



UNIVERSITÀ DELLA
CALABRIA

UNIVERSITA' DELLA CALABRIA

Dipartimento di Ingegneria Meccanica Energetica e Gestionale

Dottorato di Ricerca in

INGEGNERIA CIVILE ED INDUSTRIALE

CICLO

XXXIII

**Modellazione Numerica per l'ottimizzazione multi-obiettivo di sistemi in
assetto co- e tri-generativo**

Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/09

Coordinatore: Ch.mo Prof. Enrico Conte

Firma _____

Supervisore/Tutor: Ch.mo Prof.ssa Petronilla Fragiacomò

Firma Petronilla Fragiacomò

Dottorando: Dott. Giuseppe Lucarelli

Firma Giuseppe Lucarelli

Indice

Indice delle Figure	iv
Indice delle Tabelle	xii
Introduzione	1
Generalità	2
Obiettivi della Ricerca	3
Innovazioni Proposte	4
Metodologie e Strumenti	6
Ipotesi di base	7
Struttura della Tesi	8
1. I modelli di ottimizzazione per sistemi energetici in assetto trigenerativo: lo stato dell'arte	12
1.1. Lo scenario Energetico di Riferimento	12
1.2. Stato dell'Arte sui Modelli di Ottimizzazione	16
1.3. Mixed-Integer Programming (MIP)	17
1.3.1. Mixed-Integer Linear Programming	17
1.3.2. Mixed-Integer Non-Linear Programming (MINLP).....	21
1.4. Ottimizzazione Multi-Obiettivo	24
1.5. Algoritmi Genetici ed Euristici	25
1.6. Originalità del Lavoro di Tesi rispetto alla Letteratura Esistente	27
2. Introduzione alle Tecnologie per sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo	31
2.1. Generalità sui sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo	31
2.2. Struttura e descrizione del sistema energetico da ottimizzare	34
2.2.1. Le Unità di Cogenerazione	34
2.2.2. Il sistema di stoccaggio dell'energia elettrica	44
2.2.3. Sistemi di Riscaldamento e Generazione del Freddo.....	46
3. Il Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo	49

3.1.	Definizione del Problema Tecnico	49
3.2.	Definizione del Problema Economico.....	52
3.3.	Definizione del Problema Ambientale	58
3.4.	Descrizione del Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo.....	59
3.5.	Formalizzazione e Implementazione del Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo	66
3.5.1.	Le variabili Decisionali del Modello	66
3.5.2.	I vincoli del modello	68
3.5.3.	Le condizioni al Contorno del Modello	78
4.	Validazione Semi-Empirica del modello di ottimizzazione	79
4.1.	Validazione delle Curve di Performance.....	79
4.1.1.	Le Unità di Cogenerazione	80
4.1.2.	Il Sistema di Stoccaggio dell'Energia Elettrica	90
4.1.3.	Le Pompe di Calore.....	92
4.1.4.	Le Caldaie Ausiliarie	97
4.2.	Validazione delle Curve di Costo.....	98
4.2.1.	Le Unità di Cogenerazione	98
4.2.2.	Le Pompe di Calore.....	101
4.2.3.	Le Caldaie Ausiliarie	103
4.3.	Considerazioni Conclusive sulla Validazione del modello.....	103
5.	Casi studio di applicazione del modello a due utenze industriali	106
5.1.	Impostazioni delle Simulazioni e Definizione degli Scenari di Riferimento.....	109
5.2.	Macro-Caso Studio 1: Utenza Industriale di grandi dimensioni	113
5.2.1.	Test Algoritmi di Risoluzione.....	119
5.2.2.	Risultati delle Simulazioni per il Macro-caso studio 1	122
5.2.3.	Confronto tra le tecnologie	135
5.2.4.	Definizione della Soluzione Ottimale e Analisi Oraria	148
5.3.	Macro-Caso Studio 2: Utenza Industriale di piccole dimensioni.....	161
5.3.1.	Risultati delle Simulazioni per il Macro-caso studio 2.....	166

5.3.2. Confronto tra le tecnologie – Macro-caso 2.....	178
5.3.3. Definizione della Soluzione Ottimale e Analisi Oraria	190
5.4. Considerazioni Conclusive sui due macro-casi studio	202
6. Conclusioni	207
Bibliografia	213

Indice delle Figure

Figura 1– Flow Chart Tesi	8
Figura 2 – Le 5 dimensioni dell’unione dell’energia [4].	12
Figura 3 - PIL e Consumo di energia finale nel periodo 2000-2018 [8].....	15
Figura 4 - Quadro Normativo Italiano di Riferimento	15
Figura 5 - Flussi Energetici in Assetto Cogenerativo [10].....	31
Figura 6 - Flussi Energetici in Assetto Tri-generativo [94]	33
Figura 7 - Celle a Combustibile e Caratteristiche Operative [113].....	37
Figura 8 - Schema e Principio di Funzionamento di una PEMFC alimentata ad idrogeno [114]	38
Figura 9 - Schema e Principio di Funzionamento di una PEMFC alimentata a metano [115].....	39
Figura 10 - Schema e Principio di Funzionamento di una SOFC [121]	40
Figura 11 - Schema e Principio di Funzionamento di un MCI [130]	42
Figura 12 - Schema e Principio di Funzionamento di una MTG [136]	43
Figura 13 - Spaccato di una MTG [136]	44
Figura 14 - Caratteristiche delle Batterie Elettrochimiche come Stoccaggio Energetico [137]	45
Figura 15 - Principio di Funzionamento Pompe di Calore a compressione di gas [140]	47
Figura 16 - Principio di Funzionamento Pompe di Calore ad assorbimento [142].....	48
Figura 17 - Schema a Blocchi dell'Impianto di Tri-generazione	50
Figura 18 - Shared Savings and Guaranteed Savings: le due tipologie di EPC.....	54
Figura 19 - Schema a Blocchi Modello di Ottimizzazione	62
Figura 20 - Schema a Blocchi Impianto di Tri-generazione con indicazione delle tecnologie per ogni blocco	68
Figura 21 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per SOFC alimentate a Metano	81
Figura 22 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per PEMFC alimentate a Metano	83
Figura 23 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per PEMFC alimentate ad Idrogeno	84
Figura 24 - Efficienza Elettrica e Totale in funzione della taglia installata per i MCI.....	86
Figura 25 – Rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia installata per i MCI.....	86
Figura 26 - Efficienza Totale ed Elettrica in funzione del fattore di Carico per i MCI.....	87
Figura 27 - Efficienza Elettrica e Totale in funzione della taglia installata per le MTG.....	89
Figura 28 - Rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia installata per le MTG	89

Figura 29 - Efficienza Totale ed Elettrica in funzione del fattore di Carico per le MTG.....	90
Figura 30 - COP in Funzione della Taglia Termica della Pompa di Calore a Compressione di Gas	92
Figura 31 - EER in Funzione della Taglia Frigorifera della Pompa di Calore a Compressione di Gas	93
Figura 32 - COP e Potenza Termica in funzione della Temperatura Esterna per una Pompa di Calore a Compressione di Gas.....	94
Figura 33 - EER e Potenza Frigorifera in funzione della Temperatura Esterna per una Pompa di Calore a Compressione di Gas.....	95
Figura 34 - Potenza Termica Richiesta dalla PdC in funzione della Taglia di Installazione.....	96
Figura 35 - EER in funzione del Fattore di Carico dell'Unità.....	96
Figura 36 - CAPEX in funzione della taglia installata per i Motori a Combustione Interna.....	99
Figura 37 - OPEX in funzione della taglia installata per i Motori a Combustione Interna	99
Figura 38 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Micro-Turbine a Gas.....	100
Figura 39 - OPEX in funzione della taglia installata per le Micro-Turbine a Gas	101
Figura 40 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Pompe di Calore a compressione di gas	102
Figura 41 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Pompe di Calore ad assorbimento....	102
Figura 42 - CAPEX in funzione della taglia installata per le caldaie ausiliarie.....	103
Figura 43 - Schema di Impostazione delle Simulazioni per i Casi Studio – Macro-Caso Studio 1	113
Figura 44 - Rappresentazione Schematica Periodi di Riferimento per l'applicazione dei casi studio	115
Figura 45 - Profili Orari di Temperatura – Periodo Estivo, Invernale e Intermedio.....	115
Figura 46 - Profili Orari di Carico Elettrico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1.....	116
Figura 47 - Profili Orari di Carico Termico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1.....	117
Figura 48 - Profili Orari di Carico Frigorifero per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1	117
Figura 49 - MCI + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione	123
Figura 50 - MCI + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione	123
Figura 51 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale.....	124

Figura 52 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo	125
Figura 53 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario di Costo Futuro.....	125
Figura 54- SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale.....	126
Figura 55 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo	127
Figura 56 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario di Costo Futuro	127
Figura 57 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale.....	128
Figura 58 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo	129
Figura 59 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Costi Futuri	129
Figura 60 - PEMFC (metano) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c).....	130
Figura 61 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale	131
Figura 62 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo	131
Figura 63 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione –Scenario Costi Futuri.....	132
Figura 64 - PEMFC (idrogeno verde) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)	133
Figura 65 - PEMFC (idrogeno grigio) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale	134
Figura 66 - PEMFC (idrogeno grigio) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale	134
Figura 67 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1	135
Figura 68 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario con incentivi – Macro-caso 1.....	136

Figura 69 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario Futuro – Macro-caso 1.....	137
Figura 70 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario Attuale – Macro-caso 1.....	137
Figura 71 - Valori del costo di Investimento Iniziale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1.....	139
Figura 72 - Valori dei Cash Flows annuali per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1	140
Figura 73 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1	141
Figura 74 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1	142
Figura 75 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1	142
Figura 76 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1	143
Figura 77 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1	144
Figura 78 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1	145
Figura 79 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1	146
Figura 80 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1	147
Figura 81 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1	147
Figura 82 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili elettriche.....	150
Figura 83 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili termiche.....	150
Figura 84 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili frigorifere	151
Figura 85 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Efficienza Elettrica, Termica e Totale	152
Figura 86 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Performance Pompe di Calore	152
Figura 87 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Trend Variabili Storage	153
Figura 88 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione	154

Figura 89 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili elettriche.....	154
Figura 90 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili termiche	155
Figura 91 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili frigorifere	155
Figura 92 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili Storage	156
Figura 93 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione	156
Figura 94 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili elettriche	157
Figura 95 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili termiche	157
Figura 96 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili frigorifere.....	158
Figura 97 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili Storage	159
Figura 98 - SOFC+Li-Ion BES:: Giorno tipo estivo: Efficienza Elettrica, Termica e Totale	159
Figura 99 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Performance Pompe di Calore	160
Figura 100 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione	160
Figura 101 - Schema di Impostazione delle Simulazioni per i Casi Studio – Macro-Caso Studio 2	161
Figura 102 - Profili Orari di Carico Elettrico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-Caso 2	164
Figura 103 - Profili Orari di Carico Termico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio - Macro-Caso 2	164
Figura 104 - Profili Orari di Carico Frigorifero per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio - Macro-Caso 2	165
Figura 105 - MTG + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale.....	167
Figura 106 - MTG + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale	167
Figura 107 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale	168
Figura 108 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario con Incentivo	169
Figura 109 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Futuro.....	169
Figura 110 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c).....	170

Figura 111 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale	171
Figura 112 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo.....	172
Figura 113 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Futuro.....	172
Figura 114 - PEMFC (metano) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c).....	173
Figura 115 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale	174
Figura 116 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo	175
Figura 117 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Futuro	175
Figura 118 - PEMFC (idrogeno verde) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)	176
Figura 119 - PEMFC (idrogeno grigio) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale (a); Scenario con Incentivo (b).....	177
Figura 120 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2.....	178
Figura 121 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario attuale – Macro-caso 2.....	179
Figura 122 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario con incentivi – Macro-caso 2.....	180
Figura 123 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario futuro – Macro-caso 2.....	181
Figura 124 - Valori del costo di Investimento Iniziale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2.....	181
Figura 125 - Valori dei Cash Flows annuali per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2	182
Figura 126 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2	184
Figura 127 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2	184

Figura 128 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2	185
Figura 129 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2	186
Figura 130 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2	186
Figura 131 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2	187
Figura 132 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2	188
Figura 133 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica ambientale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2	189
Figura 134 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2	189
Figura 135 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili elettriche.....	192
Figura 136 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili termiche.....	192
Figura 137 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili frigorifere	193
Figura 138 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili Storage	193
Figura 139 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Efficienza Elettrica, Termica e Totale	194
Figura 140 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Performance Pompe di Calore.....	194
Figura 141 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione.....	195
Figura 142 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili elettriche.....	196
Figura 143 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili termiche.....	196
Figura 144 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili frigorifere	197

Figura 145 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili Storage	197
Figura 146 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione.....	198
Figura 147 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili elettriche	198
Figura 148 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili termiche	199
Figura 149 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili frigorifere	200
Figura 150 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili Storage	200
Figura 151 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Efficienza Elettrica, Termica e Totale	201
Figura 152 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Performance Pompe di Calore	201
Figura 153 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione	202

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Definizione dei termini relativi ai costi evitati per ogni tipo di incentivo	56
Tabella 2 - Lista delle Variabili Decisionali	66
Tabella 3 – Condizioni al Contorno imposte per il funzionamento del modello	78
Tabella 4 – Coefficienti Semi-Empirici per le SOFC	81
Tabella 5 – Coefficienti Semi-Empirici per le PEMFC alimentate a metano.....	82
Tabella 6 – Coefficienti Semi-Empirici per le PEMFC alimentate ad Idrogeno	83
Tabella 7 – Coefficienti Semi-Empirici per i MCI alimentati a Gas Metano: Curve in funzione della taglia di impianto	85
Tabella 8 – Coefficienti Semi-Empirici per i MCI alimentati a Gas Metano: Curve in funzione del fattore di Carico	87
Tabella 9 – Coefficienti Semi-Empirici per le MTG alimentate a Gas Metano: Curve in funzione della taglia di impianto	88
Tabella 10 – Coefficienti semi-empirici per il Sistema di Stoccaggio	91
Tabella 11 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore a Compressione di Gas	92
Tabella 12 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore a Compressione di Gas	94
Tabella 13 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore ad Assorbimento	96
Tabella 14 – CAPEX e OPEX per le PEMFC e le SOFC.....	98
Tabella 15 – Parametri Economici per il sistema di storage.....	101
Tabella 16 – Descrizione Tecnologie adottate per i diversi sotto-casi studio – Macro-Caso 1	107
Tabella 17 – Descrizione Tecnologie adottate per i diversi sotto-casi studio – Macro-Caso 2.....	108
Tabella 18 - Rendimenti e coefficienti di prestazione di riferimento	109
Tabella 19 - Fattori di emissione di CO ₂ equivalente	110
Tabella 20 - Parametri Economico-Finanziari	111
Tabella 21 – Previsione CAPEX al 2030 per le PEMFC e le SOFC [166]	112
Tabella 22 – Riepilogo Dati Principali Periodi di Riferimento per il Macro-caso studio 1	118
Tabella 23 – Valori Ottimizzati delle Variabili per ogni periodo considerato – Solver fgoalattain	120
Tabella 24 - Valori delle 3 funzioni di ottimizzazione per ogni periodo considerato – Solver fgoalattain.....	120
Tabella 25 - Valori Ottimizzati delle Variabili per ogni periodo considerato – Solver gamultiobj	120
Tabella 26 - Valori delle 3 funzioni di ottimizzazione per ogni periodo considerato – Solver gamultiobj	121
Tabella 27 – Tempi di Simulazione per caso semplificato; Confronto tra i solver	121

Tabella 28 – Riepilogo Dati Principali Periodi di Riferimento – Macro-Caso Studio 2 165

Introduzione

La nuova sfida per l'intero settore energetico è rappresentata dalla necessità di incrementare il risparmio e l'efficienza energetica, al fine di consentire uno sviluppo realmente sostenibile [1]. Il concetto di sostenibilità nel settore energetico è molto ampio, comprendendo non solo aspetti climatico-ambientali, ma anche aspetti socio-politici ed economici. Negli ultimi decenni le maggiori potenze economiche e industriali del mondo hanno cercato di contrastare l'aumento dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti che hanno portato a preoccupanti effetti sul clima e sull'ambiente. Si sono susseguite una serie di conferenze e accordi tra i vari Stati, dal vertice di Rio (1992), passando per il protocollo di Kyoto (1997) fino al più recente Accordo di Parigi (COP21), entrato in vigore nel novembre 2016 è stato ratificato da almeno 55 paesi che rappresentano almeno il 55% delle emissioni globali di gas serra [2].

In tutti questi incontri è stato posto al centro del dibattito il concetto di incremento dell'efficienza energetica come mezzo per ridurre le emissioni inquinanti e gli effetti climalteranti, insieme allo sviluppo dei sistemi di energia rinnovabile e al concetto di risparmio energetico.

Tra tutte le tecnologie e i sistemi energetici tradizionali e innovativi che sono stati studiati in letteratura e che hanno una diversa maturità tecnologica e conseguente sviluppo commerciale, i sistemi in assetto cogenerativo e tri-generativo rappresentano sicuramente un topic interessante e quindi ampiamente trattato nella letteratura scientifica.

Sebbene tali sistemi siano relativamente ben conosciuti e maturi da un punto di vista tecnologico, la continua innovazione tecnologica e digitale degli ultimi anni ha comportato un ulteriore incremento dell'efficienza di tali sistemi e quindi ha spinto il mondo della ricerca a valutare la possibilità di migliorarne sempre più le condizioni di funzionamento e il dimensionamento.

Il lavoro di ricerca descritto nella presente Tesi di Dottorato si inserisce quindi nella ricerca sui modelli di ottimizzazione di sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo; in particolare, partendo dall'analisi dello stato dell'arte sull'ottimizzazione, viene proposto un nuovo modello multi-obiettivo e multilivello per l'ottimizzazione complessiva di un sistema energetico tri-generativo sia dal punto di vista della strategia operativa che dal punto di vista del dimensionamento impiantistico di ogni componente appartenente al sistema stesso.

Il modello oggetto del presente lavoro di Tesi di Dottorato è oggetto di formalizzazione, implementazione e validazione semi-empirica delle curve di funzionamento e di costo di ogni componente; lo stesso modello è inoltre applicato a diversi casi studio relativi a due utenze industriali. Le due utenze sono caratterizzate da livelli medi di consumo diversi, e per ognuna viene valutata la migliore soluzione impiantistica in termini sia di tecnologia che di taglia di impianto. Allo stesso

modo, per ognuna viene valutata la migliore strategia oraria operativa di funzionamento dell'impianto stesso basandosi sulle tre funzioni di ottimizzazione, una tecnica, una economica e una di natura ambientale.

Generalità

L'attività di ricerca proposta consiste nella formalizzazione, implementazione e validazione semi-empirica di un modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multilivello per un sistema energetico in assetto tri-generativo.

In particolare il modello si basa su due routine di ottimizzazione, una centrale relativa alla ricerca della strategia operativa ottimale di funzionamento del sistema energetico, e una esterna che ha lo scopo di ottimizzare il dimensionamento dell'impianto stesso, partendo comunque dai dati ottimizzati nella routine di ottimizzazione centrale; questo aspetto consente di definire la taglia ottimale di impianto e la migliore tecnologia possibile sulla base di dati reali ottimizzati e non su ipotesi di funzionamento e producibilità.

Il modello dunque, attraverso i due livelli descritti, investiga differenti intervalli temporali, passando da un'analisi su base oraria per l'ottimizzazione della strategia operativa di funzionamento, ad un'analisi annuale e pluriennale nella definizione della corretta taglia di ogni componente impiantistico.

L'ottimizzazione multi-obiettivo, basata sulla minimizzazione di tre funzioni obiettivo, una di natura tecnica, una economica e una ambientale, viene introdotta per l'ottimizzazione oraria della strategia di funzionamento, ma, grazie alla struttura a due livelli del modello, viene riportata anche nella fase di dimensionamento impiantistico.

La validazione semi-empirica del modello riguarda sia le prestazioni che i costi operativi e di investimento per ogni tecnologia e componente presente all'interno del sistema energetico in esame; la validazione delle curve proposte dal modello avviene attraverso il confronto con dati di letteratura o dati commerciali di unità esistenti. Il parametro utilizzato per indicare il grado di correlazione tra le curve modellate e quelle proposte dal modello è il fattore "R quadro", ottenuto con tecniche di regressione logaritmica.

L'applicazione ai casi studio ha lo scopo di testare il modello su due utenze reali caratterizzate da trend di consumo ben definiti, con la possibilità, grazie all'alta flessibilità del modello stesso, di eseguire delle analisi di sensibilità sulle prestazioni del sistema che dipendono da parametri imponibili come input, quali ad esempio la taglia dell'utenza finale, in termini di carichi energetici, o le caratteristiche del sistema di storage elettrico.

Al fine di valutare anche la scalabilità del modello, le due utenze industriali a cui verrà applicato sono caratterizzate da due diversi livelli di carico elettrico, termico e frigorifero. Grazie all'ampio portfolio di tecnologie prese in considerazione dal modello, per i diversi range di consumo saranno applicate diverse tipologie impiantistiche.

La flessibilità del modello è relativa non solo alla possibile tecnologia applicabile come unità di cogenerazione ma anche in termini di combustibile utilizzato: il sistema energetico potrà infatti essere alimentato a metano, combustibile utile per tutte le tecnologie investigate, ma anche ad idrogeno derivante sia da processo di steam reforming (idrogeno grigio) che da fonti rinnovabili (idrogeno verde); nel caso di alimentazione ad idrogeno, il modello prevede l'utilizzo delle sole Celle a combustibile a membrana a scambio protonico (PEMFC).

Inoltre, al fine di garantire anche una visione sugli sviluppi tecnologici futuri, il modello prende in esame tre diversi scenari di riferimento per l'esecuzione delle simulazioni: lo scenario attuale, che fa quindi riferimento ai costi di investimento e operativi attuali per tutte le tecnologie; lo scenario attuale con la presenza di politiche incentivanti, che tiene conto di possibili meccanismi che favoriscano l'installazione di nuovi sistemi energetici per la cogenerazione come ad esempio le Celle a combustibile, con particolare riferimento a quella ad ossidi solidi; scenario futuro, in cui si fa riferimento ai costi di investimento e ai costi di produzione dell'idrogeno verde previsti nei prossimi anni.

Il modello propone infine due diversi solutori per problemi di ottimizzazione multi-obiettivo: uno basato su algoritmi genetici che simula ad ogni iterazione i meccanismi di selezione naturale ed evoluzione biologica che avvengono in natura al fine di incrementare sempre la diversità della popolazione e sviluppando gli individui più prossimi alla soluzione ottimale; l'altro è basato sulla definizione di pesi tra le diverse funzioni obiettivo al fine di definirne un ordine di priorità nella fase di risoluzione ad ogni iterazione.

Obiettivi della Ricerca

Lo scopo del lavoro di ricerca descritto nella presente tesi di Dottorato, è quello di presentare uno strumento innovativo, flessibile e scalabile per l'ottimizzazione di sistemi energetici poli-generativi. Il lavoro stesso si inserisce nell'ambito della ricerca scientifica per l'incremento dell'efficienza energetica per i sistemi di produzione stazionari.

Tale strumento è stato pensato per l'applicazione reale sia su grandi impianti di produzione che per applicazioni civili-residenziali e nel settore terziario.

Le grandi utenze industriali, in particolare, rappresentano dei centri energivori rilevanti che quindi incidono in modo predominante sulle emissioni climalteranti in atmosfera. Quindi, l'utilizzo di un

modello che possa ottimizzare il funzionamento di un impianto di generazione di energia elettrica, termica e frigorifera o rappresentare uno strumento utile al dimensionamento ottimale di un nuovo impianto, comporta senza dubbio una notevole riduzione dei consumi a cui segue un risparmio economico ed una riduzione dell'impatto ambientale.

Rispetto allo stato dell'arte sui modelli di ottimizzazione, l'obiettivo della presente attività di ricerca e di questo lavoro di Tesi è quello di apportare un'innovazione nell'approccio al problema del dimensionamento e del funzionamento ottimale dei sistemi energetici in assetto poli-generativo, affermando la necessità di includere non solo l'ottimizzazione tecnico-economica, ma anche quella di natura ambientale legata alle emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera; inoltre, la proposta di un approccio grandangolare al problema di ottimizzazione si riflette sulla scelta di includere aspetti economico-normativi di riferimento e nella struttura multi-livello del modello stesso che permette di ottimizzare allo stesso tempo il funzionamento orario dell'impianto e la taglia stessa del sistema energetico.

Oltre all'approccio multi-obiettivo e multi-livello il modello proposto ha lo scopo di essere flessibile e scalabile, considerando un ampio portfolio di tecnologie utilizzabili come unità di cogenerazione e che possano coprire un ampio range di taglie.

Innovazioni Proposte

La principale innovazione proposta nel presente lavoro di tesi riguarda l'approccio seguito nella definizione e nello sviluppo del modello di ottimizzazione, inteso come strumento innovativo integrato per l'analisi energetica di impianti di generazione in assetto poli-generativo.

Attraverso l'ottimizzazione su due livelli e due scale temporali differenti il modello riesce a fornire una soluzione ottimale sia per quanto riguarda la strategia di funzionamento dell'impianto su base oraria che per quanto riguarda il dimensionamento dell'impianto stesso.

A differenza di quanto analizzato nella letteratura di settore, i due livelli di ottimizzazione sono integrati e interdipendenti; nello specifico quindi il dimensionamento ottimale dell'impianto che si basa su un'analisi tecnico-economica, in particolare la massimizzazione del Valore Attuale Netto a dieci anni, utilizza come valori di calcolo quelli derivanti dall'ottimizzazione oraria della strategia di funzionamento. Viceversa, il reale dimensionamento dell'impianto incide notevolmente sulla routine di ottimizzazione oraria multi-obiettivo, soprattutto per quanto riguarda i vincoli e le condizioni al contorno imposte per ogni variabile.

Il modello, inteso come strumento pratico da utilizzare per la gestione e/o per la progettazione di impianti in assetto poli-generativo, presenta un alto grado di flessibilità permettendo l'esecuzione di analisi di sensibilità in funzione di alcuni parametri di input, quali ad esempio la temperatura esterna,

il contesto normativo e tariffario di riferimento, le condizioni economico-finanziarie di riferimento. Il modello presenta inoltre una buona modularità, sia in termini di scalabilità su più taglie di impianto che in termini di componenti utilizzabili all'interno del sistema energetico, quale ad esempio lo storage dell'energia elettrica.

Un altro elemento di novità è legato alla scalabilità del modello su una vasta gamma di taglie, che è consentita dall'introduzione di un ampio portfolio di tecnologie modellate come unità di cogenerazione, dalle Micro Turbine a Gas più adatte per le applicazioni civili, residenziali ed industriali di piccola taglia, ai Motori a Combustione Interna e le Fuel Cells, applicabili su range di taglie più ampi e di più elevata potenza nominale.

Come diretta conseguenza della flessibilità sulla scelta del cogeneratore per ogni applicazione, il modello propone l'introduzione di due differenti tipologie di combustibile primario per il sistema, il metano e l'idrogeno.

Come ulteriore innovazione, da un punto di vista tecnologico dunque il modello presentato nel Lavoro di Tesi di Dottorato prende in considerazione non solo le tradizionali tecnologie per la cogenerazione e la trigenerazione, come ad esempio le Microturbine a Gas e i Motori a Combustione Interna, ma anche tecnologie più innovative come le Celle a Combustibile.

Direttamente connessa all'innovazione tecnologica è la possibilità di eseguire delle simulazioni considerando non solo lo scenario di riferimento attuale, ma anche scenari futuri che tengano conto di eventuali meccanismi incentivanti relativi all'installazione di sistemi energetici innovativi. Tali analisi di sensibilità sugli scenari di riferimento ha una notevole influenza sulla definizione delle tecnologie ottimali per ogni caso studio in esame, permettendo di tener conto della notevole rilevanza che le politiche energetiche presentano sullo sviluppo tecnologico del settore.

Anche da un punto di vista dell'analisi economico-finanziaria, il modello propone degli strumenti innovativi utili alla mitigazione del rischio finanziario di investimento che si stanno diffondendo sempre di più nel settore energetico negli ultimi anni, quali ad esempio i Power Purchase Agreement (PPA) e gli Energy Performance Contract (EPC).

In particolare, gli EPC sono definiti come forme contrattuali innovative che facilitano gli investimenti nel settore energetico; le Energy Service Companies (ESCOs) sono le entità che, proprio attraverso gli EPC, riescono a garantire la corretta esecuzione degli interventi nel settore energetico e, a seconda della tipologia di contratto utilizzato, si assumono il rischio finanziario o tecnico dell'intervento stesso. All'interno del modello proposto, la presenza delle ESCOs e degli EPC è considerata nella definizione del parametro principale dell'analisi economico-finanziaria, il Valore Attuale Netto (VAN, NPV).

I PPA rappresentano invece delle forme contrattuali relative all'acquisto di energia su lungo termine e che quindi interessano un qualsiasi soggetto produttore ed un acquirente, ed hanno influenza nel modello per quanto riguarda la definizione del prezzo dell'energia elettrica acquistata o venduta.

Metodologie e Strumenti

Nell'ambito del progetto di ricerca oggetto della presente Tesi di Dottorato, la metodologia applicata ha riguardato essenzialmente diverse fasi distinte:

- Attività di ricerca bibliografica, sfruttando tutti gli strumenti di ricerca forniti dall'Istituzione Universitaria;
- Analisi dello stato dell'arte sui modelli di ottimizzazione per sistemi energetici, con particolare focus sui modelli di ottimizzazione multi-obiettivo; tale fase ha avuto lo scopo di individuare un gap nella letteratura da colmare con il presente lavoro di ricerca;
- Approccio metodologico per la formalizzazione e l'implementazione del modello numerico-matematico, attraverso la definizione delle funzioni di ottimizzazione, delle variabili del problema, dei vincoli e delle condizioni al contorno e implementazione del modello in ambiente Matlab;
- Individuazione dell'algoritmo di risoluzione del problema di ottimizzazione, in funzione delle caratteristiche matematiche e fisiche delle equazioni definite nel modello;
- Attività di validazione con approccio semi-empirico del modello di ottimizzazione proposto, eseguita attraverso il reperimento di dati di letteratura e dati relativi a componenti esistenti sul mercato e confrontandoli con i dati presentati dalle curve modellate;
- Definizione dei campi di applicabilità del modello e scelta di un caso studio per un'utenza industriale;
- Presentazione e Analisi dei risultati ottenuti dall'applicazione del modello al caso studio e ai vari sotto-casi che proposti.

Le metodologie sopra descritte sono state applicate attraverso i seguenti strumenti principali:

- Matlab, software messo a disposizione dall'Istituzione Universitaria, per l'implementazione del modello di ottimizzazione e per l'esecuzione delle simulazioni e delle prove necessarie all'ottenimento dei risultati;
- Biblioteca Universitaria, cartacea e digitale, per l'analisi della letteratura di settore e la definizione dello stato dell'arte;
- Prezziari regionali o di enti terzi, per la validazione tecnico economica del modello;
- Schede commerciali e data sheet di modelli esistenti sul mercato per la validazione tecnologica del modello, sulle curve di performance.

Ipotesi di base

Il presente lavoro di Tesi di Dottorato ha lo scopo di descrivere un nuovo modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello per sistemi energetici in assetto poli-generativo, partendo da alcune assunzioni di base che verranno di seguito descritte.

La prima ipotesi riguarda l'andamento dei carichi e dei profili di temperatura definiti. Come già accennato il modello considera tre periodi di riferimento distinti, uno relativo alle condizioni invernali, uno alle condizioni primaverili/autunnali e uno alle condizioni estive.

Partendo quindi da profili orari di temperatura esterna e di carichi energetici orari definiti per ogni giorno all'interno dei periodi di riferimento, i valori sono stati mediati su base oraria al fine di ottenere un giorno tipo per ogni periodo di riferimento. Si assume quindi che ogni periodo, che convenzionalmente è posto pari ad un trimestre, sia caratterizzato dalle condizioni definite per il giorno medio; sulle condizioni caratteristiche di questo giorno tipo verranno eseguite le simulazioni sulle 24 ore.

La seconda assunzione di base riguarda il comportamento interno di ogni componente inserito all'interno del sistema energetico.

Il modello di ottimizzazione non è strutturato per ottimizzare ogni singolo elemento, quali ad esempio scambiatori di calore, bruciatori, ventilatori interni all'interno di ogni componente; di conseguenza, esso vede ogni componente come una "black box" che scambia flussi energetici con altri componenti attraverso delle determinate leggi di bilancio e tenendo conto delle reali efficienze di conversione dell'energia.

Questo implica che tutti i processi e le trasformazioni interne ad ogni componente non sono esplicitate nel modello ma sono considerate nelle curve di performance in funzione della taglia o in funzione della percentuale di carico per ogni tecnologia.

Il modello include diversi scenari di riferimento per l'esecuzione delle simulazioni, quello attuale senza e con incentivi e quello futuro. Con riferimento allo scenario futuro è stato ipotizzato che i parametri esterni al modello, come quelli di natura economico-finanziaria quali tasso di inflazione, costo dell'energia elettrica e del combustibile gas metano e come quelli di natura tecnico-ambientale quali i gradi di emissione e le efficienze di riferimento per le tecnologie, rimangano costanti nel tempo.

Struttura della Tesi

La Flow Chart della presente tesi di dottorato è mostrata nella Figura 1.

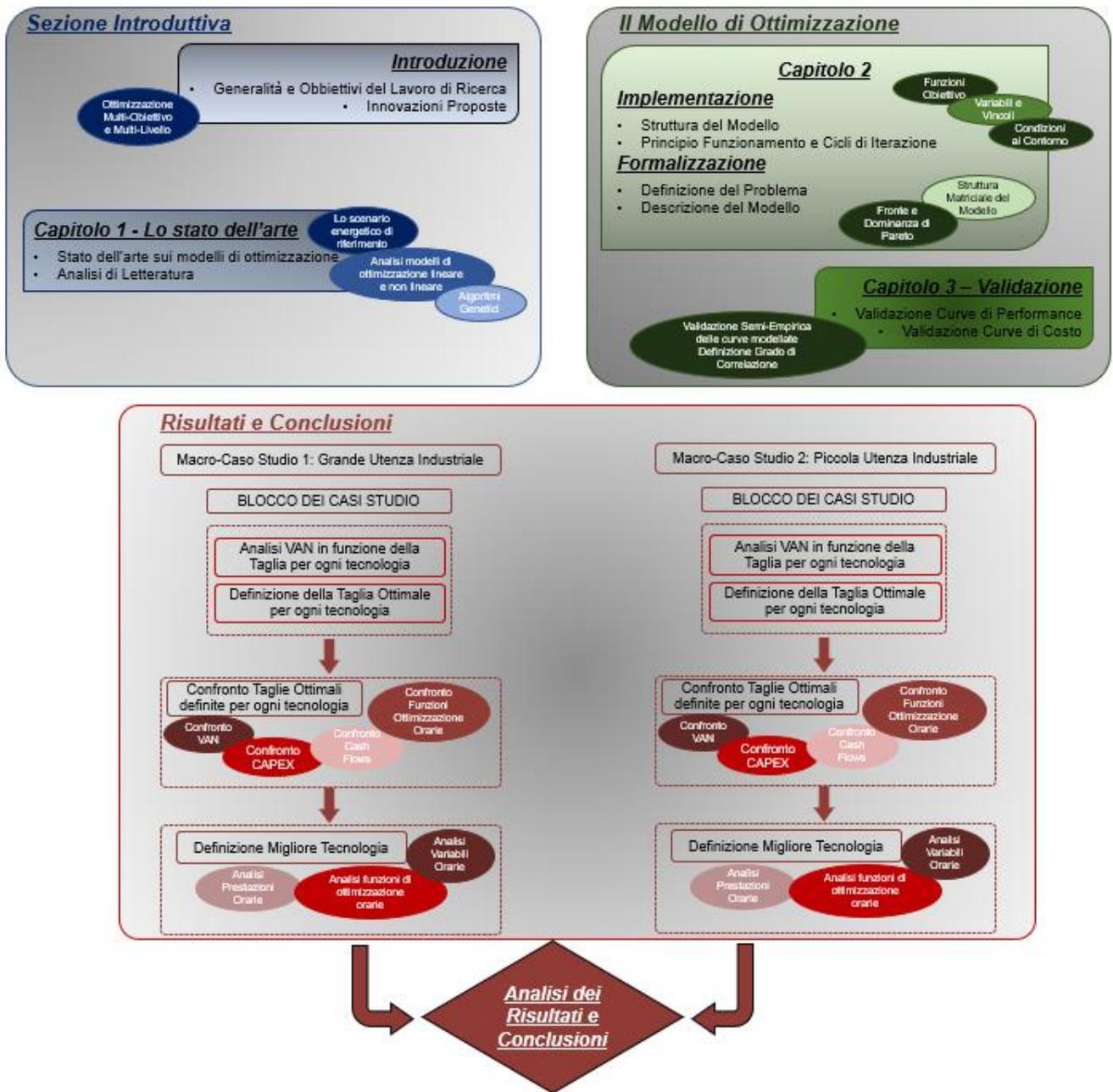


Figura 1– Flow Chart Tesi

Il primo Capitolo “**I modelli di ottimizzazione per sistemi energetici in assetto tri-generativo: lo stato dell’arte**” descrive, dopo una breve introduzione sul quadro normativo e sullo scenario energetico di riferimento relativo alla cogenerazione, la ricerca bibliografica sullo stato dell’arte inerente alla modellazione per l’ottimizzazione di sistemi energetici, con particolare focus sui sistemi in assetto co- e tri-generativo.

Vengono quindi analizzati i principali approcci e metodi seguiti in letteratura per la risoluzione di problemi di ottimizzazione lineari e non lineari vincolati, quali ad esempio la Programmazione MILP (Mixed Integer Linear Programming) e MINLP (Mixed Integer Non-Linear Programming).

Segue una descrizione della letteratura di riferimento per l'ottimizzazione multi-obiettivo, valutando le principali potenzialità, limiti e criticità delle soluzioni e degli approcci proposti nella bibliografia di settore.

Nell'ultima sezione del capitolo vengono descritti gli algoritmi di risoluzione genetici, in virtù delle principali applicazioni ai modelli di ottimizzazione nel settore dei sistemi energetici.

Nel secondo Capitolo **“Formalizzazione e Implementazione di un nuovo Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo”** vengono descritte le fasi di formalizzazione e implementazione del modello di ottimizzazione, partendo dalla definizione del problema sia da un punto di vista tecnico, che economico che ambientale. La definizione dei tre “sotto-problemi” porta all'individuazione delle tre “funzioni obiettivo” che sono sottoposte alla routine di ottimizzazione centrale del modello, su base oraria.

Nella seconda parte del capitolo viene descritto in modo dettagliato il nuovo modello di ottimizzazione, partendo dagli input del modello stesso, attraverso la definizione delle variabili decisionali, dei vincoli lineari e non lineari e delle condizioni al contorno; in questa sezione viene inoltre descritta la struttura e il funzionamento del modello, attraverso la definizione delle due routine di ottimizzazione, corrispondenti ai due livelli del modello.

Nel terzo Capitolo **“Validazione Semi-Empirica del modello di ottimizzazione”** è invece descritta la fase di validazione semi-empirica del modello di ottimizzazione proposto nel Capitolo 2. La validazione semi-empirica avviene attraverso il confronto tra le curve di prestazione e di costo modellate e quelle derivanti da dati di letteratura o da modelli commerciali esistenti. La valutazione della bontà delle curve modellate è valutata attraverso un fattore di correlazione “R quadro” ottenuto con tecniche di regressione logaritmica.

Per ogni tecnologia e componente all'interno del sistema energetico, viene illustrata la validazione delle curve di efficienza in funzione della taglia di installazione e in funzione del fattore di carico, eseguendo quindi un'analisi delle prestazioni a carico parziale. Per quanto riguarda invece la validazione dei costi, questa segue lo stesso approccio di definizione delle curve di rendimento e interessa i costi di investimento unitari e i costi operativi unitari in funzione della taglia di impianto.

Nel Quarto Capitolo **“Casi studio di applicazione del modello a due utenze industriali”** il modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello viene applicato a diversi casi studio relativi ad una grande e ad una piccola utenza industriale.

Per entrambi i macro-casi studio, dopo una breve introduzione del contesto produttivo viene eseguita una analisi dei profili dei carichi energetici, quindi sia termico che elettrico che frigorifero e dei profili di temperatura associati ad ognuno dei periodi di riferimento che verranno definiti. Per ragioni di semplicità di calcolo, ogni periodo di riferimento è associato ad un giorno tipo che rappresenta i valori medi dei carichi e dei valori di temperatura nel periodo stesso. I periodi definiti sono quello invernale, quello intermedio e quello estivo. Dalla descrizione dei carichi deriva una prima analisi preliminare sulle possibili tecnologie da adottare sia come unità di cogenerazione che come sistema di storage. Preliminarmente alla definizione ed alla discussione di ogni caso studio viene inoltre eseguito un test sull'efficacia di due diversi algoritmi di risoluzione del problema di ottimizzazione, il “*gamultiobj*” e “*fgoalattain*”; tali algoritmi, entrambi adatti alla risoluzione di problemi multi-obiettivo con vincoli lineari e non lineari, verranno valutati e confrontati sulla base dei risultati ottenuti e del tempo computazionale per ottenere tali risultati. Il test di confronto è stato ovviamente eseguito su un caso semplificato, sia in termini di elementi all'interno del sistema energetico, che in termini di numero di simulazioni orarie nella routine di ottimizzazione centrale.

Tale test preliminare permette la scelta razionale di uno dei due algoritmi di risoluzione per l'applicazione dei vari casi studio. I casi studio, come già accennato, sono analizzati per la stessa utenza industriale e quindi con le stesse condizioni al contorno di contesto e riferimento, variando però le possibili tecnologie da utilizzare all'interno del sistema energetico sia in termini di unità di cogenerazione che di storage elettrico; così facendo si ha la possibilità di testare l'ampio portfolio di tecnologie messe a disposizione dal modello di ottimizzazione.

L'esecuzione delle simulazioni per il caso studio tiene conto di tre diversi scenari di costo di riferimento descritti nell'introduzione al capitolo: scenario attuale, scenario attuale con incentivazione sull'installazione delle celle a combustibile e scenario futuro in cui, partendo da previsioni e dati in letteratura, vengono valutati i costi di installazione e i costi operativi futuri in particolare per le celle a combustibile e per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

Per ogni Macro-caso studio, come indicato nella sezione “Risultati e Conclusioni” della Figura 1, dopo aver eseguito le simulazioni complete per ogni tecnologia vengono presentate le curve del Valore Attuale Netto al variare della taglia; in tal modo vengono definite le taglie ottimali per tutte le tecnologie e gli accoppiamenti tecnologici analizzati.

Le taglie ottimali così definite sono poi oggetto di confronto nei paragrafi successivi, in cui viene definita la migliore tecnologia possibile per ogni macro-caso studio; il confronto viene eseguito sulla base dei principali parametri economico-finanziari, come ad esempio il VAN, i CAPEX e i Cash Flows annuali generabili, ma anche sulla base dei valori delle funzioni di ottimizzazione nei periodi di riferimento invernale, intermedio ed estivo. Questo garantisce quindi un approccio completo

nell'esecuzione del confronto, considerando non solo aspetti puramente economici ma anche ambientali e tecnici.

Nelle “**Conclusioni**”, sono riassunti i principali risultati del presente lavoro di tesi ed è eseguito un riepilogo a livello quantitativo delle evidenze derivanti dalle simulazioni.

Vengono riepilogate le varie fasi che hanno interessato l'attività di ricerca e le ipotesi che stanno alla base del presente lavoro di tesi di dottorato, evidenziando per ognuna di queste le principali evidenze e i principali risultati ottenuti. Nello stesso capitolo vengono poi indicati i principali sviluppi futuri per il presente lavoro di dottorato, anche in funzione delle previsioni di scenario sia da un punto di vista tecnologico che economico-normativo.

1. I modelli di ottimizzazione per sistemi energetici in assetto trigenerativo: lo stato dell'arte

Nel presente Capitolo sono descritti i principali contributi derivanti dall'analisi della letteratura di settore sullo stato dell'arte dei modelli di ottimizzazione per sistemi energetici in assetto poligenerativo, dopo una breve introduzione sullo scenario energetico e sul quadro normativo di riferimento.

1.1. Lo scenario Energetico di Riferimento

Da un punto di vista europeo, nel 2015 è stata pubblicata la “Energy Union Strategy”[3], un documento che detta la comune strategia europea al fine di garantire a tutti i consumatori europei energia pulita, sicura, competitiva e sostenibile, in tutta la fase di transizione energetica in atto.

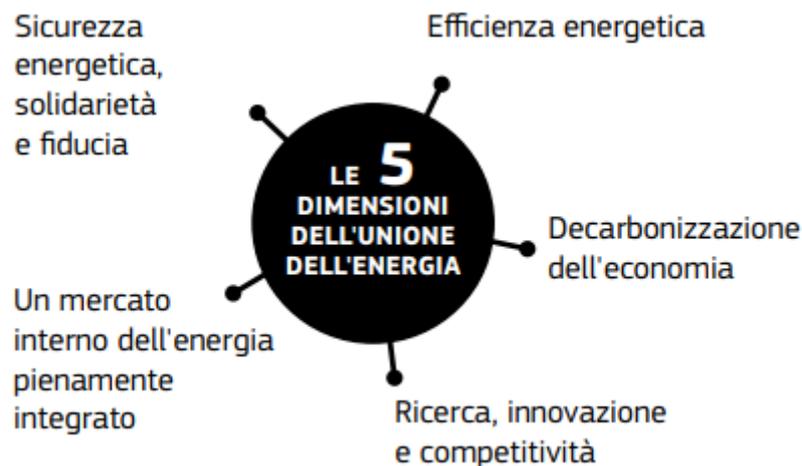


Figura 2 – Le 5 dimensioni dell'unione dell'energia [4].

La strategia europea si basa su cinque dimensioni tra loro interdipendenti, come mostrato in Figura 2:

- sicurezza energetica, solidarietà e fiducia, partendo dal concetto di diversificazione delle fonti e dei bisogni energetici delle comunità europea;
- piena integrazione del mercato europeo dell'energia, attraverso l'adozione di sistemi hardware e software che possano permettere la reale coesione;
- efficienza energetica per contenere la domanda, attraverso l'incentivazione di investimenti che possano favorire soluzioni intelligenti di generazione e consumo dell'energia;
- decarbonizzazione dell'economia, attraverso la ratifica e la messa in atto pratica del “Patto di Parigi” COP 21.

- ricerca, innovazione e competitività, attraverso, per esempio, la promozione di soluzioni innovative nell'ambito green-tech.

Un ulteriore passo avanti nella politica energetica comunitaria è stato fatto attraverso l'emanazione del "Clean Energy for all Europeans Package" nel 2019. Il pacchetto è costituito da 8 nuove leggi che ogni stato membro ha convertito in legge nazionale in un termine di 1 o 2 anni, e che riguardano gli 8 aspetti principali della transizione energetica:

- Performance energetiche nel settore, attraverso la Direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 Maggio 2018 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica; l'obiettivo ultimo della direttiva è quello di incrementare l'efficienza del parco immobiliare di ogni stato membro attraverso una serie di interventi incentivanti e di mitigazione del rischio finanziario per investimenti nel settore dell'edilizia; oltre al miglioramento delle prestazioni energetiche dell'involucro edilizio, la direttiva punta alla revisione e alla ristrutturazione degli impianti a servizio del settore edilizio, con particolare focus alle predisposizioni per sistemi intelligenti di gestione energetica e alla mobilità elettrica. Il settore dell'edilizia, residenziale e non, è responsabile infatti per il 40% del consumo energetico in Europa, e per il 36% delle emissioni di CO₂ [4].
- Energia Rinnovabile, partendo dagli obiettivi già fissati nel 2009, con il raggiungimento dell'aumento al 20% della quota di energia rinnovabile, la direttiva (UE) 2018/2001 Del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 Dicembre 2018 [5] mira al raggiungimento della quota del 32% del mix energetico per il 2030; la direttiva ha lo scopo di promuovere l'incremento della capacità di impianti rinnovabili, attraverso una serie di meccanismi di semplificazione burocratica ma anche attraverso il riconoscimento del ruolo attivo di ogni cittadino attraverso i concetti di autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta e di comunità energetica. La direttiva RED II del 2018 è stata poi revisionata nel Luglio 2021, in accordo a quanto previsto dal "European Green Deal" e quindi con l'obiettivo di diventare climaticamente neutri entro il 2050 (zero emissioni), incrementando la percentuale minima di influenza delle rinnovabili nel mix energetico pari a 40%.
- Efficienza Energetica, attraverso la direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 Dicembre 2018 [6] che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica; l'obiettivo posto dalla direttiva per gli stati membri è quello di raggiungere un incremento dell'efficienza energetica al 2030 pari al 32,5%; in termini assoluti, il consumo energetico per l'intera UE nel 2030 non dovrà essere superiore a 1128 Mtep (Milioni di

tonnellate equivalenti) per quanto riguarda l'energia primaria e non superiore a 846 Mtep per quanto riguarda l'utilizzo finale di energia.

- Governance dell' "Unione Energetica"; attraverso il Regolamento (Ue) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 [7] viene stabilito che ogni stato membro dovrà redigere un "Piano Nazionale per l'Energia e per il Clima" decennale per gli anni 2021-2030. Il meccanismo di governance dell'unione energetica si baserà sull'integrazione tra i piani decennali di ogni stato membro e avrà, tra gli altri, l'obiettivo di ridurre le incertezze amministrative, promuovendo una strategia a medio-lungo termine che possa promuovere investimenti nel settore energetico.
- Electricity Regulation, Electricity Directive, Risk Preparedness e ACER, attraverso direttive e regolamenti dedicati.

Tra tutti gli argomenti trattati nel "Clean Energy for all Europeans Package", quello di maggior interesse ai fini della presente tesi di Dottorato è quello relativo all'efficienza energetica.

Nel 2007, gli stati membri hanno fissato i seguenti obiettivi minimi per il 2020:

- Riduzione del 20% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990
- Incremento fino al 20% del peso delle rinnovabili nel mix energetico
- Incremento del 20% dell'efficienza energetica

In termini assoluti, il consumo energetico per l'intera UE nel 2020 l'obiettivo era quello di raggiungere un consumo di energia primaria non superiore a 1483 Mtep e non superiore a 1086 Mtep per quanto riguarda l'utilizzo finale di energia.

Come si nota dalla Figura 3 il trend di consumo di energia finale ha subito un netto calo dal 2007 al 2014, in virtù delle prime misure messe in atto dagli stati membri e di una crescita economica molto frenata dalla crisi finanziaria. Dal 2014 al 2018 il trend è stato invece invertito, a causa della ripresa economica ma anche a causa delle condizioni climatiche, in particolare inverni molto rigidi.

Nel 2020, secondo dati EUROSTAT il consumo di energia primaria era superiore del 5,8% rispetto agli obiettivi 2020, mentre il consumo di energia finale era superiore del 3,5%. I dati di consumo relativi al 2020 hanno segnato una riduzione dei consumi legata principalmente alla Pandemia da CoVid-19, ma le previsioni di crescita comportano un notevole effetto rimbalzo sui consumi energetici nei prossimi anni.

Con la già citata Direttiva (EU) 2018/1999, l'Unione Europea ha stabilito nuovi obiettivi per il 2030, come il raggiungimento di un incremento dell'efficienza energetica al 2030 pari al 32,5%.

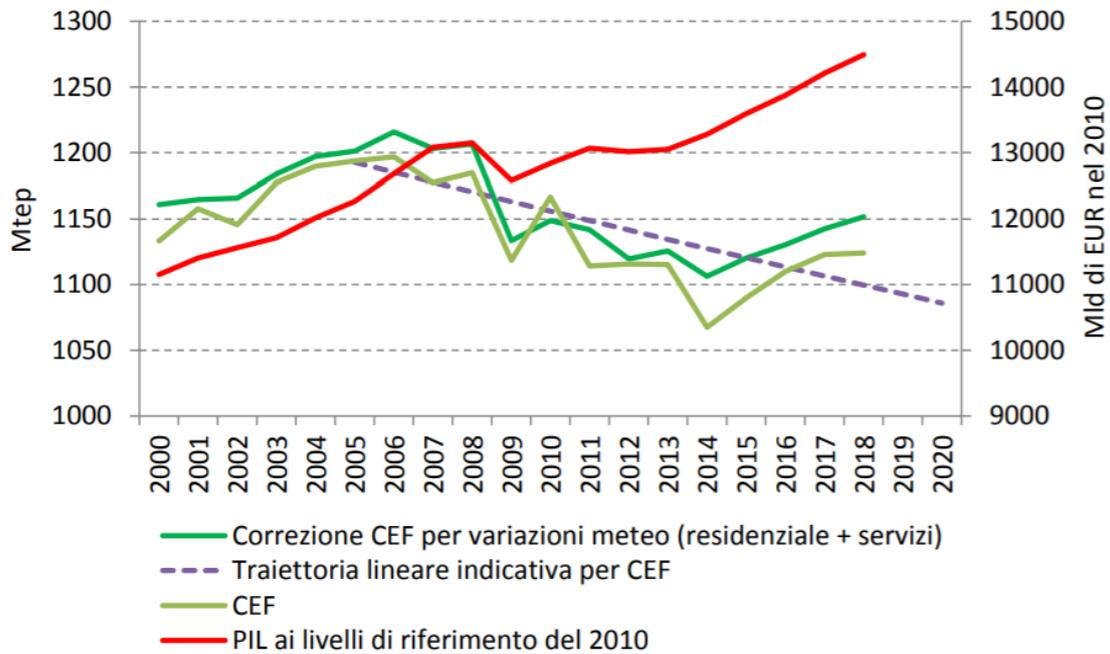


Figura 3 - PIL e Consumo di energia finale nel periodo 2000-2018 [8]

La cogenerazione e la tri-generazione rappresentano dei mezzi fondamentali per raggiungere i target di efficienza energetica stabiliti dagli stati membri dell’UE; per tale ragione, attraverso la cosiddetta “Direttiva Cogenerazione”[9], sono state messe in campo una serie di misure volte ad incrementare l’utilizzo della tecnologia e il raggiungimento della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

La Figura 4 mostra un quadro normativo generale, che indica le principali direttive europee in materia di cogenerazione ad alto rendimento.

La figura, con riferimento alla situazione normativa italiana, indica anche i principali decreti attuativi delle direttive europee [10].

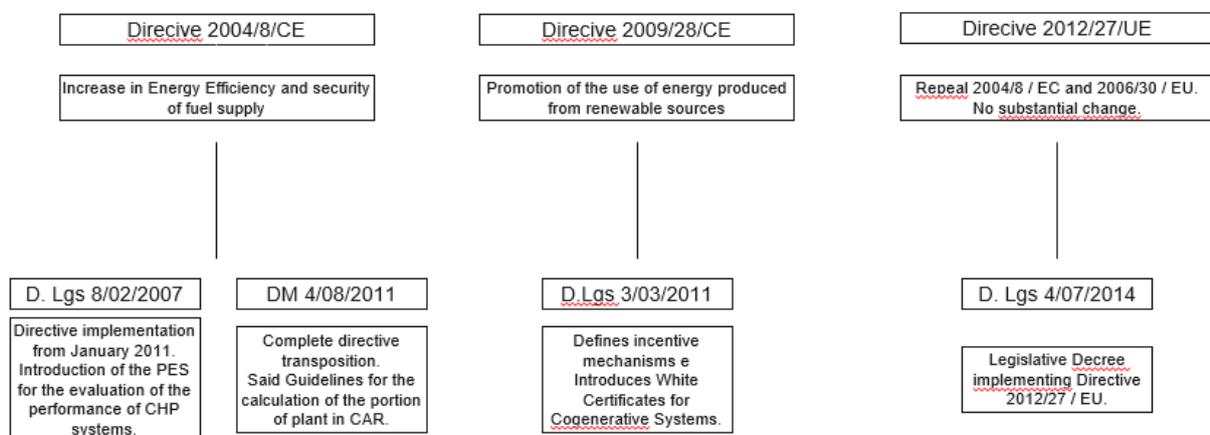


Figura 4 - Quadro Normativo Italiano di Riferimento

Con riferimento alla situazione italiana, i principali benefici che la normativa vigente riconosce alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono [11]:

- ✓ la precedenza, nel campo del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- ✓ agevolazioni fiscali sulle accise sul gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- ✓ per le utenze domestiche, o comunque per impianti medio-piccoli con potenza nominale fino a 200 kW, la possibilità di accedere al servizio di scambio in loco dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- ✓ la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- ✓ in caso di integrazione di fonti energetiche rinnovabili, la possibilità di ottenere le riduzioni tariffarie per gli impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili;
- ✓ la possibilità di accedere al mercato dei Certificati Bianchi.

1.2. Stato dell'Arte sui Modelli di Ottimizzazione

Le unità di cogenerazione sono sistemi energetici ad alte prestazioni, in cui devono essere presi in considerazione diversi aspetti. Iliev et al. [12] hanno analizzato le prestazioni e il funzionamento di diverse unità di cogenerazione, basate su motori a combustione interna e turbine a gas, eseguendo un'indagine multi-parametrica.

Oltre alle tecnologie convenzionali, possono essere adottati sistemi più innovativi per scopi di cogenerazione. Tra questi sistemi, i sistemi basati su celle a combustibile sono infatti soluzioni importanti e all'avanguardia che sono monitorate e studiate dalla comunità scientifica internazionale [13,14]. Le loro elevate prestazioni e la loro flessibilità le rendono adatti a quelle applicazioni in cui la poli-generazione è il cuore del sistema energetico [15,16].

Sebbene il layout dei sistemi CHP (Combined Heat and Power) e CCHP (Combined Cooling Heat and Power) sia ben noto da un punto di vista tecnico, la strategia operativa ottimale di tali sistemi energetici poli-generativi è relativamente complessa, a causa dell'elevato numero di variabili e vincoli da prendere in considerazione. Questa complessità diventa più marcata quando i sistemi vengono indagati attraverso processi di ottimizzazione, date le diverse funzioni obiettivo che devono essere identificate e risolte.

Diversi autori in letteratura hanno proposto e presentato modelli per l'ottimizzazione di sistemi convenzionali e innovativi, ottenendo importanti ed interessanti risultati.

Sigarchian et al. [17] hanno studiato e ottimizzato le prestazioni di un ospedale, analizzato come sistema di poli-generazione. Il confronto tra il sistema di poli-generazione e un sistema tradizionale

di riferimento ha mostrato, per diversi scenari, una riduzione del consumo di carburante del 14-32%, delle emissioni di CO₂ del 10-29% e del costo annualizzato del 7-19%. Fazlollahi et al. [18] ha presentato un modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-periodo per i sistemi energetici distrettuali. Gli autori hanno studiato anche un caso studio che ha mostrato che grazie all'ottimizzazione proposta, gli impatti ambientali possono essere ridotti fino al 50-65% con una riduzione del costo totale annuo al 22-27%. Un modello di simulazione dettagliato per i sistemi CCHP è proposto da Tian et al. [19], rispetto ad un modello semplificato, per ottimizzare la strategia operativa dell'impianto e minimizzare i costi operativi.

Kazagic et al. [20] hanno analizzato una soluzione modulare per fornire il servizio in modalità cogenerazione per il teleriscaldamento. Il software EnergyPRO è stato adottato per ottimizzare il sistema, in termini di progettazione delle dimensioni dei principali componenti, considerando indicatori economici e ambientali. Il modello è stato poi validato per un caso studio nel Comune di Visoko.

Ondeck et al. [21] hanno studiato e analizzato l'integrazione delle unità di generazione CHP con i sistemi fotovoltaici. L'impianto di cogenerazione è stato progettato per funzionare in isola, scollegato dalla rete, fornendo servizio ad un quartiere soddisfacendo il fabbisogno di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento richiesto dalle utenze residenziali. Gli autori hanno adottato una scomposizione lagrangiana per ottimizzare il sistema in termini di dimensionamento e strategia operativa, minimizzando il costo complessivo dell'impianto.

1.3. Mixed-Integer Programming (MIP)

La programmazione intera mista rappresenta uno degli strumenti più usati per la risoluzione di problemi di ottimizzazione di sistemi energetici. Di seguito sono descritti due diversi approcci, uno relativo ai problemi lineari e l'altro relativo alla programmazione non lineare, che include equazioni di vincolo, condizioni al contorno e struttura della funzione obiettivo non lineari.

1.3.1. Mixed-Integer Linear Programming

Il metodo più comune adottato in letteratura è l'approccio di programmazione lineare intera mista (MILP).

Affinché un problema possa essere definito lineare, è necessario che le equazioni (o disuguaglianze) che rappresentano la funzione obiettivo e i vincoli a cui sono soggette le variabili siano entrambe lineari. Esistono diversi tipi di programmazione lineare:

- LP: quando le variabili del problema sono continue
- ILP: quando le variabili sono identificate da numeri interi
- MILP: quando le variabili sono sia continue che intere

La struttura di un problema di ottimizzazione lineare intera mista può essere descritta dal seguente sistema di equazioni:

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_m \quad (1)$$

Sotto i seguenti vincoli:

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \quad (2)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 \quad (3)$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m \quad (4)$$

Dove x_i rappresentano le variabili del sistema e devono essere maggiori o uguali a zero. Questa imposizione è legata al fatto che il modello di ottimizzazione si riferisce a problemi fisici reali, in cui le grandezze fondamentali non possono assumere valori negativi [22]. L'approccio della modellazione lineare è stato ampiamente trattato in letteratura.

Iyer e Grossmann (1998) [23] hanno proposto un modello MILP per la sintesi e la pianificazione operativa di sistemi di utilities con funzionamento multiperiodo con esigenze variabili. L'obiettivo era ridurre al minimo la somma dei costi operativi totali, sommati su tutti i periodi di attività, e il costo di investimento ammortizzato delle apparecchiature. La formulazione includeva variabili binarie sia per la selezione che per lo stato operativo delle unità durante ciascun periodo, e variabili continue per le dimensioni e le variabili di funzionamento. Gli autori hanno proposto un metodo di scomposizione per ridurre la complessità computazionale del problema: al livello superiore si sceglie la configurazione del sistema, rilassando le variabili intere operazionali e risolvendo un problema MILP con poche variabili binarie.

Maréchal e Kalitventzeff [24] hanno proposto un modello MILP per l'analisi di sistemi di utilities con funzionamento multiperiodo che devono essere integrati termicamente nel processo chimico. Hanno combinato il modello MILP proposto da Iyer e Grossmann per l'ottimizzazione della pianificazione operativa dei sistemi di utilità con i vincoli sui sistemi di distribuzione di calore a cascata multiperiodo presentati in [25]. Per mantenere la formulazione lineare, gli autori hanno assunto che le curve di prestazione ed i costi delle unità siano lineari a tratti rispetto alle variabili reali.

Arcuri et al. [26] hanno descritto un modello di Programmazione Lineare Intera Mista (MILP) per l'ottimizzazione di un impianto CCHP in un complesso ospedaliero, sviluppando una procedura di ottimizzazione sia a breve termine (l'anno solare) che a lungo termine (la vita utile dell'impianto).

In [27] è illustrato un modello di ottimizzazione per un sistema di cogenerazione alimentato con combustibili fossili e sotto controllo delle emissioni inquinanti. La funzione obiettivo tiene conto del costo del carburante, del costo dell'energia e delle emissioni, con il vincolo principale dei limiti di emissione.

In [28] viene sviluppato un modello di ottimizzazione per un sistema di cogenerazione. Con integrazione rinnovabile, in cui la funzione obiettivo include il costo di investimento dell'impianto e il costo dell'energia, sotto il vincolo dell'offerta di energia elettrica e del bilanciamento della domanda. Fukushima et Al. [29] hanno descritto un modello lineare che prende in considerazione le fasi di carica e scarica di una batteria di veicoli elettrici per la gestione dei picchi di energia (smart charge) e quindi la gestione energetica intelligente di un edificio.

Costa e Fichera [30] hanno proposto un modello di ottimizzazione MILP per il dimensionamento di un impianto di cogenerazione, sotto due diversi problemi di scenario e basato su dati sperimentali di input in termini di consumi di energia termica ed elettrica. Darai et al. [31] hanno adottato il metodo MILP per ottimizzare il funzionamento degli impianti di cogenerazione contestualizzati in un sistema energetico più completo, composto da pannelli fotovoltaici, sistemi solari, energia idroelettrica, veicoli elettrici e impianti di riscaldamento isolati. Gli autori generano un modello che è stato ulteriormente utilizzato per valutare le prestazioni degli impianti di cogenerazione in un'operazione combinata con fonti rinnovabili, pompe di calore e mobilità elettrica, riducendo al minimo il costo complessivo. Majewski et al. [32] hanno fatto presente come, spesso, le incertezze vengono trascurate nei processi di ottimizzazione. Per incorporare parametri incerti, gli autori hanno applicato il concetto di ottimizzazione multi-obiettivo robusta minmax per la progettazione di sistemi di approvvigionamento energetico sostenibili, proponendo una formulazione di problemi lineari a interi misti. La formulazione proposta ha permesso di identificare robusti progetti sostenibili che garantiscono la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. È stato dimostrato che i sistemi energetici mostrano tipicamente incertezze oggettive. Pertanto, è ancora possibile derivare un fronte di Pareto. Omu et al. [33] hanno introdotto un modello DENO (ottimizzazione della rete energetica distribuita) all'interno di una ottimizzazione tramite MILP, e lo hanno applicato a uno sviluppo ad uso misto costituito da varie tipologie di edifici. Il modello consente di determinare i componenti della generazione di energia tra diverse opzioni, il sito e le taglie di ciascuna tecnologia selezionata, il programma di funzionamento ottimale e la disposizione ottimale delle tubazioni di riscaldamento. Sia gli aspetti economici che quelli ambientali sono stati presi in considerazione nella funzione obiettivo con relativi fattori di ponderazione. Yang et al. [34] hanno sviluppato un modello MILP avanzato e complesso per la progettazione e il funzionamento ottimali di un DEN (Distributed Energy Network) considerando residenza, centro commerciale, hotel e ospedale. I progressi e le complessità del modello proposto includono, oltre alle tradizionali tecnologie energetiche (ad es. motori a gas, turbine a gas, ecc.), anche varie tecnologie di energia rinnovabile (ad es. FV e turbine eoliche) e gli accumulatori di calore e freddo. Wakui e Yokoyama [35] hanno affrontato, come novità, il problema di ottimizzazione del DEN integrato con unità di cogenerazione per edifici residenziali, basato su un

metodo MILP (programmazione lineare intera mista). Ameri et al. [36] hanno sviluppato un modello MILP per determinare le strategie ottimali che riducono al minimo il costo energetico complessivo per un sistema trigenerativo. Carvalho et al. [37] hanno introdotto un modello MILP per l'analisi ottimale di un sistema trigenerativo soggetto alla minimizzazione del suo impatto ambientale associato alla produzione di apparecchiature e al consumo di risorse. Di Somma et al. [38] hanno sviluppato un modello MILP per ottimizzare la progettazione di un sistema di trigenerazione basato su motore a combustione interna alimentato a gas. Nel loro modello, i costi giornalieri dei vettori energetici e le emissioni di carbonio sono stati combinati in una funzione oggettiva completa. Ju et al. [39] hanno utilizzato il metodo di programmazione degli obiettivi per l'ottimizzazione multi-obiettivo di un modello CCHP basato su MILP. Ristrutturando l'obiettivo unico, il modello può essere ottimizzato con l'utilizzo dell'energia e il costo di esercizio, nonché con le emissioni di carbonio.

Casisi et al. [40] hanno presentato un modello di ottimizzazione di un sistema di cogenerazione distribuita con rete di teleriscaldamento, applicato ad una situazione di vero centro urbano. Il sistema di cogenerazione urbana distribuita comprende sia un insieme di microturbine a gas, poste all'interno di alcuni edifici pubblici, sia un sistema di cogenerazione centralizzato basato su un motore a combustione interna. La funzione obiettivo adottata per l'ottimizzazione è il Costo Annuale Totale di proprietà, manutenzione e funzionamento dell'intero sistema. Per affrontare il problema, gli autori hanno proposto un innovativo modello lineare intero misto (MILP), risolto da un software commerciale. Buoro et al. [41], utilizzando un modello MILP, hanno messo in evidenza come la minimizzazione simultanea dei costi complessivi e delle emissioni inquinanti è sempre contraddittoria, poiché spesso è costoso utilizzare tecnologie rispettose dell'ambiente. GonzaloGuillén-Gosálbez [42], come novità scientifica per i modelli MILP per l'ottimizzazione multi-obiettivo, ha introdotto un metodo sistematico per ridurre il numero di obiettivi nell'ottimizzazione multi-obiettivo con enfasi sui problemi ambientali. L'approccio presentato si basa su una nuova formulazione di programmazione lineare mista intera che riduce al minimo l'errore di omettere gli obiettivi.

In generale, i principali vantaggi dei modelli MILP, rispetto alla modellazione non lineare, sono due [43]:

- A causa della convessità dei problemi lineari, la soluzione è certamente convergente e rappresenta un ottimo globale. La soluzione non può essere trovata solo nel caso in cui il dominio di fattibilità è vuoto (cioè le equazioni relative ai vincoli del sistema sono in contraddizione tra loro) o quando il problema non è ben definito come condizioni al contorno [44]. L'accuratezza della soluzione è quindi definita dal "branch and bound gap" [45]. Il metodo "branch and bound" è un approccio risolutivo che può essere applicato non solo ai

problemi interi, e si basa sul principio che ogni insieme di soluzioni ammissibili può essere suddiviso in sottoinsiemi più piccoli di soluzioni. Questo metodo permette di trovare una soluzione intera ad un problema di ottimizzazione, partendo dalla risoluzione del problema come un normale modello di programmazione lineare senza restrizioni intere (soluzione rilassata). Quindi si può trovare una soluzione intera, per mezzo di un diagramma ad albero di nodi e ramo.

- Esistono molti software di modellazione e ottimizzazione lineare, facilmente reperibili sul mercato, che hanno una buona efficienza (es., CPLEX [46], Gurobi [47], Xpress [48], MATLAB [49])

In [50] sono descritti i principali fenomeni non lineari nell'ottimizzazione dei sistemi energetici, che rappresentano un limite per i metodi MILP.

Steen et Al. [51] hanno notato che, quando l'accumulo di energia termica è una variabile decisionale del problema, la formulazione del MILP non è in grado di ottenere una soluzione ottimale, poiché la temperatura dell'accumulo non può essere direttamente tracciata. L'unica soluzione possibile è valutare bilanci energetici lineari tenendo traccia dell'energia immagazzinata in ogni fase temporale e calcolare la perdita di calore in funzione dell'energia immagazzinata.

Un altro approccio per affrontare i limiti dei metodi MILP è indicato in [52] che consiste nel selezionare una serie di giorni tipici o rappresentativi, utilizzando dati orari medi su un periodo. Gli svantaggi di questo approccio consistono nel trascurare i picchi di carico della domanda. Per superare questi limiti, molti lavori in letteratura consigliano di utilizzare algoritmi di clustering.

Un ulteriore metodo per affrontare il problema dell'alta dimensionalità è la tecnica del rolling-horizon, che permette di risolvere il problema di ottimizzazione per brevi periodi, e, passo dopo passo, includere altri time-lapse fino a quando non è stato analizzato l'intero periodo considerato. Se nel sistema energetico considerato è implementato un accumulo di energia termica, il problema corrispondente risulta “dinamico” e la soluzione a tempo intero potrebbe essere diversa dalla somma di ogni soluzione a giri.

1.3.2. Mixed-Integer Non-Linear Programming (MINLP)

I problemi non lineari sono caratterizzati dalla presenza di equazioni (o disequazioni) che rappresentano la funzione obiettivo o i vincoli, non lineari.

In [53] viene fornita una formulazione generale per un problema di programmazione non lineare:

$$\min_x f_0(x) \tag{5}$$

$$b_i^{LO} \leq f_i(x) \leq b_i^{UP} \quad \forall i \in M := \{1, \dots, M\} \tag{6}$$

$$x_j^{LO} \leq x_j \leq x_j^{UP} \quad \forall j \in N := \{1, \dots, N\} \tag{7}$$

$$x_j \in Z \quad \forall j \in S \subseteq N \quad (8)$$

Dove:

- M rappresenta l'insieme dei vincoli
- N rappresenta un insieme di variabili
- S rappresenta un insieme di variabili discrete
- b_i^{LO} e b_i^{UP} sono il limite inferior e superior dell'insieme dei vincoli M
- x_j^{LO} e x_j^{UP} sono il limite inferiore superior dell'insieme dei vincoli N

Una possibile struttura della funzione obiettivo è la seguente:

$$f_i(x) = c_i + a_i^T x + x^T Q_i x + \sum_{s \in S} c_{s,i} \cdot \prod_{j \in N} x_j^{p_{s,i,j}} + \sum_{j \in N} c_{e,i,j} e^{x_j} + \sum_{j \in N} c_{e,i,j} \log x_j \quad (9)$$

Dove tutti i coefficienti e le potenze sono reali costanti.

Un altro esempio di utile applicazione dei modelli di ottimizzazione multi-obiettivo MINLP nel settore energetico, nei sistemi a scala distrettuale, è stato fornito da [54]. Zheng et al. hanno considerato quattro scenari come contesto energetico, descrivendo un sistema energetico dove è possibile integrare molte fonti energetiche, attraverso l'implementazione di più tecnologie.

In [54], viene sviluppato un modello di ottimizzazione in GAMS (General Algebraic Modeling System), un ambiente di modellazione utile per risolvere problemi di programmazione e ottimizzazione per sistemi su larga scala [55], [56], [57], [58]. In [59] è stato sviluppato un algoritmo di discretizzazione adattativa MINLP per l'ottimizzazione di un sistema energetico distribuito, in cui viene implementata un'interazione iterativa tra MILP e programmi non lineari.

Il limite principale per i MINLP è l'alto costo computazionale e la complessità. Un metodo utile per ridurre la complessità è la linearizzazione a tratti, che è un metodo basato sulla linearizzazione di una funzione non lineare in un dato numero di intervalli.

La principale limitazione di tale approccio è che le condizioni del problema di ottimizzazione cambiano e la soluzione del problema lineare sarà tanto più accurata quanto più saranno gli intervalli di linearizzazione.

Il metodo della linearizzazione a tratti è utilizzato da [60], per approssimare le curve di prestazione di un motore a combustione interna, di una caldaia e di un Chiller ad assorbimento. L'approccio linearizzato a tratti è utilizzato anche da Voll et Al. [61] per gestire le curve di costo di investimento non lineari e le curve di funzionamento a carico parziale.

Dvorak et Al. [62] hanno utilizzato una funzione linearizzata a tratti per la portata massica per approssimare l'efficienza della turbina di estrazione-condensazione e della generazione di vapore.

Inoltre l'operazione di linearizzazione a tratti è relativamente semplice per funzioni con un grado di libertà, mentre è molto più impegnativa per unità con due gradi di libertà [63]. [64] fornisce un esempio di linearizzazione a tratti per una funzione a due variabili.

I fenomeni non lineari possono essere valutati quando viene adottata una programmazione non lineare intera mista (MINLP). Deng et al. [65] hanno proposto un vero e proprio modello di ottimizzazione operativo per ridurre al minimo i costi operativi giornalieri di una stazione energetica, utilizzando il metodo MINLP. Wu et al. ha proposto un modello di ottimizzazione multi-obiettivo, per definire la strategia operativa ottimale per un sistema micro-CCHP [66]. Gli autori hanno adottato una tecnica MINLP per ottimizzare il risparmio energetico e ridurre al minimo i costi. Onishi et al. [67] hanno studiato un sistema CCHP proponendo un modello di ottimizzazione MINLP e tenendo conto di diversi scenari stocastici in termini di prezzo e domanda energetica. L'obiettivo principale era affrontare l'ostacolo rappresentato dall'incertezza a lungo termine dei prezzi e dei consumi energetici e trovare un sistema CCHP in grado di operare in modo ottimale in diversi scenari. Santos e Uturbey [68] hanno presentato un modello di ottimizzazione che minimizza il costo di esercizio per un impianto di trigenerazione, adottando un approccio MINLP per minimizzare il costo complessivo. Per descrivere i dati prestazionali, gli autori hanno considerato gli indici termoelettrici come dati reali facilmente individuabili e ricavabili in ambito industriale. L'applicazione a un caso studio ha dimostrato che la strategia ottimizzata ha consentito una riduzione dei costi operativi variabile tra il 2 e il 4%. Liu et al. [69] hanno presentato un modello di ottimizzazione multiobiettivo per la progettazione ottimale di un impianto di poligenerazione a metanolo/elettricità. I criteri economici e ambientali sono simultaneamente ottimizzati su una sovrastruttura che cattura una serie di possibili combinazioni di tecnologie e tipi di apparecchiature. Il modello risultante è formulato come un problema di programmazione non lineare a interi misti non lineare. Wang et al. [70] hanno proposto un modello MINLP multi-obiettivo basato su due stadi per ottimizzare la progettazione e il dispacciamento in sistema BIES (Building Integrated Energy System). Viene proposto un approccio di analisi della robustezza con un basso costo computazionale per verificare la robustezza dei risultati a posteriori combinando la simulazione Monte Carlo e l'ottimizzazione del processo. Inoltre, la robustezza della configurazione della capacità viene valutata per varie soluzioni ottimali sotto le variazioni stocastiche nella fase operativa. Rubio-Maya et al. [71] hanno proposto una procedura di ottimizzazione in due fasi, in cui il primo step è proprio un problema MINLP per la progettazione di un sistema preliminare sulla base delle seguenti semplificazioni: (1) è possibile selezionare un solo tipo di unità per ogni richiesta di energia, (2) le unità hanno dimensioni continue, (3) le unità possono avere 3 modalità operative predefinite (vale a dire, modalità a pieno carico, monitoraggio del calore o monitoraggio dell'elettricità), (4) vengono presi in considerazione solo i dati medi mensili della

domanda di energia. Taccari et al. [72] hanno confrontato due approcci di ottimizzazione per affrontare la pianificazione operativa a breve termine dei sistemi energetici, comprese centrali elettriche, caldaie, accumulatori di calore e unità di cogenerazione. In particolare, gli autori hanno prima analizzato una formulazione di programmazione non lineare mista intera per il problema e poi una lineare mista intera, ottenuta utilizzando approssimazioni lineari a tratti delle funzioni di prestazione non lineari. Gli autori hanno concluso che gli algoritmi MINLP allo stato dell'arte non sono in grado di risolvere solo il sotto-problema di scheduling ottimale (dove le variabili di progetto sono fisse). Per questo motivo, diversi autori hanno proposto approcci di linearizzazione o strategie di scomposizione e algoritmi risolutivi ad hoc.

