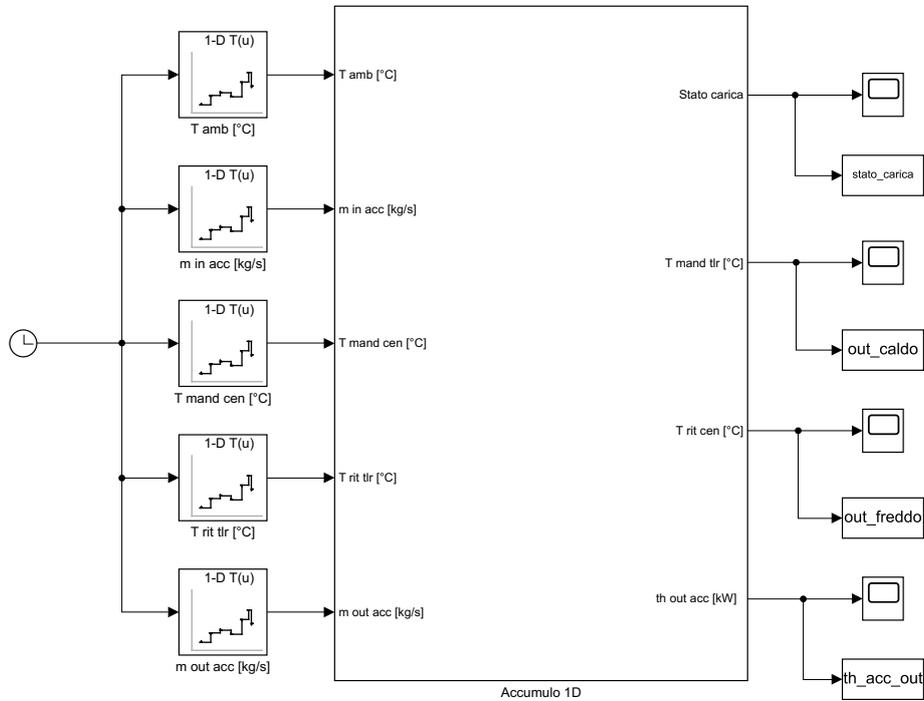


Figura 5.35: Blocco Accumulo termico.

Il modello riceve in ingresso le grandezze seguenti:

- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] dell'acqua in ingresso all'accumulo e proveniente dalla centrale;
- portata [$\frac{kg}{s}$] e temperatura [$^{\circ}C$] dell'acqua di ritorno all'accumulo e proveniente dalla rete;
- temperatura esterna [$^{\circ}C$].

e restituisce come output:

- stato di carica dell'accumulo [-];
- temperatura dell'acqua di mandata in rete [$^{\circ}C$];
- temperatura dell'acqua di ritorno in centrale [$^{\circ}C$];
- potenza termica erogata [kW];

Così come per il modello 0D, anche in questo modello il funzionamento dell'accumulo è dettato dallo stato di carica.

È necessario specificare, tramite un'apposita maschera, i seguenti parametri di funzionamento dell'accumulo:

- geometria dell'accumulo (diametro e altezza);
- calore specifico e densità dell'acqua;
- numero di nodi;
- trasmittanza termica, definita per ogni nodo;
- temperatura media iniziale di ogni nodo.

5.3.2.1 Validazione del modello 1D

Una volta completata la modellazione, si è passati alla fase di calibrazione e validazione.

Come anticipato in precedenza, sono state condotte numerose simulazioni al fine di definire il numero di nodi sufficiente a modellare accuratamente il sistema. Successivamente è stato effettuato il confronto fra i valori reali e simulati inerenti all'energia

termica erogata dall'accumulo e immessa in rete annualmente. A differenza del modello 0D, la modellazione monodimensionale introduce un errore di +0,6%. Lo scostamento fra la potenza simulata e reale si presenta principalmente nel periodo invernale, tuttavia non eccedendo i 400 kW; nel periodo estivo, invece, si limita a 100 kW.

Si riportano di seguito (Figure 5.36, 5.37, 5.38 e 5.39) gli andamenti della potenza termica erogata e della temperatura di mandata per una settimana invernale (29 gennaio - 4 febbraio 2018) e una estiva (9-15 luglio 2018).

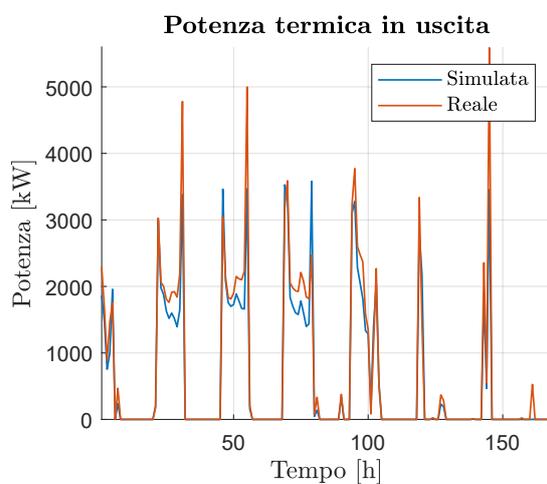


Figura 5.36: Potenza termica erogata - 29/01-4/02.

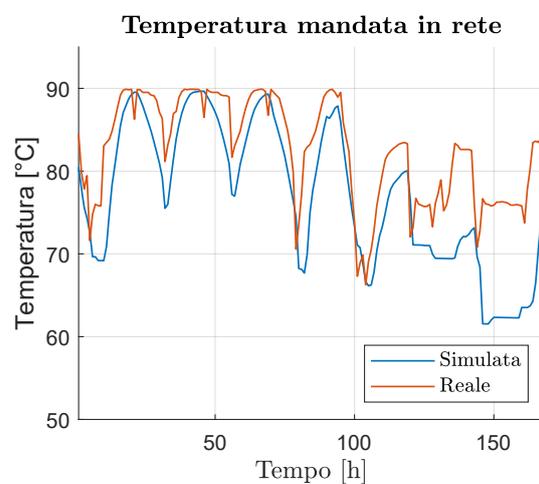


Figura 5.37: Temperatura di mandata in rete - 29/01-4/02.

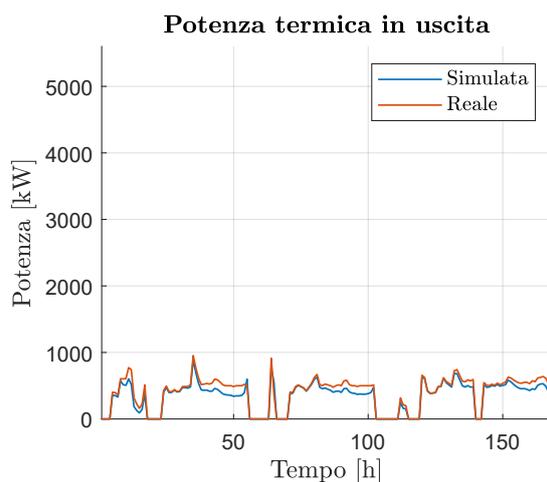


Figura 5.38: Potenza termica erogata - 9/07-15/07.

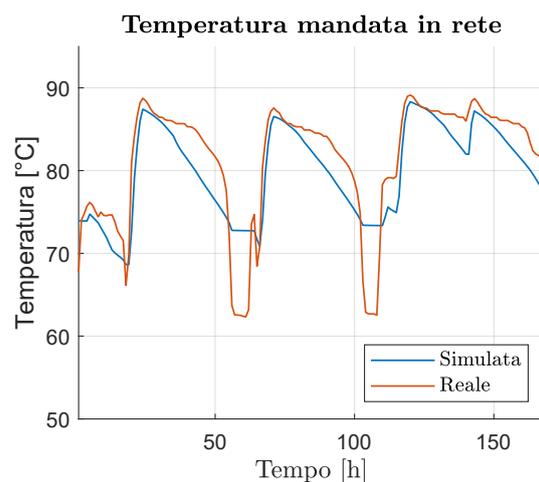


Figura 5.39: Temperatura di mandata in rete - 9/07-15/07.

Si può constatare, quindi, che gli andamenti reale e simulato della potenza ter-

mica erogata sono molto più affini fra loro.

Relativamente alla temperatura dell'acqua in rete, permangono gli scostamenti di circa 10°C , tuttavia essi compaiono quando non vi è erogazione di potenza termica alla rete. Si può, inoltre, notare che la temperatura simulata dal modello 1D presenta un decremento più fedele a quello reale, se confrontato con quello del modello 0D.

Tutto ciò ha permesso di concludere che il modello monodimensionale è migliore di quello a parametri concentrati.

5.4 Simulazione del funzionamento della centrale termica

Ultimata la modellazione dei principali componenti, è stata effettuata la simulazione del funzionamento reale della centrale al fine di avere uno scenario *Base* da confrontare con quello ottimizzato.

Il modello risultante si presenta come in Figura 5.40.

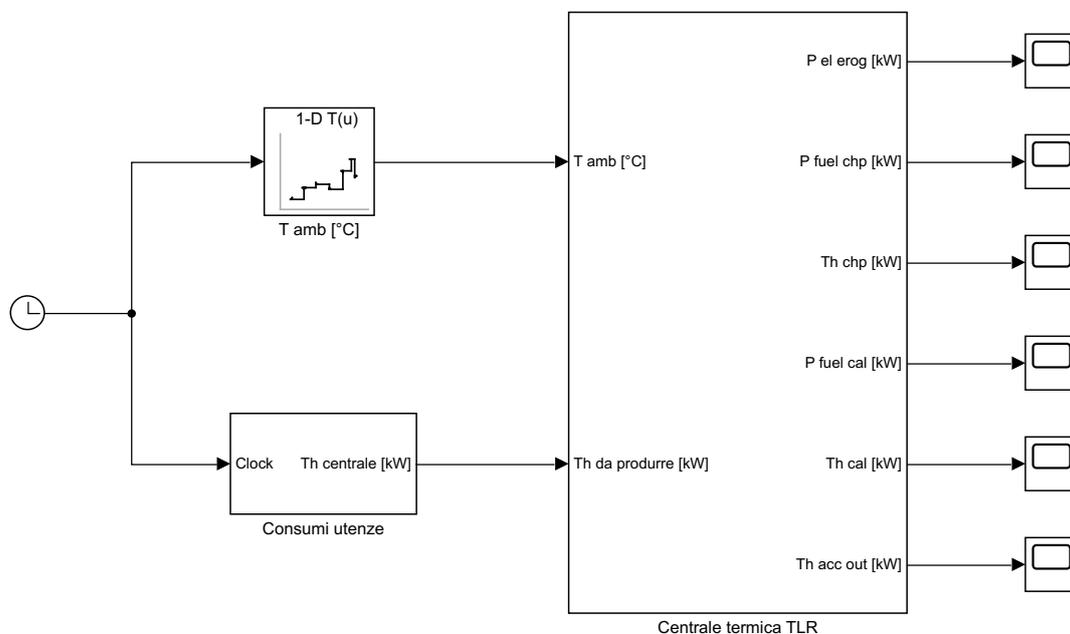


Figura 5.40: Modello della centrale termica.

Gli unici due input di cui il modello necessita sono l'andamento orario della temperatura esterna e la potenza termica da produrre in centrale per soddisfare la richiesta della rete. Il modello restituisce come output:

- potenza elettrica erogata dal CHP [kW];
- potenza termica prodotta dal CHP⁴⁷ [kW];
- potenza in ingresso al CHP sviluppata dal combustibile [kW];
- potenza termica erogata dalle caldaie [kW];
- potenza in ingresso alle caldaie sviluppata dal combustibile [kW];
- potenza termica erogata dall'accumulo [kW].

Dal momento che la strategia di funzionamento reale non è nota nel dettaglio, sono state fatte le seguenti assunzioni:

- il cogeneratore funziona a carico costante seguendo una precisa *schedule* oraria di accensione/spegnimento⁴⁸;
- l'accumulo termico ha priorità di funzionamento rispetto alle caldaie e può essere caricato solamente dal cogeneratore⁴⁹;
- le caldaie funzionano ad integrazione del cogeneratore e dell'accumulo;
- la regolazione dell'impianto avviene controllando la temperatura di ritorno dell'acqua in centrale: l'acqua di rete rientra in centrale con una temperatura fissa di 63,5°C⁵⁰;
- la quantità di energia elettrica autoconsumata $E_{l,auto}$ è stata legata al numero di ore in cui il CHP è in funzione, mentre quella prelevata da rete $E_{l,prel}$ al numero di ore di funzionamento di caldaie e accumulo⁵¹:

$$E_{l,auto,sim} = \frac{E_{l,auto,re} \cdot h_{CHP,sim}}{h_{CHP,re}} \quad (5.32)$$

⁴⁷Comprensiva della quota immessa in rete, di quella immessa all'accumulo e di quella eventualmente dissipata.

⁴⁸La *schedule* utilizzata è quella reale.

⁴⁹Non si hanno informazioni precise sulla logica di funzionamento delle caldaie. L'accumulo risulta essere caricato anche da queste ultime, ma non è nota la strategia con cui ciò avviene.

⁵⁰Ciò è stato dedotto dall'analisi della temperatura di ritorno monitorata, che presenta valori compresi fra 62°C e 65°C.

⁵¹Sono state escluse le ore in cui caldaie e accumulo funzionano ad integrazione del CHP, perché in questo caso l'energia elettrica utilizzata è quella prodotta dal CHP.

$$E_{l,prel,sim} = \frac{E_{l,prel,re} \cdot h_{cal+acc,re}}{h_{cal+acc,sim}} \quad (5.33)$$

Per ogni intervallo di tempo considerato viene eseguito un confronto fra l'energia termica da produrre Q_{cen} e quella erogata dal cogeneratore Q_{CHP} : se quest'ultima è sufficiente a soddisfare la domanda allora viene immessa in rete la quantità richiesta $Q_{CHP,tlr}$ e l'eccesso $Q_{surplus}$ viene mandato all'accumulo (se lo stato di carica non è completo) o dissipato.

Se la produzione termica del CHP non è sufficiente a soddisfare la domanda allora è richiesta ulteriore produzione di calore Q_{int} . Se l'accumulo soddisfa determinati requisiti⁵² allora la potenza termica di integrazione è fornita dall'accumulo $Q_{out,acc}$, altrimenti dalle caldaie Q_{cal} .

La logica di funzionamento implementata è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 5.41).

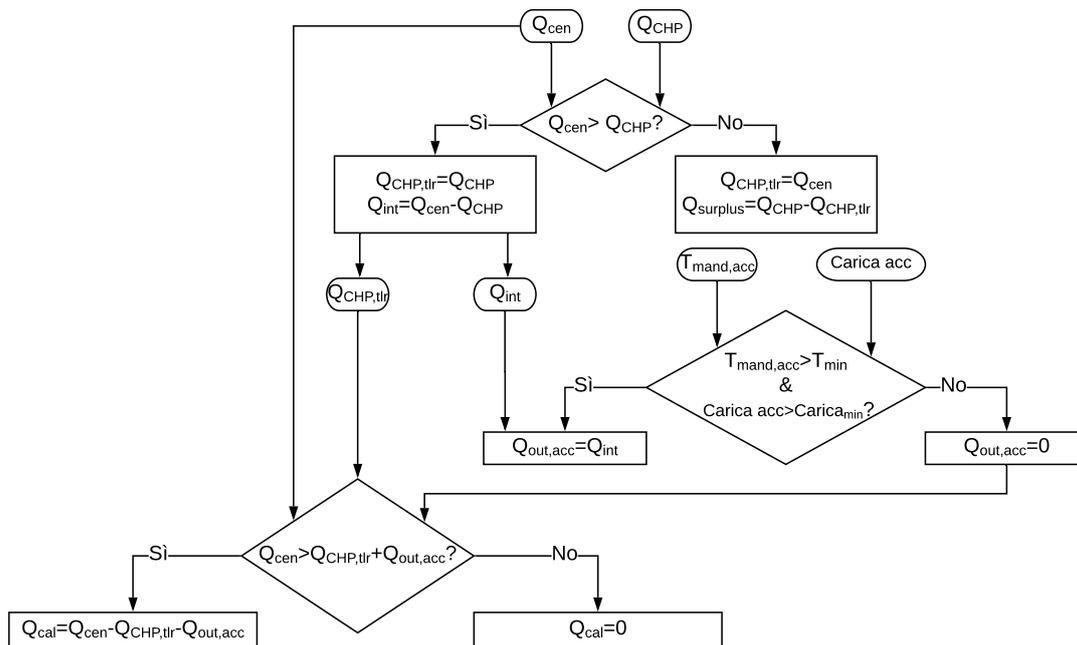


Figura 5.41: Flow chart relativo alla logica di funzionamento simulata.

⁵²I requisiti imposti sono stati scelti perché verificati nell'85% delle ore in cui l'accumulo ha erogato potenza termica in rete. In particolare, è richiesto che la temperatura del livello superiore dell'accumulo sia maggiore di 75°C e che lo stato di carica sia superiore a 0,1.

La simulazione è stata condotta per l'intero anno 2018, con un *timestep* orario.

Negli istogrammi delle Figure 5.42 e 5.43 sono illustrate rispettivamente l'energia elettrica e l'energia termica prodotte mensilmente dal cogeneratore; nell'istogramma di Figura 5.44 è riportato il consumo di combustibile del CHP per i 12 mesi dell'anno.

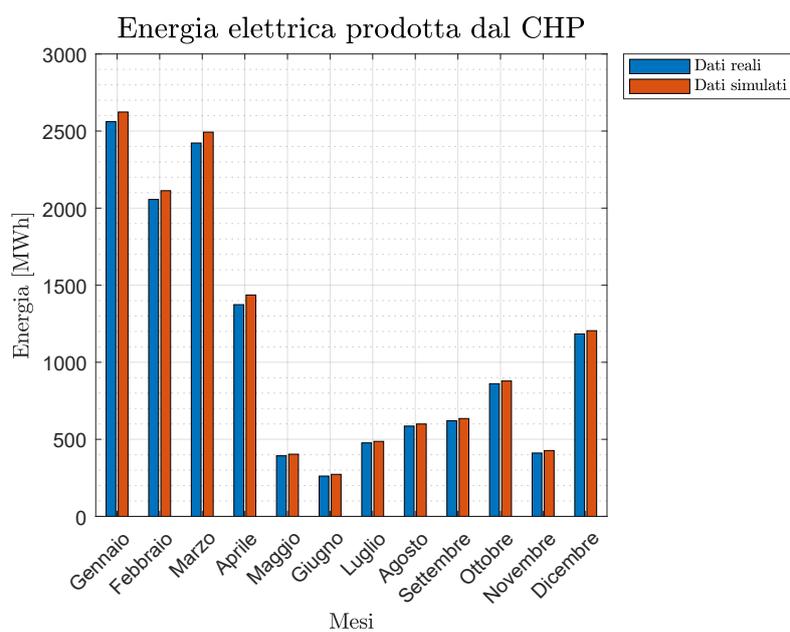


Figura 5.42: Confronto produzione di energia elettrica del CHP.

5.4. Simulazione del funzionamento della centrale termica

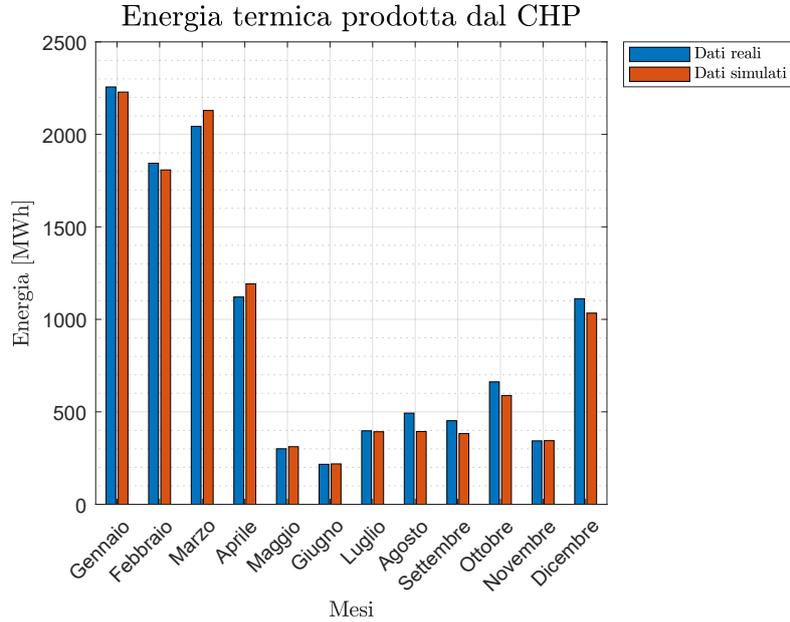


Figura 5.43: Confronto produzione di energia termica del CHP.

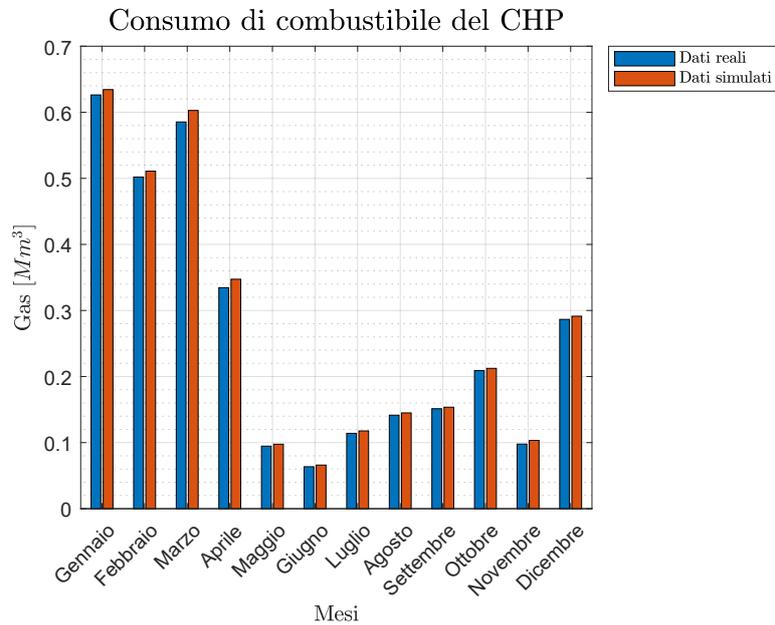


Figura 5.44: Confronto gas in ingresso al CHP.

Il funzionamento del CHP simulato segue fedelmente quello reale per tutta la durata dell'anno. La produzione di energia termica presenta gli scostamenti maggiori (inferiori comunque a 100 MWh): ciò dipende dal fatto che la temperatura

dell'acqua di ritorno al cogeneratore simulata presenta, in corrispondenza di alcune ore, una temperatura differente da quella reale, come conseguenza del miscelamento simulato fra l'acqua proveniente dalla rete e quella proveniente dall'accumulo.

Negli istogrammi delle Figure 5.45 e 5.46 sono illustrate, invece, l'energia termica prodotta e il consumo di gas mensili relativi alle caldaie. Si è preferito lasciare la stessa estensione dell'asse y adottata nell'analisi del CHP per mettere in evidenza la variazione delle energie termiche coinvolte anche attraverso un veloce confronto visivo.

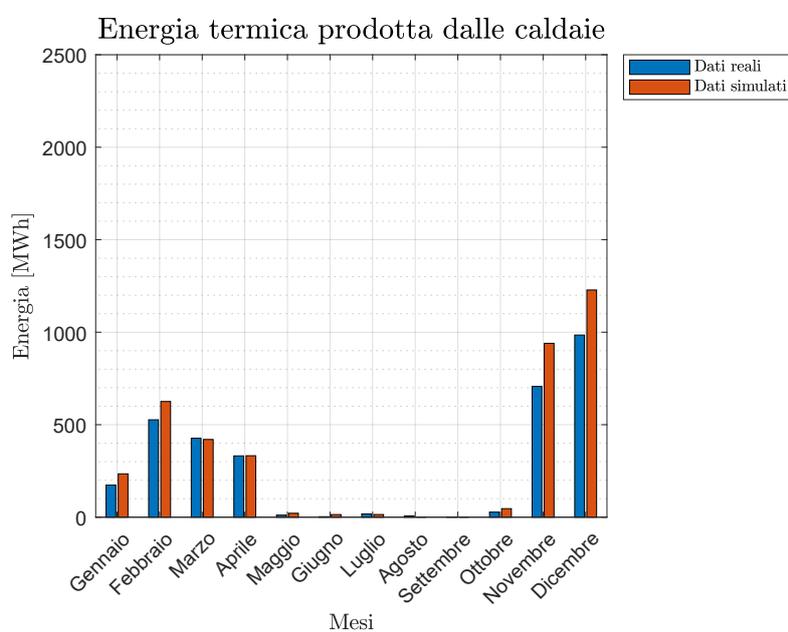


Figura 5.45: Confronto produzione di energia termica delle caldaie.

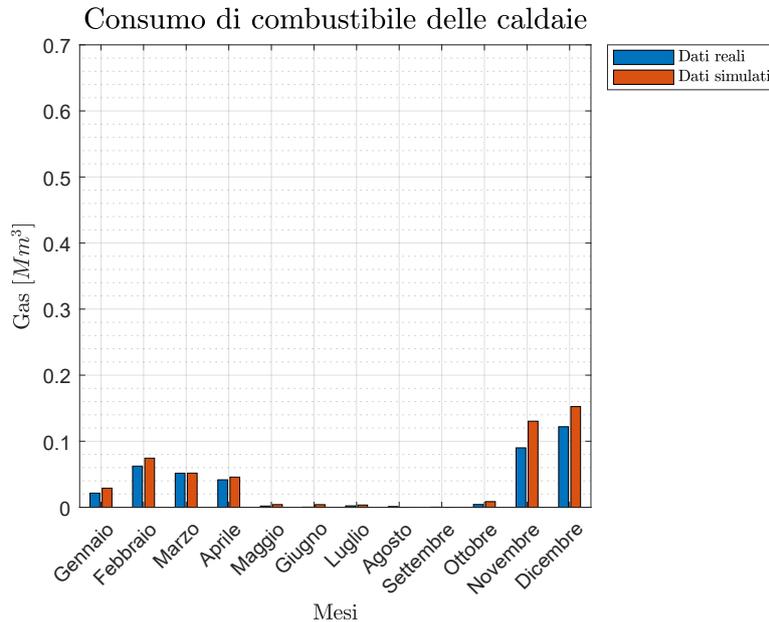


Figura 5.46: Confronto gas in ingresso alle caldaie.

Il funzionamento simulato delle caldaie si discosta da quello reale: soprattutto nei mesi invernali, l'energia termica simulata risulta superiore a quella prodotta nella realtà, con scostamenti che raggiungono i 250 MWh nei mesi di novembre e dicembre. Di conseguenza, anche il consumo di combustibile risulta maggiore di quello reale. Il comportamento osservato è legato al funzionamento simulato dell'accumulo, il cui andamento mensile è riportato nell'istogramma di Figura 5.47: l'energia termica erogata dall'accumulo è, in tutti i mesi dell'anno, inferiore a quella reale (fino a circa 350 MWh/mese), motivo per cui le caldaie erogano più energia. La causa di tutto ciò risiede nella logica di funzionamento simulata, che limita il processo di carica dell'accumulo al solo CHP: di fatto l'accumulo è caricato meno che nella realtà, quindi l'energia termica che può erogare è inferiore. Gli scostamenti in questione si presentano principalmente nei mesi invernali, periodo di funzionamento delle caldaie. Nei mesi estivi, invece, il funzionamento simulato segue perfettamente quello reale.

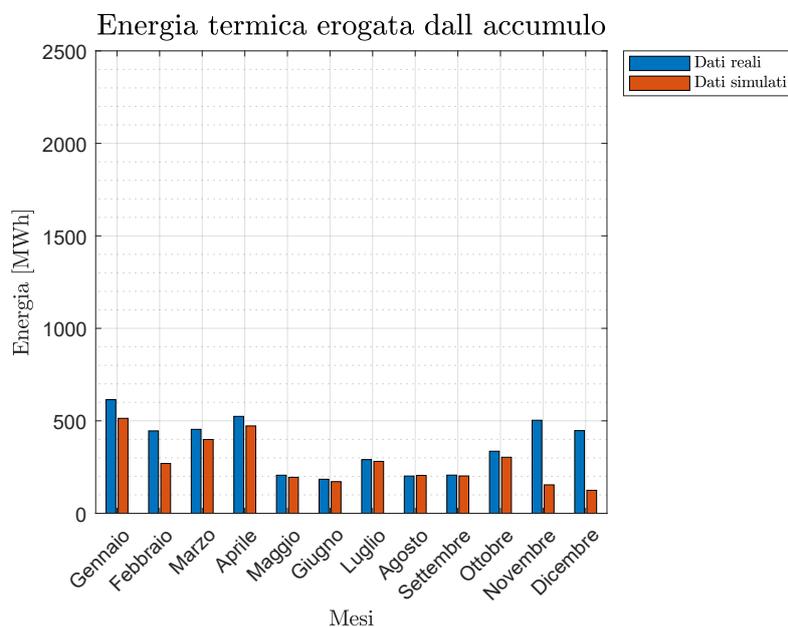


Figura 5.47: Confronto energia termica erogata dall'accumulo.

In Tabella 5.1 è riportato il confronto, in termini di bilancio annuale, delle grandezze energetiche esaminate finora.

Tabella 5.1: Confronto grandezze energetiche annuali.

CHP	FUNZ. REALE	FUNZ. SIMULATO	ERR. REL.
Energia elettrica prodotta [MWh]	13.207	13.574	+2,78%
Energia termica prodotta [MWh]	11.241	11.023	-1,94%
Energia in ingresso [MWh]	31.400	32.141	+2,36%
η_{gl}	77,86%	76,53%	-1,71%
Ore di funzionamento [h]	2.290	2.290	-
PES [%]	19,99%	19,13%	-4,30%
RISP [MWh/anno]	11.855	11.730	-1,05%
CB	1.342	1.311	-2,31%
CALDAIE	FUNZ. REALE	FUNZ. SIMULATO	ERR. REL.
Energia termica prodotta [MWh]	3.217	3.876	+20,49%
Energia in ingresso [MWh]	3.907	4.933	+26,26%
η_{gl}	82,34%	78,57%	-4,57%
Ore di funzionamento [h]	987	1.453	+47,21%
ACCUMULO	FUNZ. REALE	FUNZ. SIMULATO	ERR. REL.
Energia termica prodotta [MWh]	4.414	3.290	-25,46%
Ore di funzionamento [h]	5.104	3.996	-21,71%

Gli errori relativi introdotti dalla simulazione vanno dall'1% al 47%: sono contenuti per quanto riguarda il CHP ed estremamente elevati per le caldaie e l'accumulo a causa di quanto spiegato in precedenza.

Si riporta in Figura 5.48 un confronto dell'energia termica annualmente prodotta e immessa in rete per ciascuna tecnologia. Si può constatare che anche nel modello il componente che contribuisce maggiormente alla produzione di energia richiesta dalla rete è il CHP, con un contributo simulato del +3% rispetto a quello reale (da 6.632 MWh a 7.086 MWh). Le produzioni di calore delle caldaie e dell'accumulo si discostano rispettivamente del +5% e -8% rispetto alla realtà.

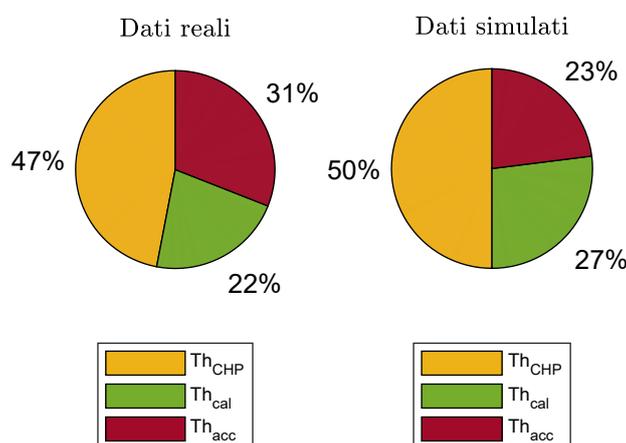


Figura 5.48: Confronto energia termica prodotta e immessa in rete da ciascuna tecnologia.

Relativamente al fabbisogno elettrico dell'impianto, dal modello risulta che l'energia elettrica autoconsumata annualmente ammonta a 1.105 MWh (che coincide con l'autoconsumo reale, dal momento che il CHP è attivo per lo stesso numero di ore), quella prelevata a 322 MWh (-0,3% rispetto alla realtà). L'energia elettrica immessa in rete è 12.469 MWh (+3,03% rispetto alla realtà).

Si riporta in Tabella 5.2 il confronto degli indici energetici PEF e η_{gl} caratteristici della centrale termica.

Tabella 5.2: *Confronto indici energetici.*

	FUNZ. REALE	FUNZ. SIMULATO
PEF	0,79	0,88
η_{gt}	0,70	0,68

Entrambi gli indici sottostimano l'efficienza con cui viene esercita la centrale termica, principalmente a causa del maggior consumo di combustibile simulato.

Si riporta in Tabella 5.3 il confronto fra l'analisi economica reale e quella risultante per il funzionamento simulato⁵³.