Arcuri et al. [50] hanno proposto un modello di ottimizzazione MINLP per un impianto di trigenerazione, con l'obiettivo di determinare la tipologia, le dimensioni e la strategia operativa ottimali. Vengono utilizzate variabili decisionali binarie e vincoli non lineari e vengono presentate molte alternative di impianto, dal motore a combustione interna tradizionale alle celle a combustibile.

1.4.Ottimizzazione Multi-Obiettivo

L'approccio multi-obiettivo all'ottimizzazione tecnica, economica ed ambientale nel settore energetico è stato utilizzato ampiamente in letteratura. Di seguito si riportano le principali attività svolte nel settore ed analizzate per il presente lavoro di Tesi di Dottorato.

Franco e Bellina [73] hanno proposto un'ottimizzazione multi-obiettivo per i sistemi di cogenerazione applicati alle reti di teleriscaldamento, dove le unità CHP operano solitamente per soddisfare il carico termico della rete. Gli autori hanno quindi sviluppato un modello matematico che mira a minimizzare il costo del sistema e massimizzare i rendimenti energetici: una produzione elettrica il più vicino possibile alle esigenze di carico e una produzione termica con il minor degrado possibile. Il modello è stato poi applicato a diversi casi di studio. Chen et al. [74] hanno creato un modello di ottimizzazione ad alta precisione, che consente di ridurre al minimo i costi operativi e le emissioni di CO₂ di un impianto di cogenerazione. Yang et al. [75] hanno proposto un'ottimizzazione multi-obiettivo di una centrale elettrica basata su celle a combustibile ad alta temperatura, alimentata con syngas processato tramite un reattore a spostamento di acqua e gas. Gli autori hanno adottato un metodo di ottimizzazione innovativo, basato su un approccio di comportamento animale collettivo migliorato (CAB), considerando come funzioni oggettive l'efficienza elettrica e la produzione elettrica, per un'operazione nella generazione di cogenerazione. Bellos e Tzivanidis [76] hanno studiato l'integrazione di una turbina con collettori solari, come sistema energetico di trigenerazione, ottimizzando il funzionamento in condizioni stazionarie in termini di efficienza energetica, costo ed

efficienza energetica. Gli autori hanno adottato sia un'ottimizzazione della singola prestazione, ovvero energetica, exergetica ed economica, sia un'ottimizzazione multiobiettivo.

Chen et al. [77] hanno studiato un sistema complesso composto da un'unità CHP a gas naturale, vale a dire un motore a combustione interna, integrato con pompe di calore ad assorbimento e scambiatori di calore, e pompe di calore geotermiche. Gli autori hanno proposto e convalidato un modello matematico, quindi lo hanno utilizzato per eseguire un'ottimizzazione multi-criterio per massimizzare le prestazioni del sistema, sia in condizioni di pieno carico che non.

1.5. Algoritmi Genetici ed Euristici

A causa della complessità della modellazione e della valutazione del sistema, vengono adottate tecniche più avanzate per valutare le prestazioni dei sistemi energetici, insieme a modelli di ottimizzazione. Una rassegna completa degli algoritmi euristici che possono essere utilizzati per valutare il funzionamento dell'unità CHP è fornita da Nazari-Heris et al. [78], considerando tecniche tradizionali e innovative.

Un modello basato sull'approccio di modellazione a matrice è presentato da Liu et al. [79], al fine di ottimizzare il dimensionamento di un Sistema CCHP. Le prestazioni dei componenti e dei flussi di conversione sono state indicate utilizzando una Matrice di Conversione e l'ottimizzazione è stata effettuata adottando metodi di programmazione quadratica sequenziale. Urbanucci et al. [80] hanno proposto un metodo di ottimizzazione per i sistemi di poligenerazione, basato sulla media mobile dei dati in tempo reale dei consumi energetici, ovvero l'adozione di un'ottimizzazione operativa in tempo reale (RTOO). Gli autori hanno fornito anche un confronto tra la previsione e il metodo in tempo reale.

Luo et al. [81] hanno proposto un modello di ottimizzazione non lineare multiobiettivo per un sistema energetico distribuito, adottando un algoritmo genetico e studiando il caso di studio di una piscina coperta in Cina. Vahid Pakdel et al. [82] hanno fornito un'indagine completa sugli hub energetici collegati alle unità di cogenerazione, con un focus su tre specifiche richieste degli utenti: elettricità, calore e acqua. Gli hub includevano anche unità di desalinizzazione, pozzo d'acqua e stoccaggio. Gli autori hanno adottato il software GAMS per ottimizzare il sistema, considerando come funzioni oggettive la minimizzazione dei costi di sistema e l'estrazione dell'acqua dai pozzi. Kwan et al. [83] hanno valutato l'integrazione di diverse tecnologie di pompe di calore in un sistema micro-CHP, basato su celle a combustibile. Gli autori hanno incluso la modellazione matematica per il funzionamento delle tecnologie coinvolte, nonché un'ottimizzazione multi-obiettivo per ridurre al minimo il costo del sistema e massimizzare l'efficienza relativa al consumo di energia dell'idrogeno,

tramite l'adozione dell'algoritmo genetico non ordinato II (NSGA-II), che è stato precedentemente applicato dagli autori per diverse indagini [84,85].

Liu et al. [86] hanno adottato tecniche di ottimizzazione PSO (Particle Swarm Optimization) per analizzare le prestazioni dei sistemi CHP a base di carbone, con l'obiettivo di ridurre il tasso di distruzione dell'exergia accoppiando la stazione CHP con dispositivi power-to-heat. I risultati hanno mostrato un importante risparmio energetico e di carburante ottenuto grazie all'ottimizzazione del funzionamento e della programmazione. Afzali e Mahalec [87] hanno considerato scenari per tre zone climatiche per analizzare il funzionamento di un sistema CCHP, composto principalmente da una turbina a gas. Gli autori miravano a effettuare l'ottimizzazione per le dimensioni del sistema e l'integrazione con un refrigeratore elettrico, un refrigeratore ad assorbimento, un'unità di generazione del vapore e una caldaia ausiliaria. Il modello è stato implementato nel software GAMS.

Wang et al. [88] hanno studiato un sistema energetico integrato in combinazione con un approccio domanda-risposta, che collega la produzione, lo stoccaggio e l'utilizzo dell'energia, con sistemi rinnovabili e innovativi. Gli autori hanno quindi adottato un algoritmo NSGA-II per ridurre al minimo il costo del sistema e massimizzare le prestazioni energetiche. Pirkandi et al. [89] hanno implementato ed eseguito un modello matematico per valutare e ottimizzare il funzionamento di un sistema micro-CHP, composto da micro turbine a gas. Gli autori hanno adottato un algoritmo genetico per valutare il miglior funzionamento del sistema, valutando diverse dimensioni e ottimizzando l'efficienza exergetica e la potenza netta del sistema. Il modello è stato ulteriormente convalidato con unità commerciali e dati di letteratura e utilizzato per eseguire un'analisi di sensibilità, per indagare l'influenza dei principali parametri del sistema. Balafkandeh et al. [90] hanno presentato un modello di ottimizzazione multi-obiettivo viene proposto per un impianto di trigenerazione, tenendo conto di due diversi scenari di alimentazione per l'impianto (syngas o biogas), e adottando un algoritmo genetico. Le funzioni obiettivo sono rappresentate dall'efficienza exergetica del sistema e dal costo unitario dell'impianto.

Seijo et al. [91] hanno studiato le prestazioni di un impianto di cogenerazione esistente, situato in Spagna, dove sono installati quattro motori a combustione interna e una turbina a vapore. Gli autori hanno adottato sia tecniche neurali artificiali sia l'approccio del sistema di inferenza fuzzy, tramite l'algoritmo ANFIS. Grazie a questi metodi, gli autori hanno ottenuto una robusta modellazione e ottimizzazione del sistema, considerando l'ottimizzazione multi-obiettivo e mirando a massimizzare la potenza utile prodotta dall'impianto, a minimizzare il consumo di combustibile e a massimizzare l'energia termica all'interno del processo produttivo. Anand et al. [92] hanno analizzato i sistemi CHP tramite tecniche di PSO, presentando modelli matematici e utilizzandoli per valutare un'operazione a

doppia modalità: estrazione e modalità di controcompressione. Gli autori miravano a ottimizzare il funzionamento del sistema riducendo al minimo i costi operativi totali e le emissioni.

Fan et al. [93] hanno proposto un modello matematico per un sistema di cogenerazione basato su PEMFC, compreso il funzionamento di un sistema di batterie e diverse tecnologie di pompe di calore. Gli autori miravano ad adottare il modello per ottimizzare la selezione della migliore tecnologia a pompa di calore per il caso studio indagato, adottando l'algoritmo SFO per ridurre al minimo il costo del sistema e massimizzare le prestazioni energetiche.

1.6. Originalità del Lavoro di Tesi rispetto alla Letteratura Esistente

Come si può notare, il tema dell'ottimizzazione dei sistemi energetici di cogenerazione e trigenerazione è stato ampiamente studiato in letteratura: difatti, l'analisi dei modelli di ottimizzazione è un argomento di alto interesse scientifico e molto ampio.

Data la complessità del sistema energetico in assetto co- e tri-generativo, con vincoli e collegamenti non lineari tra variabili, l'ottimizzazione mono-obiettivo ed i modelli lineari spesso non consentono di analizzare il sistema nella sua interezza e nella sua flessibilità operativa. Difatti, nonostante l'attrattiva di raggiungere soluzioni ottime in modo semplificato, garantita dalla linearità del problema e dall'efficacia dei solutori commerciali disponibili per problemi lineari interi misti (es. CPLEX, GUROBI, ecc.), gli approcci di linearizzazione non possono considerare un insieme esteso di periodi di funzionamento tipici e, per le diverse unità cogenerative, non sono in grado di modellare accuratamente gli effetti non lineari della taglia sulle mappe prestazionali delle unità di cogenerazione. Per ovviare a tali problemi, considerando anche la necessità di effettuare un'ottimizzazione multi-obiettivo, gli algoritmi genetici stanno diventando strumenti ricercati per risolvere il problema di ottimizzazione multi-obiettivo non lineare. Rispetto ai metodi di ottimizzazione MINLP, questi algoritmi gestiscono variabili di decisione che variano continuamente e non possono assumere semplicemente un carattere binario (on-off). Gli algoritmi genetici consentono inoltre di superare le difficoltà dei metodi MINLP, senza dover svolgere ipotesi di base che renderebbero il problema "eccessivamente semplificato".

D'altra parte, gli approcci di scomposizione in più step di ottimizzazione o comunque gli algoritmi meta-euristici (es. algoritmi evolutivi) e genetici, che sono spesso utilizzati per la scelta delle unità cogenerative più adatte e delle loro taglie, soffrono di lunghi tempi di calcolo e non garantiscono convergenza. Pertanto, l'ideazione di un algoritmo efficiente per affrontare il problema dell'ottimizzazione complessa di unità CHP è ancora una sfida aperta.

Inoltre, molti dei modelli proposti nello stato dell'arte non adottano un approccio olistico, ottimizzando solo la strategia operativa dell'impianto o il dimensionamento nominale dell'impianto. Come visto dall'ampia indagine bibliografica, molti studi sono casi studio e non forniscono uno strumento integrato per l'ottimizzazione globale dei sistemi energetici di cogenerazione in vari scenari di riferimento e con la possibilità di confrontare diverse tecnologie all'interno del sistema. Nella maggior parte dei casi:

- I modelli sono sviluppati per indagare casi studio specifici;
- Manca un approccio ampio e globale, data anche la complessità dei sistemi;
- C'è un portafoglio scarso di modelli che considerano tutti i processi coinvolti nei sistemi energetici CCHP, dalla scelta e dimensionamento delle apparecchiature e dei componenti coinvolti, all'identificazione della strategia operativa ottimale considerando l'intero quadro dei vincoli e delle funzioni obiettivo, quali tecnico, economico, normativo e ambientale.

Tra l'altro, il settore industriale è uno dei più energivori, sia in termini di elettricità, calore ed energia frigorifera. Ciò genera costi molto elevati che impattano direttamente sul costo di produzione. A tal fine, un modello utilizzabile per la valutazione dell'investimento e per l'ottimizzazione dei sistemi energetici in un contesto multi-generativo può rappresentare un'importante possibilità di riduzione dell'impatto energetico sui costi operativi.

Alla luce di queste considerazioni, il presente lavoro si propone di dare un contributo alla comunità scientifica proponendo un modello completo e flessibile che ottimizzi un sistema energetico CCHP da un punto di vista tecnico, economico, normativo e ambientale. I principali contributi innovativi possono essere descritti di seguito:

- Il modello, attraverso una struttura a due livelli, consente l'ottimizzazione sia della gestione operativa dell'impianto che l'ottimizzazione del dimensionamento di ogni componente del sistema energetico.
- Il modello proposto è altamente flessibile dal punto di vista tecnico: l'unità di cogenerazione può quindi essere accoppiata con sistemi di accumulo di energia e diverse tecnologie a pompa di calore. In termini di tecnologie utilizzabili come unità di cogenerazione primaria, il modello consente la scelta di tecnologie più innovative come fuel cell, sia Polymeric Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEMFC) che Solid Oxide Fuel Cell (SOFC), e più consolidate e tradizionali tecnologie quali i motori a combustione interna (ICE) e le microturbine a gas (MGT). L'unità di cogenerazione può quindi essere collegata a sistemi di accumulo di energia come batterie agli ioni di litio (Li-Ion BES) o batterie al piombo (LA BES), nonché a due

distinte tecnologie a pompa di calore: pompe di calore a gas a compressione (CGHP) e pompe di calore ad assorbimento (ABHP).

- Questo approccio completo e snello consente di utilizzare il modello per una vasta gamma di dimensioni di impianti, da piccole unità civili a grandi impianti industriali. Inoltre, il modello consente confronti tra altri combustibili utilizzabili, come metano e idrogeno.
- Per ciascuna tecnologia adottata nel modello, sono incluse le curve di efficienza sia in funzione della taglia del componente, parametro fondamentale per ottimizzare il dimensionamento dell'impianto, sia in funzione del carico e delle condizioni di funzionamento, passaggio chiave per ottimizzare la strategia oraria di gestione dell'impianto.
- Inoltre, il presente lavoro propone curve di costo unitario modellate per ciascuna tecnologia, sia in termini di costo di investimento del capitale (CAPEX) che di costo operativo (OPEX) a seconda delle dimensioni dell'impianto; queste curve consentono di effettuare l'ottimizzazione economica al variare della dimensione. Tutte le curve modellate vengono quindi confrontate, a scopo di validazione, con i dati ottenuti da studi di letteratura e da unità commerciali esistenti.
- Il modello proposto è altamente flessibile dal punto di vista economico e normativo: in termini di scenari normativi, economici e finanziari di riferimento, il modello offre la possibilità di implementarli come input ed è quindi applicabile in vari stati e diversi contesti di riferimento. Ciò consente anche l'analisi di sensibilità, valutando le prestazioni del sistema energetico man mano che le politiche future cambiano verso azioni più incentrate sull'abilitazione di una fattibile transizione energetica. In particolare, il modello consente di eseguire delle simulazioni considerando non solo lo scenario di riferimento attuale, ma anche scenari futuri che tengano conto di eventuali meccanismi incentivanti relativi all'installazione di sistemi energetici innovativi. Tali analisi di sensibilità sugli scenari di riferimento ha una notevole influenza sulla definizione delle tecnologie ottimali per ogni caso studio in esame, permettendo di tener conto della notevole rilevanza che le politiche energetiche presentano sullo sviluppo tecnologico del settore.
- Anche da un punto di vista dell'analisi economico-finanziaria, il modello propone degli strumenti innovativi utili alla mitigazione del rischio finanziario di investimento che si stanno diffondendo sempre di più nel settore energetico negli ultimi anni, quali ad esempio i Power Purchase Agreement (PPA) e gli Energy Performance Contract (EPC).

Data la complessità del sistema energetico analizzato con vincoli e collegamenti non lineari tra variabili, e data la necessità di effettuare un'ottimizzazione multi-obiettivo, la scelta dell'algoritmo

risolutivo è stata affidata al confronto preliminare tra due diversi algoritmi di risoluzione del problema di ottimizzazione, il “gamultiobj” e “fgoalattain”, al fine di valutarne le prestazioni sia in termini di risultati ottenuti che di tempo computazionale per l’esecuzione del calcolo.

2. Introduzione alle Tecnologie per sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo

La cogenerazione è riconosciuta a livello internazionale come una delle tecnologie più valide per l'incremento dell'efficienza energetica, la riduzione dell'impatto ambientale dei sistemi di generazione e l'implementazione tecnica del concetto di generazione distribuita.

2.1. Generalità sui sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo

Tradizionalmente, i sistemi in assetto cogenerativo sono di pratica comune nel settore industriale, sebbene negli ultimi anni questa tecnologia abbia segnato importanti progressi nel settore residenziale e terziario, con l'introduzione di sistemi di mini e micro-cogenerazione a servizio di condomini anche di modeste dimensioni o abitazioni unifamiliari.

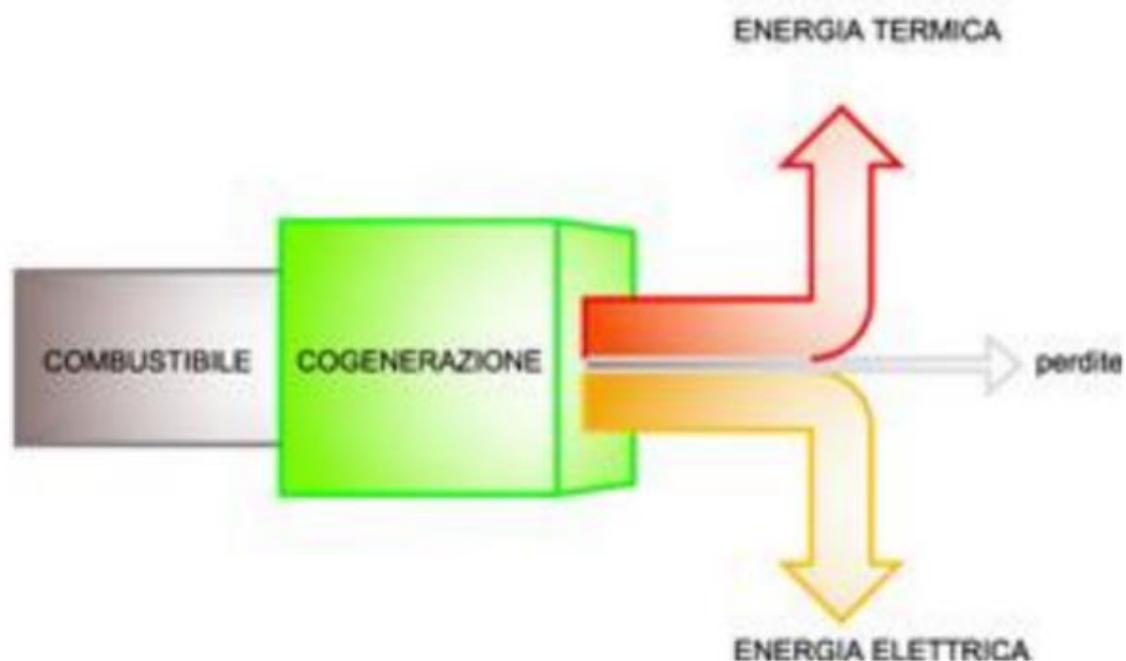


Figura 5 - Flussi Energetici in Assetto Cogenerativo [10]

In termini del tutto generali, il concetto di cogenerazione si basa sul processo descritto in Figura 5. L'unità di cogenerazione produce, come primo effetto utile derivante dall'immissione di un combustibile, energia elettrica. In accordo al secondo principio della termodinamica, la trasformazione sarà caratterizzata da un rendimento elettrico che assume valori inferiori all'unità e una parte dell'energia in input al sistema viene dissipata come calore. La cogenerazione, attraverso l'introduzione di sistemi di recupero quali ad esempio scambiatori di calore, permette l'utilizzo di una parte del calore generato che diventa quindi un effetto utile del processo energetico.

Nella generazione separata, l'energia elettrica viene generalmente acquistata dalla rete elettrica nazionale mentre l'energia termica tradizionalmente viene prodotta in caldaie convenzionali, che

convertono l'energia primaria propria del combustibile ad alto contenuto exergetico in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Il valore di perdite, che definisce il rendimento globale del sistema di cogenerazione, è notevolmente ridotto rispetto alla generazione separata e dipende essenzialmente dalle perdite implicite nel sistema di generazione di energia elettrica e dalle perdite legate al recuperatore di calore.

L'indice principale per la valutazione dell'efficienza di un sistema in assetto cogenerativo è appunto il rendimento globale, definito dall'equazione (10).

$$\eta_{globale} = \frac{E_{CHP} + H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (10)$$

Dove:

- E_{CHP} rappresenta l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione
- H_{CHP} rappresenta l'energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione
- F_{CHP} rappresenta l'energia termo-chimica del combustibile in ingresso all'unità di cogenerazione.

In funzione delle applicazioni e della tipologia di unità cogenerativa si possono avere diversi livelli di temperatura per il calore recuperato e diversi fluidi termovettori, dal vapore all'acqua surriscaldata/calda all'olio diatermico. Per applicazioni industriali generalmente si presentano diversi livelli di recupero combinati al decrescere del contenuto energetico del flusso termico: le utenze industriali più energivore sfruttano il calore ad alta temperatura attraverso la generazione negli scambiatori di vapore o acqua surriscaldata; per il riscaldamento e condizionamento degli uffici posti all'interno dello stesso stabilimento industriale si sfrutta invece il calore a più bassa temperatura a valle del primo recupero.

I due vincoli principali relativi all'energia termica in un impianto di cogenerazione sono legati alla sua produzione e al suo utilizzo:

- L'energia termica deve essere effettivamente **prodotta** da un'unità di cogenerazione e quindi in combinazione e contemporaneamente alla generazione di energia elettrica; ad esempio non viene considerato calore prodotto in assetto cogenerativo quello recuperato da sistemi energetici per la produzione "esclusivamente termica", come ad esempio caldaie.
- L'energia termica deve essere **fornita ad un'utenza a scopi utili**, e non per esempio dissipata o utilizzata per scopi non direttamente legati al fabbisogno di energia termica dell'utenza finale; per esempio, l'energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione per alimentare sistemi energetici per la produzione di energia elettrica/meccanica, non è considerata energia termica utile.

Partendo dalla definizione delle due principali caratteristiche dei sistemi cogenerativi, si può dunque facilmente intuire che, per un impianto di cogenerazione, esistono delle condizioni di carico in cui la contemporaneità del carico elettrico e il carico termico non è garantita. Questo per esempio accade nel periodo estivo, in cui il carico elettrico cresce mentre il carico termico si riduce notevolmente.

Una soluzione tecnologicamente valida per incrementare il livello di energia termica prodotta e contemporaneamente consumata è l'introduzione di pompe di calore a compressione di gas e ad assorbimento all'interno del sistema energetico.

In particolare le pompe di calore ad assorbimento, come si nota dallo schema esemplificativo di Figura 6, è un componente che permette di generare energia frigorifera assorbendo energia termica. L'energia frigorifera prodotta può essere utilizzata in termini di acqua raffreddata per utenze di processo o per il condizionamento estivo degli ambienti.

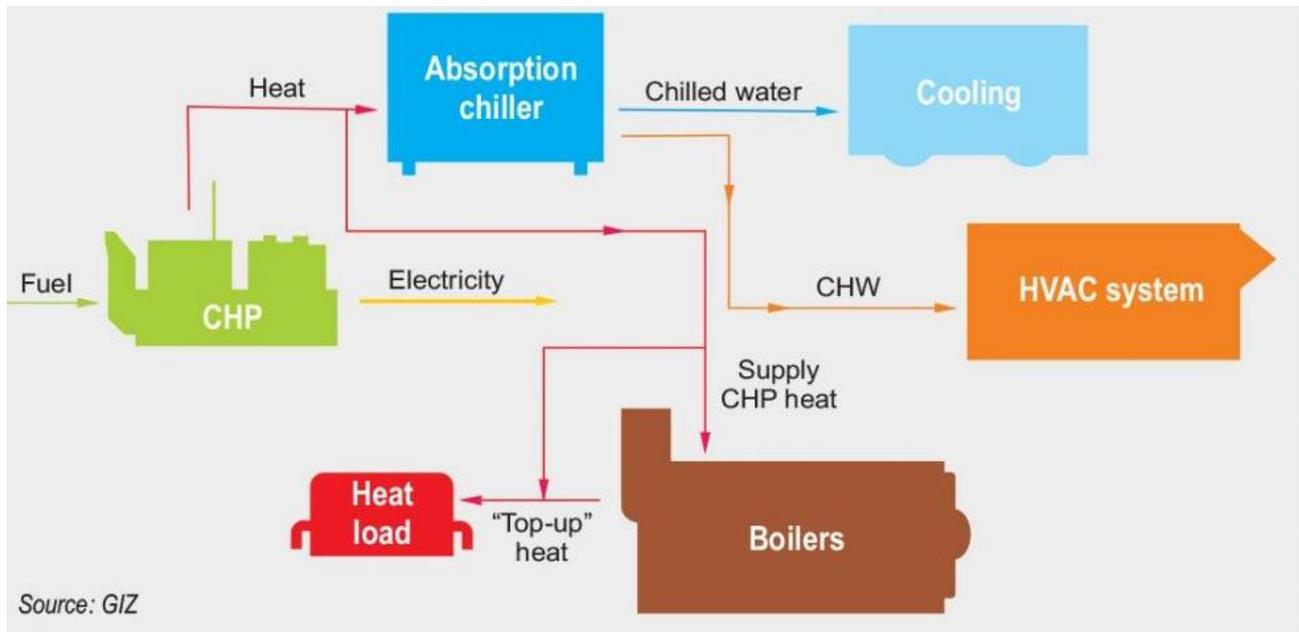


Figura 6 - Flussi Energetici in Assetto Tri-generativo [94]

Questo comporta che, nel periodo in cui il carico termico tende a decrescere, l'energia termica prodotta non verrà dissipata ma introdotta all'interno dell'assorbitore con conseguente incremento dell'energia effettivamente prodotta in cogenerazione.

La diretta conseguenza, in termini numerici, è l'incremento dell'efficienza globale e del secondo indice di prestazione fondamentale per sistemi cogenerativi, il Primary Energy Saving (PES), definito dall'equazione (11).

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{th,el}}} \right) \cdot 100 \% \quad (11)$$

I termini presenti nella definizione del PES sono i seguenti:

- η_{th} , che rappresenta il rendimento termico dell'unità di cogenerazione definito dal rapporto tra l'energia termica utile prodotta e l'energia del combustibile in input al Sistema energetico.

$$\eta_{th} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (12)$$

- η_{el} , che rappresenta il rendimento elettrico dell'unità di cogenerazione definito dal rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia del combustibile in input al Sistema energetico.

$$\eta_{el} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (13)$$

- $\eta_{th,ref}$, che rappresenta il rendimento termico di riferimento per la generazione separata; convenzionalmente tale rendimento è pari a quello delle caldaie tradizionali per la produzione di energia termica.
- $\eta_{el,ref}$, che rappresenta il rendimento elettrico di riferimento per la generazione separata; convenzionalmente tale rendimento è pari a quello della rete elettrica nazionale.

Dalle definizioni date si evince dunque che il PES rappresenta un parametro adimensionale che permette di valutare l'energia primaria risparmiata attraverso l'introduzione di un sistema in assetto co- e tri-generativo in sostituzione a sistemi di generazione separata.

2.2. Struttura e descrizione del sistema energetico da ottimizzare

Nella presente Tesi di Dottorato, il sistema energetico analizzato si trova in assetto tri-generativo ed è quindi costituito dai seguenti componenti di impianto:

- Unità di Cogenerazione;
- Sistema di Stoccaggio dell'energia elettrica;
- Pompe di calore ad assorbimento;
- Pompe di calore a compressione di gas.

Nei seguenti paragrafi sono analizzate le principali tecnologie prese in considerazione per ogni componente che costituisce il sistema energetico.

2.2.1. Le Unità di Cogenerazione

Le unità di cogenerazione prese in considerazione nella presente Tesi di Dottorato sono le celle a combustibile a membrana a scambio protonico (PEMFC), le celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC), i motori a combustione interna e le microturbine a gas.

Celle a Combustibile – Fuel Cell

Le celle a combustibile sono sistemi energetici innovativi che utilizzano un processo elettrochimico per convertire l'energia chimica in un combustibile in elettricità. Contrariamente ai motori alternativi e alle turbine a gas, le celle a combustibile generano elettricità senza bruciare combustibile. La prima applicazione pratica per le celle a combustibile è emersa negli anni '50, quando le celle a combustibile sono state utilizzate per fornire energia a bordo per i veicoli spaziali. Le celle a combustibile continuano ad essere utilizzate nell'esplorazione spaziale, ma negli ultimi decenni la tecnologia è migrata ad altre applicazioni, tra cui il trasporto di veicoli e la produzione stazionaria di energia. Per l'energia stazionaria, le celle a combustibile vengono utilizzate per la generazione distribuita (solo elettricità) e sono configurate anche per la cogenerazione di calore ed elettricità (CHP).

Il calore delle celle a combustibile configurate per la cogenerazione può essere recuperato per produrre acqua calda, vapore a bassa pressione e acqua refrigerata (con un refrigeratore ad assorbimento), in alcuni casi in cui le celle a combustibile siano state integrate con refrigeratori ad assorbimento per fornire raffreddamento degli ambienti. Nei mercati della generazione distribuita, la caratteristica principale che guida l'accettazione iniziale del mercato è la capacità dei sistemi di celle a combustibile di fornire un'alimentazione premium affidabile. Uno dei principali fattori trainanti è stata la capacità delle celle a combustibile di raggiungere elevate efficienze su un ampio profilo di carico e basse emissioni senza controlli aggiuntivi. I siti in cui sono stati utilizzati i sistemi di cogenerazione a celle a combustibile includono università, ospedali, case di cura, hotel ed edifici per uffici.

Le celle a combustibile hanno buone prestazioni a carico parziale. Al 50% del pieno carico, l'efficienza di una cella a combustibile generalmente diminuirà di meno del 2% rispetto al valore del pieno carico. La maggior parte delle celle a combustibile per applicazioni di cogenerazione utilizza gas naturale o biogas [95,96]. Il gas viene riformato in idrogeno e l'idrogeno viene quindi fatto reagire per generare elettricità. In generale, in termini di flessibilità delle applicazioni, delle potenzialità e dell'integrazione con diversi sistemi energetici, l'idrogeno adottato come gas reagente e riducente nei sistemi energetici basati su celle a combustibile è generalmente la tecnologia più efficiente e più pulita per liberare energia dall'idrogeno [97]. In una cella a combustibile, l'idrogeno gassoso e l'ossigeno gassoso vengono combinati in una reazione elettrochimica catalizzata, producendo elettricità, acqua e calore. Questo processo può raggiungere efficienze più elevate, sia elettriche che termiche, rispetto a quelle dei motori a combustione interna pur essendo privo di inquinamento [98].

Più in dettaglio, una cella a combustibile è un dispositivo elettrochimico che utilizza l'idrogeno come input chimico e riducente, reagendo con un ossidante per produrre elettroni, protoni, calore e acqua [99]. Il funzionamento della cella a combustibile si basa sulla reazione redox, mostrata nell'equazione

1, dove avvengono sia la riduzione (al catodo) che l'ossidazione (all'anodo), producendo una forza elettromagnetica ideale, in condizioni standard, di 1,229 V [100].

Reazione all'anodo: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

Reazione al catodo: $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Il sistema fornisce quindi elettricità tramite un circuito elettrico con un carico CC. La reazione elettrochimica necessita di un'area di contatto consistente, tra l'elettrolita, i siti dell'elettrodo e i flussi dei gas reagenti [101,102].

Tra i principali svantaggi vi è l'ingente investimento iniziale per l'acquisto dei sistemi energetici a cella a combustibile, essendo attualmente questi sistemi più costosi rispetto ad altre tecnologie [103,104]. Una volta superata questa barriera [105,106], grazie all'economia di scala e all'adozione di azioni di riduzione dei costi e supporti finanziari, è universalmente riconosciuto che le celle a combustibile alla fine diventeranno una soluzione dominante ed efficiente per la conversione dell'energia. Infatti, queste tecnologie presentano un funzionamento efficiente, quasi zero emissioni acustiche e, se alimentate direttamente con idrogeno verde, zero emissioni inquinanti [98]. L'inquinamento acustico è estremamente importante nelle applicazioni stazionari [107]. Considerando lo stato dell'arte attuale, le celle a combustibile funzionano con un'efficienza elettrica di circa il 40-50% e un'efficienza complessiva negli asset di cogenerazione (produzione combinata di calore ed elettricità) superiore all'80% [108,109]. Le loro prestazioni sono infatti superiori rispetto ai motori a combustione interna CHP. Le celle a combustibile non hanno parti mobili, come i pistoni, e per specifici tipi di celle a combustibile, la maggior parte dei componenti sono interamente costituiti da solidi, il che semplifica il processo di produzione. A seconda del tipo di cella a combustibile e del carburante fornito, le emissioni possono variare, ma non superano gli standard di emissione esistenti. Generalmente, un sistema a celle a combustibile emette “<1 ppm di NO_x, 4 ppm di CO e <1 ppm di gas organici reattivi” [110]. Tutte queste caratteristiche rendono la tecnologia delle celle a combustibile una soluzione attraente ed efficiente in diversi settori energetici [111], soprattutto nella cogenerazione.

Esistono diversi tipi di celle a combustibile, a seconda della tecnologia adottata e dei parametri di funzionamento, come mostrato in Figura 7, e l'applicazione finale dipende dal tipo e dalla configurazione di celle a combustibile scelte [112].

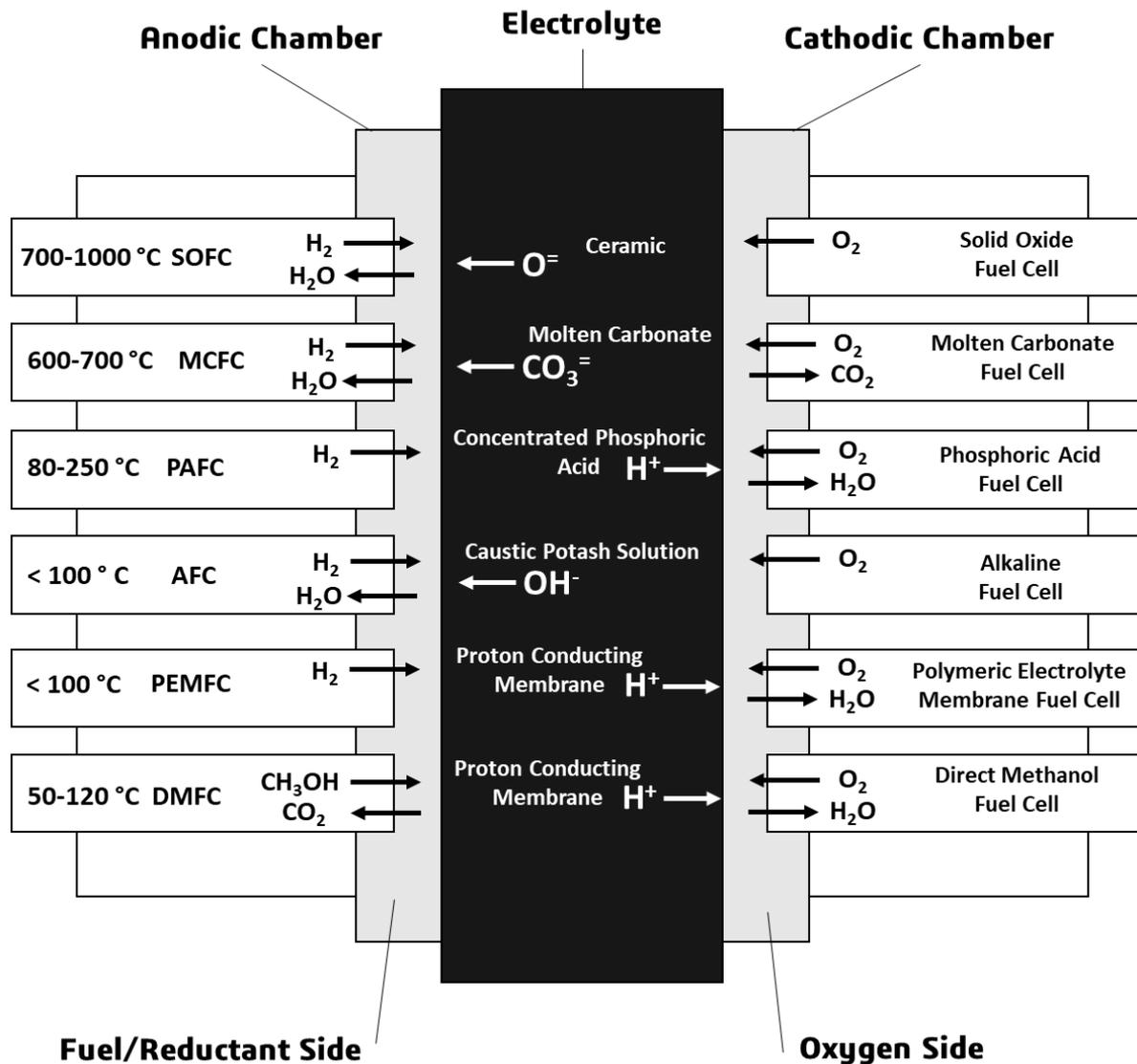


Figura 7 - Celle a Combustibile e Caratteristiche Operative [113]

Data la caratteristica delle celle a combustibile di essere modulari e assemblate in stack, tali tecnologie possono fornire potenza in un ampio range, che spazia da alcuni Watt a diversi MW. Ad oggi, le tecnologie più efficienti di celle a combustibile sono le celle a combustibile a membrana a scambio protonico (PEMFC), le celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) [113]. In questo lavoro di Tesi di Dottorato, verranno quindi considerate le tecnologie PEMFC e SOFC come sistemi energetici per la co- e tri-generazione.

Le celle a combustibile a membrana elettrolitica polimerica (PEM), chiamate anche celle a combustibile a membrana a scambio protonico, offrono un'elevata densità di potenza e offrono i vantaggi di peso e volume ridotti rispetto ad altre celle a combustibile. Le celle a combustibile PEM utilizzano un polimero solido come elettrolita ed elettrodi di carbonio porosi contenenti un catalizzatore di platino o lega di platino. Possono essere alimentate direttamente con idrogeno, ed

ossigeno/aria. Sono in genere alimentati con idrogeno puro fornito da serbatoi di stoccaggio o sistemi di reforming del metano (CH_4).

Durante il funzionamento, l'idrogeno viene immesso nei canali di flusso dell'anodo dove le sue molecole si ossidano, con l'aiuto di un catalizzatore, producendo protoni idrogeno, che permeano attraverso la membrana nel lato del catodo, ed elettroni, che viaggiano attraverso un circuito esterno lato catodo producendo la corrente elettrica della cella. L'ossigeno viene fornito nel canale di flusso del catodo dove le sue molecole si combinano con i protoni e gli elettroni provenienti dall'anodo per formare acqua. Oltre all'elettricità e all'acqua, all'interno della PEMFC viene generato anche calore a causa della reazione esotermica.

Nella Figura 8 è illustrato il principio di funzionamento di una PEMFC alimentata ad idrogeno.

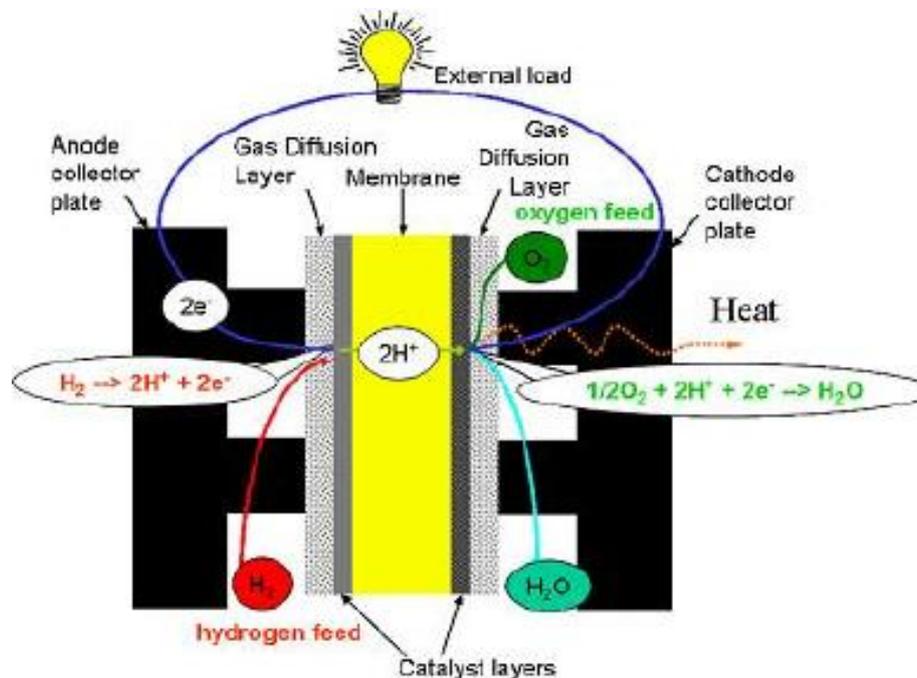


Figura 8 - Schema e Principio di Funzionamento di una PEMFC alimentata ad idrogeno [114]

L'idrogeno può essere anche prodotto in loco, attraverso un reattore di reforming, incluso in fuel processor, alimentato generalmente a metano. Il sistema in questo caso è composto da diverse unità, come mostrato in Figura 9, tra cui lo stack PEMFC che è responsabile della generazione dell'energia elettrica del sistema, il fuel processor che è responsabile della conversione del metano in idrogeno necessario per il funzionamento dello stack PEMFC, calore di scarto unità di recupero del calore di scarto dallo stack PEMFC, e da altre unità elettriche ed elettroniche.

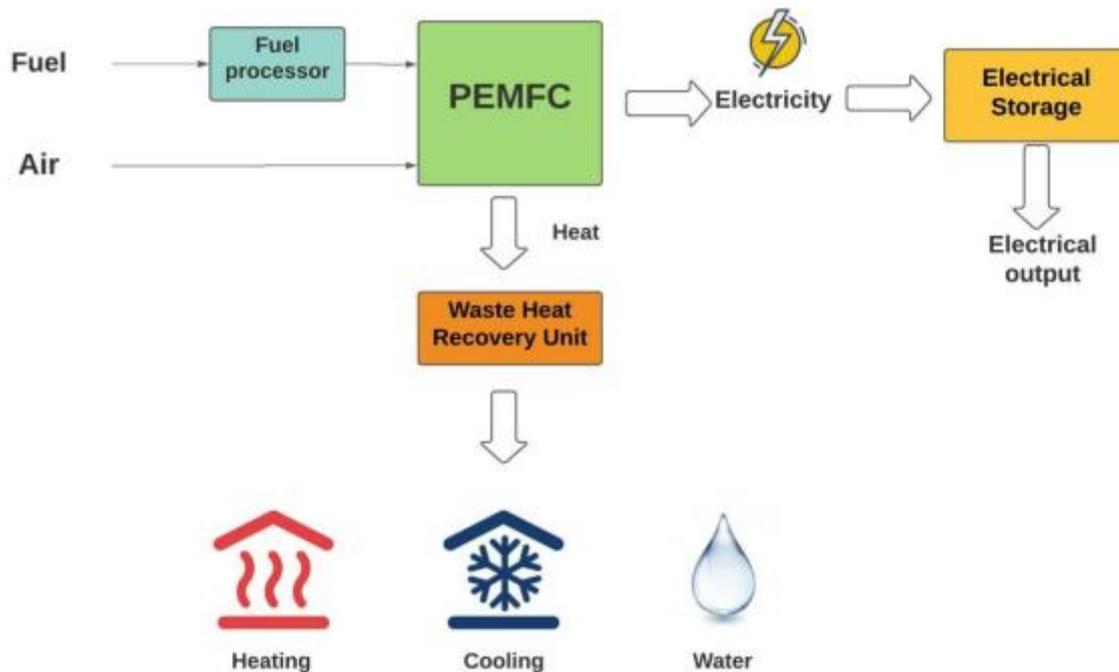


Figura 9 - Schema e Principio di Funzionamento di una PEMFC alimentata a metano [115]

Le celle a combustibile PEM funzionano a temperature relativamente basse, intorno agli 80°C. Il funzionamento a bassa temperatura consente loro di avviarsi rapidamente (tempo di riscaldamento inferiore) e si traduce in una minore usura dei componenti del sistema, con conseguente maggiore durata. Tuttavia, richiede l'uso di un catalizzatore di metallo nobile (tipicamente platino) per separare gli elettroni e i protoni dell'idrogeno, aumentando il costo del sistema. Il catalizzatore al platino è anche estremamente sensibile all'avvelenamento da monossido di carbonio, rendendo necessario l'impiego di un reattore aggiuntivo per ridurre il monossido di carbonio nella miscela di gas prodotto nel reattore del reformer, nel caso in cui l'idrogeno derivasse da metano. Per la cogenerazione, vengono anche adottate PEMFC operanti a più alte temperature, tra i 120-150°C, chiamate High-Temperature PEMFC (HT-PEMFC) [116].

Per quanto invece riguarda le celle a combustibile a ossido solido (SOFC), esse utilizzano un composto ceramico duro e non poroso come elettrolita. Le SOFC funzionano a temperature molto elevate, fino a 1.000°C [117,118]. Il funzionamento ad alta temperatura elimina la necessità di catalizzatori di metalli preziosi, riducendo così i costi [119]. Consente inoltre alle SOFC di effettuare il processo di reforming internamente, il che consente l'uso di una varietà di combustibili e riduce i costi associati all'aggiunta di un reformer esterno al sistema.

Le SOFC sono anche il tipo di cella a combustibile più resistente allo zolfo; possono tollerare diversi ordini di grandezza in più di zolfo rispetto ad altri tipi di cella a combustibile. Inoltre, non soffrono

di avvelenamento da monossido di carbonio, che può anche essere usato come combustibile. Questa proprietà consente alle SOFC di utilizzare gas naturale, biogas e gas derivati dal carbone [120]. Anche il calore prodotto è di altissima qualità.

In un SOFC uno ione caricato negativamente (O^{2-}) viene trasferito dal catodo attraverso l'elettrolita all'anodo. Di conseguenza, all'anodo viene prodotta acqua, come mostrato in Figura 10.

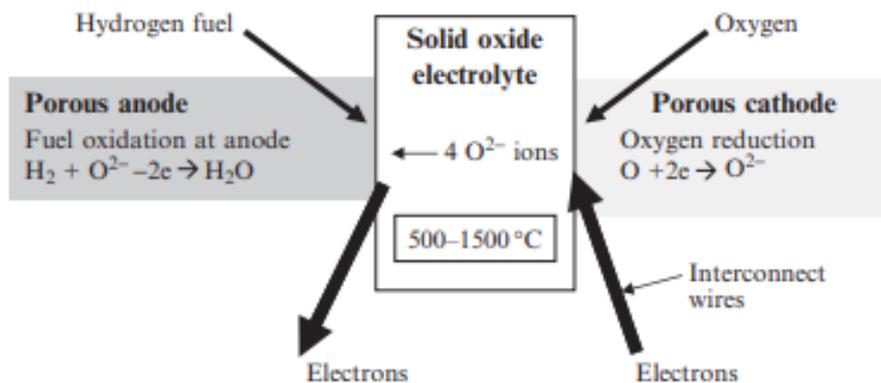


Figura 10 - Schema e Principio di Funzionamento di una SOFC [121]

I principali vantaggi che rendono un sistema energetico SOFC più attraente rispetto alle celle PEMFC sono dupli:

- Uso diretto di combustibili più comuni e meno costosi rispetto all'idrogeno;
- Disponibilità di calore di alta qualità che può essere utilizzato per alimentare utenze esterne, e quindi in applicazioni di cogenerazione.

Il vantaggio delle SOFC rispetto alle celle a combustibile concorrenti è l'elevata temperatura del calore di scarico, che ne rende l'utilizzo semplice ed economico.

Quindi sia l'elettricità che il calore sono prodotti desiderabili dalla SOFC. Il rapporto tra potenza e calore può essere realisticamente regolato dal 20% a circa il 70% a seconda del sistema energetico, ma mediamente si assesta intorno al 40% al 60% [121].

Il funzionamento ad alta temperatura presenta tuttavia degli svantaggi. Si traduce in un avvio lento e richiede una schermatura termica significativa per trattenere il calore e proteggere il personale, che può essere accettabile per applicazioni di servizi pubblici ma non per il trasporto. Le elevate temperature di esercizio impongono anche severi requisiti di durabilità ai materiali [122,123]. Lo sviluppo di materiali a basso costo con un'elevata durabilità alle temperature di esercizio delle celle è la sfida tecnologica chiave che questa tecnologia deve affrontare [124].

Le SOFC hanno un'efficienza elettrica che può raggiungere circa il 60%. Nelle applicazioni cogenerative, l'efficienza complessiva nell'uso del carburante potrebbe superare l'85%.

Gli scienziati stanno attualmente esplorando il potenziale per lo sviluppo di SOFC a temperatura più bassa funzionanti a temperature pari o inferiori a 700°C che presentano meno problemi di durabilità e costano meno [125,126]. Le SOFC a temperatura più bassa non hanno ancora eguagliato le prestazioni dei sistemi a temperatura più alta, tuttavia, e i materiali implicati che funzioneranno in questo intervallo di temperatura più basso sono ancora in fase di sviluppo.

Motori a Combustione Interna

I motori a combustione interna alternativi (MCI) sono una tecnologia matura utilizzata per la generazione di energia [127]. La produzione mondiale di interni alternativi supera i 200 milioni di unità all'anno.

Per le installazioni di cogenerazione, i motori alternativi hanno capacità che vanno da 10 kW a 10 MW. È possibile integrare più motori per fornire capacità superiori a 10 MW in un unico impianto.

Diversi produttori offrono motori alternativi per la generazione di energia distribuita e questi motori, che sono il più delle volte alimentati a gas naturale, sono adatti per il servizio di cogenerazione.

Carichi termici più adatti per essere soddisfatti con sistemi di cogenerazione a motore a combustione interna sono gli edifici commerciali/istituzionali sono il riscaldamento degli ambienti e l'acqua calda [128]. Le principali applicazioni della cogenerazione nei settori commerciali/istituzionali e residenziale sono quelle con domanda di elettricità e acqua calda relativamente elevata (università, ospedali, impianti di trattamento delle acque, impianti industriali, edifici commerciali e strutture multifamiliari) [129].

I motori a combustione interna utilizzano una camera di combustione cilindrica in cui un pistone percorre la lunghezza del cilindro. Il pistone si collega ad un albero a gomiti che trasforma il moto lineare del pistone nel moto rotatorio dell'albero a gomiti. La maggior parte dei motori ha più cilindri che alimentano un singolo albero a gomiti.

La maggior parte dei motori diesel e ad accensione comandata relativi alle applicazioni stazionarie di generazione di energia completano un ciclo di alimentazione in quattro tempi del pistone all'interno del cilindro, come mostrato nella Figura 11:

1. Corsa di aspirazione - immissione di aria (diesel) o miscela aria-carburante (accensione a scintilla) nel cilindro.
2. Corsa di compressione: compressione dell'aria o di una miscela aria-carburante all'interno del cilindro. Nei motori diesel, il carburante viene iniettato in corrispondenza o in prossimità della fine della corsa di compressione (punto morto superiore o PMS) e innescato dalla temperatura elevata dell'aria compressa nel cilindro. Nei motori ad accensione comandata, la miscela aria compressa-carburante viene accesa da una fonte di accensione in corrispondenza o in prossimità del PMS.

3. Corsa di potenza: accelerazione del pistone dovuta all'espansione dei gas di combustione caldi ad alta pressione.
4. Corsa di scarico - espulsione dei prodotti della combustione dal cilindro attraverso la luce di scarico

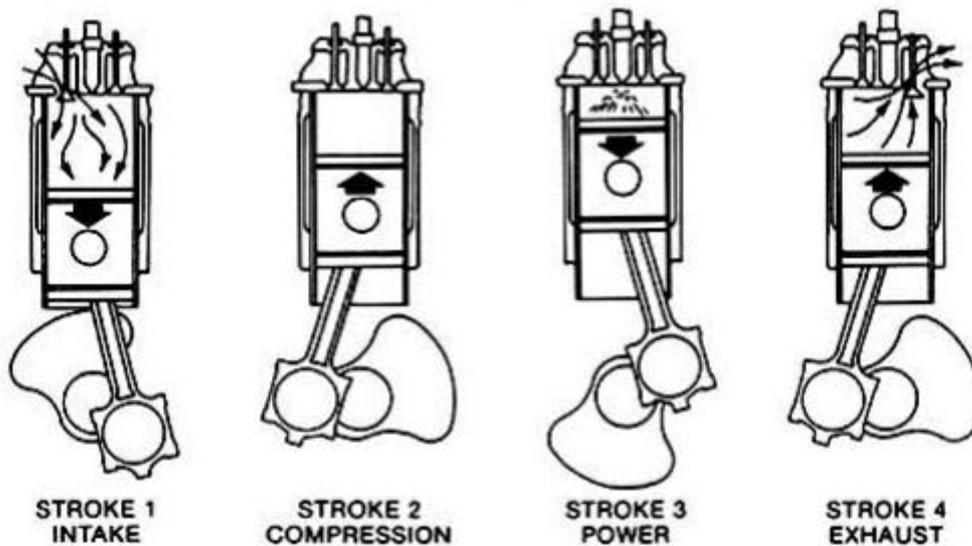


Figura 11 - Schema e Principio di Funzionamento di un MCI [130]

L'energia termica può essere recuperata dallo scarico del motore, dall'acqua di raffreddamento e dall'olio lubrificante e quindi utilizzata per produrre acqua calda, vapore a bassa pressione o acqua refrigerata (con un refrigeratore ad assorbimento) [131,132].

I motori alternativi funzionano bene a carico parziale e sono adatti sia per il carico di base che per le applicazioni ad inseguimento di carico elettrico. Possono essere alimentati con un'ampia gamma di combustibili gassosi e liquidi. Per la cogenerazione, il gas naturale è il combustibile più comune. I motori alternativi sono una tecnologia matura con un'elevata affidabilità, ed hanno costi di installazione relativamente bassi e sono ampiamente utilizzati nelle applicazioni di cogenerazione. I motori alternativi si avviano rapidamente e funzionano alle tipiche pressioni di erogazione del gas naturale senza che sia richiesta ulteriore compressione del gas.

Microturbine a Gas

Le microturbine sono turbine a gas relativamente piccole che possono utilizzare combustibili gassosi o liquidi [133]. Sono emerse come opzione di cogenerazione negli anni '90. Le singole microturbine variano in dimensioni da 30 a 330 kilowatt (kW) e possono essere integrate per fornire pacchetti modulari con capacità superiori a 1.000 kW [134]. A titolo di esempio, ci sono oltre 360 siti

negli Stati Uniti che attualmente utilizzano microturbine per la cogenerazione, rappresentando oltre l'8% del numero totale di siti di cogenerazione e 92 MW di capacità aggregata.

Nelle applicazioni CHP, l'energia termica dallo scarico della microturbina viene recuperata per produrre acqua calda o vapore a bassa pressione [135]. Le microturbine sono infatti adatte per essere utilizzate nelle applicazioni di cogenerazione perché il calore di scarico può essere recuperato in una caldaia a recupero oppure i gas di scarico caldi possono essere utilizzati direttamente. Le microturbine operano sullo stesso ciclo termodinamico (Brayton Cycle) delle turbine a gas più grandi e condividono molti degli stessi componenti di base. Nel ciclo Brayton, l'aria atmosferica viene compressa, riscaldata bruciando combustibile (ad es. gas naturale) e quindi utilizzata per azionare una turbina che a sua volta aziona sia il compressore di ingresso che un albero di trasmissione collegato a un generatore di energia elettrica. La Figura 12 mostra uno schema dei componenti di base della microturbina, che includono l'unità combinata compressore/turbina, generatore, recuperatore, combustore e scambiatore di calore CHP.

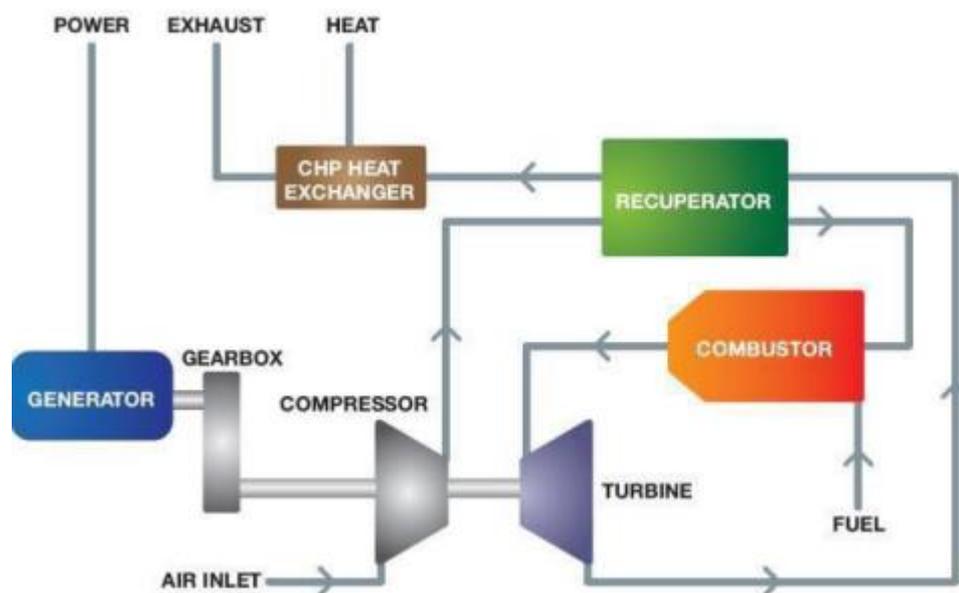


Figura 12 - Schema e Principio di Funzionamento di una MTG [136]

La Figura 13 mostra un'illustrazione di una microturbina. Il cuore della microturbina è il pacchetto compressore-turbina (o turbocompressore), che è comunemente montato su un unico albero insieme al generatore elettrico. La singola parte mobile del design con singolo albero ha il potenziale di ridurre le esigenze di manutenzione e migliorare l'affidabilità complessiva.

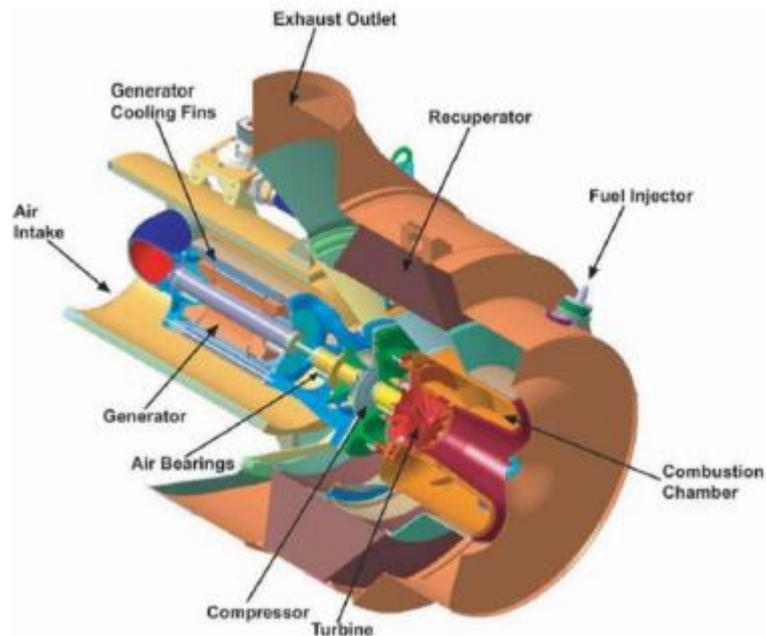


Figura 13 - Spaccato di una MTG [136]

L'efficienza di generazione elettrica delle microturbine diminuisce significativamente al diminuire del carico. Pertanto, le microturbine generalmente forniscono le migliori prestazioni economiche nelle applicazioni di carico di base in cui il sistema funziona a pieno carico o quasi. Un'eccezione sono i pacchetti modulari in cui una o più singole microturbine possono essere spente mentre le restanti microturbine funzionano a pieno carico o quasi.

Le microturbine a gas possono essere alimentate con un'ampia gamma di combustibili gassosi e liquidi. Per la cogenerazione, il gas naturale è il combustibile più comune. Si basano sui principi di progettazione utilizzati nelle turbine a gas di maggiore capacità e, come esse, le microturbine hanno un'elevata affidabilità. Presentano basse emissioni e non richiedono raffreddamento. Le singole unità sono compatte e possono essere facilmente spedite e collocate in spazi ristretti.

2.2.2. Il sistema di stoccaggio dell'energia elettrica

Tra le varie opzioni presenti sul mercato per lo stoccaggio dell'energia elettrica, le batterie elettrochimiche sono tra le opzioni più mature ed affidabili. Queste batterie sono costituite da tre componenti principali: gli elettrodi positivo (catodo) e negativo (anodo), l'elettrolita e il separatore. Le prestazioni delle batterie tradizionali sono fortemente legate alla composizione del materiale degli elettrodi, con la durata e la durata del ciclo determinate dalla natura dell'interfaccia tra elettrolita ed elettrodo, nonché dalla stabilità dell'elettrodo.

Le tecnologie delle batterie per i dispositivi di accumulo di energia possono essere differenziate in base alla densità energetica, all'efficienza di carica e scarica (andata e ritorno), alla durata e all'ecocompatibilità dei dispositivi, come mostrato in Figura 14.

	Energy density (kW/kg)	Round Trip Efficiency (%)	Life Span (years)	Eco-friendliness
Li-ion 	1st 150-250	1st 95	1st 10-15	1st Yes
NaS 	2nd 125-150	2nd 75-85	2nd 10-15	2nd No
Flow 	3rd 60-80	3rd 70-75	4th 5-10	4th No
Ni-Cd 	4th 40-60	4th 60-80	3rd 10-15	3rd No
Lead Acid 	5th 30-50	5th 60-70	5th 3-6	5th No

Li-ion = lithium-ion, Na-S = sodium-sulfur, Ni-Cd = nickel-cadmium.

Source: Korea Battery Industry Association 2017 "Energy storage system technology and business model".

Figura 14 - Caratteristiche delle Batterie Elettrochimiche come Stoccaggio Energetico [137]

La densità di energia è definita come la quantità di energia che può essere immagazzinata in un singolo sistema per unità di volume o per unità di peso. Le batterie al litio (Li-Ion BES) immagazzinano 150–250 wattora per chilogrammo (kg) e possono immagazzinare 1,5–2 volte più energia rispetto alle batterie Na–S, da due a tre volte in più rispetto alle batterie a flusso redox e circa cinque volte in più rispetto agli accumulatori al piombo (La-BES). L'efficienza di carica e scarica è un parametro prestazionale che può essere utilizzato per valutare l'efficienza della batteria. Le batterie al litio hanno la massima efficienza di carica e scarica, al 95%, mentre le batterie di accumulo al piombo sono a circa il 60% -70% e le batterie a flusso redox, a circa il 70% -75% [137].

Nella presente Tesi di Dottorato, sono state considerate due tecnologie: batterie agli ioni di litio (Li-Ion BES) e sistemi di batterie al piombo (LA BES), per indagare scenari diversi anche per i sistemi di accumulo.

Le batterie al piombo (LA BES) rappresentano la più grande quota di mercato delle batterie al mondo [138]. Nonostante le prestazioni inferiori rispetto a molte batterie chimiche esistenti, il basso costo combinato con una durata del ciclo ragionevole, ampie temperature di esercizio, potenze

relativamente elevate, manutenzione relativamente bassa e semplici regimi di ricarica le rendono attraenti.

Gli ultimi anni hanno visto invece un mercato in aumento per le batterie agli ioni di litio (Li-Ion) nell'elettronica portatile. Alcuni prodotti chimici di fascia alta sono stati utilizzati per applicazioni spaziali e sembra eminente uno spostamento verso applicazioni di veicoli elettrici su larga scala. Le batterie agli ioni di litio hanno un'energia specifica e densità di energia elevate, un valore superiore alla maggior parte delle batterie ricaricabili esistenti. Inoltre, i dispositivi agli ioni di litio hanno visto una rapida riduzione dei costi, hanno un'eccellente ritenzione di carica, alti voltaggi delle celle, ottime prestazioni alle basse temperature, lunga durata del ciclo e alta profondità di scarica [139]. Sfortunatamente, ci sono alcuni problemi di sicurezza associati a queste sostanze chimiche. Il superamento delle tensioni di carica massime o il danneggiamento fisico del dispositivo può causare instabilità termica, sfiato, incendi ed esplosioni.

2.2.3. Sistemi di Riscaldamento e Generazione del Freddo

Come già accennato nel sistema energetico analizzato sono presenti due diverse tipologie di pompe di calore, quelle a compressione di gas e quelle ad assorbimento.

Pompe di calore a compressione di gas

Le pompe di calore a compressione di gas (CGHP) sono alimentate dall'energia elettrica prodotta dal cogeneratore o acquistata dalla rete elettrica nazionale. Il principio di funzionamento delle CGHP è legato al ciclo inverso che un fluido frigorifero effettua, come mostrato in Figura 15. Le pompe di calore a compressione di gas utilizzano compressori alternativi, a vite o centrifughi per alimentare il ciclo. I compressori sono spesso azionati da motori elettrici, sebbene possano anche essere alimentati da motori a gas naturale o turbine a vapore. Il fluido in condizioni 1, allo stato gassoso, viene compresso con assorbimento di energia elettrica e viene fatto evolvere all'interno del condensatore; condensando, cede calore all'ambiente.

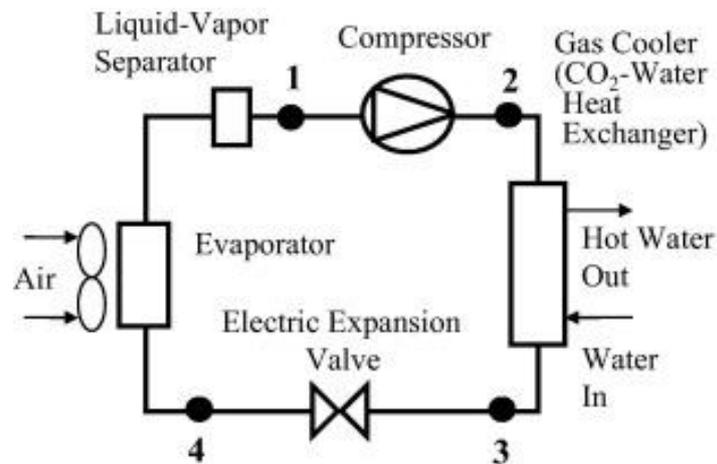


Figura 15 - Principio di Funzionamento Pompe di Calore a compressione di gas [140]

In condizioni di liquido, il fluido di processo viene fatto espandere in una valvola di laminazione per poi entrare nell'evaporatore, dove a differenza di quanto accade nel condensatore assorbe calore dall'ambiente fino a raggiungere nuovamente le condizioni di gas al punto 1.

I parametri fondamentali per definire l'efficienza di una pompa di calore sono il Coefficiente di Prestazione (COP) e il Rapporto di Efficienza Energetica (EER). Il COP è definito dal rapporto tra l'energia termica generata (H_{out}) e l'energia elettrica assorbita (E_{input}), ed è quindi relativo al periodo di funzionamento invernale.

$$COP = H_{out} / E_{input}$$

L'EER è invece relativo al processo di raffreddamento ed è definito dal rapporto tra l'energia frigorifera prodotta (C_{out}) e l'energia elettrica assorbita (E_{input}).

$$EER = C_{out} / E_{input}$$

I parametri sopra definiti sono influenzati principalmente dalla taglia di installazione, dalla tipologia di sorgente esterna e dalla temperatura esterna dell'aria.

Pompe di Calore ad Assorbimento

I chiller sono utilizzati negli edifici commerciali e negli impianti industriali per fornire aria condizionata, refrigerazione e raffreddamento dei fluidi di processo. I refrigeratori ad adsorbimento, disponibili sia in versione ad assorbimento che ad adsorbimento, sono azionati con energia termica prodotta da un bruciatore a combustione diretta integrato con il refrigeratore, o con energia termica fornita indirettamente al refrigeratore. Le fonti termiche indirette includono acqua calda, vapore o scarichi di combustione. I refrigeratori ad assorbimento sono spesso alimentati a gas di scarico utilizzando l'energia termica recuperata dai motori principali della cogenerazione (CHP) (ad es. motori alternativi, microturbine e celle a combustibile) [141].

I refrigeratori ad assorbimento utilizzano una soluzione binaria di un refrigerante e un assorbente e soluzioni diverse consentono ai refrigeratori ad assorbimento di soddisfare una vasta gamma di esigenze di raffreddamento del sito di installazione. Per il condizionamento degli spazi e altri requisiti che richiedono temperature del fluido di refrigerazione di circa 5 °C o superiori, acqua/bromuro di litio (refrigerante/assorbente) è la soluzione più comune. Per temperature più basse, viene generalmente utilizzata ammoniacca/acqua (refrigerante/assorbente).

In questo caso, EER relativo al processo di raffreddamento è definito dal rapporto tra l'energia frigorifera prodotta (C_{out}) e l'energia termica assorbita (H_{input}).

$$EER = C_{out} / H_{input}$$

I refrigeratori ad assorbimento sono più convenienti nei siti che hanno requisiti di condizionamento dello spazio significativi o carichi di raffreddamento per tutto l'anno. Le applicazioni con carichi di condizionamento dello spazio significativi durante tutto l'anno includono ospedali, hotel, grandi edifici per uffici commerciali e campus universitari. I siti che potrebbero richiedere un raffreddamento costante per tutto l'anno includono impianti di produzione con esigenze di raffreddamento di processo, magazzini frigoriferi, data center e impianti energetici distrettuali. A titolo di esempio, in Figura 16 è presentato uno tipico schema funzionale di un ABHP.

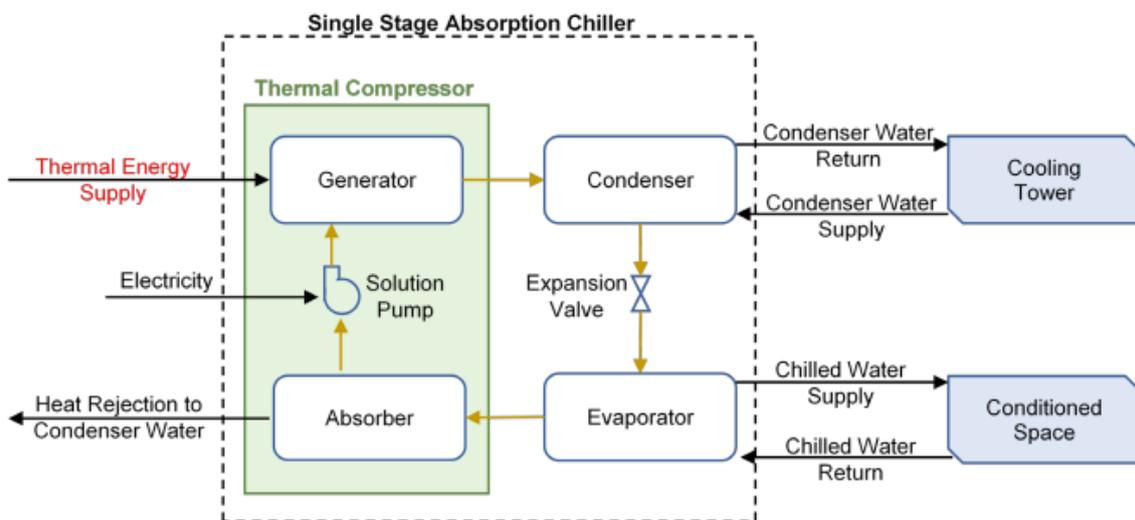


Figura 16 - Principio di Funzionamento Pompe di Calore ad assorbimento [142]

3. Il Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo

Il modello di ottimizzazione oggetto del presente studio di ricerca si basa sull'ottimizzazione vincolata multi-obiettivo di un sistema energetico in assetto tri-generativo.

Come meglio descritto nel 3.4, i tre ambiti di ottimizzazione per il sistema in esame sono quello tecnico, quello economico e quello di natura ambientale. Questi tre aspetti, che definiscono completamente il dimensionamento e la strategia operativa dell'impianto, possono essere contrastanti tra loro per un sistema energetico complesso. Il modello quindi ha lo scopo di definire una condizione di funzionamento e una taglia di impianto tali da ricercare il punto di trade-off per l'ottimizzazione globale.

Nei prossimi paragrafi viene definito il problema da ottimizzare sia sotto l'aspetto tecnico, che economico che ambientale con la descrizione delle tre funzioni obiettivo. Viene poi descritto il modello di ottimizzazione sia in termini di logica che di formalizzazione e implementazione.

3.1. Definizione del Problema Tecnico

I sistemi energetici in assetto co- e tri-generativo consentono di produrre contemporaneamente energia elettrica, termica e frigorifera, attraverso un motore primo, detto anche unità cogenerativa, dei sistemi di recupero del calore e delle pompe di calore ad assorbimento ed a compressione di gas. Tale sistema energetico da analizzare e ottimizzare è quindi più complesso degli impianti tradizionali per la generazione separata di energia elettrica, termica e frigorifera. Lo schema dell'impianto presentato in Figura 17 mostra i principali componenti e flussi energetici volti a soddisfare i fabbisogni energetici termici, elettrici e frigoriferi dell'utenza finale.

L'elemento centrale del sistema è il motore primo, l'unità di cogenerazione, indicato nello schema all'interno del blocco "**CHP UNIT**". Il modello offre la possibilità di scegliere e studiare diverse tecnologie, con particolare attenzione all'uso di celle a combustibile ad alta temperatura come le celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) e le celle a combustibile a membrana a scambio protonico (PEMFC). Il presente studio propone anche la modellizzazione di tecnologie tradizionali come i motori a combustione interna (MCI) e le microturbine a gas (MTG), valutandone le prestazioni tecniche, economiche e ambientali rispetto alle celle a combustibile.

L'unità di cogenerazione, assorbendo combustibile primario (F_{CHP}), metano o idrogeno, produce energia elettrica (E_{CHP}), ed energia termica (T_{CHP}); nello schema sono indicate anche le perdite intrinseche del processo di generazione di energia elettrica, le perdite elettromeccaniche (EMD) e le dissipazioni termiche (TD).

L'energia elettrica prodotta, seguendo il flusso all'interno del blocco verde "**Electrical Flows**" può essere stoccata nel sistema di accumulo ($E_{CHP,store,in}$), ceduta alla rete ($E_{CHP,outgrid}$), o

autoconsumata ($E_{CHP,user}$), a seconda del funzionamento del cogeneratore e della produzione rispetto a quanto richiesto dall'utenza finale.

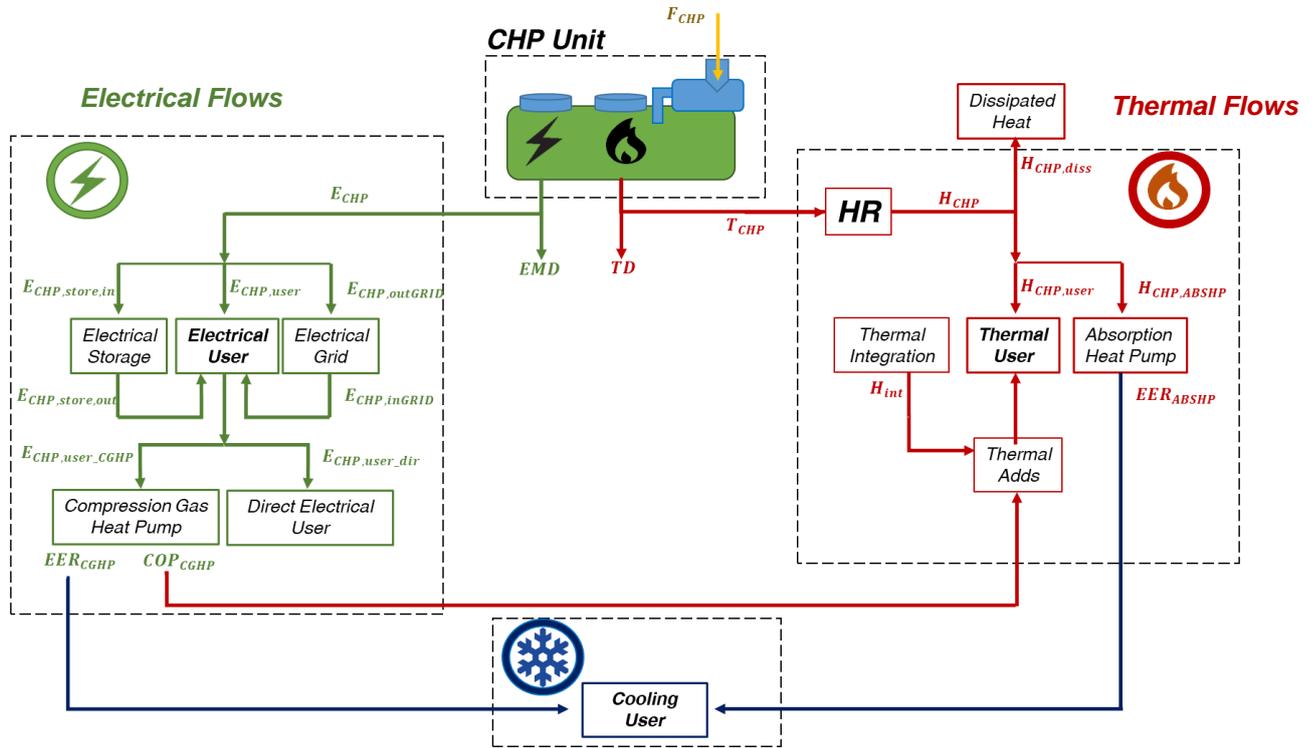


Figura 17 - Schema a Blocchi dell'Impianto di Tri-generazione

Lo scambio energetico tra l'unità di cogenerazione e la rete elettrica e tra l'unità di cogenerazione e il sistema di accumulo ha carattere bidirezionale: l'energia può essere acquistata ($E_{CHP,ingrid}$), o venduta dalla/alla rete; allo stesso modo il sistema di accumulo può immagazzinare energia nella fase di carica o rilasciare energia ($E_{CHP,store,out}$) nella fase di scarica. Parte dell'energia elettrica può poi essere utilizzata da pompe di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera o termica ($E_{CHP,user,CGHP}$).

L'energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione è definita all'interno del blocco rosso "Thermal Flows", e tramite un sistema di scambiatori di calore a diversa temperatura a seconda del tipo di motore primo e a seconda della temperatura disponibile dei gas di scarico o del flusso termico generato (H_{CHP}), può essere fornita all'utente finale per soddisfare il carico termico ($H_{CHP,user}$) o alla pompa di calore ad assorbimento ($H_{CHP,ABSHP}$) per la produzione di energia frigorifera, soprattutto nei mesi estivi, quando il carico di energia termica generalmente si abbassa notevolmente. Quando l'energia termica prodotta è superiore alle portate richieste dalle utenze a carico termico, e quando non può essere utilizzata per refrigerare, il calore deve essere dissipato ($H_{CHP,diss}$).

Quando invece il calore prodotto non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno dell'utente finale, la differenza energetica deve essere fornita dal sistema di caldaie ausiliarie (H_{INT})

Il modello proposto mira a massimizzare la funzione dell'efficienza complessiva del sistema, F_T , come espresso nell'equazione (14):

$$F_T = (E_{CHP,t} - E_{sold,t} + H_{CHP,t} - H_{diss,t})/F_{CHP,t} \quad (14)$$

Dove:

- $E_{CHP,t}$ rappresenta la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore all'istante "t";
- $E_{sold,t}$ rappresenta la potenza elettrica prodotta dal cogeneratore ed immessa in rete all'istante "t";
- $H_{CHP,t}$ rappresenta la potenza termica prodotta dal cogeneratore all'istante "t";
- $H_{diss,t}$ rappresenta la potenza termica prodotta dal cogeneratore e dissipata all'istante "t";
- $F_{CHP,t}$ rappresenta la potenza termica fornita dal combustibile in ingresso al cogeneratore all'istante "t".

Nell'Equazione (14) non viene considerata la potenza frigorifera prodotta dall'impianto, perché questa non dipende direttamente dall'efficienza di generazione, ma dalla strategia di consumo dell'impianto, essendo generata dall'energia termica o elettrica già prodotta e calcolata nell'ottimizzazione.

3.2. Definizione del Problema Economico

Il quadro economico del modello di ottimizzazione parte dalla definizione dello scenario tariffario, relativo ai costi dell'elettricità e del gas. Lo scenario influenza sia la definizione della strategia operativa ottimale che il processo di dimensionamento dell'impianto di tri-generazione.

I dati sui costi di acquisto dell'energia e del combustibile vengono inseriti come parametri di input del modello, pertanto è possibile eseguire un'analisi di sensitività al variare dello scenario di riferimento. A titolo esemplificativo, il costo di acquisto dell'energia elettrica può essere valutato considerando il giorno medio mensile per il costo dell'energia elettrica, derivante dal mercato energetico nazionale o per un fornitore di energia locale.

Il costo energetico effettivo viene quindi calcolato come mostrato nell'equazione (15), includendo i costi di distribuzione, trasporto e tasse.

$$c_{el,market,t} = c_{energy,t} + c_d + c_t + c_{tax} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] \quad (15)$$

Dove:

- $c_{el,market,t}$ rappresenta il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete elettrica nazionale;
- $c_{energy,t}$ è il costo della materia energia, cioè l'aliquota del costo totale relativa alla reale fornitura di energia dalla rete;
- c_d rappresenta il costo di distribuzione, che tiene conto degli oneri del distributore dell'energia elettrica delle rete nazionale;
- c_t rappresenta invece il costo relative al trasporto dell'energia
- c_{tax} è l'aliquota del costo totale relativa alle tasse e imposte in bolletta.

Un'altra opzione è l'adozione di accordi di acquisto di energia, PPA (Power Purchase Agreement), che sono attualmente in crescita in Europa. In questo caso, il costo annuo dell'energia elettrica è calcolato secondo l'equazione (16) per l'anno "k", comprensivo di una scadenza fissa e di un tasso annuo di aumento del prezzo.

$$c_{el,PPA,k+1} = c_{PPA,t} \cdot (1 + \%_k) \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] \quad (16)$$

L'altro parametro economico fondamentale è il costo unitario per ogni tecnologia e componente del sistema, sia in termini di costo del capitale (CAPEX) che di costi di esercizio e manutenzione (OPEX). Per mantenere il modello flessibile in funzione delle dimensioni dell'unità, il modello utilizza le curve dei costi unitari in funzione delle dimensioni dell'impianto.

Per quanto riguarda l'ottimizzazione della dimensione del sistema, il modello utilizza come Key Performance Indicator (KPI) il Valore Attuale Netto (VAN). Il VAN, o NPV (Net Present Value) rappresenta un indicatore economico e finanziario che è costituito dalla somma dei flussi di cassa

annuali relativi ad un investimento, riportati all'anno dell'investimento iniziale. È definito come nell'equazione (17).

$$VAN = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k \cdot (1 + g)^k}{(1 + i)^k} \quad (17)$$

Dove:

- CF_k rappresenta i flussi di cassa netti in entrata e in uscita durante un singolo anno “k”;
- $1/(1 + i)^k$ rappresenta il fattore di attualizzazione;
- g rappresenta il tasso di inflazione;
- i è il tasso di sconto;
- n indica la vita utile dell'impianto (in anni);

Il modello consente inoltre di prendere in considerazione la possibilità di mitigare i rischi di investimento relativi ad un impianto di tri-generazione. Alla luce di questa considerazione, vengono introdotti gli Energy Performance Contracts (EPC), poiché possono essere stipulati tra il proprietario dell'impianto e una Energy Service Company (ESCO).

Una ESCo è un operatore del settore energetico che può finanziare o raccogliere fondi per un intervento relativo ad un servizio energetico [143]. Il mezzo attraverso il quale le ESCo possono promuovere investimenti nel settore dell'efficienza è l'EPC.

Come mostrato in Figura 18 esistono due tipologie di contratto EPC:

- L'EPC a risparmi garantiti (Guaranteed Savings), in cui l'utente finale si assume il rischio finanziario dell'investimento, finanziandolo con risorse interne o reperendo risorse esterne, mentre la ESCo si assume il rischio tecnico del progetto, garantendo al cliente il minimo risparmio energetico. Se il risparmio garantito non raggiunge i livelli contrattuali, la ESCo deve coprire i relativi costi.
- L'EPC a risparmi condivisi (Shared Savings), in cui la ESCo finanzia il progetto di efficienza energetica, con fonti interne o trovando fonti terze, assumendosi il rischio finanziario dell'intervento. La ESCo ripaga l'investimento condividendo parte del risparmio energetico relativo all'intervento. La percentuale di condivisione tra ESCo e l'utente non è regolata a priori, ma è parte integrante del contratto [144].

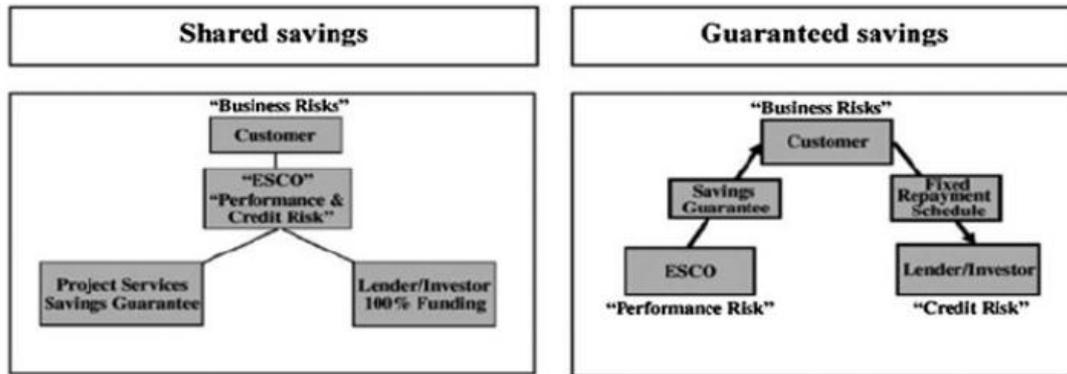


Figura 18 - Shared Savings and Guaranteed Savings: le due tipologie di EPC

La possibilità di utilizzare gli EPC come mezzo per aumentare l'efficienza energetica, riducendo l'impatto ambientale dei sistemi energetici è stata ampiamente discussa in letteratura.

In [144] è stata utilizzata l'analisi degli stakeholder per studiare la percezione di questi nuovi meccanismi contrattuali tra i protagonisti del settore energetico, concentrandosi sulle piccole e medie imprese in Cina.

In [145] è stato sviluppato un modello di misura non accertato per la valutazione del rischio di un progetto EPC, mentre Deng et al. [146] hanno utilizzato processi stocastici che tengono conto delle variazioni nella ripresa energetica e delle fluttuazioni del costo dell'energia, al fine di implementare un modello decisionale ESCo che consenta di stabilire la durata ottimale di un EPC. Principi et Al. [147] presentano una reale applicazione della contrattazione EPC, come mezzo per aumentare l'efficienza energetica nella pubblica amministrazione in Italia.

La ESCo, attraverso questa forma contrattuale, può assumersi il rischio finanziario di una parte dell'investimento, stabilendo un ritorno economico durante l'esercizio dell'impianto stesso e basando i profitti sulle prestazioni del sistema energetico che garantiranno un mancato costo rispetto a generazione separata di energia frigorifera, termica ed elettrica. Il VAN, in questo caso, può essere calcolato come nell'equazione (18):

$$VAN = -\theta \cdot (1 - \delta)I_0 - \sum_{l=1}^m \frac{(1-\theta) \cdot (1-\delta)I_0 \cdot (1+g)^k}{m \cdot (1+i)^l} + \sum_{k=1}^n \frac{CF_t \cdot (1+g)^k}{(1+i)^k} \quad (18)$$

Dove:

- $\theta \cdot (1 - \delta)$ rappresenta il tasso dell'investimento iniziale anticipato dal proprietario dell'impianto, sottratto dal tasso ottenuto a titolo di prestito in conto capitale;
- $\frac{(1-\theta) \cdot (1-\delta) \cdot I_0}{(1+i)^l}$ rappresenta la quota annuale da corrispondere alla ESCo per "m" anni;
- θ è il tasso di investimento fornito dal proprietario dell'impianto, mentre $(1 - \theta)$ è il tasso di investimento erogato dalla ESCo;
- δ è il tasso dell'investimento iniziale ottenuto come prestito di capitale.

I sistemi poli-generativi sono riconosciuti a livello europeo come tra i più promettenti in termini di efficienza energetica e mitigazione dell'impatto ambientale dei settori industriale e civile. Per questo motivo, il loro utilizzo è incoraggiato attraverso vari meccanismi specifici per ogni stato. Tra i vari sistemi poli-generativi, gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento e di tri-generazione sono sempre più diffusi attraverso l'introduzione di tariffe agevolate per l'acquisto del gas naturale, una semplificazione dell'iter autorizzativo, la priorità di dispacciamento dell'energia prodotta e introdotta in rete, nonché l'accesso ai certificati bianchi.

Il principale ricavo dell'impianto di cogenerazione è relativo all'energia elettrica prodotta e ceduta alla rete nell'intervallo di tempo "t". Per tenere in considerazione in modo flessibile lo scenario regolatorio, il modello considera un tasso di ricavi derivante da costi evitati, relativo a incentivi e tariffe scontate, come nell'Equazione (19).

$$R_t = \rho_e * E_{CHP,outgrid,t} + AC_t \quad (19)$$

I principali costi evitati sono rappresentati dai risparmi relativi all'elettricità generata dall'unità CHP e i costi evitati del combustibile dovuti all'energia termica fornita dal sistema di cogenerazione, come espresso nell'equazione (20).

$$AC = c_{el,market,t} \cdot E_{user,t} + c_{NG} \cdot \frac{H_{CHP,user}}{\eta_{boiler,ref} \cdot LHV_{fuel}} + c_{el,market,t} \cdot \left(C_{user,t} / EER_{ref} \right) + \delta_{tax} \cdot TA + \delta_{EEC} \cdot TEES + \delta_{CO2} \cdot CO_2T + \delta_{IP} \cdot IP \quad (20)$$

I primi tre termini che costituiscono i costi evitati nell'equazione (20) sono:

- Costi operativi per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete, in relazione alla generazione separata per soddisfare il fabbisogno di energia elettrica; il termine è definito dal prodotto tra il costo unitario al kWh dell'energia elettrica acquistata dalla rete ($c_{el,market,t}$) e il reale fabbisogno di energia elettrica dell'utente finale ($E_{user,t}$);
- Costi operativi per il soddisfacimento del fabbisogno di energia termica: questa viene calcolata considerando per la generazione separata l'utilizzo di caldaie convenzionali, con un rendimento di riferimento ben definito. Il termine è dato dal prodotto tra il costo unitario del combustibile utilizzato allo Sm^3 e il fabbisogno di energia termica dell'utente finale in kWh ($H_{CHP,user}$) diviso per il rendimento di riferimento per le caldaie convenzionali ($\eta_{boiler,ref}$) e per il Potere Calorifico Inferiore del combustibile utilizzato in kWh/Sm^3 (LHV_{fuel});
- Costi operativi per il soddisfacimento del fabbisogno di energia frigorifera: questa viene calcolata considerando l'utilizzo di pompe di calore a compressione di gas nella generazione separata, quindi il termine pesa sull'energia elettrica acquistata dalla rete, attraverso il coefficiente di prestazione estivo (Energy Efficiency Ratio) di riferimento; in questo caso il termine è quindi dato dal prodotto tra il costo dell'energia elettrica acquistata dalla rete

($C_{el,market,t}$) e il fabbisogno di energia elettrica per soddisfare il carico frigorifero dell'utente finale, definito a sua volta dal rapporto tra il fabbisogno frigorifero stesso ($C_{user,t}$) e il coefficiente di prestazione estivo di riferimento ($EEER_{ref}$)

Altri vantaggi possono essere inclusi in particolari circostanze ed elencati nella Tabella 1: elusione fiscale (TA), Titoli di Efficienza Energetica (TEE) [148,149] carbon tax (CO₂T), programma di incentivi (IP) con un importo fisso per un nuovo CHP installazione, e altri ulteriori importi/sovvenzioni e supplemento forfetario, in funzione della potenza installata, dell'energia elettrica immessa in rete e della quota di energia elettrica auto-consumata.

Tabella 1 – Definizione dei termini relativi ai costi evitati per ogni tipo di incentivo

Avoided Cost	Potential Equation
TA	$tax \cdot \frac{E_{CHP,user}}{\eta_{el,CHP} \cdot \rho_{fuel} \cdot LHV_{fuel}}$
EEC	$c_{EEC} \cdot n_{EECs} = c_{EEC} \cdot K \cdot \left(\frac{H_{CHP}}{\eta_{ref,th}} + \frac{E_{CHP}}{\eta_{ref,e}} - F_{CHP} \right)$
CO ₂ T	$c_{CO_2} \cdot (EM_{NoCHP,t} - EM_{CHP,t} - EM_{int,H,t} - EM_{Grid,t})$
IP	$InP_f + p_{Power} \cdot W_{CHP} + p_{used} \cdot E_{CHP,user} + p_{fed} \cdot E_{CHP,OutGrid}$

Come indicato in tabella il termine relativo alle agevolazioni fiscali è riferito all'acquisto del combustibile, proporzionale dunque al termine $\frac{E_{CHP,user}}{\eta_{el,CHP} \cdot \rho_{fuel} \cdot LHV_{fuel}}$ che rappresenta proprio la quantità di combustibile acquistato in Sm³.

Il numero di TEE (n_{EECs}) è proporzionale alla quantità di energia risparmiata grazie all'impianto CHP, $\left(\frac{H_{CHP}}{\eta_{ref,th}} + \frac{E_{CHP}}{\eta_{ref,e}} - F_{CHP} \right)$, attraverso il coefficiente K , che mette in relazione il numero di TEE con il carburante risparmiato secondo gli incentivi promossi dalle leggi nazionali.

Nel termine relativo alla carbon tax i parametri hanno le seguenti definizioni:

- $EM_{NoCHP,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ in atmosfera con la generazione separata;
- $EM_{CHP,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ in atmosfera relativa alla generazione di energia elettrica termica e frigorifera da parte dell'unità di cogenerazione;
- $EM_{int,H,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ in atmosfera relativa alla generazione di energia termica attraverso la caldaia tradizionale di integrazione nell'impianto di tri-generazione;
- $EM_{Grid,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ in atmosfera derivante dalla produzione della quantità di energia elettrica di integrazione acquistata dalla rete elettrica nazionale;

Infine, il parametri che costituiscono il termine che tiene conto di programmi incentivanti per la cogenerazione sono i seguenti:

- InP_f rappresenta un incentivo relativo alle nuove installazioni, ed è proporzionale alla potenza installata;
- $p_{Power} \cdot W_{CHP}$ è una quota di incentivazione forfettaria, dipendente anche essa dalla potenza installata;
- $p_{used} \cdot E_{CHP,user}$ è un termine di incentivazione relativo all'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione ed auto-consumata;
- $p_{fed} \cdot E_{CHP,OutGrid}$ è un termine di incentivazione relativo all'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione ed immessa in rete.

All'interno dell'equazione sono poi introdotti dei termini δ_i che sono coefficienti che possono assumere valore 1 o zero, rispettivamente, se il sistema di cogenerazione analizzato, durante il suo funzionamento, soddisfa o non soddisfa le condizioni definite dalle leggi nazionali per accedere a tali agevolazioni.

I costi operativi relativi ad un impianto di tri-generazione per come definito nella Figura 17, come indicato nell'equazione (21), sono invece determinati da:

- Costi operativi per l'acquisto del combustibile di alimentazione dell'unità di cogenerazione.
- Costi operativi per l'acquisto di combustibile da bruciare all'interno delle caldaie ausiliarie in caso di insufficienza della produzione di energia termica rispetto a quanto richiesto dall'utente finale.
- Costi operativi per l'acquisto di energia elettrica di integrazione dalla rete nel caso in cui il fabbisogno di energia elettrica dell'utenza risulti superiore a quanto prodotto dall'unità di cogenerazione.

$$C_t = \left(F_{CHP,t} + \frac{H_{int,t}}{\eta_{boiler,ref} \cdot \rho_{fuel} \cdot LHV_{fuel}} \right) \cdot C_{fuel} + E_{ingrid,t} \cdot c_{el} \quad (21)$$

Il modello di ottimizzazione multi-obiettivo, per quanto riguarda gli aspetti economici trattati nel paragrafo, ha lo scopo di minimizzare la funzione di costo F_C definita dall'equazione (22):

$$F_C = C_t - R_t \quad (22)$$

La necessità di procedere con la minimizzazione della funzione di costo e non con la massimizzazione dei ricavi, deriva dalla struttura degli algoritmi utilizzati per risolvere il problema di ottimizzazione multi-obiettivo; questi prevedono infatti la minimizzazione delle funzioni obiettivo e non la massimizzazione.

3.3. Definizione del Problema Ambientale

Il modello di ottimizzazione multi-obiettivo mira a valutare non solo la migliore soluzione in termini di prestazioni tecniche ed economico-finanziarie. Infatti, è importante valutare l'opzione migliore anche in base alle problematiche ambientali. Il modello tiene quindi conto dell'emissione prodotta dalla configurazione dell'impianto, attraverso la valutazione delle emissioni effettive rispetto al tasso di emissione di riferimento. Questo rapporto è espresso nella funzione di ottimizzazione ambientale F_{EM} definita equazione (23).

$$F_{EM} = \frac{EM_{CHP,t} + EM_{int,H,t} + EM_{Grid,t}}{EM_{REF,E} + EM_{REF,H} + EM_{REF,C} + EM_{E,sold}} \quad (23)$$

Ciascun contributo alle emissioni presentato nell'equazione (23) è valutato come la produzione di chilogrammi equivalenti di CO₂ per unità di combustibile. In particolare:

- $EM_{CHP,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ equivalente legate alla produzione di energia elettrica attraverso l'unità di cogenerazione;
- $EM_{int,H,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ equivalente relative alla combustione di combustibile fossile per la generazione del calore di integrazione;
- $EM_{Grid,t}$ rappresenta la quantità di emissioni di CO₂ equivalente relative alla generazione dell'energia elettrica che viene prelevata dalla rete in caso di surplus della domanda rispetto alla produzione dell'impianto di tri-generazione;
- $EM_{REF,E}$ rappresenta le emissioni di riferimento per la generazione dell'energia elettrica richiesta dall'utente finale, con riferimento alle emissioni della rete elettrica nazionale;
- $EM_{REF,H}$ rappresenta le emissioni di riferimento per la generazione dell'energia termica richiesta dall'utente finale, con riferimento alla combustione in una caldaia convenzionale;
- $EM_{REF,C}$ rappresenta invece le emissioni di riferimento per la produzione di energia frigorifera richiesta dall'utente finale, prendendo a riferimento l'utilizzo di pompe di calore a compressione di gas con un EER di riferimento;
- $EM_{E,sold}$ rappresenta le emissioni di CO₂ equivalente per l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione e immessa in rete; questo termine è relativo infatti ad una quota di energia che, qualora non fosse prodotta dall'impianto di cogenerazione, dovrebbe essere comunque prodotta in generazione separata.

Maggiori dettagli saranno forniti in un paragrafo successivo, dove viene descritto ciascun contributo legato ai vincoli a cui i termini della funzione sopra definiti sono sottoposti.

3.4. Descrizione del Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo

Il modello di ottimizzazione utilizza un approccio multi-obiettivo, per definire la strategia operativa ottimale nella conduzione dell'impianto e la progettazione impiantistica ottimale in termini di dimensionamento dei vari componenti che costituiscono un sistema energetico complesso in assetto tri-generativo.

L'approccio multi-obiettivo, in cui le condizioni ottimali sono definite da un trade-off tra due o più obiettivi in conflitto tra loro, trova molte applicazioni in letteratura.

Nei problemi di ottimizzazione dei sistemi energetici, il conflitto può essere tra la massimizzazione dell'efficienza tecnica dell'impianto, la minimizzazione dei costi operativi e la minimizzazione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

In questo lavoro, la logica e la struttura del modello sono definite dalla possibilità di ottimizzare non solo le condizioni operative o il dimensionamento del sistema separatamente, ma di integrare i due aspetti.

Il modello proposto, quindi, attraverso una struttura multilivello, tende ad ottimizzare la strategia operativa e, nel contempo, il dimensionamento dei vari componenti del sistema, come mostrato nello schema a blocchi di Figura 19.

Il modello di ottimizzazione descritto nel presente studio è implementato in Matlab, attraverso la definizione di vettori e matrici, adottando due diverse tipologie di algoritmo: 1) Algoritmo Genetico in ambiente Matlab/Simulink [150]; 2) Algoritmo "fggoalattain" sempre in ambiente Matlab/Simulink che permette l'ottimizzazione multiobiettivo impostando dei "goal" cioè degli obiettivi che l'algoritmo tende a soddisfare per le tre funzioni di ottimizzazione e impostando dei "weight" cioè dei pesi tra le tre funzioni stesse al fine di definire un ordine di priorità nell'ottimizzazione. Tali caratteristiche rendono molto interessante il secondo algoritmo di soluzione in quanto permette di eseguire analisi di sensitività su alcuni parametri fondamentali, al variare ad esempio degli obiettivi di ottimizzazione e dei pesi per ogni funzione da ottimizzare.

In entrambi i casi la struttura del modello è di fatto identica, al netto delle impostazioni e opzioni dei solutori e dei parametri ad hoc da definire per ognuno dei due algoritmi.

Gli input del modello di ottimizzazione garantiscono una buona flessibilità e la possibilità di effettuare analisi di sensitività:

- a) Il fabbisogno energetico dell'utente: gli input del sistema sono essenzialmente costituiti dai vettori di discretizzazione temporale e dai vettori dei carichi elettrici, termici e frigoriferi dell'utente finale, indicati rispettivamente con i termini $E_{user,t}$, $H_{user,t}$ e $C_{user,t}$.

La determinazione dei valori di consumo dell'utenza può avvenire attraverso diverse modalità: si può creare un modello di previsione oraria per una specifica utenza industriale, per

determinare i “giorni tipo” e considerare così diversi scenari di consumo; è possibile determinare tali valori di consumo anche a seguito di analisi statistiche se, ad esempio, l'utente finale è dotato di un'adeguata infrastruttura di monitoraggio; il consumo potrebbe anche essere letto e implementato in tempo reale all'interno del modello.

Il modello propone una discretizzazione temporale su base oraria, individuata da un vettore “t” composto da 24 elementi in progressione.

- b) La scelta Tecnologica, effettuata preventivamente dall'utente del software di ottimizzazione: questa caratteristica del modello lo rende applicabile ad un ampio portfolio di tecnologie utilizzabili sia in termini di unità di cogenerazione (motore primo) che in termini di Sistema di Stoccaggio e Pompe di Calore, come indicato nel paragrafo 3.1. La flessibilità sulla scelta della tecnologia si riflette anche sulla scelta del combustibile utilizzato dal sistema energetico per la produzione di energia elettrica, termica e frigorifera. I due principali combustibili gestiti in input dal modello sono il metano e l'idrogeno.
- c) Lo scenario di riferimento: questo input permette di definire gli scenari tariffari di riferimento relativi ai prezzi di vendita e acquisto dei principali vettori energetici in uscita e in ingresso al sistema, nonché le efficienze di riferimento e i parametri necessari per la calcoli delle emissioni. Inoltre, a seconda del caso studio, si possono configurare diversi riferimenti normativi, in termini di vincoli sulle installazioni e meccanismi incentivanti.

Partendo dal vettore dei carichi elettrici dell'utente, il modello analizza il picco di potenza in assorbimento massimo e il valore minimo; attraverso questi dati viene generata una matrice di taglie possibili per il dimensionamento dell'unità di cogenerazione (Size Matrix), comprese appunto tra il valore minimo e il valore massimo. Ogni taglia all'interno della matrice viene poi introdotta nel modello per valutare il dimensionamento ottimale dell'impianto, come spiegato più in dettaglio di seguito.

Il modello si basa su due distinte routine di ottimizzazione, come indicato anche nella Figura 19. Nella routine centrale avviene l'ottimizzazione multi-obiettivo delle condizioni operative per ogni giorno tipo su base oraria, con la valutazione della funzione tecnica, quella economica e quella ambientale; il risultato di questa routine, dove avviene anche l'iterazione di tutte le taglie per una data tecnologia e poi di tutte le tecnologie prese in considerazione, è costituito dalla “Matrice dei Risultati” che contiene l'accoppiamento tra tutte le taglie di tutte le tecnologie e il corrispondente VAN. Nella routine esterna viene eseguita invece la massimizzazione del VAN per ogni tecnologia; il risultato è quindi dato dalla definizione della taglia ottimale per ogni tipologia di accoppiamento tecnologico considerato.

Di seguito sono descritte più in dettaglio la struttura e il funzionamento delle due routine di ottimizzazione definite.

Routine Centrale di Ottimizzazione

Tale routine è individuata dal primo macro-blocco ***“First Optimization Level – Multiple Sizing Results with Optimized Operation”*** racchiuso nel riquadro tratteggiato in figura : in questo livello di ottimizzazione la taglia dei principali componenti del sistema energetico rappresenta un input del modello; tutte le grandezze e variabili sono valutate sulla discretizzazione oraria proposta dal modello, attraverso un *“ciclo for”* che scorre il vettore *“t”* e di conseguenza tutti i vettori di consumo orario definiti come input principali. Tale ciclo implica 24 simulazioni orarie per ogni giorno preso in considerazione.

In particolare il modello utilizza 3 giorni tipo distinti, rappresentativi di tre periodi nell’anno con curve di carico elettrico, termico e frigorifero caratteristiche; i giorni tipo sono costituiti da una media dei consumi orari su tutti i giorni di ogni periodo di riferimento:

- **Giorno Medio Periodo Invernale**, che è dato dalla media dei giorni nel periodo di accensione dell’impianto termico per il riscaldamento degli ambienti, come da normativa, a seconda della zona climatica.
- **Giorno Medio Periodo Estivo**, che è dato dalla media dei giorni nel periodo di accensione dell’impianto per il raffrescamento degli ambienti, come da normativa, a seconda della zona climatica.
- **Giorno Medio Periodo Intermedio**, che è dato dalla media dei giorni nel periodo di non accensione dell’impianto per il raffrescamento o il riscaldamento degli ambienti, come da normativa, a seconda della zona climatica.

Ad ogni modo, il modello può essere sviluppato anche per ogni singolo giorno dell’anno con l’ottenimento di risultati più precisi nella prima routine di ottimizzazione.

All’interno della routine centrale viene eseguito l’algoritmo di ottimizzazione multi-obiettivo, basato sulle tre funzioni di ottimizzazione già descritte nei paragrafi precedenti e che vengono riportate di seguito per comodità di lettura:

- **Funzione di Ottimizzazione Economica** $F_C = C_t - R_t$
- **Funzione di Ottimizzazione Tecnica** $F_T = (E_{CHP,t} + H_{CHP,t})/F_{CHP,t}$
- **Funzione di Ottimizzazione Ambientale** $F_{EM} = \frac{EM_{CHP,t} + EM_{int,H,t} + EM_{Grid,t}}{EM_{REF,E} + EM_{REF,H} + EM_{REF,C}}$

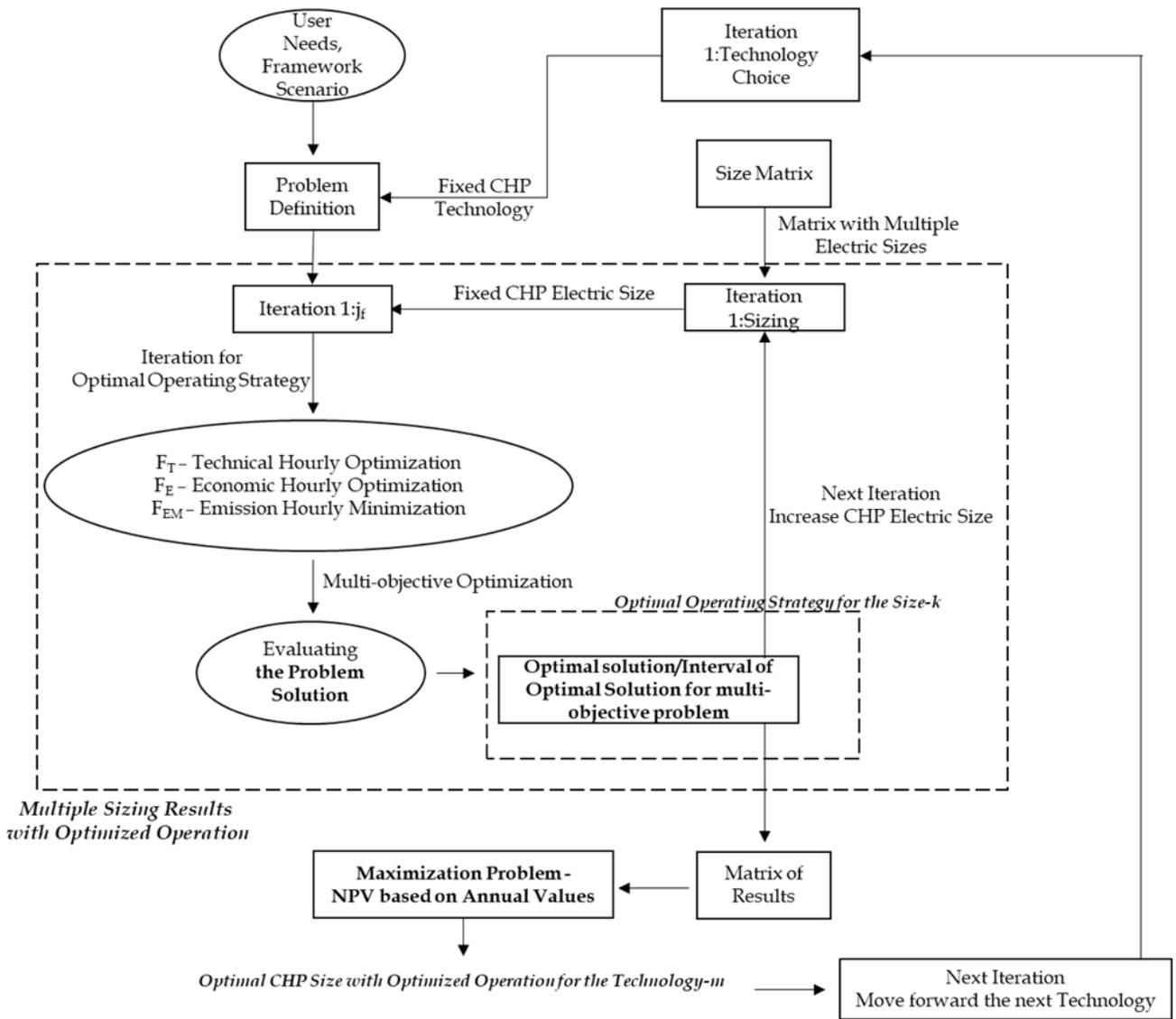


Figura 19 - Schema a Blocchi Modello di Ottimizzazione

Questo problema di ottimizzazione multi-obiettivo può essere formulato come indicato nell'Equazione (24) .

$$\min \{F_T(\mathbf{X}), F_E(\mathbf{X}), F_{EM}(\mathbf{X})\} \quad (24)$$

Dove \mathbf{X} , come espresso nell'Equazione (25), rappresenta il vettore che contiene le variabili decisionali del problema di ottimizzazione, f .

$$\mathbf{X} = [f_1, f_2, \dots, f_j] \quad (25)$$

Ogni processo di ottimizzazione genera un insieme di variabili decisionali ottime, che vengono poi utilizzate per valutare l'immagine di F nello spazio delle funzioni obiettivo considerate, come mostrato nell'Equazione (26):

$$Z_i = [F_T(X_i), F_E(X_i), F_{EM}(X_i)] \quad (26)$$

In ambiente Matlab, l'algoritmo utilizzato dalla funzione "gamultiobj" per la ricerca dei punti ottimali e la definizione del "Pareto Front" è un algoritmo genetico controllato ed elitario, una variante di NSGA-II [150].

L'algoritmo genetico tende ad aumentare sempre la diversità della popolazione ad ogni iterazione, attraverso il processo di crossover e mutazione. Ogni individuo di ogni generazione è identificato da un rango, che definisce il grado di dominanza di un individuo su un altro. Gli individui con il rango più basso sono quelli dominanti, e quindi hanno una maggiore probabilità di essere selezionati per generare una nuova popolazione alla successiva iterazione.

Al termine delle iterazioni, il concetto di "Dominanza di Pareto" porta alla definizione del "Fronte di Pareto", il luogo dei punti che ottimizzano il problema.

Ovviamente, nel caso di problemi multi-obiettivo non lineari come quello in esame, non esiste una soluzione univoca del problema, in quanto non esiste un insieme di soluzioni che dominino in modo assoluto gli altri; il "Fronte Pareto" è, quindi, utile per evidenziare la gamma di soluzioni che ottimizzano globalmente il problema multi-obiettivo.

Dati due vettori Z_1, Z_2 , si dice che Z_1 domina Z_2 , secondo Pareto ($Z_1 \leq_P Z_2$) quando sono soddisfatte entrambe le condizioni espresse nell'Equazione (27) e nell'Equazione (28).

$$y_{1,i} \leq y_{2,i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, j \quad (27)$$

$$y_{1,m} \leq y_{2,m} \text{ per almeno un } m \in \{1, 2, \dots, j\} \quad (28)$$

Un vettore di variabili decisionali $x^* \in F$ si definisce Pareto ottimo se non esiste un altro vettore $x \in F$ che lo domini secondo Pareto, cioè se non esiste un vettore $x \in F$ che non possa soddisfare la condizione come nell'Equazione (29).

$$f(x) \leq_P f(x^*) \quad (29)$$

Allo stesso modo, un vettore di obiettivi $y^* \in Y$ rappresenta un ottimo secondo Pareto se non c'è nessun altro vettore $y \in Y$ che soddisfi la condizione come nell'Equazione (30).

$$y \leq_P y^* \quad (30)$$

In molti casi il problema si considera risolto quando è stato identificato l'insieme delle soluzioni secondo Pareto. Per ordinare tutte le soluzioni ottimali trovate, in base a criteri di preferenza, e valutare la migliore secondo quest'ordine, occorre definire un "decision-maker".

Dopo la valutazione della soluzione ottima o dell'intervallo di soluzioni ottime secondo Pareto, il modello fornisce l'insieme delle variabili con valore ottimizzato, valutate con una taglia di unità di cogenerazione fissata. La strategia ottimale viene calcolata considerando anche il funzionamento a

carico parziale e i vincoli del sistema, valutando le tre funzioni di ottimizzazione: tecnica, economica e ambientale.

Dalla descrizione eseguita dell'algoritmo di risoluzione si nota quindi che questo è sicuramente applicabile per sistemi energetici relativamente complessi, nel caso in cui si voglia valutare una situazione di trade-off tra diverse funzioni obiettivo.

Utilizzando invece l'algoritmo "*fgoalattain*", sempre in ambiente Matlab è possibile eseguire l'ottimizzazione multi-obiettivo attraverso la definizione di specifici pesi per ognuna delle tre funzioni di ottimizzazione. In questo caso dunque non si avrà la generazione di un fronte di Pareto, ma una serie di risultati che permettono diverse analisi di sensitività rispetto appunto ai pesi definiti per ognuno degli obiettivi. Per tale ragione le soluzioni ottenute da questa seconda tipologia di solutore che verrà applicato all'interno dei casi-studio presentano una robustezza notevolmente superiore rispetto all'algoritmo genetico, in termini di rispetto dei vincoli sia lineari che non lineari con tolleranze relative basse, nell'ordine del 10^{-10} . I risultati ottenuti da questo algoritmo dipendono altresì dalla definizione degli obiettivi a cui l'ottimizzazione tende per ogni funzione in esame. Anche questo aspetto risulta interessante in termini di analisi di sensitività, in quanto a seconda dei vincoli imposti dalla normativa o da ragioni economiche e tecniche, sarà possibile per l'utente utilizzatore del modello di ottimizzazione impostare dei pesi e delle priorità diverse che daranno vita a variabili ottimizzate diverse da caso a caso.

Il modello archivia i valori delle variabili ottimizzate in una "Matrice Contenitore" per ogni simulazione oraria eseguita. L'operazione continua passando alla successiva taglia per l'unità di cogenerazione.

La routine centrale termina con l'ottenimento della "Matrice dei Risultati" che memorizza tutti i valori di tutte le variabili ottimizzate per ogni taglia presa in considerazione; come si evince anche dalla Figura 19, il blocco "Result Matrix" rappresenta infatti l'output del primo macro blocco di ottimizzazione su base oraria.

Routine di ottimizzazione Esterna

Il modello, quindi, nella seconda routine, estrapola i valori dalla Matrice dei Risultati e genera un processo di accoppiamento tra le variabili temporali ottimizzate per la strategia operativa e il corrispondente valore di taglia dell'unità di cogenerazione.

Questa coppia definisce tutti i parametri per la valutazione del Valore Attuale Netto (VAN): il modello valuta quindi i valori delle variabili orarie per l'intero periodo di analisi; in questo modo, il valore della produzione annua dell'impianto utilizzato per il calcolo del VAN, espresso nell'equazione (17) o nell'equazione (18), e tutte le funzioni di costo e ricavo, si basano su valori ora per ora

ottimizzati. Il modello opera quindi il processo di massimizzazione del VAN in funzione della taglia di impianto installata.

Una volta ottenuto il VAN ottimale in corrispondenza della taglia ottimale per una fissata tecnologia, il modello aggiorna la tecnologia utilizzata come unità di cogenerazione e l'intero processo di ottimizzazione viene ripetuto per le "m" tecnologie analizzate.

Il modello fornirà quindi come output, per ogni tecnologia presa in esame, l'andamento del VAN in funzione della taglia e di conseguenza l'indicazione della taglia corrispondente al massimo valore del VAN, incluso il valore numerico di quest'ultimo nelle condizioni di ottimo globale.

Tale condizione, definita di "ottimo globale" per il problema di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello, rappresenta quindi la migliore taglia della migliore tecnologia applicabile ad un determinato caso studio.

3.5. Formalizzazione e Implementazione del Modello di Ottimizzazione Multi-Obiettivo

Nel presente paragrafo vengono descritte la formalizzazione matematica e l'implementazione del modello di ottimizzazione, attraverso l'analisi delle principali variabili, delle condizioni al contorno e dei vincoli.

3.5.1. Le variabili Decisionali del Modello

La Tabella 2 mostra tutte le variabili decisionali del modello. La struttura delle variabili segue la strategia di ottimizzazione a due livelli: vi sono quindi variabili dipendenti dal tempo, indicate con il pedice "t", da cui dipende l'ottimizzazione della strategia operativa oraria; ci sono poi le variabili di dimensionamento, indicate con il pedice "size", da cui dipende la seconda routine di ottimizzazione.

Tabella 2 - Lista delle Variabili Decisionali

Lista delle Variabili Decisionali	
$E_{CHP,size}$	Potenza Elettrica Nominale dell'Unità di Cogenerazione
$E_{CHP,t}$	Potenza Elettrica Prodotta dall'Unità di Cogenerazione
$C_{CHP,E,t}$	Potenza Frigorifera Prodotta da Potenza Elettrica
$C_{CHP,H,t}$	Potenza Frigorifera Prodotta da Potenza Termica
$H_{CHP,E,t}$	Potenza Termica Prodotta da Potenza Elettrica
$E_{CHP,storein,t}$	Potenza Elettrica in input al Sistema di Storage
$E_{CHP,stored,t}$	Potenza Elettrica Stoccata nel Sistema di Storage
$E_{CHP,storeout,t}$	Potenza Elettrica in output dal Sistema di Storage
$E_{CHP,exchange,grid,t}$	Potenza Elettrica Scambiata con la Rete Elettrica
$H_{int,t}$	Potenza Termica Integrata nel Sistema attraverso Caldaia Aux
$H_{diss,t}$	Potenza Termica Dissipata
$H_{CHP,t}$	Potenza Termica Prodotta dall'Unità di Cogenerazione
$F_{CHP,t}$	Potenza Termo-Chimica del Combustibile in ingresso all'Unità di Cogenerazione

Da un punto di vista implementativo, per tenere conto dell'evoluzione temporale oraria del modello, le variabili sono rappresentate da una matrice di dimensioni, $u \times v$, dove:

- u rappresenta il numero di variabili
- v rappresenta il numero di intervalli temporali derivanti dalla discretizzazione oraria

Tale matrice ha lo scopo di aggiornare il vettore delle variabili per ogni istante temporale, all'interno del ciclo iterativo nella routine di ottimizzazione centrale; ne consegue che per ogni intervallo temporale il modello gestisce 11 variabili decisionali.

La variabile che identifica la produzione di energia del cogeneratore è $E_{CHP,t}$, mentre le variabili $H_{CHP,t}$ e $F_{CHP,t}$ che rappresentano l'energia termica prodotta e l'energia del combustibile in ingresso

all'unità di cogenerazione rispettivamente, dipendono in modo vincolato da $E_{CHP,t}$, come verrà meglio evidenziato sotto-paragrafo 3.5.2.

Per quanto riguarda le pompe di calore a compressione di gas, le variabili di decisione riguardano la produzione di energia frigorifera e termica ($C_{CHP,E,t}$ e $H_{CHP,E,t}$), mentre l'energia elettrica assorbita dai componenti è legata alle variabili di decisione tramite i coefficienti di prestazione invernale ed estiva (COP ed EER) .

Per l'accumulo elettrico, le variabili riguardano:

- l'energia immagazzinata nella fase di carica all'istante t ($E_{CHP,storein,t}$);
- l'energia rilasciata durante la fase di scarica all'istante t ($E_{CHP,storeout,t}$);
- l'energia immagazzinata fino all'istante t ($E_{CHP,stored,t}$);

Lo scambio bidirezionale di energia elettrica con la rete è modellato attraverso un'unica variabile decisionale che è l'unica che può assumere valori sia negativi che positivi:

- $E_{CHP,exchange,grid,t}$ assumerà un valore negativo nel caso in cui il fabbisogno di energia elettrica dell'utente è superiore a quanto il sistema energetico riesce a produrre, mentre assumerà un valore positivo nel caso opposto in cui sarà necessario acquistare energia dalla rete per integrare la produzione dell'unità di cogenerazione.

Da un punto di vista termico si definiscono poi le variabili relative a:

- calore di integrazione $H_{int,t}$ nel caso in cui il fabbisogno di energia termica dell'utente è superiore a quanto il sistema energetico riesca a produrre;
- al calore dissipato $H_{diss,t}$ nel caso in cui la produzione di energia termica dal sistema risulti superiore rispetto a quanto richiesto dall'utente finale.

Per quanto riguarda il dimensionamento dell'impianto, l'unica variabile decisionale presa in considerazione è quella relativa alla taglia elettrica dell'unità di cogenerazione $E_{CHP,size}$.

Questa variabile è infatti sufficiente per definire univocamente le dimensioni di tutti i componenti del sistema energetico; la taglia termica dell'unità di cogenerazione è correlata alla variabile di produzione di energia elettrica attraverso l'indice Termo-Elettrico; la scelta della taglia frigorifera delle pompe di calore è correlata alle condizioni di massimo carico frigorifero definite dal vettore $C_{user,t}$; la dimensione dell'accumulo elettrico è invece correlata alla capacità massima di produzione di energia elettrica del cogeneratore, come descritto nell'Equazione (31), dove UF è un parametro definito dall'utente che dipende dall'autonomia desiderata per il sistema di accumulo rispetto alle dimensioni dell'unità di cogenerazione.

$$E_{store,size} = UF \cdot E_{CHP,size} \quad (31)$$

3.5.2. I vincoli del modello

Data la complessità del sistema energetico analizzato, il problema di ottimizzazione è soggetto a vincoli lineari e non lineari. È quindi fondamentale descrivere le equazioni matematiche che modellano i vincoli fisici del problema. Al fine di permettere l'individuazione dei componenti considerati all'interno del sistema energetico per la definizione dei principali vincoli, la Figura 20 riporta lo schema a blocchi dell'impianto con la definizione delle principali tecnologie considerate come portfolio del modello per ogni blocco.

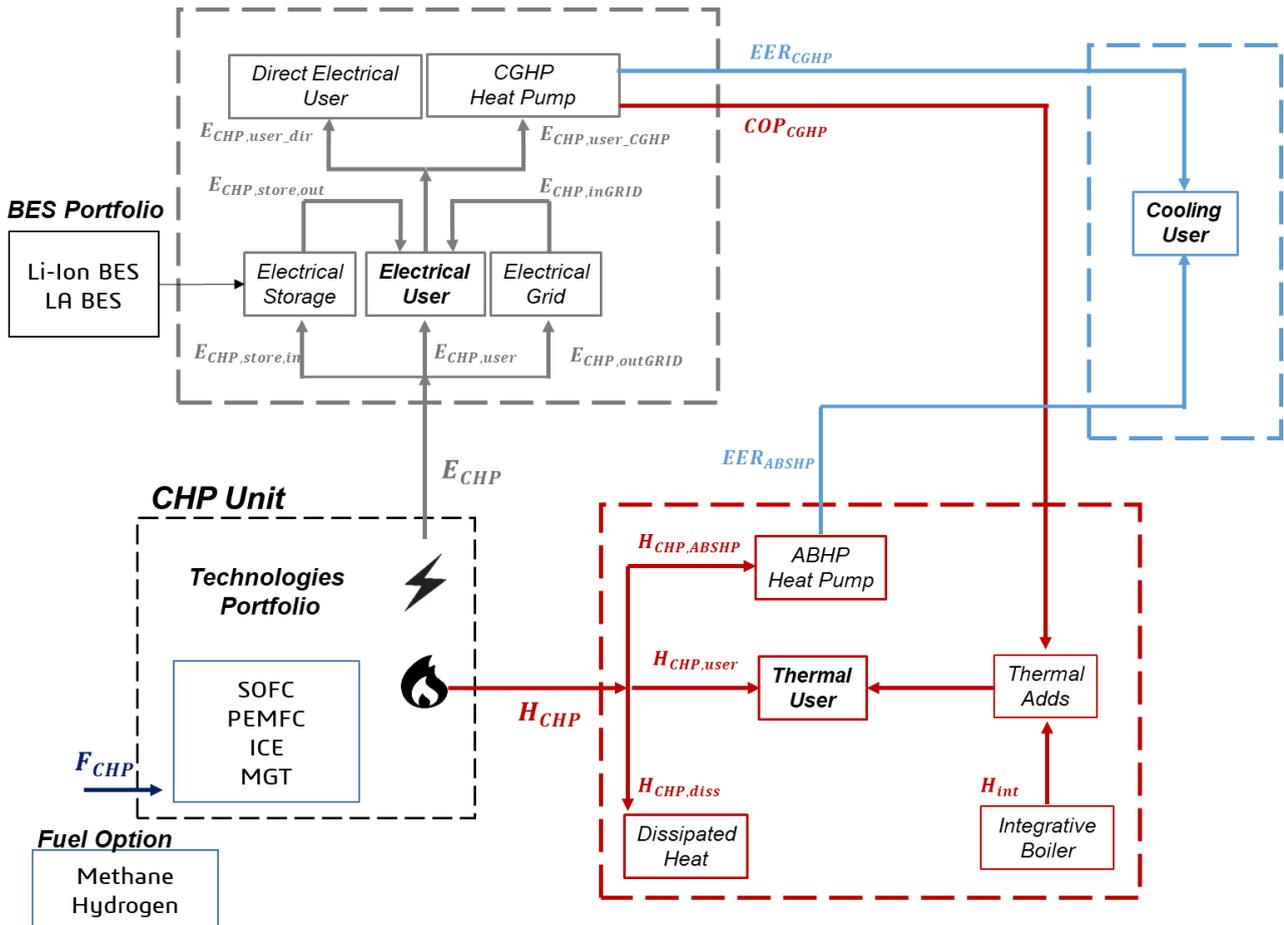


Figura 20 - Schema a Blocchi Impianto di Tri-generazione con indicazione delle tecnologie per ogni blocco

Performance dell'Unità di Cogenerazione

Per quanto riguarda i vincoli sulle prestazioni dell'Unità di Cogenerazione, il modello considera il rendimento elettrico $\eta_{E}^{j_{CHP,t}}$ in funzione del tempo, e quindi in funzione del rapporto di carico del motore di cogenerazione, come indicato nell'equazione (32).

$$E_{CHP,t} = \eta_{E}^{j_{CHP,t}} \cdot F_{CHP,t} \quad (32)$$

Nella fase di modellazione, per ogni tipologia di unità di cogenerazione utilizzata, sono state individuate curve di rendimento come trend e in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione, ed

in funzione del Fattore di Carico, LF, definito nell'Equazione (33) come il rapporto tra la potenza elettrica prodotta nell'intervallo orario “t” e la potenza elettrica nominale dell'unità di cogenerazione.

$$LF_t = E_{CHP,t} / E_{CHP,size} \quad (33)$$

Lo stesso approccio è stato applicato a $\eta_{TOT}^j_{CHP,t}$ il rendimento complessivo dell'unità di cogenerazione, come indicato nell'equazione (34).

$$H_{CHP,t} = F_{CHP,t} \cdot \eta_{TOT}^j_{CHP,t} - E_{CHP,t} \quad (34)$$

Come indicato nella Figura 20 le possibili soluzioni tecnologiche all'interno del portfolio del modello per l'unità di cogenerazione sono costituite da:

- Celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC)
- Celle a combustibile ad ossidi solidi (PEMFC)
- Motori a Combustione Interna (ICE)
- Micro-Turbine a Gas (MTG)

Per ognuna di queste tecnologie il modello definisce le curve di efficienza in funzione della taglia e delle condizioni di esercizio.

Per quanto riguarda le celle a combustibile le curve modellate si riferiscono all'efficienza elettrica e all'efficienza termica, quindi il rendimento totale verrà ricavato attraverso la relazione indicata nell'equazione (35).

$$\eta_{CHP,th} = \eta_{CHP,tot} - \eta_{CHP,el} \quad (35)$$

Per quanto riguarda invece le altre tecnologie le curve modellate si riferiscono all'efficienza elettrica e all'efficienza totale.

Modellazione delle performance delle Celle a Combustibile ad Ossidi Solidi (SOFC)

Le equazioni (36) e (37) descrivono l'andamento modellato rispettivamente dell'efficienza elettrica e termica in funzione delle condizioni di carico parziale per le celle a combustibile ad ossidi solidi.

$$\eta_{el,SOFC} = a_{el,NG,0} + a_{el,NG,1} \cdot \ln(LF) \quad (36)$$

$$\eta_{th,SOFC} = a_{th,0} + a_{th,1} \cdot \ln(LF) \quad (37)$$

L'andamento in funzione del fattore di carico è quindi di tipo logaritmico, e i coefficienti numerici indicati nelle precedenti equazioni saranno definiti nel capitolo della validazione semi-empirica.

Il trend di efficienza elettrica e termica in funzione della taglia installata per le celle a combustibile ad ossidi solidi è di fatto costante, a causa della modularità che costituisce caratteristica principale di questa tecnologia.

Modellazione delle performance delle Celle a Combustibile a membrana a scambio protonico alimentate a metano (PEMFC – CH₄)

Le equazioni (38) e (39) descrivono l'andamento modellato rispettivamente dell'efficienza elettrica e termica in funzione delle condizioni di carico parziale per le celle a membrana a scambio protonico alimentate a metano.

$$\eta_{el,PEMFC} = a_{el,CH4,2} + a_{el,CH4,3} \cdot \ln(LF) \quad (38)$$

$$\eta_{th,PEMFC} = a_{th,2} + a_{th,3} \cdot \ln(LF) \quad (39)$$

L'andamento in funzione del fattore di carico, anche in questo caso, è di tipo logaritmico, e i coefficienti numerici indicati nelle precedenti equazioni saranno definiti nel capitolo della validazione semi-empirica.

Come già indicato per le celle a combustibile ad ossidi solidi l'efficienza termica ed elettrica si può considerare praticamente invariante rispetto alla taglia.

Modellazione delle performance delle Celle a Combustibile a membrana a scambio protonico alimentate a idrogeno (PEMFC – H2)

Le equazioni (40) e (41) descrivono l'andamento modellato rispettivamente dell'efficienza elettrica e termica in funzione delle condizioni di carico parziale per le celle a membrana a scambio protonico alimentate a metano.

$$\eta_{el,PEMFC_H2} = a_{el,H2,0} + a_{el,H2,1} \cdot (LF) + a_{el,H2,2} \cdot (LF)^2 \quad (40)$$

$$\eta_{th,PEMFC_H2} = a_{th,4} + a_{th,5} \cdot \ln(LF) \quad (41)$$

L'efficienza elettrica varia in funzione della percentuale di carico con andamento polinomiale quadratico mentre il rendimento termico ha comunque un andamento logaritmico al variare del Load Factor. I coefficienti numerici indicati nelle precedenti equazioni saranno definiti nel capitolo della validazione semi-empirica.

Modellazione delle performance dei Motori a Combustione Interna

Per i Motori a Combustione Interna e per Micro Turbine a Gas, i rendimenti che sono stati presi a riferimento nella modellazione sono quello elettrico e quello totale, a differenza di quanto descritto per le Celle a Combustibile.

Inoltre, a differenza delle tecnologie già descritte, per i MCI e per le MTG la taglia di impianto influenza notevolmente le prestazioni in termini di efficienza elettrica, totale e in termini di rapporto Potenza/Calore.

Per quanto riguarda i Motori a Combustione Interna, le equazioni che modellano gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore in funzione delle dimensioni sono rispettivamente le equazioni (42), (43) e (44).

$$\eta_{el} = p_{el,0} + p_{el,1} \cdot \ln(kW) \quad (42)$$

$$\eta_{tot} = p_{tot,0} + p_{tot,1} \cdot \ln(kW) \quad (43)$$

$$E/H = p_{EH,0} + p_{EH,1} \cdot \ln(kW) \quad (44)$$

Per quanto riguarda le condizioni di funzionamento e di efficienza a carico parziale, il rendimento elettrico e il rendimento totale sono entrambi crescenti in funzione della percentuale di carico rispetto alle condizioni nominali, e gli andamenti sono descritti rispettivamente dalle equazioni (45) e (46).

$$\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,nom}} = b_{el,0} + b_{el,1} \cdot \ln(LF) \quad (45)$$

$$\frac{\eta_{tot}}{\eta_{tot,nom}} = b_{tot,0} + b_{tot,1} \cdot \ln(LF) \quad (46)$$

Modellazione delle performance delle Micro-Turbine a Gas

Per quanto riguarda le Micro Turbine a Gas, le equazioni che modellano gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore in funzione delle dimensioni sono rispettivamente le eqq. (47), (48) e (49).

$$\eta_{el} = p_{el,0} + p_{el,1} \cdot \ln(kW) \quad (47)$$

$$\eta_{tot} = p_{tot,0} + p_{tot,1} \cdot \ln(kW) \quad (48)$$

$$E/H = p_{EH,0} + p_{EH,1} \cdot \ln(kW) \quad (49)$$

La struttura delle equazioni che descrivono gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore, è la stessa adottata per i Motori a Combustione Interna, ma i coefficienti numerici derivanti dalla validazione semi-empirica sono diversi.

Le microturbine a gas mostrano tendenze di prestazioni intermedie tra le celle a combustibile e i motori a combustione interna. Le efficienze e il Rapporto Potenza-Calore dipendono molto meno dalle dimensioni rispetto ai motori a combustione interna, poiché anche gli MGT sono caratterizzati dalla modularità.

Le equazioni (50) e (51) modellano i trend rispettivamente del rendimento elettrico e totale in funzione delle condizioni di carico.

$$\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,nom}} = b_{el,0} + b_{el,1} \cdot \ln(LF) \quad (50)$$

$$\frac{\eta_{tot}}{\eta_{tot,nom}} = b_{tot,0} + b_{tot,1} \cdot \ln(LF) \quad (51)$$

Performance Pompe di Calore

L'efficienza delle pompe di calore a compressione di gas viene valutata in funzione dei coefficienti di prestazione invernale (COP) ed estivo (EER). L'efficienza delle pompe di calore ad assorbimento

è definita da un'unica equazione in funzione dell'EER. Le equazioni (52), (53) e (54) costituiscono il vincolo prestazionale per le Pompe di Calore.

$$C_{CHP,E,t} = EER^{CGHP} \cdot E_{CHP,user,CGHP,t} \quad (52)$$

$$H_{CHP,E,t} = COP^{CGHP} \cdot E_{CHP,user,CGHP,t} \quad (53)$$

$$C_{CHP,H,t} = EER^{ABSHP} \cdot H_{CHP,cool,t} \quad (54)$$

Come per le prestazioni delle unità di cogenerazione, anche i coefficienti di prestazione presenti nelle tre precedenti equazioni sono stati modellati in funzione delle condizioni di carico e della Temperatura esterna (rif. Paragrafo 3.5.2).

Per quanto riguarda le pompe di calore a compressione di gas (CGHP), le prestazioni sono state valutate in funzione della taglia e della temperatura esterna, sia in condizioni invernali che estive.

Le equazioni (55) e (56) descrivono gli andamenti logaritmici di COP ed EER in funzione della potenza termica e frigorifera installata della pompa di calore a compressione di gas.

$$COP = d_{COP,0} + d_{COP,1} \cdot \ln(kW) \quad (55)$$

$$EER = d_{EER,0} + d_{EER,1} \cdot \ln(kW) \quad (56)$$

L'equazione (57) modella invece l'andamento lineare delle prestazioni delle pompe di calore a compressione di gas in funzione della temperatura esterna.

$$\%_i = f_0 + f_1 \cdot T(^{\circ}C) \quad (57)$$

I dati del modello sono stati confrontati e validati con dati provenienti da unità commerciali per ricavare il valore dei coefficienti adimensionali presenti all'interno delle equazioni precedenti.

Per quanto riguarda le pompe di calore ad assorbimento (ABSHP), sono state adottate rispettivamente le equazioni (58) e (59) per modellare l'andamento della potenza termica richiesta, $\dot{H}_{th,req}$, in funzione della potenza frigorifera nominale, \dot{C}_{nom} , e l'andamento dell'EER in funzione della variazione del carico parziale, $\%_{cool}$ che è stato modellato tramite una correlazione polinomiale di secondo grado.

$$\dot{H}_{th,req} = g_0 + g_1 \cdot \dot{C}_{nom} \quad (58)$$

$$EER = s_0 + s_1 \cdot (\%_{cool}) + s_2 \cdot (\%_{cool})^2 \quad (59)$$

Bilancio Globale Energia Elettrica

L'equazione (60) definisce il bilancio globale sull'energia elettrica.

$$E_{CHP,t} = E_{CHP,user,dir} + E_{CHP,store,in,t} + E_{CHP,exchange,grid,t} - E_{CHP,store,out,t} + (H_{CHP,E,t}/COP^{CGHP}) + (C_{CHP,E,t}/EER^{CGHP}) \quad (60)$$

Con riferimento allo schema di impianto mostrato in Figura 17, l'equazione globale di bilancio deriva dai seguenti bilanci parziali all'interno del sistema energetico.

$$E_{CHP,t} = E_{CHP,store,in,t} + E_{CHP,user,t} + E_{CHP,outgrid,t} \quad (61)$$

$$E_{CHP,user,t} = E_{user,t} - E_{CHP,store,out,t} - E_{CHP,ingrid,t} \quad (62)$$

$$E_{user,t} = E_{CHP,user,dir} + (H_{CHP,E,t}/COP^{CGHP}) + (C_{CHP,E,t}/EER^{CGHP}) \quad (63)$$

L'equazione (61) stabilisce che l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione può essere fornita in alimentazione al carico elettrico dell'utente, stoccata o venduta alla rete. Il termine $E_{CHP,outgrid,t}$ è indicato nell'equazione per renderla più chiara in relazione alla Figura 20, ma non rappresenta una variabile del problema di ottimizzazione; come definito nel paragrafo 3.5.1, la variabile che gestisce lo scambio del sistema con la rete elettrica nazionale è univoca ed è definita come $E_{CHP,exchange,grid,t}$; questa si può di fatto intendere da un punto di vista numerico come la differenza tra l'energia venduta alla rete e quella acquistata.

L'equazione (62) definisce la grandezza $E_{CHP,user,t}$ come la differenza tra la reale richiesta dell'utente e l'energia rilasciata dal sistema di storage e acquistata dalla rete; tale grandezza rappresenta quindi la quota parte della richiesta dell'utenza nell'intervallo "t" che viene direttamente prodotta dall'unità di cogenerazione; come visto per l'equazione, anche in questo caso il termine $E_{CHP,ingrid,t}$ ha solo un valore esplicativo ma non rappresenta alcuna variabile all'interno del modello.

L'equazione (63) indica la struttura dei consumi dell'utente finale, dividendo il carico totale in energia elettrica consumata dall'utente in due aliquote:

- Energia elettrica assorbita dalle Pompe di Calore per la generazione di energia frigorifera e termica
- Energia elettrica assorbita direttamente dall'utente per servizi generali, ausiliari e/o produttivi

Nel modello sono stati introdotti inoltre dei vincoli di disuguaglianza, definiti dalle diseqq. (64)(65)(66)(67) che hanno lo scopo di escludere soluzioni matematicamente valide ma prive di significato fisico.

$$E_{CHP,t} \geq E_{CHP,store,in,t} \quad (64)$$

$$E_{CHP,t} \geq E_{outgrid,t} \quad (65)$$

$$E_{CHP,t} \geq H_{CHP,E,t}/COP^{CGHP} \quad (66)$$

$$E_{CHP,t} \geq C_{CHP,E,t}/COP^{CGHP} \quad (67)$$

Le disequazioni (64) e (65) indicano che l'energia stoccata e l'energia venduta alla rete nell'intervallo temporale "t" non possono essere maggiori dell'energia prodotta dall'unità di cogenerazione nello stesso intervallo.

Le disequazioni (66) e (67) implicano che anche l'energia elettrica in input alle Pompe di calore non può essere maggiore dell'energia prodotta dall'unità di cogenerazione.

Bilancio Globale Energia Termica

L'equazione (68) definisce il bilancio globale relativamente all'energia termica.

$$H_{CHP,t} = H_{user,t} + H_{diss,t} - H_{int,t} + (C_{CHP,H,t}/EER^{ABSHP}) - H_{CHP,E,t} \quad (68)$$

Con riferimento allo schema di impianto mostrato in Figura 17, l'equazione globale di bilancio deriva dai seguenti bilanci parziali all'interno del sistema energetico.

$$H_{CHP,t} = H_{CHP,user,t} + H_{diss,t} + (C_{CHP,H,t}/EER^{ABSHP}) \quad (69)$$

$$H_{CHP,user,t} = H_{user,t} - TA \quad (70)$$

$$TA = H_{int} + H_{CHP,E,t} \quad (71)$$

L'equazione (69) definisce la condizione per la quale l'energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione può essere fornita direttamente all'utente, utilizzata per la produzione di energia frigorifera, attraverso la pompa di calore ad assorbimento, o in alternativa dovrà essere dissipata dal sistema.

L'equazione (70) definisce la quota parte di energia richiesta dall'utente finale che è realmente prodotta dall'unità di cogenerazione; nel caso in cui questa non dovesse essere sufficiente a soddisfare l'intero carico termico, il surplus dovrà essere garantito attraverso il termine TA (Thermal Adds), definito invece dall'equazione (71); tale equazione indica che l'energia termica può essere integrata attraverso il calore generato dalla pompa di calore a compressione di gas o attraverso l'introduzione di un sistema di caldaie ausiliarie.

Bilancio Globale Energia Frigorifera

L'equazione (72) definisce il bilancio globale relativamente all'energia frigorifera.

$$C_{CHP,user,t} = C_{CHP,H,t} + C_{CHP,E,t} \quad (72)$$

L'equazione di bilancio indica quindi che l'energia frigorifera richiesta dall'utenza finale potrà essere generata o attraverso le pompe di calore ad assorbimento o attraverso le pompe di calore a compressione di gas.

Vincoli sul sistema di Storage dell'energia elettrica

Un altro ruolo fondamentale è svolto dal sistema di accumulo elettrico, dalle batterie e dal relativo bilancio energetico, definito nelle seguenti equazioni (73) - (80).

$$E_{CHP,stored,t} = E_{charge} - E_{discharge} + E_{CHP,store,t-1} \quad (73)$$

$$E_{charge} = E_{CHP,store,in,t} \cdot \eta_{charge} \quad (74)$$

$$E_{discharge} = E_{CHP,store,out,t} / \eta_{discharge} \quad (75)$$

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \frac{E_{charge}}{E_{nom,BES}} \leq SoC_{MAX} \quad (76)$$

$$SoC(t) = SoC(t-1) - \frac{E_{discharge}}{E_{nom,BES}} \geq SoC_{MIN} \quad (77)$$

$$E_{charge/discharge} = PE_{ratio} \cdot E_{nom,BES} \cdot \Delta t \quad (78)$$

$$n_{cycle,eq,k} = \left| \frac{SoC(t) - SoC(t-1)}{2} \right| \quad (79)$$

$$n_{cycle} = \sum n_{cycle,eq,k} \leq n_{cycle,max} \quad (80)$$

Il sistema di stoccaggio è modellato tramite un modello empirico semplificato [151] che include il processo di carica e scarica. Entrambi i processi sono caratterizzati da perdite di energia, identificate da η_{charge} e $\eta_{discharge}$. Viene inoltre monitorato lo Stato di Carica (SoC) per diversi step temporali, considerando l'evoluzione rispetto all' $E_{nom,BES}$ della capacità del sistema di accumulo. Il sistema di storage è inoltre caratterizzato da un valore minimo e massimo del SoC, per evitare guasti prematuri e accorciamento della vita. Un altro valore importante è il flusso massimo di energia durante un processo di carica/scarica, che è proporzionale a PE_{ratio} , il rapporto tra potenza e capacità energetica del sistema di batterie.

Il sistema di Storage elettrico è inoltre soggetto ad un valore massimo di cicli operativi, $n_{cycle,max}$, che dipende dalla tecnologia della batteria adottata, come evidenziato con più dettaglio nel paragrafo 4.1.2.

Vincoli di natura ambientale

Le equazioni (81)-(86) descrivono le condizioni di vincolo relative alle emissioni di CO₂ equivalente del sistema energetico in assetto cogenerativo e quelle di riferimento:

$$EM_{CHP,t} = F_{CHP,t} \cdot \mu_{fuel} \quad (81)$$

$$EM_{int,H,t} = \frac{H_{int,t}}{\eta_{H,REF}} \cdot \mu_{gas} \quad (82)$$

$$EM_{Grid,t} = E_{inGrid,t} \cdot \mu_{electr} \quad (83)$$

$$EM_{REF,E} = E_{CHP,user,dir,t} \cdot \mu_{electr} \quad (84)$$

$$EM_{REF,H} = \frac{H_{CHP,user,t}}{\eta_{H,REF}} \cdot \mu_{gas} \quad (85)$$

$$EM_{REF,C} = \frac{C_{user,t}}{EER_{CGHP}_{ref}} \cdot \mu_{electr} \quad (86)$$

In particolare nelle prime tre equazioni vengono definite le emissioni di CO₂ equivalente relative al sistema energetico in esame, rispettivamente le emissioni relative all'unità di cogenerazione, al calore di integrazione prodotto attraverso caldaie ausiliarie e all'energia elettrica acquistata dalla rete.

Le altre tre equazioni definiscono invece le emissioni di riferimento per la generazione separata, relativamente al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica, termica e frigorifera.

Nelle equazioni viene introdotto un parametro di conversione μ , per valutare la produzione di CO₂ equivalente per entità di fonte energetica o vettore energetico utilizzato. A seconda del vettore / fonte adottata, μ assume valori diversi, come indicato di seguito:

- $\mu_{fuel} = 0,26 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ nel caso in cui il combustibile utilizzato sia gas metano, all'interno di motori a combustione interna [152];
- $\mu_{fuel} = 0,24 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ nel caso in cui il combustibile utilizzato sia gas metano, all'interno di microturbine a gas o nel caso di SOFC
- $\mu_{fuel} = 0,25 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ nel caso in cui il combustibile utilizzato sia gas metano, all'interno di PEMFC [152];
- $\mu_{fuel} = 0 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ se il combustibile utilizzato è idrogeno prodotto da elettrolisi da fonte rinnovabile [153];
- $\mu_{fuel} = 0,325 \text{ kg}_{CO_2eq}/kWh$ se il combustibile utilizzato è idrogeno prodotto dal processo di steam reforming [153].

Per l'energia elettrica proveniente dalla rete, è stato considerato il mix delle emissioni nazionali, assumendo $\mu_{electr} = 0,72 \text{ kg}_{CO_2}/kWh$, per la Rete Nazionale Italiana [152].

Vincoli Normativi

Altri vincoli possono essere attuati, con specifico riferimento allo scenario quadro, che dipende dalle specifiche normative nazionali. In generale, l'accesso ai fondi è legato al soddisfacimento di particolari condizioni, come già descritto nell'Equazione (20). Ad esempio, con riferimento alle politiche di incentivazione italiane, gli impianti di cogenerazione o tri-generazione possono accedere al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, identificando l'impianto come sistema energetico in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) se il valore del parametro PES (Primary Energy Saving)

è maggiore del 10%. Questa condizione è espressa nell'Equazione (87) e rappresenta un vincolo di natura normativa.

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th}^j}{\eta_{th,ref}} + \frac{\eta_{el}^j}{\eta_{th,el}}} \right) \cdot 100 \% \geq 10 \quad (87)$$

Implementazione dei Vincoli nel Modello

I vincoli lineari di uguaglianza sono gestiti dal modello attraverso la forma matriciale, come espresso nell'Equazione (88).

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (88)$$

Dove:

- A_{eq} rappresenta una Matrice di dimensioni “ $R-nvar$ ” dove R è il numero di vincoli di uguaglianza e $nvar$ rappresenta il numero di variabili;
- x rappresenta il vettore colonna delle variabili;
- b_{eq} rappresenta il vettore colonna dei termini noti, di dimensione pari a R .

I vincoli di disuguaglianza lineare sono gestiti con la stessa formalizzazione di quelli di uguaglianza, tramite la matrice A , e il vettore colonna dei termini noti b , come indicato nell'equazione (89).

$$A \cdot x < b \quad (89)$$

I vincoli non lineari sono invece espressi attraverso una funzione esterna richiamata dalla routine principale del modello, denominata “*nonlcon*”. L'input della funzione è costituito essenzialmente dal vettore riga delle variabili, mentre in output la funzione restituisce due vettori:

- $c(x)$ rappresenta i vincoli di disequaglianza non lineari del modello.
- $ceq(x)$ rappresenta i vincoli di uguaglianza non lineari del modello.

La gestione dei vincoli non lineari per un problema di ottimizzazione multi-obiettivo porta ad un evidente complicazione del modello e una maggiore complessità computazionale.

3.5.3. Le condizioni al Contorno del Modello

Oltre ai vincoli, è importante definire le condizioni al contorno che stabiliscono le condizioni operative, logiche e funzionali del sistema energetico. La Tabella 3 presenta le disuguaglianze che descrivono le condizioni al contorno imposte alle variabili, in virtù dell'evidenza fisica e funzionale del sistema.

Tabella 3 – Condizioni al Contorno imposte per il funzionamento del modello

Classe	Condizioni al Contorno
Potenza Combustibile	$0 \leq F_{CHP,t} \leq F_{CHP,size}$
Potenza Elettrica	$0 \leq E_{CHP,t} \leq E_{CHP,size}$ $-10^5 \leq E_{CHP,exchange,grid,t} \leq +10^5$
Storage Elettrico	$0 \leq E_{CHP,store,in,t} \leq E_{CHP,store,size} - E_{CHP,store,min}$ $E_{CHP,store,min} \leq E_{CHP,stored,t} \leq E_{CHP,store,size}$ $0 \leq E_{CHP,store,out,t} \leq E_{CHP,store,size} - E_{CHP,store,min}$
Potenza Termica	$0 \leq H_{int,t} \leq H_{usert,t}$ $0 \leq H_{diss,t} \leq H_{CHP,size}$ $0 \leq H_{CHP,E,t} \leq CGHP_{heating,size}$ $0 \leq H_{CHP,t} \leq H_{CHP,size}$
Potenza Frigorifera	$0 \leq C_{CHP,E,t} \leq CGHP_{cooling,size}$ $0 \leq C_{CHP,H,t} \leq ABSHP_{cooling,size}$

La tabella esprime, ovviamente che tutte le grandezze che rappresentano variabili decisionali del modello devono necessariamente assumere valori positivi, ad eccezione della variabile relativa allo scambio di energia elettrica con la rete; questa infatti è caratterizzata e definita come variabile bidirezionale, per dare il senso fisico dello scambio energetico bidirezionale che effettivamente avviene tra la rete elettrica ed una qualsiasi sistema energetico ad essa connesso.

Oltre alle indicazioni relative al limite superiore delle variabili in funzione della taglia di impianto installata, la tabella esprime anche dei limiti sul funzionamento di ogni componente: ad esempio il calore di integrazione non potrà essere superiore in alcuna condizione al calore richiesto dall'utente, mentre il calore dissipato sarà necessariamente inferiore all'energia termica prodotta dal cogeneratore ad ogni ora di funzionamento.

4. Validazione Semi-Empirica del modello di ottimizzazione

Questo capitolo descrive le equazioni che modellano le prestazioni e le curve di costo unitario di investimento e di manutenzione di tutti i componenti del sistema energetico; le equazioni descritte indicano dei trend che saranno validati con una procedura semi-empirica.

In particolare la validazione viene effettuata rispetto ai valori di letteratura esistenti e alle unità commerciali, e si basa sulla tecnica della regressione logaritmica, attraverso la definizione del fattore "R quadro", come nell'equazione (90) dove:

- x_m è il valore risultante dall'applicazione del modello;
- x_{ex} è il valore proveniente dalle unità commerciali;
- n_p è il numero di valori convalidati per il parametro analizzato.

$$R^2 = \left(\frac{n_p \cdot \sum x_{ex} \cdot x_m - \sum x_{ex} \sum x_m}{\sqrt{n_p \cdot \sum x_{ex}^2 - (\sum x_{ex})^2} \cdot \sqrt{n_p \cdot \sum x_m^2 - (\sum x_m)^2}} \right)^2 \quad (90)$$

La tecnica di regressione è stata così strutturata:

- Definizione della tipologia di regressione; nella maggior parte dei casi è stata analizzata una regressione attraverso una curva di regressione logaritmica, e nelle altre casistiche attraverso una regressione polinomiale;
- La curva di regressione, detta anche curva di tendenza, è caratterizzata da coefficienti, su cui effettuare il "tuning" minimizzando il valore di R2 per il set di dati investigato;
- I dati provenienti dalle curve sperimentali e dai datasheet aziendali sono stati considerati come variabili dipendenti in funzione della taglia o del carico parziale (variabili indipendenti);
- I dati del modello sono stati prodotti dall'utilizzo della ipotetica curva di regressione, in funzione della variabili indipendenti;

L'analisi di regressione effettuata tramite software esterni ha minimizzato il valore di R2 per il set di dati investigato, paragonando i valori sperimentali con quelli teorici, consentendo di individuare i valori dei coefficienti della curva di tendenza, o di regressione.

4.1. Validazione delle Curve di Performance

In questo paragrafo verranno descritte le equazioni che modellano le prestazioni di tutti i componenti all'interno del sistema energetico. I trend delle prestazioni sono rapportati, per ogni componente, ad un determinato parametro di riferimento indicativo, in funzione anche dei possibili input del modello di ottimizzazione.