Tabella 5.3: *Confronto valutazioni economiche annuali.*

	FUNZ. REALE	FUNZ. SIMULATO	ERR. REL.
RICAVI [€/anno]	1.367.590	1.389.610	+1,61%
Energia elettrica risparmiata	165.750	165.750	-
Energia elettrica venduta in rete	726.120	748.140	+3,03%
Energia termica venduta al tlr	475.720	475.720	-
COSTI [€/anno]	1.220.740	1.275.850	+4,52%
Costo gas naturale	848.400	891.660	+5,10%
Costo manutenzione	237.730	244.330	+2,78%
Costo gestione, esercizio, assicurazione	15.000	15.000	-
Costo energia elettrica prelevata	52.488	52.250	-0,45%
Costo quote di CO ₂	67.122	72.610	+8,18%
MOL [€/anno]	146.850	113.760	-22,53%

Gli errori relativi alle singole voci che costituiscono il MOL non eccedono l'8%; l'errore maggiore si ha in corrispondenza dei costi del gas naturale e delle quote di CO₂, come conseguenza del maggior consumo di combustibile simulato. Nel complesso, il MOL è sottostimato del 22,53% per effetto della propagazione degli errori.

Considerate le numerose assunzioni alla base del modello della centrale termica, i risultati ottenuti possono ritenersi accettabili. La modellazione effettuata rappresenta lo scenario *Base* di confronto degli scenari analizzati di seguito.

⁵³Il risparmio legato all'energia elettrica autoconsumata è calcolato al netto del costo delle accise, motivo per cui queste ultime non vengono menzionate fra i costi della centrale.

Capitolo 6

Ottimizzazione del funzionamento dell'impianto

Come già ampiamente discusso, attualmente l'impianto è "pilotato" dal funzionamento del cogeneratore, che lavora quasi sempre a carico costante e prossimo a quello nominale (97,3% circa) seguendo una *schedule* oraria ben definita che varia in base alle stagioni; l'accumulo e le caldaie funzionano ad integrazione del CHP. Nell'ottica di massimizzare il guadagno economico associato all'impianto, è stata effettuata un'ottimizzazione del funzionamento dello stesso. Di seguito si riporta la logica di esercizio pensata come scenario di partenza dell'ottimizzazione e l'implementazione di quest'ultima. Il capitolo si chiude con la descrizione di quattro logiche di funzionamento alternativo, implementate sulla base dell'ottimizzazione effettuata; ciascuna di queste logiche rende prioritario il funzionamento di una tecnologia o di un'altra al variare della richiesta di energia termica da produrre in centrale; l'obiettivo è quello di esplorare il comportamento di cogeneratore, accumulo e caldaie al variare delle condizioni al contorno imposte al fine di individuare la logica di funzionamento migliore per l'impianto in questione, che sfrutti opportunamente le potenzialità dell'accumulo e la flessibilità del cogeneratore per massimizzare il MOL del sistema.

6.1 Scenario *Pre opt*

Prima di procedere con l'ottimizzazione è stato necessario definire uno scenario di funzionamento alternativo dell'impianto; così facendo si è creato uno scenario di

partenza per l'ottimizzazione che al contempo risulta essere di confronto con quello ottimizzato, permettendo, quindi, di quantificare i miglioramenti apportati dall'ottimizzazione.

Dal momento che, come discusso di seguito, l'ottimizzazione è stata effettuata in chiave economica, si è scelto di definire uno scenario di partenza che dia priorità di funzionamento al CHP e alle caldaie, tecnologie che influenzano direttamente il guadagno dell'impianto. Anche l'accumulo influisce sul valore del MOL, ma positivamente: a parità di funzionamento del CHP, una maggiore integrazione di calore da parte dell'accumulo ne riduce quella ad opera delle caldaie; di conseguenza il consumo di combustibile si riduce, così come la rispettiva voce di costo, determinando un incremento del MOL. Per evitare che succeda quanto appena descritto, si è scelto di limitarne il funzionamento.

La logica di funzionamento relativa allo scenario *Pre opt* è stata implementata tenendo conto dei vincoli tecnici relativi al funzionamento del CHP: esso può funzionare nel *range* di carico elettrico compreso fra 0,5 e 1, cui corrisponde un recupero termico variabile fra 3.885,5 kW e 5.148,3 kW. Considerando il funzionamento orario del CHP a potenza costante, i valori limite di energia termica oraria ottenibili dal CHP sono $Q_{\text{CHP,min}}=3.885,5$ kWh e $Q_{\text{CHP,max}}=5.148,3$ kWh. Più dettagliatamente, per ogni ora viene eseguito un confronto fra l'energia termica da produrre in centrale e il *range* di funzionamento del CHP: il CHP entra in funzione per produrre quantità di energia maggiori di $Q_{\text{CHP,min}}$; qualora il recupero termico non riesca a soddisfare la richiesta della rete - ovvero se questa è maggiore di $Q_{\text{CHP,max}}$ o se l'energia recuperata è minore di quella teoricamente richiesta al CHP - entrano in funzione le caldaie. L'accumulo entra in funzione quando la produzione di energia termica è minore di $Q_{\text{CHP,min}}$ e contestualmente il suo stato di carica è superiore al 10% e la temperatura a livello della mandata è pari ad almeno 75°C. Qualora l'accumulo non rispetti i requisiti, viene fatto funzionare il CHP a carico nominale, in modo da soddisfare la richiesta della rete e al contempo caricare l'accumulo.

La logica alla base dello scenario *Pre opt* è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.1).

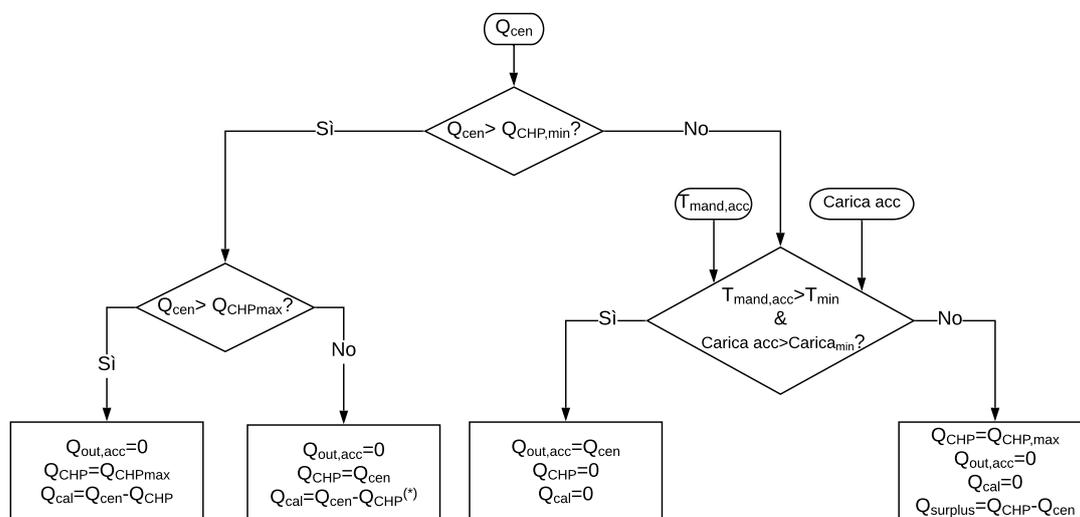


Figura 6.1: Flow chart relativo allo scenario *Pre opt*.

(*) Le caldaie entrano in funzione qualora il recupero termico del CHP risulti inferiore alla richiesta termica della rete.

6.2 Descrizione della funzione di ottimizzazione

Se nello scenario *Pre opt* il funzionamento di cogeneratore, caldaie e accumulo è stato definito in funzione della sola domanda di energia termica della rete, nella fase di ottimizzazione sono stati individuati i profili di funzionamento orario che devono avere i componenti al fine di soddisfare la domanda di energia e al contempo massimizzare il MOL della centrale termica.

L'ottimizzazione è stata condotta tramite l'*Optimization tool - Genetic Algorithm* di *Matlab*; i risultati ottenuti sono stati successivamente trattati come input per le simulazioni effettuate in *Simulink*⁵⁴. La funzione da ottimizzare (di seguito indicata come *MOL**) è legata al MOL della centrale, tuttavia differisce da essa perché non viene presa in considerazione la voce di costo relativa alle quote di CO₂: essendo l'ottimizzazione condotta con *timestep* orari, non è possibile considerare questa spesa dal momento che la si calcola a consuntivo al termine dell'anno.

⁵⁴Non è stato possibile effettuare l'ottimizzazione direttamente in ambiente *Simulink* perché la funzione GA non lo consente.

Va precisato che il *tool* utilizzato esegue l'ottimizzazione di una funzione mediante la minimizzazione della stessa, pertanto la funzione è stata poi riscritta come $\frac{1}{MOL^*}$.

Le voci considerate che contribuiscono ai ricavi e ai costi della centrale sono quelle riportate nella Tabella 6.1.

Tabella 6.1: Ricavi e costi considerati in fase di ottimizzazione.

RICAVI	Valorizzazione energia elettrica
	Valorizzazione energia termica
	Risparmio legato all'energia elettrica autoconsumata
COSTI	Costo del gas naturale
	Costo di manutenzione programmata dell'impianto
	Costo di gestione e conduzione dell'impianto
	Costo di assicurazione dell'impianto
	Costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete

È possibile riscrivere la funzione MOL^* come funzione di un'unica variabile indipendente, il carico termico $c_{th,CHP}$ del cogeneratore, che risulta quindi essere l'unica variabile manipolata nel corso dell'ottimizzazione.

Per scrivere la funzione come $MOL^* = f(c_{th,CHP})$ è stato necessario:

1. ricavare le curve relative all'energia elettrica prodotta e al consumo di combustibile del CHP al variare del carico termico:

$$El_{erog,CHP} = f(c_{th,CHP}) [kWh] \quad (6.1)$$

$$gas_{CHP} = f(c_{th,CHP}) [m^3] \quad (6.2)$$

2. definire il fabbisogno orario di energia elettrica dell'impianto, quindi la quota oraria di elettricità autoconsumata (se il CHP è in funzione) o prelevata da rete (se il CHP è spento), quindi la curva dell'energia elettrica venduta in rete al variare del carico termico:

$$El_{auto} = cost [kWh] \quad (6.3)$$

$$El_{prel} = cost [kWh] \quad (6.4)$$

$$El_{ven,CHP} = El_{erog,CHP} - El_{auto} [kWh] \quad (6.5)$$

3. ricavare la curva del consumo di gas delle caldaie in funzione della potenza termica utile prodotta dalle stesse:

$$gas_{cal} = f(Th_{cal}) [m^3] \quad (6.6)$$

A questo punto, noti i prezzi di vendita o di acquisto di energia e gas, è stato possibile scrivere le voci di ricavi e costi in funzione del carico termico:

- Valorizzazione dell'energia elettrica: noto il prezzo di vendita dell'energia elettrica alla rete nazionale $c_{el,rete}$, il ricavo ad esso associato è valutato come:

$$R_{ven,el} = c_{el,rete} \cdot El_{ven,CHP} = f(c_{th,CHP}) \quad (6.7)$$

- Valorizzazione dell'energia termica: noto il prezzo di vendita dell'energia termica alle utenze $c_{th,ut}$, il ricavo ad esso associato è valutato come:

$$R_{ven,th} = c_{th,ut} \cdot Th_{ven,ut} \quad (6.8)$$

Il ricavo in questione non varia in funzione della tecnologia impiegata nella produzione del calore, ma dipende solamente dalla domanda di energia termica delle utenze.

- Risparmio legato all'energia elettrica autoconsumata: noto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete nazionale $c_{el,acq}$, il risparmio ad esso associato è valutato come:

$$R_{auto,el} = c_{el,acq} \cdot El_{auto} = f(c_{th,CHP}) \quad (6.9)$$

- Costo del gas naturale: noto il prezzo di acquisto del gas naturale non defiscalizzato $c_{gas,nondef}$, del gas naturale defiscalizzato impiegato per la produzione di energia elettrica da immettere in rete $c_{gas,defrete}$ e di quello defiscalizzato impiegato per la produzione di energia elettrica da autoconsumo $c_{gas,defauto}$, il

costo in questione è valutato come:

$$C_{gas} = c_{gas,nondef} \cdot gas_{nondef} + c_{gas,defrete} \cdot gas_{defrete} + c_{gas,defauto} \cdot gas_{defauto} \quad (6.10)$$

I costi relativi al gas defiscalizzato dipendono dall'energia elettrica erogata dal CHP:

$$c_{gas,defrete} \cdot gas_{defrete} + c_{gas,defauto} \cdot gas_{defauto} = f_1(El_{erog,CHP}) = f_2(c_{th,CHP}) \quad (6.11)$$

Il costo relativo al gas non defiscalizzato dipende sia dalla quota di gas non defiscalizzato impiegato dal CHP sia dalla quota di gas interamente utilizzato dalle caldaie. Dal momento che le caldaie intervengono per integrare la produzione di calore del CHP Th_{CHP} al fine di colmare la produzione di calore richiesta in centrale Th_{cen} (nota), il gas utilizzato dalle caldaie può essere stimato sulla base del funzionamento del CHP:

$$gas_{cal} = f_1(Th_{cen} - Th_{CHP}) = f_2(c_{th,CHP}) \quad (6.12)$$

Risulta, quindi:

$$C_{gas} = f(c_{th,CHP}) \quad (6.13)$$

- Costo di manutenzione programmata dell'impianto: noto il costo di manutenzione programmata dell'impianto c_{manut} , la voce ad esso associata è valutata come:

$$C_{manut} = c_{manut} \cdot El_{erog,CHP} = f(c_{th,CHP}) \quad (6.14)$$

- Costo di gestione ed esercizio dell'impianto: tale costo C_{ge} è considerato come una quota annuale fissa che la centrale deve pagare.
- Costo di assicurazione dell'impianto: tale costo C_{ass} è considerato come una quota annuale fissa che la centrale deve pagare.

In definitiva:

$$MOL^* = f(c_{th,CHP}) + k \quad (6.15)$$

Come già anticipato, nonostante nella funzione obiettivo non compaia esplicitamente l'energia termica erogata dall'accumulo, essa incide sulla quantità di energia che viene prodotta dalle caldaie, quindi sul consumo di gas naturale della centrale:

a parità di funzionamento del cogeneratore, infatti, all'aumentare della producibilità dell'accumulo diminuisce quella delle caldaie, quindi si riduce il costo del gas naturale e aumenta il MOL^* .

Si è deciso di effettuare l'ottimizzazione dello scenario *Pre opt* definito nel paragrafo precedente, che limita il funzionamento dell'accumulo. Nel nuovo scenario *Post opt*, il funzionamento della centrale rimane invariato per richieste di energia termica oraria inferiori a $Q_{CHP,min}$ (la priorità spetta ancora all'accumulo), mentre è ottimizzato in corrispondenza di richieste di energia maggiori. In sostanza sono state escluse dall'ottimizzazione quelle ore per cui la produzione di energia termica risulta inferiore a $Q_{CHP,min}$.

Il codice di ottimizzazione esegue preventivamente un controllo sulla quantità di energia termica da produrre: se tale valore è minore di $Q_{CHP,min}$, allora non viene effettuata alcuna ottimizzazione e il codice passa ad analizzare la richiesta dell'ora successiva; se tale richiesta è maggiore di $Q_{CHP,min}$ viene effettuata l'ottimizzazione, che restituisce come output la quantità di energia termica da far produrre alle caldaie e al CHP in quella determinata ora per soddisfare la richiesta della rete e al contempo massimizzare il MOL^* dell'impianto.

La logica di ottimizzazione è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.2).

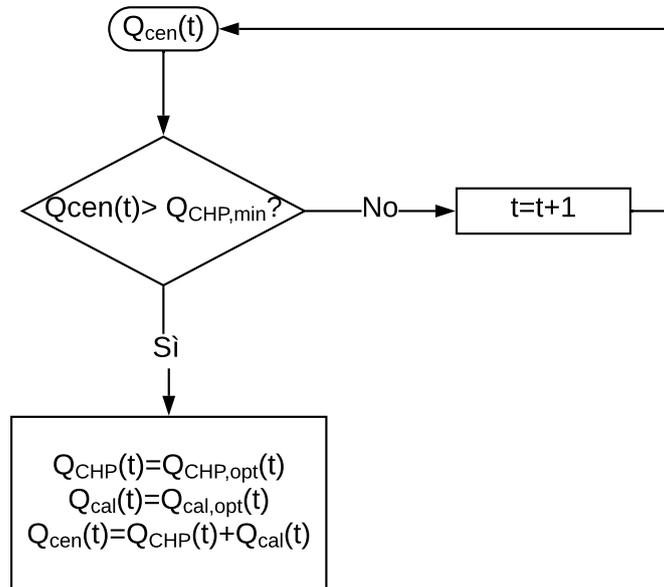


Figura 6.2: Flow chart relativo all'ottimizzazione implementata.