4.1.1. Le Unità di Cogenerazione

Per le unità di cogenerazione, la valutazione tecnica delle curve di prestazione si è basata su cinque parametri principali:

- Rendimento elettrico nominale in funzione della taglia installata, al fine di valutare l'impatto dell'effetto taglia sull'efficienza del sistema energetico; questa analisi permette, nella fase di dimensionamento dell'impianto, di tener conto della flessibilità e della modularità di alcune unità di cogenerazione rispetto ad altre, ma impongono di fatto anche un vincolo sul range di taglie per il quale ogni tipologia di unità può trovare applicazione.
- Rendimento nominale totale in funzione della taglia installata: come per il parametro precedente, l'analisi del rendimento nominale permettere di tenere in considerazione l'effetto taglia, tenendo però anche conto del recupero di energia termica da parte dell'unità di cogenerazione.
- Andamento dell'efficienza elettrica durante il funzionamento a carico parziale: l'analisi delle performance in funzione di questo parametro influenza la routine di ottimizzazione centrale, e quindi le variabili ottimizzate su base oraria.
- Andamento dell'efficienza totale durante il funzionamento a carico parziale: anche in questo caso si tiene conto della variabilità del carico elettrico, termico e frigorifero rispetto al tempo.
- Rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia installata: questo parametro influenza principalmente la fase di dimensionamento dell'unità cogenerativa, in funzione dei trend del carico elettrico e termico, e dei picchi massimi e minimi.

La validazione è stata condotta per tutte le unità di cogenerazione presenti all'interno del portfolio del modello, quindi per le Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs), le Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFCs) alimentate sia a metano che ad idrogeno, i Motori a Combustione Interna (MCI) e le Microturbine a Gas (MTG).

Per le celle a combustibile, come meglio specificato di seguito, le analisi prestazionali sono state condotte principalmente in funzione della variazione del carico e non in un funzione della taglia, vista la caratteristica di modularità delle celle stesse.

Poiché in letteratura, per le celle a combustibile, non sono stati trovati dati sull'efficienza nominale totale in funzione dell'esercizio a carico parziale, per la validazione del modello sono state utilizzate le efficienze termiche ed elettriche. L'efficienza termica è considerata correlata all'efficienza totale espressa nell'equazione (35).

$$\eta_{CHP,th} = \eta_{CHP,tot} - \eta_{CHP,el} \quad (35)$$

Solid Oxide Fuel Cells

Le equazioni (36) e (37) modellano il trend dell'efficienza elettrica e dell'efficienza termica in funzione del carico parziale per le celle a combustibile ad ossidi solidi.

$$\eta_{el,SOFC} = a_{el,CH_4,0} + a_{el,CH_4,1} \cdot \ln(LF) \quad (36)$$

$$\eta_{th,SOFC} = a_{th,0} + a_{th,1} \cdot \ln(LF) \quad (37)$$

I dati del modello per le SOFCs alimentate a metano sono stati confrontati con i dati di letteratura [97,154] provenienti da 6 unità SOFC, e considerando i valori di efficienza nominale delle unità più recenti per SOFC e PEMFC [155,156].

La Tabella 4 mostra i coefficienti ottenuti tramite tecniche di regressione per le celle a combustibile ad ossidi solidi.

Tabella 4 – Coefficienti Semi-Empirici per le SOFC

Parametro	SOFC – CH ₄
$a_{el,NG,0}$	58.819
$a_{el,NG,1}$	-0.689
$a_{th,0}$	-18.714
$a_{th,1}$	11.863

Nella Figura 21 è invece mostrato l'andamento del rendimento elettrico e del rendimento termico al variare del fattore di carico per una SOFC alimentata a metano, con il confronto tra le curve ottenute dal modello e i valori derivanti da analisi di letteratura o unità commerciali esistenti. All'interno della figura è anche indicato il grado di correlazione raggiunto.

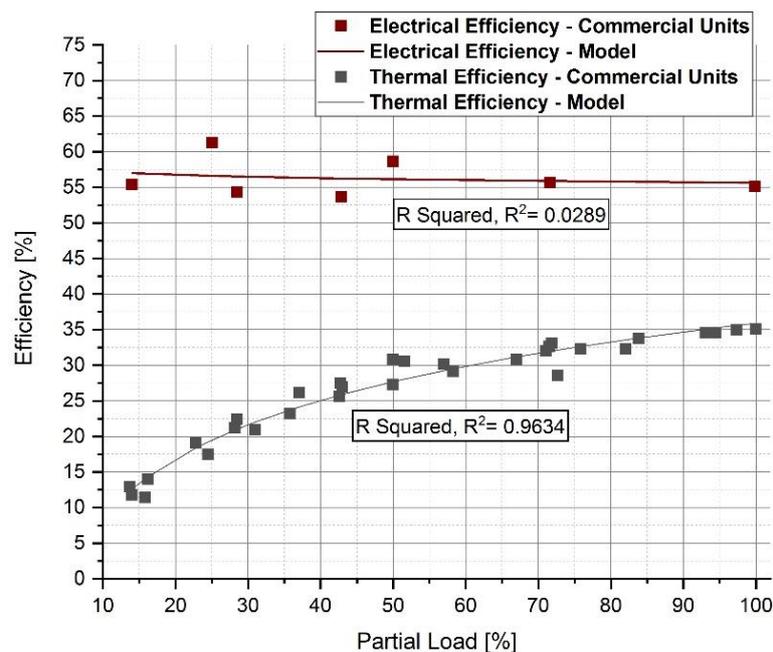


Figura 21 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per SOFC alimentate a Metano

L'andamento del rendimento elettrico durante il funzionamento a carico parziale per le SOFC alimentate a metano rimane pressoché costante con un valore medio del 55%, mentre il rendimento termico cresce al crescere della percentuale di carico rispetto alle condizioni nominali. Per la curva di rendimento termico il fattore di correlazione R-quadro vale circa 0,96 indicando un ottimo grado di correlazioni tra il modello e i dati di riferimento.

Proton Exchange Membrane Fuel Cells alimentate a Metano

Per le PEMFC il modello prevede la possibilità di essere alimentate sia direttamente ad Idrogeno che a metano, quindi verranno descritti gli andamenti per entrambe le possibilità.

Le equazioni (38) e (39) modellano il trend dell'efficienza elettrica e dell'efficienza termica in funzione del carico parziale per le celle a combustibile ad ossidi solidi, alimentate a gas metano.

$$\eta_{el,PEMFC} = a_{el,CH_4,2} + a_{el,CH_4,3} \cdot \ln(LF) \quad (38)$$

$$\eta_{th,PEMFC} = a_{th,2} + a_{th,3} \cdot \ln(LF) \quad (39)$$

I dati del modello per le PEMFCs alimentate a metano sono stati confrontati con i dati di letteratura [97,154] provenienti da 8 unità PEMFC, e considerando i valori di efficienza nominale delle unità più recenti per SOFC e PEMFC [155,156].

La Tabella 5 mostra i coefficienti ottenuti tramite tecniche di regressione per le PEMFC alimentate a gas metano.

Tabella 5 – Coefficienti Semi-Empirici per le PEMFC alimentate a metano

Parametro	PEMFC – CH₄
$a_{el,NG,2}$	-14.965
$a_{el,NG,3}$	11.097
$a_{th,2}$	5.5528
$a_{th,3}$	8.965

Le curve modellate di efficienza elettrica e termica sono invece mostrate nella Figura 22, sempre in riferimento ai dati ottenuti da analisi di letteratura e da unità commerciali esistenti.

L'andamento del rendimento termico e del rendimento elettrico risulta crescente all'aumentare del fattore di carico; il valore del rendimento elettrico al 100% del carico è pari a circa 35% mentre il valore massimo del rendimento termico è pari a 45%. Rispetto alle SOFC quindi il rendimento termico è superiore a quello elettrico, a causa della minore efficienza elettrica di generazione. I valori di rendimento totale sono comunque comparabili tra loro e si attestano ad un valore tra l'80 e l'85% in condizioni nominali. I valori di R-quadro per le curve modellate sono in entrambi i casi superiori a 0,8.

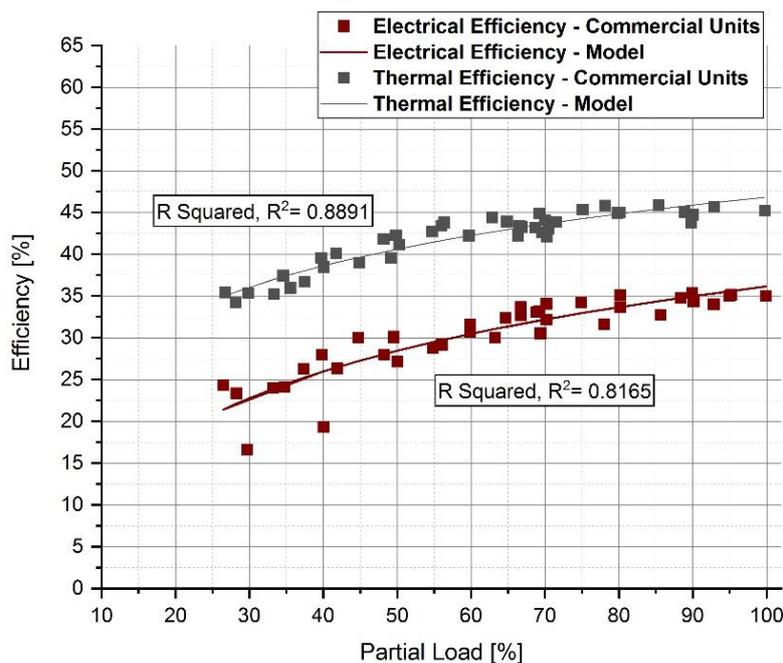


Figura 22 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per PEMFC alimentate a Metano

Proton Exchange Membrane Fuel Cells alimentate a Idrogeno

Le equazioni (40) e (41) modellano il trend dell'efficienza elettrica e dell'efficienza termica in funzione del carico parziale per le celle a combustibile ad ossidi solidi, alimentate ad idrogeno.

$$\eta_{el,PEMFC_{H_2}} = a_{el,H_2,0} + a_{el,H_2,1} \cdot (LF) + a_{el,H_2,2} \cdot (LF)^2 \quad (40)$$

$$\eta_{th,PEMFC_{H_2}} = a_{th,4} + a_{th,5} \cdot \ln(LF) \quad (41)$$

Per la modellazione della curva di rendimento elettrico, in questo caso il modello utilizza una correlazione quadratica, e la validazione è stata effettuata con dati di efficienza elettrica provenienti da unità esistenti [157], mentre per l'efficienza termica è stata calcolata indirettamente tramite la metodologia proposta da Nguyen e Shabani [158], con dati sperimentali di corrente e tensione [157]. La Tabella 6 mostra i coefficienti ottenuti tramite tecniche di regressione per le PEMFC alimentate a gas metano.

Tabella 6 – Coefficienti Semi-Empirici per le PEMFC alimentate ad Idrogeno

Parametro	PEMFC – H ₂
$a_{el,H_2,0}$	50.452
$a_{el,H_2,1}$	0.1701
$a_{el,H_2,2}$	-0.0027
$a_{th,4}$	-17.814
$a_{th,5}$	13.664

Nella Figura 23 è invece mostrato l'andamento del rendimento elettrico e del rendimento termico al variare del fattore di carico per una PEMFC alimentata ad Idrogeno, con il confronto tra le curve

ottenute dal modello e i valori derivanti da analisi di letteratura o unità commerciali esistenti. All'interno della figura è anche indicato il grado di correlazione raggiunto.

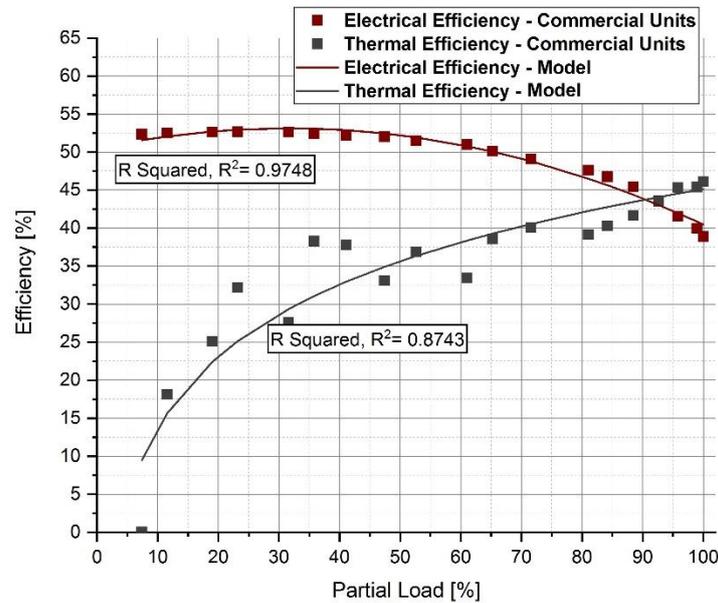


Figura 23 - Efficienza Elettrica e Termica in funzione del carico parziale per PEMFC alimentate ad Idrogeno

Rispetto alle PEMFC alimentate a Metano, quelle alimentate direttamente ad Idrogeno presentano dei valori di rendimento elettrico mediamente più elevati, con andamento ben descritto da una funzione quadratica. Anche in questo caso il rendimento termico cresce al crescere del fattore di carico. I valori di rendimento totale massimo nominale, nel caso delle PEMFC alimentate ad idrogeno, possono raggiungere in condizioni nominali valori prossimi al 90%.

Motori a Combustione Interna

Come anticipato nella premessa del paragrafo, per i Motori a Combustione Interna e per Micro Turbine a Gas, i rendimenti che sono stati presi a riferimento nella modellazione sono quello elettrico e quello totale, a differenza di quanto descritto per le Celle a Combustibile, dove invece la definizione delle efficienze parte dai valori del rendimento elettrico e il rendimento termico; in tal caso il rendimento totale è definita dalla somma delle due efficienze definite.

Inoltre, a differenza delle tecnologie già descritte, per i MCI e per le MTG la taglia di impianto influenza notevolmente le prestazioni in termini di efficienza elettrica, totale e in termini di rapporto Potenza/Calore.

Per quanto riguarda i Motori a Combustione Interna, le equazioni che modellano gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore in funzione delle dimensioni sono rispettivamente le equazioni (42), (43) e (44).

$$\eta_{el} = p_{el,0} + p_{el,1} \cdot \ln(kW) \quad (42)$$

$$\eta_{tot} = p_{tot,0} + p_{tot,1} \cdot \ln(kW) \quad (43)$$

$$E/H = p_{EH,0} + p_{EH,1} \cdot \ln(kW) \quad (44)$$

I dati del modello sono stati confrontati con i dati provenienti dalle unità commerciali esistenti [159], vale a dire i motori alternativi a combustione interna, la tecnologia MCI più comune utilizzata nelle applicazioni di cogenerazione. I valori di R-quadro rimangono ben al di sopra del 90%, dimostrando un buon grado di correlazione, e i valori dei coefficienti ottenuti grazie alle tecniche di regressione sono presentati in Tabella 7.

Tabella 7 – Coefficienti Semi-Empirici per i MCI alimentati a Gas Metano: Curve in funzione della taglia di impianto

Parametro	MCI
$p_{el,0}$	0.1263
$p_{el,1}$	0.0332
$p_{tot,0}$	0.8337
$p_{tot,1}$	-0.007
$p_{EH,0}$	-0.1904
$p_{EH,1}$	0.1523

La Figura 24 mostra come l'andamento del rendimento elettrico sia soggetto all'effetto scala, con una variazione da circa il 27% al 42,5% passando da taglie piccole (100 kW) a taglie grandi (10 MW). Questo comportamento è dovuto essenzialmente alla minore influenza delle inevitabili perdite caratteristiche dei motori a combustione interna per grandi taglie rispetto a quelli più piccoli. Il rendimento totale, invece, è meno dipendente dalla taglia installata, e rimane pressoché costante intorno all'80%, poiché le maggiori perdite elettriche nelle taglie piccole sono compensate da un maggior recupero di calore.

Infatti, al diminuire della taglia è evidente che il rendimento termico tende a crescere in modo più influente della riduzione del rendimento elettrico, in quanto i valori di rendimento totale sono leggermente superiori per le taglie più piccole.

L'andamento del Rapporto Potenza-Calore segue quello del rendimento elettrico: nelle piccole taglie la produzione termica è prevalente rispetto a quella elettrica, mentre nelle grandi taglie prevale la potenza elettrica, come mostrato in Figura 25; anche questa figura dà evidenza della rilevanza dell'effetto taglia per questa tecnologia.

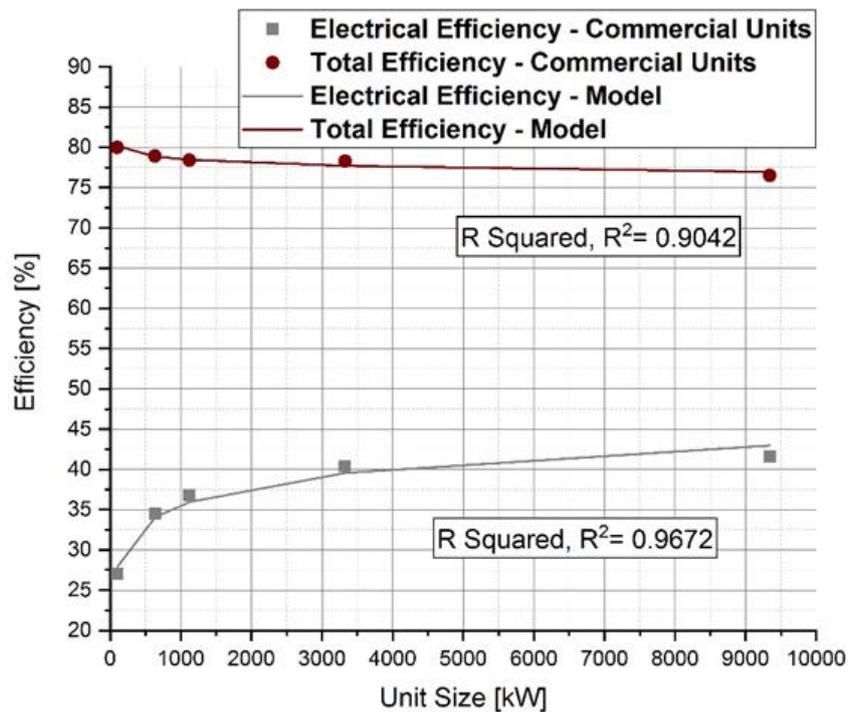


Figura 24 - Efficienza Elettrica e Totale in funzione della taglia installata per i MCI

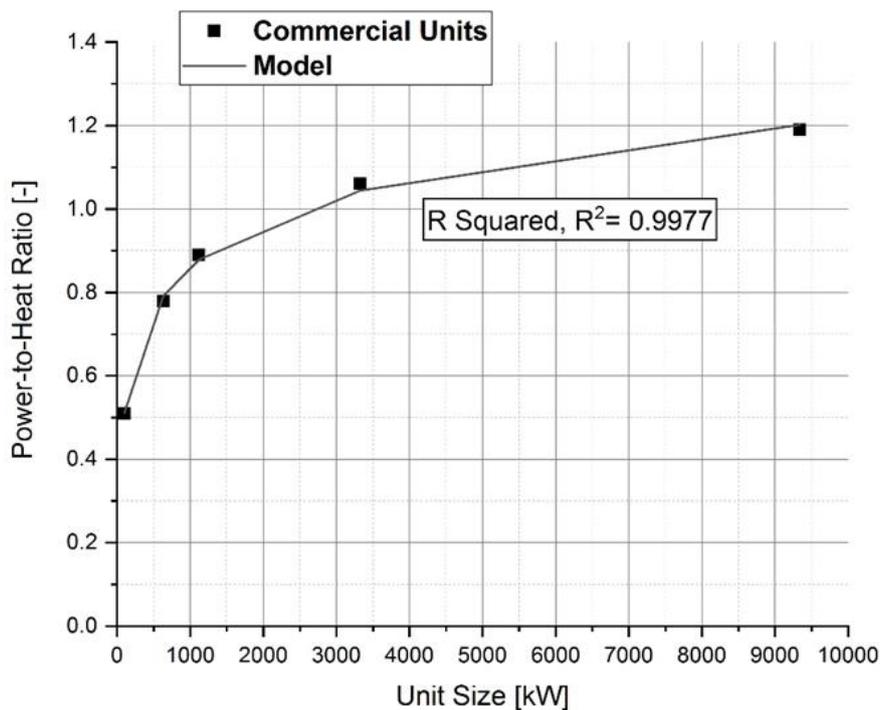


Figura 25 - Rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia installata per i MCI

Per quanto riguarda le condizioni di funzionamento e di efficienza a carico parziale, il rendimento elettrico e il rendimento totale sono entrambi crescenti in funzione della percentuale di carico rispetto alle condizioni nominali, e gli andamenti sono descritti rispettivamente dalle equazioni (45) e (46).

$$\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,nom}} = b_{el,0} + b_{el,1} \cdot \ln(LF) \quad (45)$$

$$\frac{\eta_{tot}}{\eta_{tot,nom}} = b_{tot,0} + b_{tot,1} \cdot \ln(LF) \quad (46)$$

La Tabella 8 mostra i parametri per la modellazione delle curve del rendimento elettrico e del rendimento totale in funzione del fattore di carico.

Tabella 8 – Coefficienti Semi-Empirici per i MCI alimentati a Gas Metano: Curve in funzione del fattore di Carico

Parametro	MCI
$b_{el,0}$	0.3413
$b_{el,1}$	0.0968
$b_{tot,0}$	0.8748
$b_{tot,1}$	0.0514

L'andamento delle curve di efficienza è mostrato in Figura 26.

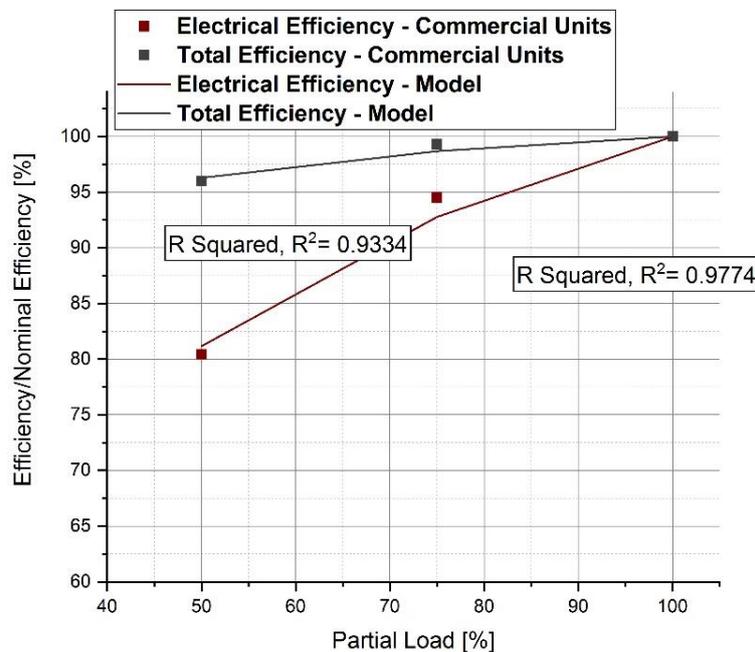


Figura 26 - Efficienza Totale ed Elettrica in funzione del fattore di Carico per i MCI

Nella figura viene mostrato che il rendimento elettrico per i MCI è fortemente influenzato dalle condizioni di carico rispetto alle condizioni nominali. Per carichi poco elevati infatti le perdite per dissipazione nella generazione dell'energia elettrica assumono una maggiore sempre crescente rilevanza. Si nota infatti che al 50% del carico nominale, il rendimento elettrico subisce una riduzione del 20% rispetto alle condizioni nominali. Il rendimento totale tende a decrescere al diminuire del fattore di carico, ma con una pendenza molto minore a causa dell'aumento del recupero di energia termica che compensa parzialmente le maggiori perdite nella generazione elettrica.

L'andamento dei grafici riportati nelle figure sopra descritte, in generale, mette in evidenza la scarsa modularità dei motori a combustione interna, sia in termini di dimensioni installate che in termini di condizioni di esercizio.

Micro Turbine a Gas

Per quanto riguarda le Micro Turbine a Gas, le equazioni che modellano gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore in funzione delle dimensioni sono rispettivamente le equazioni (47), (48) e (49)

$$\eta_{el} = p_{el,0} + p_{el,1} \cdot \ln(kW) \quad (47)$$

$$\eta_{tot} = p_{tot,0} + p_{tot,1} \cdot \ln(kW) \quad (48)$$

$$E/H = p_{EH,0} + p_{EH,1} \cdot \ln(kW) \quad (49)$$

La struttura delle equazioni che descrivono gli andamenti dell'efficienza elettrica, dell'efficienza totale e del rapporto potenza/calore, è la stessa adottata per i Motori a Combustione Interna, ma la tecnica di regressione ha rilevato valori diversi per i coefficienti, come mostrato in Tabella 9, convalidando i risultati del modello con le unità commerciali esistenti di microturbine a gas [160].

Tabella 9 – Coefficienti Semi-Empirici per le MTG alimentate a Gas Metano: Curve in funzione della taglia di impianto

Parametro	MTG
$p_{el,0}$	0.1943
$p_{el,1}$	0.0171
$p_{tot,0}$	0.8538
$p_{tot,1}$	-0.022
$p_{EH,0}$	0.1838
$p_{EH,1}$	0.0861

Le microturbine a gas mostrano tendenze di prestazioni intermedie tra le celle a combustibile e i motori a combustione interna. In generale, infatti, la Figura 27, la Figura 28 e la Figura 29 mostrano che le microturbine a gas, grazie alla loro elevata modularità, sono notevolmente meno influenzate dall'effetto dimensionale rispetto ai motori a combustione interna. Inoltre, rispetto ai motori a combustione interna, si rileva che il rendimento elettrico tende ad assumere valori più bassi, mentre i valori di rendimento totale hanno valori comparabili; ciò implica che le microturbine a gas sono caratterizzate da efficienze termiche superiori rispetto ai motori a combustione interna.

Questo comportamento è legato principalmente al range di grandezze di applicabilità delle microturbine, che va da decine di kWe fino ad un massimo di 1 MWe, come indicato dalla scala delle ascisse in Figura 27. La Figura 28, che mostra l'andamento del rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia, mette in evidenza due aspetti fondamentali: rispetto ai motori a combustione interna, la curva è più piatta in quanto il rendimento elettrico è meno influenzato dall'effetto taglia; inoltre il

rapporto non assume mai valori maggiori di 1, sottolineando così lo sbilanciamento verso le prestazioni termiche delle microturbine a gas rispetto alle prestazioni elettriche.

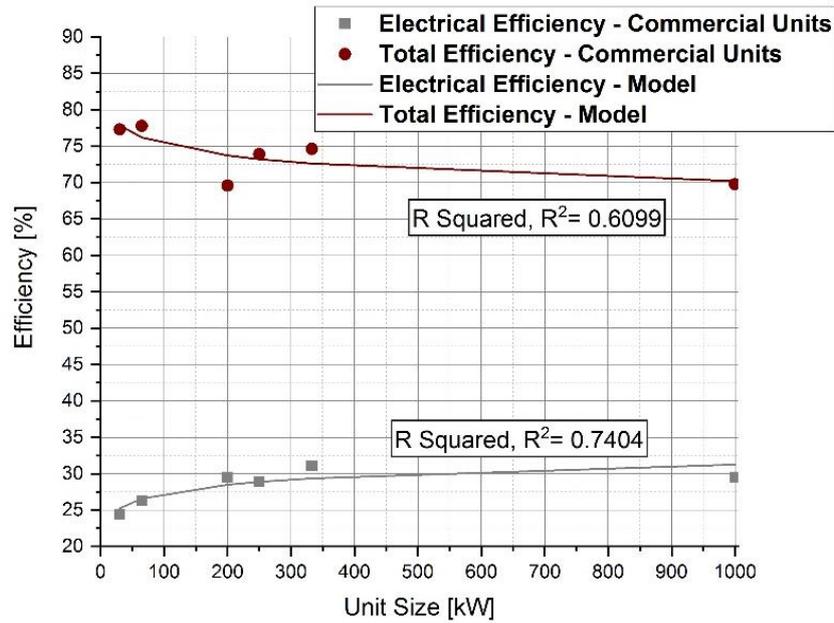


Figura 27 - Efficienza Elettrica e Totale in funzione della taglia installata per le MTG

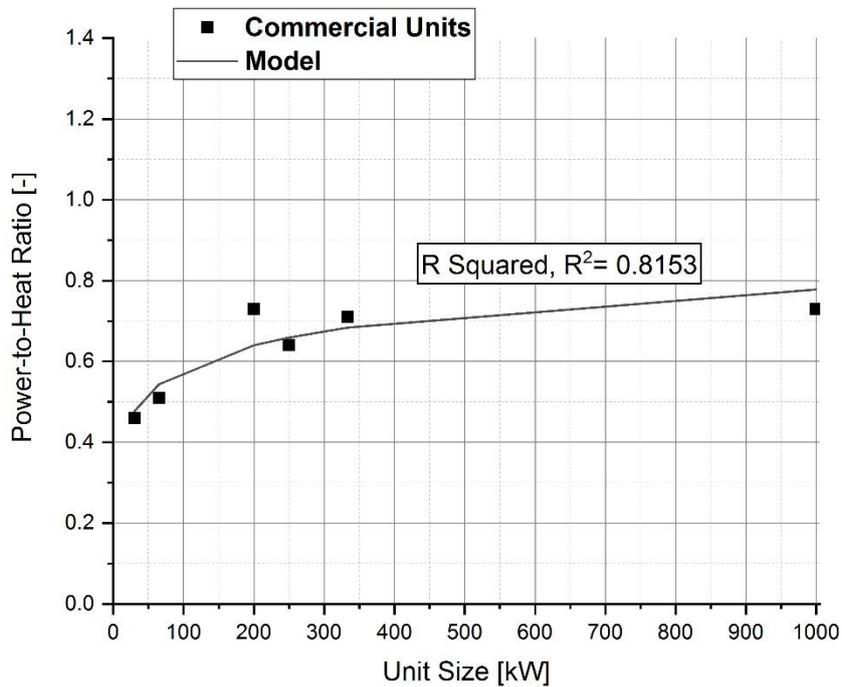


Figura 28 - Rapporto Potenza/Calore in funzione della taglia installata per le MTG

La Figura 29, invece, evidenzia la modularità anche in condizioni operative; per carichi pari al 50% di quello nominale, il rendimento elettrico ha una diminuzione dell'ordine del 15%, mentre il rendimento totale si riduce al 95% di quello nominale.

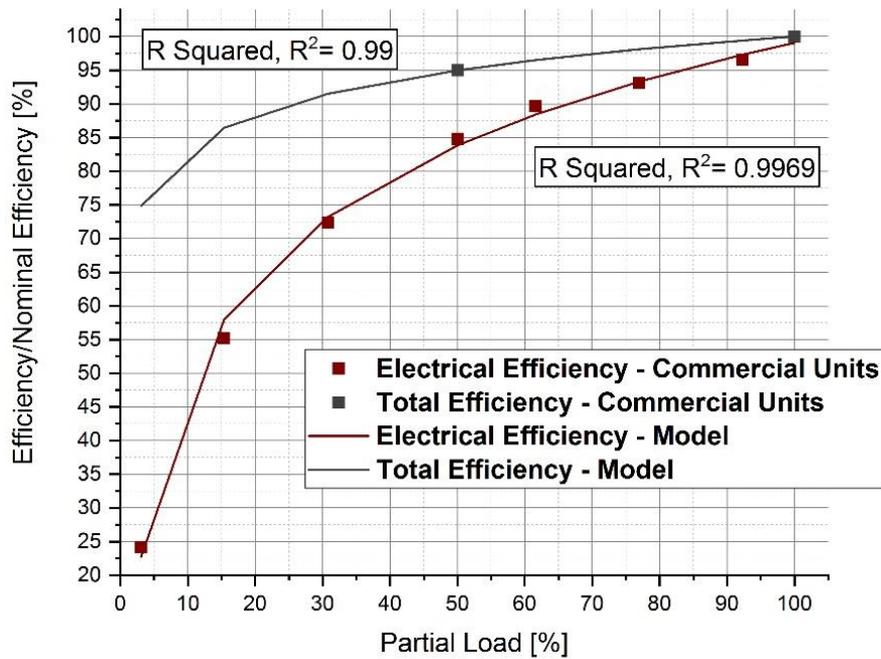


Figura 29 - Efficienza Totale ed Elettrica in funzione del fattore di Carico per le MTG

Le equazioni (50) e (51) modellano i trend mostrati nella precedente Figura 29.

$$\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,nom}} = b_{el,0} + b_{el,1} \cdot \ln(LF) \quad (50)$$

$$\frac{\eta_{tot}}{\eta_{tot,nom}} = b_{tot,0} + b_{tot,1} \cdot \ln(LF) \quad (51)$$

4.1.2. Il Sistema di Stoccaggio dell'Energia Elettrica

I sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica rivestono un ruolo determinante nel funzionamento dei sistemi di produzione di energia elettrica, e negli ultimi anni hanno avuto un grande sviluppo in corrispondenza all'incremento del peso delle fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico di generazione.

In tal senso, lo storage dell'energia elettrica ha permesso lo sviluppo concreto di progetti nell'ambito della generazione distribuita e delle comunità energetiche; in generale infatti in un sistema di generazione di energia da fonte rinnovabile o attraverso l'introduzione di cogeneratori non è sempre garantito che i fabbisogni dell'utente coincidano puntualmente con la capacità di generazione. In tali condizioni l'introduzione di efficienti sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica può significare un sostanziale incremento della producibilità utile del sistema di generazione. Mentre per i sistemi a fonte rinnovabile è abbastanza intuitivo comprendere che la generazione elettrica ha un carattere relativamente aleatorio rispetto ai fabbisogni dell'utente, per i sistemi di co- e tri-generazione si possono verificare delle situazioni in cui si ha un elevato carico termico da soddisfare, mentre il carico elettrico ha un livello inferiore. Visto il legame tra la generazione elettrica e termica in sistemi di questo tipo, risulta quindi fondamentale poter far funzionare il cogeneratore ad un'alta percentuale di

carico in modo da soddisfare il fabbisogno di energia termica mentre l'energia elettrica non effettivamente richiesta dall'utente viene accumulata nei sistemi di storage. Questo risulta ancor più determinante in relazione alla definizione già espressa di cogenerazione, intesa come generazione contemporanea di energia termica ed elettrica che siano effettivamente utili al soddisfacimento dei fabbisogni delle utenze finali. In altri termini, il sistema di accumulo rappresenta in alcune situazioni una ulteriore possibilità di utilizzo dell'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione; viceversa, quando il funzionamento del cogeneratore non permette di soddisfare per intero il carico elettrico, il sistema di accumulo funge da “generatore ausiliario”.

Visto l'incremento dell'importanza dei sistemi di accumulo, si sono sviluppate diverse tecnologie con caratteristiche adattabili ai vari sistemi di generazione, tra cui ad esempio i sistemi di batterie agli ioni di litio o al piombo che sono quelle prese in considerazione dal modello di ottimizzazione e che sono state validate semi-empiricamente.

Il sistema di accumulo è essenzialmente composto da sistemi energetici a batteria (BES). Come già descritto nella sezione sui vincoli, il sistema batteria è stato modellato tramite un approccio empirico semplificato, descrivendo il processo di carica e scarica tramite efficienze di carica e scarica, η_{carica} e $\eta_{scarica}$, e vincolando il funzionamento della batteria con un livello minimo di stato di carica, un numero massimo di cicli operativi e un rapporto massimo tra potenza ed energia durante il funzionamento a batteria. Come già accennato, sono state considerate due tecnologie: batterie agli ioni di litio (Li-Ion BES) e sistemi di batterie al piombo (LA BES), per indagare scenari diversi anche per i sistemi di accumulo. I parametri necessari per il modello empirico sono stati individuati ed elencati nella Tabella 10, recuperandoli dai dati di letteratura [161]. Come si può vedere, i BES agli ioni di litio sono più performanti, in termini di efficienza, PE_{ratio} e vita utile.

Tabella 10 – Coefficienti semi-empirici per il Sistema di Stoccaggio

<i>Parameter</i>	<i>Li-Ion BES</i>	<i>LA BES</i>
<i>PE ratio [kW/kWh]</i>	2	0.25
<i>Calendar life [years]</i>	12	8
<i>SoC min [%]</i>	10	40
<i>Cycle life [n cycles]</i>	2000	1500
η_{charge} [%]	97.5	90
$\eta_{discharge}$ [%]	97.5	90

4.1.3. Le Pompe di Calore

Pompe di Calore a Compressione di Gas

Per quanto riguarda le pompe di calore a compressione di gas (CGHP), le prestazioni sono state valutate in funzione della taglia e della temperatura esterna, sia in condizioni invernali che estive.

Le equazioni (55) e (56) descrivono gli andamenti logaritmici di COP ed EER in funzione della potenza termica e frigorifera della pompa di calore a compressione di gas.

$$COP = d_{COP,0} + d_{COP,1} \cdot \ln(kW) \quad (55)$$

$$EER = d_{EER,0} + d_{EER,1} \cdot \ln(kW) \quad (56)$$

I dati del modello sono stati confrontati e validati con dati provenienti da unità commerciali [162] e i valori dei coefficienti, elencati nella tabella 5, sono stati sintonizzati tramite tecniche di regressione.

Tabella 11 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore a Compressione di Gas

Parametro	COP	EER	Potenza Termica	Potenza Frigorifera
$d_{COP,0}$	3.1578	-	-	-
$d_{COP,1}$	-0.017	-	-	-
$d_{EER,0}$	-	1.6938	-	-
$d_{EER,1}$	-	0.139	-	-

La Figura 30 mostra che il COP è praticamente costante a seconda della taglia su valori intorno a 3,10.

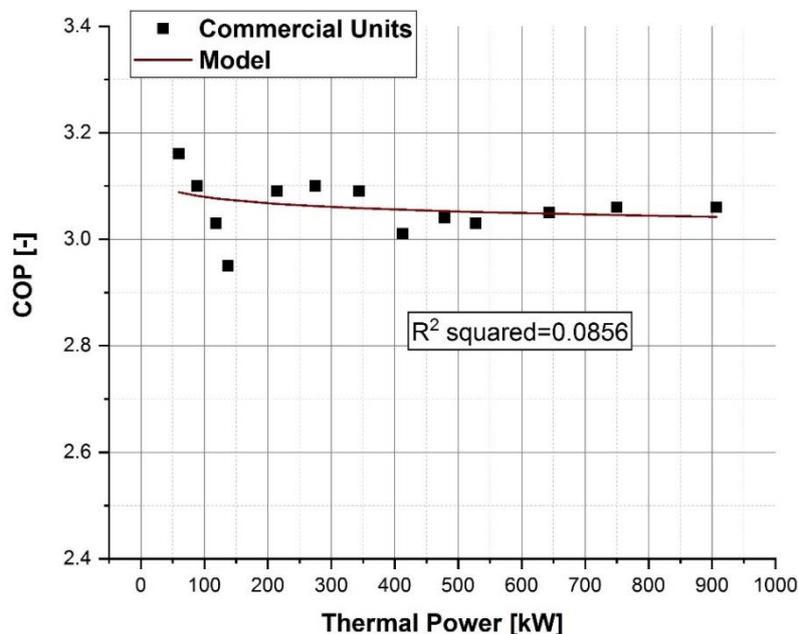


Figura 30 - COP in Funzione della Taglia Termica della Pompa di Calore a Compressione di Gas

Mentre nella Figura 31 si nota come l'EER cresce da 2,25 a 2,6, passando da 50 kW a 900 kW.

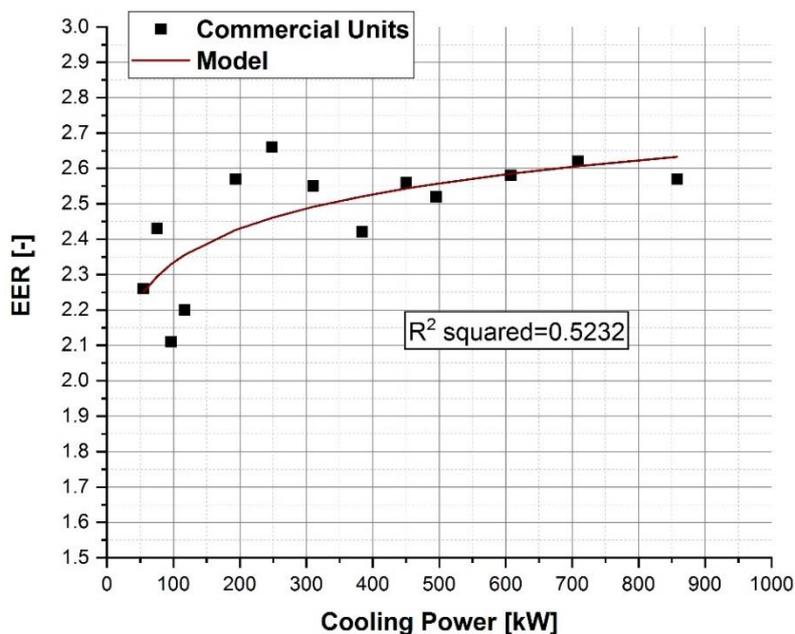


Figura 31 - EER in Funzione della Taglia Frigorifera della Pompa di Calore a Compressione di Gas

Il confronto tra le due figure, riferita per ogni taglia alle condizioni nominali di targa per le Pompe di Calore, conferma il concetto teorico per il quale mediamente il COP assume valori più elevati rispetto al Energy Efficiency Ratio dal momento che, nel funzionamento invernale, una parte dell'energia fornita al compressore si ritrova come energia termica utile al condensatore. Tuttavia nelle applicazioni pratiche, come vedremo nell'analisi dettagliata delle prestazioni in funzione della temperatura esterne, le prestazioni nel regime invernale ed estivo sono non facilmente confrontabili in quanto le temperature operative di funzionamento sono notevolmente differenti sia in termini di sorgente calda che in termini di sorgente fredda.

Allo stesso modo si può notare che l'EER è notevolmente più influenzato dalla taglia della Pompa di Calore, dal momento che per le piccole taglie le dispersioni termiche tendono ad assumere un peso sempre più rilevante nella definizione dell'efficienza del sistema. Il COP invece presenta un andamento quasi del tutto invariante rispetto alla variazione della taglia di impianto.

Per determinare l'andamento del COP, della Potenza Termica, dell'EER e della Potenza Frigorifera in funzione della Temperatura Esterna, sono state individuate due condizioni di riferimento per la temperatura, corrispondenti al 100% della prestazione: 35°C per funzionamento estivo e 8°C per funzionamento invernale.

È intuitivo considerare che nei mesi invernali il COP tende ad aumentare all'aumentare della temperatura esterna, così come la Potenza Termica prodotta dalla pompa di calore; in modalità estiva, invece, l'EER diminuisce all'aumentare della temperatura esterna, così come la potenza frigorifera. Gli andamenti di questi parametri sono stati poi modellati secondo l'Equazione (57), in funzione della temperatura esterna. L'analisi dell'andamento delle prestazioni in funzione della temperatura esterna

è molto interessante, considerando che le condizioni climatiche possono essere implementate all'interno del modello come input, sia in tempo reale che come previsione.

$$\%_i = f_0 + f_1 \cdot T(^{\circ}C) \quad (57)$$

I dati del modello sono stati confrontati e validati con dati provenienti da unità commerciali [162] e i valori dei coefficienti, elencati nella Tabella 12, sono stati sintonizzati tramite tecniche di regressione.

Tabella 12 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore a Compressione di Gas

Parametro	COP	EER	Potenza Termica	Potenza Frigorifera
f_0	69.214	226.08	66.714	-1.6366
f_1	3.9291	3.5993	4.2897	157.27

La Figura 32 presenta l'andamento delle prestazioni delle Pompe di Calore a Compressione di Gas in termini di potenza termica e COP in funzione della temperatura esterna. Considerando il funzionamento invernale, il 100% della potenza termica e del COP si raggiungono quando la temperatura esterna raggiunge un valore di 8°C. Per temperature superiori si ha un aumento delle prestazioni sia in termini di rendimento che di potenza termica erogata; al contrario, al diminuire della temperatura rispetto alle condizioni nominali, si nota una riduzione delle prestazioni con andamento lineare. Per una temperatura pari a -2°C, il valore di COP si riduce al 60% di quello nominale, mentre la potenza termica erogabile si riduce al 58% di quella nominale.

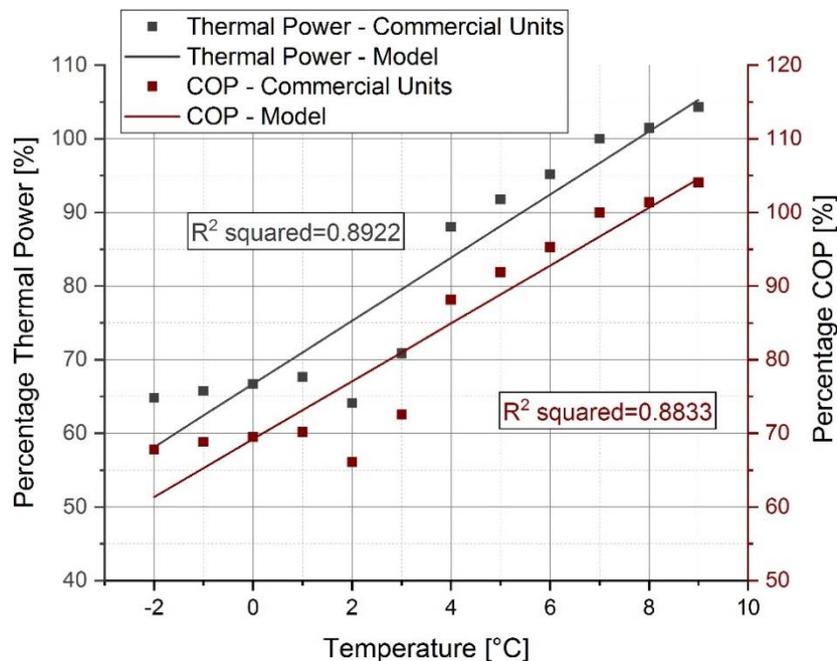


Figura 32 - COP e Potenza Termica in funzione della Temperatura Esterna per una Pompa di Calore a Compressione di Gas

La Figura 33 mostra un andamento simile alla Figura 32, ma si riferisce alle prestazioni della Pompa di Calore a compressione di gas nel funzionamento estivo. In questo caso, infatti, la pendenza della retta che esprime la correlazione è negativa, di conseguenza esiste un legame di proporzionalità

inversa tra le prestazioni della pompa di calore e la temperatura esterna. La figura mostra, in termini numerici, che le condizioni nominali per la pompa di calore sono registrate per una temperatura esterna pari a 35°C; per una temperatura esterna pari a 38°C, l'EER si riduce al 90% e la potenza frigorifera erogabile si riduce al 95% rispetto alle condizioni nominali.

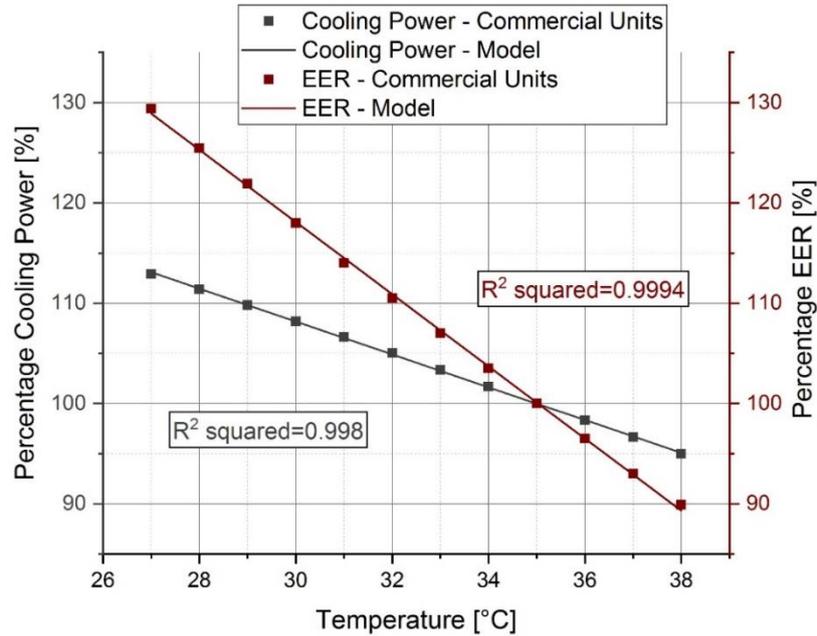


Figura 33 - EER e Potenza Frigorifera in funzione della Temperatura Esterna per una Pompa di Calore a Compressione di Gas

In generale, entrambi gli andamenti mostrati in figura sono legati al fatto che il rendimento delle pompe di calore è inversamente proporzionale alla differenza di temperatura tra la sorgente esterna e l'utenza.

Pompe di Calore ad Assorbimento

Per quanto riguarda le pompe di calore ad assorbimento (ABSHP), sono state adottate rispettivamente le equazioni (58) e (59) per modellare l'andamento della potenza termica richiesta, $\dot{H}_{th,req}$, in funzione della potenza frigorifera nominale, \dot{C}_{nom} , e l'andamento dell'EER in funzione della variazione del carico parziale, $\%_{cool}$ che è stato modellato tramite una correlazione polinomiale di secondo grado.

$$\dot{H}_{th,req} = g_0 + g_1 \cdot \dot{C}_{nom} \quad (58)$$

$$EER = s_0 + s_1 \cdot (\%_{cool}) + s_2 \cdot (\%_{cool})^2 \quad (59)$$

I dati del modello sono stati convalidati con dati provenienti da unità commerciali [163] e i valori dei coefficienti sono riportati nella Tabella 13.

Tabella 13 – Coefficienti semi-empirici per le Pompe di Calore ad Assorbimento

Parametro	ABHP
g_0	0.2866
g_1	1.4257
s_0	0.1527
s_1	0.01715
s_2	$1.17 \cdot 10^{-4}$

Come mostrato in Figura 34, l'andamento del calore richiesto in funzione della potenza frigorifera installata è lineare, determinando un EER praticamente costante intorno al valore di 0,7 al variare della taglia.

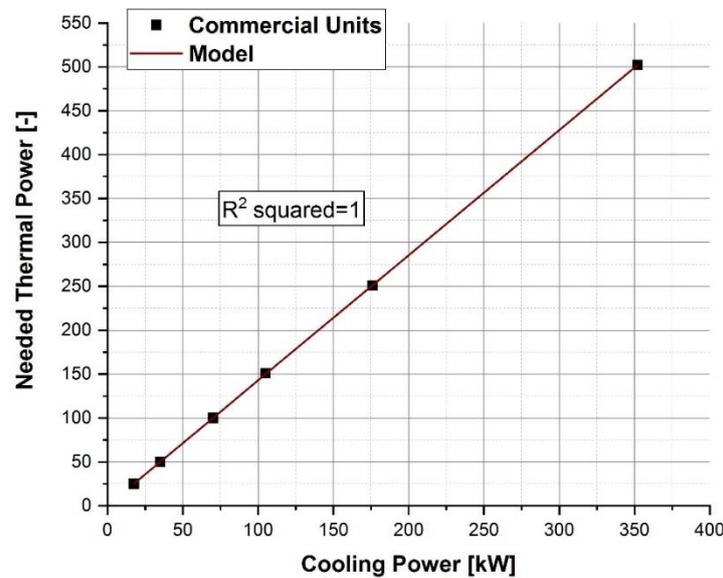


Figura 34 - Potenza Termica Richiesta dalla PdC in funzione della Taglia di Installazione

L'andamento dell'EER in funzione del fattore di carico è invece di tipo parabolico, mostrato in Figura 35.

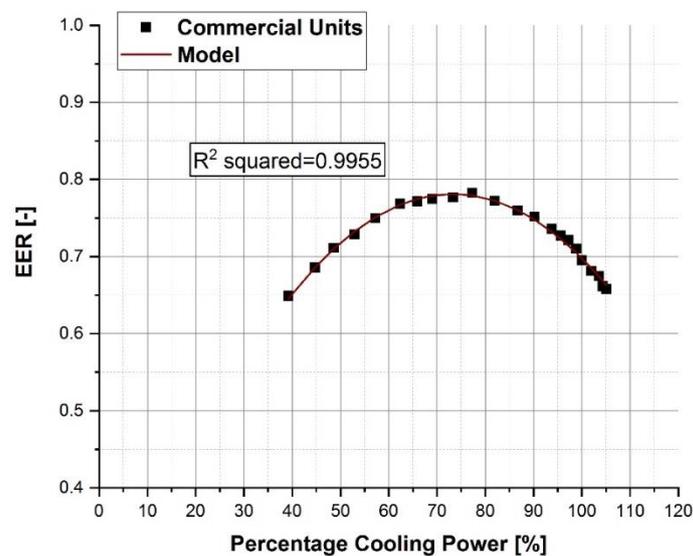


Figura 35 - EER in funzione del Fattore di Carico dell'Unità

Il punto di massima efficienza, corrispondente ad un EER pari a 0,78, si verifica al 75% delle condizioni nominali.

4.1.4. Le Caldaie Ausiliarie

Il rendimento delle tradizionali caldaie a metano, come consuetudine per il calcolo delle prestazioni di un sistema energetico in assetto tri-generativo, è convenzionalmente posto costante e pari al 92%. Considerando le moderne caldaie a condensazione ad acqua surriscaldata, le prestazioni non subiscono grandi variazioni né in funzione delle dimensioni né in funzione della variazione del carico, grazie all'elevata modularità che la tecnologia offre.

La funzione delle caldaie ausiliarie all'interno di un sistema di tri-generazione è quello di fornire all'utente finale l'energia termica di integrazione, data dalla differenza tra quanto prodotto dal sistema di recupero dell'unità di cogenerazione e quanto richiesto nello stesso istante temporale dall'utente. In assenza di sistema di storage termico il ruolo delle caldaie ausiliarie assume ancor più rilevanza, e quindi dovrà essere perfettamente integrato nel sistema energetico in modo da fornire istantaneamente l'energia termica richiesta attraverso l'ausilio di mezzi di regolazione automatica.

4.2. Validazione delle Curve di Costo

La validazione dei costi per ciascuna tecnologia presente nel sistema energetico in esame è stata effettuata confrontando le curve modellate con quelle relative ai valori commerciali. Per ciascuna tecnologia vengono analizzate sia la spesa in conto capitale (CAPEX) che la spesa operativa (OPEX). L'analisi dei costi è stata condotta riportando questi ultimi a valori specifici per unità di potenza o di energia, espressi quindi in €/kW o in €/MWh, al fine di permettere, al variare della taglia di impianto e delle condizioni operative, un'analisi completa dei costi reali.

4.2.1. Le Unità di Cogenerazione

Come per la validazione tecnologica, anche per i costi sono state prese in considerazione tutte le possibili tecnologie presenti nel portfolio del modello.

Solid Oxide Fuel Cells e Proton Exchange Membrane Fuel Cells

Per quanto riguarda le PEMFC, l'andamento specifico del CAPEX [€/kW] è costante entro limiti dimensionali ben definiti, e sono state ricavate dalle unità commerciali [155]. In particolare, come mostrato nella Tabella 14, il CAPEX specifico va da 6000 €/kW per taglie inferiori a 5 kW_e, a 1900 €/kW per taglie comprese tra 50 e 500 kW_e. Anche in termini di OPEX specifico, espresso in €/MWh prodotti, si registra un andamento graduale e costante, che si traduce in 10 €/MWh per taglie fino a 50 kW_e e 5 €/MWh per taglie fino a 500 kW_e. Le SOFC, invece, hanno un costo maggiore sia in termini di CAPEX che di OPEX specifico; ciò è essenzialmente legato a temperature di esercizio più elevate ed ad una maggiore complessità tecnologica in termini di materiali. Infatti, l'ambiente ad alta temperatura sperimentato nelle SOFC è soggetto ad ulteriori considerazioni in termini progettuali. Al fine di garantire la compatibilità termica e chimica in condizioni operative difficili, i materiali usati per gli elettrodi SOFC sono materiali ceramici elettricamente conduttivi o compositi misti ceramica-metallo (noti come cermet). L'andamento, sia per CAPEX che per OPEX, segue però quello delle PEMFC, assestandosi su valori più elevati.

Tabella 14 – CAPEX e OPEX per le PEMFC e le SOFC

Size	Costo Specifico (CAPEX) [€/kW]		Costi Operativi (OPEX) [€/MWh]	
	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC
< 5 kW _e	6000	16000	10	20
5-50 kW _e	2500	12000	10	17
50-500 kW _e	1900	10000	5	15

Motori a Combustione Interna

A differenza delle celle a combustibile, la cui modularità mitiga l'effetto scala sia in termini di prestazioni che di costo, i motori a combustione interna hanno andamenti CAPEX e OPEX molto influenzati dalla taglia installata. All'aumentare della potenza elettrica nominale, sia il CAPEX che l'OPEX diminuiscono con andamento logaritmico, come indicato nelle equazioni (91) e (92). Le equazioni sono state validate con dati di unità commerciali per diverse taglie [159], come mostrato in Figura 36 e in Figura 37, con un tasso di conversione di 0,83 €/US\$.

$$CAPEX \text{ [€/kW]} = 3928,7 - 289,7 \cdot \ln(kW) \quad (91)$$

$$OPEX \text{ [€/MWh]} = 0,0351 - 0,003 \cdot \ln(MWh) \quad (92)$$

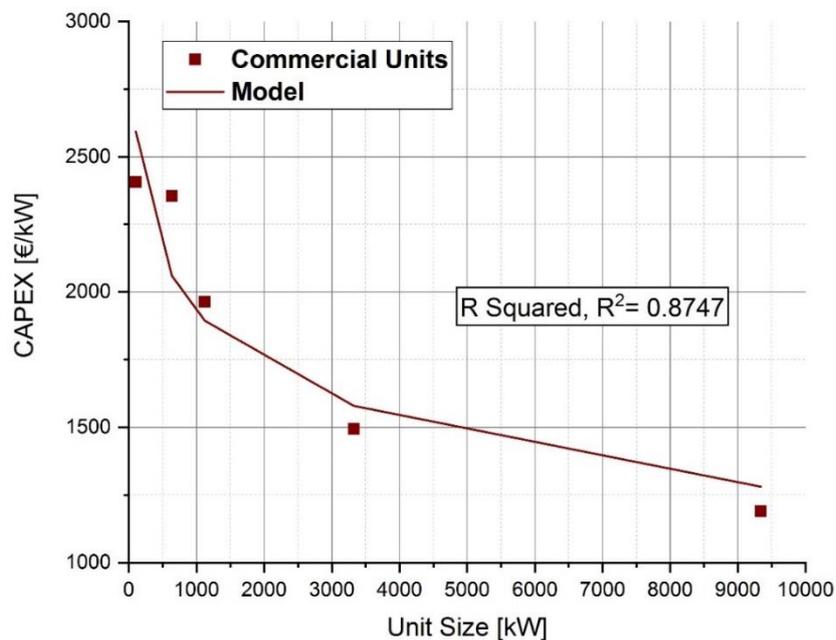


Figura 36 - CAPEX in funzione della taglia installata per i Motori a Combustione Interna

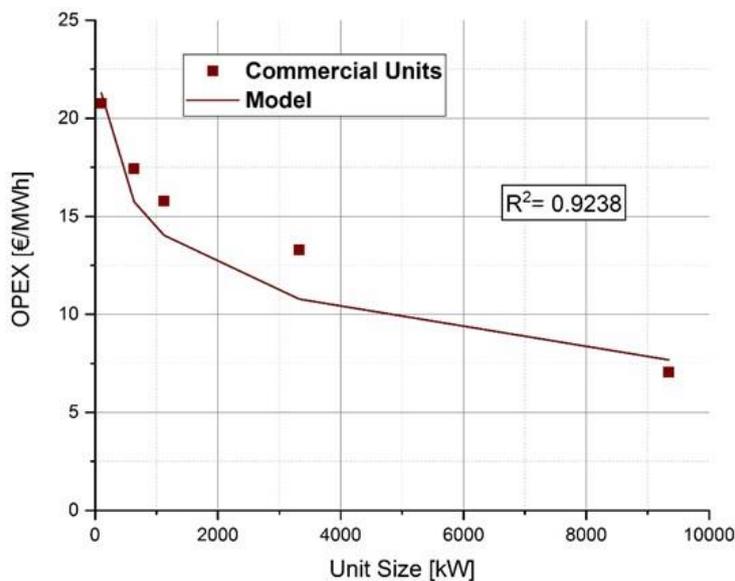


Figura 37 - OPEX in funzione della taglia installata per i Motori a Combustione Interna

Micro-Turbine a gas

Le microturbine a gas, come visto per la validazione tecnologica, mostrano andamenti intermedi tra celle a combustibile e motori a combustione interna, a causa della loro modularità che diventa sempre più importante all'aumentare delle dimensioni installate. Il trend di CAPEX e OPEX è logaritmico con valori mediamente superiori ai motori a combustione interna in termini di CAPEX e valori di OPEX inferiori, come modellato dalle equazioni (93) e (94).

$$CAPEX \text{ [€/kW]} = 4650,3 - 404,1 \cdot \ln(kW) \quad (93)$$

$$OPEX \text{ [€/MWh]} = 0,2242 - 0,002 \cdot \ln(MWh) \quad (94)$$

I risultati del modello sono stati validati con unità commerciali esistenti di microturbine a gas [160], e mostrati nella Figura 38 e nella Figura 39, con un tasso di conversione di 0,83 €/US\$.

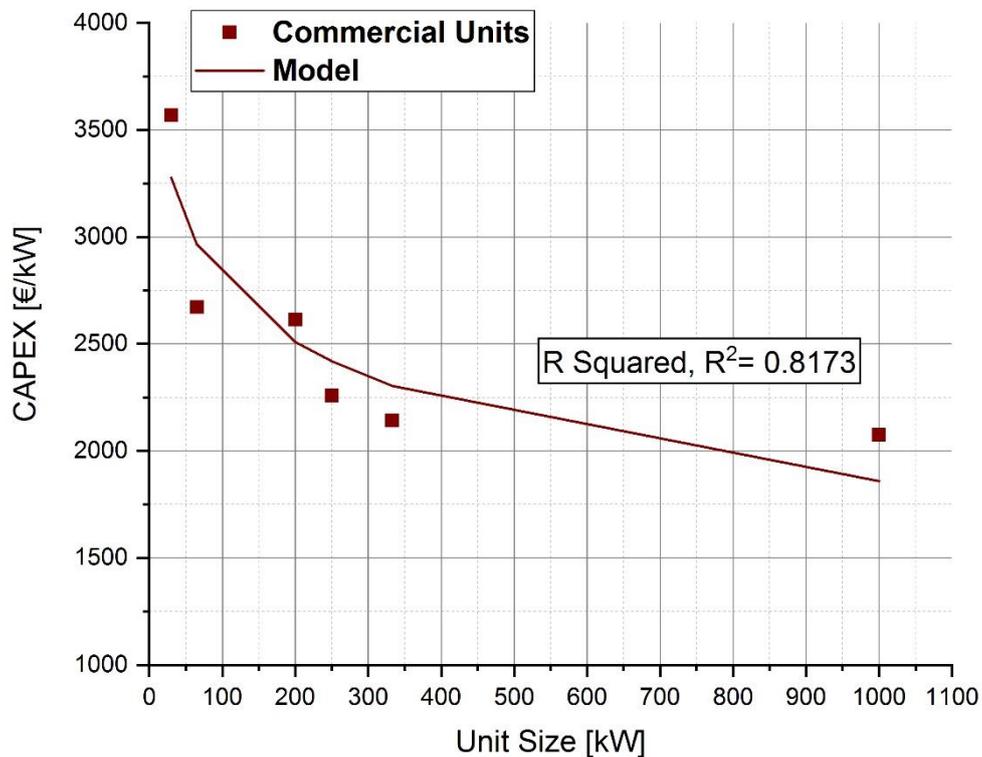


Figura 38 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Micro-Turbine a Gas

I costi relativi ai sistemi di accumulo sono caratterizzati, analogamente alle celle a combustibile, da andamenti pressoché costanti sia in termini di CAPEX [€/kWh] che di OPEX [€/kWh per anno]. I cicli di vita di queste tecnologie sono notevolmente più brevi rispetto agli altri componenti del sistema e per questo motivo nel CAPEX vengono considerati anche i costi di sostituzione [€/kWh], che vanno ad aggiungersi all'investimento iniziale dopo il totale degrado del componente.

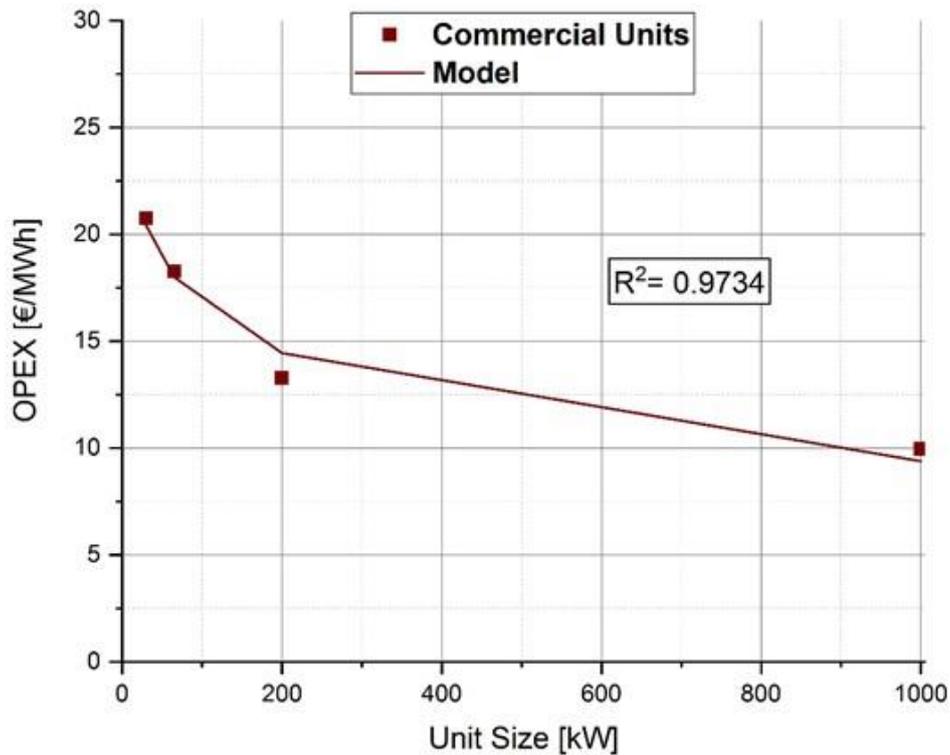


Figura 39 - OPEX in funzione della taglia installata per le Micro-Turbine a Gas

I costi di questi sistemi sono stati ricavati dalla letteratura recente [164], con un tasso di conversione di 0,83 €/US\$, e riportati nella Tabella 15.

Tabella 15 – Parametri Economici per il sistema di storage

Parametro	Li-Ion BES	Lead Acid BES
CAPEX [€/kWh]	290	207
Replacement cost [€/kWh]	290	207
OPEX [€/kWh]	16.5	16.5

Come mostrato, il costo delle batterie agli ioni di litio (Li-Ion BES) è superiore a quello dei sistemi di batterie al piombo (LA BES), per via di una maggiore complessità costruttiva e di un minor sviluppo commerciale.

4.2.2. Le Pompe di Calore

Analogamente a quanto visto per le unità di cogenerazione MCI e MTG, anche le Pompe di Calore a compressione di gas e ad assorbimento CGHP e ABHP presentano un andamento del CAPEX specifico [€/kW] in funzione della taglia installata logaritmico, come indicato nelle seguenti equazioni (95) e (96).

$$CAPEX_{CGHP} [\text{€/kW}] = 482,18 - 55,33 \cdot \ln(kW) \quad (95)$$

$$CAPEX_{ABSHP} [\text{€/kW}] = 3019,80 - 318,20 \cdot \ln(kW) \quad (96)$$

Per validare i risultati del modello, i dati CAPEX per le pompe di calore a compressione di gas sono stati confrontati con i dati ottenuti con comunicazione privata con aziende italiane, mentre per le Pompe di calore ad Assorbimento i dati di CAPEX sono stati validati con valori economici relativi alle pompe di calore commerciali [165], con un tasso di conversione di 0,83 € /USA\$. Le loro tendenze sono mostrate nella Figura 40 e nella Figura 41.

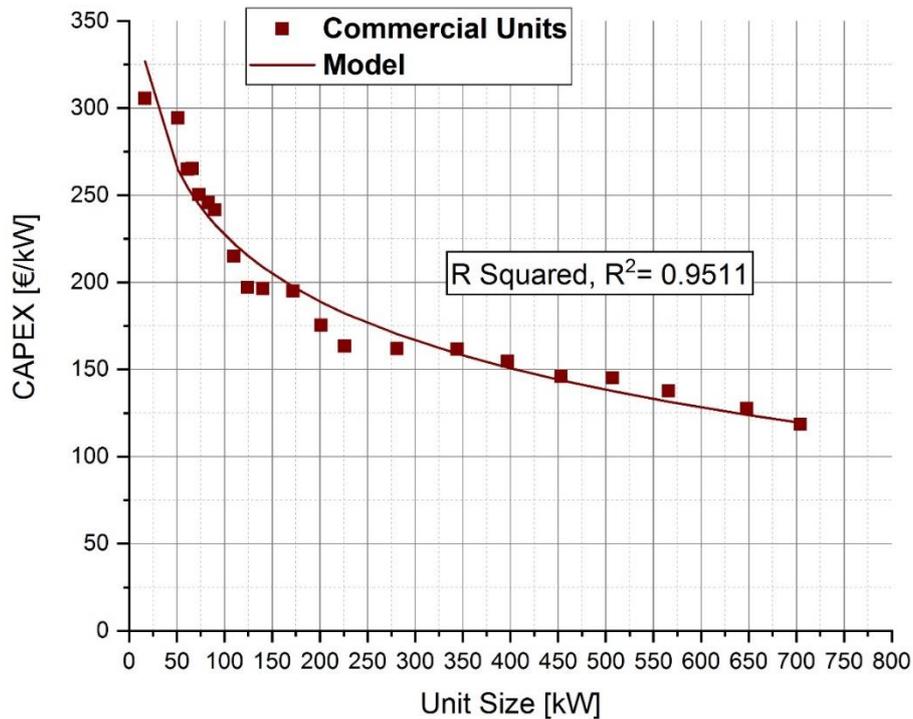


Figura 40 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Pompe di Calore a compressione di gas

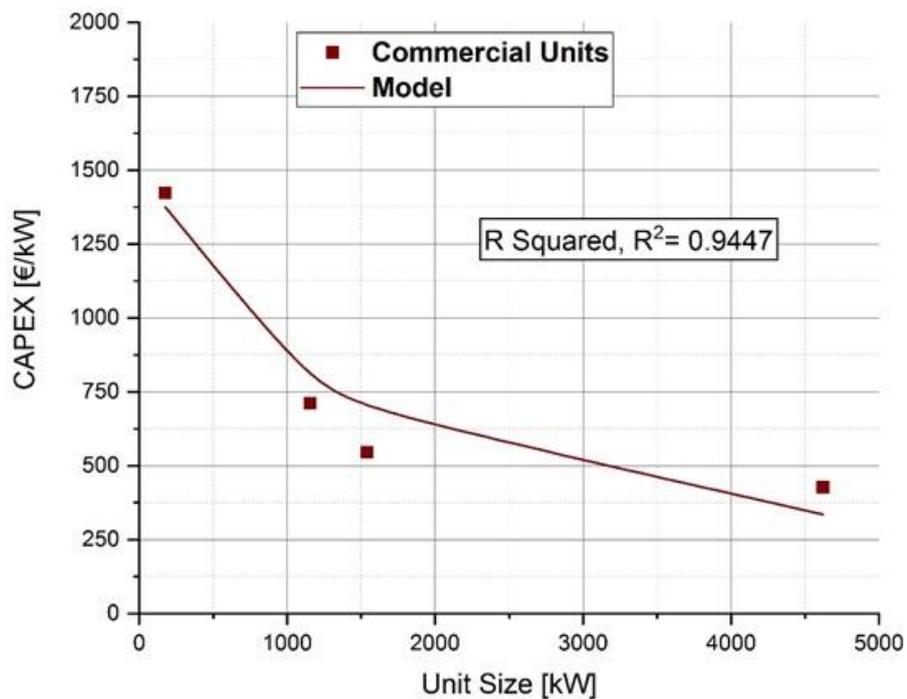


Figura 41 - CAPEX in funzione della taglia installata per le Pompe di Calore ad assorbimento

Per quanto riguarda gli OPEX, è stato considerato un valore medio di 0,10 €/kWh facendo la media dei dati disponibili [165].

4.2.3. Le Caldaie Ausiliarie

Il costo delle caldaie ausiliarie, con riferimento alla tecnologia delle caldaie ad acqua surriscaldata a condensazione, è stato ricavato dai dati condivisi dalle aziende italiane tramite comunicazione privata. Come si vede anche in Figura 42, per le taglie fino a 1250 kWt l'andamento specifico del CAPEX è inversamente proporzionale alla taglia installata in modo esponenziale; per taglie superiori a 1250 kWt il CAPEX specifico rimane pressoché costante con un valore di 20 €/kW.

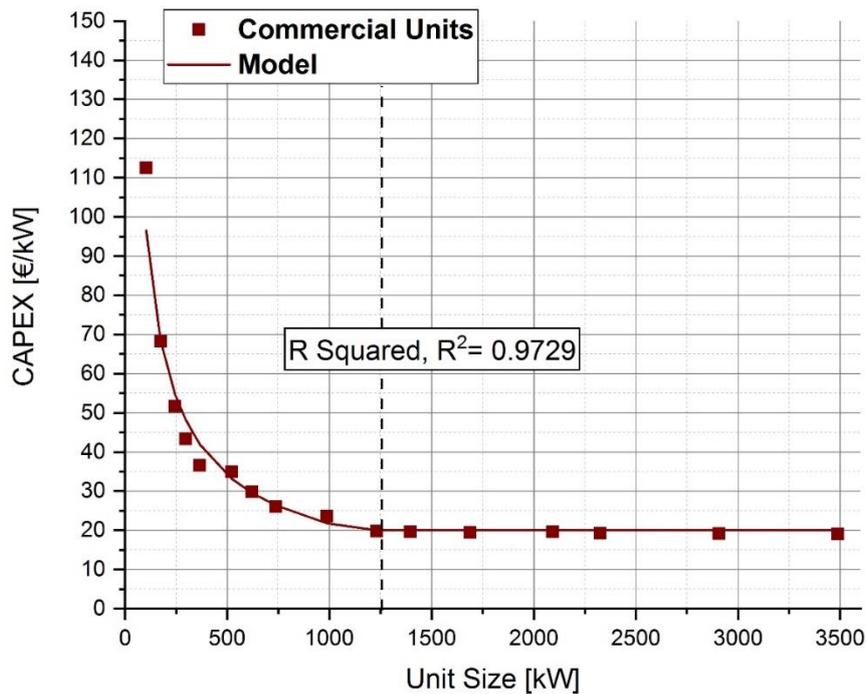


Figura 42 - CAPEX in funzione della taglia installata per le caldaie ausiliarie

Alla luce di queste considerazioni, i costi di investimento sono stati modellati tramite le correlazioni presenti nelle equazioni (97) e (98).

$$CAPEX [€/kW] = 2048 \cdot (kW)^{-0,9729} \text{ for } H_{int,n} < 1250 kW_{th} \quad (97)$$

$$CAPEX [€/kW] = 20 \quad \text{for } H_{int,n} > 1250 kW_{th} \quad (98)$$

4.3. Considerazioni Conclusive sulla Validazione del modello

Per quanto riguarda il confronto delle curve di performance, per valutare la corrispondenza del modello con i dati reali, è stata utilizzata una tecnica di regressione attraverso la determinazione del fattore "R quadro".

La valutazione tecnica delle curve di performance dell'unità di cogenerazione si è basata su cinque principali indicatori di prestazione: il rendimento elettrico e nominale complessivo in funzione della

taglia installata; andamento del rendimento elettrico e complessivo durante il funzionamento a carico parziale; e rapporto potenza/calore in funzione della dimensione installata.

Per quanto riguarda le Celle a Combustibile ad Ossidi Solidi (SOFC) l'andamento del rendimento elettrico durante il funzionamento a carico parziale per le SOFC alimentate a metano rimane pressoché costante con un valore medio del 55%, mentre il rendimento termico cresce al crescere della percentuale di carico rispetto alle condizioni nominali. Per la curva di rendimento termico il fattore di correlazione R-quadro vale circa 0,96 indicando un ottimo grado di correlazioni tra il modello e i dati di riferimento.

Per le PEMFC alimentate a metano l'andamento del rendimento termico e del rendimento elettrico risulta crescente all'aumentare del fattore di carico; il valore del rendimento elettrico al 100% del carico è pari a circa 35% mentre il valore massimo del rendimento termico è pari a 45%. Rispetto alle SOFC quindi il rendimento termico è superiore a quello elettrico, a causa della minore efficienza elettrica di generazione.

Se si considera invece come combustibile l'idrogeno, le PEMFC presentano dei valori di rendimento elettrico mediamente più elevati rispetto a quelle alimentate a metano, con andamento ben descritto da una funzione quadratica. I valori di rendimento totale massimo nominale, nel caso delle PEMFC alimentate ad idrogeno, possono raggiungere in condizioni nominali valori prossimi al 90%.

Per i motori a combustione interna, l'effetto taglia incide sull'andamento dell'efficienza elettrica, con una variazione compresa tra il 27% e il 42,5% circa tra taglie piccole (100 kW) e grandi (10 MW). Le microturbine a gas presentano caratteristiche prestazionali che rientrano tra quelle delle celle a combustibile e dei motori a combustione interna. Sia l'efficienza che il rapporto potenza/calore delle microturbine a gas dipendono molto meno dalle dimensioni rispetto a quelli dei motori a combustione interna, poiché anche le MTG sono modulari.

Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio, sono state analizzate due diverse tecnologie: le batterie agli ioni di litio (Li-Ion BES) e batterie al piombo (LA BES). I parametri del modello empirico sono stati determinati utilizzando i dati della letteratura. I BES agli ioni di litio risultano più efficienti, con un rapporto PE più elevato e una maggiore durabilità.

Per quanto riguarda le pompe di calore invece, sono stati valutati gli andamenti di COP, Potenza Termica, EER e Potenza Frigorifera in funzione della Temperatura Esterna sono state individuate due temperature di riferimento corrispondenti al 100% della prestazione nominale: 35°C per il funzionamento estivo e 8°C per il funzionamento invernale.

Nel caso delle pompe di calore ad assorbimento (ABSHP), l'andamento del calore necessario in funzione della potenza frigorifera installata è lineare, determinando un EER pressoché costante

intorno a 0,7 indipendentemente dalla taglia. Al 75% delle circostanze nominali si verifica il punto di massima efficienza, equivalente a un EER di 0,78.