È stato imposto come vincolo da rispettare che il carico termico $c_{th,CHP}$ del CHP abbia come dominio l'intervallo $[\frac{Q_{CHP,min}}{Q_{CHP,max}} - 1]$. Per eseguire l'ottimizzazione è stato necessario stabilire e specificare anche i parametri in gioco nell'algoritmo, ovvero il numero di individui che compongono una popolazione e il numero massimo di iterazioni, nonché i criteri di arresto dell'algoritmo. Si è deciso di mantenere il settaggio di *Default* adottato da *Matlab*: il numero di individui è definito dal *Tool* in funzione al numero di variabili che compaiono nella funzione obiettivo, il numero massimo di iterazioni è pari a 1.000 e l'algoritmo viene stoppato per convergenza o per raggiungimento del numero massimo di iterazioni. Nel caso in questione il criterio di stop presentatosi nel 95% dei casi è la convergenza dell'algoritmo, motivo per cui non si è ritenuto necessario variare le impostazioni predefinite.

L'ottimizzazione restituisce come output l'andamento orario del *MOL** dell'impianto e il funzionamento orario del CHP e delle caldaie, in termini di energia termica oraria da produrre. Queste grandezze costituiscono gli input delle simulazioni relative al funzionamento ottimizzato effettuate in *Simulink*.

Per quantificare le variazioni introdotte dall'ottimizzazione sul funzionamento della centrale sono state confrontate le simulazioni relative agli scenari *Pre opt* e *Post opt*

implementati in *Simulink*.

Successivamente i risultati dell'ottimizzazione sono stati utilizzati nella definizione di 4 logiche di funzionamento proposte in alternativa alla logica con cui è esercito l'impianto attualmente. Lo scenario *Post opt* coincide, di fatto, con la logica A_{opt} .

6.3 Descrizione delle quattro logiche di funzionamento alternativo proposte

Di seguito si riportano le implementazioni delle logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} , D_{opt} , pensate come strategie di funzionamento alternative a quella reale. Esse sono state costruite tenendo conto dei profili di carico ottimizzati del CHP e delle caldaie e considerando il funzionamento dell'accumulo.

Le quattro logiche ottimizzate proposte sono state pensate per rendere prioritario il funzionamento di CHP e caldaie o dell'accumulo in funzione della produzione di energia termica richiesta in centrale. Tutte le logiche sono tuttavia accomunate dal fatto che per quantità di energia inferiori di $Q_{CHP,min}$ si dà sempre priorità di funzionamento all'accumulo, per sfruttare l'energia prodotta precedentemente e non ancora utilizzata e per rendere maggiormente flessibile il sistema.

Con la logica A_{opt} il CHP e le caldaie continuano ad essere prioritari sull'accumulo per valori di energia termica maggiori di $Q_{CHP,min}$; lo scenario risultante dall'esercizio dell'impianto secondo questa logica corrisponde proprio a *Post opt*. Con la logica B_{opt} l'accumulo ha priorità di funzionamento su CHP e caldaie indipendentemente dalla quantità di energia richiesta. Con la logica C_{opt} il CHP e le caldaie sono prioritari sull'accumulo qualora la richiesta oraria risulta compresa nel *range* $Q_{CHP,min}$ - $Q_{CHP,max}$; per valori di energia al di fuori del *range* la priorità spetta all'accumulo. Con la logica D_{opt} l'accumulo è prioritario su CHP e caldaie qualora la richiesta oraria risulta compresa nel *range* $Q_{CHP,min}$ - $Q_{CHP,max}$; per valori di energia maggiori di $Q_{CHP,max}$ sono il CHP e le caldaie ad essere eserciti in modo prioritario. L'ottimizzazione interviene nel definire la ripartizione della produzione di energia fra CHP e caldaie ogni qualvolta è richiesta la loro entrata in esercizio.

6.3.1 Logica A_{opt} , alias scenario *Post opt*

Come anticipato, il cogeneratore e le caldaie hanno priorità di funzionamento sull'accumulo. Per ogni intervallo di tempo considerato viene eseguito un confronto fra l'energia termica da produrre in centrale Q_{cen} e l'energia termica minima recuperabile dal CHP $Q_{CHP,min}$. Se la richiesta è maggiore di tale valore, allora la produzione di energia termica viene ripartita fra cogeneratore e caldaie come definito in fase di ottimizzazione. Se, invece, la domanda della rete è inferiore a $Q_{CHP,min}$ e l'accumulo soddisfa i requisiti imposti⁵⁵, allora viene attivato l'accumulo, altrimenti viene fatto funzionare il CHP a pieno carico, in modo da soddisfare la richiesta della rete e al contempo contribuire alla carica dell'accumulo.

La logica A_{opt} è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.3).

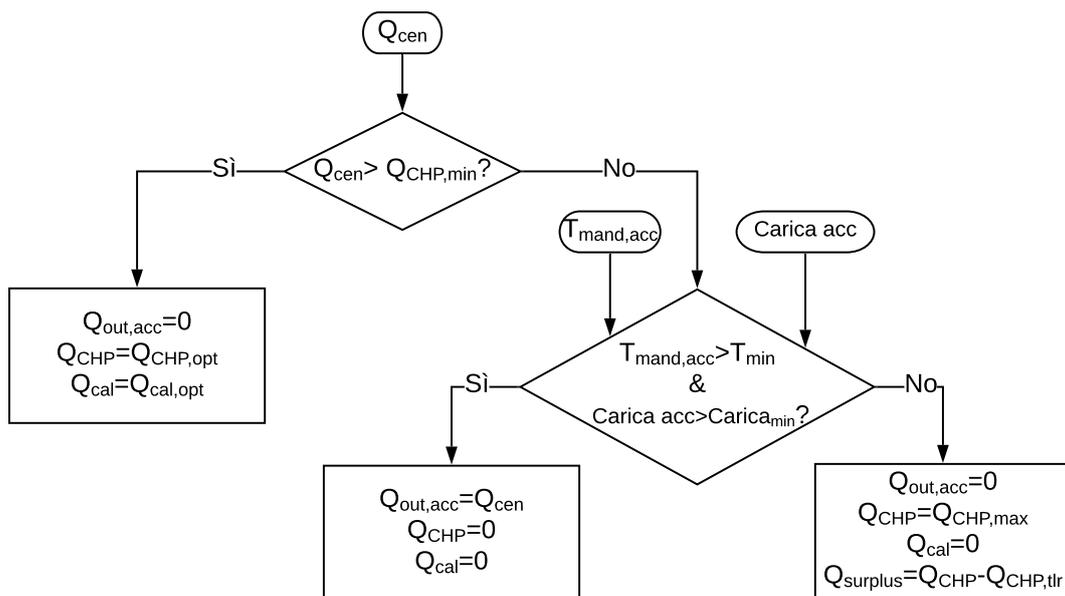


Figura 6.3: Flow chart relativo alla logica A_{opt} .

⁵⁵I requisiti sono quelli inerenti allo stato di carica e alla temperatura di mandata.

6.3.2 Logica B_{opt}

Come anticipato, l'accumulo ha priorità di funzionamento sul cogeneratore e sulle caldaie. Per ogni intervallo di tempo considerato si valuta se l'accumulo soddisfa i requisiti imposti per poter immettere energia termica in rete oppure no. Se le condizioni sono verificate allora l'erogazione spetta all'accumulo: se l'energia è minore di $Q_{CHP,max}$ allora l'accumulo eroga tutta la quantità di energia richiesta, se, invece, l'energia eccede $Q_{CHP,max}$ il CHP viene fatto funzionare a carico nominale e l'accumulo funziona ad integrazione. Se l'accumulo non soddisfa le condizioni imposte e la domanda è inferiore a $Q_{CHP,min}$, allora il CHP viene fatto funzionare a pieno carico, in modo da soddisfare la domanda e al contempo caricare l'accumulo; qualora l'accumulo non soddisfa le condizioni imposte e la potenza richiesta risulta maggiore di $Q_{CHP,min}$, la ripartizione della domanda avviene fra cogenerazione e caldaie come definito nel corso dell'ottimizzazione.

La logica B_{opt} è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.4).

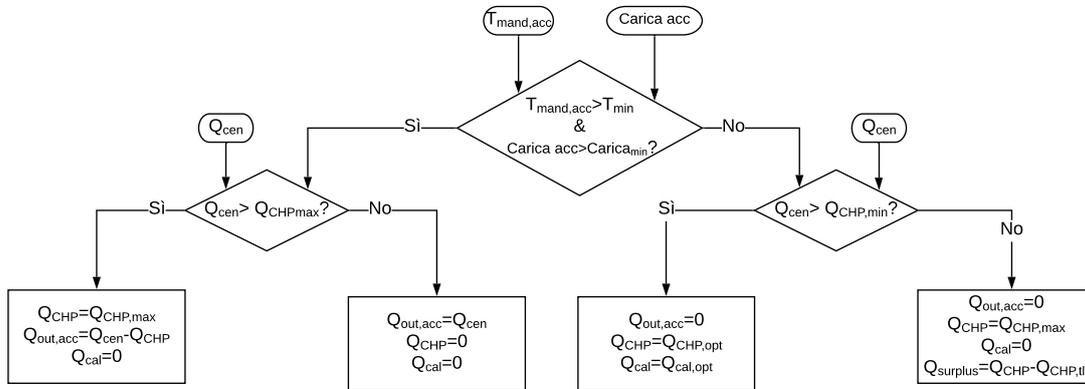


Figura 6.4: Flow chart relativo alla logica B_{opt} .

6.3.3 Logica C_{opt}

La logica C_{opt} , insieme con la logica D_{opt} , è stata costruita "incrociando" le logiche A_{opt} e B_{opt} .

Più dettagliatamente, per ogni intervallo orario considerato, il sistema confronta l'energia da produrre in centrale con il *range* di funzionamento del CHP: se la richiesta

6.3. Descrizione delle quattro logiche di funzionamento alternativo proposte

rientra in questo *range*, allora la produzione di energia è ripartita fra cogeneratore e caldaie, come stabilito dall'ottimizzazione; se, invece, la richiesta è minore di $Q_{CHP,min}$ e l'accumulo è nelle condizioni di erogare energia, allora la produzione spetta all'accumulo, altrimenti viene fatto funzionare il CHP a carico massimo in modo da soddisfare la domanda e al contempo caricare l'accumulo; se la richiesta è superiore a $Q_{CHP,max}$ e l'accumulo è nelle condizioni di erogare energia, allora viene fatto funzionare il CHP a pieno carico e l'integrazione spetta all'accumulo, altrimenti la produzione di energia viene ripartita fra cogeneratore e caldaie come definito nel corso dell'ottimizzazione.

La logica C_{opt} è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.5).

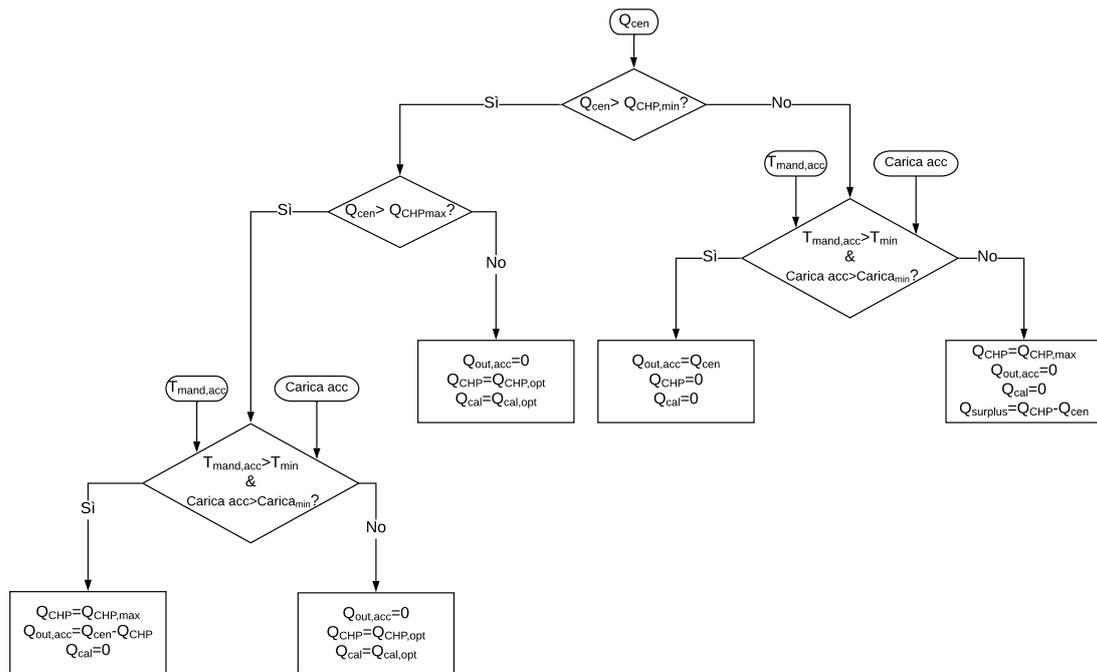


Figura 6.5: Flow chart relativo alla logica C_{opt} .

6.3.4 Logica D_{opt}

La logica D_{opt} , insieme con la logica C_{opt} , è stata costruita "incrociando" le logiche A_{opt} e B_{opt} .

6.3. Descrizione delle quattro logiche di funzionamento alternativo proposte

Più dettagliatamente, per ogni intervallo orario considerato, il sistema confronta l'energia da produrre in centrale con il *range* di funzionamento del CHP: se la richiesta rientra in questo *range* e l'accumulo è nelle condizioni di poter erogare energia termica allora la produzione di energia è a carico dell'accumulo, altrimenti la si ripartisce fra cogeneratore e caldaie come stabilito dall'ottimizzazione; se, invece, la richiesta è minore di $Q_{CHP,min}$ e l'accumulo è nelle condizioni di erogare energia, la produzione spetta all'accumulo, altrimenti viene fatto funzionare il CHP a carico massimo in modo da soddisfare la domanda e al contempo caricare l'accumulo; se la richiesta è superiore a $Q_{CHP,max}$ la produzione di energia viene ripartita fra cogeneratore e caldaie come definito nel corso dell'ottimizzazione.

La logica D_{opt} è illustrata nel *Flow chart* seguente (Figura 6.6).

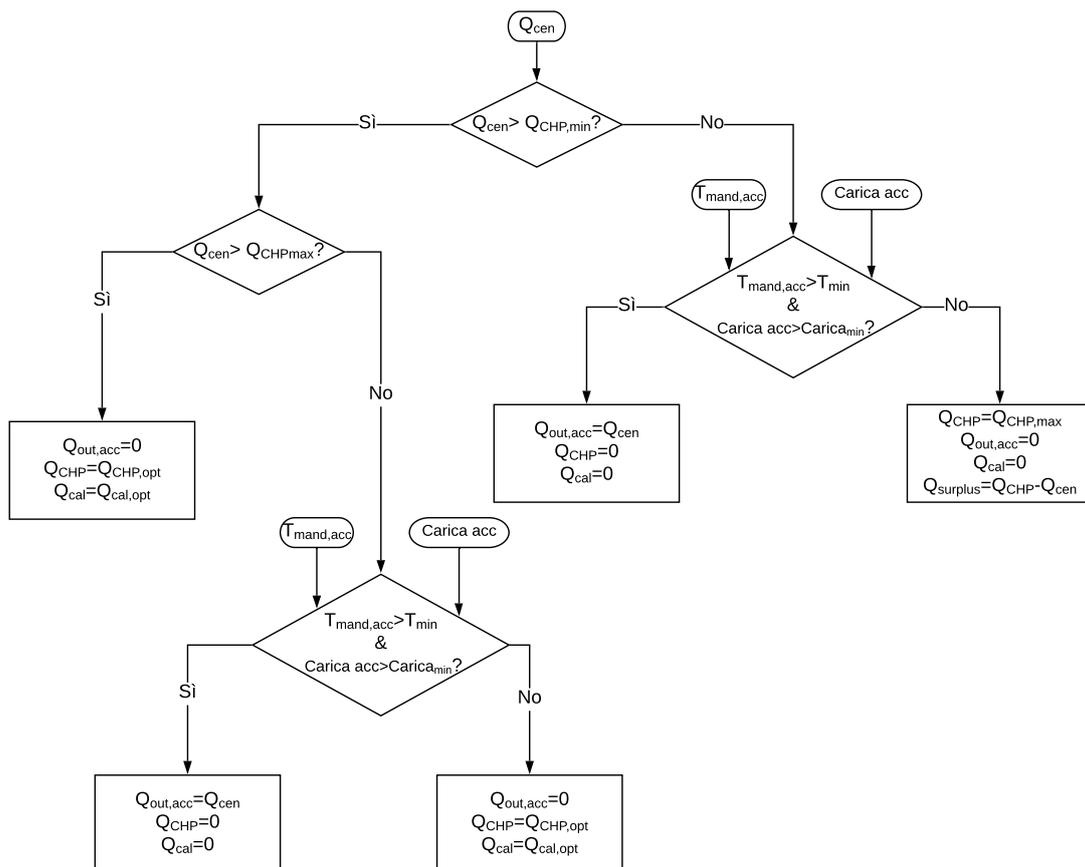


Figura 6.6: Flow chart relativo alla logica D_{opt} .