La validazione dei costi per ciascuna tecnologia nel sistema energetico esaminato è stata effettuata confrontando le curve modellate con quelle corrispondenti ai valori commerciali. Sono state quindi presentate le spese in conto capitale (CAPEX) e le spese operative (OPEX) per ciascuna tecnologia. La modellizzazione di ciascuna tecnologia, sia in termini di prestazioni energetiche che di CAPEX e OPEX, è stata poi validata con unità commerciali esistenti o dati recuperati dalla letteratura recente, risultando in una buona corrispondenza con un grado di correlazione per lo più superiore al 90%.

5. Casi studio di applicazione del modello a due utenze industriali

Nel presente capitolo sono descritti i casi studio definiti per l'applicazione del modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello per sistemi energetici in assetto poli-generativo del quale è stata descritta la formalizzazione, l'implementazione e la validazione nei capitoli precedenti. Il primo macro-caso studio si riferisce ad un'utenza industriale di grandi dimensioni di cui verranno descritti il contesto generale e le condizioni di carico elettrico, termico e frigorifero orario.

Il secondo macro-caso studio è relativo ad una seconda utenza industriale di più modeste dimensioni in termini di livelli di consumo elettrico, termico e frigorifero.

L'applicazione del modello ai casi studio permetterà un confronto tra diverse tipologie di tecnologie di unità di cogenerazione e diverse analisi di sensitività sulle performance del sistema energetico al variare di parametri sia tecnici, che economici che di natura strategica, come ad esempio la priorità scelta tra le diverse funzioni obiettivo.

Nel primo sottoparagrafo verranno definite le condizioni e le ipotesi di simulazione e verranno inoltre descritti i diversi scenari di riferimento per l'esecuzione delle simulazioni.

Successivamente, dopo aver descritto il contesto industriale e i trend di carico termico, elettrico e frigorifero, verrà eseguito un confronto preliminare tra due diversi algoritmi di risoluzione del problema di ottimizzazione, il "gamultiobj" e "fgoalattain" al fine di valutarne le prestazioni sia in termini di risultati ottenuti che di tempo computazionale per l'esecuzione del calcolo. Tale confronto verrà eseguito su un caso semplificato che esclude alcune variabili e componenti del sistema energetico completo. A valle di questa analisi preliminare sull'algoritmo di risoluzione e la scelta di uno dei due verranno presentati i diversi sotto-casi studio, con l'adozione all'interno del sistema di diverse tecnologie per l'unità di cogenerazione e per il sistema di storage dell'energia elettrica. In particolare, per ogni macro-caso studio verranno presentati i risultati per 8 diversi casi di accoppiamento tecnologico, come indicato nella Tabella 16 e nella Tabella 17.

Il numero di sotto-casi studio analizzati per ogni macro-caso studio è pari a 22, dal momento che per le Celle a combustibile saranno analizzati diversi scenari di riferimento, quello attuale, quello attuale con incentivi relativi all'installazione delle Celle a Combustibile come unità di cogenerazione e quello futuro. Inoltre per le PEMFC l'analisi sarà relativa a diversi combustibili: oltre al metano, verrà analizzata la possibilità di alimentare le PEMFC con idrogeno grigio, derivante da processo di steam reforming del metano ed idrogeno verde, derivante dall'integrazione con fonti di energia rinnovabile.

Tabella 16 – Descrizione Tecnologie adottate per i diversi sotto-casi studio – Macro-Caso 1

MACRO-CASO 1: Grande Utente Industriale	
Tecnologia Unità CHP	Tecnologia Storage Elettrico
SOFC – methane - SoA	Li-Ion BES
SOFC - methane - SoA	LA BES
PEMFC - methane - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - methane - SoA	LA BES
PEMFC - green hydrogen - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - green hydrogen - SoA	LA BES
PEMFC - grey hydrogen - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - grey hydrogen - SoA	LA BES
SOFC – methane – SoA - incentive	Li-Ion BES
SOFC – methane – SoA - incentive	LA BES
PEMFC – methane – SoA - incentive	Li-Ion BES
PEMFC – methane – SoA - incentive	LA BES
PEMFC – green hydrogen – SoA - incentive	Li-Ion BES
PEMFC – green hydrogen – SoA - incentive	LA BES
SOFC – methane – future scenario	Li-Ion BES
SOFC - methane – future scenario	LA BES
PEMFC - methane – future scenario	Li-Ion BES
PEMFC - methane – future scenario	LA BES
PEMFC - green hydrogen – future scenario	Li-Ion BES
PEMFC - green hydrogen – future scenario	LA BES
ICE - methane	Li-Ion BES
ICE - methane	LA BES

Tabella 17 – Descrizione Tecnologie adottate per i diversi sotto-casi studio – Macro-Caso 2

MACRO-CASO 2: Piccola Utente Industriale	
Tecnologia Unità CHP	Tecnologia Storage Elettrico
SOFC – methane - SoA	Li-Ion BES
SOFC - methane - SoA	LA BES
PEMFC - methane - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - methane - SoA	LA BES
PEMFC - green hydrogen - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - green hydrogen - SoA	LA BES
PEMFC - grey hydrogen - SoA	Li-Ion BES
PEMFC - grey hydrogen - SoA	LA BES
SOFC – methane – SoA - incentive	Li-Ion BES
SOFC – methane – SoA - incentive	LA BES
PEMFC – methane – SoA - incentive	Li-Ion BES
PEMFC – methane – SoA - incentive	LA BES
PEMFC – green hydrogen – SoA - incentive	Li-Ion BES
PEMFC – green hydrogen – SoA - incentive	LA BES
SOFC – methane – future scenario	Li-Ion BES
SOFC - methane – future scenario	LA BES
PEMFC - methane – future scenario	Li-Ion BES
PEMFC - methane – future scenario	LA BES
PEMFC - green hydrogen – future scenario	Li-Ion BES
PEMFC - green hydrogen – future scenario	LA BES
MGT - methane	Li-Ion BES
MGT - methane	LA BES

Dal confronto tra le tabelle sopra riportate si evince che l'analisi per le celle a combustibile può essere eseguita su entrambi i trend di consumo delle due utenze industriali, grazie all'elevata modularità e scalabilità che la tecnologia delle celle offre. I motori a combustione interna sono presi in

considerazione solo nel caso di grande utenza industriale, mentre le microturbine a gas vengono applicate solo al caso dell'utenza di più moderate dimensioni energetiche.

Per ogni sotto-caso studio presentato verrà valutato il VAN per la definizione della taglia ottimale, partendo dall'analisi di 15 diverse taglie possibili variabili in un range baricentrico rispetto al valore del carico elettrico medio sui tre periodi di riferimento con un passo pari a 500 kWe nel primo macro-caso studio e pari a 50 kWe nel secondo macro-caso studio relativo ad una piccola utenza industriale. Tale analisi porterà quindi alla definizione della taglia ottimale per ogni caso studio; su tale taglia verrà eseguita un'analisi approfondita dei risultati ottenuti nella routine di ottimizzazione centrale, su base quindi oraria per tutti i giorni tipo che identificano i diversi periodi di riferimento per il funzionamento del sistema energetico.

Queste valutazioni e analisi saranno ripetute con le stesse modalità per entrambi i macro-casi di utenza.

5.1. Impostazioni delle Simulazioni e Definizione degli Scenari di Riferimento

Nel presente paragrafo verranno illustrate in forma tabellare le condizioni di simulazione che rimarranno immutate per tutti i casi studio descritti.

Inoltre verranno descritti i tre diversi scenari di riferimento per le simulazioni, quello attuale, quello con incentivi per l'installazione delle celle a combustibile e quello futuro.

Rendimenti e coefficienti di prestazione di riferimento

Nella Tabella 18 sono indicati valori dei parametri di riferimento impostati per l'esecuzione delle simulazioni.

Tabella 18 - Rendimenti e coefficienti di prestazione di riferimento

Simbolo	Descrizione Sintetica	Valore	UdM
$\eta_{el,ref}$	Rendimento Elettrico di Riferimento	0,46	[-]
$\eta_{th,ref}$	Rendimento Termico di Riferimento	0,92	[-]
$EER_{CGHP,ref}$	EER di Riferimento (Pompa di calore a compressione di gas)	2,3	[-]
$EER_{ABSHP,ref}$	EER di Riferimento (Pompa di calore ad assorbimento)	0,7	[-]
$COP_{CGHP,ref}$	COP di Riferimento (Pompa di calore a compressione di gas)	2,8	[-]
LHV_{ref}	Potere Calorifico Inferiore Metano	9,59	kWh/Smc
UF	Fattore di Utilizzazione (Storage)	0,1	[-]

Il rendimento elettrico di riferimento è relativo all'attuale mix energetico presente sulla rete elettrica nazionale, mentre il rendimento termico è relativo alle caldaie ad acqua surriscaldata di grossa taglia tradizionali. Anche il COP e gli EER sia per le pompe ad assorbimento che a compressione di gas sono relativi ai dati dei prodotti esistenti oggi sul mercato. Il potere calorifico inferiore di riferimento è relativo al metano in quanto ad oggi è il principale combustibile per la generazione di energia termica attraverso le caldaie tradizionali. Il fattore di utilizzazione dello storage è un parametro che può essere usato per analisi di sensibilità sul sistema di stoccaggio, al fine di valutarne l'influenza sui risultati ottenuti.

Fattori di emissione di CO₂ equivalente

Nella Tabella 19 sono indicati valori dei parametri di emissione impostati per l'esecuzione delle simulazioni.

Tabella 19 - Fattori di emissione di CO₂ equivalente

Simbolo	Descrizione Sintetica	Valore	UdM
μ_{grid}	Fattore di emissione rete elettrica nazionale	0,72	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$
μ_{reform}	Fattore di emissione relativo al processo di Steam Reforming	0,325	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$
$\mu_{gas,MCI}$	Fattore di emissione gas metano per Motori a Combustione Interna	0,26	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$
$\mu_{gas,MTG}$	Fattore di emissione gas metano per Microturbine a Gas	0,24	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$
$\mu_{gas,SOFC}$	Fattore di emissione gas metano per Celle Combustibili ad ossidi solidi	0,23	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$
$\mu_{gas,PEMFC}$	Fattore di emissione gas metano per celle a combustibile a membrana a scambio protonico	0,25	$kg_{CO_2-equiv}/kWh$

Come indicato in tabella, i fattori definiti tengono conto delle emissioni equivalenti di CO₂, includendo quindi anche altri prodotti della combustione, che sono considerati inquinanti in atmosfera, quali ad esempio gli NO_x, il particolato, gli SO_x e così via. Il parametro relativo alla rete elettrica nazionale è relativo all'attuale mix energetico, considerando quindi una rete sostenuta principalmente dal metano. Per ogni tecnologia è stato definito poi un diverso fattore di emissione, che tiene conto dei valori assoluti di emissioni e dei rendimenti di generazione [152].

Parametri Economico-Finanziari

Nella Tabella 20 sono indicati valori dei parametri dei parametri economico-finanziari impostati per l'esecuzione delle simulazioni.

Tabella 20 - Parametri Economico-Finanziari

DATO	VALORE	UDM
Theta_tax	1	-
Theta_EEC	1	-
Theta_CO ₂	1	-
Theta_IP	0	-
tax	0,15	-
c_eec	250	[€/EEC]
K	1	-
InPf	5700	€
p_power	4500	€/kW
p_used	0,04	€/kWh
p_fed	0,08	€/kWh
Theta_CAPEX	0,5	-
delta_CAPEX	0,3	-
years_agreement_ESCO	5	years
c_CO ₂	0,1	€/kg
years_capital loan	10	years
<i>g</i> – tasso di inflazione	0,05	-
<i>i</i> – tasso di sconto	0,05	-

Di seguito verranno descritti i tre scenari di riferimento che corrispondono a tre diversi contesti economici e tecnologici per le simulazioni.

Lo scenario presente è quello caratterizzato dai costi unitari, sia operativi che capitali, definiti nel paragrafo 4.2. In questo scenario non sono previsti meccanismi incentivanti per alcuna tecnologia utilizzata; di conseguenza i costi di investimento legati all'installazione delle SOFC o, per esempio, il costo di produzione dell'idrogeno verde assumeranno valori rilevanti rispetto alle altre tecnologie e agli altri combustibili utilizzati.

Lo scenario con incentivi fa invece riferimento all'attuale framework di costi unitari operativi e capitali, ma introduce la possibilità di meccanismi incentivanti per favorire l'installazione di tecnologie, come le celle a combustibile, meno mature da un punto di vista dell'applicazione e quindi meno convenienti in termini di costo.

La presenza di meccanismi incentivanti è legata al termine *IP*, di cui si riporta per comodità di lettura lo sviluppo di seguito.

$$IP = InP_f + p_{Power} \cdot W_{CHP} + p_{used} \cdot E_{CHP,user} + p_{fed} \cdot E_{CHP,OutGrid}$$

Dall'equazione si evince che i meccanismi incentivanti hanno influenza sia sul costo di installazione dell'impianto che sulle condizioni operative; gli ultimi due termini sono infatti relativi all'energia scambiata con la rete per ogni ora di funzionamento dell'impianto. In questo caso dunque, con riferimento alla Tabella 20, il termine Θ_{IP} assume valore unitario, al fine di abilitare gli incentivi all'interno del modello.

Infine, lo scenario futuro fa riferimento all'evoluzione sia tecnologica che commerciale delle varie tecnologie nei prossimi anni.

Per quanto riguarda i costi di investimento, la Tabella 21 riporta le previsioni e gli obiettivi per le PEMFC e le SOFC fino al 2030 [166].

Tabella 21 – Previsione CAPEX al 2030 per le PEMFC e le SOFC [166]

Size	Costo Specifico Attuale (CAPEX) [€/kW]		Costo Specifico Target 2030 (CAPEX) [€/kW]	
	PEMFC	SOFC	PEMFC	SOFC
< 5 kWe	6000	16000	4000	3500
5-50 kWe	2500	12000	1200	2500
50-500 kWe	1900	10000	900	2000

Inoltre, la comunità europea [167] stima che entro il 2030, il costo dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili, oggi pari a 4 €/kg [167] sarà pari al costo dell'idrogeno grigio, prodotto dal processo di steam reforming del metano, oggi pari a 1,5 €/kg [167].

5.2. Macro-Caso Studio 1: Utenza Industriale di grandi dimensioni

La Figura 43 mostra lo schema di impostazione delle simulazioni per il primo Macro-Caso Studio.

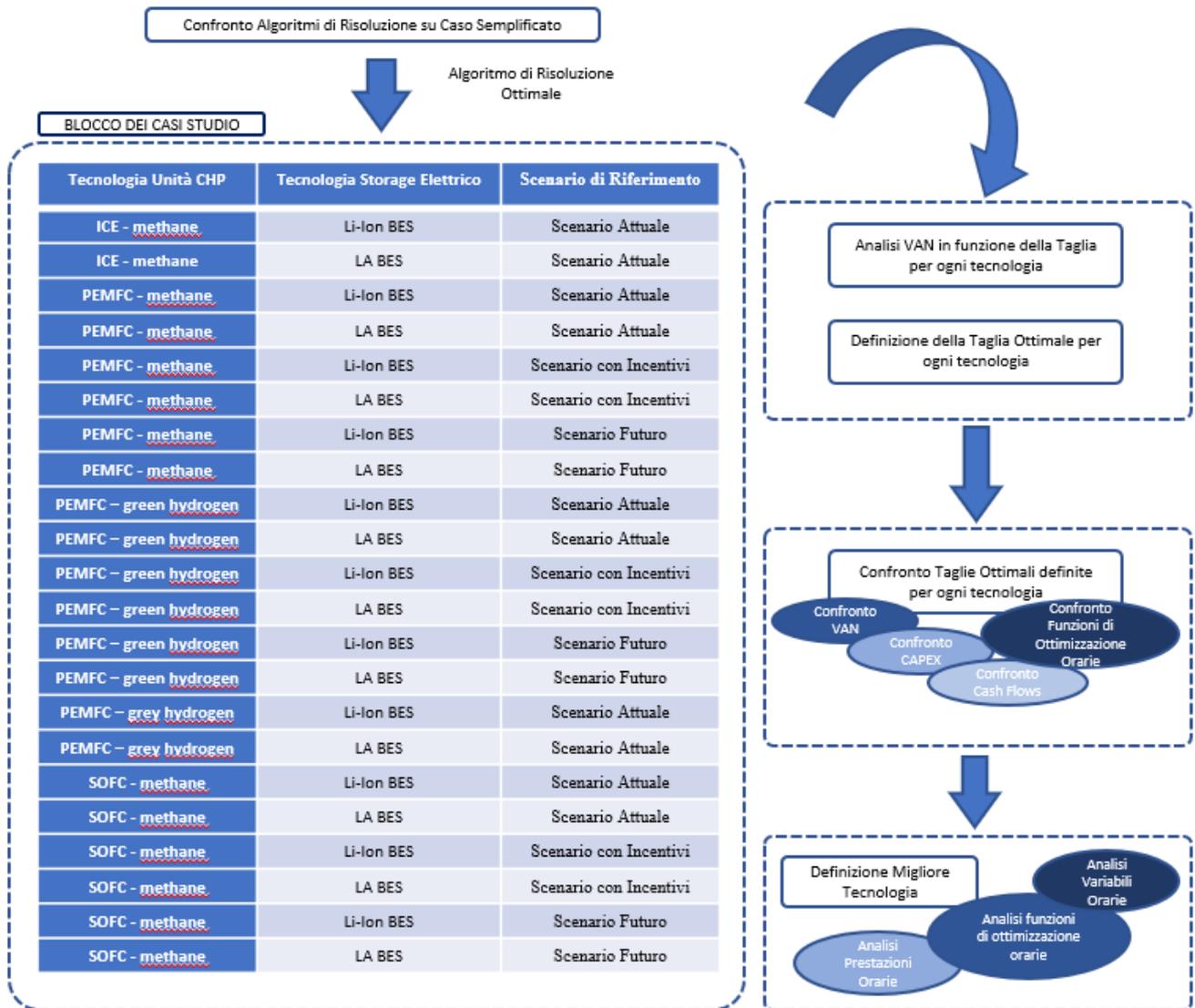


Figura 43 - Schema di Impostazione delle Simulazioni per i Casi Studio – Macro-Caso Studio 1

Dalla figura si evince che per questo primo macro-caso studio relativo ad una grande utenza industriale sono stati presi in considerazione 22 sotto-casi studio (o di seguito anche casi-studio). Ogni caso studio è relativo ad un diverso accoppiamento tecnologico o ad un diverso scenario di riferimento adottato.

Quindi, nella prima fase della campagna di simulazioni, a valle del test sull'algoritmo di risoluzione, sono state effettuate le simulazioni orarie per ogni caso studio (**"BLOCCO CASI STUDIO"** in **Figura 43**), seguendo lo schema a blocchi indicato in Figura 19 che si riporta per comodità di lettura. Quindi, per ogni tecnologia sono valutate tutte le taglie nel range in esame con individuazione della taglia ottimale e del corrispondente VAN.

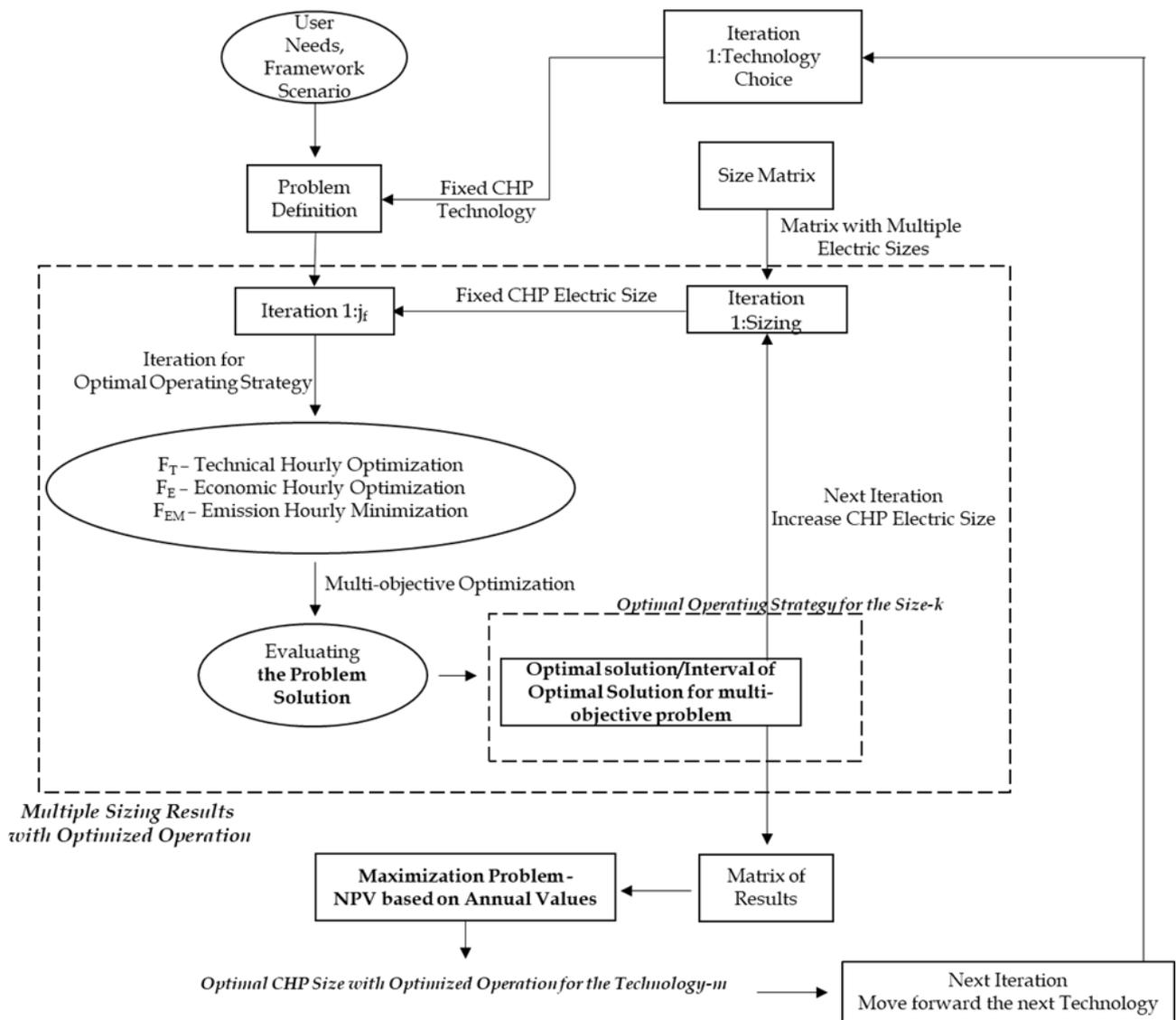


Figura 19 - Schema a Blocchi Modello di Ottimizzazione

Il confronto tra le diverse soluzioni ottimali ottenute per ogni caso studio, porterà poi alla definizione della migliore tecnologia da utilizzare con la migliore taglia possibile per l'utenza industriale descritta. Su questa soluzione ottimale verrà eseguita un'indagine più approfondita dei risultati del modello, che porterà all'analisi oraria delle variabili decisionali del modello.

Il primo passo per la definizione del caso studio consiste nell'analisi dei profili di carico energetico orari dell'utenza industriale in esame.

Per la definizione dei profili di carico sono stati definiti 4 periodi per ogni anno di analisi: ogni periodo corrisponde ad un determinato contesto energetico e conseguente profilo carico, come indicato anche in Figura 44.

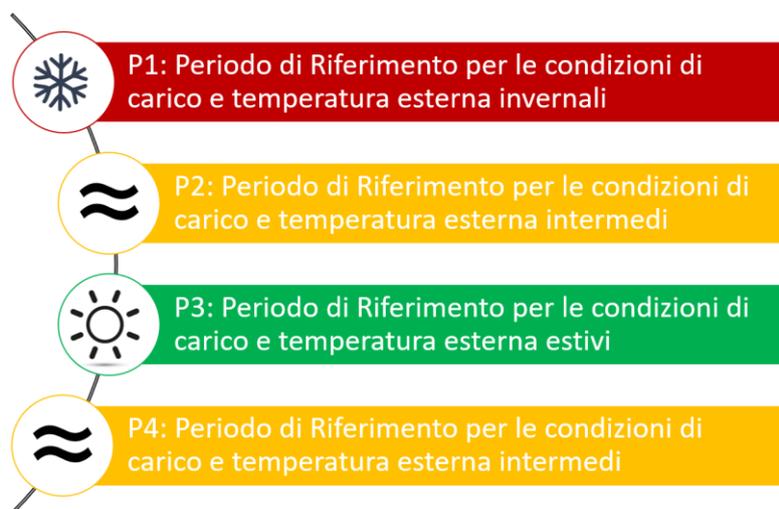


Figura 44 - Rappresentazione Schematica Periodi di Riferimento per l'applicazione dei casi studio

Il primo periodo corrisponde a quello di regime invernale, in cui ci si aspetta delle Temperature medie minori e un incremento dei carichi termici; questo periodo tende di fatto a coincidere con il periodo imposto dalla normativa nazionale per l'accensione degli impianti di riscaldamento.

Il secondo ed il quarto periodo sono considerati dal modello come periodi neutri, in cui i carichi sono essenzialmente legati alle utenze produttive e a quelle ausiliarie e non al condizionamento.

Il terzo periodo di riferimento è quello relativo al regime estivo, in cui le Temperature sono maggiori ed i carichi elettrici assumono valori più elevati rispetto agli altri periodi.

Per ragioni di carico computazionale, il caso studio prende inoltre in esame un solo giorno tipo per ogni periodo di riferimento; il giorno tipo è definito dalla media aritmetica oraria di tutti i valori di consumo rilevati per ogni giorno nel periodo di riferimento. Lo stesso concetto viene applicato ai valori di Temperatura Esterna dell'aria che sarà un parametro di input del modello per la definizione delle prestazioni delle pompe di calore.

Nella Figura 45 sono mostrati proprio i trend di temperatura per i tre giorni tipo.

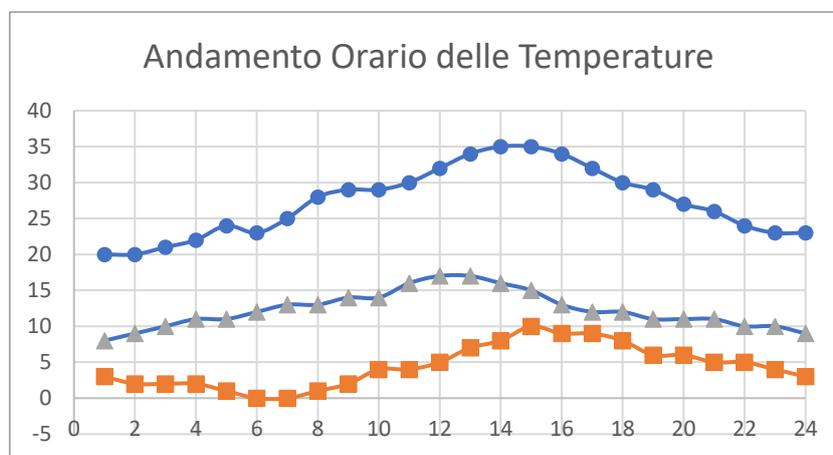


Figura 45 - Profili Orari di Temperatura – Periodo Estivo, Invernale e Intermedio

Come già anticipato, i trend mostrano tre profili nettamente distinti in termini di valore assoluto di temperatura, con la temperatura massima di 35°C raggiunti nelle ore centrali più calde del periodo estivo e la temperatura minima di 0°C nelle prime ore più fredde del giorno tipo invernale. Per quanto riguarda il periodo intermedio la Temperatura massima è pari a 18°C e la minima è pari a 8°C; la temperatura media è pari a circa 12°C.

Come indicato nella Figura 46, Figura 47 e nella Figura 48, anche i profili di carico orari sia per l'energia elettrica che termica che frigorifera sono stati valutati in ogni periodo di riferimento per un arco temporale corrispondente alle 24 ore del giorno tipo.

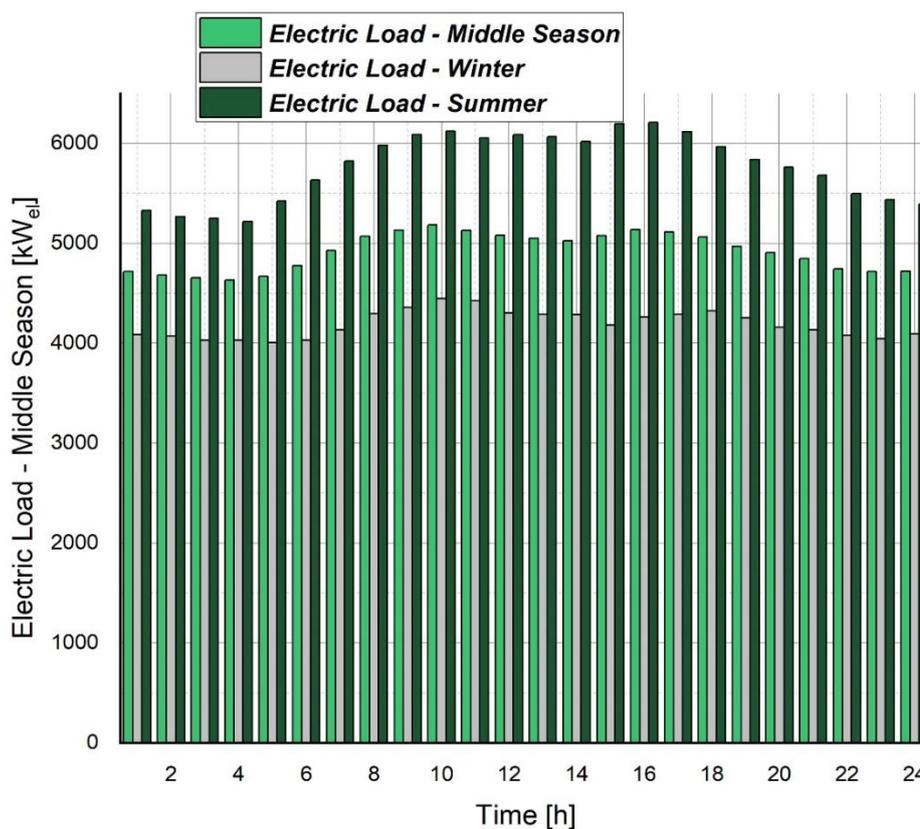


Figura 46 - Profili Orari di Carico Elettrico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1

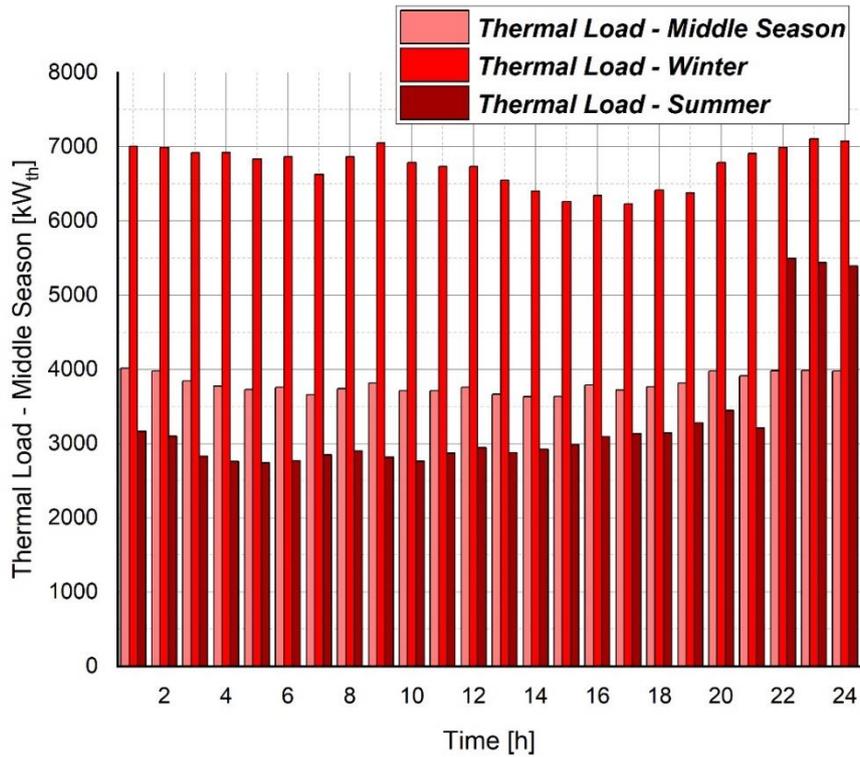


Figura 47 - Profili Orari di Carico Termico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1

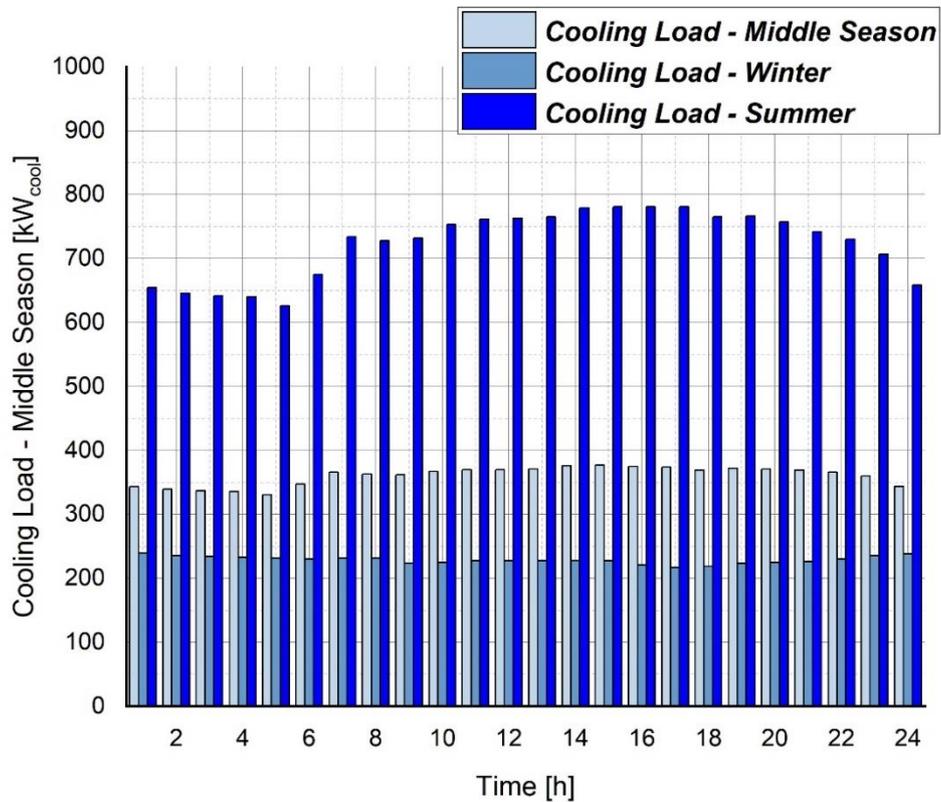


Figura 48 - Profili Orari di Carico Frigorifero per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-caso 1

Nella Tabella 22 sono riepilogati i parametri fondamentali per eseguire un confronto tra i diversi periodi di riferimento; in particolare la tabella descrive, per ogni periodo, la temperatura massima

(T_{max}) e la temperatura minima (T_{min}), il massimo, il medio e il minimo valore di carico elettrico ($E_{user,max}$ / $E_{user,ave}$ / $E_{user,min}$), termico ($H_{user,max}$ / $H_{user,ave}$ / $H_{user,min}$), e frigorifero ($C_{user,max}$ / $C_{user,ave}$ / $C_{user,min}$).

Tabella 22 – Riepilogo Dati Principali Periodi di Riferimento per il Macro-caso studio 1

Periodo di Riferimento	Analisi Profili di Temperatura			Analisi Profili dei Carichi Elettrici			Analisi Profili dei Carichi Termici			Analisi Profili dei Carichi Frigoriferi		
	T max [°C]	T med [°C]	T min [°C]	E user max [kW]	E user med [kW]	E user min [kW]	H user max [kW]	H user med [kW]	H user min [kW]	C user max [kW]	C user med [kW]	C user min [kW]
P1	10	4,42	0	4448	4192	4088	7107	6740	6229	239	228	217
P2	17	12,29	8	5181	4916	4714	4015	3806	3632	377	360	331
P3	35	27,29	20	6209	5768	5327	3445	3004	2743	781	723	626
P4	17	12,29	8	5181	4916	4714	4015	3806	3632	377	360	331

Dai dati schematici riportati in Tabella 22 si evince che:

- Il periodo di riferimento invernale “P1” è caratterizzato dal minimo valore di temperatura media e dal maggiore carico termico, mentre il carico elettrico e frigorifero risultano inferiori rispetto alle condizioni estive. Gli elevati valori di carico termico rispetto agli altri periodi sono da attribuire al condizionamento invernale degli ambienti di lavoro.
- Il periodo di riferimento intermedio “P2-P4” è caratterizzato da valori medi sia per quanto riguarda la temperatura che i profili di carico elettrici, termici e frigoriferi.
- Il periodo di riferimento estivo “P3” è caratterizzato dal massimo valore di temperatura media e da un elevato carico elettrico e frigorifero; questo dipende essenzialmente dalla rilevante influenza dei consumi legati proprio al condizionamento degli ambienti e alle utenze produttive che richiedono energia frigorifera, dal momento che tradizionalmente quest’ultima viene prodotta attraverso grandi gruppi frigoriferi centralizzati condensati ad acqua.

Dall’analisi generale dei carichi è stato individuato il range di taglie da utilizzare in input al modello; in particolare, l’analisi è partita dal valore medio del carico elettrico orario nel periodo estivo e il range di taglie è stato dunque definito come in premessa del presente capitolo.

Allo stesso tempo sono state valutate le possibili tecnologie per le taglie e per i consumi analizzati; nei casi studio che verranno presentati, si prenderanno in considerazione tutte le tecnologie disponibili per il modello di ottimizzazione, tenendo conto che per alcune tecnologie, come le celle a combustibile, sarà necessario sfruttare la modularità dei sistemi stessi per raggiungere i livelli di taglia del range identificato.

5.2.1. Test Algoritmi di Risoluzione

Come anticipato nei paragrafi precedenti, per il modello di ottimizzazione proposto sono stati testati due diversi algoritmi di risoluzione, “*gamultiobj*” e “*fgoalattain*”, entrambi adatti alla risoluzione di problemi di ottimizzazione multi-obiettivo complessi vincolati linearmente e non linearmente.

In questo paragrafo verrà eseguito un confronto tra i due algoritmi al fine di valutarne le prestazioni sia per quanto riguarda la qualità dei risultati ottenuti che per i tempi computazionali necessari alla risoluzione del problema e quindi all’ottenimento dei risultati stessi.

Il confronto è stato eseguito, per ragioni di semplicità, su un caso semplificato sia in termini di elementi adottati all’interno del sistema energetico che in termini di numero di simulazioni a livello orario eseguite nella routine di ottimizzazione centrale.

In particolare, per questo caso di confronto non sono state considerate le variabili relative allo storage elettrico e alla generazione di energia frigorifera: questo comporta quindi l’esclusione del sistema di accumulo dell’energia elettrica e delle pompe di calore, sia a compressione di gas che ad assorbimento, dal sistema energetico completo descritto nei precedenti capitoli.

Le simulazioni sono state eseguite imponendo le stesse condizioni di carico e le stesse condizioni al contorno al fine di rendere il confronto oggettivo. È stata fissata una tipologia di impianto ed una determinata taglia, conducendo le simulazioni su una determinata ora di tutti i giorni tipo definiti; il numero di simulazioni orarie del modello è dunque pari a 4.

La taglia scelta per entrambe le simulazioni, corrispondente al carico medio nel periodo P3 estivo, è pari a 5768 kW, relativa ad un motore a combustione interna alimentato a gas metano. Le condizioni di Temperatura esterna sono quelle già definite precedentemente per i 4 periodi, come anche le condizioni di carico elettrico e termico.

Per quanto riguarda l’algoritmo “*fgoalattain*”, i pesi delle tre funzioni di ottimizzazione sono stati settati unitari in modo da rendere più verosimile il confronto con il solutore “*gamultiobj*” che non impone di default una priorità tra i diversi obiettivi del problema.

In entrambi i casi sono state definite delle matrici che contengono i risultati, sia in termini di valori delle variabili che delle funzioni ottimizzate, delle 4 simulazioni orarie corrispondenti ai 4 periodi per l’ora scelta, dalle 12:00 alle 13:00.

La Tabella 23 mostra i valori ottimizzati di tutte le variabili per ogni periodo considerato per il solutore “*fgoalattain*”.

Tabella 23 – Valori Ottimizzati delle Variabili per ogni periodo considerato – Solver fgoalattain

	E_CHP_t	H_CHP_t	F_CHP_t	H_CHP_E_t	E_CHP_exchange_grid_t	H_int_t	H_diss_t
P1	5768,00	5111,10	13801,00	0,00	1466,00	1700,40	77,48
P2	5768,00	5079,10	13801,00	0,00	688,00	56,00	1373,60
P3	5768,00	5101,30	13801,00	0,00	-319,00	39,00	2197,60
P4	5768,00	5079,10	13801,00	0,00	688,00	56,00	1373,60

La Tabella 24 mostra invece i valori delle tre funzioni di ottimizzazione ogni periodo considerato per il solutore “fgoalattain”.

Tabella 24 - Valori delle 3 funzioni di ottimizzazione per ogni periodo considerato – Solver fgoalattain

	Economic Function	Technical Function	Environmental Function
P1	-1702,40	-0,79	1,76
P2	-1511,50	-0,79	1,26
P3	-1250,80	-0,79	0,89
P4	-1511,50	-0,79	1,26

I valori delle tre variabili principali, $E_{CHP,t}$, $H_{CHP,t}$ e $F_{CHP,t}$ sono pressoché costanti in tutti i periodi; questo è legato principalmente all’assenza del sistema di storage e alle utenze di energia frigorifera. Per quanto riguarda il periodo invernale, si evidenzia uno scambio positivo con la rete elettrica nazionale che indica che la produzione è superiore al carico elettrico dell’utenza finale; per quanto riguarda il bilancio termico, la tabella mostra invece la necessità di integrare attraverso l’utilizzo di caldaie tradizionali.

Per quanto riguarda invece il periodo estivo, nell’ora scelta per il presente caso studio, la tabella mostra la necessità di acquistare energia elettrica dalla rete, mentre una parte dell’energia termica prodotta viene dissipata. La Tabella 24 mostra inoltre che tutte le variabili sono identiche per il periodo 2 e il periodo 4, essendo identiche le condizioni di consumo e di temperatura esterna.

Tabella 25 - Valori Ottimizzati delle Variabili per ogni periodo considerato – Solver gamultiobj

	E_CHP_t	H_CHP_t	F_CHP_t	H_CHP_E_t	E_CHP_exchange_grid_t	H_int_t	H_diss_t
P1	5768,00	4991,90	13801,00	119,44	1422,30	6733,60	5111,00
P2	5150,20	3798,30	12732,00	65,98	54,35	188,71	291,96
P3	5762,70	4720,20	13792,00	390,47	-389,88	2942,60	5110,30
P4	4702,90	3784,30	11944,00	63,91	-392,41	31,20	118,42

La Tabella 25 mostra i valori ottimizzati di tutte le variabili per ogni periodo considerato per il solutore “gamultiobj”.

Analizzando invece la Tabella 25 si nota che il trend generale delle variabili è simile a quello individuato con il solutore “fgoalattain”, in termini di variazioni per ogni periodo; tuttavia il modello sembra essere meno robusto rispetto al caso precedente, considerando per esempio che i risultati ottenuti per il periodo 2 e il periodo 4 sono diversi anche se in misura abbastanza ridotta.

La Tabella 26 mostra invece i valori delle tre funzioni di ottimizzazione ogni periodo considerato per il solutore “gamultiobj”.

Tabella 26 - Valori delle 3 funzioni di ottimizzazione per ogni periodo considerato – Solver gamultiobj

	Economic Function	Technical Function	Environmental Function
P1	-1576,00	-0,78	1,75
P2	-1206,00	-0,70	1,05
P3	-1161,60	-0,76	0,88
P4	-994,27	-0,71	0,91

Per quanto riguarda le funzioni di ottimizzazione, si nota una netta distinzione tra i valori della funzione tecnica per il periodo 2 e 4 rispetto ai periodi estivo ed invernale.

Naturalmente, i valori negativi della prima e della seconda funzione sono legati al fatto che entrambi gli algoritmi di risoluzione tendono a minimizzare tre funzioni obiettivo, e quindi la funzione economica è definita dalla differenza tra costi e ricavi mentre la funzione tecnica è definita dall’opposto dell’efficienza totale all’interno del modello.

Da un punto di vista dei risultati tecnici delle simulazioni per i due solutori si evidenzia dunque una maggiore robustezza per l’algoritmo “fgoalattain”, che però per questo caso ridotto tende a semplificare di conseguenza la soluzione finale del problema.

Nella Tabella 27 si riportano inoltre i tempi necessari allo svolgimento delle simulazioni con entrambi gli algoritmi di risoluzione al fine di valutarne l’impatto in termini di carico computazionale.

Tabella 27 – Tempi di Simulazione per caso semplificato; Confronto tra i solver

Elapsed time is 8.913304 seconds.	Elapsed time is 228.318396 seconds.
Tempo di Simulazione “fgoalattain”	Tempo di Simulazione “gamultiobj”

Quanto mostrato nella Tabella 27 è relativo ai tempi indicati direttamente in Matlab attraverso la funzione tic/toc. Il confronto in termini di carico computazionale del modello è quindi pesantemente

sbilanciato in favore dell'algoritmo "fgoalattain", con una differenza di almeno un ordine di grandezza. Tale evidenza risulta ancor più determinante considerando il tempo medio per l'ottimizzazione del problema a livello orario: considerando infatti che il modello semplificato prevede un numero di simulazioni orarie pari a 4, risulta un tempo medio per simulazione pari a 2,22 secondi per "fgoalattain", mentre il tempo medio per simulazione utilizzando "gamultiobj" è pari a circa 57 secondi.

Il numero totale di simulazioni orarie del modello completo per un singolo caso studio è definito dall'equazione (99).

$$n_{simul,orarie,tot} = n_{taglie,investigate} \cdot n_{giorni,tip} \cdot n_{ore/giorno} \quad (99)$$

dove:

- $n_{taglie,investigate}$ rappresenta appunto il numero di taglie investigate per ogni singolo caso studio e, come anticipato precedentemente, è pari a 15;
- $n_{giorni,tip}$ dipende dal numero di periodi considerati nell'analisi completa ed è pari a 4;
- $n_{ore/giorno}$ è il numero di ore simulate per ogni giorno tipo, pari dunque a 24.

Dall'equazione (99) si evince dunque che il numero complessivo di simulazioni orarie è pari a 1440. Scalando dunque i valori indicati nella Tabella 27 sul numero totale di simulazioni determinato, si ottiene una differenza in termini di carico computazionale e quindi di tempo per la risoluzione dell'intero problema di ottimizzazione, stimabile intorno a 78.912 secondi pari quindi a circa 22 ore di simulazione.

Dall'analisi eseguita sia sui risultati ottenuti dalle simulazioni che sui tempi necessari per l'esecuzione delle simulazioni stesse emerge che l'algoritmo di risoluzione migliore per il problema di ottimizzazione proposto è "fgoalattain", considerando che i risultati sono tendenzialmente simili ma esiste una differenza di almeno un ordine di grandezza sui tempi di simulazione. Di conseguenza, tutta la campagna di simulazione dei vari casi studio sopra descritta verrà condotta utilizzando l'algoritmo di risoluzione "fgoalattain".

5.2.2. Risultati delle Simulazioni per il Macro-caso studio 1

Nel presente paragrafo verranno mostrati i principali risultati delle simulazioni eseguite con riferimento a tutti i sotto-casi studio. In particolare, per ogni accoppiamento tecnologico proposto sarà illustrato e descritto l'andamento del VAN (NPV) in funzione della taglia, al fine di identificare la taglia ottimale di impianto che sarà oggetto di confronto nel prossimo paragrafo.

5.2.2.1. Analisi sui motori a combustione interna

La Figura 49 mostra l'andamento del VAN in funzione della taglia di installazione dell'unità di cogenerazione per l'accoppiamento "Motore a combustione interna e Storage agli ioni di litio".

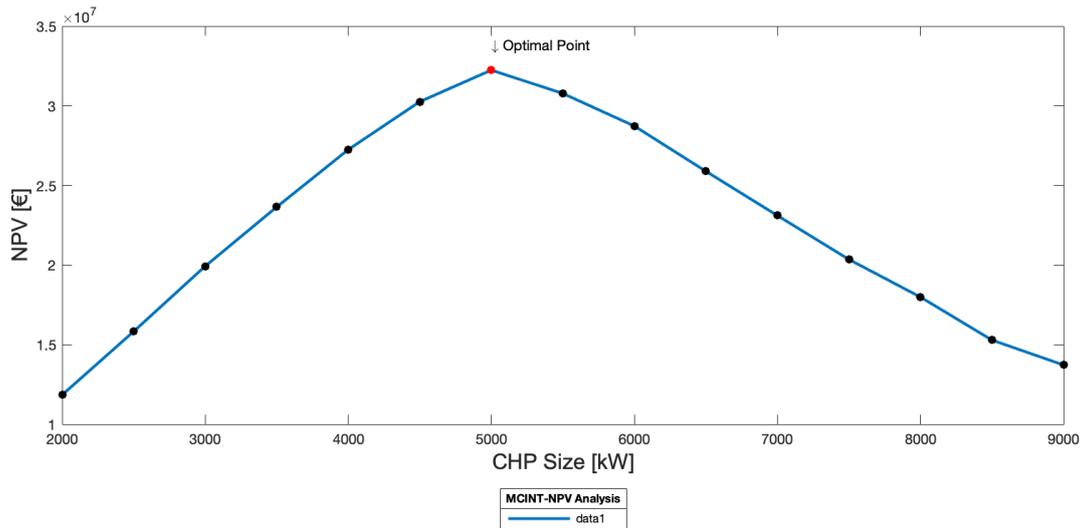


Figura 49 - MCI + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione

Dalla figura si evince che esiste una taglia ottimale in termini di VAN (NPV) a 10 anni, essendo presente un massimo assoluto nel range considerato. La taglia ottimale è pari a 5 MW con un VAN a 10 anni pari a circa 32 M€.

La Figura 50 mostra invece l'andamento del VAN in funzione della taglia per l'accoppiamento "Motore a combustione interna e Storage al piombo acido".

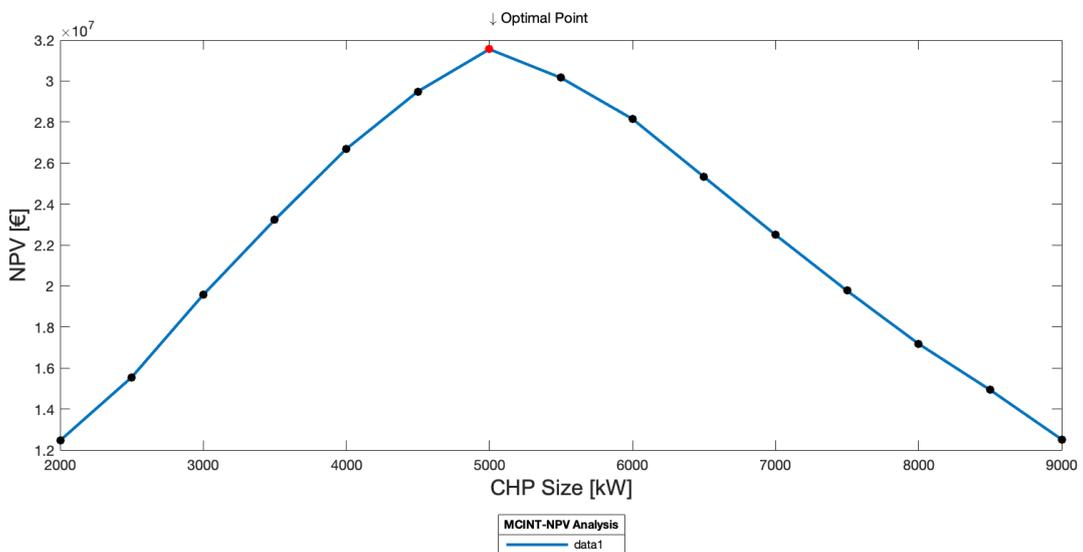


Figura 50 - MCI + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione

Anche in questo caso è presente un massimo assoluto, e la taglia ottima risulta essere pari a 5 MW come nel caso precedente, con un VAN a dieci anni pari a circa 32 M€.

5.2.2.2. Analisi sulle Celle a Combustibile ad ossidi solidi

La Figura 51 è relativa all'accoppiamento tecnologico "Celle a Combustibile ad ossidi solidi e Storage agli ioni di litio". Le condizioni di simulazione in questo caso tengono conto degli attuali

costi di installazione per le celle a combustibile ad ossidi solidi e non tengono conto di eventuali meccanismi incentivanti per questa tecnologia.

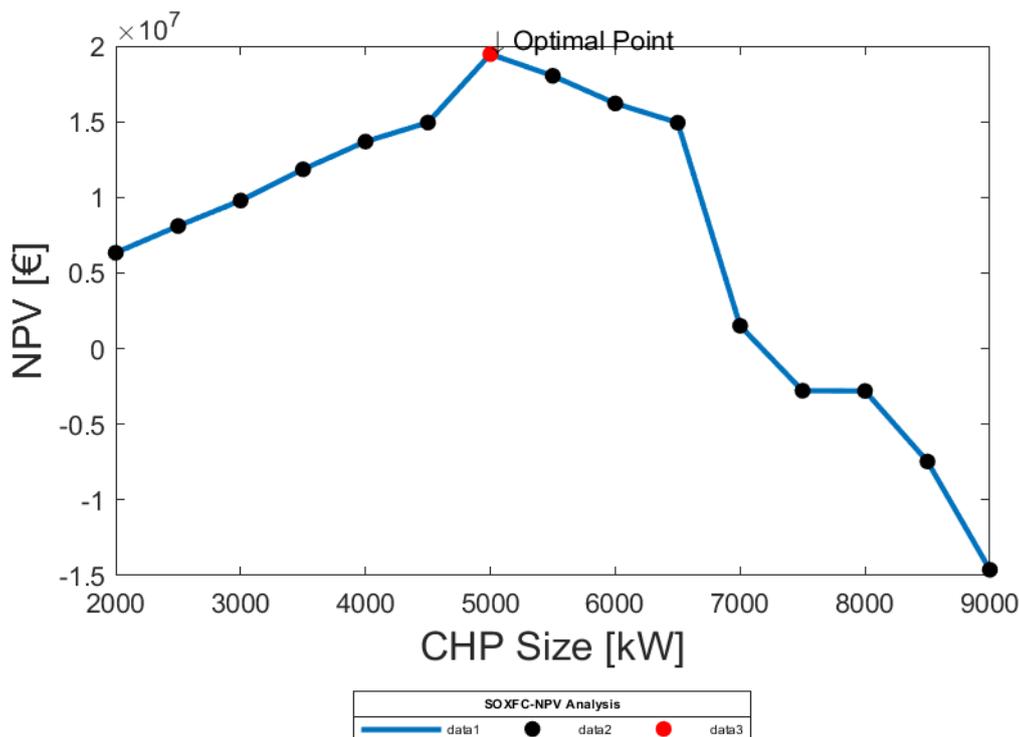


Figura 51 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

L'elevato costo di investimento legato all'acquisto e all'installazione delle SOFC influenza in modo evidente l'andamento del VAN. È presente anche in questo caso un massimo assoluto, corrispondente alla taglia di 5 MW con un VAN intorno ai 20 M€, ma si nota che per taglie superiori a 6,5 MW il costo di investimento è talmente elevato che il VAN assume valori negativi.

La Figura 52 mostra l'andamento del VAN sempre relativamente allo stesso accoppiamento tecnologico, considerando però gli attuali costi di investimento con la possibilità di un incentivo sulla potenza installata.

Rispetto al caso senza incentivo si nota che il VAN assume sempre valori positivi per tutte le taglie all'interno del range esaminato; il punto di ottimo assoluto si ottiene anche in questo caso per una taglia pari a 5MW, ma il VAN corrispondente è pari a circa 60 M€. Si nota inoltre che l'incentivo ha un peso sempre maggiore all'aumentare della taglia di installazione. Rispetto al caso precedente si nota inoltre la presenza di altri due massimi relativi per le taglie 7,5 MW e 8,5 MW.

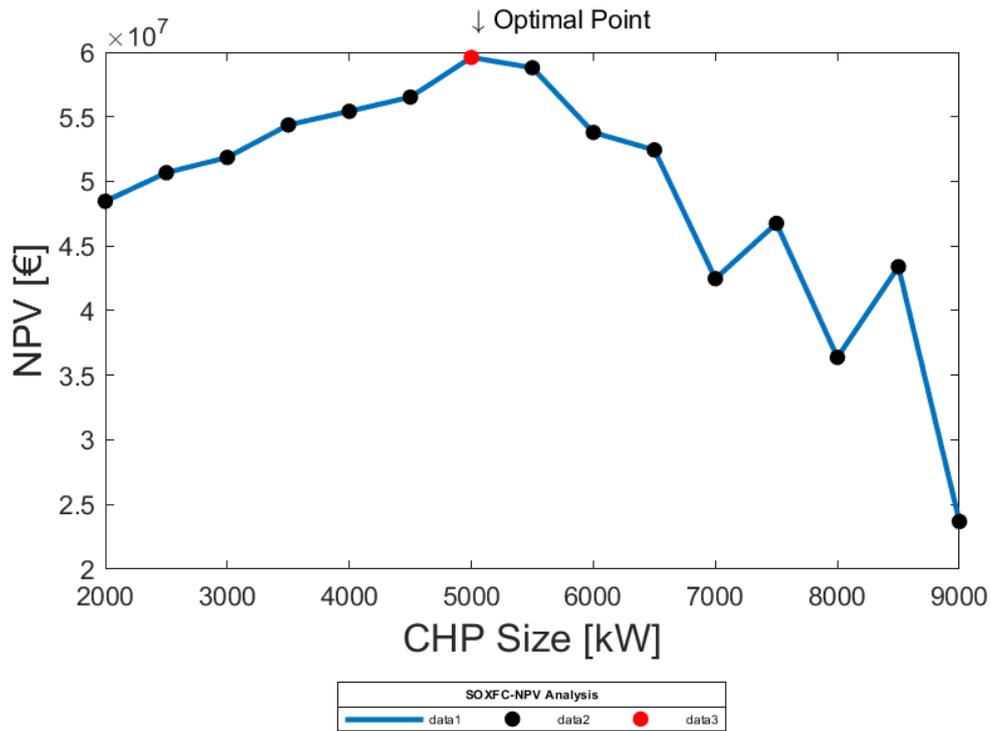


Figura 52 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

La Figura 53 mostra invece l'andamento del VAN considerando gli scenari futuri di costo per le Celle a combustibile ad ossidi solidi. Rispetto allo scenario attuale, i costi di investimento al 2030 saranno notevolmente ridotti secondo Hydrogen Europe, con valori stimabili intorno a 2.000,00 €/kW installato rispetto ai 10.000,00 €/kW installato.

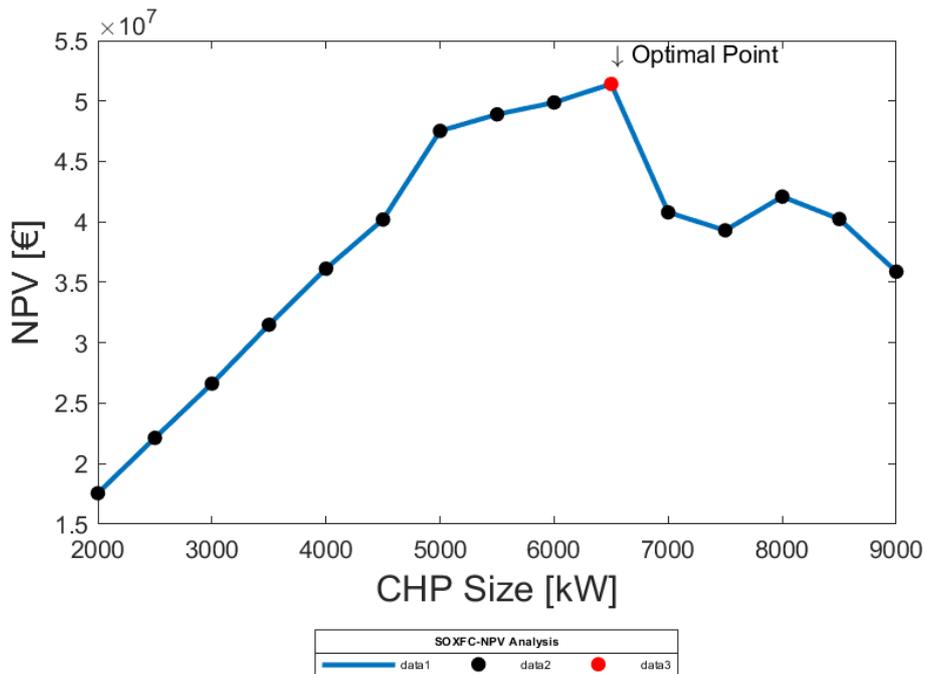


Figura 53 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario di Costo Futuro

La figura mostra che l'andamento del VAN è intermedio tra le condizioni dello stato attuale e lo scenario con incentivi; anche in questo caso si nota che la riduzione del costo di investimento ha un effetto crescente al crescere della taglia di installazione. Per questo scenario infatti la taglia ottima tende a crescere, essendo pari a 6,5 MW, con un corrispondente VAN pari a circa 50 M€.

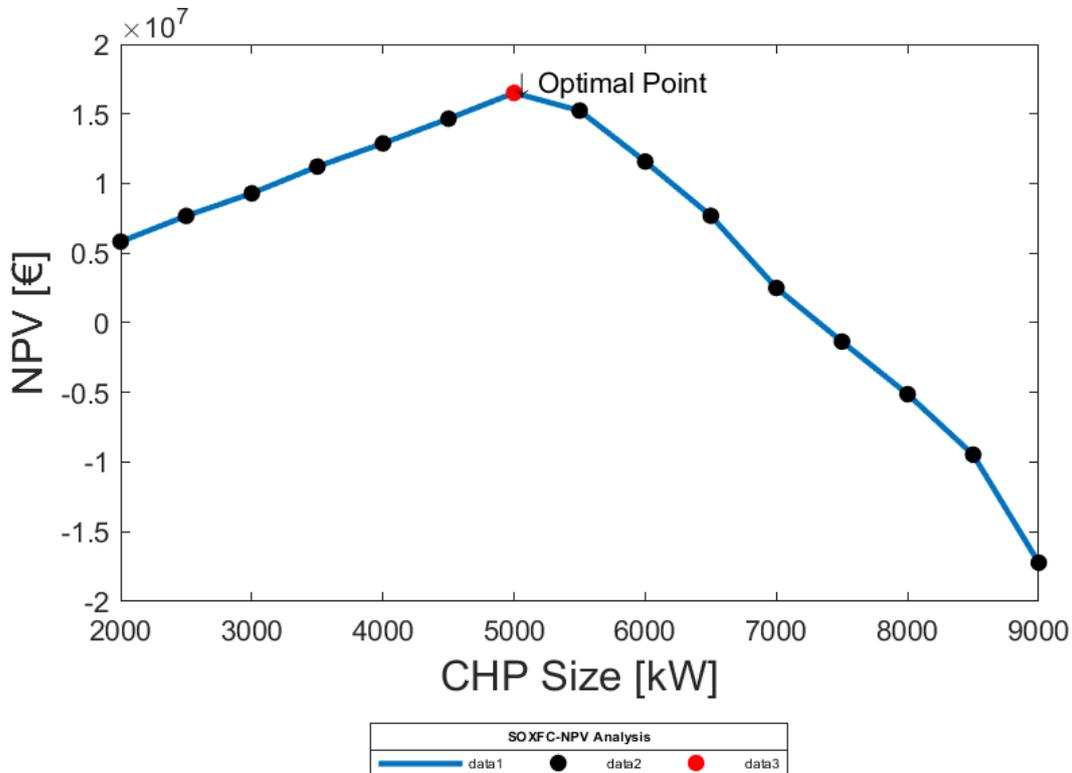


Figura 54- SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

La Figura 54 mostra l'andamento del VAN per l'accoppiamento tecnologico “Celle a Combustibile ad ossidi solidi e Storage al piombo acido”, considerando lo scenario di costi attuale; il trend del VAN tende ad essere molto simile a quello relativo alla Figura 51, in quanto il costo di investimento del sistema di storage è molto meno rilevante del costo delle SOFC; le minori prestazioni dello storage al piombo acido si traduce in un risultato economico-finanziario meno performante rispetto al caso di storage agli ioni di litio. La taglia ottima è pari a 5MW con un VAN pari a circa 15 M€.

La Figura 55 mostra l'andamento del VAN per l'accoppiamento SOFC + LA BES, considerando però l'incentivazione sull'installazione delle SOFC. Rispetto al caso precedente, la taglia ottimale è pari a 5,5 MW con un VAN pari a poco meno di 60 M€.

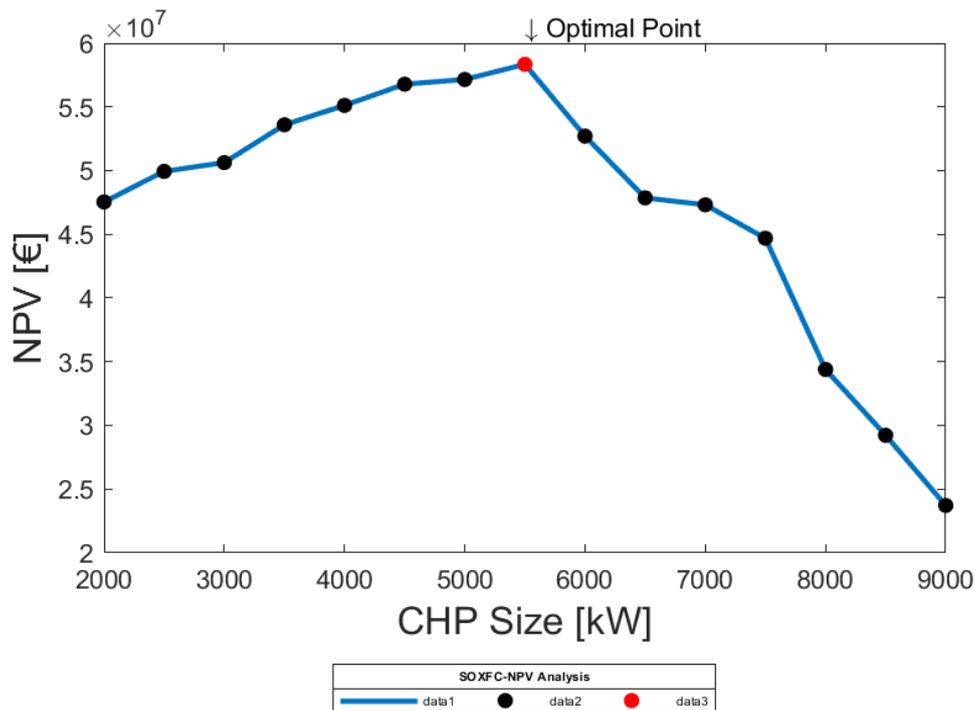


Figura 55 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

Nella Figura 56 viene illustrato il trend del VAN per lo stesso accoppiamento tecnologico nello scenario futuro di costo per le SOFC. Dalla figura si evince che la riduzione dei costi di investimento ha una maggiore influenza sui valori del VAN per le taglie maggiori; per taglie superiori a quella ottima, corrispondente a 5,5 MW, l'andamento tende ad essere molto più piatto rispetto ai casi precedenti e anche per la massima taglia considerata, pari a 9 MW, il VAN assume valori intorno ai 3,5 M€.

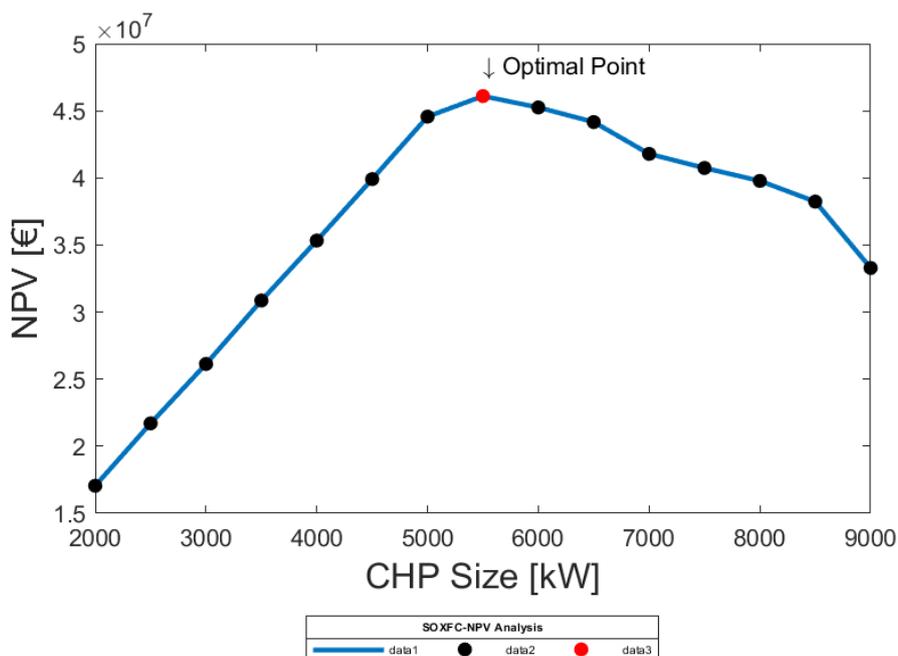


Figura 56 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario di Costo Futuro

5.2.2.3. Analisi sulle Celle a Combustibile a membrana a scambio protonico

Le prossime figure che verranno descritte sono tutte relative all'utilizzo delle PEMFC come unità di cogenerazione. Si prenderanno in esame due diversi combustibili e tre diversi casi: metano, idrogeno verde, ossia prodotto da fonti rinnovabili, e idrogeno grigio prodotto da processo di steam reforming; anche in questo caso per lo storage si considereranno le due diverse tipologie, agli ioni di litio e al piombo acido.

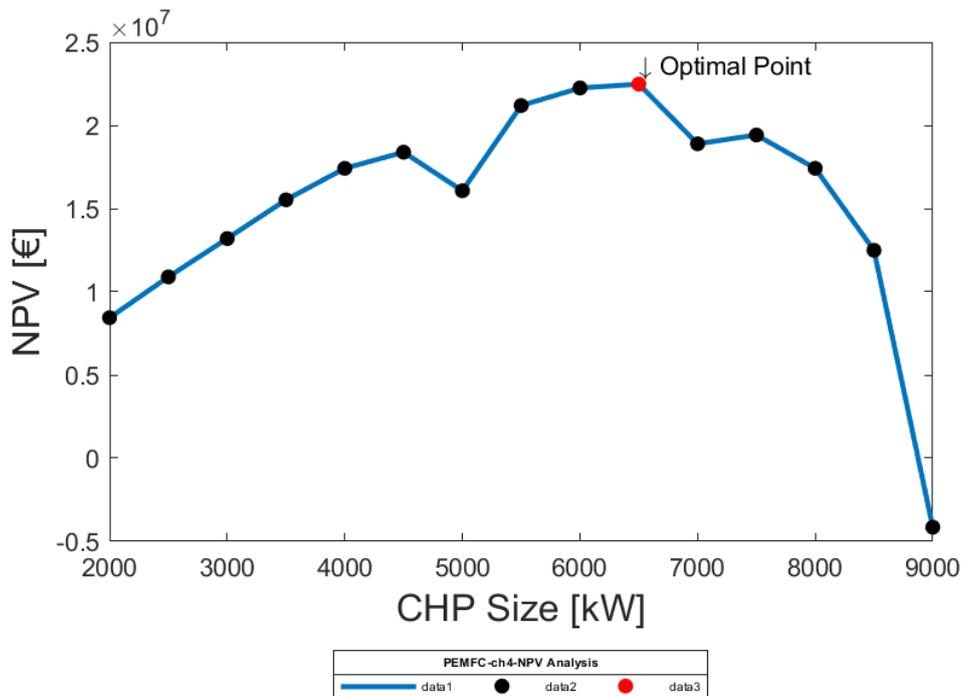


Figura 57 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

La Figura 57 mostra l'andamento del VAN al variare delle taglie nel range di simulazione, considerando l'accoppiamento PEMFC alimentate a metano e Li-Ion BES. Lo scenario di riferimento di costo è quello attuale, quindi si nota che per taglie superiori a 8,5 MW la maggiore efficienza delle PEMFC nella generazione che si traduce in un incremento del Cash Flow annuale non riesce a compensare gli elevati costi di investimento. Il massimo assoluto corrisponde alla taglia 6,5 MW con un VAN ottimale pari a circa 22 M€; sono presenti poi due massimi relativi per le taglie 7,5 MW e 4,5 MW che sono pressoché equivalenti tra loro, con un valore del VAN pari a circa 20 M€.

La Figura 58 mostra l'andamento del VAN per lo stesso accoppiamento tecnologico, considerando però l'incentivo sull'installazione delle PEMFC.

I risultati economico-finanziari sono evidentemente superiori rispetto al caso precedente; di fatto il trend resta costante ma i valori assoluti in termini di VAN sono notevolmente superiori.

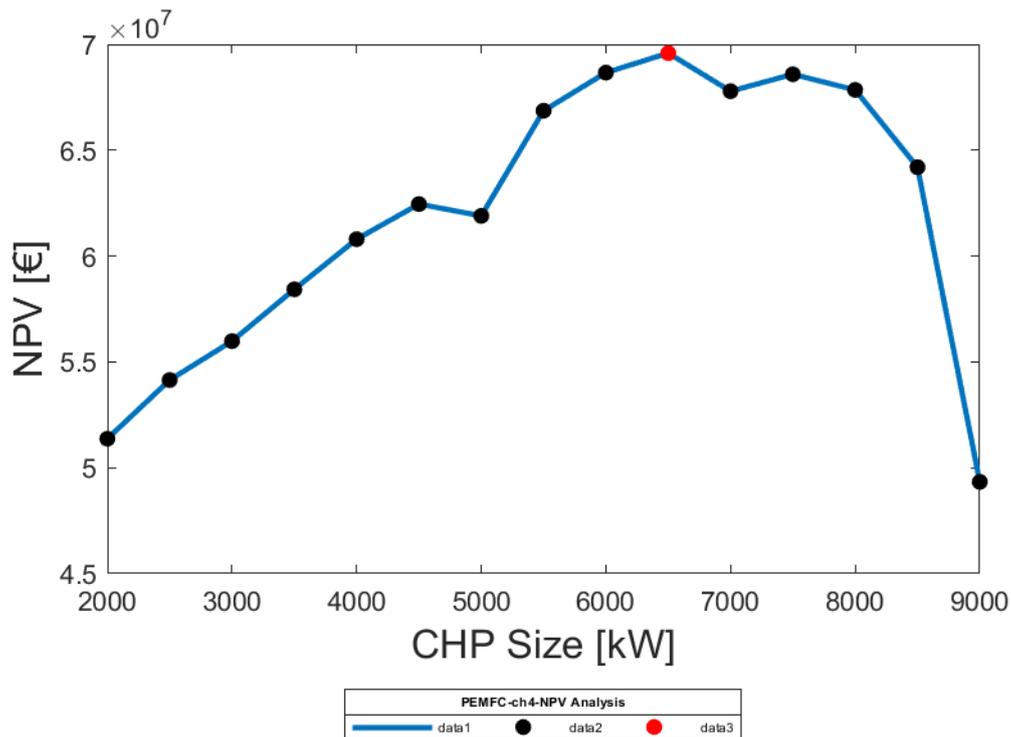


Figura 58 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

Considerando invece lo scenario di costo futuro per l'acquisto delle PEMFC, come mostrato in Figura 59, si nota una situazione intermedia tra lo scenario attuale e lo scenario con incentivi; l'andamento tende a rimanere costante, ma per le taglie di installazione maggiore si osserva un netto miglioramento delle prestazioni economico-finanziarie; il VAN infatti non assume valori negativi per alcuna taglia all'interno del range considerato.

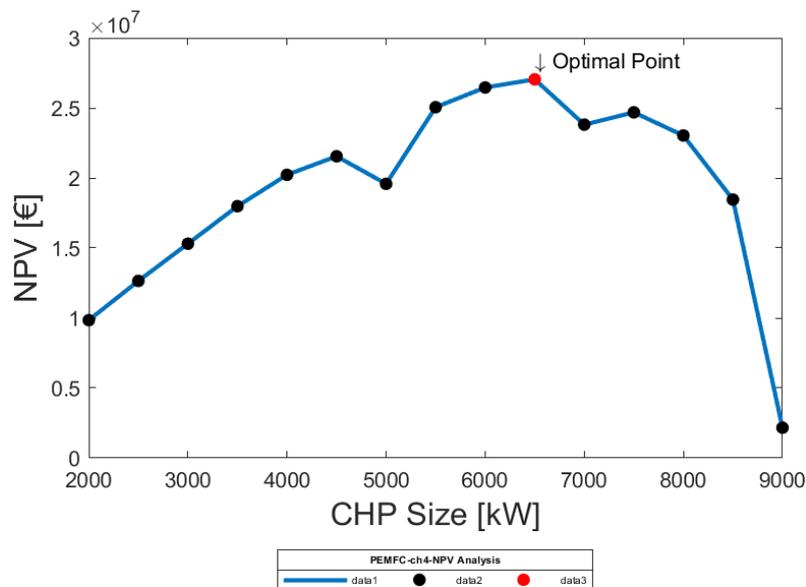


Figura 59 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Costi Futuri

La Figura 60 mostra invece l'andamento del VAN per i tre scenari di riferimento di costo, per l'accoppiamento PEMFC + LA BES.

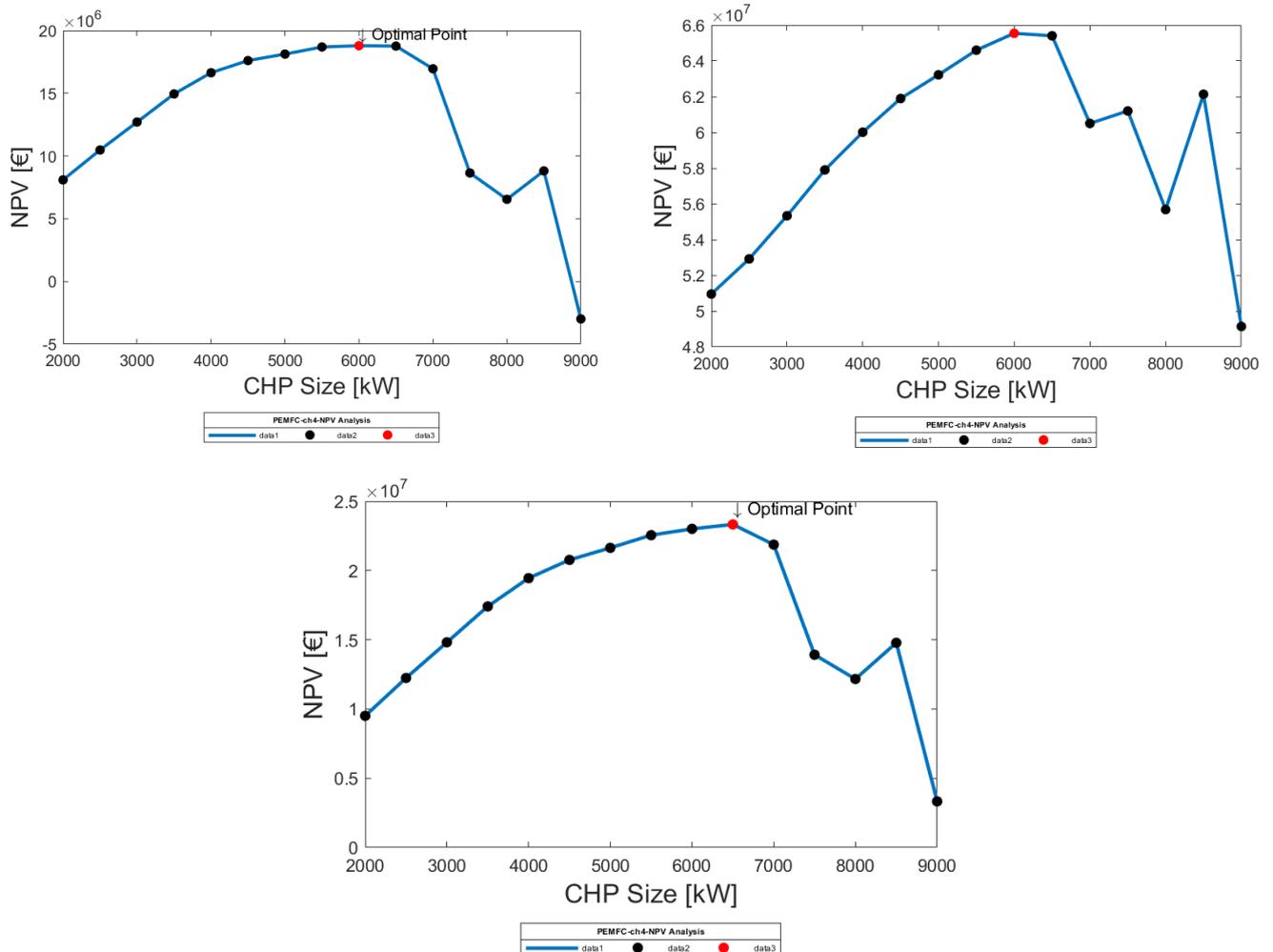


Figura 60 - PEMFC (metano) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)

Per quanto riguarda lo scenario attuale e quello di futuro di costo di investimento si nota che gli andamenti tendono ad essere molto simili, ma ancora una volta l'effetto del costo di installazione ha un effetto più marcato sulle taglie maggiori. Nel caso con incentivo si nota invece la presenza, oltre al massimo assoluto corrispondente ad una taglia di 6 MW, di altri due massimi relativi per le taglie 7,5 MW e 8,5 MW.

Le seguenti figure faranno invece riferimento all'utilizzo di idrogeno derivante da fonti rinnovabili come combustibile. In particolare, la Figura 61 mostra il trend del VAN per l'accoppiamento PEMFC alimentate ad idrogeno verde e storage agli ioni di litio considerando lo scenario di costo attuale.

Rispetto a tutti i casi precedenti si nota che il VAN assume sempre valori negativi e decrescenti al crescere della taglia di installazione investigata. Il punto di massimo assoluto si ottiene infatti per la taglia da 2 MW; questo è legato, oltre che all'elevato costo di investimento, al costo per la produzione di idrogeno verde, stimato intorno a 4 €/kg. Quindi il risultato è principalmente legato al fatto che il

cash flow annuale assume valori negativi e quindi che il valore della funzione obiettivo economica assume a livello orario dei valori positivi per cui i costi tendono ad essere superiori ai ricavi orari.

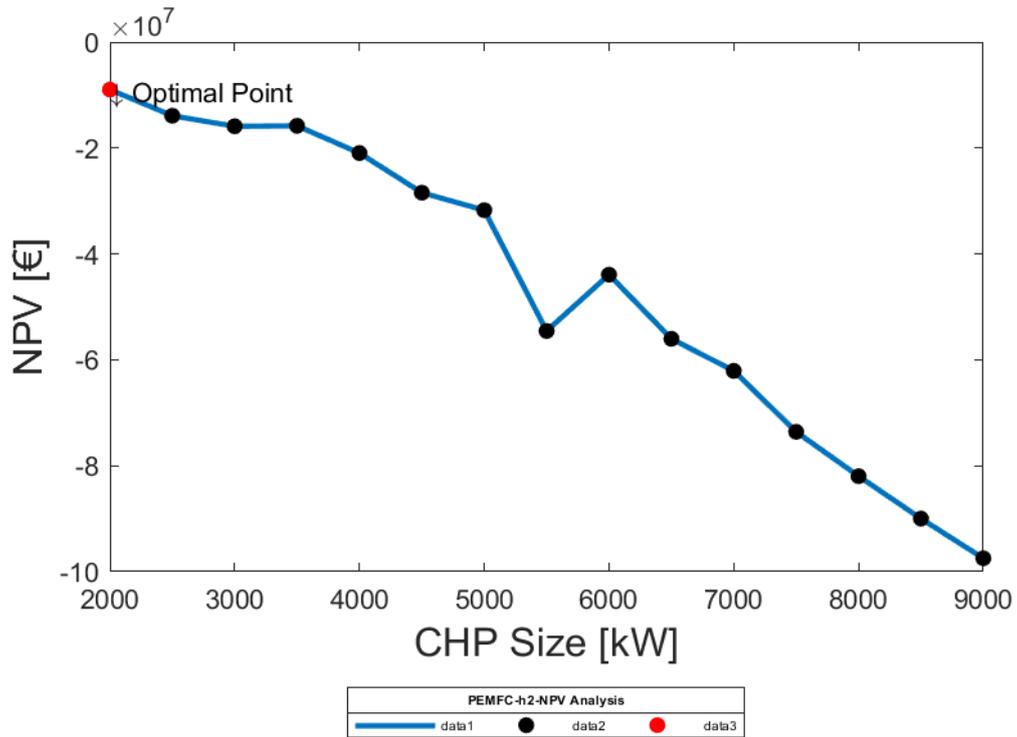


Figura 61 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

La Figura 62 è invece relativa allo scenario con incentivo sull'installazione delle PEMFC.

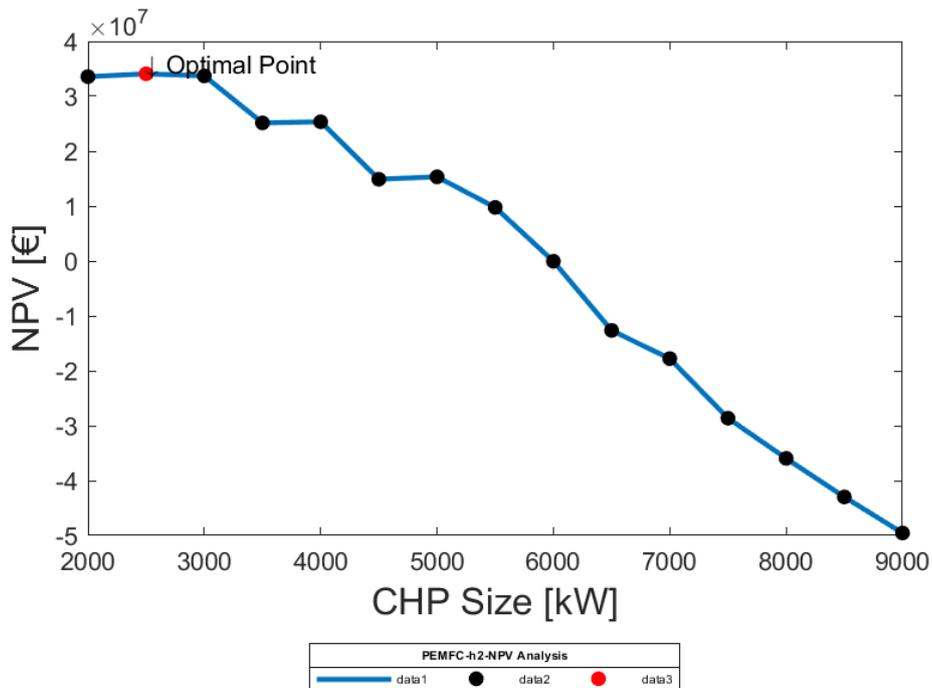


Figura 62 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

In questo caso si nota un miglioramento dei valori del VAN dal momento che a livello orario i costi risultano essere minori dei ricavi. Il massimo, che si ottiene per una taglia pari a 2,5 MW, è fortemente influenzato ancora una volta dal costo elevato di produzione dell'idrogeno; per taglie superiori a 5,5 MW infatti il VAN assume sempre valori negativi e decrescenti all'aumentare della taglia, dal momento che aumenta notevolmente il peso del costo del combustibile a livello orario.

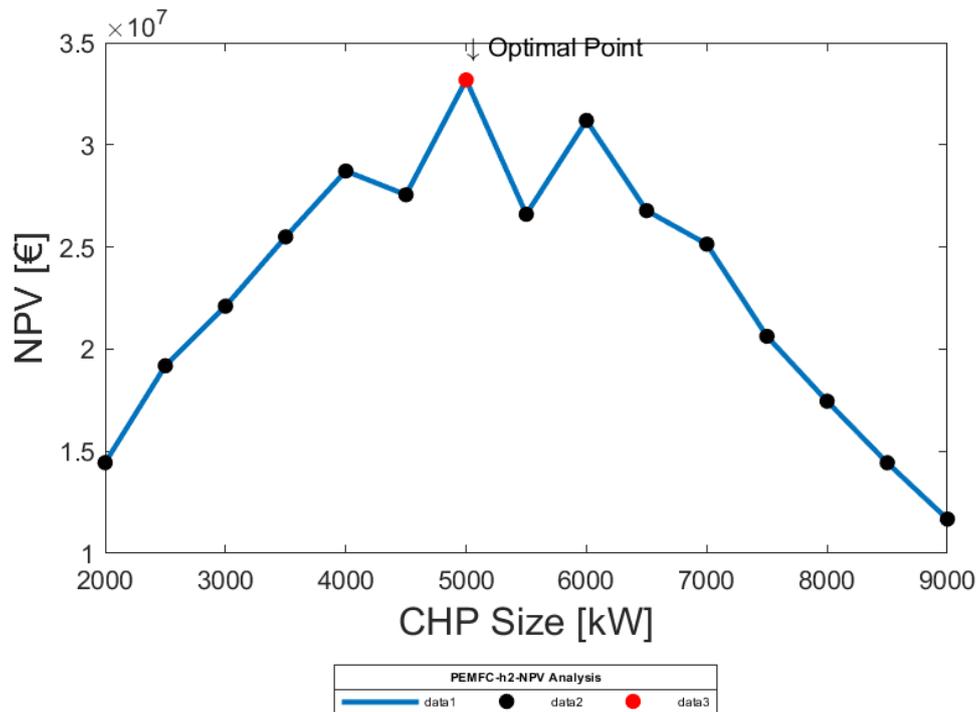


Figura 63 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione –Scenario Costi Futuri

La Figura 63, che è relativa invece allo scenario futuro di costo di investimento per le PEMFC, mostra un andamento che presenta un massimo assoluto in corrispondenza della taglia da 5 MW e due ulteriori massimi relativi per le taglie 4 MW e 6 MW. Il valore del massimo VAN è pari a circa 35 M€; la netta riduzione dei costi di investimento, come già visto per gli altri accoppiamenti tecnologici, ha una notevole influenza sulle taglie maggiori all'interno del range considerato dove i valori del VAN non raggiungono mai valori negativi. Inoltre, la modifica sostanziale dell'andamento del VAN in funzione della taglia installata è legata alla riduzione del costo dell'idrogeno verde nello scenario futuro, pari a 1,5 €/kg [167].

Nella Figura 64 sono invece illustrati gli andamenti del VAN per i tre scenari di costo di riferimento per l'accoppiamento PEMFC + LA BES.

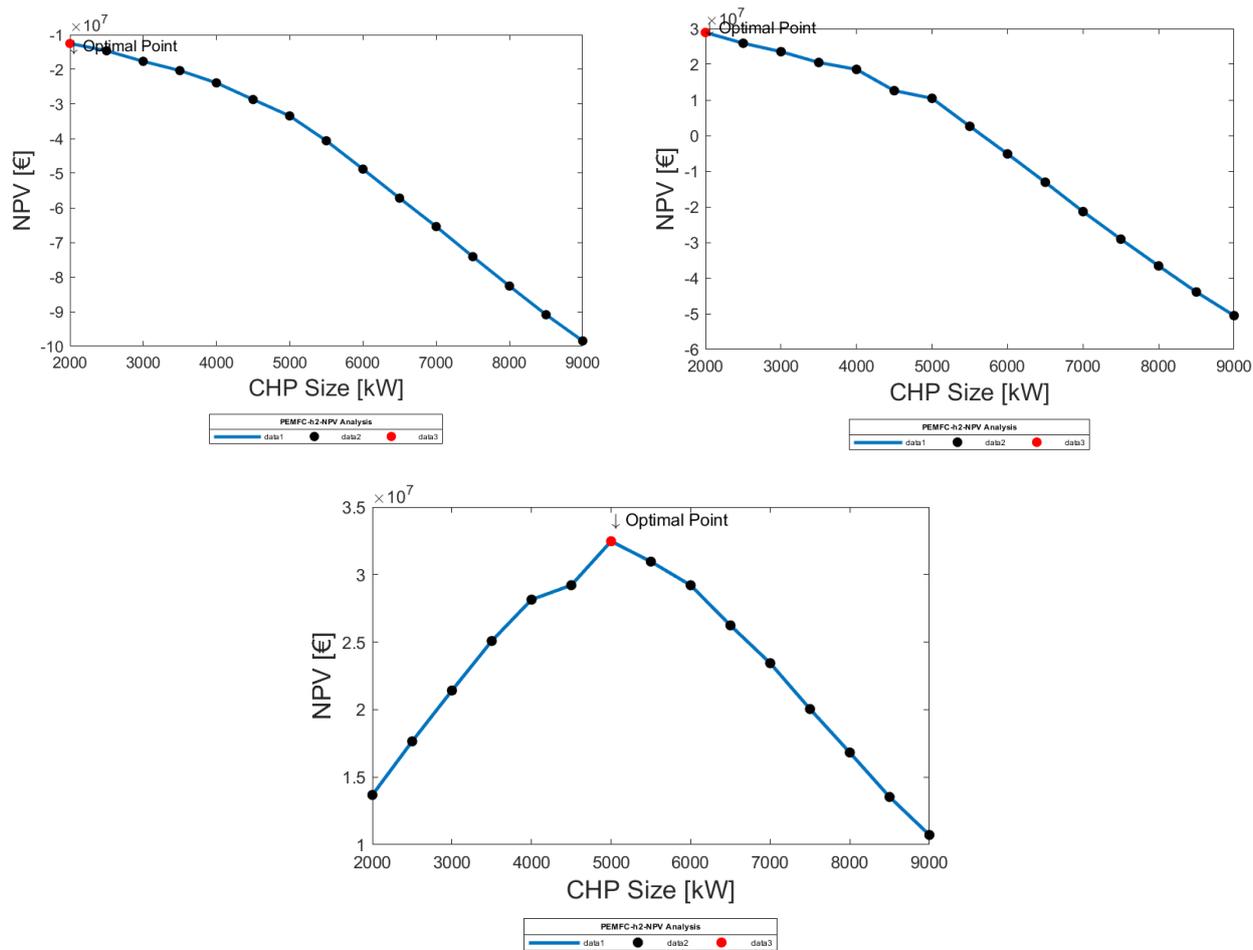


Figura 64 - PEMFC (idrogeno verde) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)

Considerando lo scenario attuale e lo scenario con incentivo, gli andamenti tendono ad essere molto simili assumendo però valori superiori nel secondo caso. Simulando invece lo scenario futuro di costo è presente un punto di massimo assoluto corrispondente alla taglia di 5 MW con un VAN pari a poco più di 30 M€.

La Figura 65 e la Figura 66 mostrano infine gli andamenti del VAN in funzione della taglia di impianto installata, nel caso in cui le PEMFC siano alimentate ad idrogeno proveniente dal processo di steam reforming.

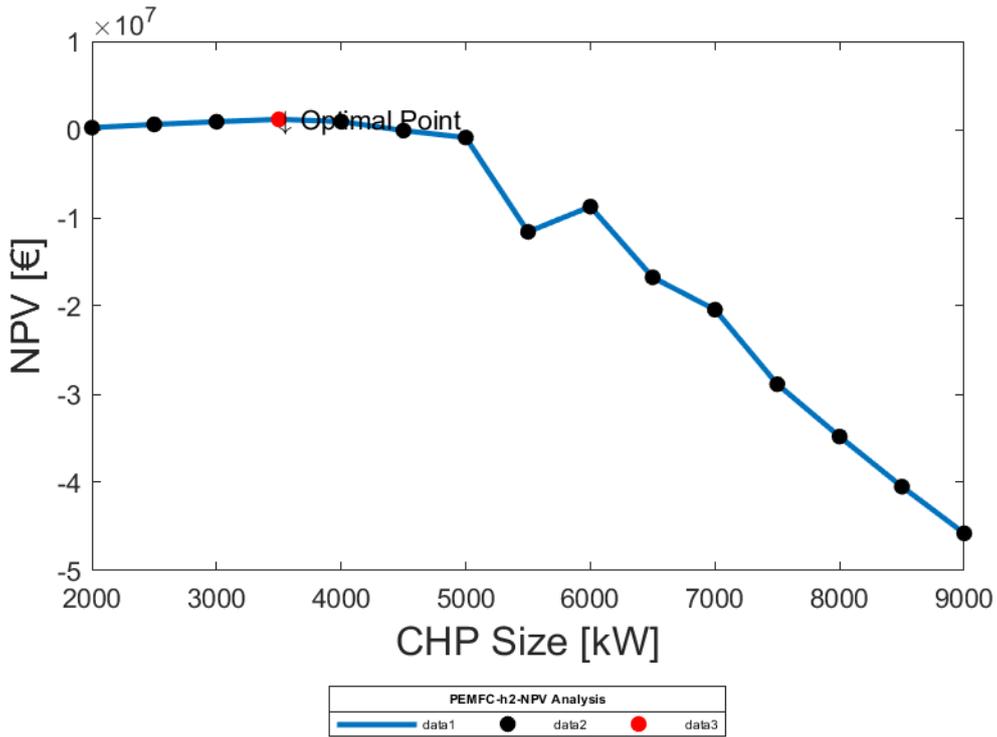


Figura 65 - PEMFC (idrogeno grigio) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

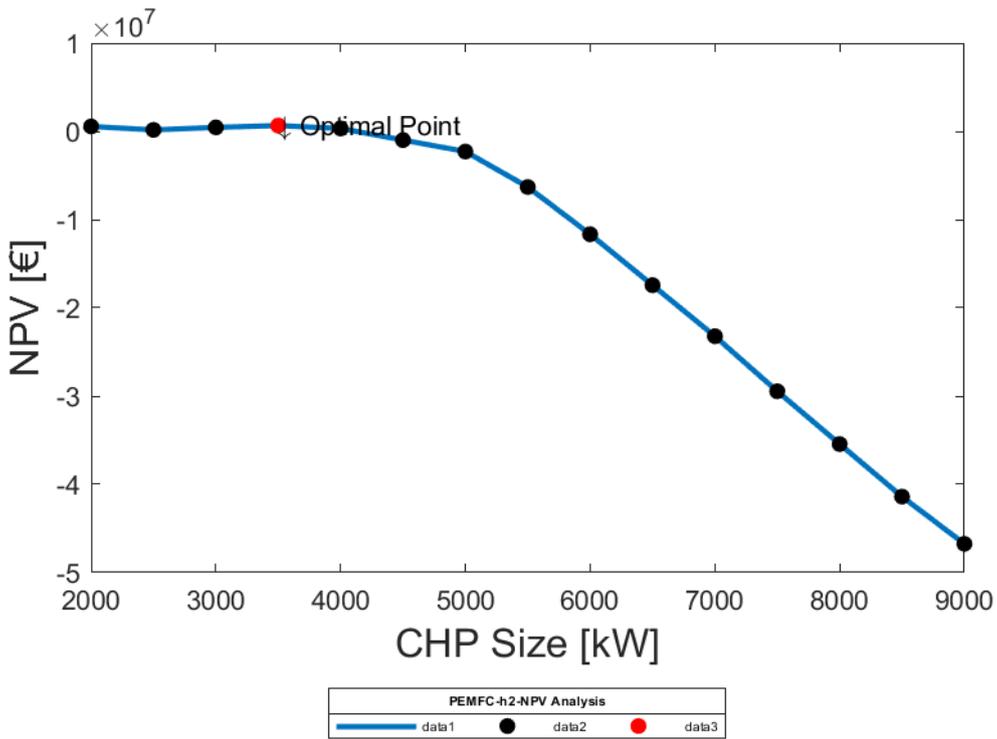


Figura 66 - PEMFC (idrogeno grigio) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Stato Attuale

Le figure mostrano un trend abbastanza simile tra loro; in entrambi i casi la taglia ottimale risulta essere pari a 3,5 MW con valori del VAN comunque inferiori a 10 M€.

5.2.3. Confronto tra le tecnologie

In questo paragrafo verrà eseguito il confronto tra tutte le tecnologie e le tipologie di combustibile possibili presi in considerazione dal modello di ottimizzazione. Il confronto verrà eseguito sulla base dei seguenti risultati, valutati per la taglia ottima già definita nel paragrafo precedente per ogni tecnologia:

- Valore del VAN;
- Valore dei CAPEX;
- Valore dei Cash Flows annuali.
- Valore delle tre funzioni obiettivo in tutti i periodi di riferimento;

La valutazione della tecnologia ottimale terrà quindi conto non solo dei parametri economico-finanziari ma anche dell'impatto ambientale e dell'efficienza tecnica.

La Figura 67 mostra i valori dei VAN ottimi per ogni tecnologia, per come definiti nel paragrafo precedente. In particolare, sulle ordinate è presente il valore del VAN in [€], mentre sulle ordinate sono indicate tutte le tecnologie prese in considerazione dal modello di ottimizzazione.

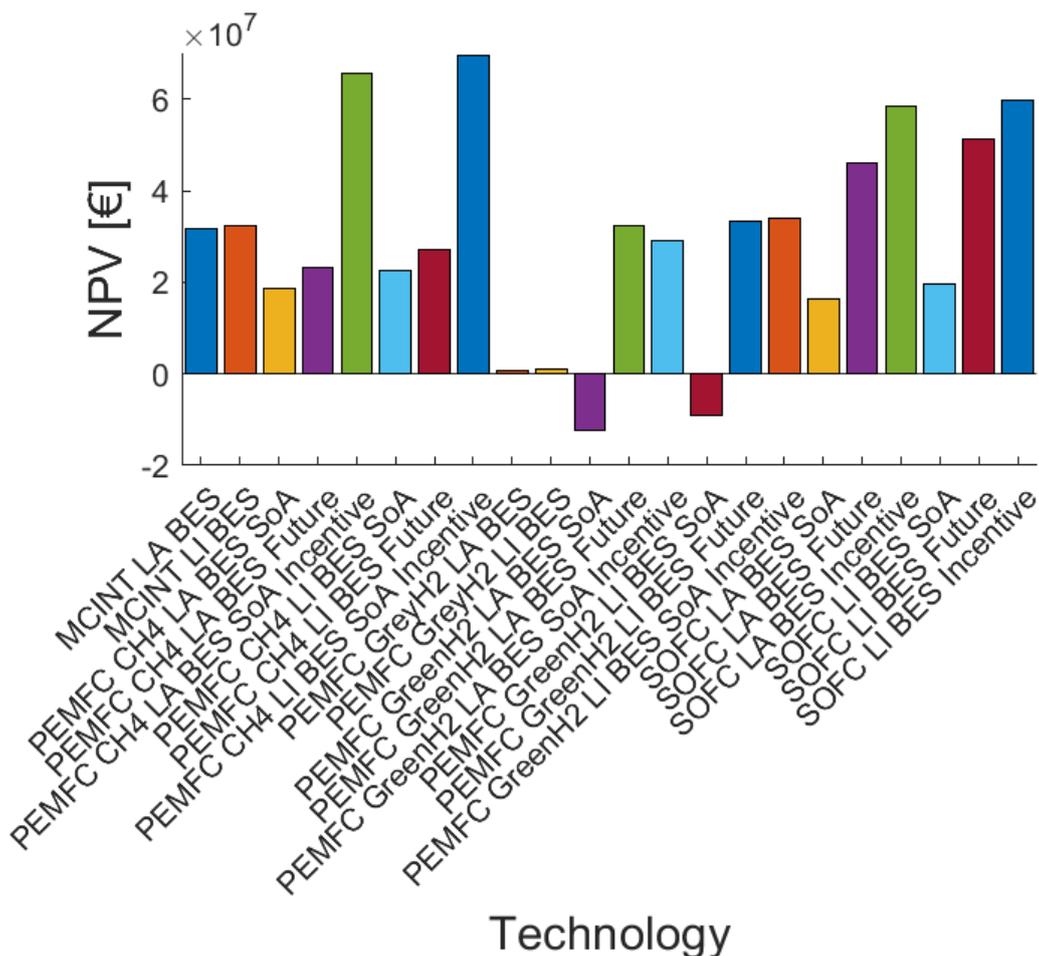


Figura 67 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1

Da una prima analisi sulla figura, senza tener conto dei diversi scenari di riferimento utilizzati per l'esecuzione delle simulazioni, si nota che la migliore unità di cogenerazione è quella costituita dalle PEMFC alimentate a metano con storage agli ioni di litio;

La Figura 68 è relativa ai valori del VAN per la taglia ottimale per tutte le tecnologie facendo però riferimento allo scenario con incentivi per l'installazione delle celle a combustibile.

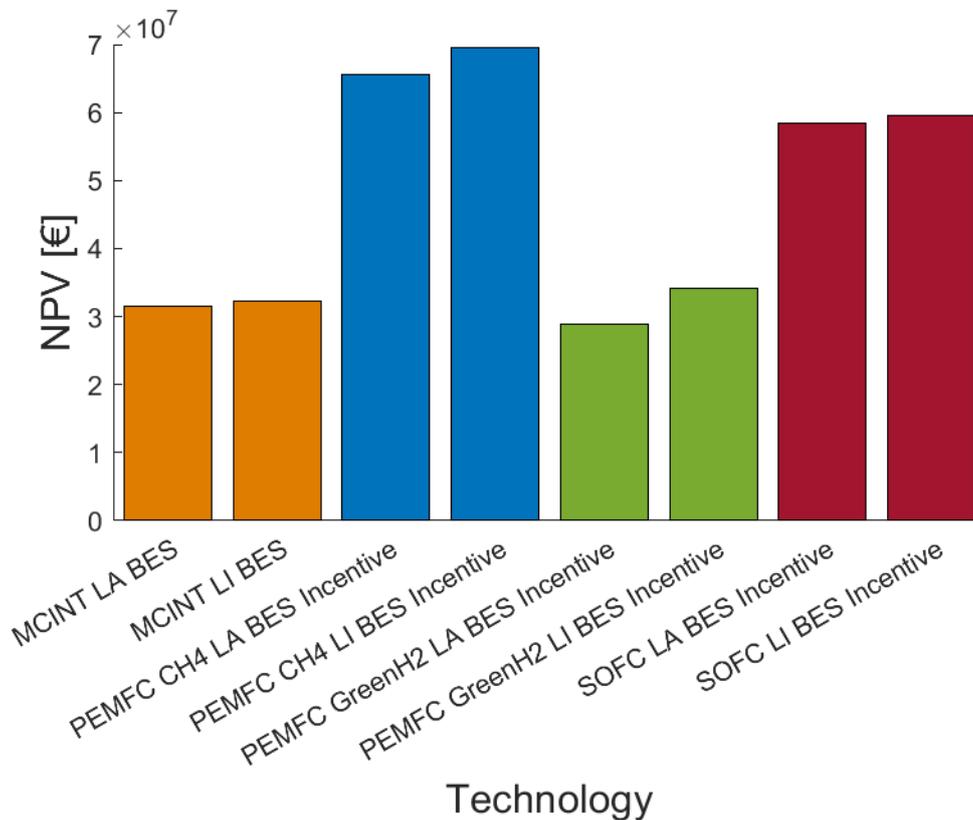


Figura 68 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario con incentivi – Macro-caso 1

In questo scenario dunque le PEMFC alimentate a metano rappresentano la migliore tecnologia, seguite dalle SOFC alimentate a metano; inoltre anche le PEMFC alimentate ad idrogeno verde tendono ad essere competitive in confronto ai motori a combustione interna.

Le performance economico-finanziarie sono ovviamente fortemente influenzate dal fatto che per i motori a combustione interna non sono previsti incentivi.

Facendo riferimento invece allo scenario di costo futuro per l'installazione delle celle a combustibile, come indicato nella Figura 69, si nota che le SOFC garantiscono dei risultati economico-finanziari superiori rispetto alle PEMFC alimentate a metano; in questo scenario inoltre, in cui anche il costo specifico dell'idrogeno verde risulta essere notevolmente ridotto e pari a 1,5 €/kg rispetto ai 4 €/kg attuali, le PEMFC alimentate appunto ad idrogeno verde risultano essere più performanti delle stesse alimentate a metano.

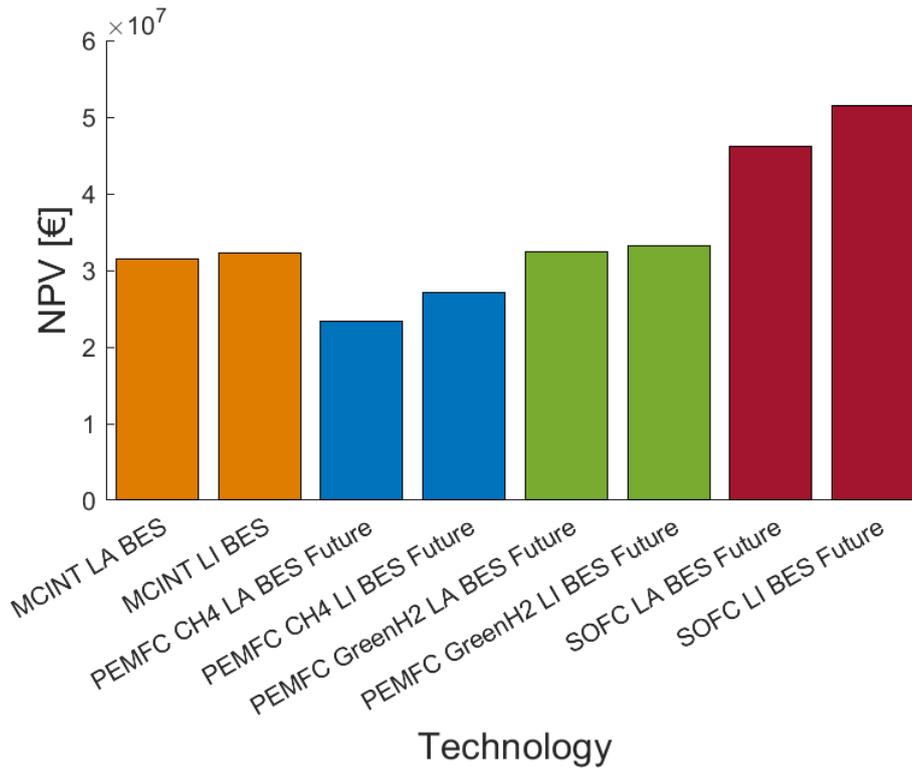


Figura 69 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario Futuro – Macro-caso 1

Infine, facendo riferimento allo scenario attuale e quindi alla Figura 70, i motori a combustione interna alimentati a metano risultano essere la tecnologia più conveniente da un punto di vista economico-finanziario.

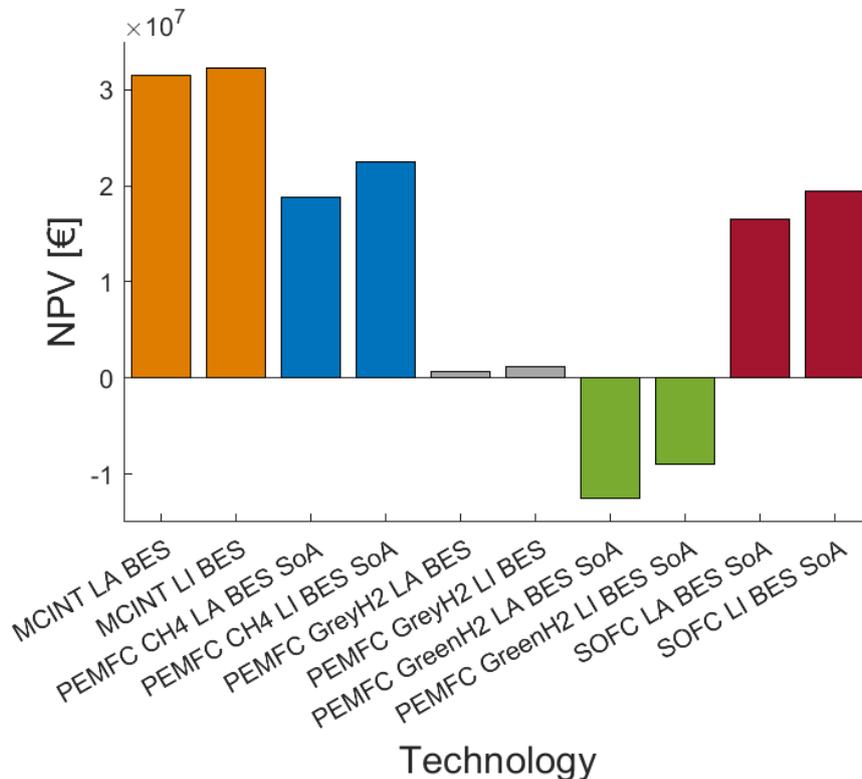


Figura 70 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario Attuale – Macro-caso 1

In questo scenario la seconda tecnologia ottimale è rappresentata dalle PEMFC alimentate a metano, seguite dalle SOFC alimentate sempre a metano; in tutti e tre i casi lo storage agli ioni di litio, nonostante siano caratterizzate da un costo di investimento maggiore, portano a risultati migliori rispetto allo storage al piombo acido, grazie alle loro caratteristiche tecniche notevolmente più performanti. Inoltre si nota che le celle a combustibile alimentate ad idrogeno non riescono ad essere competitive in termini di VAN, visto l'elevato costo capitale e il costo dell'idrogeno verde. Le PEMFC alimentate ad idrogeno derivante però da processo di steam reforming del metano presentano un VAN positivo, ma comunque non paragonabile alle altre tecnologie allo stato attuale.

In linea generale quindi la Figura 67 mette in evidenza il concetto di differente maturità tecnologica tra le varie tipologie di unità di cogenerazione prese in considerazione. Allo stato attuale i motori a combustione interna rappresentano sicuramente la tecnologia più consolidata per applicazioni stazionarie di generazione e quindi presentano il miglior trade-off tra costo di investimento e performance garantite. Le celle a combustibile alimentate a metano riescono ad essere competitive anche nello scenario attuale, ma con risultati economicamente meno performanti, mentre le celle a combustibile alimentate ad idrogeno verde non riescono a garantire la convenienza finanziaria dell'elevato investimento iniziale. Queste tecnologie, se installate nell'attuale scenario di costo, devono essere necessariamente supportate da politiche incentivanti fino al raggiungimento di una certa maturità tecnologica che, nello scenario futuro, comporterà una notevole riduzione dei costi di investimento e di esercizio.

Un altro parametro fondamentale per la valutazione economica dell'intervento, cioè il costo di investimento iniziale, è mostrato, per ogni tecnologia, in Figura 71.

Il grafico evidenzia ancor di più il peso del costo di investimento elevato per le celle a combustibile ad ossidi solidi nello scenario attuale. Considerando lo scenario futuro invece si nota che il costo di investimento anche per queste tecnologie tende ad uniformarsi a quelli delle altre.

La figura offre inoltre un ulteriore punto di riflessione sul confronto tra i valori del VAN mostrati in Figura 67 ed i corrispondenti costi di investimento.

Per il PEMFC alimentate a metano si nota che il costo di investimento attuale è già oggi paragonabile rispetto a quello futuro; questo spiega quindi che il VAN ottimale sia anche esso confrontabile nei due scenari, mentre sia notevolmente superiore nel caso di meccanismo incentivante.

Per le SOFC invece il grafico mostra che il valore di investimento, sia nello scenario attuale che in quello con incentivi all'installazione, è praticamente nello stesso ordine di grandezza del VAN; questo indica quindi che, sebbene l'investimento in un arco temporale di dieci anni sia notevolmente remunerativo, il rapporto VAN/CAPEX presenta valori unitari e quindi che da un punto di vista

finanziario l'investimenti presenta comunque notevoli rischi, dovuti per esempio a cambi di politiche energetiche o incremento dei costi delle risorse in input all'impianto di trigenerazione.

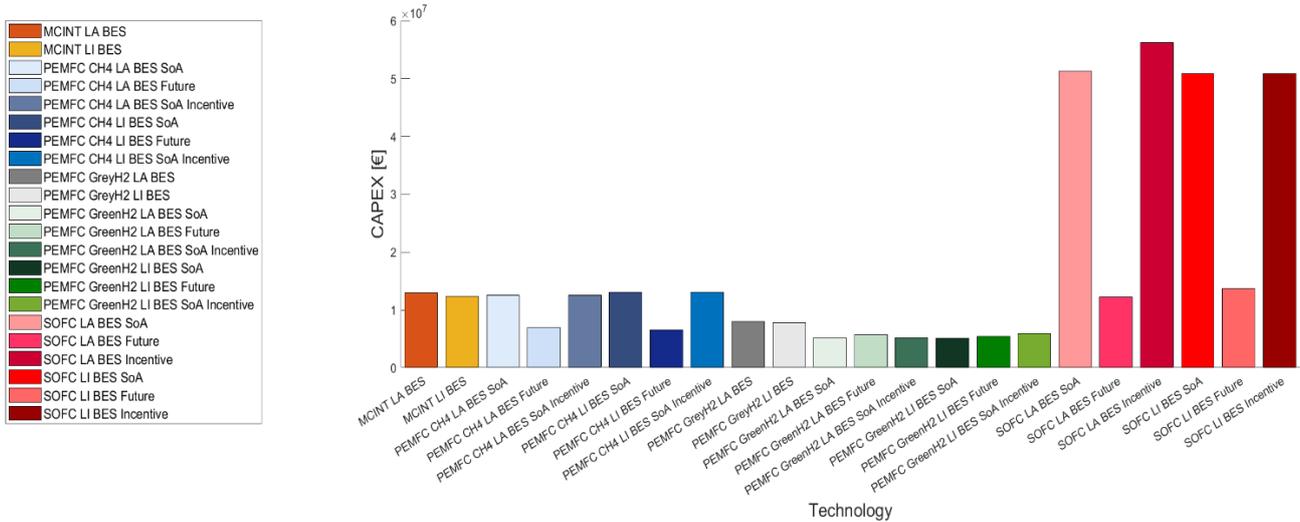


Figura 71 - Valori del costo di Investimento Iniziale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1

Da questo confronto quindi ancora una volta, nello scenario attuale, si nota che i motori a combustione interna sono quelli che garantiscono un rapporto VAN/CAPEX superiore rispetto alle altre tecnologie. Nello scenario futuro invece anche le SOFC e le PEMFC riescono a garantire risultati performanti. Al fine di completare l'analisi economico-finanziaria di confronto per le varie tecnologie, in Figura 72 vengono mostrati i valori dei Cash Flows annuali per le taglie ottime.

La definizione dei CFs è legata a quella della funzione di ottimizzazione economica definita a livello orario: infatti i valori riportati nel grafico rappresentano la somma di tutti valori delle funzioni orarie, cambiata di segno in quanto la funzione di ottimizzazione è definita come "Costi – Ricavi". Tale grafico quindi è un'indicazione puntuale della convenienza economica nell'esercizio dell'impianto, senza tener conto del costo di investimento e degli altri parametri utilizzati per la definizione del VAN.

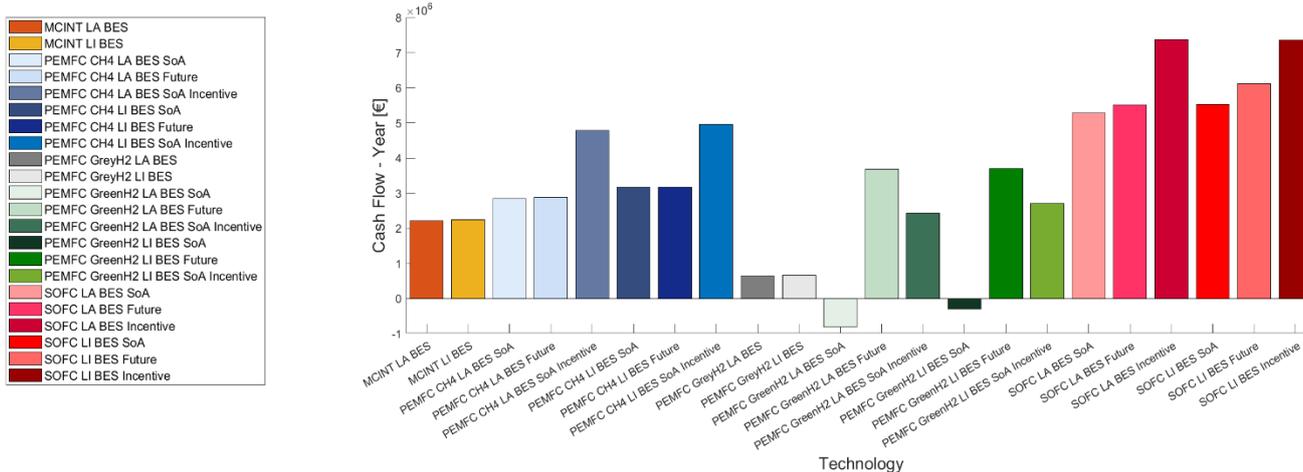


Figura 72 - Valori dei Cash Flows annuali per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 1

La prima evidenza derivante dal grafico è che l'elevato costo dell'idrogeno verde rende l'utilizzo delle PEMFC con tale combustibile non conveniente nello scenario attuale; considerando invece come combustibile l'idrogeno grigio, caratterizzato da un minor costo di produzione, i CFs annuali assumono valori positivi ma non confrontabili con le altre tecnologie.

Dalla figura si evince inoltre che, come già evidenziato anche in Figura 67, le SOFC alimentate a metano riescono a garantire dei CFs superiori rispetto a tutte le altre tecnologie anche considerando lo scenario di costo attuale; i meccanismi incentivanti hanno un'influenza ridotta sui CFs per le SOFC. Per le PEMFC alimentata ad idrogeno verde invece l'influenza dei meccanismi incentivanti e dello scenario futuro di costo è molto più marcata, considerando la riduzione del costo di produzione del combustibile stesso.

Di seguito verranno illustrati i risultati legati alle funzioni di ottimizzazione orarie relative alle taglie ottime per tutte le tecnologie investigate per questo caso studio. Lo scopo di tale analisi è mettere in evidenza non solo i risultati economico-finanziari già valutati ma anche gli aspetti di efficienza e quelli ambientali.

La Figura 73 mostra i valori medi ottenuti per la funzione di ottimizzazione economica oraria per la taglia ottima e per tutte le tecnologie, con riferimento al periodo invernale. Nella figura sono inoltre indicati i livelli massimi e minimi giornalieri ottenuti sempre per la taglia ottimale.

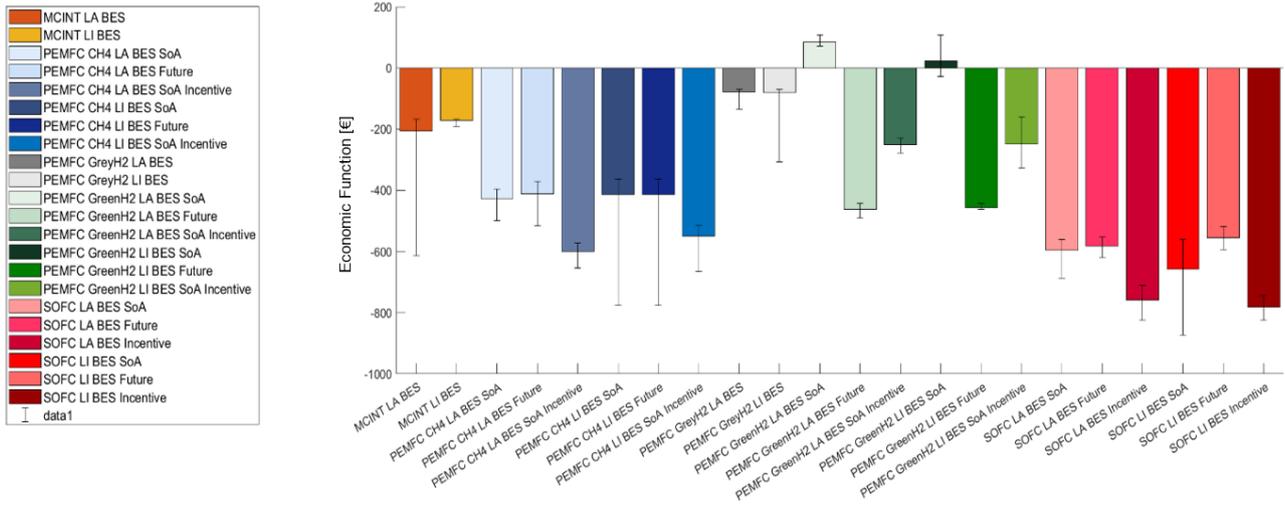


Figura 73 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1

Come già accennato, la funzione di ottimizzazione economica a livello orario è definita dalla differenza tra i costi operativi e i ricavi. Per comodità di lettura si riporta la definizione numerica della funzione stessa.

$$F_C = C_t - R_t$$

Dove:

$$R_t = \rho_e * E_{CHP,outgrid,t} + AC_t$$

$$C_t = \left(F_{CHP,t} + \frac{H_{int,t}}{\eta_{boiler,ref} * \rho_{fuel} * LHV_{fuel}} \right) * C_{fuel} + E_{ingrid,t} * c_{el}$$

Questo implica che valori negativi della funzione di ottimizzazione corrispondano a livello annuale a somme positive per la determinazione del Cash Flow.

Dall'analisi della figura si evince che questa riprende sostanzialmente l'andamento dei cash flows annuali mostrati in Figura 72.

In particolare per quanto riguarda le PEMFC alimentate ad idrogeno verde con storage al piombo acido, i costi ad ogni ora nel periodo di riferimento risultano essere superiori ai ricavi, mentre se si considera lo storage agli ioni di litio si nota che in alcune ore la funzione tende ad assumere valori negativi, sebbene il valore medio risulti comunque maggiore di zero nel periodo invernale. Questa condizione si ripercuote sui Cash Flow annuali, dove si nota che il valore associato alle PEMFC con ioni litio tende ad essere leggermente meno negativo rispetto alla stessa tecnologia con storage al piombo acido.

Per tutte le altre tecnologie, sia i valori medi che quelli massimi sono comunque negativi. I livelli di escursione maggiore si verificano per i motori a combustione interna con storage al piombo acido e

per le PEMFC alimentate a metano con storage agli ioni di litio. Tuttavia i valori medi indicati nell'istogramma tendono sempre al massimo valore per ogni tecnologia.

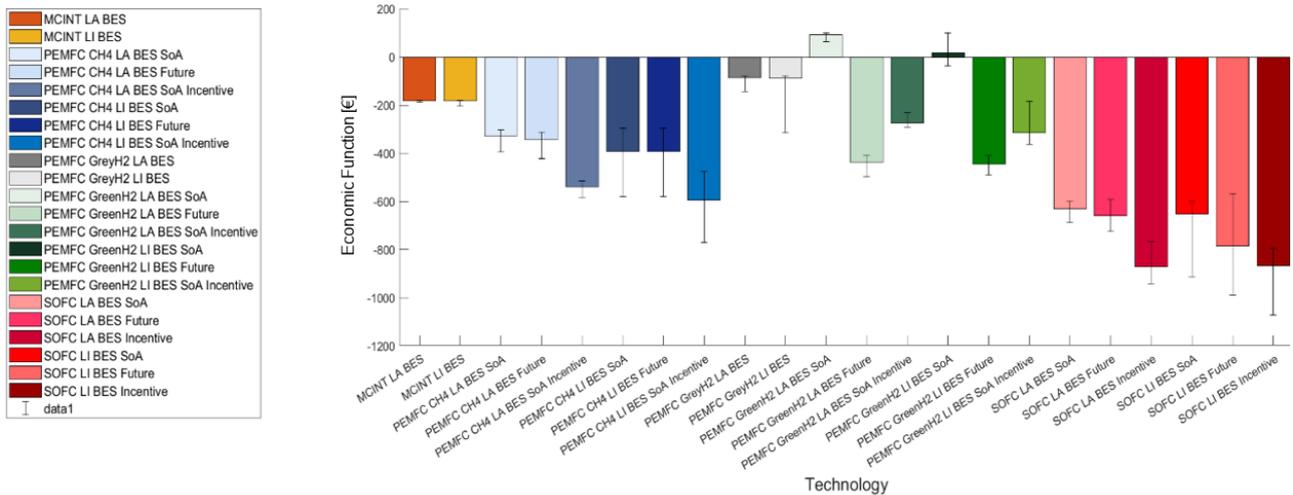


Figura 74 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1

La Figura 74 mostra invece i valori medi per la funzione di ottimizzazione economica oraria per tutte le tecnologie, per la taglia ottimale e per il periodo di riferimento intermedio.

Il trend riprende quello già analizzato per il periodo 1 in Figura 73: in particolare la funzione assume valori mediamente positivi per le PEMFC alimentate ad idrogeno verde nello scenario di costo attuale; nello stesso scenario la tecnologia che presenta una situazione ottimale nel secondo periodo è la SOFC con storage agli ioni di litio; considerando lo scenario futuro e quello attuale con incentivazione le SOFC restano comunque la migliore tecnologia possibile per la minimizzazione dei costi operativi rispetto ai ricavi ottenuti a livello orario.

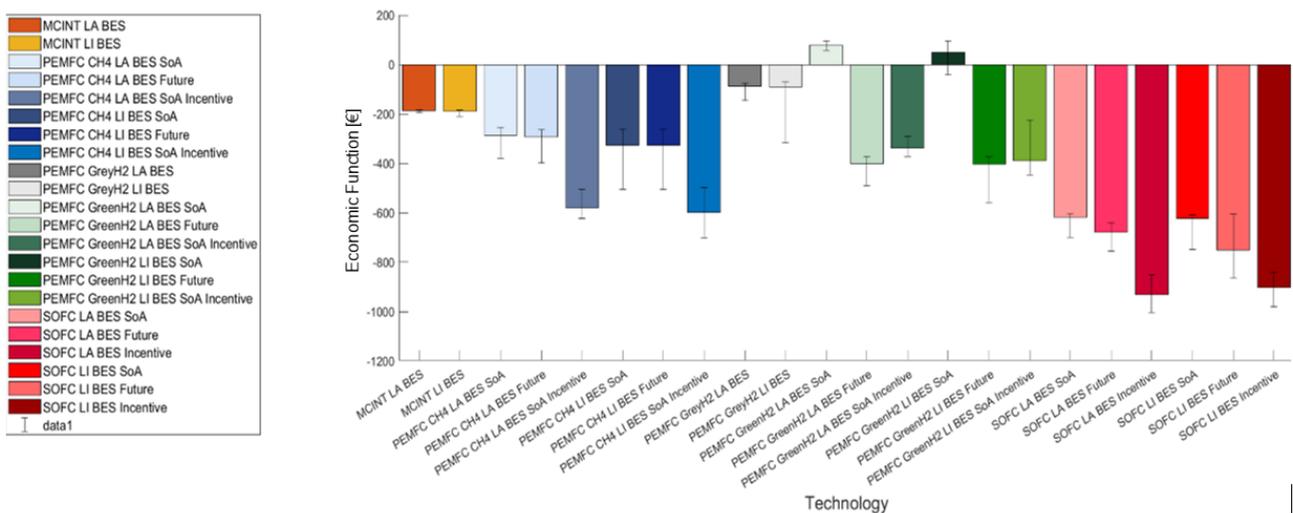


Figura 75 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1

La Figura 75 fa invece riferimento al periodo estivo. Anche in questo caso il trend e la gerarchia di convenienza non cambia rispetto ai due periodi precedenti; si onta che i valori medi assoluti sono

superiori rispetto ai casi precedenti e le escursioni tra i valori massimi e minimi risultano essere inferiori; questo è legato principalmente all'incremento dei consumi elettrici nel periodo di riferimento che tende quindi a far decrescere la differenza tra energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione e quella richiesta dall'utente finale ad ogni ora.

In conclusione, per tutti e tre i periodi di riferimento, la tecnologia che tende ad ottimizzare le performance economiche a livello orario è rappresentata dalle SOFC; questo è vero anche per tutti gli scenari di costo considerati.

Nella prossima sezione verranno analizzati i valori della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per tutte le tecnologie, per la taglia ottimale e per tutti i periodi di riferimento.

Anche in questo caso, per comodità di lettura si riporta la definizione della funzione di ottimizzazione tecnica oraria.

$$F_T = (E_{CHP,t} - E_{sold,t} + H_{CHP,t} - H_{diss,t}) / F_{CHP,t}$$

In termini di implementazione, essendo l'algoritmo di risoluzione basato sulla minimizzazione della funzione obiettivo, si è optato per la minimizzazione dell'opposto della funzione sopra definita. Di conseguenza nei grafici sotto riportati i valori delle efficienze saranno negativi.

La Figura 76 mostra i valori medi della funzione tecnica nel periodo di riferimento invernale per tutte le tecnologie considerando le taglie ottimali.

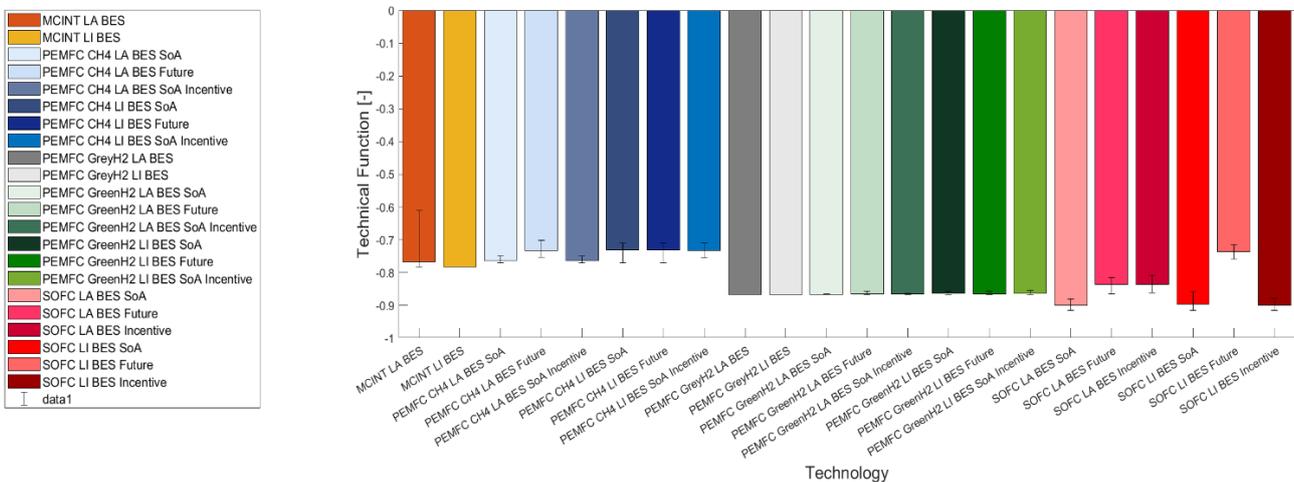


Figura 76 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1

La considerazione generale sui valori graficati è che le celle a combustibile presentano mediamente efficienze di generazione più elevate rispetto ai motori a combustione interna.

Per quanto riguarda le PEMFC alimentate a metano, per il primo periodo di riferimento si nota che la funzione tecnica assume valori più bassi (non superiori al 75%) in valore assoluto rispetto ai motori a combustione interna; questo in realtà è legato alla maggiore taglia ottimale definita per questa tipologia di tecnologia, pari a 6,5 MW in tutti gli scenari di costo come evidenziato dalla Figura 57,

Figura 58 e Figura 59. La maggiore taglia, legata principalmente alla massimizzazione della funzione di costo, comporta necessariamente un valore più elevato di energia venduta alla rete nel periodo invernale. La stessa considerazione vale per l'accoppiamento SOFC con storage agli ioni di litio nello scenario futuro, che presenta una taglia ottimale di 7 MW, come mostrato dalla Figura 53.

La Figura 77 mostra i valori medi della funzione tecnica nel periodo di riferimento intermedio per tutte le tecnologie considerando le taglie ottimali.

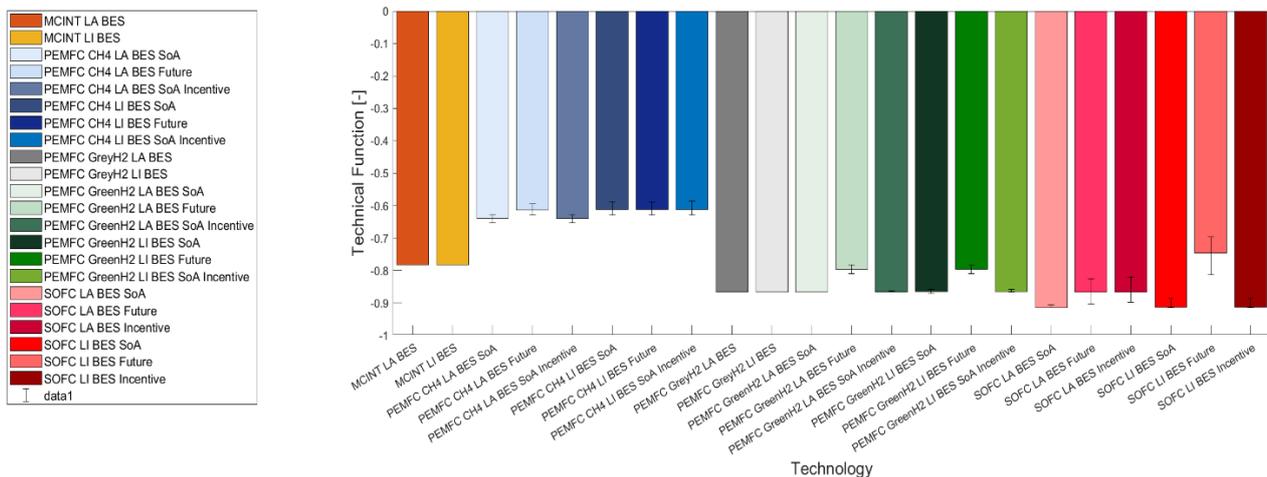


Figura 77 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1

Anche in questo caso si nota che le PEMFC sono caratterizzate da valori di efficienza minori rispetto ai motori a combustione interna; si applicano quindi le stesse considerazioni, considerando in questo caso un peggioramento delle performance a causa di un più elevato tasso di calore dissipato, in quanto i carichi termici nel periodo di riferimento sono inferiori rispetto al periodo invernale; in questo caso i valori della funzione tecnica per le PEMFC superano appena il 60%.

Dalla figura si evince inoltre che l'escursione tra i valori massimi e minimi di efficienza tende ad essere notevolmente ridotta, dal momento che in tutti i casi considerati l'unità di cogenerazione tende a lavorare in condizioni nominali.

La Figura 78 mostra i valori medi della funzione tecnica nel periodo di riferimento estivo per tutte le tecnologie considerando le taglie ottimali.

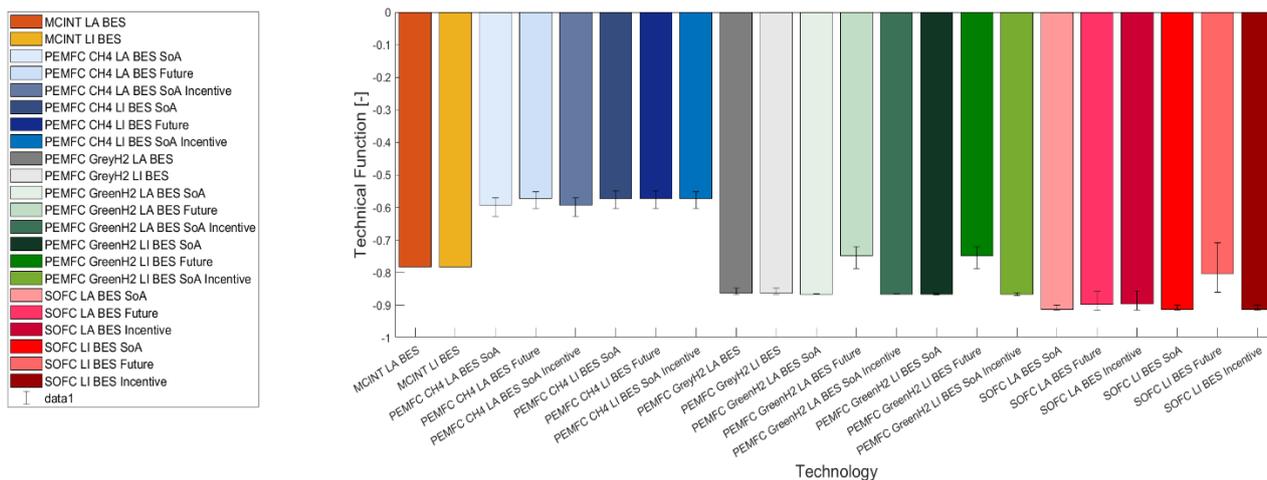


Figura 78 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1

La figura mostra un andamento in linea con i periodi di riferimento invernale ed intermedio; in questo caso si nota che i valori della funzione tecnica, in valore assoluto, per le PEMFC alimentate a metano tendono ad essere ulteriormente minori a causa di un carico termico ancor più ridotto rispetto ai periodi precedentemente analizzati; per tale tecnologia, in tutti gli scenari di riferimento, i livelli della funzione tecnica non superano il valore del 60%.

Concludendo il confronto sulla funzione obiettivo che indica l'efficienza tecnica del sistema energetico, si può affermare, come per il caso della funzione economica, che le SOFC alimentate a metano rappresentano in tutti gli scenari di riferimento di costo e di condizioni al contorno ambientali la soluzione più valida, essendo caratterizzate da valori di efficienza minimi nell'ordine dell'80% (relativi allo scenario futuro) e massimi nell'ordine dell'85% (in entrambi gli altri scenari di riferimento).

L'analisi delle tre funzioni di ottimizzazione si completa con la descrizione dei valori della funzione di ottimizzazione oraria ambientale, legata alle emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera, per le taglie ottime associate a tutte le tecnologie prese in esame e per i tre periodi di riferimento.

Come fatto per le altre funzioni di ottimizzazione si riporta per comodità di lettura la definizione di quella ambientale.

$$F_{EM} = \frac{EM_{CHP,t} + EM_{int,H,t} + EM_{Grid,t}}{EM_{REF,E} + EM_{REF,H} + EM_{REF,C} + EM_{E,sold}}$$

In questo caso si nota quindi che la funzione è definita dal rapporto tra le emissioni dell'impianto di tri-generazione e le emissioni di riferimento; per tale ragione i valori assunti dalla funzione di ottimizzazione saranno sempre positivi.

La Figura 79 mostra i valori medi, massimi e minimi della funzione ambientale per la taglia ottimale associata ad ogni tecnologia, per il periodo di riferimento invernale.

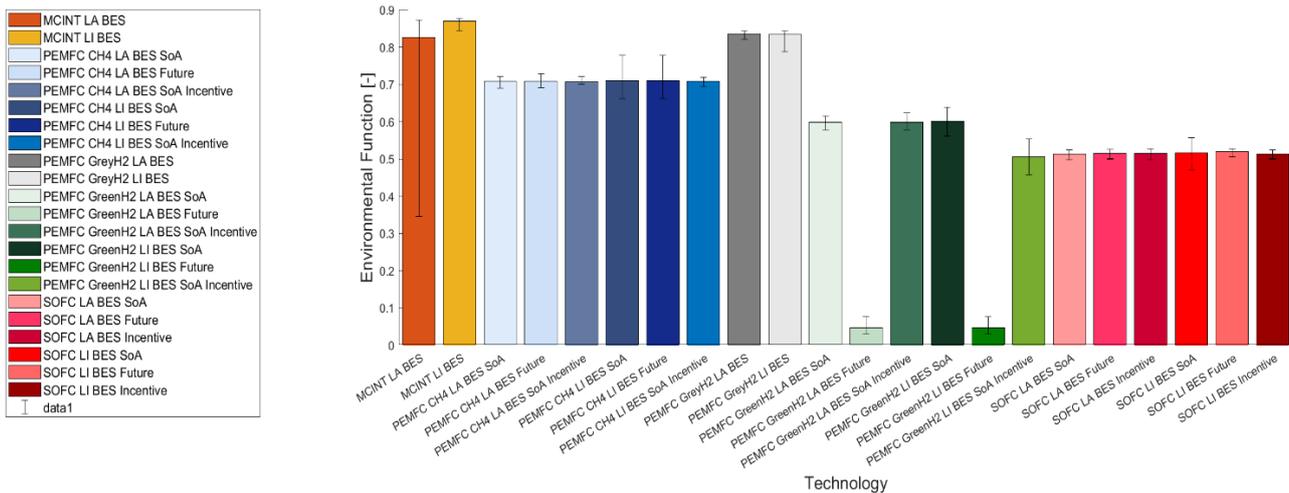


Figura 79 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 1

Dalla figura si evince che, facendo riferimento allo scenario attuale, le SOFC alimentate a metano sono quelle caratterizzate dal minor livello di emissioni di CO₂ equivalente, con un rapporto tra le emissioni del nuovo impianto e le emissioni di riferimento che si attesta intorno a 0,55 e quindi con una dimezzamento delle emissioni rispetto alla generazione separata.

Bisogna aggiungere però una nota sul comportamento delle PEMFC alimentate ad idrogeno verde; nello scenario attuale queste sono caratterizzate da emissioni minori rispetto ai MCI e le altre tecnologie, ad esclusione delle SOFC, mentre nello scenario futuro le emissioni di CO₂ equivalente saranno praticamente trascurabili rispetto a tutte le altre tecnologie investigate. I valori nello scenario attuale sono però ovviamente legati non all'unità di cogenerazione, ma alla definizione della funzione obiettivo; allo stato attuale infatti la taglia ottimale per le PEMFC alimentate ad idrogeno verde variano tra 2 e 2,5 MW visto l'elevato costo dell'idrogeno verde, di conseguenza il sistema energetico sarà forzato ad integrare l'energia termica in surplus richiesta dall'utenza finale, come anche quell'elettrica. Questo comporta ovviamente un incremento delle emissioni rispetto allo scenario futuro in cui la taglia ottimale è invece più vicina ai dati di assorbimento medi.

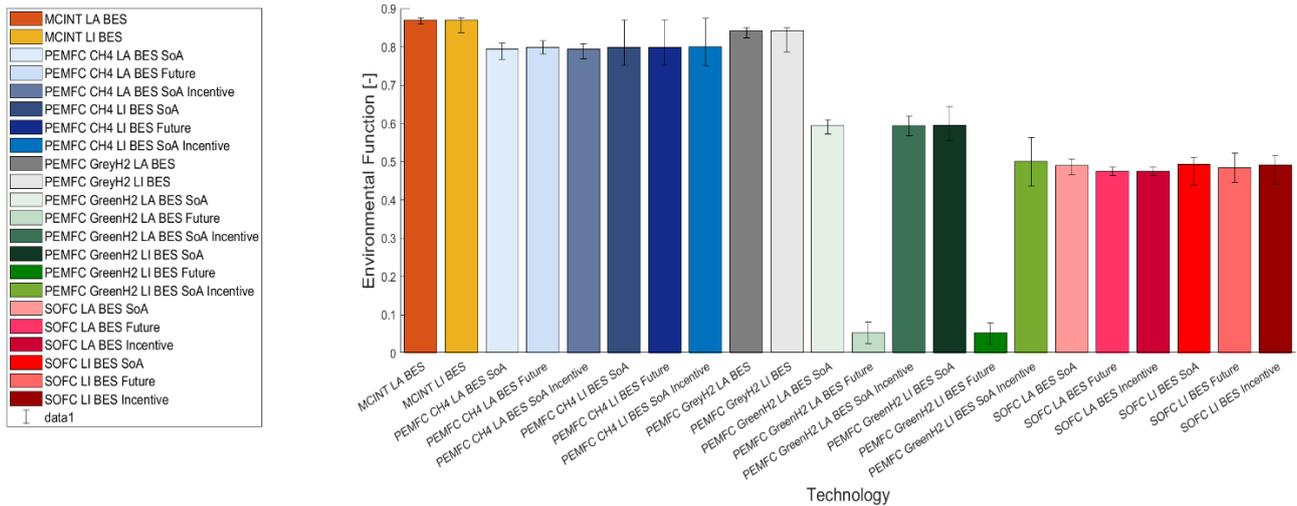


Figura 80 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2 – Macro-caso 1

La Figura 80 mostra invece i valori medi, massimi e minimi della funzione ambientale per la taglia ottimale associata ad ogni tecnologia, per il periodo di riferimento intermedio. Le considerazioni già eseguite per il periodo di riferimento invernale restano valide in linea generale. Rispetto al caso precedente si nota, in termini di valore assoluto delle funzioni, un incremento per tutte le tecnologie, tranne che per le SOFC che mantengono dei valori pressoché identici; questo è indice che l'impianto, nel caso delle SOFC, riesce ad adattarsi alle diverse condizioni di carico, limitando quindi le emissioni.

La Figura 81 infine mostra i valori della funzione ambientale per il periodo di riferimento estivo, per ogni taglia ottimale associata a ciascuna tecnologia analizzata.

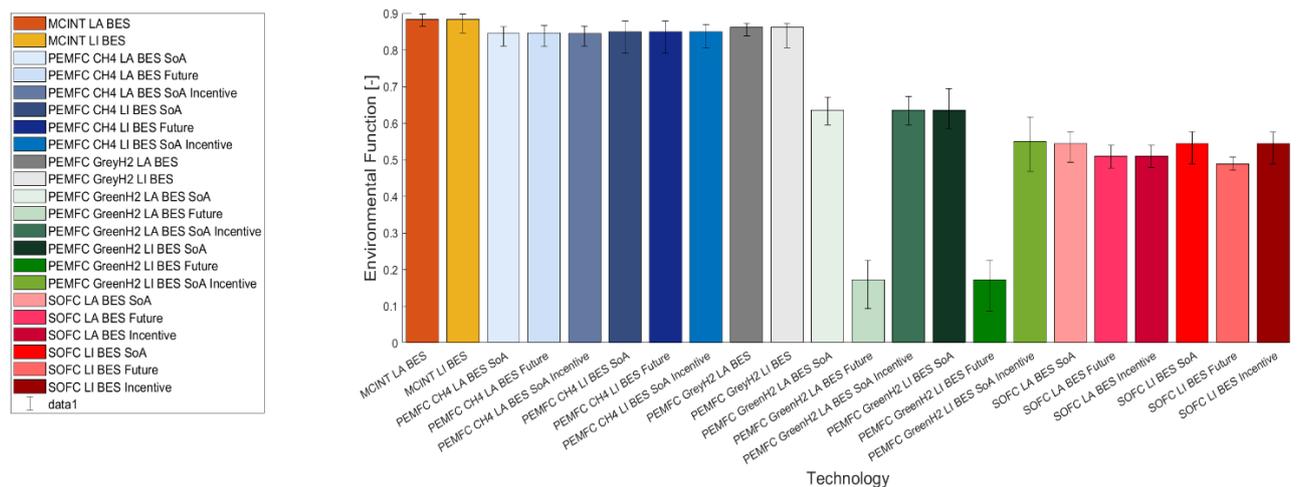


Figura 81 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 1

Ciò che viene messo in evidenza dalla figura, rispetto ai periodi di riferimento precedenti, è un ulteriore incremento delle emissioni di CO₂ equivalenti associate alle PEMFC alimentate a metano che raggiungono valori superiori all'80% rispetto alla generazione separata in linea con quanto

previsto per i motori a combustione interna; questo è legato al fatto che, sebbene la taglia ottima per le PEMFC sia 6,5 MW, visti i carichi elettrici in gioco nel periodo estivo si ha la necessità di integrare energia dalla rete mentre buona parte del calore prodotto dall'unità di cogenerazione deve essere necessariamente dissipato.

Dal confronto sulla funzione di ottimizzazione ambientale si evince quindi che, anche in questo caso, considerando lo scenario attuale di costo, le SOFC alimentate a metano rappresentano la migliore tecnologia possibile tra quelle investigate. Considerando invece lo scenario futuro di costo, le PEMFC alimentate ad idrogeno verde garantiscono mediamente un livello di emissioni di CO₂ equivalente nell'ordine del 10% delle emissioni di riferimento per la generazione separata.

5.2.4. Definizione della Soluzione Ottimale e Analisi Oraria

Dal confronto completo eseguito nel paragrafo 5.2.3 su tutte le tecnologie per le corrispondenti taglie ottimali si evince che, nello scenario di riferimento attuale, il migliore accoppiamento tecnologico possibile è dato dalle SOFC alimentate a metano e storage agli ioni di litio.

Come mostrato in Figura 67, da un punto di vista economico-finanziario tale accoppiamento non è caratterizzato dal massimo VAN in assoluto, con un valore nell'ordine dei 20M€, minore quindi rispetto al VAN associato ai motori a combustione interna, pari invece a 35 M€. Tuttavia, la Figura 71 mostra che il motivo principale del minore valore del VAN è il maggior costo di investimento superiore nello scenario attuale rispetto alle altre tecnologie.

La Figura 72 mostra infatti che i Cash Flows generabili su base annuale attraverso le SOFC alimentate a metano sono notevolmente superiori rispetto a tutte le altre tecnologie, con valori nell'ordine dei 5M€/anno. Questo incide notevolmente sulla scelta della tecnologia su cui investire dal momento che il VAN è stato valutato su base decennale convenzionalmente per tutte le tecnologie, ma se si allarga l'orizzonte temporale di analisi (in linea comunque con i tempi di vista stimati per impianti di generazione stazionaria di grande taglia) le SOFC garantirebbero un valore del VAN crescente con una legge di proporzionalità maggiore rispetto alle altre tecnologie.

Continuando poi l'analisi delle funzioni di ottimizzazioni orarie è stato visto che le SOFC nello scenario attuale garantiscono i maggiori livelli di efficienza, il minor tasso di costo operativo rapportato ai ricavi orari generati e la minor quantità di emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera.

Come già anticipato nei paragrafi precedenti, considerando invece lo scenario futuro e analizzando il problema da un punto di vista non solo economico-finanziario ma anche ambientale, la soluzione ottimale sarebbe rappresentata dall'installazione di un sistema energetico composto da PEMFC alimentate ad idrogeno verde e storage agli ioni di litio.

In questo lavoro di tesi di dottorato, per ragioni di sintesi, verrà eseguita un'analisi dettagliata solo per la soluzione ottimale nello scenario attuale, considerando anche che lo scenario futuro presenta

delle ipotesi di base su altri parametri che potrebbero comunque variare, come il costo delle altre tecnologie, il costo del combustibile ausiliario ma anche i tassi di inflazione.

Di seguito verrà dunque eseguita un'analisi oraria su tutte le funzioni di ottimizzazione e sui valori delle variabili ottimizzate nei tre periodi di riferimento per l'impianto composto da SOFC alimentate a metano con taglia pari a 5 MWe, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 500 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 390 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 390 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 1600 kWt.

Come già anticipato, per ragioni di sintesi e di facilità di lettura, l'analisi oraria di tutte le grandezze ottimizzate verrà eseguita solo per la taglia ottimale. Nello specifico, per ogni giorno tipo che rappresenta un diverso periodo di riferimento verranno mostrati i trend relativi a:

- Bilancio di Energia Elettrica, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Bilancio di Energia Termica, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Bilancio di Energia Frigorifera, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Storage dell'Energia Elettrica;
- Valori di rendimento elettrico, termico e totale del cogeneratore;
- Valori di COP ed EER delle Pompe di Calore a compressione di gas e EER della pompa di calore ad assorbimento.

Verranno inoltre analizzati gli andamenti orari dei valori delle tre funzioni di ottimizzazione.

Periodo 1: Giorno Tipo Invernale

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il primo periodo di riferimento, corrispondente alle condizioni al contorno invernali, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

La Figura 82 mostra l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico.