Capitolo 7

Discussione dei risultati

Per rendere chiari i miglioramenti introdotti dall'ottimizzazione si riporta di seguito il confronto fra lo scenario *Base* e quello proposto in corso di ottimizzazione, analizzato prima e dopo della stessa. Successivamente, invece, è proposto un confronto fra le quattro logiche di gestione definite nel capitolo precedente al fine di individuare quale sia la strategia di funzionamento ottimale per l'impianto in questione.

7.1 Confronto fra scenario *Base*, scenario *Pre opt* e scenario *Post opt*

Come chiarito nel precedente capitolo, lo scenario implementato nel corso dell'ottimizzazione è quello che esclude il funzionamento dell'accumulo qualora la richiesta di produzione di energia termica in centrale risulti maggiore di $Q_{\text{CHP,min}}$. Di fatto, la produzione di energia termica viene ripartita fra cogeneratore e caldaie: nel caso *Pre opt* il funzionamento del cogeneratore è prioritario sulle caldaie, che intervengono qualora l'energia prodotta dal cogeneratore non è sufficiente a soddisfare la domanda di energia della rete; nello scenario *Post opt*, invece, la ripartizione della produzione di energia avviene secondo quanto stabilito nel corso dell'ottimizzazione. Sia che si consideri lo scenario *Pre opt* che *Post opt*, il cogeneratore risulta funzionare di più rispetto a quanto accade nello scenario *Base*, sia in termini di quantità di energia erogata che di numero di ore di funzionamento annuale, come riportato in Tabella 7.1.

Tabella 7.1: Confronto grandezze energetiche annuali CHP - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

CHP	<i>Base</i>	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
Energia elettrica prodotta [MWh]	13.574	14.000	16.431
Energia termica prodotta [MWh]	11.023	12.288	13.893
Energia in ingresso [MWh]	32.141	33.549	38.876
η_{gl}	76,53%	78,36%	78,00%
Ore di funzionamento [h]	2.290	2.489	2.710
PES [%]	19,13%	20,16%	20,23%
RISP [MWh/anno]	11.730	12.730	14.510
CB	1.311	1.423	1.622

Il numero di ore in cui il cogeneratore è in funzione aumentano, come conseguenza del fatto che parte dell'energia in precedenza prodotta dall'accumulo ora è a carico del cogeneratore. Nello scenario *Pre opt* il CHP è funzionante per 2.489 h, mentre in quello *Post opt* è attivo per ben 2.710 h; l'ottimizzazione agisce favorendo il funzionamento del CHP a scapito di quello delle caldaie, attive per un numero di ore davvero limitato, come discusso in seguito. Ciò non stupisce dal momento che l'ottimizzazione è pensata in ottica economica e il funzionamento del CHP è la principale fonte di guadagno dell'impianto. Confrontando l'energia prodotta nello scenario *Post opt* rispetto a quello *Base*, risulta che:

- la produzione di energia elettrica aumenta di circa il 21% (contro il 3% dello scenario *Pre opt*);
- la produzione di energia termica aumenta del 26% (contro l'11% dello scenario *Pre opt*);
- il consumo di combustibile, di conseguenza, subisce un incremento del 21% (contro il 4% dello scenario *Pre opt*).

Nonostante queste variazioni, il rendimento del CHP si mantiene circa costante e sempre superiore al 75%: il CHP funziona soddisfacendo le condizioni CAR anche negli scenari *Pre opt* e *Post opt*.

Si può notare che l'ottimizzazione influisce positivamente anche sugli indici PES, RISP e CB, i cui valori aumentano.

Analizzando mensilmente le produzioni di energia e il consumo di combustibili del CHP (Figure 7.1, 7.2 e 7.3), è possibile notare che l'ottimizzazione influisce sul funzionamento invernale, mentre non modifica il funzionamento previsto dallo scenario *Pre opt* relativamente al periodo compreso fra maggio e ottobre. Il motivo per cui si verifica ciò dipende dal fatto che nel periodo estivo la richiesta oraria di produzione di calore in centrale si mantiene al di sotto della soglia minima $Q_{\text{CHP},\text{min}}$ oltre la quale la produzione viene ottimizzata (si vedano le Figure 6.1 e 6.3).

Confrontando lo scenario *Pre opt* con quello *Base*, risulta che la producibilità del CHP aumenta nei mesi di aprile, novembre e dicembre, mentre nel resto dell'anno è ridotta; il motivo per cui si verifica ciò dipende dal fatto che parte della produzione di energia termica attualmente soddisfatta dal CHP, nello scenario *Pre opt* è soddisfatta dall'accumulo. Relativamente allo scenario *Post opt*, si nota che la producibilità del CHP aumenta nel periodo invernale e si riduce nei mesi estivi. Il consumo di combustibile del CHP varia di conseguenza, in virtù di quanto appena detto.

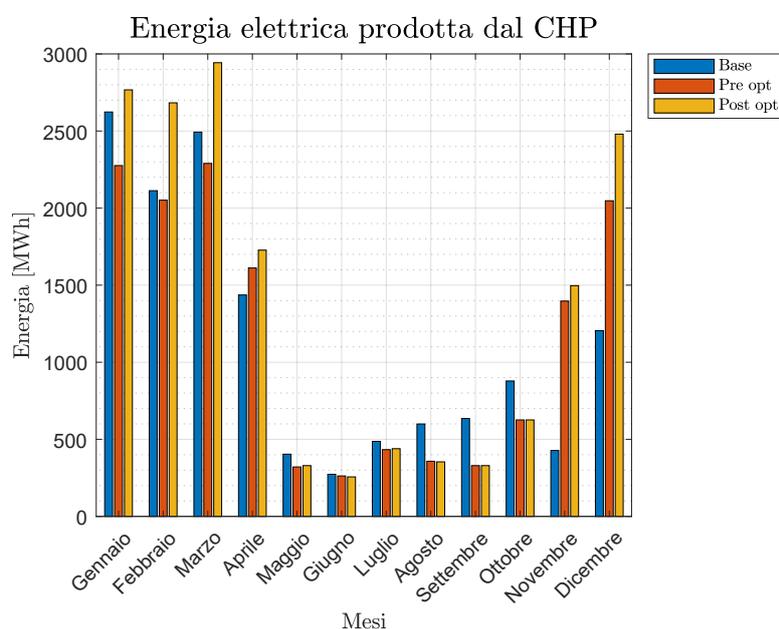


Figura 7.1: Confronto produzione di energia elettrica del CHP - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

7.1. Confronto fra scenario *Base*, scenario *Pre opt* e scenario *Post opt*

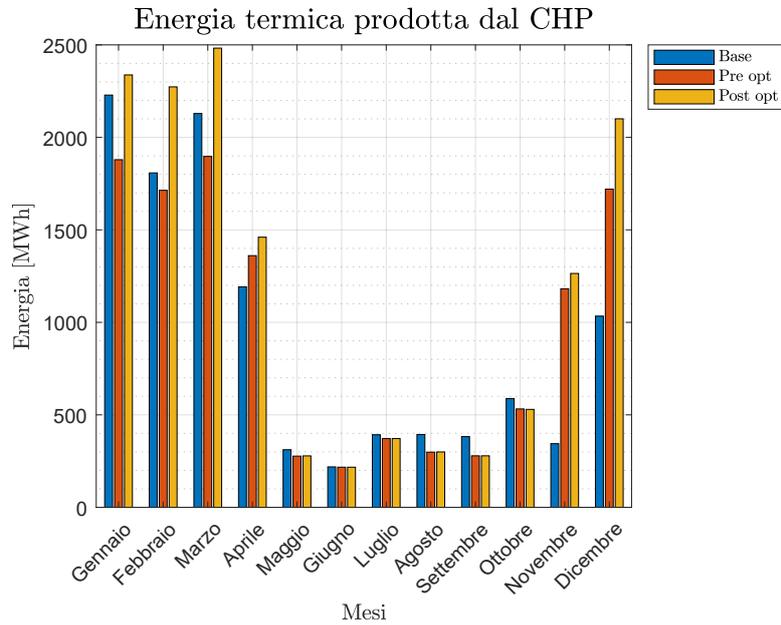


Figura 7.2: Confronto produzione di energia termica del CHP - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

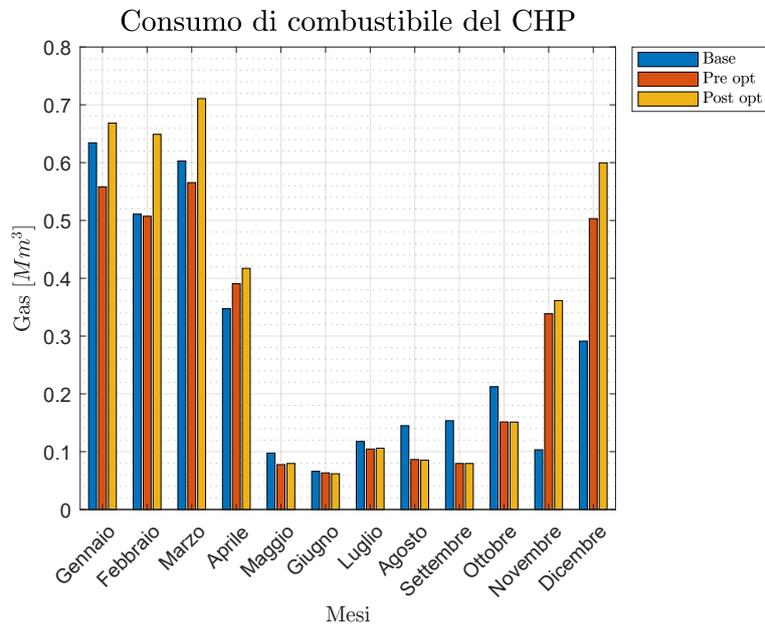


Figura 7.3: Confronto gas in ingresso al CHP - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

Relativamente alle caldaie, invece, nello scenario *Pre opt* funzionano meno che in quello *Base*, tuttavia è con l'ottimizzazione che ne viene minimizzato l'utilizzo

(Tabella 7.2).

Tabella 7.2: Confronto grandezze energetiche annuali caldaie - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

CALDAIE	<i>Base</i>	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
Energia termica prodotta [MWh]	3.876	2.112	681
Energia in ingresso [MWh]	4.933	2.669	823
η_{gl}	78,57%	79,13%	82,75%
Ore di funzionamento [h]	1.453	856	205

Il funzionamento delle caldaie viene limitato a 856 h con lo scenario *Pre opt* e a 205 h con quello *Post opt*: l'integrazione delle caldaie è richiesta meno perché a seguito dell'ottimizzazione è più conveniente far funzionare il cogeneratore. Da un punto di vista energetico, risulta che nello scenario ottimizzato la produzione di energia termica e il consumo di combustibile si riducono rispettivamente dell'82% e dell'86% rispetto allo scenario *Base*.

Il rendimento delle caldaie aumenta.

Si riportano di seguito (Figura 7.4 e Figura 7.5) gli istogrammi relativi alla produzione di energia e al consumo di combustibile mensili delle caldaie. Come si può notare, esse risultano completamente spente nel periodo compreso fra maggio e settembre, e funzionanti nel resto dell'anno. Le grandezze energetiche che caratterizzano le caldaie mostrano un andamento legato a quello del CHP: nei mesi in cui la producibilità del CHP aumenta quella delle caldaie si riduce e viceversa. Nonostante sia nello scenario *Pre opt* che in quello *Post opt* il funzionamento delle caldaie dipende dal bisogno di integrare quello del CHP, una ripartizione ottimale del carico fra queste due tecnologie limita fortemente la produzione di calore da parte delle caldaie.

7.1. Confronto fra scenario *Base*, scenario *Pre opt* e scenario *Post opt*

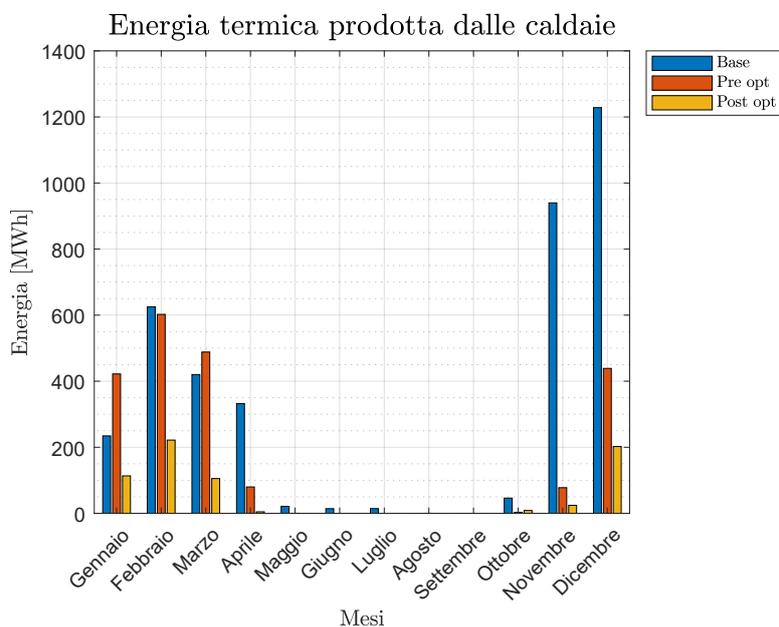


Figura 7.4: Confronto produzione di energia termica delle caldaie - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

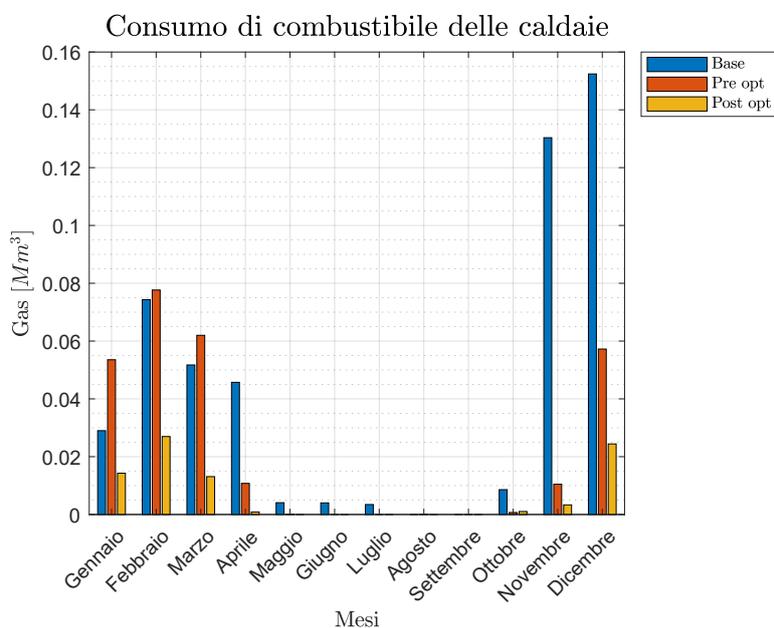


Figura 7.5: Confronto gas in ingresso alle caldaie - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

Relativamente all'accumulo, si può notare in Tabella 7.3 che il suo funzionamento non viene minimamente influenzato dall'ottimizzazione, dal momento che quest'ul-

tima è stata implementata per non tenerne conto. Tuttavia l'utilizzo dell'accumulo è maggiore rispetto a quello relativo allo scenario *Base*; ciò dipende direttamente dal fatto che nel nuovo scenario esso funziona in modo prioritario sugli altri componenti nel caso in cui la produzione di energia termica in centrale è inferiore a $Q_{\text{CHP,min}}$.

Tabella 7.3: Confronto grandezze energetiche annuali accumulato - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

ACCUMULO	<i>Base</i>	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
Energia termica immessa [MWh]	3.498	5.656	5.656
Energia termica erogata [MWh]	3.290	5.358	5.358
Ore di funzionamento [h]	3.996	4.942	4.942

L'energia termica erogata dall'accumulo aumenta, rispetto allo scenario *Base*, del 63%; il numero di ore di funzionamento subisce un incremento del 24%.

Gli istogrammi di Figura 7.6 mostrano la quantità di energia erogata mensilmente dall'accumulo. Il grafico chiarisce quanto detto finora: in corrispondenza di tutti i mesi dell'anno si ha un aumento di producibilità dell'accumulo, a seguito della logica con cui è esercito; l'ottimizzazione è, invece, ininfluyente.

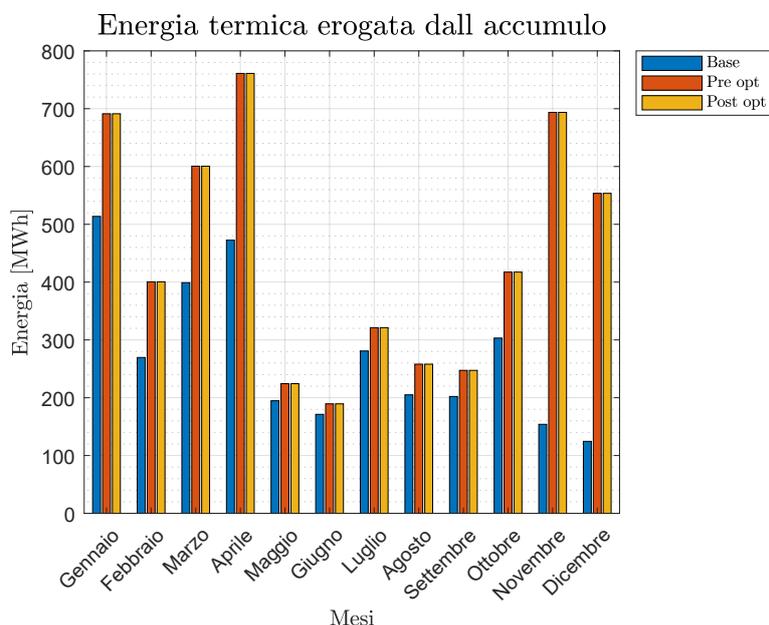


Figura 7.6: Confronto produzione di energia termica erogata dall'accumulo - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

Si riporta in Figura 7.7 un confronto dell'energia termica annualmente prodotta e immessa in rete da ciascuna tecnologia per ogni scenario analizzato. Come si poteva già intuire, il CHP è il componente che immette in rete più energia, tuttavia il suo contributo varia a seconda degli scenari: in quello *Base* è pari al 50%, in quello *Pre opt* al 47% e in quello ottimizzato ammonta al 58%. Si assiste, quindi, a una riduzione del contributo passando dallo scenario di partenza a quello alternativo: ciò dipende principalmente dal fatto che la logica con cui esso viene esercito nei due scenari è differente. Il funzionamento delle caldaie va riducendosi passando dallo scenario *Base* a quello *Pre opt* a quello *Post opt*, con un contributo minimo del 5%. Il contributo dell'accumulo aumenta al 37% con lo scenario di funzionamento differente e rimane costante a tale valore anche dopo l'ottimizzazione.

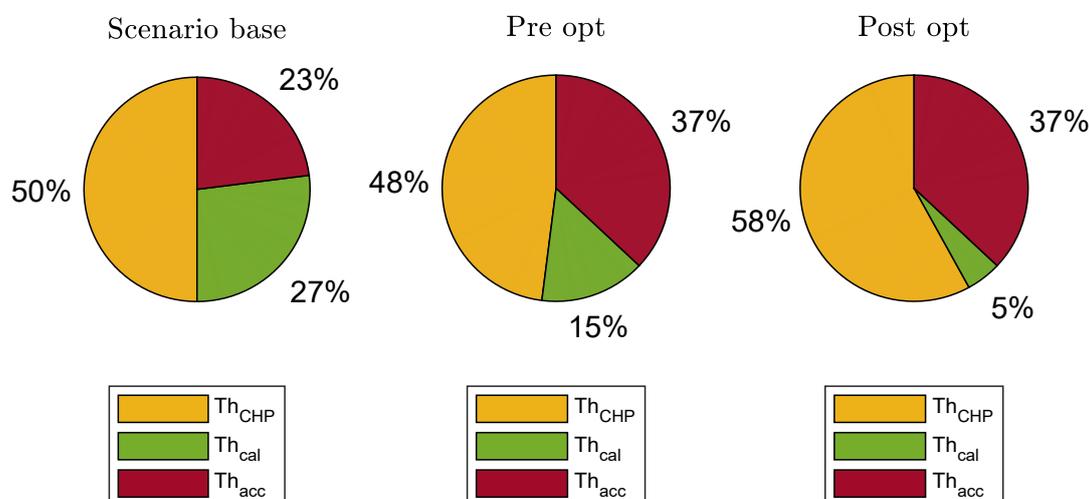


Figura 7.7: Confronto energia termica prodotta e immessa in rete - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

Relativamente ai consumi annuali di energia elettrica dello stabilimento, considerato che il CHP funziona di più rispetto allo scenario *Base*, si ha un aumento dell'autoconsumo sia nello scenario *Pre opt* che in quello *Post opt*; invece, poiché diminuisce il funzionamento complessivo di caldaie e accumulo, si verifica una riduzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete. Più precisamente:

- l'autoconsumo ammonta a 1.201 MWh nello scenario *Pre opt* e a 1.308 MWh in quello *Post opt*;
- il prelievo dalla rete è di 321 MWh nello scenario *Pre opt* e di 305 MWh in quello *Post opt*.

Confrontando gli indici energetici caratteristici della centrale termica (Tabella 7.4), risulta che, a seguito dell'ottimizzazione il PEF si abbassa, mentre η_{gl} aumenta. Ciò permette di constatare che l'ottimizzazione permette di avere un miglioramento dell'impianto anche dal punto di vista delle prestazioni energetiche.

Tabella 7.4: Confronto indici energetici - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

	<i>Base</i>	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
PEF	0,88	0,73	0,56
η_{gl}	0,68	0,71	0,71

7.1. Confronto fra scenario *Base*, scenario *Pre opt* e scenario *Post opt*

Si riporta in Tabella 7.5 l'analisi economica della centrale relativa allo scenario *Base*, a quello *Pre opt* e a quello *Post opt*.

Tabella 7.5: Confronto valutazioni economiche annuali - scenari *Base*, *Pre opt* e *Post opt*.

	<i>Base</i>	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
RICAVI [€/anno]	1.389.610	1.423.920	1.579.220
Energia elettrica risparmiata	165.750	180.200	196.100
Energia elettrica venduta in rete	748.140	768.000	907.400
Energia termica venduta al tlr	475.720	475.720	475.720
COSTI [€/anno]	1.203.240	1.188.200	1.310.000
Costo gas naturale	891.660	869.100	949.700
Costo manutenzione	244.330	252.000	295.700
Costo gestione, esercizio, assicurazione	15.000	15.000	15.000
Costo energia elettrica prelevata	52.250	52.100	49.600
MOL* [€/anno]	186.370	235.720	269.220

Guardando i risultati economici ottenuti, bisogna constatare che il *MOL** della centrale aumenta di circa 50.000 € già solo adottando una strategia di funzionamento differente, ovvero passando dallo scenario *Base* a quello *Pre opt*; l'ottimizzazione influisce incrementando il margine di guadagno della centrale di circa 34.000 €. Di fatto il *MOL** dell'impianto risulta nel complesso massimizzato.

Come si può notare, i risparmi della centrale risultano massimizzati esercendo l'impianto secondo lo scenario *Post opt*: più dettagliatamente, il risparmio associato alla vendita dell'energia termica non subisce variazioni, dal momento che la quantità di energia venduta alle utenze non dipende dalle tecnologie di produzione del calore utilizzate; il risparmio associato all'energia elettrica autoconsumata e alla vendita dell'energia elettrica alla rete variano in funzione dell'esercizio del CHP, massimizzato con l'ottimizzazione. Anche i costi dell'impianto aumentano con l'ottimizzazione: il costo del gas naturale aumenta, come conseguenza del fatto che aumenta il consumo di gas; il costo di manutenzione aumenta, dipendendo dall'energia elettrica erogata; il costo di gestione è fisso, mentre diminuisce quello legato al prelievo di elettricità dalla rete.

Nel complesso, l'ottimizzazione permette un incremento del *MOL** pari al 14,21% se confrontato con quello dello scenario *Pre opt*; esso aumenta del 44,45% rispetto

a quello che si ha nello scenario *Base*.

Considerando il costo delle quote di CO₂, il MOL della centrale subisce un decremento ma risulta comunque maggiore rispetto a quello attuale (pari a 113.760 €): in particolare, esso risulta di 165.720 € se l'impianto è esercito secondo quanto previsto dallo scenario *Pre opt* e di 188.420 € se esercito secondo l'ottimizzazione di quest'ultimo.

Dal presente confronto emerge che l'ottimizzazione contribuisce a migliorare il funzionamento della centrale, non solo dal punto di vista economico (che costituisce l'obiettivo principale dell'ottimizzazione), ma anche dal punto di vista energetico, come è emerso dal calcolo del *PEF*: nonostante aumenta il consumo di combustibile impiegato in centrale, il grado di utilizzazione dell'energia primaria migliora.

7.2 Confronto fra le logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}

Si riportano di seguito i risultati delle simulazioni del funzionamento della centrale termica secondo le quattro logiche A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} sviluppate in seguito all'ottimizzazione. L'obiettivo è quello di individuare quale fra tutte è la logica di funzionamento più adatta (che massimizza il *MOL** annuale) all'esercizio dell'impianto in questione.

Si ricordi che ogni singola logica definisce, sulla base della quantità di energia termica da produrre in centrale, a quale componente spetta la priorità di funzionamento; qualora è richiesto l'intervento di cogeneratore e caldaie, la produzione di energia termica viene ripartita fra le due tecnologie secondo quanto stabilito dall'ottimizzazione.

Il comportamento annuale dei componenti presenti in centrale al variare delle logiche descritte è riportato in Tabella 7.6.

7.2. Confronto fra le logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}

Tabella 7.6: Confronto grandezze energetiche annuali - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

CHP	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
Energia elettrica prodotta [MWh]	16.431	16.564	17.057	16.288
Energia termica prodotta [MWh]	13.893	13.995	14.388	13.780
Energia in ingresso [MWh]	38.876	39.177	40.325	38.542
η_{gl}	78,00%	78,00%	77,98%	78,01%
Ore di funzionamento [h]	2.710	2.725	2.797	2.688
PES [%]	20,23%	20,23%	20,23%	20,23
RISP [MWh/anno]	14.510	14.710	15.080	14.6460
CB	1.622	1.644	1.686	1.616
CALDAIE	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
Energia termica prodotta [MWh]	681	768	189	969
Energia in ingresso [MWh]	823	916	233	1.163
η_{gl}	82,75%	83,84%	81,11%	83,32%
Ore di funzionamento [h]	205	230	60	293
ACCUMULO	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
Energia termica immessa [MWh]	5.656	6.283	5.685	6.250
Energia termica prodotta [MWh]	5.358	5.787	5.385	5.767
Ore di funzionamento [h]	4.942	5.057	5.136	4.975

Il funzionamento del CHP non differisce troppo fra una logica e l'altra: come si può notare, il rendimento globale η_{gl} e il PES risultano circa costanti al variare delle logiche di funzionamento; le altre grandezze energetiche che descrivono il funzionamento del CHP risultano massimizzate con la logica C_{opt} e minimizzate con la logica D_{opt} .

Il funzionamento delle caldaie segue quanto detto per il CHP: più nel dettaglio, l'integrazione di queste ultime, sia in termini di energia termica prodotta che in termini di ore di funzionamento, è minima in corrispondenza della logica C_{opt} e risulta massima in corrispondenza di D_{opt} . La massima produzione oraria delle caldaie, prevista dalla logica C_{opt} , è pari a 9,06 MWh e si ha in corrispondenza dell'ora compresa fra le 9:00-10:00 del 18 gennaio 2018.

Infine, per quanto riguarda l'accumulo, si ha la massima erogazione di energia termica in corrispondenza della logica B_{opt} , mentre il numero massimo di ore di funzionamento si ha in corrispondenza della logica C_{opt} . Il funzionamento viene minimizzato, sia in termini di ore che di erogazione di energia, dalla logica A_{opt} . La massima produzione oraria dell'accumulo è prevista dalla logica B_{opt} e ammonta a 5,14 MWh in

corrispondenza dell'ora compresa fra le 11:00-12:00 del 26 dicembre 2018.

È doveroso osservare che nonostante la logica A_{opt} sia stata delineata per rendere prioritario il funzionamento del CHP, non è questa a massimizzare la produzione di energia del CHP. Quest'ultima, infatti, risulta massima in corrispondenza della logica C_{opt} , che rende prioritario il funzionamento del CHP e delle caldaie per produzioni orarie di energia comprese fra 3,885 MWh e 5,148 MWh. Ciò dipende dal fatto che nella logica C_{opt} , per richieste orarie di energia termica superiori a 5,148 MWh, la priorità di funzionamento spetta al CHP, esercito a carico massimo con l'integrazione dell'accumulo, erogando di fatto più energia di quanto non faccia funzionando a carico ottimizzato (il quale può essere anche inferiore a quello nominale). Ciò giustifica anche il perché l'accumulo funziona per un numero massimo di ore in corrispondenza della logica C_{opt} .

Si riportano di seguito (Figure 7.8, 7.9, 7.10) gli istogrammi relativi al funzionamento mensile del CHP in termini di energia elettrica prodotta, energia termica prodotta e consumo di combustibile.

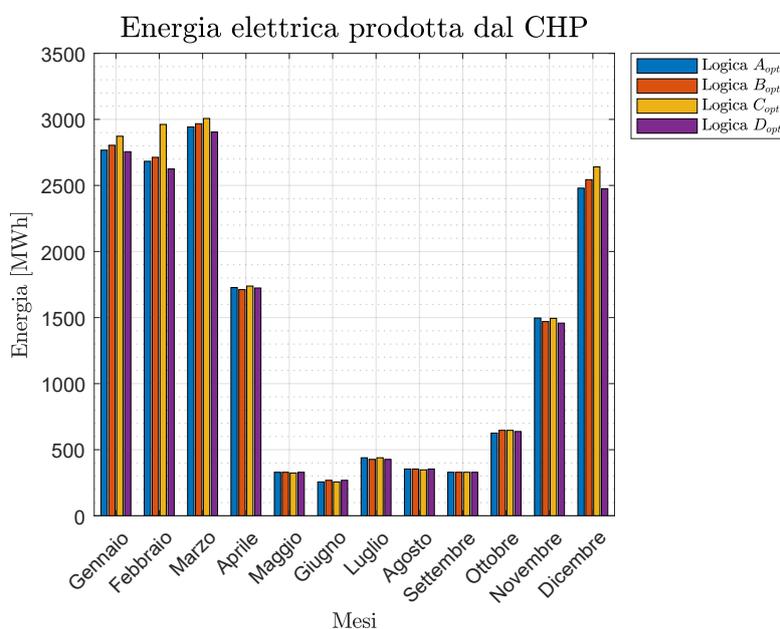


Figura 7.8: Confronto produzione di energia elettrica del CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

7.2. Confronto fra le logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}

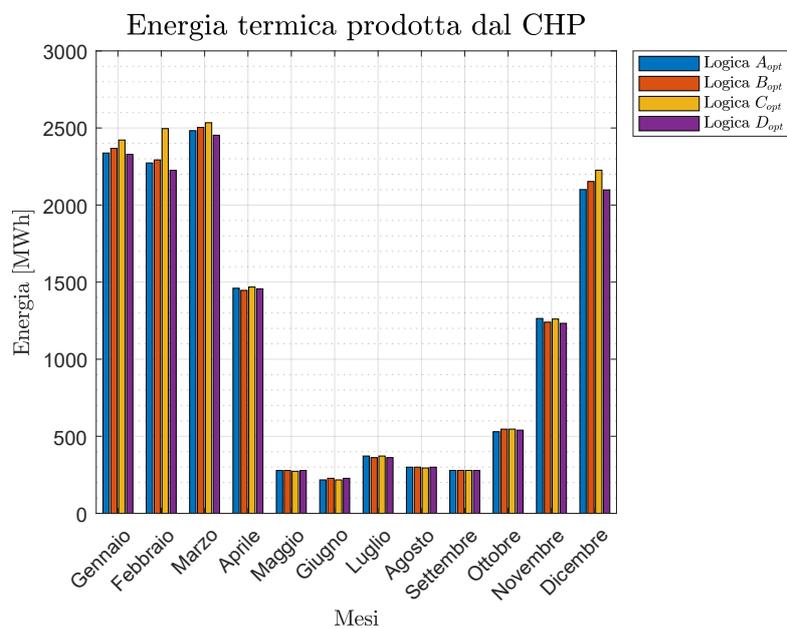


Figura 7.9: Confronto produzione di energia termica del CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

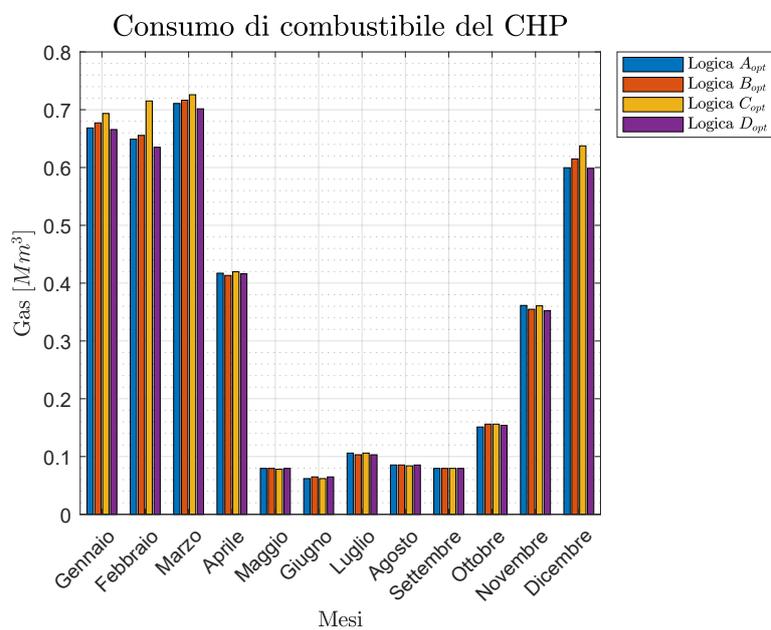


Figura 7.10: Confronto gas in ingresso al CHP - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

Come si può notare, il comportamento del CHP rimane sostanzialmente invariato.

riato nel periodo compreso fra aprile e novembre, come conseguenza del fatto che la produzione termica oraria richiesta in centrale si mantiene spesso al di sotto del valore soglia oltre la quale il funzionamento dell'impianto viene ottimizzato. Negli altri mesi, invece, il comportamento del CHP varia di massimo 200 MWh_t e 300 MWh_e fra le varie logiche ottimizzate, risultando massimizzato con la logica C_{opt} .