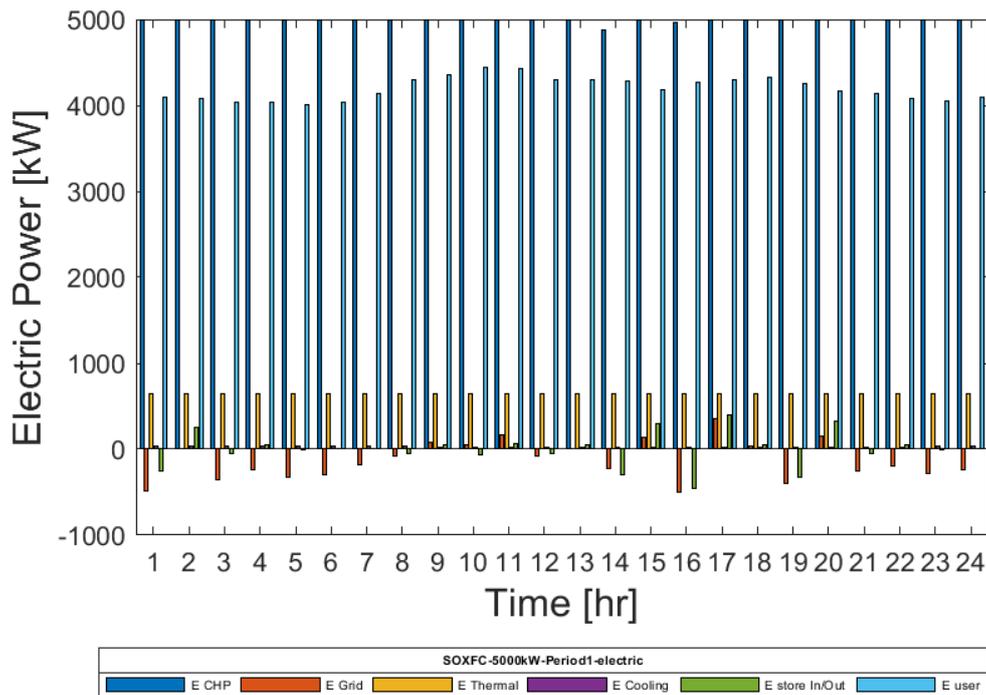


Figura 82 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili elettriche

Dalla figura si evince che l'unità di cogenerazione tende ad operare sempre in condizioni nominali, infatti l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, E_{CHP} presenta dei valori praticamente costanti e prossimi alla potenza nominale al variare del carico orario. La maggior parte dell'energia in surplus è fornita alla pompa di calore a compressione di gas per la generazione termica.

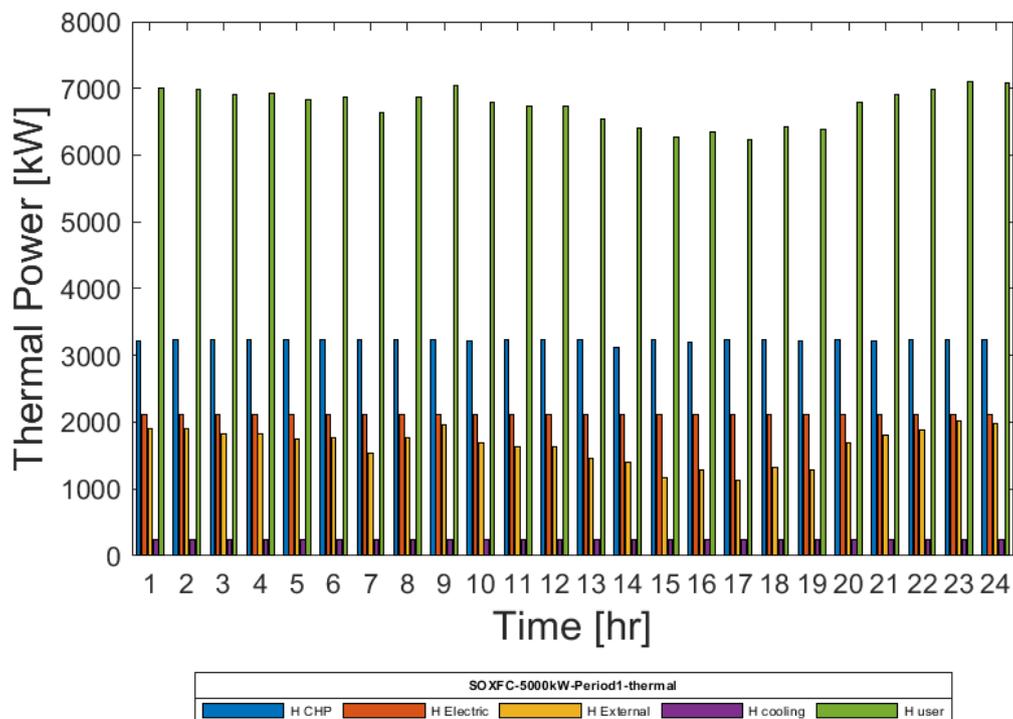


Figura 83 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili termiche

La Figura 83, relativa alle variabili del bilancio termico, mostra che nonostante l'unità di cogenerazione lavori in condizioni sempre prossime a quelle nominali, il carico termico non riesce ad essere coperto interamente; in questo caso la presenza della pompa di calore a compressione di gas permette di limitare notevolmente l'apporto derivante dalla caldaia ausiliaria tradizionale.

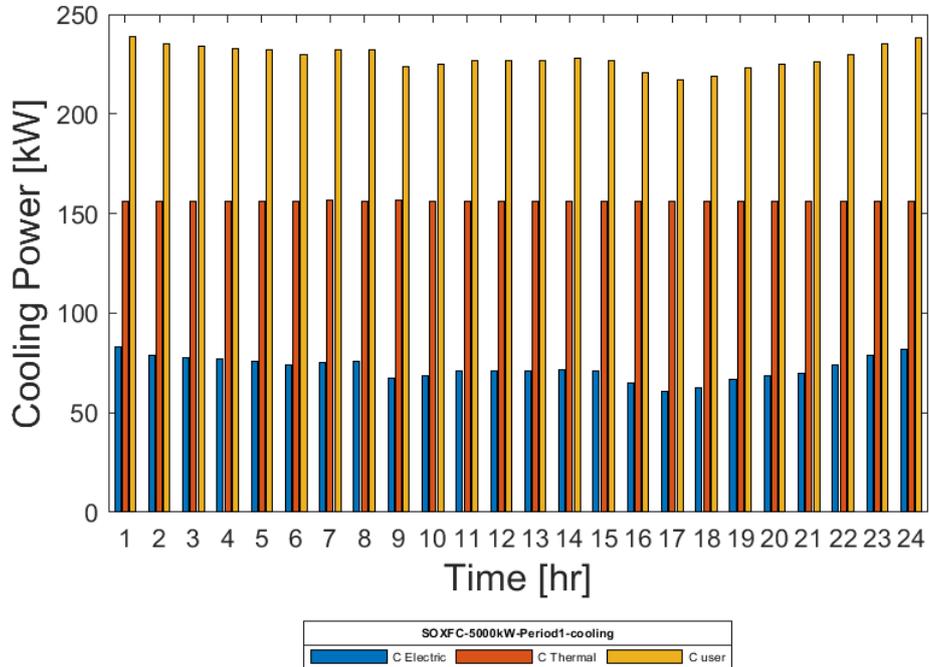


Figura 84 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili frigorifere

La Figura 84 mostra il trend delle variabili relative al bilancio frigorifero globale per il sistema energetico. Dalla figura si evince che il carico frigorifero è fornito in prevalenza dalla pompa di calore ad assorbimento e in integrazione dalla pompa di calore a compressione di gas.

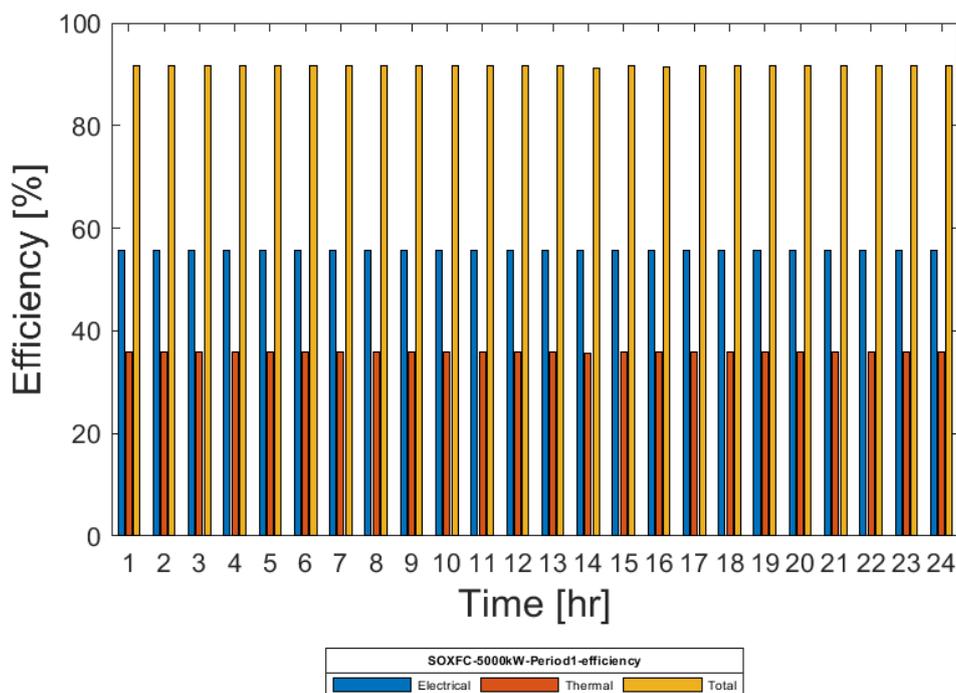


Figura 85 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Efficienza Elettrica, Termica e Totale

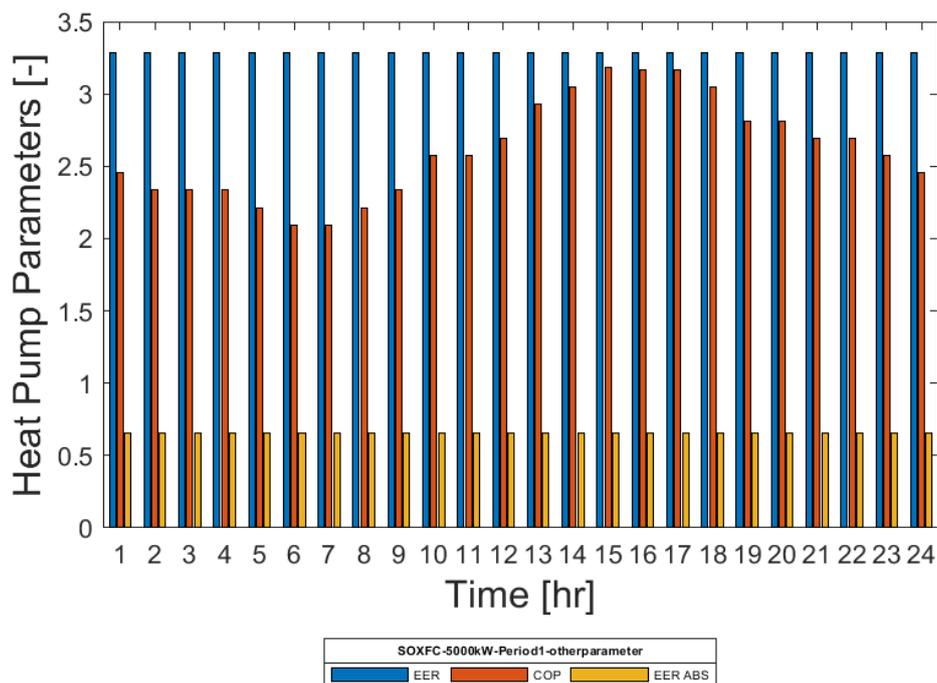


Figura 86 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Performance Pompe di Calore

La Figura 85 e la Figura 86 rappresentano gli andamenti delle efficienze dell'unità di cogenerazione e delle pompe di calore al variare del carico orario. L'efficienza dell'unità di cogenerazione, per questa taglia tende ad essere costante e prossima al valore nominale, in quanto l'energia elettrica prodotta tende sempre alla potenza nominale di taglia. Dal confronto dei valori di efficienza con quelli del motore a combustione interna, risulta che il rendimento elettrico è notevolmente superiore per le celle a combustibile ad ossidi solidi, mentre il rendimento termico resta pressoché identico; questo si

traduce in un'efficienza totale che nel caso delle celle, raggiunge valori superiori al 90%, a fronte dell'80% raggiunto dai motori a combustione interna. Il COP della pompa di calore a compressione di gas varia sensibilmente in funzione della temperatura esterna, come imposto dal vincolo, mentre il valore di EER resta praticamente costante in quanto le temperature esterne sono variabili in un range che non influenza di fatto le prestazioni della pompa di calore in funzionamento estivo.

La Figura 87 mostra l'andamento delle variabili relative allo storage dell'energia elettrica; per le simulazioni è stata impostata come condizione iniziale, che lo storage fosse al massimo della sua capacità utile nominale, pari a 500 kWe. In figura sono graficati i valori di $E_{store\ In/Out}$ che rappresenta lo scambio con l'utenza finale e $E_{store\ Cum}$ che rappresenta la quantità di energia cumulata ad ogni ora all'interno del sistema di storage.

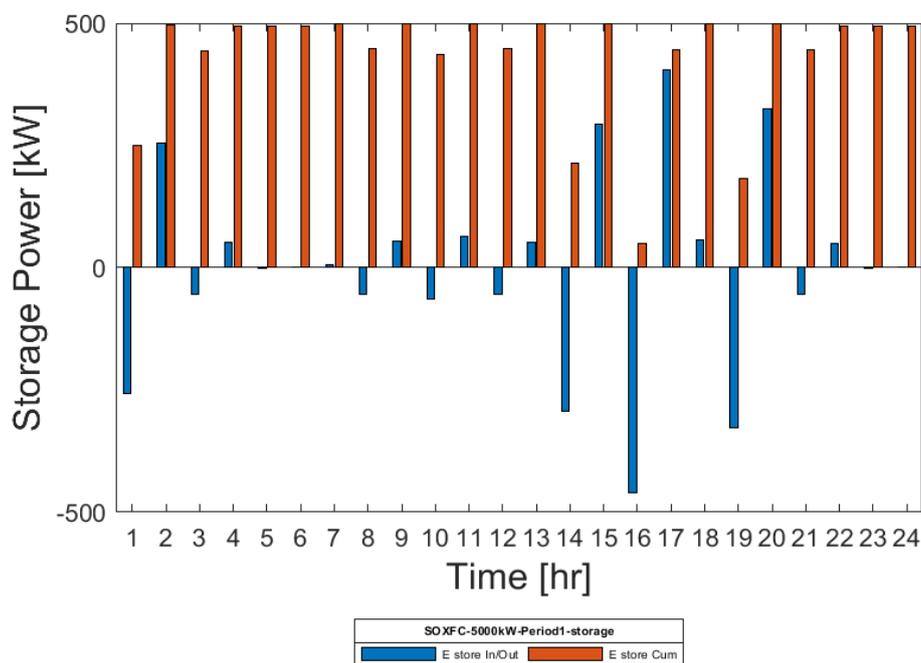


Figura 87 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Trend Variabili Storage

Dalla figura si evince che il sistema di storage funge da tampone nelle ore al variare del carico elettrico ma anche del carico termico e frigorifero; in alcune condizioni infatti il modello scaglia di scaricare il sistema di storage per fornire energia elettrica non direttamente all'utenza, ma alle pompa di calore per la generazione termica e/o frigorifera.

La Figura 88 mostra invece l'andamento orario delle funzioni di ottimizzazione; la funzione economica è espressa in k€ per avere una scala di lettura ottimale rispetto alle altre due. I valori delle emissioni, rapportate a quelle di riferimento per la generazione separata, sono sempre inferiori in tutte le ore. La funzione obiettivo tecnica risulta inferiore rispetto all'efficienza totale dell'unità di cogenerazione, in quanto la quota parte di energia termica dissipata e quella elettrica non direttamente utilizzata dall'utenza sono escluse dalla definizione della funzione stessa.

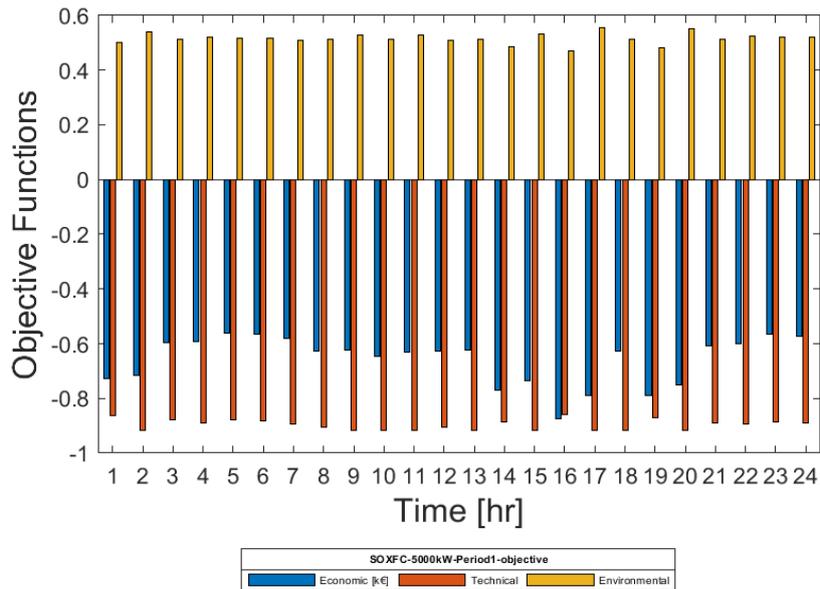


Figura 88 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

Periodo 2/4: Giorno Tipo Intermedio

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il secondo e per il quarto periodo di riferimento, corrispondenti alle condizioni al contorno intermedie, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

La Figura 89, la Figura 90 e la Figura 91 mostrano l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico, al bilancio termico e al bilancio frigorifero.

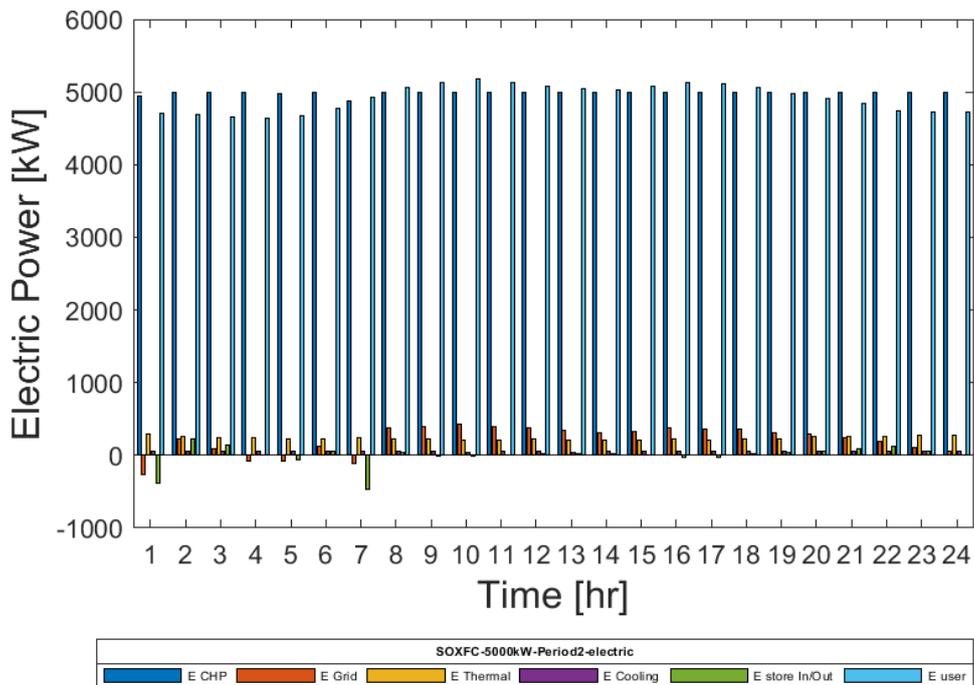


Figura 89 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili elettriche

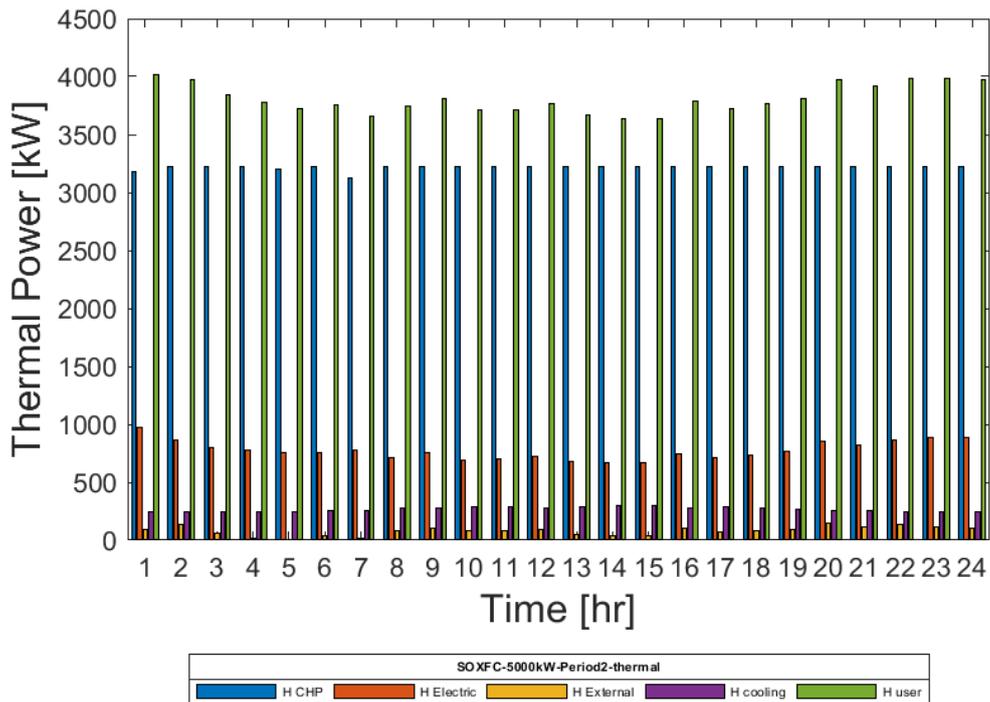


Figura 90 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili termiche

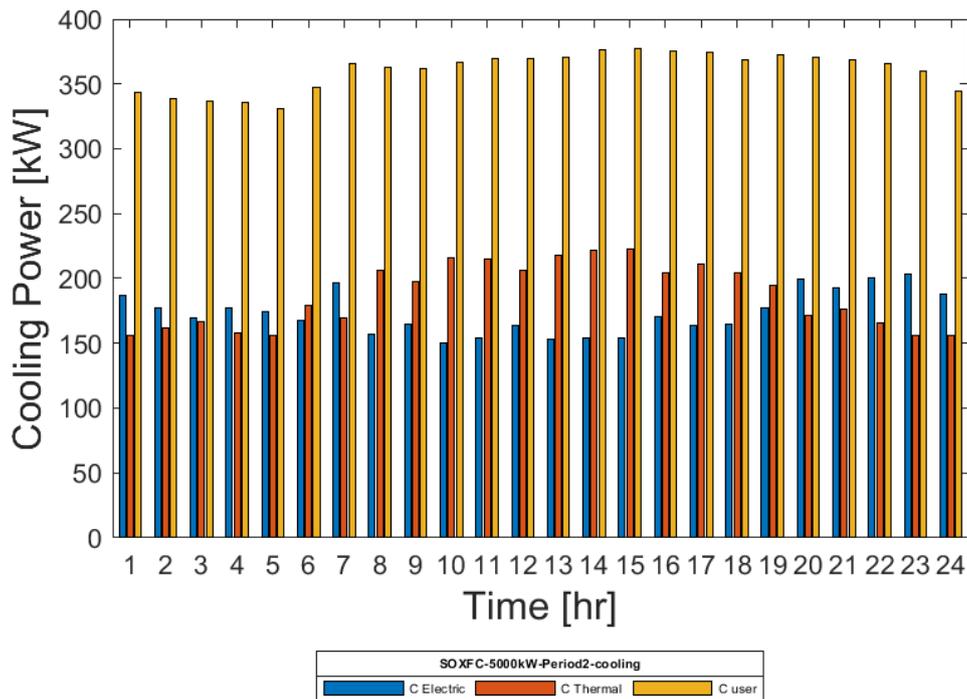


Figura 91 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili frigorifere

La Figura 92 mostra l'andamento delle variabile correlate al sistema di storage dell'energia elettrica. Nelle prime ore della giornata, quando il carico è minore rispetto alla generazione, l'energia cumulata tende a crescere; nelle ore centrali, quando il carico ha dei valori prossimi a quelli della generazione, l'energia cumulata tende a rimanere costante; nelle ore serali il sistema di storage torna a caricarsi.

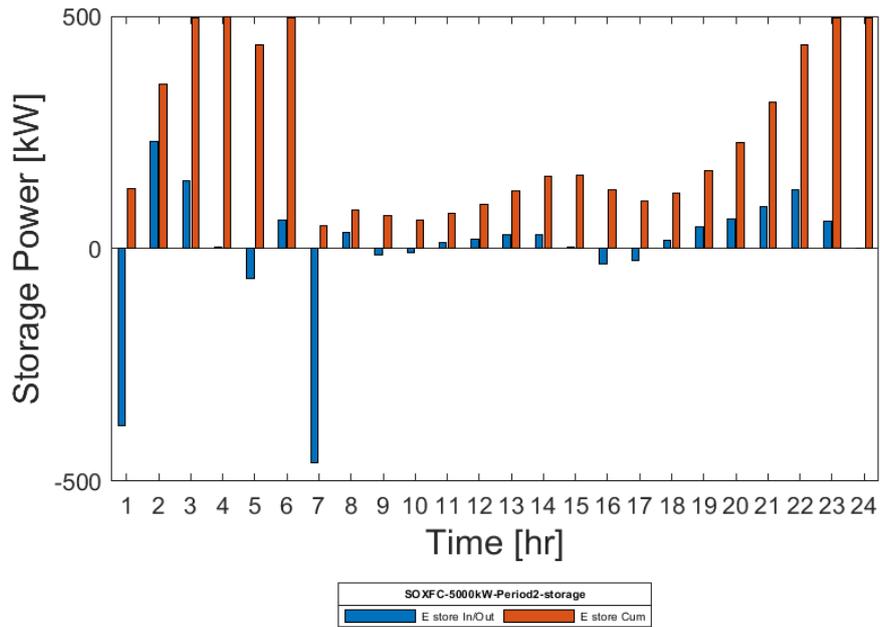


Figura 92 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili Storage

I valori delle funzioni obiettivo in funzione delle condizioni di carico, mostrate in Figura 93, tendono ad assumere valore prossimi a quelli per il periodo invernale.

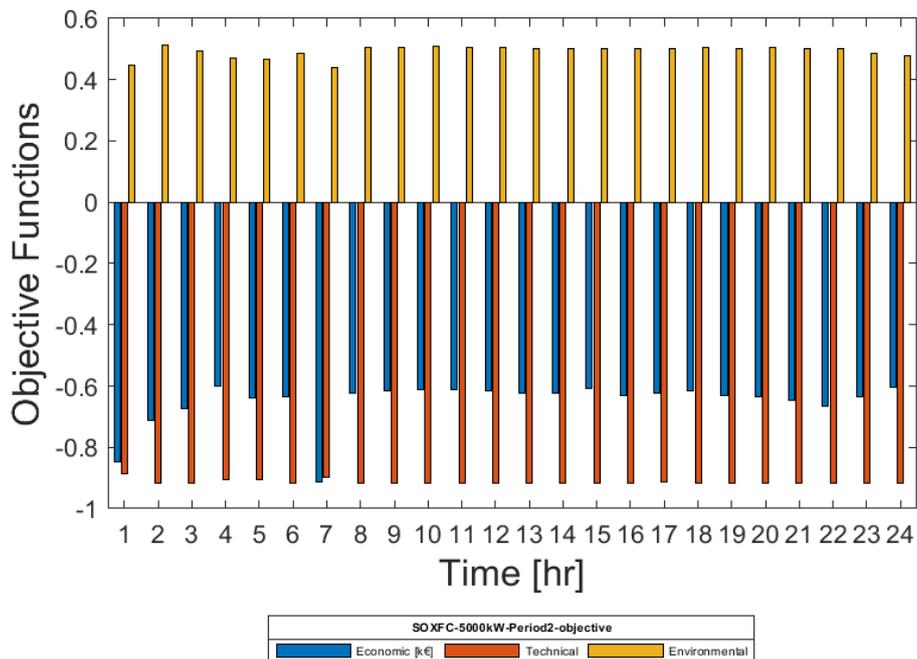


Figura 93 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

Per quanto riguarda le emissioni però si nota un netto calo rispetto al primo periodo di riferimento, mentre la funzione tecnica tende ad assumere valori maggiori in valore assoluto.

Periodo 3: Giorno Tipo Estivo

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il terzo periodo di riferimento, corrispondente alle condizioni al contorno estive, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

La Figura 94 mostra l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico.

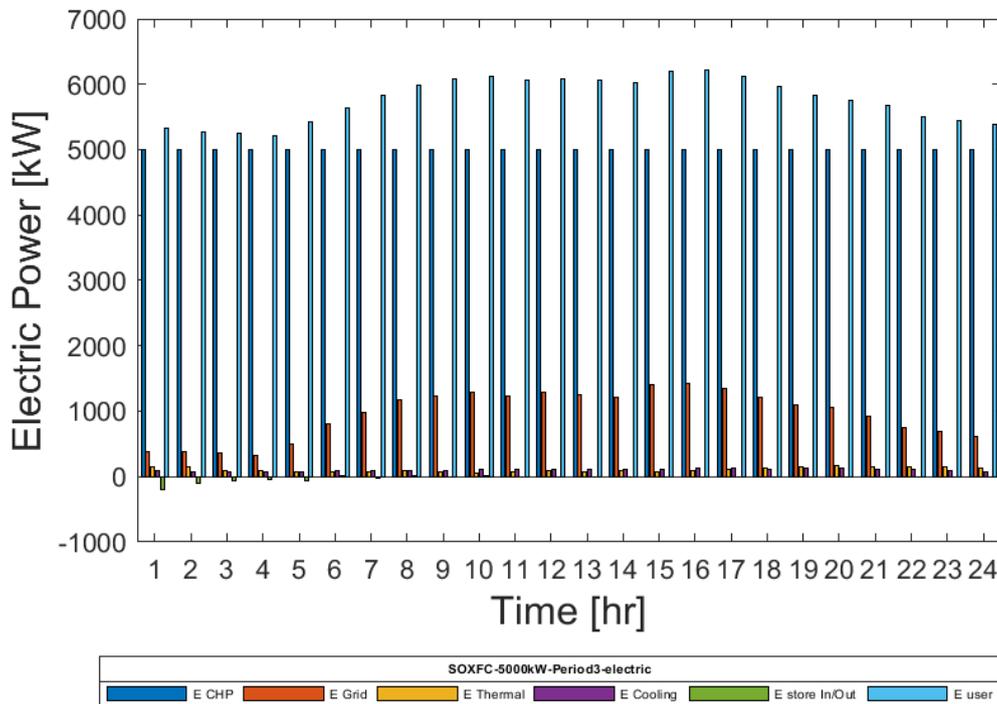


Figura 94 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili elettriche

Anche in questo caso si nota che il carico elettrico medio è maggiore rispetto al periodo 1. Il fabbisogno di energia elettrica non coperta dall'unità di cogenerazione è fornita principalmente dalla rete elettrica nazionale, con incidenza maggiore nelle ore centrali caratterizzate dal massimo carico.

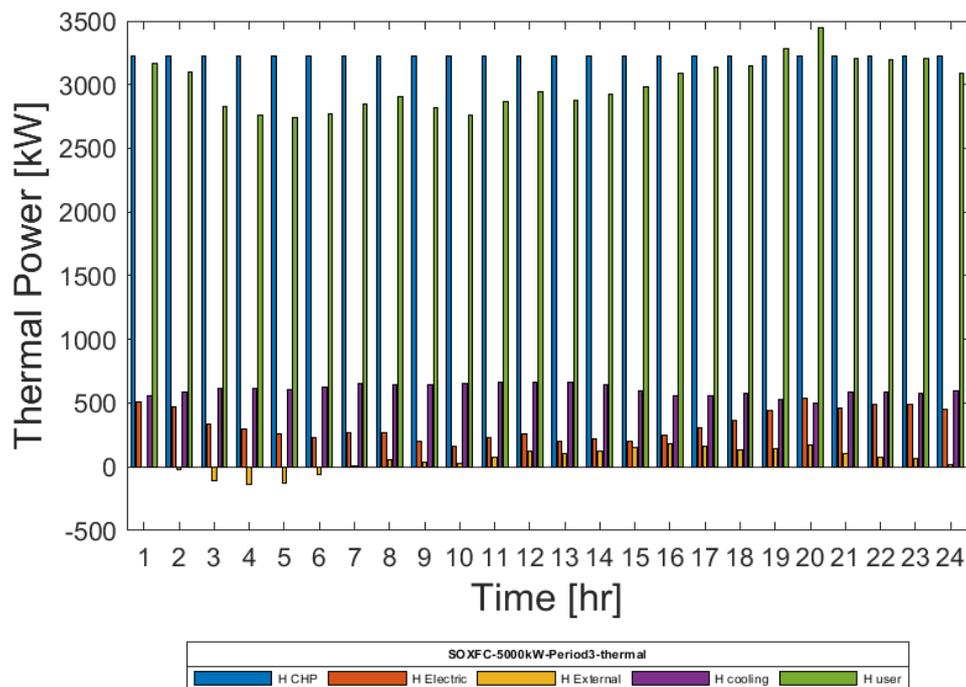


Figura 95 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili termiche

La Figura 95, relativa alle variabili del bilancio termico, mostra che, in misura ancora maggiore rispetto al periodo intermedio, la produzione di energia termica risulta essere superiore rispetto al carico. L'energia termica in surplus è utilizzata in parte per il soddisfacimento del carico frigorifero ed in parte viene necessariamente dissipata.

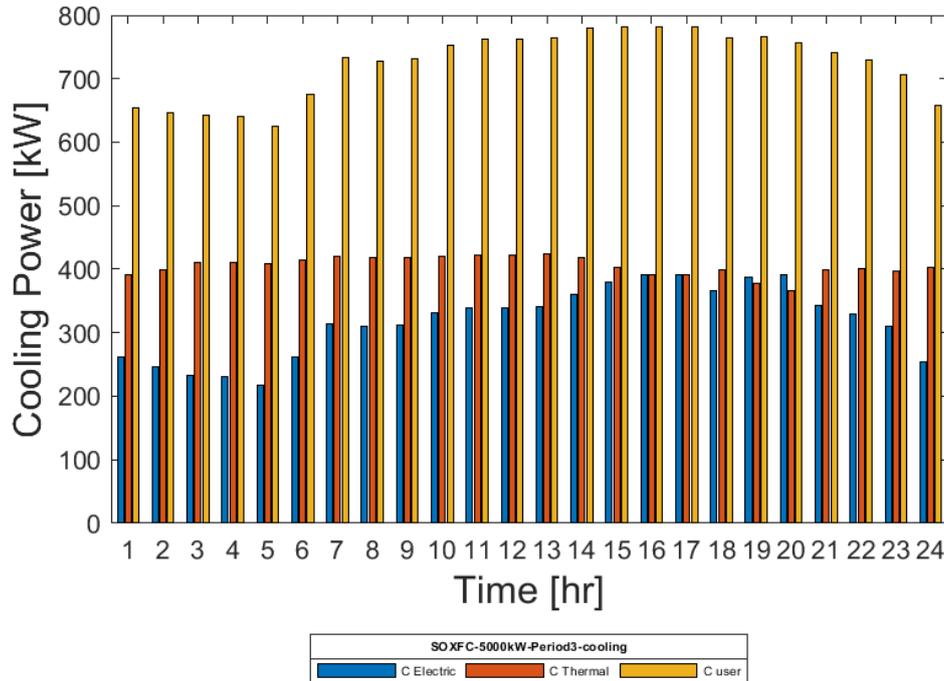


Figura 96 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili frigorifere

La Figura 96 mostra l'andamento delle variabili ottimizzate relative al bilancio frigorifero. L'energia termica prodotta dalla pompa di calore ad assorbimento mediamente è maggiore rispetto a quella prodotta da energia elettrica.

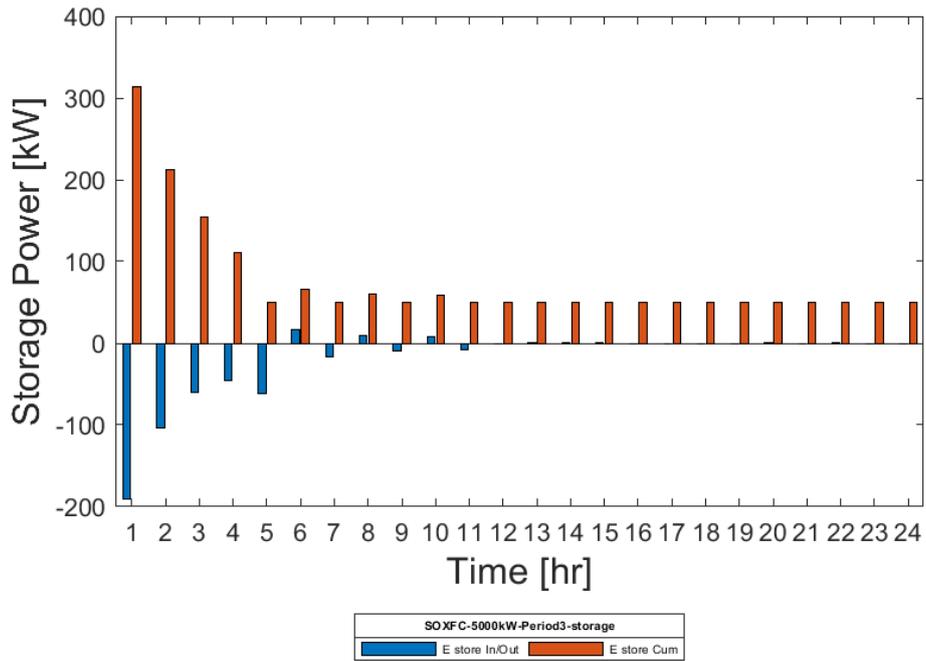


Figura 97 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili Storage

La Figura 97 mostra l'andamento orario del sistema di storage dell'energia elettrica. Dalla figura si nota che, partendo dalle condizioni di carica pari alla capacità utile nominale, nelle prime ore il sistema di storage tende a scaricarsi e fornire energia elettrica alle utenze; nelle successive ore la quantità di energia stoccata resta praticamente invariata.

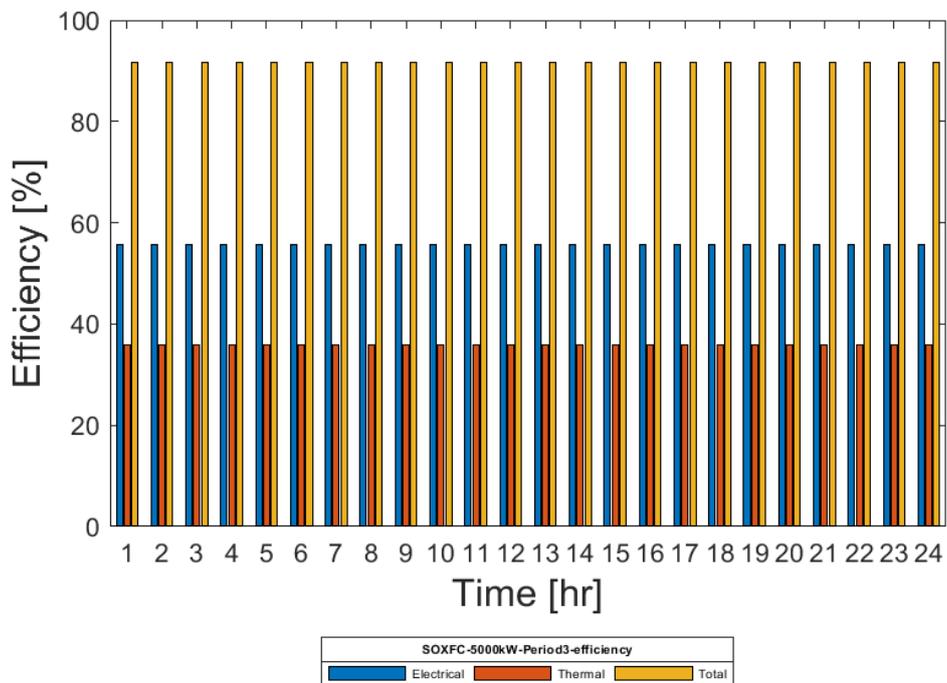


Figura 98 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Efficienza Elettrica, Termica e Totale

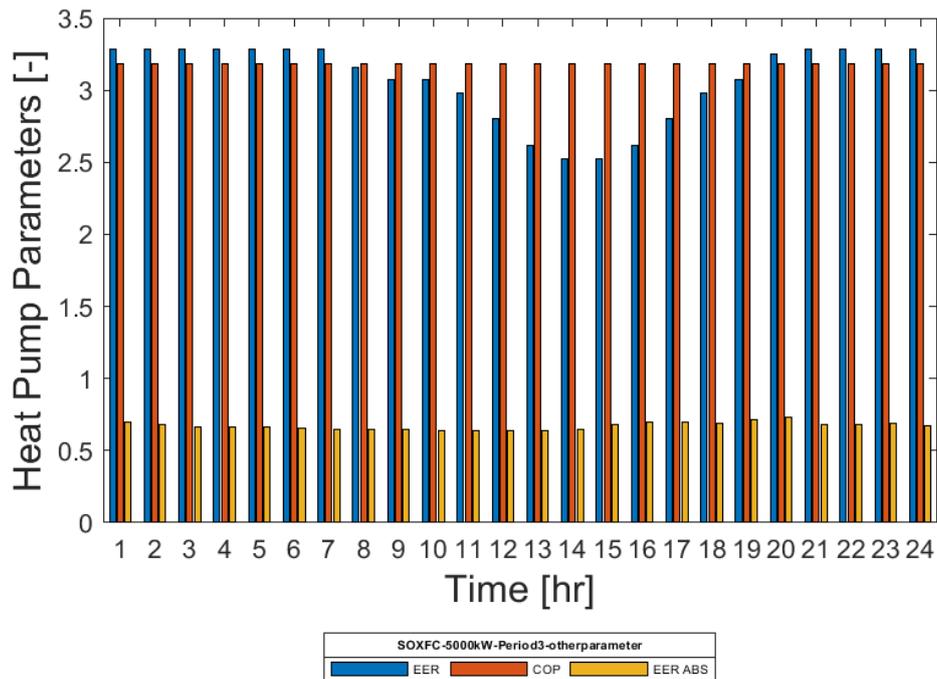


Figura 99 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Performance Pompe di Calore

La Figura 98 e la Figura 99 rappresentano gli andamenti delle efficienze dell'unità di cogenerazione e delle pompe di calore al variare del carico orario. Ancora una volta si sottolinea come il valore di efficienza totale sia nettamente superiore rispetto a quanto ottenuto per il motore a combustione interna. Il valore, che si mantiene praticamente costante al variare del carico, si attesta intorno a valori superiori al 90%, con valori di efficienza elettrica nell'ordine del 55%.

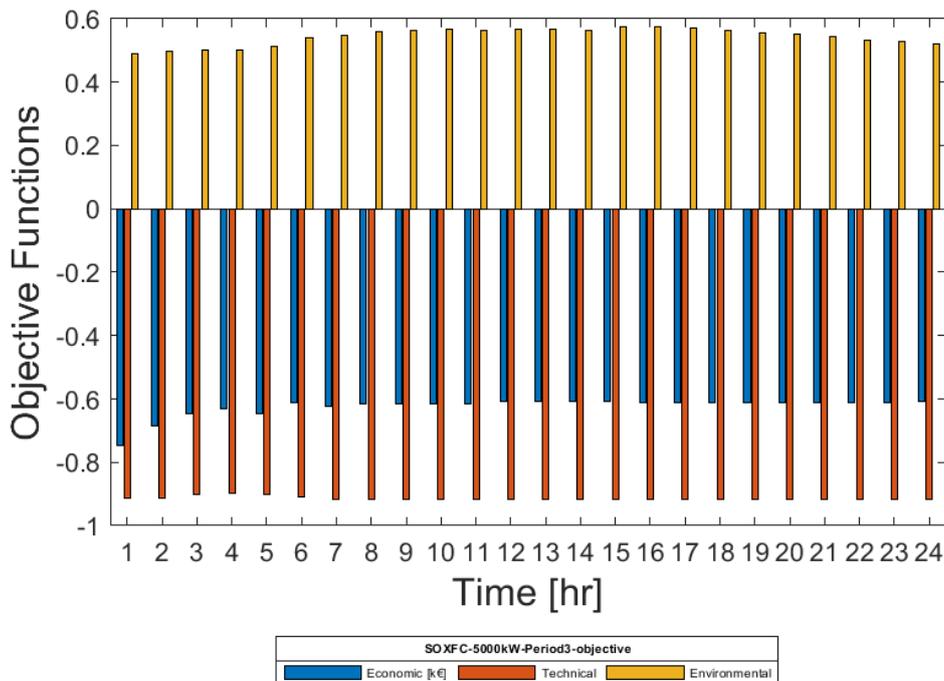


Figura 100 - SOFC+Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

La Figura 100 mostra i valori delle funzioni obiettivo ottimizzate per il giorno tipo estivo.

5.3. Macro-Caso Studio 2: Utente Industriale di piccole dimensioni

La Figura 101 mostra lo schema di impostazione delle simulazioni per il secondo Macro-Caso Studio.

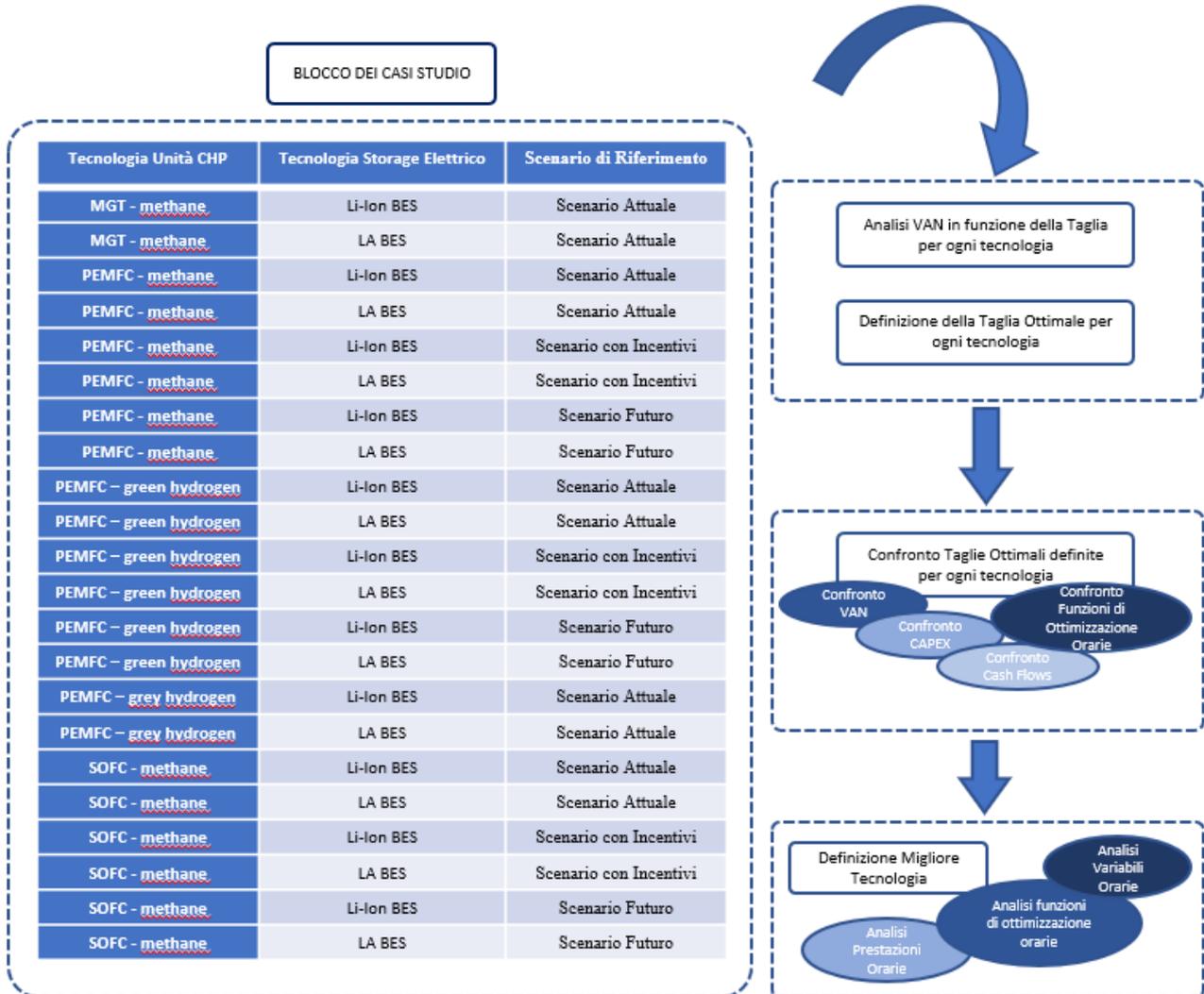


Figura 101 - Schema di Impostazione delle Simulazioni per i Casi Studio – Macro-Caso Studio 2

Dalla figura si evince che per questo primo macro-caso studio relativo ad una grande utenza industriale sono stati presi in considerazione 22 sotto-casi studio (o di seguito anche casi-studio). Ogni caso studio è relativo ad un diverso accoppiamento tecnologico o ad un diverso scenario di riferimento adottato.

Quindi, nella prima fase della campagna di simulazioni, a valle del test sull’algoritmo di risoluzione, sono state effettuate le simulazioni orarie per ogni caso studio (**“BLOCCO CASI STUDIO” in figura 93**), seguendo lo schema a blocchi indicato in Figura 19 che si riporta per comodità di lettura. Quindi, per ogni tecnologia sono valutate tutte le taglie nel range in esame con individuazione della taglia ottimale e del corrispondente VAN.

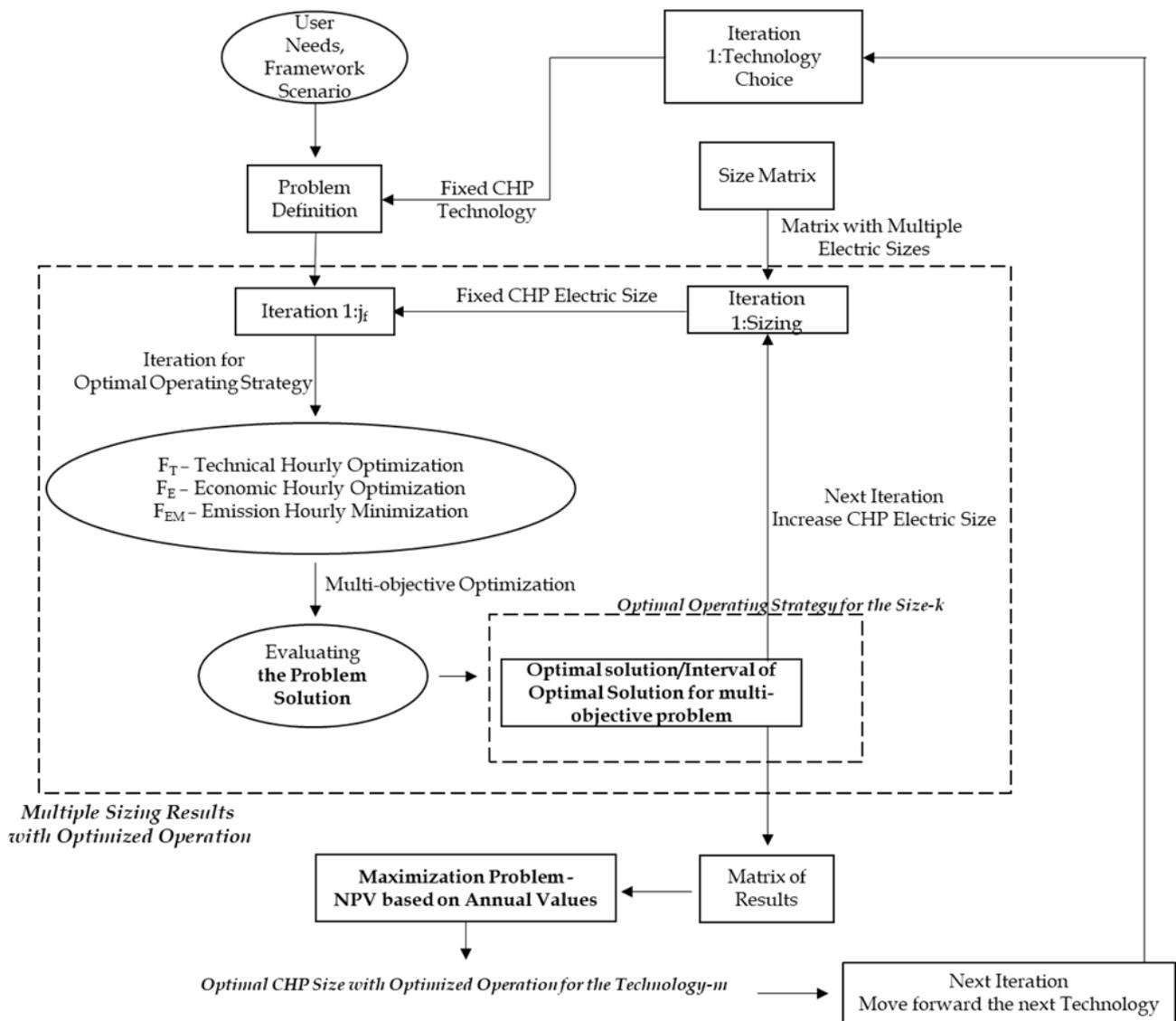


Figura 19 - Schema a Blocchi Modello di Ottimizzazione

Il confronto tra le diverse soluzioni ottimali ottenute per ogni caso studio, porterà poi alla definizione della migliore tecnologia da utilizzare con la migliore taglia possibile per l'utenza industriale descritta. Su questa soluzione ottimale verrà eseguita un'indagine più approfondita dei risultati del modello, che porterà all'analisi oraria delle variabili decisionali del modello.

Rispetto al primo macro-caso studio, in questo caso non sarà ripetuto il test sui due algoritmi di risoluzione, utilizzando direttamente il solver "fgoalattain".

Il primo passo per la definizione del caso studio consiste nell'analisi dei profili di carico energetico orari dell'utenza industriale in esame.

Anche in questo caso sono stati definiti 4 periodi di riferimento, a cui corrispondono 4 giorni tipo che caratterizzano il contesto energetico delle simulazioni, sia da un punto di vista dei carichi che dalle condizioni esterne di temperatura.

La suddivisione e le caratteristiche di ogni periodo di riferimento sono indicate in Figura 44.

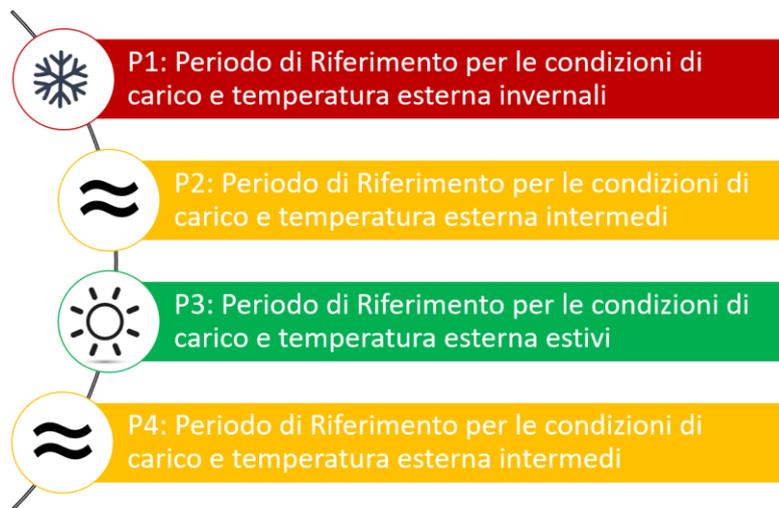


Figura 44 - Rappresentazione Schematica Periodi di Riferimento per l'applicazione dei casi studio

Il primo periodo corrisponde a quello di regime invernale, in cui ci si aspetta delle Temperature medie minori e un incremento dei carichi termici; questo periodo tende di fatto a coincidere con il periodo imposto dalla normativa nazionale per l'accensione degli impianti di riscaldamento.

Il secondo ed il quarto periodo sono considerati dal modello come periodi neutri, in cui i carichi sono essenzialmente legati alle utenze produttive e a quelle ausiliarie e non al condizionamento.

Il terzo periodo di riferimento è quello relativo al regime estivo, in cui le Temperature sono maggiori ed i carichi elettrici assumono valori più elevati rispetto agli altri periodi.

Per ragioni di carico computazionale, il caso studio prende inoltre in esame un solo giorno tipo per ogni periodo di riferimento; il giorno tipo è definito dalla media aritmetica oraria di tutti i valori di consumo rilevati per ogni giorno nel periodo di riferimento. Lo stesso concetto viene applicato ai valori di Temperatura Esterna dell'aria che sarà un parametro di input del modello per la definizione delle prestazioni delle pompe di calore.

Nella Figura 45 sono mostrati proprio i trend di temperatura per i tre giorni tipo.

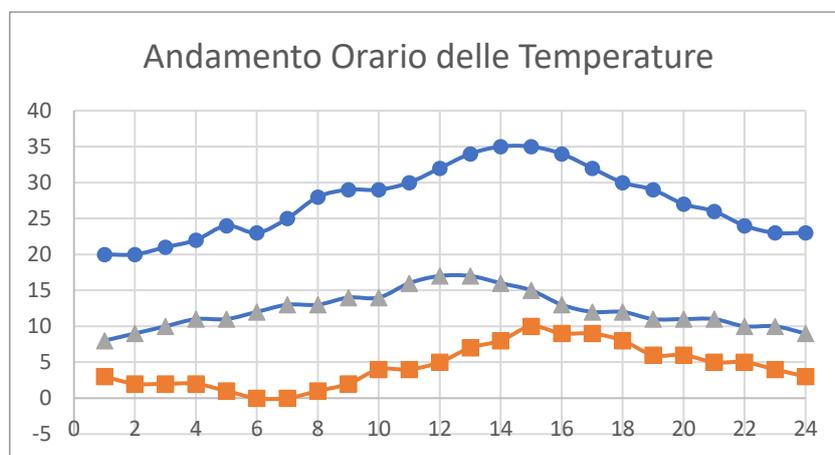


Figura 45 - Profili Orari di Temperatura – Periodo Estivo, Invernale e Intermedio

Come già anticipato, i trend mostrano tre profili nettamente distinti in termini di valore assoluto di temperatura, con la temperatura massima di 35°C raggiunti nelle ore centrali più calde del periodo estivo e la temperatura minima di 0°C nelle prime ore più fredde del giorno tipo invernale. Per quanto riguarda il periodo intermedio la Temperatura massima è pari a 18°C e la minima è pari a 8°C; la temperatura media è pari a circa 12°C.

Come indicato nella Figura 102, Figura 103 e Figura 104, anche i profili di carico orari sia per l'energia elettrica che termica che frigorifera sono stati valutati in ogni periodo di riferimento per un arco temporale corrispondente alle 24 ore del giorno tipo.

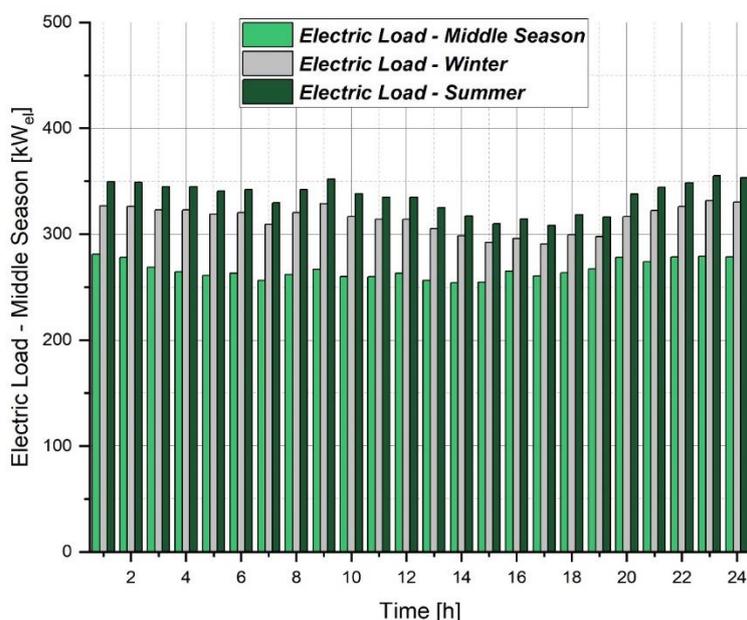


Figura 102 - Profili Orari di Carico Elettrico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio – Macro-Caso 2

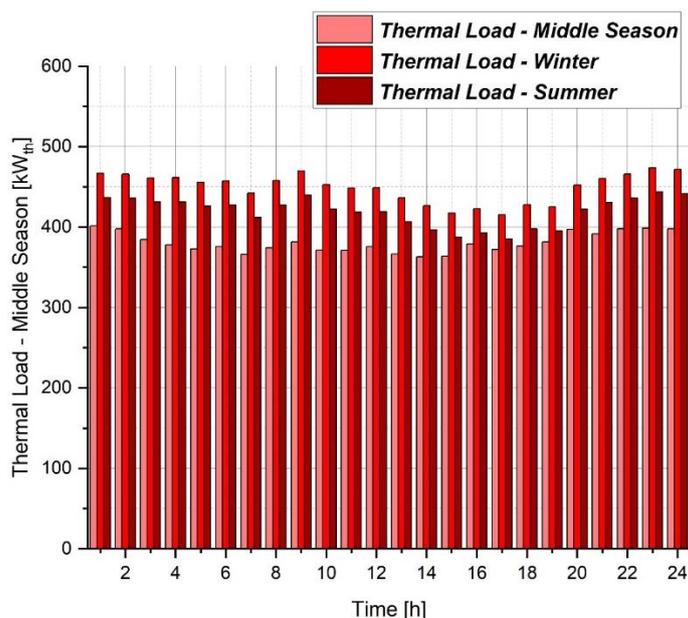


Figura 103 - Profili Orari di Carico Termico per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio - Macro-Caso 2

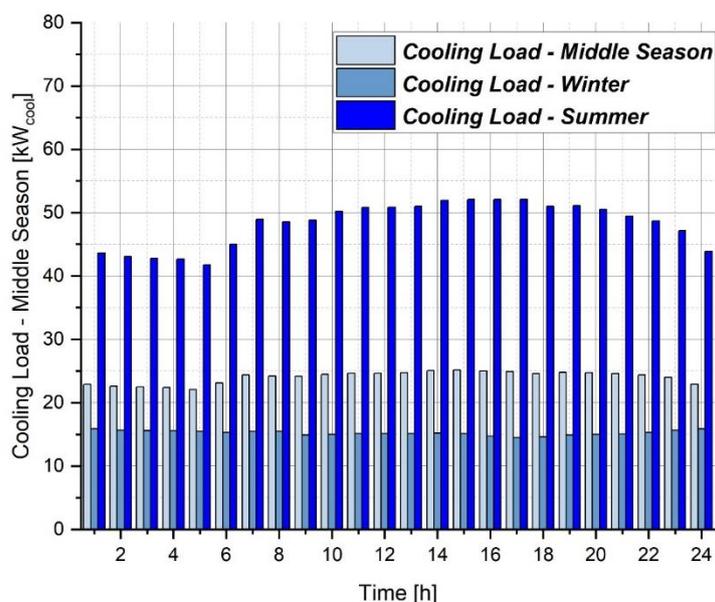


Figura 104 - Profili Orari di Carico Frigorifero per il Giorno Tipo - Periodo Estivo, Invernale e Intermedio - Macro-Caso 2

Nella Tabella 28 sono riepilogati i parametri fondamentali per eseguire un confronto tra i diversi periodi di riferimento; in particolare la tabella descrive, per ogni periodo, la temperatura massima (T_{max}) e la temperatura minima (T_{min}), il massimo, il medio e il minimo valore di carico elettrico ($E_{user,max}$ / $E_{user,ave}$ / $E_{user,min}$), termico ($H_{user,max}$ / $H_{user,ave}$ / $H_{user,min}$), e frigorifero ($C_{user,max}$ / $C_{user,ave}$ / $C_{user,min}$).

Tabella 28 – Riepilogo Dati Principali Periodi di Riferimento – Macro-Caso Studio 2

Periodo di Riferimento	Analisi Profili di Temperatura			Analisi Profili dei Carichi Elettrici			Analisi Profili dei Carichi Termici			Analisi Profili dei Carichi Frigoriferi		
	T_{max} [°C]	T_{med} [°C]	T_{min} [°C]	$E_{user,max}$ [kW]	$E_{user,med}$ [kW]	$E_{user,min}$ [kW]	$H_{user,max}$ [kW]	$H_{user,med}$ [kW]	$H_{user,min}$ [kW]	$C_{user,max}$ [kW]	$C_{user,med}$ [kW]	$C_{user,min}$ [kW]
P1	10	4,42	0	332	314	327	474	449	415	16	15	14
P2	17	12,29	8	281	266	281	402	380	363	25	24	22
P3	35	27,29	20	355	335	349	444	419	385	52	48	42
P4	17	12,29	8	281	266	281	402	380	363	25	24	22

Dai dati schematici riportati in Tabella 28 si evince che:

- Il periodo di riferimento invernale “P1” è caratterizzato dal minimo valore di temperatura media e dal maggiore carico termico, mentre il carico elettrico e frigorifero risultano inferiori rispetto alle condizioni estive. Gli elevati valori di carico termico, con un massimo pari a 474

kW termici, rispetto agli altri periodi sono da attribuire al condizionamento invernale degli ambienti di lavoro.

- Il periodo di riferimento intermedio “P2-P4” è caratterizzato da valori medi sia per quanto riguarda la temperatura che i profili di carico elettrici, termici e frigoriferi; il carico elettrico medio è pari a 266 kW, il carico frigorifero medio è pari a 24 kW mentre il carico termico mantiene valori elevati, mediamente intorno a 360 kW.
- Il periodo di riferimento estivo “P3” è caratterizzato dal massimo valore di temperatura media e da un elevato carico elettrico e frigorifero; questo dipende essenzialmente dalla rilevante influenza dei consumi legati proprio al condizionamento degli ambienti e alle utenze produttive che richiedono energia frigorifera, dal momento che tradizionalmente quest’ultima viene prodotta attraverso grandi gruppi frigoriferi centralizzati condensati ad acqua.

Dall’analisi generale dei carichi è stato individuato il range di taglie da utilizzare in input al modello; in particolare, l’analisi è partita dal valore medio del carico elettrico orario nel periodo estivo e il range di taglie è stato dunque definito in introduzione al capitolo 4.

Allo stesso tempo sono state valutate le possibili tecnologie per le taglie e per i consumi analizzati; nei casi studio che verranno presentati, si prenderanno in considerazione tutte le tecnologie disponibili per il modello di ottimizzazione.

5.3.1. Risultati delle Simulazioni per il Macro-caso studio 2

Nel presente paragrafo verranno mostrati i principali risultati delle simulazioni eseguite con riferimento a tutti i sotto-casi studio. In particolare, per ogni accoppiamento tecnologico proposto sarà illustrato e descritto l’andamento del VAN in funzione della taglia, al fine di identificare la taglia ottimale di impianto che sarà oggetto di confronto nel prossimo paragrafo.

Rispetto al macro-caso 1 i valori del VAN assumeranno valori inferiori di un ordine di grandezza, essendo le taglie e quindi i CAPEX scalati anche essi di un ordine di grandezza.

5.3.1.1. Analisi sulle Microturbine a gas

La Figura 105 mostra l’andamento del VAN in funzione della taglia di installazione per la Microturbine a gas alimentate a metano nello scenario attuale di costo.

Il VAN presenta, per questo accoppiamento tecnologico, un andamento “parabolico” essendo presente un unico massimo assoluto nel range di taglie considerato. La taglia ottimale per l’unità di cogenerazione è pari a 300 kWe, il VAN corrispondente è pari a 3,7 M€.

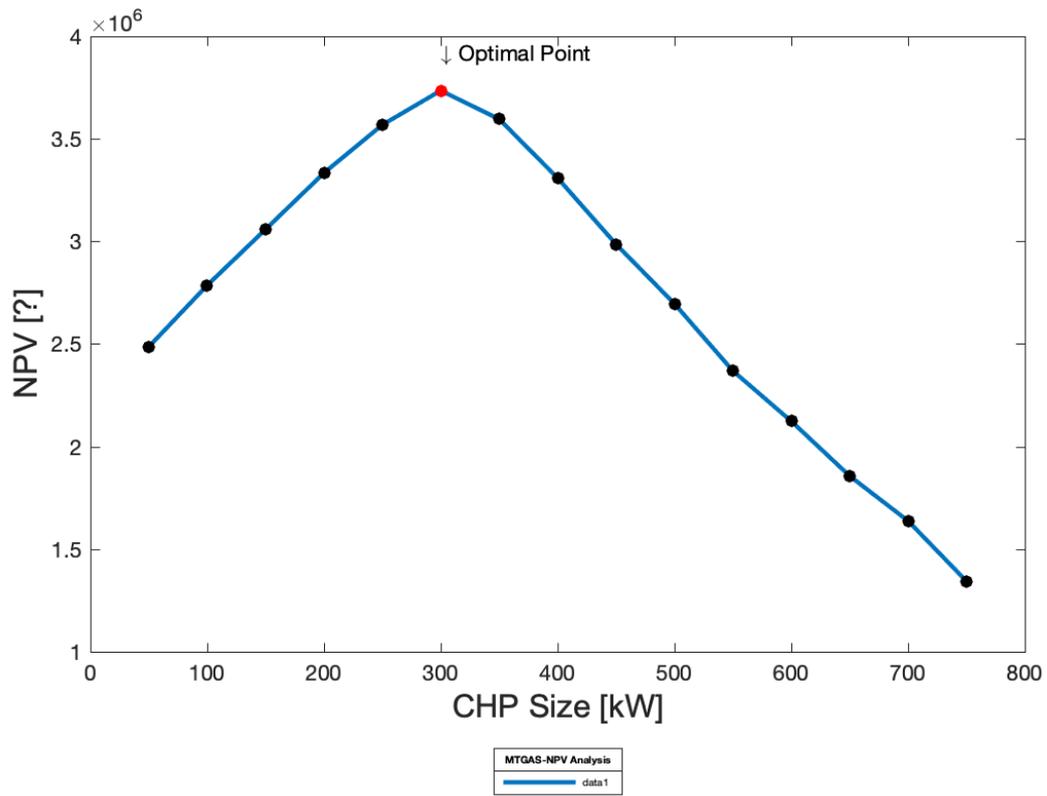


Figura 105 - MTG + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale

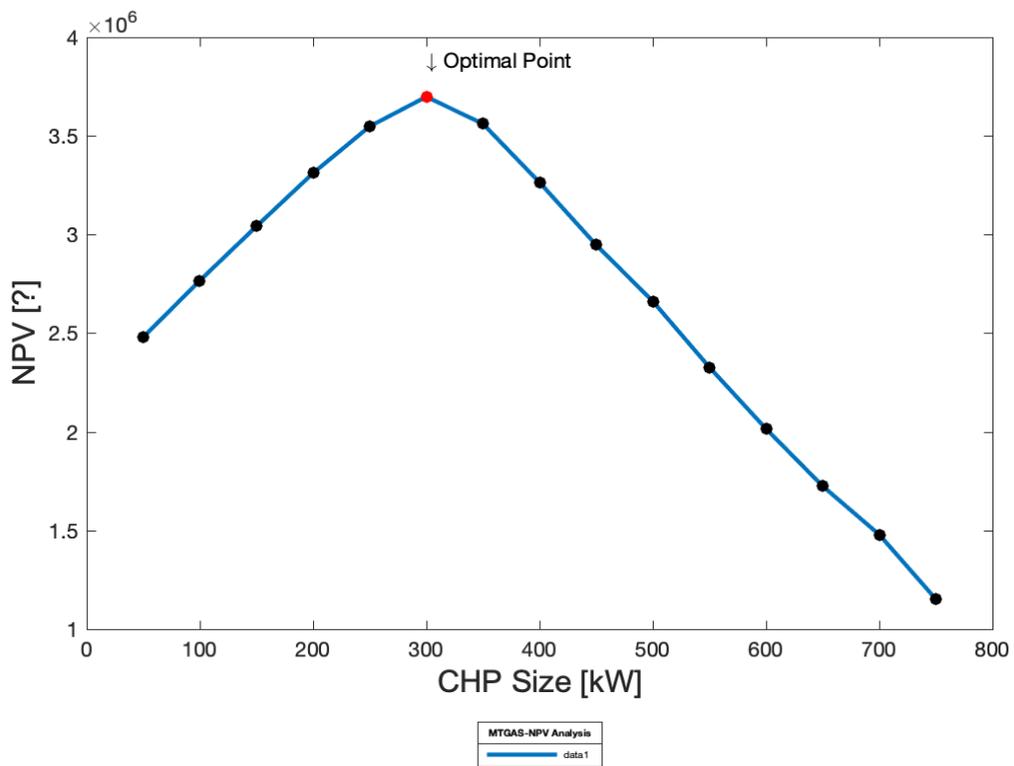


Figura 106 - MTG + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale

La Figura 106 mostra invece l'andamento del VAN per le MTG associate allo storage al piombo acido. Per questo caso studio, la figura mostra che l'influenza della tipologia di sistema di storage è di fatto minore; il trend è molto simile a quanto visto per lo storage agli ioni di litio, anche in termini di valori assoluti sia di taglia ottimale che di VAN massimo.

5.3.1.2. Analisi sulle Celle a combustibile ad ossidi solidi

La Figura 107 rappresenta i valori assunti dal VAN per ogni taglia presa in esame di SOFC alimentate a metano con storage agli ioni di litio, con riferimento allo scenario attuale di costo.

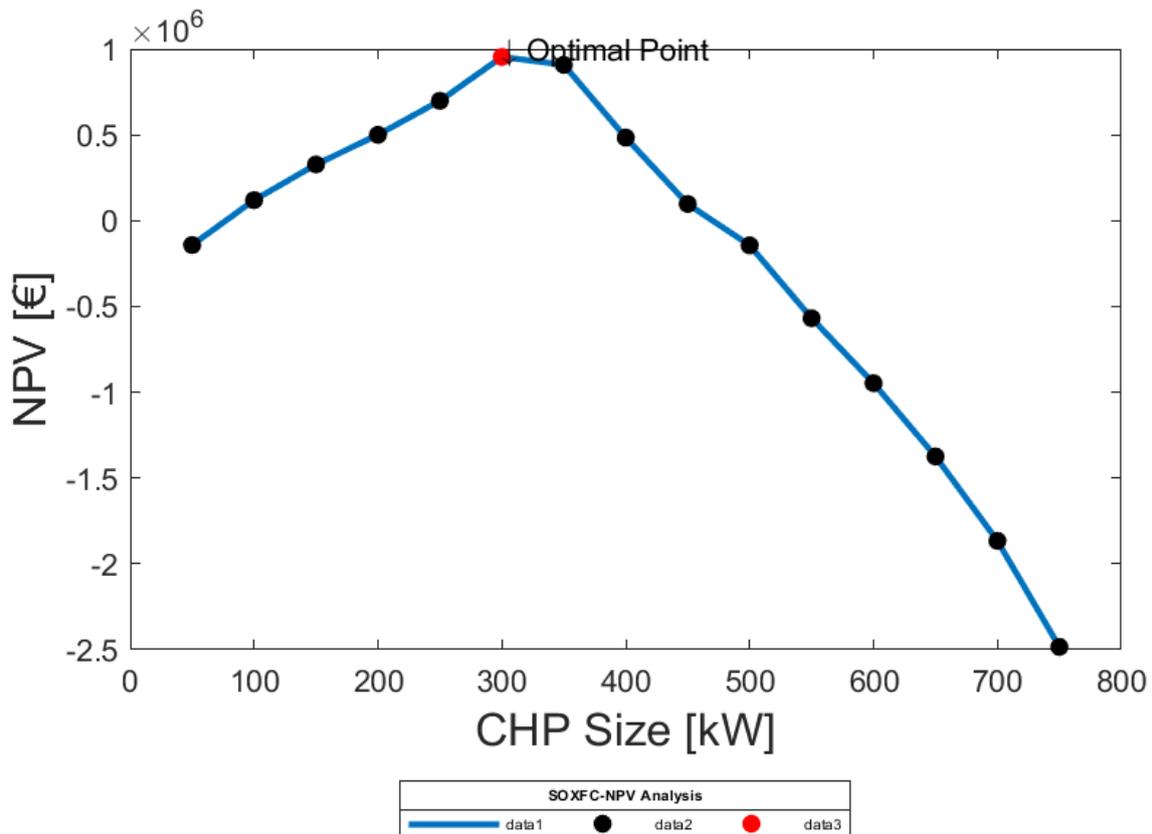


Figura 107 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale

Dalla figura si nota che è presente un massimo assoluto caratterizzato da una taglia pari a 300 kW e da un corrispondente VAN pari a circa 1M€. Il fattore che, allo stato attuale, penalizza le SOFC rispetto alle microturbine a gas è il costo di investimento iniziale notevolmente più elevato; dalla figura si evince infatti anche che per taglie superiori a 450 kW l'investimento a 10 anni non risulta essere vantaggioso, essendo il VAN minore di zero.

Facendo invece riferimento allo scenario attuale di costo ma con la presenza di meccanismi incentivanti sull'installazione delle SOFC, con contributi proporzionali alla potenza installata, il rendimento economico-finanziario dell'investimento tende a migliorare notevolmente, come mostrato in Figura 108.