Si riportano di seguito gli istogrammi (Figure 7.11 e 7.12) relativi al comportamento delle caldaie al variare delle logiche ottimizzate.

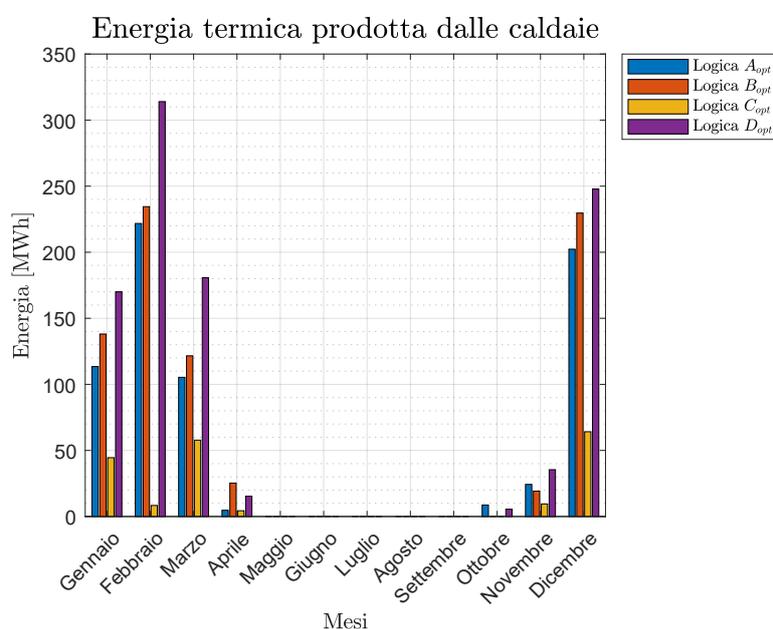


Figura 7.11: Confronto produzione di energia termica delle caldaie - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

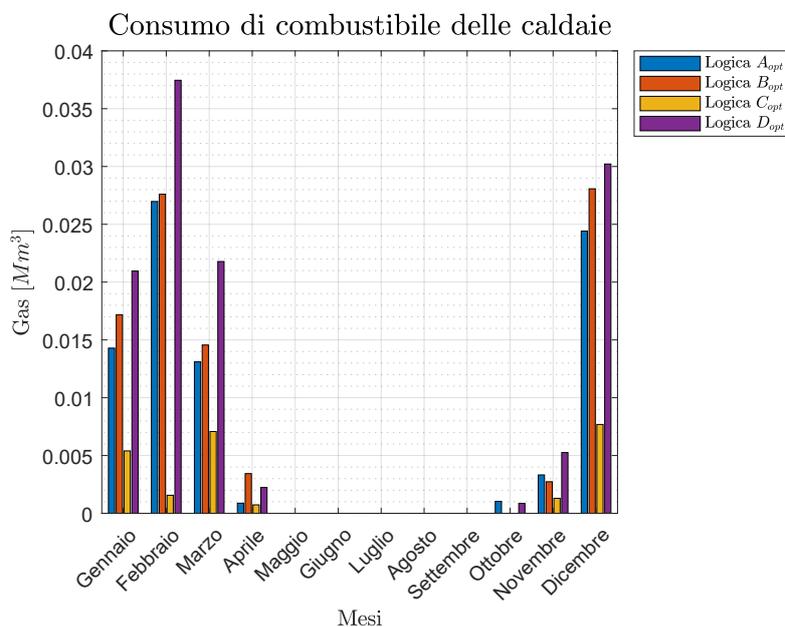


Figura 7.12: Confronto gas in ingresso alle caldaie - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

Si può notare che le caldaie risultano essere spente per tutto il periodo compreso fra maggio e settembre; nei mesi in cui sono accese, invece, la produzione di energia termica, quindi il consumo di combustibile, risulta massimo secondo la logica D_{opt} e minimo secondo la C_{opt} , riflettendo quanto già noto dal bilancio annuale.

Infine, l'istogramma seguente (Figura 7.13) riporta l'energia termica erogata mensilmente dall'accumulo.

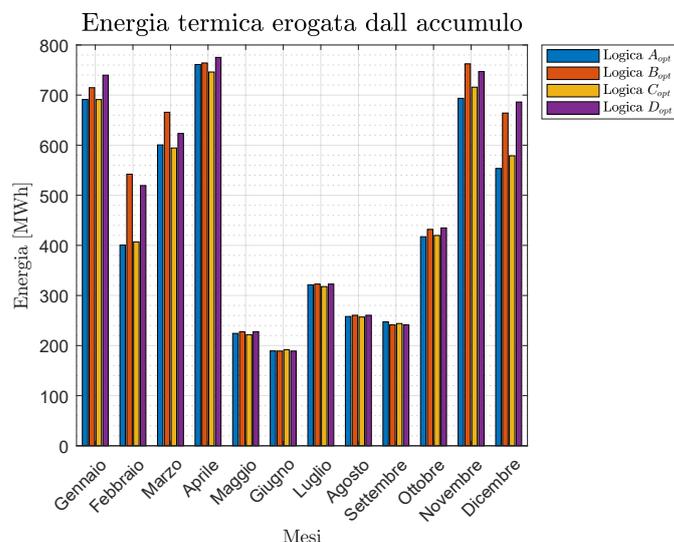


Figura 7.13: Confronto produzione di energia termica erogata dall'accumulo - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

Il funzionamento dell'accumulo relativo al periodo giugno - settembre è poco influenzato dalla logica di ottimizzazione, mentre quello relativo al periodo invernale risente della logica considerata; le erogazioni massime di energia si presentano in corrispondenza delle logiche B_{opt} e D_{opt} .

Si riporta in Figura 7.14 un confronto dell'energia termica annualmente prodotta e immessa in rete da ciascuna tecnologia per ogni logica ottimizzata. Ciò che salta subito all'occhio è che il CHP (in giallo) è il componente più influente in tutte e quattro le logiche di ottimizzazione considerate, con un contributo che va dal 53% con la logica D_{opt} al 61% con la logica C_{opt} ; il contributo delle caldaie (in verde) varia dall'1% con la logica C_{opt} al 7% con la logica D_{opt} , mentre quello dell'accumulo (in rosso) va dal 37% con la logica A_{opt} al 41% con la logica B_{opt} .

Si può constatare che tutte e quattro le ottimizzazioni minimizzano il contributo delle caldaie a favore di quello di CHP e accumulo.

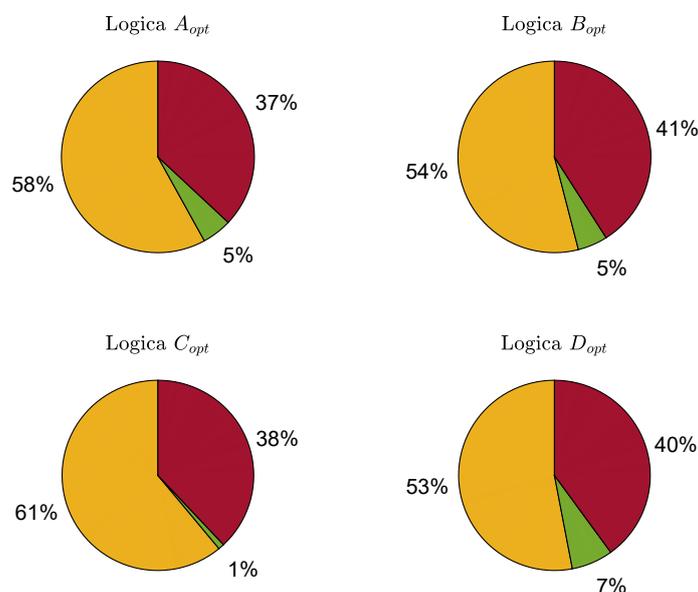


Figura 7.14: Confronto energia termica prodotta e immessa in rete - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

Relativamente ai consumi annuali di energia elettrica dello stabilimento, risulta che:

- l'autoconsumo varia fra i 1.297 MWh in corrispondenza della logica D_{opt} a 1.350 MWh in corrispondenza della logica C_{opt} , come conseguenza dell'aumento delle ore di funzionamento del CHP;
- il prelievo dalla rete nazionale varia da 301 MWh in corrispondenza della logica C_{opt} a 311 MWh in corrispondenza della logica D_{opt} , come conseguenza dell'aumento delle ore complessive di funzionamento di caldaie e accumulo.

Confrontando gli indici energetici caratteristici della centrale termica (Tabella 7.7), risulta che il PEF raggiunge il minimo con la logica di gestione C_{opt} , mentre η_{gl} non subisce sostanziali variazioni.

Tabella 7.7: Confronto indici energetici - logiche A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
PEF	0,56	0,57	0,51	0,59
η_{gl}	0,71	0,70	0,71	0,70

Si riporta in Tabella 7.8 l'analisi economica della centrale relativa alle quattro logiche ottimizzate.

Tabella 7.8: Confronto valutazioni economiche annuali - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
RICAVI [€/anno]	1.579.220	1.587.820	1.620.520	1.569.820
Energia elettrica risparmiata	196.100	197.200	202.400	194.600
Energia elettrica venduta in rete	907.400	914.900	942.400	889.500
Energia termica venduta al tlr	475.720	475.720	475.720	475.720
COSTI [€/anno]	1.310.000	1.322.700	1.340.400	1.309.000
Costo gas naturale	949.700	959.200	969.500	950.200
Costo manutenzione	295.700	298.200	307.000	293.200
Costo gestione, esercizio, assicurazione	15.000	15.000	15.000	15.000
Costo energia elettrica prelevata	49.600	50.300	48.900	50.600
MOL* [€/anno]	269.220	265.120	280.120	260.820

Come prevedibile, la logica di ottimizzazione che massimizza il MOL^* dell'impianto è la logica C_{opt} , seguita dalla A_{opt} , poi dalla B_{opt} , infine dalla D_{opt} .

Il risultato ottenuto è ragionevole: il componente che influenza maggiormente il valore del MOL^* è il cogeneratore, da cui dipendono direttamente i risparmi associati all'energia elettrica autoconsumata e a quella venduta alla rete, nonché i costi di manutenzione dell'impianto. Maggiore è la produzione di energia elettrica e termica da parte del CHP, maggiore è il valore di queste voci; il costo del gas naturale, invece, dipende anche dal funzionamento delle caldaie: a parità di funzionamento del CHP, tale costo si riduce se si riduce il contributo delle caldaie. Per tale ragione, con riferimento alla Figura 7.14, è evidente che la logica di ottimizzazione migliore è la C_{opt} , con la quale l'integrazione del funzionamento del CHP avviene principalmente mediante l'attivazione dell'accumulo.

Aggiungendo i costi delle quote di CO_2 , si ha che il MOL dell'impianto si riduce come indicato di seguito (Tabella 7.9):

7.2. Confronto fra le logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt}

Tabella 7.9: Guadagno della centrale comprensivo del costo delle quote di CO_2 - logiche ottimizzate A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
MOL [€/anno]	188.420	183.120	196.720	180.020

Pur considerando il costo delle quote di CO_2 , la logica C_{opt} risulta essere la migliore, permettendo un'ottimizzazione del sistema sia dal punto di vista economico che da quello energetico, come dimostrato dal valore del PEF calcolato precedentemente.

Rispetto allo scenario *Base*, gestire l'esercizio dell'impianto secondo la logica C_{opt} consente di aumentare il MOL del 50,30% al netto delle quote di CO_2 , passando da 186.370 € a 280.120 €. Includendo tale costo l'incremento sarebbe del 72,93%, passando da 113.760 € a 196.720 €.

Conclusioni

In un contesto caratterizzato da una profonda crisi climatica e da un consumo di combustibili fossili che continua a crescere è fondamentale il ruolo rivestito dall'efficienza energetica: l'utilizzo di sistemi energetici efficienti favorisce la riduzione dei consumi e la minimizzazione degli sprechi, determinando, quindi, minor impiego di combustibile e ridotte emissioni di gas climalteranti. Due tecnologie efficienti promosse per i benefici ad esse legati sono la cogenerazione e il teleriscaldamento; sistemi di questo tipo risultano convenienti anche da un punto di vista economico, tuttavia per rendere tangibili i vantaggi ad essi correlati è di estrema importanza eseguirne correttamente il design e definirne la strategia di funzionamento ottimale. Il lavoro analizzato in questa tesi ha avuto l'obiettivo di dimostrare come possono crescere i margini di guadagno di una centrale termica adottando una strategia di funzionamento ottimale.

La centrale termica in questione è composta da un motore alternativo a combustione interna funzionante in assetto cogenerativo, da un accumulo termico e da due caldaie di integrazione, per una potenza totale installata di 31,3 MW_t e 6,1 MW_e. La centrale è al servizio di una rete di teleriscaldamento cui è allacciata una volumetria di circa 700.000 m³. Dal momento che l'ottimizzazione ha riguardato la logica di produzione dell'energia termica, la rete di teleriscaldamento non è stata oggetto di analisi.

Lo studio è stato condotto in ambiente *Matlab/Simulink*: sono state modellate le tecnologie presenti in centrale, sia come singoli componenti che in ottica di sistema. I modelli sono stati ritenuti sufficientemente accurati perché gli errori relativi alle grandezze energetiche annuali considerate sono risultati inferiori al 5% (Tabella 8).

Tabella 8: Errori relativi introdotti sulle grandezze energetiche annuali dai modelli implementati.

CHP	ERR. REL.
Energia elettrica erogata	+2,7%
Energia termica erogata	+2,4%
Consumo di combustibile	+2,4%
CALDAIE	ERR. REL.
Consumo di combustibile	-2,7%
ACCUMULO TERMICO	ERR. REL.
Energia termica erogata	+0,6%

È bene precisare che il risultato inerente all'accumulo termico si riferisce a una modellazione 1D, necessaria perché il modello 0D implementato in precedenza introduceva un errore dell'8%.

L'ottimizzazione è stata condotta tramite l'*Optimization tool - Genetic Algorithm* di *Matlab* seguendo un approccio economico volto a massimizzare il MOL dell'impianto e considerando come unica variabile indipendente il carico termico del cogeneratore. Essendo l'ottimizzazione implementata con *timestep* orari, è stato necessario escludere la voce di costo legata alle quote di CO₂ (che la centrale è tenuta a pagare in quanto facente parte del sistema ETS) perché calcolata a consuntivo. L'ottimizzazione è stata effettuata sullo scenario di funzionamento *Pre opt*, proposto come alternativo a quello corrente. Con lo scenario in questione si è voluto implementare una logica di funzionamento che *ostacoli* il guadagno dell'impianto, consentendo l'integrazione del CHP alle sole caldaie e limitando il funzionamento dell'accumulo (che entra in funzione solo se l'energia da produrre è minore del minimo recupero termico del CHP). Nello scenario *Post opt* rimane invariato il funzionamento dell'accumulo, mentre la produzione dell'energia termica che spetta al CHP e alle caldaie viene ripartita fra le due tecnologie come definito in corso di ottimizzazione, in modo da massimizzare il guadagno dell'impianto. Dal confronto dello scenario *Pre opt* con quello *Post opt* è stato possibile quantificare la crescita del margine di guadagno della centrale ottenuto grazie alla sola ottimizzazione: il MOL, calcolato al netto delle quote di CO₂, subisce un incremento del 14,21%, passando da 235.720 € a 269.220 €.

Relativamente ai componenti, si nota che:

- aumenta il funzionamento del CHP, sia in termini di producibilità che di ore di esercizio; l'esercizio del cogeneratore è la principale fonte di guadagno della centrale.
- diminuisce drasticamente il funzionamento delle caldaie, sia per producibilità che per ore di esercizio; un ridotto funzionamento delle caldaie permette di accrescere il guadagno della centrale.
- il funzionamento dell'accumulo non viene modificato.

La tecnologia che produce e immette in rete più energia termica è il CHP, seguita dall'accumulo e dalle caldaie sia nello scenario *Pre opt* che in quello *Post opt*, tuttavia il loro contributo cambia come indicato di seguito (Tabella 9):

Tabella 9: *Contributo delle tecnologie alla produzione di energia termica simultaneamente prodotta e immessa in rete - scenari Pre opt e Post opt.*

	<i>Pre opt</i>	<i>Post opt</i>
CHP	48%	58%
CALDAIE	15%	5%
ACCUMULO	37%	37%

Sebbene l'ottimizzazione comporti un aumento del consumo di combustibile del 9,6%, il rendimento dell'impianto rimane invariato e pari a 0,71, mentre il *PEF* si riduce, passando da 0,73 a 0,56: l'ottimizzazione permette di migliorare il grado di utilizzazione dell'energia primaria.

Gli *output* dell'ottimizzazione sono stati utilizzati nelle quattro logiche di funzionamento alternative proposte, implementate con l'intento di individuare la gestione ottimale del sistema che permette di massimizzare il MOL dell'impianto e al contempo di sfruttare l'accumulo; quest'ultimo, infatti, può rendere più flessibile il funzionamento del sistema grazie al disaccoppiamento della produzione di energia dalla domanda della stessa. Le logiche differiscono fra loro per quale tecnologia ha priorità di funzionamento a seconda della produzione di energia termica richiesta Q_{cen} , come riportato di seguito (Tabella 10).

Tabella 10: Definizione della priorità di funzionamento dei componenti - logiche A_{opt} , B_{opt} , C_{opt} e D_{opt} .

	Logica A_{opt}	Logica B_{opt}	Logica C_{opt}	Logica D_{opt}
$Q_{cen} < Q_{CHP,min}$ ⁵⁶	ACCUMULO	ACCUMULO	ACCUMULO	ACCUMULO
$Q_{CHP,min} \leq Q_{cen} \leq Q_{CHP,max}$ ⁵⁷	CHP & CALDAIE	ACCUMULO	CHP & CALDAIE	ACCUMULO
$Q_{cen} > Q_{CHP,max}$	CHP & CALDAIE	ACCUMULO	ACCUMULO	CHP & CALDAIE

Dal confronto delle quattro logiche è emerso che i risultati migliori si presentano in corrispondenza della logica C_{opt} . In particolare, si ha che:

- il MOL dell'impianto presenta il valore massimo, pari a 280.120 €, calcolato al netto delle quote di CO₂;
- il PEF dell'impianto presenta il valore minimo e pari a 0,51;
- il funzionamento del CHP viene massimizzato, sia in termini di producibilità che di ore di esercizio;
- il funzionamento delle caldaie viene minimizzato, sia in termini di producibilità che di ore di esercizio;
- il numero di ore di funzionamento dell'accumulo è massimo, sebbene la quantità di energia erogata è minore di quella corrispondente agli scenari B_{opt} e D_{opt} .

Confrontando il funzionamento attuale dell'impianto con quello ottimale risultante, si nota che la produzione dell'energia termica immessa in rete varia come mostrato di seguito (Tabella 11):

Tabella 11: Contributo delle tecnologie alla produzione di energia termica simultaneamente prodotta e immessa in rete - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.

	FUNZ. ATTUALE	FUNZ. OTTIMALE
CHP	50%	61%
CALDAIE	27%	1%
ACCUMULO	23%	38%

Dallo studio è emerso, inoltre, che il funzionamento dei componenti cambia nel modo seguente (Tabella 12):

Tabella 12: Confronto grandezze energetiche annuali - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.

CHP	FUNZ. ATTUALE	FUNZ. OTTIMALE	VARIAZ.
Energia elettrica prodotta [MWh]	13.574	17.057	+25,66%
Energia termica prodotta [MWh]	11.023	14.388	+30,53%
Energia in ingresso [MWh]	32.141	40.325	+25,46%
η_{gt}	76,53%	77,98%	+1,90%
Ore di funzionamento [h]	2.290	2.797	+22,14%
PES [%]	19,13%	20,23%	+5,75%
RISP [MWh/anno]	11.730	15.080	+28,56%
CB	1.311	1.686	+28,60%
CALDAIE	FUNZ. ATTUALE	FUNZ. OTTIMALE	VARIAZ.
Energia termica prodotta [MWh]	3.876	189	-95,12%
Energia in ingresso [MWh]	4.933	233	-95,28%
η_{gt}	78,57%	81,12%	+3,24%
Ore di funzionamento [h]	1.453	60	-95,87%
ACCUMULO	FUNZ. ATTUALE	FUNZ. OTTIMALE	VARIAZ.
Energia termica immessa [MWh]	3.498	5.685	+62,52%
Energia termica prodotta [MWh]	3.290	5.385	+63,68%
Ore di funzionamento [h]	3.996	5.136	+28,53%

Dal punto di vista economico, il funzionamento ottimale dell'impianto permette di accrescere il MOL, rispetto a quello attuale, del 50,30%. Le singole voci che contribuiscono al guadagno dell'impianto subiscono tutte un incremento, eccezion fatta per il costo dell'energia elettrica prelevata da rete, che diminuisce (Tabella 13).

Tabella 13: Confronto valutazioni economiche annuali - Funzionamento attuale vs funzionamento ottimale.

	FUNZ. ATTUALE	FUNZ. OTTIMALE	VARIAZ.
RICAVI [€/anno]	1.389.610	1.620.520	+16,62%
Energia elettrica risparmiata	165.750	202.400	+22,11%
Energia elettrica venduta in rete	748.140	942.400	+25,97%
Energia termica venduta al tlr	475.720	475.720	-
COSTI [€/anno]	1.203.240	1.340.400	+11,40%
Costo gas naturale	891.660	969.500	+11,04%
Costo manutenzione	244.330	307.000	+25,65%
Costo gestione, esercizio, assicurazione	15.000	15.000	-
Costo energia elettrica prelevata	52.250	48.900	-6,41%
MOL* [€/anno]	186.370	280.120	+50,30%

Tenendo conto delle quote di CO₂, il MOL dell'impianto passa da 113.760 € a 196.720 €.

In conclusione, per aumentare il guadagno dell'impianto, è necessario che aumenti il funzionamento del cogeneratore e dell'accumulo a discapito delle caldaie. Ciò porta ad un incremento dei valori di tutte le voci di ricavo e costo, a meno di quella dell'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale; nel complesso si verifica un aumento del MOL. È doveroso notare che con un funzionamento del genere inevitabilmente cresce il consumo di combustibile della centrale e le rispettive emissioni di CO₂; tuttavia, contestualmente si ha una maggiore produzione di energia elettrica che ha come effetto positivo la riduzione del PEF. Di fatto, esercendo l'impianto secondo la logica ottimale, migliora il grado di utilizzazione dell'energia primaria.

Nel presente studio sono stati riscontrati due limiti principali:

1. la mancata conoscenza di alcune specifiche tecniche relative alle tecnologie presenti in centrale, che ha inevitabilmente portato ad introdurre nella modellazione alcune approssimazioni e assunzioni;
2. la mancata interfaccia fra l'*Optimization tool - Genetic Algorithm* e Simulink, che ha impedito di simulare e ottimizzare il funzionamento dell'impianto simultaneamente.

In merito alle implementazioni future, si potrebbe pensare di proseguire il lavoro:

-
1. sviluppando un'ottimizzazione multi-obiettivo, che prenda in considerazione non solo la massimizzazione del guadagno dell'impianto ma anche un miglioramento delle prestazioni energetiche, nonché una riduzione delle emissioni;
 2. modellando la rete di teleriscaldamento servita dalla centrale termica, in modo da rendere più completo il lavoro svolto finora.

Bibliografia

- [1] 2020 climate & energy package | Climate Action. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [2] About the OECD. <http://www.oecd.org/about/>. Pagina visitata in data 08-10-2019.
- [3] Accordo di Parigi | Azione per il clima. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [4] Agenda 2030 - Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile. <https://asvis.it/agenda-2030/>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [5] ARERA - Imposte sul gas. <https://www.arera.it/it/dati/gp30.htm>. Pagina visitata in data 25-11-2019.
- [6] ARERA - Imposte sull'energia elettrica. <https://www.arera.it/it/dati/eepcfr2.htm>. Pagina visitata in data 25-11-2019.
- [7] ARERA - Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali - UE e area Euro. <https://www.arera.it/it/dati/gpcfr2.htm>. Pagina visitata in data 25-11-2019.
- [8] Building the energy union | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/building-energy-union>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [9] Causes of climate change | Climate Action. https://ec.europa.eu/clima/change/causes_en. Pagina visitata in data 03-10-2019.
- [10] Certificati Bianchi. <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>. Pagina visitata in data 11-10-2019.

-
- [11] Certificati Verdi. <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/CV/IntroCV.aspx>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [12] Co2 in ambito internazionale. <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2/co2-in-ambito-internazionale>. Pagina visitata in data 30-09-2019.
- [13] Cogeneration of heat and power | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [14] Cogenerazione - FIRE - Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia. <http://fire-italia.org/cogenerazione/>. Pagina visitata in data 10-10-2019.
- [15] Come funzionano gli Algoritmi Genetici. <https://it.mathworks.com/help/gads/how-the-genetic-algorithm-works.html>.
- [16] Conto Termico. <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/conto-termico>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [17] Direttiva 2018/2002 - Federazione ANIE. <https://anie.it/servizi/ambiente-energia/efficienza-energetica/direttiva-efficienza-energetica/serviziambiente-energiaefficienza-energeticadirettiva-efficienza-energetica-xh-rsclkgdxnuova-direttiva-20182002-sullefficienza-energetica/{#}.Xacjv0YzbIV>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [18] Economic analysis. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/analysis_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [19] Efficiency 2018. <https://www.iea.org/efficiency2018/>. Pagina visitata in data 09-10-2019.
- [20] Emissioni di Gas Serra nei settori ETS ed ESD - Edizione 2018 | Annuario dei Dati Ambientali. <https://annuario.isprambiente.it/ada/basic/6928>. Pagina visitata in data 16-10-2019.
- [21] Energy | Unione Europea. https://europa.eu/european-union/topics/energy_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.

-
- [22] Energy Efficiency | EESI. <https://www.eesi.org/topics/energy-efficiency/description>. Pagina visitata in data 10-10-2019.
- [23] Energy efficiency directive | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [24] Energy intensity of GDP | Global Energy Intensity Data | Enerdata. <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-intensity-gdp-data.html>. Pagina visitata in data 03-10-2019.
- [25] EU 2020 target for energy efficiency | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/targets-directive-and-rules/eu-targets-energy-efficiency>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [26] Eurostat - Data Explorer. <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>. Pagina visitata in data 04-03/2020.
- [27] Financing energy efficiency | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/financing-energy-efficiency>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [28] Guida 2019 agli incentivi per l'efficienza energetica. <https://industriale.viessmann.it/guida-2019-incentivi-efficienza-energetica>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [29] I progressi dell'Europa in materia di clima ed energia. <https://www.openpolis.it/i-progressi-delleuropa-in-materia-di-clima-ed-energia/>. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [30] Intensità energetiche finali settoriali e totale - Edizione 2018 | Annuario dei Dati Ambientali. <https://annuario.isprambiente.it/ada/basic/7076>. Pagina visitata in data 16-10-2019.
- [31] Kyoto 1st commitment period (2008–12) | Azione per il clima. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/kyoto_1_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [32] Obligation schemes and alternative measures | Energy. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/targets->

directive-and-rules/obligation-schemes-and-alternative-measures.

Pagina visitata in data 11-10-2019.

- [33] Progress made in cutting emissions | Azione per il clima. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [34] Quadro 2030 per il clima e l'energia | Azione per il clima. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [35] Renewable 2019 | Global Status Report. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_presentation.pdf. Pagina visitata in data 10-10-2019.
- [36] Schede tecniche di teleriscaldamento. <https://www.ilteleriscaldamento.eu/teleriscaldamento{ }schede{ }tecniche.htm>. Pagina visitata in data 15-10-2019.
- [37] Statistics. <https://www.iea.org/statistics/>. Pagina visitata in data 03-10-2019.
- [38] Strategia a lungo termine per il 2050 | Azione per il clima. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en. Pagina visitata in data 11-10-2019.
- [39] Teleriscaldamento. <https://www.gruppoiren.it/teleriscaldamento>. Pagina visitata in data 15-10-2019.
- [40] Teleriscaldamento. <http://www.airu.it/teleriscaldamento/>. Pagina visitata in data 15-10-2019.
- [41] Teleriscaldamento, cos'è il teleriscaldamento. <https://www.ilteleriscaldamento.eu/>. Pagina visitata in data 15-10-2019.
- [42] WEO 2018. <https://www.iea.org/weo2018/>. Pagina visitata in data 09-10-2019.
- [43] Agenzia delle Dogane. Testo unico del 26 ottobre 1995 n. 504, 1995.

-
- [44] Ahmadi, Pouria and Dincer, Ibrahim. Exergoenvironmental analysis and optimization of a cogeneration plant system using Multimodal Genetic Algorithm (MGA), 2010.
- [45] AIRU. Il riscaldamento urbano - annuale 2018, 2018.
- [46] AIRU, ENEA. Teleriscaldamento e sistemi energetici integrati: Metodologia di valutazione dei benefici energetici ed ambientali e strumenti di incentivazione, 2008.
- [47] Badami et al. Determination and assessment of indices for the energy performance of district heating with cogeneration plants, 2017.
- [48] Badami M., Portoraro A. Micro - cogenerazione nel settore residenziale con l'utilizzo di motori a combustione interna: Sviluppo di un modello matematico per la simulazione oraria e analisi di un caso reale, 2010.
- [49] Bonacci, Enrico. Quale mercato per la cogenerazione? Cogenerazione alla luce della SEN 2017, 2018.
- [50] BP. Primary energy – BP Statistical Review of World Energy 2019, 2019. ISBN: 223.32204.12.
- [51] Caldera, Matteo. Cogenerazione ed efficienza energetica: panoramica e prospettive future, 2018.
- [52] Camera dei Deputati. La programmazione energetica nel Clean energy package: il Piano nazionale per l'energia ed il clima.
- [53] Camera dei Deputati. Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica Atto del Governo 90, 2014.
- [54] Camera dei Deputati. Risparmio ed efficienza energetica, 2019.
- [55] ENEA. Rapporto annuale efficienza energetica, 2019.
- [56] EU. Greenhouse gas emission statistics-emission inventories Statistics Explained, 2018.
- [57] European Commission. Commission Recommendation of 25.9.2019 on the content of the comprehensive assessment of the potential for efficient heating and cooling under Article 14 of Directive 2012/27/EU, 2019.

-
- [58] GSE. Guida al riconoscimento della cogenerazione, 2008.
- [59] GSE. Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente, 2016.
- [60] GSE. Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR, 2018.
- [61] GSE. Rapporto annuale - Aste di quote europee di emissione 2018, 2019.
- [62] Han, Y. M. and Wang, R. Z. and Dai, Y. J. Thermal stratification within the water tank, 2009.
- [63] International Energy Agency. Market Report Series: Energy Efficiency 2018, 2018.
- [64] MATTM. Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto. [urlhttps://www.minambiente.it/pagina/assegnazione-titolo-gratuito-il-periodo-2013-2020-agli-impianti-esistenti](https://www.minambiente.it/pagina/assegnazione-titolo-gratuito-il-periodo-2013-2020-agli-impianti-esistenti), 2013.
- [65] MATTM. Tabella dei parametri standard nazionali per il monitoraggio e la comunicazione dei gas ad effetto serra ai sensi del decreto legislativo n.30 del 2013, 2018.
- [66] MiSE. La situazione energetica nazionale nel 2018.
- [67] MiSE. Relazione annuale sull'efficienza energetica | Risultati conseguiti e obiettivi al 2020.
- [68] MiSE. Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile, 2013.
- [69] MiSE. Relazione annuale sulla cogenerazione in Italia, 2019.
- [70] MiSE, AIRU, FIRE. Linee guida per l'applicazione di piccole e medie reti di teleriscaldamento nei comuni in zone E ed F, 2014.
- [71] MISE and MATTM. Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, 2017.
- [72] Moccia et al. Elementi per linee guida per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento, 2001.

-
- [73] Musa Maria Luisa. Modellazione dei sistemi di accumulo termico per impianti solari, 2010.
- [74] Romani, Rino. Cogenerazione, 2019.
- [75] Slides del corso "Accumulo e trasporto di energia". Accumulo termico, 2019.
- [76] Slides del corso "Classificazione ed interpretazione di dati biomedici", 2016.
- [77] Slides del corso "Complementi di energetica". Teleriscaldamento, 2017.
- [78] Steccanella Matteo. Micro-cogenerazione:scenari di sviluppo alla luce delle attuali normative e sviluppo di un modello di simulazione dinamica, 2016.
- [79] Tadei R., Della Croce F., Grosso A. Fondamenti di ottimizzazione, 2013.
- [80] Verda V., Guelpa E. Metodi termodinamici per l'uso efficiente delle risorse energetiche, 2015.