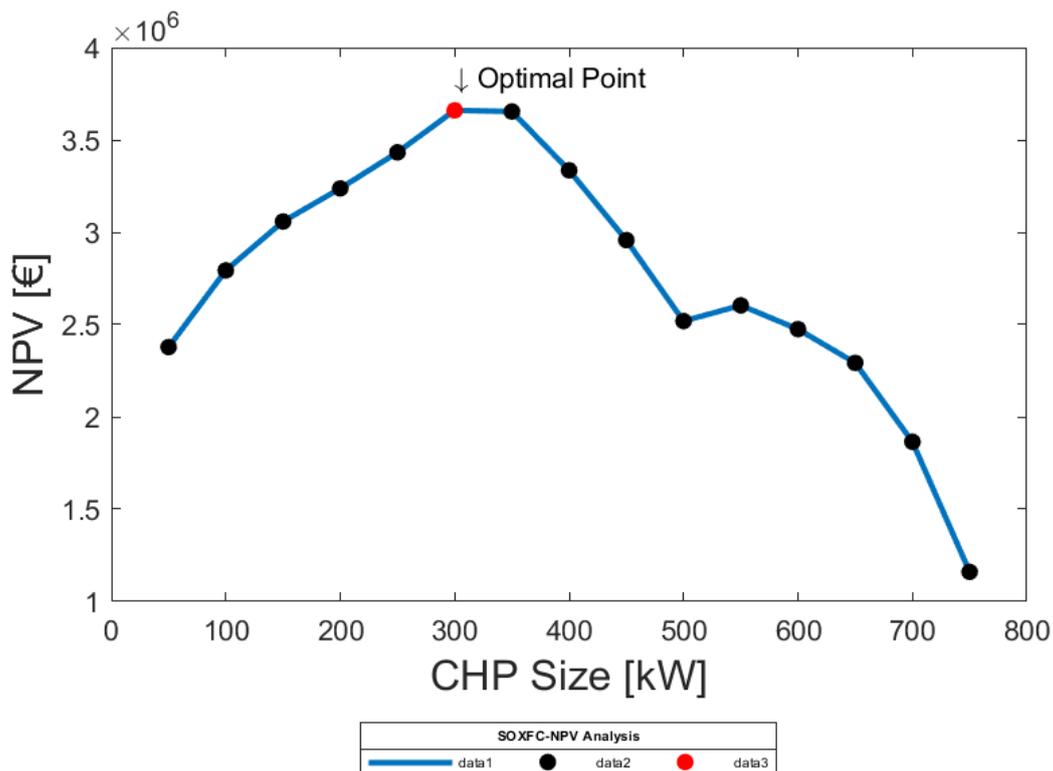


Figura 108 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario con Incentivo

Dalla figura si evince che il VAN non assume valori negati per alcuna taglia investigata, e in particolare per le taglie maggiori nel range si ha un notevole incremento delle prestazioni. Il valore massimo del VAN è pari a circa 3,7 M€, corrispondente alla taglia di 300 kW; tale valore è in linea con quanto già visto per le Microturbine a gas.

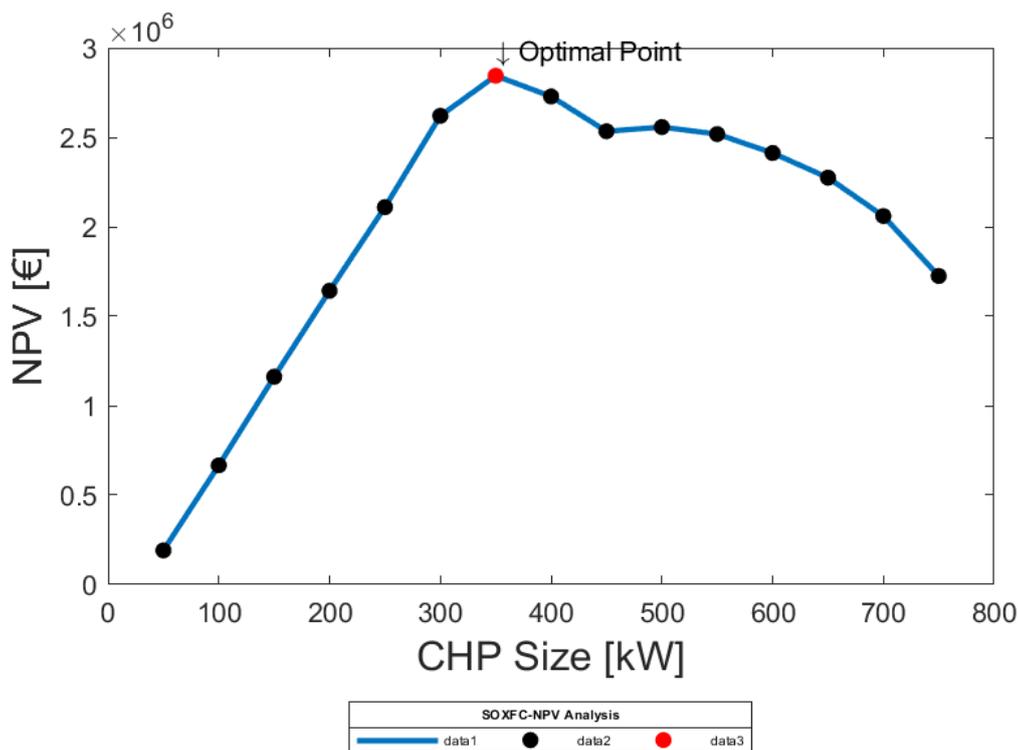


Figura 109 - SOFC + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Futuro

La Figura 109, relativa invece allo scenario di costo futuro, rappresenta una situazione intermedia tra lo scenario attuale con incentivo e quello senza incentivo. Il valore massimo del VAN è pari a circa 2,8 M€ per una taglia corrispondente pari a 350 kWe; per le taglie minori il VAN assume valori rapidamente decrescenti al diminuire della taglia, fino al valore di 200 k€ per 50 kWe installati; per le taglie superiori invece la diminuzione del VAN all'aumentare della taglia è molto attenuato rispetto allo scenario attuale; è presente infatti anche un massimo relativo per la taglia 500 kWe. Questo è legato alla riduzione uniforme dei costi di investimento iniziali, che ha quindi una maggiore influenza sulle taglie maggiori nel range considerato.

La Figura 110 mostra invece gli andamenti del VAN per l'accoppiamento delle SOFC con lo storage al piombo acido, per lo scenario attuale, quello con incentivi all'installazione delle SOFC e quello futuro.

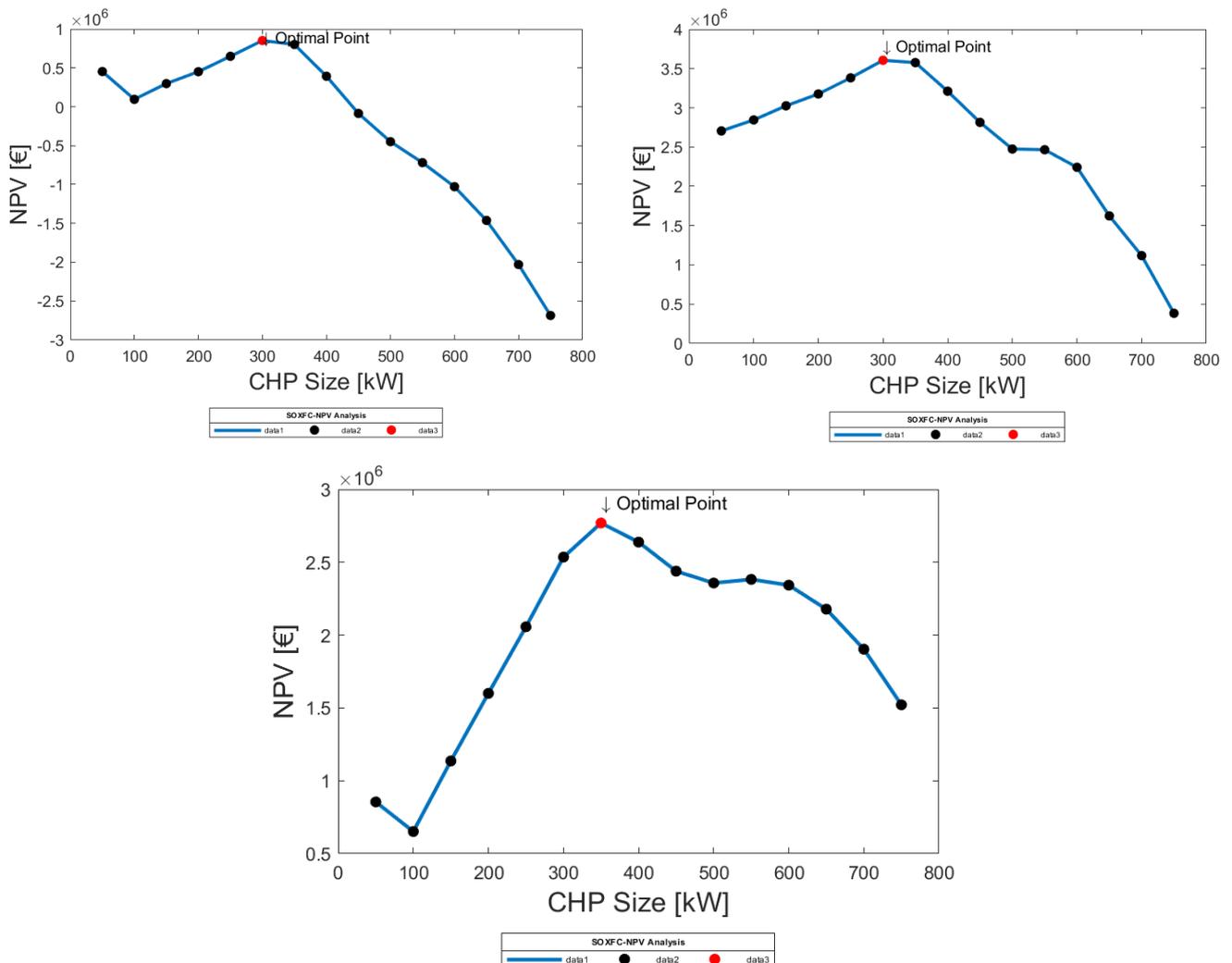


Figura 110 - SOFC + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)

La figura mostra che i trend del VAN sono molto simili a quelli relativi allo storage agli ioni di litio. Si nota però che i valori assoluti, sia in termini positivi che negativi, tendono ad essere peggiori rispetto al caso precedente: nello scenario attuale il limite massimo per ottenere un VAN positivo è traslato verso la taglia da 400 kWe; in entrambi gli altri due scenari il valore massimo del VAN è inferiore rispetto allo storage agli ioni di litio.

5.3.1.3. Analisi sulle Celle a combustibile a membrana a scambio protonico

La prossima sezione è relativa all'accoppiamento tecnologico tra PEMFC e storage agli ioni di litio per i tre scenari di costo descritti.

In particolare, la Figura 111 mostra l'andamento del VAN in funzione della taglia nello scenario attuale di costo.

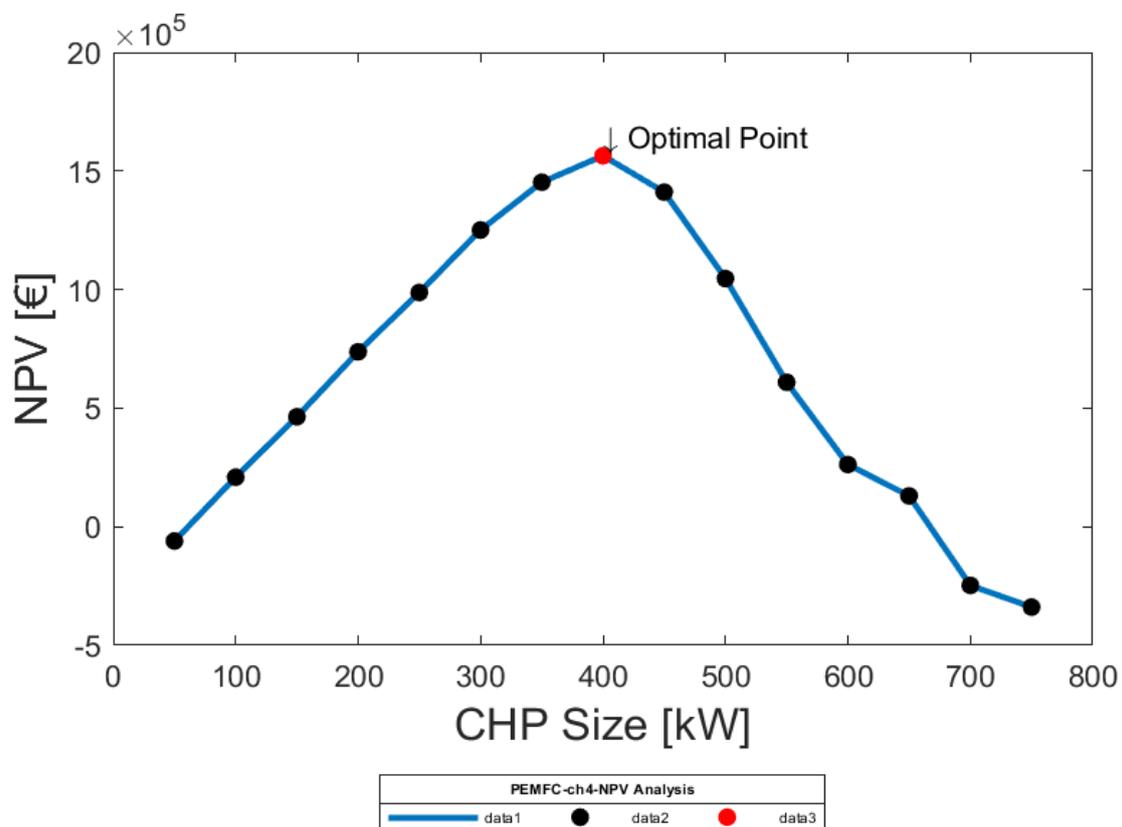


Figura 111 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale

Rispetto al caso delle SOFC analizzato nella precedente sezione si nota che, essendo i costi di investimento iniziale notevolmente ridotti, i risultati economico-finanziari sono migliori: il VAN tende ad assumere valori negativi solo per taglie superiori a 650 kWe e per la taglia 50 kWe; il massimo valore del VAN, pari a circa 1,5 M€, corrisponde ad una taglia di impianto pari a 400 kWe. Tali valori, più elevati sia in termini di taglia ottima che di VAN corrispondente, dipendono essenzialmente dal fatto che il costo di investimento tende ad avere minore influenza sul valore del

VAN rispetto alle condizioni operative; questo comporta che la taglia ottima tenda a crescere avvicinandosi al valore del carico elettrico medio nell'intero anno di riferimento.

La Figura 112 mostra invece l'andamento del VAN nello scenario attuale con la presenza di meccanismi incentivanti sull'installazione delle PEMFC.

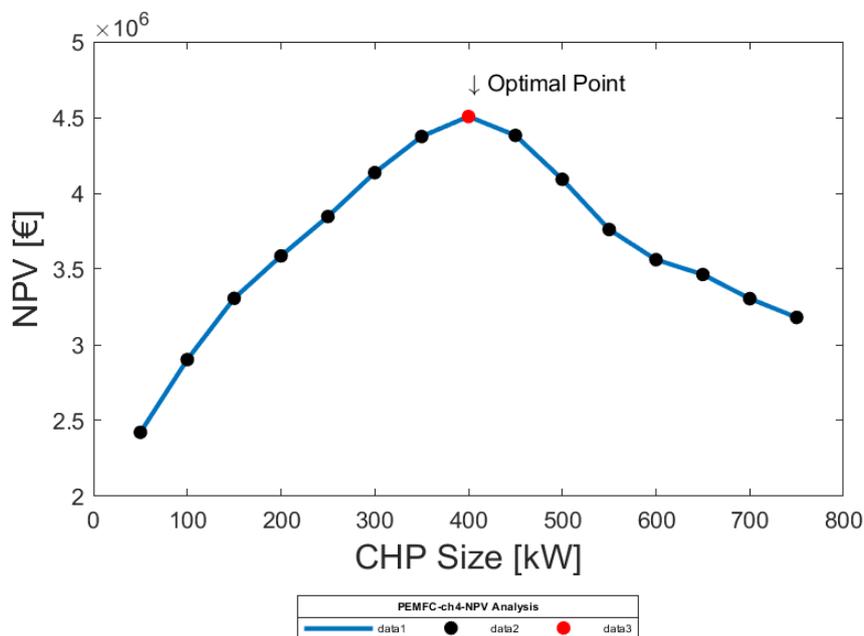


Figura 112 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

In tale scenario si nota che i risultati economico-finanziari risultano essere traslati verso valori maggiori del VAN per ogni taglia all'interno del range, mentre l'andamento non varia significativamente rispetto al caso precedente. Il valore del massimo VAN è pari a circa 4,5 M€, per una taglia ottima corrispondente pari a 400 kWe; tali valori sono in linea con quelli visti per le MTG.

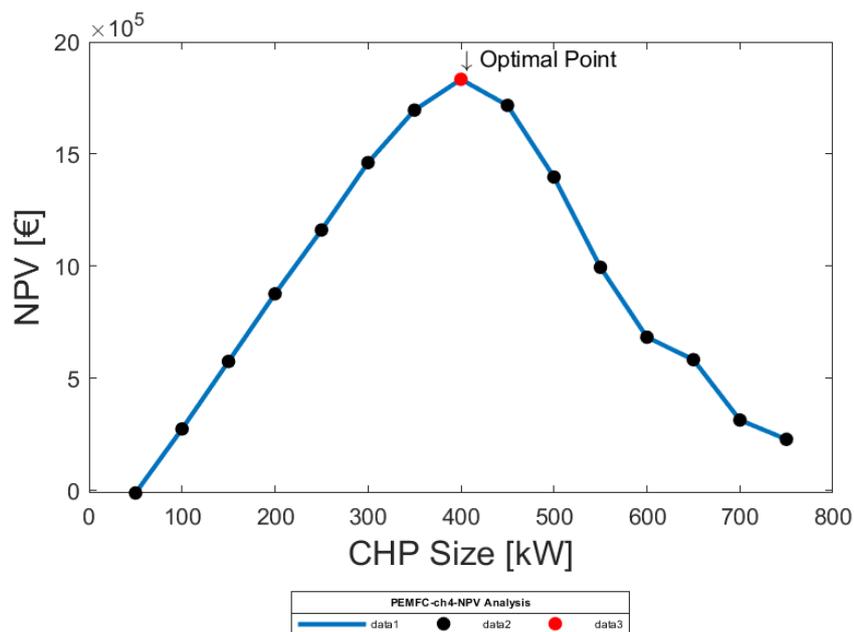


Figura 113 - PEMFC (metano) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Futuro

La Figura 113 mostra infine l'evoluzione del VAN in funzione della taglia di installazione nello scenario futuro di costo. Anche in questo caso si nota che lo scenario futuro presenta die risultati intermedi tra lo scenario attuale senza e con incentivo all'installazione di PEMFC come unità di cogenerazione.

La Figura 114 è relativa ai valori assunti dal VAN in funzione delle taglie di installazione, per l'impianto costituito da PEMFC alimentate a metano e storage elettrico al piombo acido, in tutti e tre gli scenari di costo di riferimento.

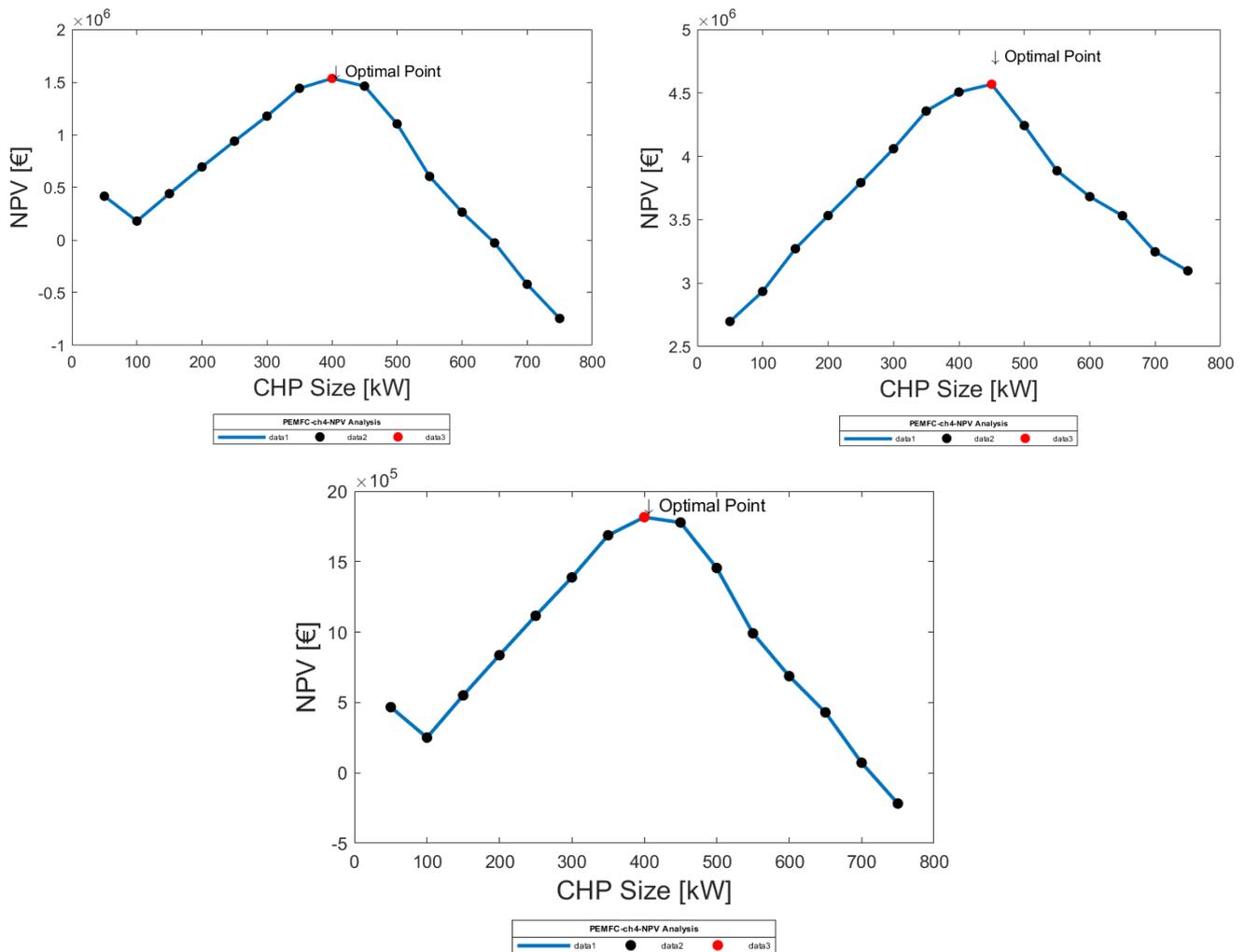


Figura 114 - PEMFC (metano) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)

Dalla figura si evince che i trend seguono quelli ottenuti per lo storage agli ioni di litio. I valori assoluti del VAN, in ogni scenari di riferimento, sono comunque inferiori rispetto a quelli ottenuti per lo storage agli ioni di litio; questo indica che, nonostante un minor costo di investimento, questa tipologia di storage rappresenta delle efficienze operative minori e risulta quindi generalmente meno conveniente.

Di seguito verranno analizzati gli andamenti del VAN in funzione della taglia per le PEMFC alimentate ad idrogeno verde, ossia prodotto da fonti rinnovabili, per entrambe le tipologie di storage e per tutti gli scenari di costo di riferimento considerati.

La Figura 115 mostra in particolare l'andamento del VAN per l'accoppiamento tra PEMFC alimentate ad idrogeno verde e lo storage agli ioni di litio nello scenario attuale.

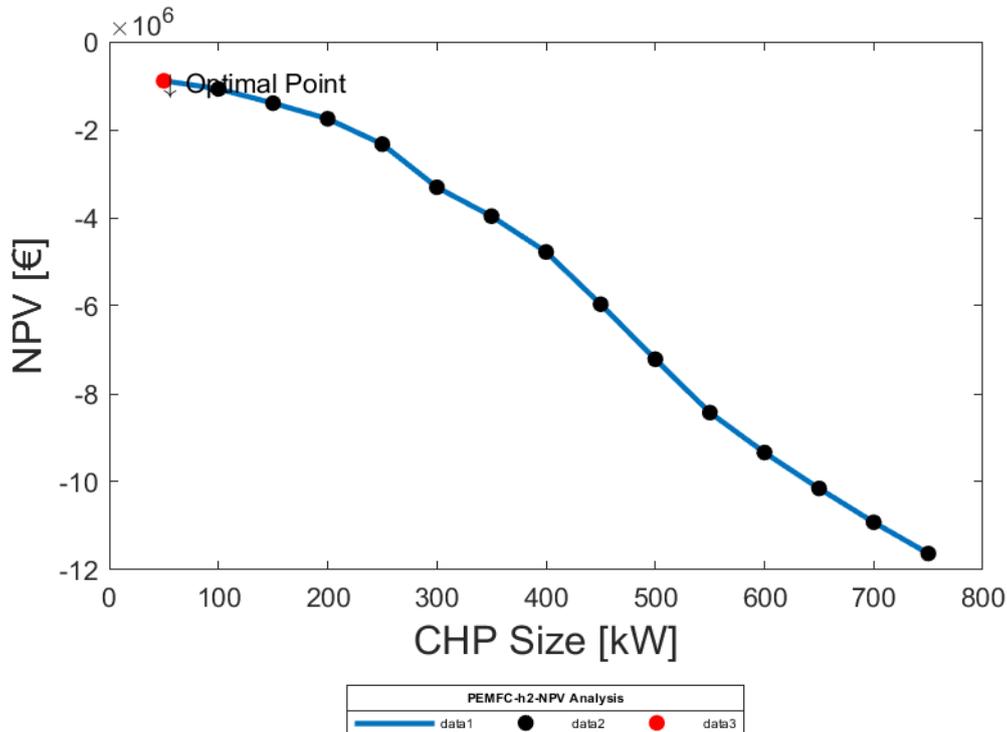


Figura 115 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale

Dalla figura si evince che la taglia ottimale, in termini economico-finanziari, è pari a 50 kWe, con un VAN corrispondente minore di zero. Il trend è rappresentato poi da una curva monotona decrescente all'aumentare della taglia di installazione; come già visto anche per il macro-caso 1, tale trend è giustificato dall'elevato costo attuale per la produzione di un chilogrammo di idrogeno verde (4 €/kg) che rende sempre più influenti i costi operativi all'aumentare della taglia di installazione. Allo stato attuale quindi non si hanno condizioni che possano giustificare, senza la presenza di incentivi, l'installazione di tale impianto per piccole utenze industriali.

La Figura 116, relativa allo scenario attuale con la presenza di incentivi per l'installazione delle PEMFC come unità di cogenerazione, presenta un trend identico a quello relativo allo scenario senza incentivi, ma con una traslazione dei valori del VAN verso l'alto: il massimo è sempre dato dalla taglia pari a 50 kWe, ma il valore del VAN è positivo ed è pari a circa 1,7 M€.

Tale andamento suggerisce ancora una volta che la presenza di incentivo sulla potenza installata ha solo un'influenza in termini numerici ma non in termini di miglioramento effettivo delle condizioni operative, e quindi dei Cash Flows annuali generabili dall'investimento.

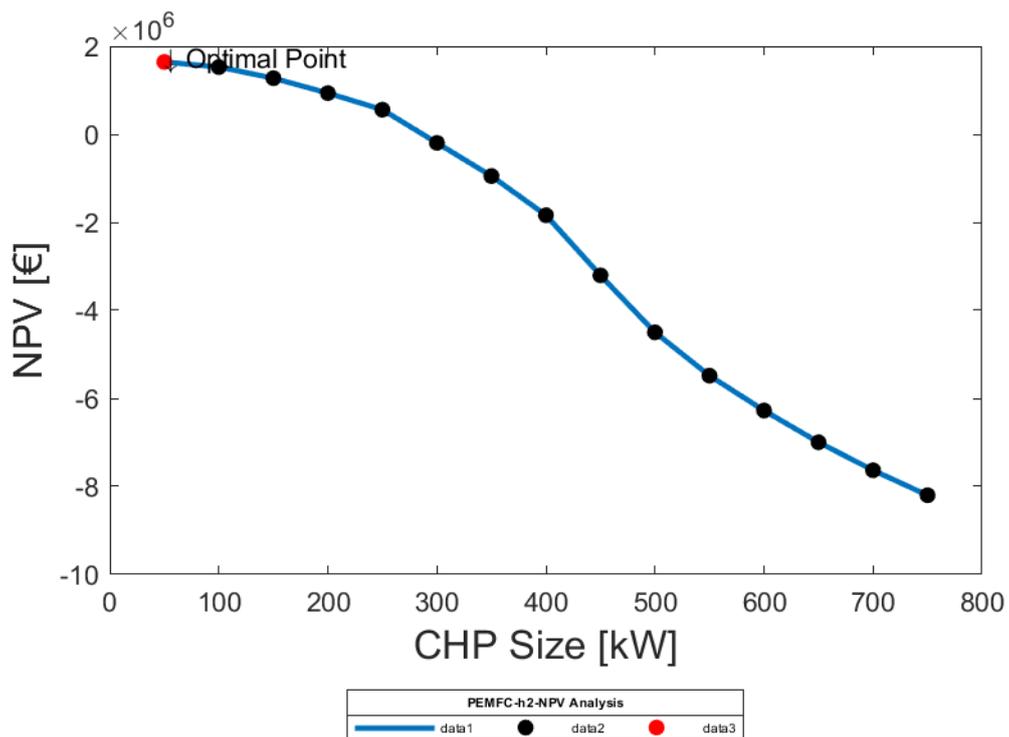


Figura 116 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – con incentivo

La Figura 117 mostra l'andamento del VAN in funzione delle taglie di installazione, facendo riferimento allo scenario futuro di costo.

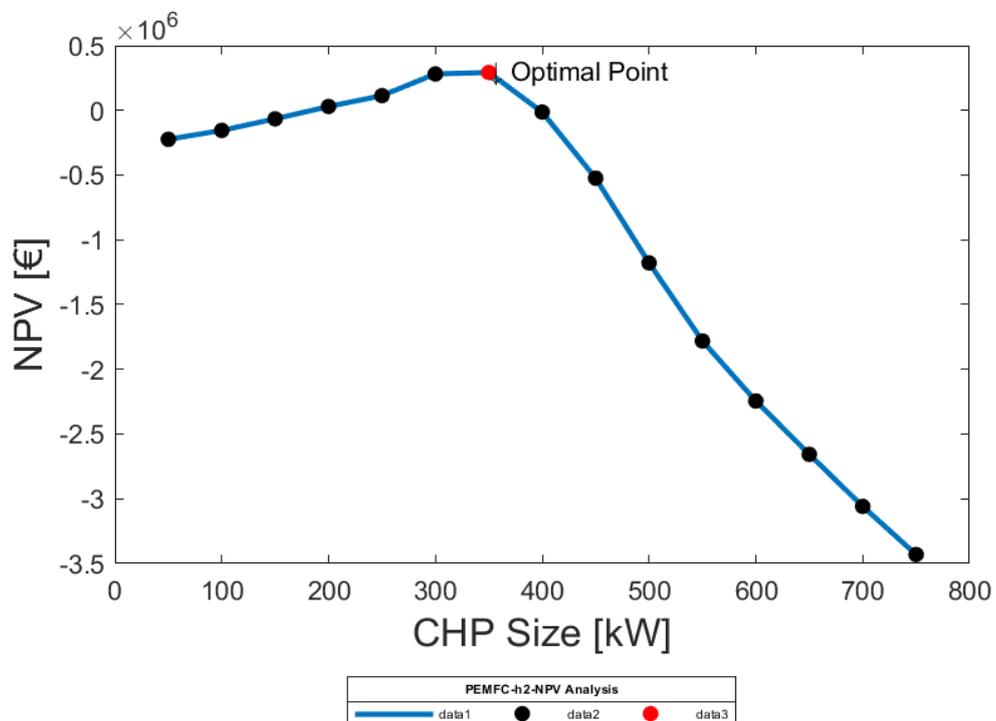


Figura 117 - PEMFC (idrogeno verde) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione – Scenario Futuro

La figura, rispetto ai casi precedenti presenta invece un massimo assoluto per il VAN che non coincide con la minima taglia considerata; l'andamento è di tipo parabolico e il massimo è dato dalla taglia pari a 350 kW con un VAN corrispondente pari a circa 250 k€.

Questi dati confermano quanto affermato precedentemente circa l'influenza del costo unitario dell'idrogeno verde rispetto al costo di investimento iniziale, che per le PEMFC risulta essere moderato. L'effetto della riduzione dei costi di investimento nello scenario futuro ha infatti la sola funzione di traslare il punto di massimo in corrispondenza di una taglia di impianto maggiore; questa traslazione è comunque imputabile anche ad una riduzione del costo di produzione dell'idrogeno verde nello scenario futuro da 4 €/kg a 1,5 €/kg.

La Figura 118 mostra invece l'andamento del VAN in funzione della taglia per i tre scenari, considerando lo storage al piombo acido.

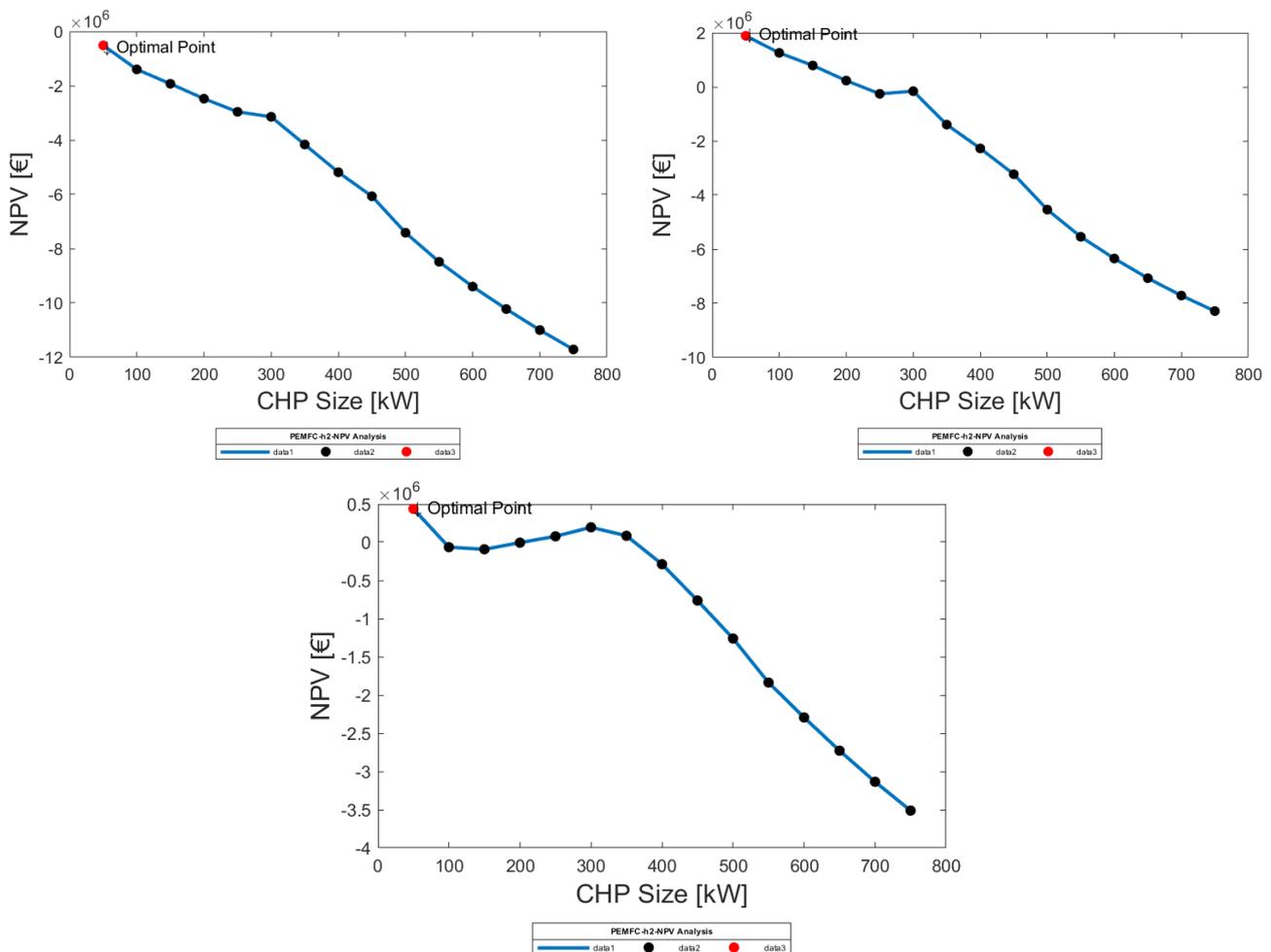


Figura 118 - PEMFC (idrogeno verde) + LA BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione: Stato Attuale (a); con incentivo (b); Scenario Costi Futuri (c)

Come visto anche per le altre tecnologie, la soluzione con storage al piombo acido rispetto a quella agli ioni di litio non influenza in modo pesante l'andamento del VAN in funzione della taglia.

Nello scenario attuale si registra un miglioramento nella condizione ottimale, corrispondente sempre alla taglia di 50 kWe, in quanto il valore del VAN è negativo ma più prossimo allo zero rispetto allo storage agli ioni di litio. La stessa considerazione vale per lo stato attuale con incentivi sulla potenza installata.

Il trend del VAN nello scenario futuro presenta invece una condizione nuova rispetto ai casi precedenti; il massimo assoluto non è più dato dalla taglia 300 kWe, che rappresenta ora un massimo relativo, ma è pari a 50 kWe, con un VAN nell'ordine dei 500 k€, quindi superiore rispetto allo storage agli ioni di litio.

La natura di questo andamento si può spiegare, in confronto a quanto visto per gli ioni di litio, con il fatto che lo storage al piombo acido presenta dei costi unitari di investimento minori; alle piccole taglie questa riduzione di CAPEX assume una rilevanza sempre maggiore, soprattutto nello scenario futuro in cui il costo di investimento unitario per le PEMFC è ridotto.

In ultima analisi, di seguito verranno presentati i risultati per le PEMFC alimentate ad idrogeno grigio, ossia derivante da processo di steam reforming del metano. Rispetto alle altre tecnologie, l'analisi sarà estesa allo scenario attuale con e senza incentivo all'installazione delle PEMFC, non considerando quindi lo scenario futuro.

La Figura 119, in particolare, mostra l'andamento del VAN in funzione della taglia di installazione per le PEMFC alimentate ad idrogeno grigio con storage agli ioni di litio, sia per lo scenario che attuale che per quello con incentivo.

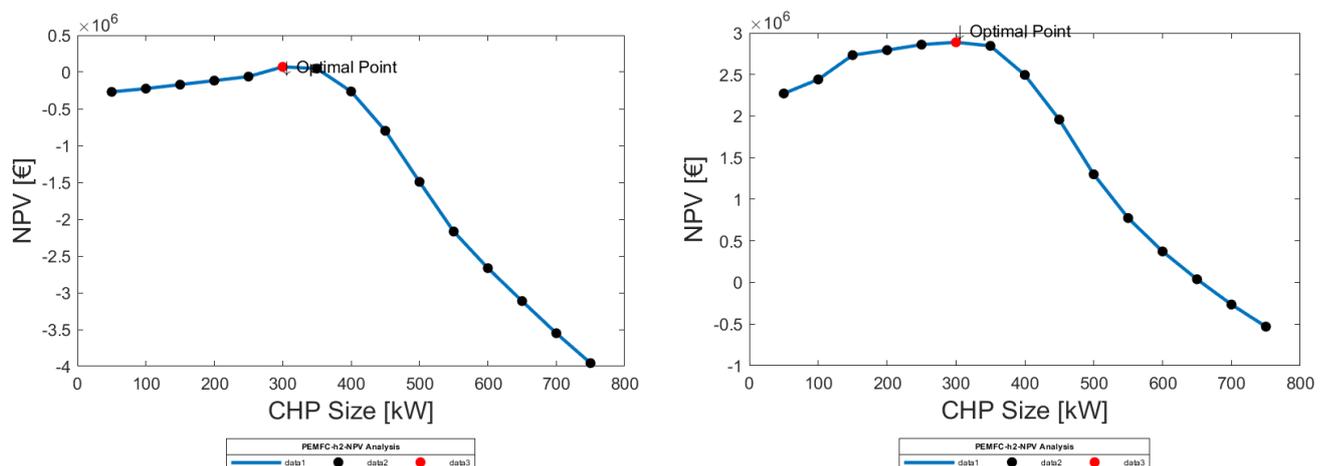


Figura 119 - PEMFC (idrogeno grigio) + LI BES: Andamento del NPV in funzione della taglia dell'unità di cogenerazione - Scenario Attuale (a); Scenario con Incentivo (b)

La figura mostra che il trend in entrambi i casi è di tipo parabolico, con un massimo per la taglia di 300 kWe; il VAN nel caso senza incentivo è pari all'incirca a 0€, mentre nel caso con incentivo è pari a 2,7 M€. L'andamento parabolico è legato al fatto che rispetto all'idrogeno verde, l'idrogeno prodotto da steam reforming del metano già nello stato attuale presenta dei costi unitari nell'ordine

dei 1,5 €/kg. Questi trend sono infatti paragonabili con quelli relativi allo scenario futuro per l'idrogeno verde.

5.3.2. Confronto tra le tecnologie – Macro-caso 2

In questo paragrafo verrà eseguito il confronto tra tutte le tecnologie e le tipologie di combustibile possibili presi in considerazione dal modello di ottimizzazione. Il confronto verrà eseguito sulla base dei seguenti risultati, valutati per la taglia ottima già definita nel paragrafo precedente per ogni tecnologia:

- Valore del VAN;
- Valore dei CAPEX;
- Valore dei Cash Flows annuali.
- Valore delle tre funzioni obiettivo in tutti i periodi di riferimento;

La valutazione della tecnologia ottimale terrà quindi conto non solo dei parametri economico-finanziari ma anche dell'impatto ambientale e dell'efficienza tecnica.

La Figura 120 mostra i valori del VAN per le taglie ottimali definite per ogni tecnologia, considerando tutti gli scenari di costo di riferimento. In particolare, sulle ordinate è presente il valore del VAN in [€], mentre sulle ordinate sono indicate tutte le tecnologie prese in considerazione dal modello di ottimizzazione.

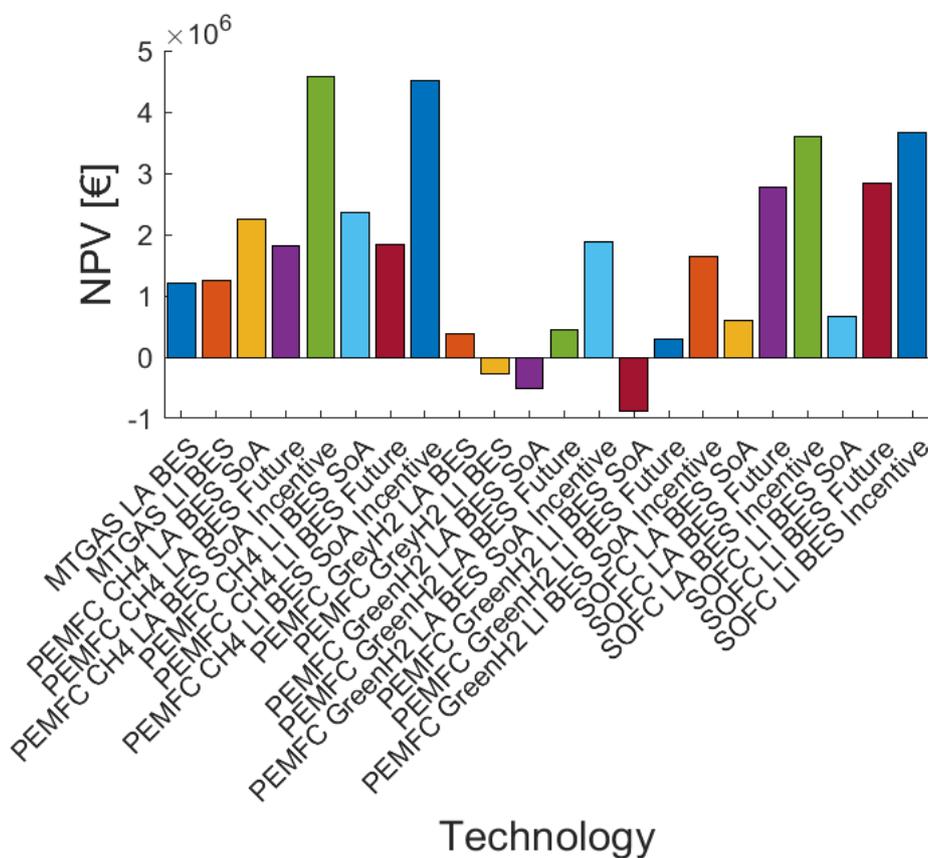


Figura 120 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2

Dal confronto globale quindi si evince che, in termini economico-finanziari, la migliore soluzione impiantistica sarebbe garantita dalle PEMFC alimentate a metano con storage agli ioni di litio, così come accadeva per il primo macro-caso studio. Ovviamente tale affermazione è valida se consideriamo lo scenario con incentivi sulla potenza installata per le PEMFC.

La considerazione generale eseguita sulla Figura 120 viene sostanzialmente confermata dall'analisi della Figura 121, che fa riferimento al solo scenario attuale di costo.

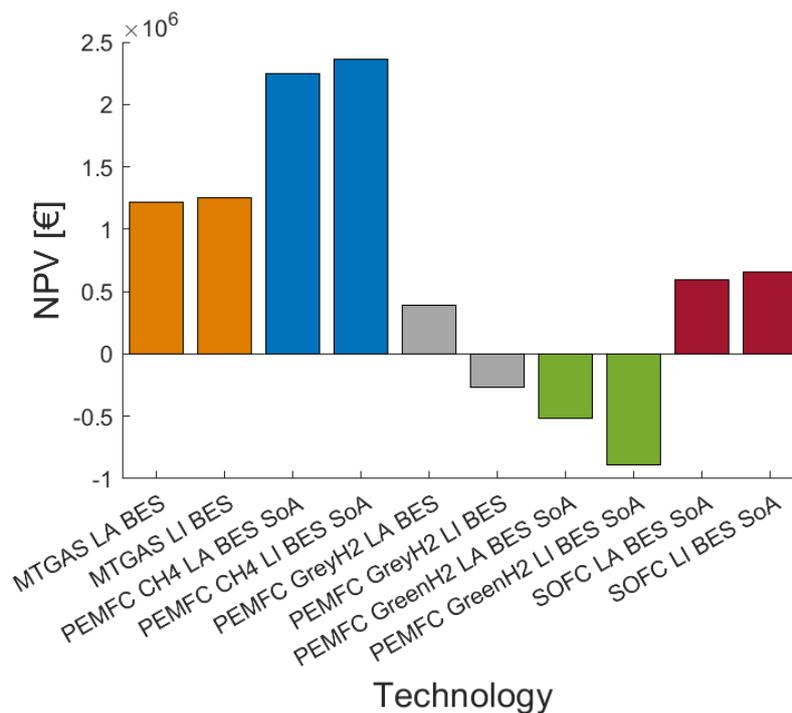


Figura 121 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario attuale – Macro-caso 2

Anche in questo caso si nota infatti che, da un punto di vista delle prestazioni economico-finanziarie le PEMFC alimentate a metano rappresentano la migliore soluzione impiantistica, nel caso di una piccola utenza industriale. Se si fa invece riferimento alle stesse PEMFC alimentate ad idrogeno verde, nello scenario attuale, appare chiaro che l'elevato costo di investimento unitamente all'elevato costo di produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili, comportano un decremento della convenienza economica dell'investimento, con dei valori di VAN negativi. La stessa situazione vale per le PEMFC alimentate ad idrogeno grigio nel caso di storage agli ioni di litio, mentre considerato lo storage al piombo acido il VAN per la taglia ottima assume valori positivi, visto il minor costo di investimento da imputare al sistema di storage.

La Figura 122 mostra invece i valori confrontati del VAN per ogni tecnologia con riferimento allo scenario attuale con incentivi sull'installazione delle Celle a combustibile.

Dal grafico si evince che le PEMFC alimentate a metano restano la tecnologia più performante in termini di VAN, ma anche le SOFC riescono ad essere competitive grazie al parziale abbattimento dei più alti costi di investimento.

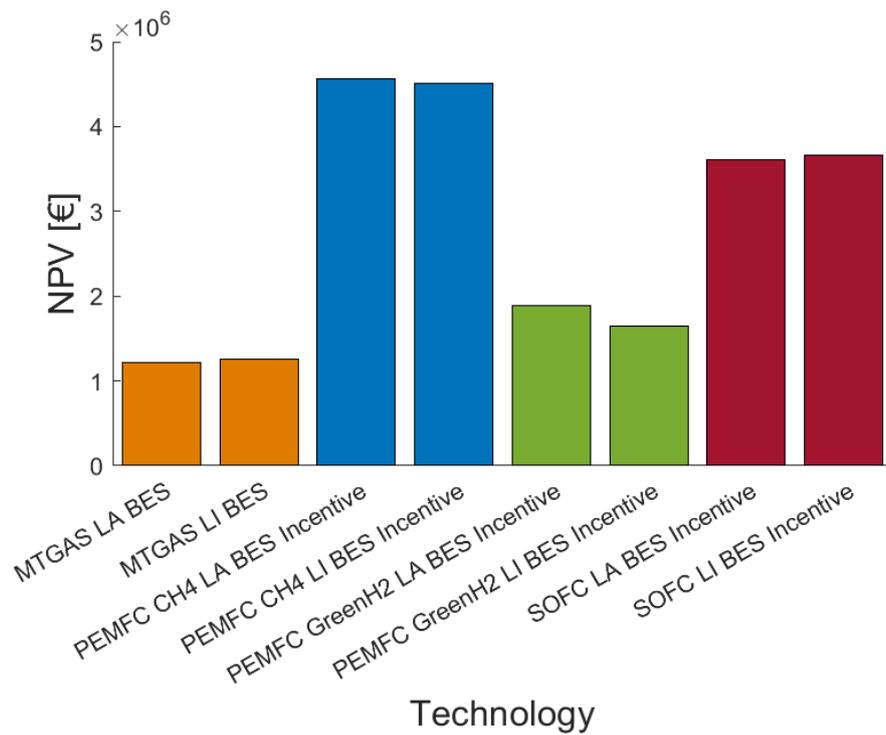


Figura 122 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario con incentivi – Macro-caso 2

Anche le PEMFC alimentate ad idrogeno verde presentano dei valori del VAN positivi, rappresentando quindi un investimento conveniente in un arco temporale di dieci anni, ma l'elevato costo di investimento non è giustificato da un valore del VAN nell'ordine dei 2 M€ per un utenza industriale di piccole dimensioni. In questo scenario ovviamente le microturbine a gas sono sfavorite rispetto alle altre tecnologie non essendo interessate da alcun meccanismo incentivante.

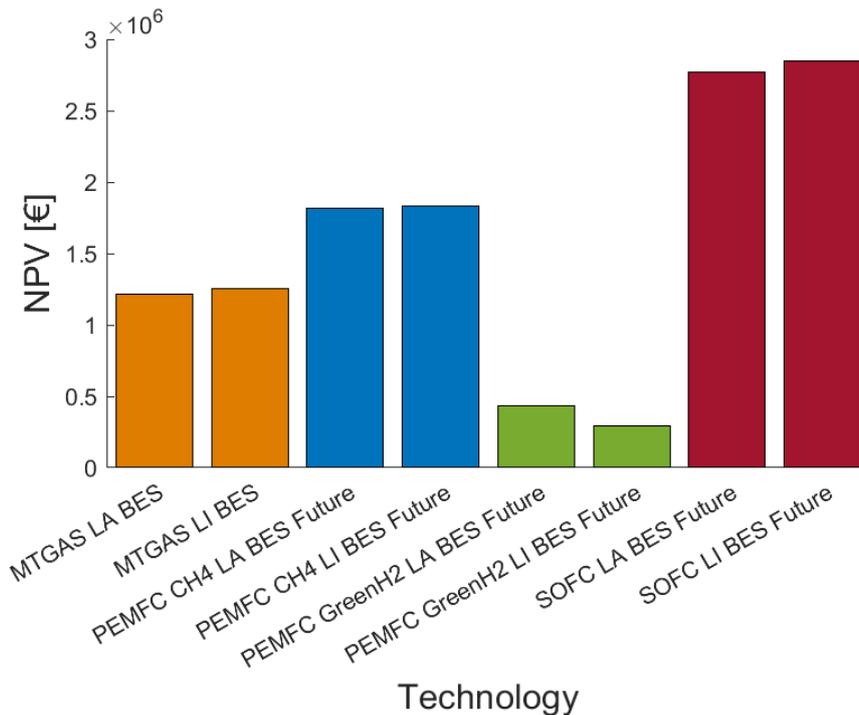


Figura 123 - Valori del NPV per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Scenario futuro – Macro-caso 2

La Figura 123 fa infine riferimento allo scenario futuro di costo. Dalla figura si evince che, in previsione di una netta riduzione dei costi di investimento per l'installazione delle SOFC, queste rappresenteranno probabilmente la tecnologia più conveniente nello scenario futuro. La riduzione dei CAPEX ha infatti un'influenza notevolmente superiore per le SOFC rispetto alle PEMFC, perché quest'ultime già oggi sono caratterizzate da costi per unità di kW installato non confrontabili a quelli delle SOFC.

Quest'ultima considerazione è confermata anche dai dati mostrati in Figura 124, che mostra appunto i CAPEX per ogni tecnologia esaminata e per tutti gli scenari di riferimento.

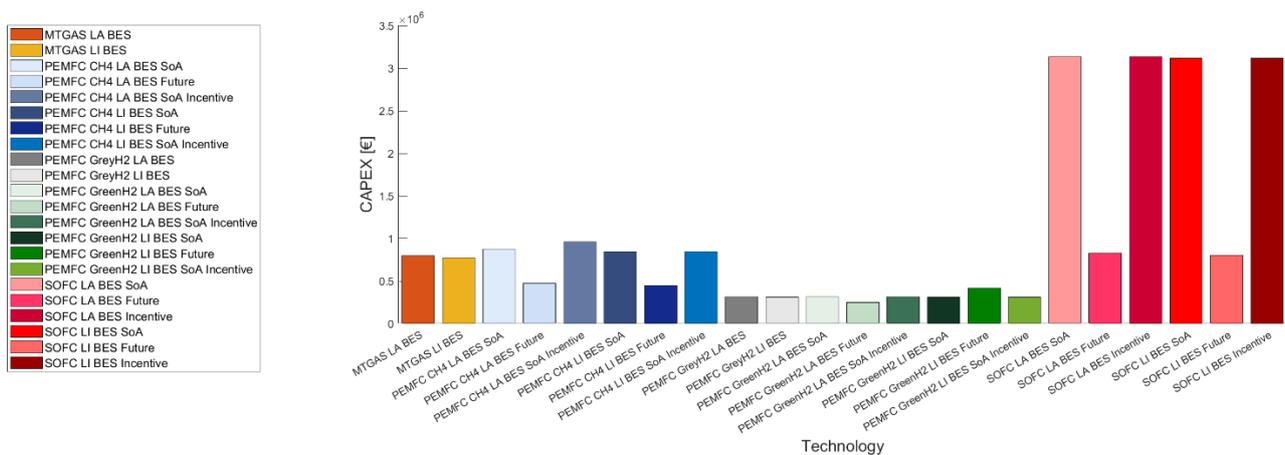


Figura 124 - Valori del costo di Investimento Iniziale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2

La prima evidenza sul confronto generale è infatti legata alla notevole differenza di costo di investimento per le SOFC tra lo scenario attuale, CAPEX intorno a 3M€, e lo scenario futuro

caratterizzato da un CAPEX pari a meno di 1 M€ e quindi confrontabile con i costi di investimento delle altre tecnologie prese in esame. Per le PEMFC si nota inoltre che la riduzione del costo di investimento è meno marcata, passando i CAPEX da circa 1 M€ nello scenario attuale a circa 500 k€ nello scenario futuro.

La Figura 125 mostra invece i cash flows annuali generabili per la taglia ottima definita per ciascuna tecnologia analizzata.

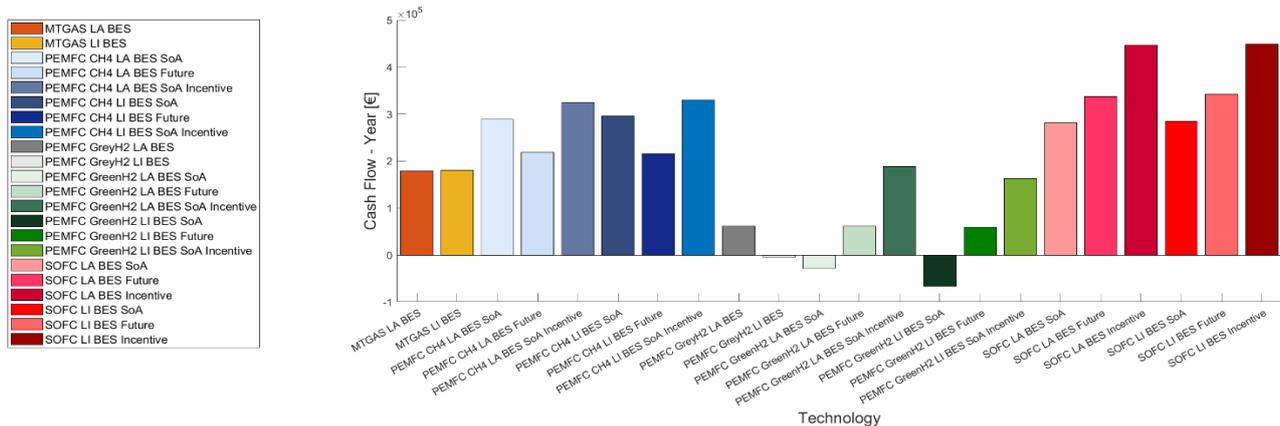


Figura 125 - Valori dei Cash Flows annuali per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Macro-caso 2

L'analisi dei Cash Flows, definiti come differenza tra i ricavi annuali e i costi operativi nello stesso arco temporale, forniscono un'indicazione sulla convenienza economica nell'esercizio operativo dell'impianto di tri-generazione.

Dalla figura si evince che, come già descritto nel paragrafo precedente, le PEMFC alimentate ad idrogeno verde presentano delle prestazioni economiche non convenienti in confronto alle altre tecnologie allo stato attuale, mentre nello scenario futuro i CFs risultano essere positivi ma comunque non confrontabili con quelli delle altre tecnologie; questo è legato al fatto che, anche se nello scenario il costo dell'idrogeno verde è ridotto notevolmente, la taglia di impianto non consente una convenienza economica reale visto che alcune voci di costo hanno più elevata rilevanza.

Con riferimento allo scenario attuale, le PEMFC alimentate a metano garantiscono i più alti valori di CFs annuali, paragonabili di fatto a quelli relativi alle SOFC nello scenario futuro. Nello scenario con incentivo invece le SOFC rappresentano la tecnologia nettamente più competitiva.

Di seguito verranno illustrati i risultati legati alle funzioni di ottimizzazione orarie relative alle taglie ottime per tutte le tecnologie investigate per questo caso studio. Lo scopo di tale analisi è mettere in evidenza non solo i risultati economico-finanziari già valutati ma anche gli aspetti di efficienza e quelli ambientali.

Nella prossima sezione verranno mostrati gli andamenti della funzione di ottimizzazione economica per tutti i periodi di riferimento.

Come già accennato, la funzione di ottimizzazione economica a livello orario è definita dalla differenza tra i costi operativi e i ricavi. Per comodità di lettura si riporta la definizione numerica della funzione stessa.

$$F_C = C_t - R_t$$

Dove:

$$R_t = \rho_e * E_{CHP,outgrid,t} + AC_t$$

$$C_t = \left(F_{CHP,t} + \frac{H_{int,t}}{\eta_{boiler,ref} \cdot \rho_{fuel} \cdot LHV_{fuel}} \right) \cdot C_{fuel} + E_{ingrid,t} \cdot c_{el}$$

Questo implica che valori negativi della funzione di ottimizzazione corrispondano a livello annuale a somme positive per la determinazione del Cash Flow.

La Figura 126 mostra i valori medi ottenuti per la funzione di ottimizzazione economica oraria per la taglia ottima e per tutte le tecnologie, con riferimento al periodo invernale. Nella figura sono inoltre indicati i livelli massimi e minimi giornalieri ottenuti sempre per la taglia ottimale.

Dall'analisi della figura si evince che questa riprende sostanzialmente l'andamento dei cash flows annuali mostrati in Figura 125.

In particolare per quanto riguarda le PEMFC alimentate ad idrogeno verde con storage agli ioni di litio, i costi ad ogni ora nel periodo di riferimento risultano essere superiori ai ricavi, mentre se si considera lo storage al piombo acido si nota che in alcune ore la funzione tende ad assumere valori negativi, sebbene il valore medio risulti comunque maggiore di zero nel periodo invernale.

Rispetto al primo macro-caso studio, relativo ad un utenza industriale di grandi dimensioni, in questo caso anche le PEMFC alimentate ad idrogeno grigio con storage agli ioni di litio tendono ad assumere valori positivi o comunque molto prossimi allo zero.

Per tutte le altre tecnologie, sia i valori medi che quelli massimi sono comunque negativi. Facendo riferimento allo scenario di costo attuale, le PEMFC sono la tecnologia che garantisce le migliori prestazioni a livello orario da un punto di vista economico, seguite dalle SOFC e poi dalle Micro-turbine a gas. Nello scenario futuro, come già visto per i Cash flows annuali, le SOFC presentano dei valori della funzione maggiori in valore assoluto.

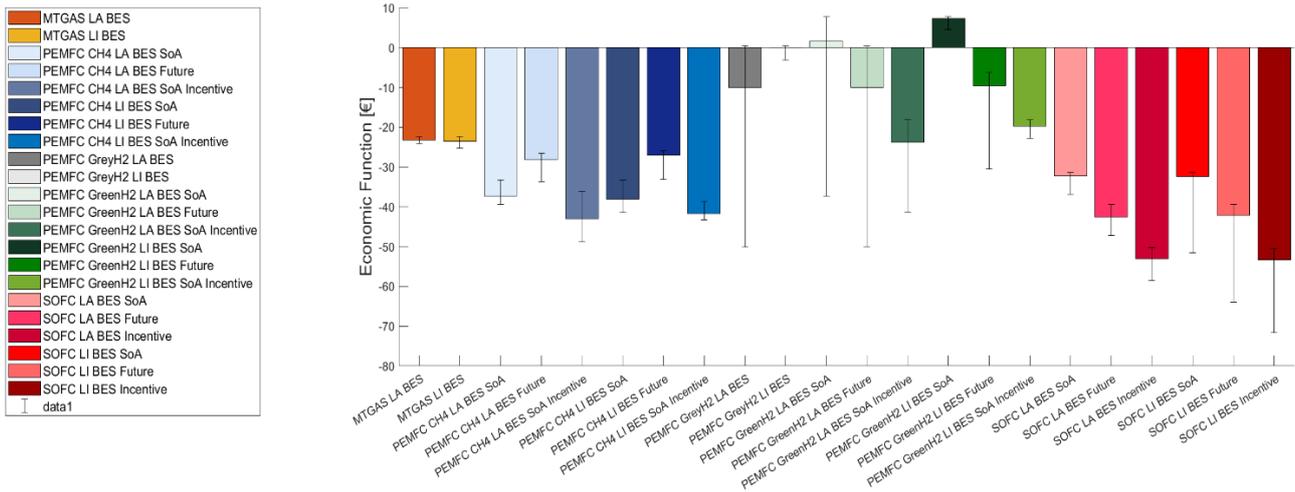


Figura 126 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2

La Figura 127 fa invece riferimento periodo di riferimento intermedio.

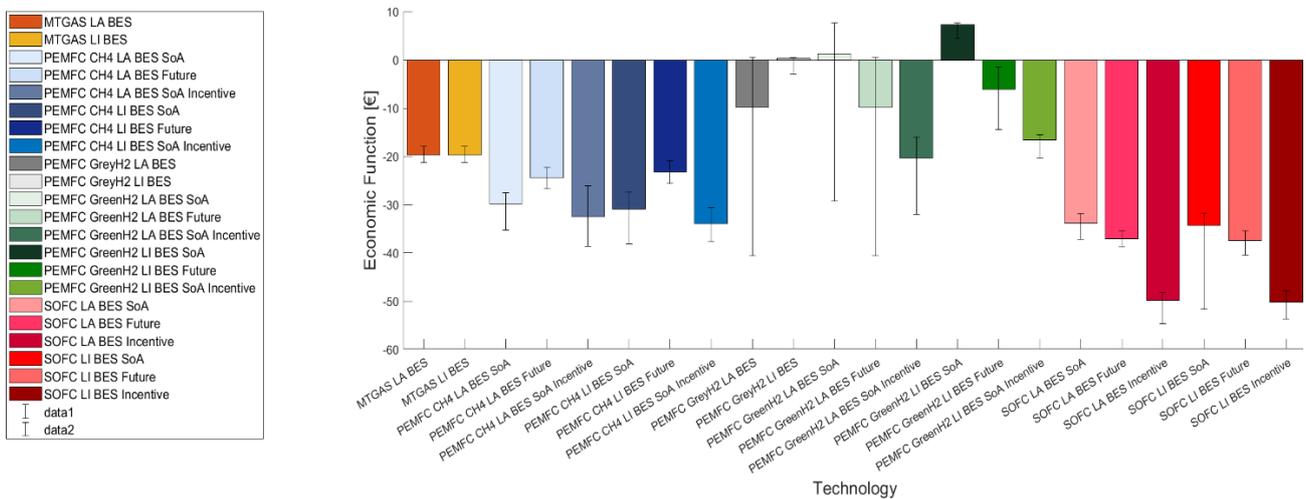


Figura 127 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2

Dalla figura si evince che mediamente la funzione nel secondo periodo di riferimento assume valori leggermente più elevati rispetto al periodo invernale. Inoltre, considerando lo scenario attuale, le SOFC presentano prestazioni economiche migliori rispetto alle PEMFC alimentate a metano a differenza di quanto accadeva per il periodo invernale; questo si spiega con la differenza di taglia ottimale tra le due tecnologie: per le SOFC la taglia ottimale è pari a 300 kWe, mentre per le PEMFC è pari a 400 kWe e quindi nel periodo intermedio caratterizzato da livelli di carico termico ed elettrico medi, la taglia di 300 kWe permette un maggior adattamento alle condizioni dell'utenza.

Considerando invece il periodo di riferimento estivo, come mostrato nella Figura 128, si nota che le condizioni gerarchiche tra le varie tecnologie tendono a tornare in linea con quelle del periodo invernale.

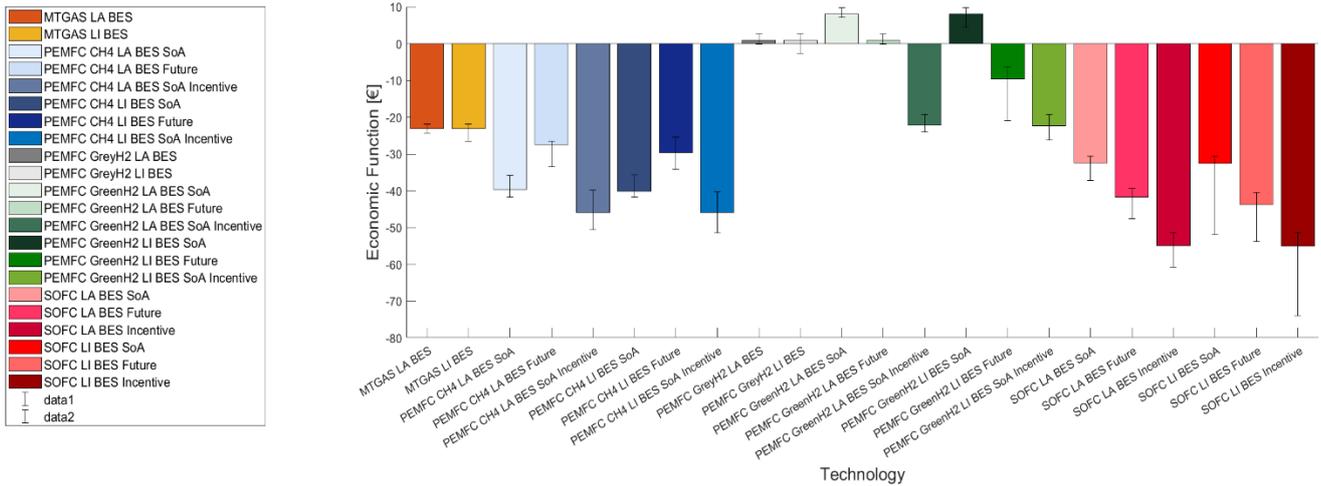


Figura 128 - Valori medi della funzione di ottimizzazione economica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2

Inoltre nella figura si nota che le PEMFC ad idrogeno riescono a garantire nel periodo di riferimento delle prestazioni economiche favorevoli solo nello scenario futuro e con incentivo per quanto riguarda lo storage agli ioni di litio, e solo nello scenario futuro per quanto riguarda lo storage al piombo acido. Rispetto quindi alla grande utenza industriale si nota che l'utilizzo di idrogeno, sia verde che grigio, per utenze industriali di piccole dimensioni potrebbe essere controproducente da un punto di vista economico anche nello scenario futuro di riduzione dei costi di investimento e dei costi del combustibile stesso; per tale tipologia di utenza, le PEMFC alimentate a metano rappresentano la soluzione più vantaggiosa dal punto di vista dell'ottimizzazione economica su base oraria.

Nella prossima sezione verranno analizzati i valori della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per tutte le tecnologie, per la taglia ottimale e per tutti i periodi di riferimento.

Anche in questo caso, per comodità di lettura si riporta la definizione della funzione di ottimizzazione tecnica oraria.

$$F_T = (E_{CHP,t} - E_{sold,t} + H_{CHP,t} - H_{diss,t}) / F_{CHP,t}$$

In termini di implementazione, essendo l'algoritmo di risoluzione basato sulla minimizzazione della funzione obiettivo, si è optato per la minimizzazione dell'opposto della funzione sopra definita. Di conseguenza nei grafici sotto riportati i valori delle efficienze saranno negativi.

La Figura 129 mostra i valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per la taglia ottimale definita per ciascuna tecnologia, per il periodo di riferimento invernale.

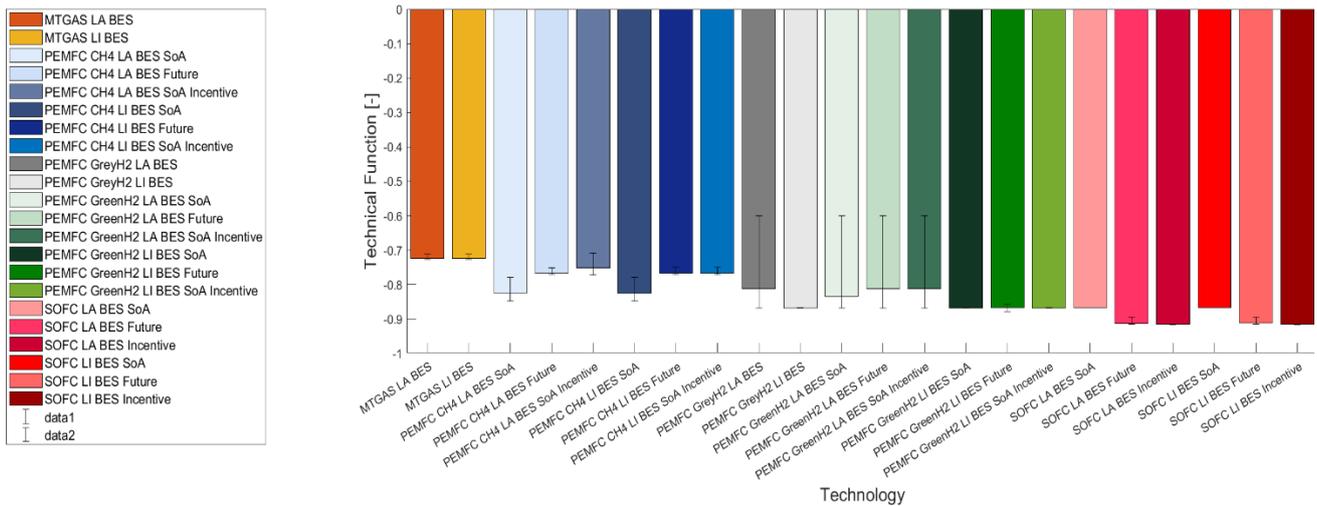


Figura 129 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2

Dalla figura si evince che, in generale, le celle a combustibile tendono ad avere efficienze totali superiori rispetto alle microturbine a gas in ogni scenario di costo analizzato. Con riferimento allo scenario attuale, le PEMFC alimentate a metano e le SOFC presentano valori simili, pari a circa 80%, mentre nello scenario futuro le SOFC raggiungono valori della funzione pari all'85%.

In linea generale il trend è confermato anche per il periodo intermedio, anche se la Figura 130 mostra che l'efficienza delle PEMFC alimentate a metano tende a diminuire assestandosi su valori pari al 70%, mentre le SOFC mantengono le caratteristiche di efficienza del primo periodo.

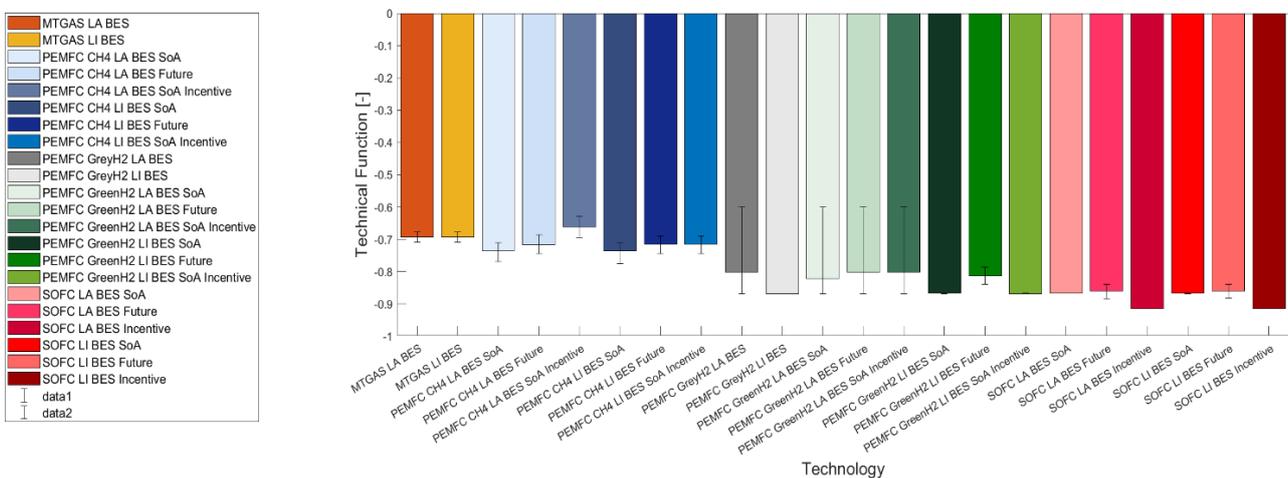


Figura 130 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2

Come già descritto per la funzione di ottimizzazione economica oraria, anche in questo caso la motivazione del calo delle prestazioni per le PEMFC alimentate a metano è da ricercarsi nella maggiore taglia di installazione ottimale, pari a 400 kWe contro i 300 kWe delle SOFC. Per come è definita la funzione di ottimizzazione tecnica è chiaro che, vista la riduzione dei carichi sia termico

che elettrico, la quota di energia termica dissipata e di energia elettrica venduta alla rete tende a crescere per le PEMFC, con una conseguente riduzione del valore assoluto della funzione tecnica. Analizzando infine la Figura 131, che fa riferimento al periodo estivo in cui i carichi elettrici tendono a crescere insieme a quelli frigoriferi, si nota un comportamento analogo al periodo invernale: le PEMFC e le SOFC sono le due tecnologie migliori da un punto di vista dell'efficienza tecnica oraria nello scenario attuale di costo, con valori di efficienza nell'ordine dell'85%.

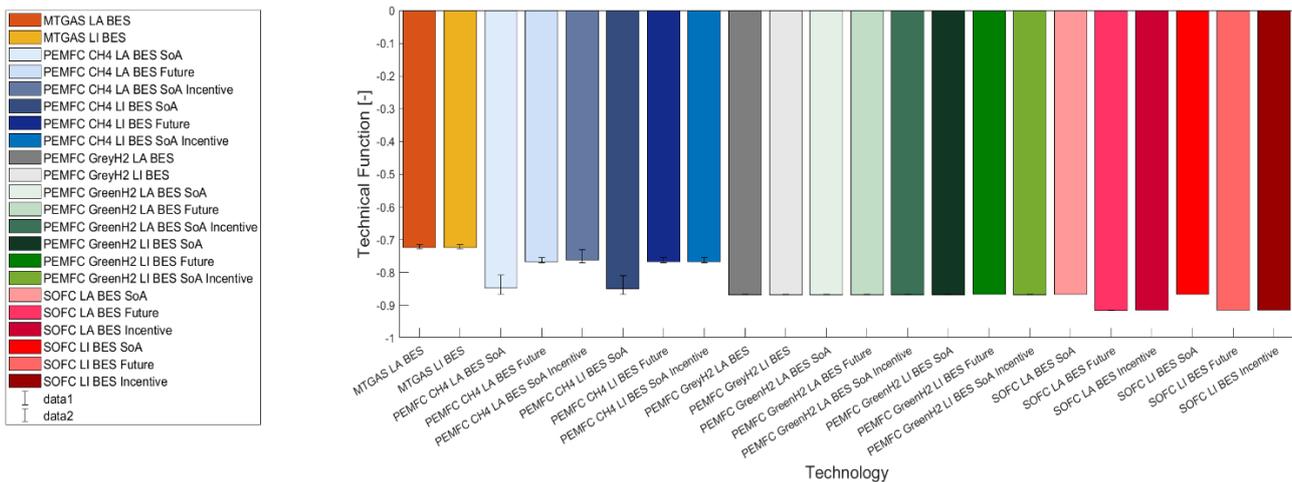


Figura 131 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2

Se consideriamo però lo scenario con incentivo o quello futuro le SOFC tendono ad presentare valori assoluti dalla funzione tecnica maggiori, nell'ordine dell'90%, mentre le PEMFC calano le prestazioni nell'ordine del 75%.

Concludendo l'analisi sulla funzione di ottimizzazione tecnica oraria, si può dire che nell'arco dei tre periodi di riferimento, le SOFC e le PEMFC alimentate a metano sono le tecnologie che garantiscono le migliori performance globali per come definite dalla funzione tecnica, nello scenario attuale. Nello scenario futuro le SOFC rappresentano invece la migliore tecnologia in termini di efficienza globale. L'analisi delle tre funzioni di ottimizzazione si completa con la descrizione dei valori della funzione di ottimizzazione oraria ambientale, legata alle emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera, per le taglie ottime associate a tutte le tecnologie prese in esame e per i tre periodi di riferimento.

Come fatto per le altre funzioni di ottimizzazione si riporta per comodità di lettura la definizione di quella ambientale.

$$F_{EM} = \frac{EM_{CHP,t} + EM_{int,H,t} + EM_{Grid,t}}{EM_{REF,E} + EM_{REF,H} + EM_{REF,C} + EM_{E,sold}}$$

In questo caso si nota quindi che la funzione è definita dal rapporto tra le emissioni dell'impianto di tri-generazione e le emissioni di riferimento; per tale ragione i valori assunti dalla funzione di ottimizzazione saranno sempre positivi.

La Figura 132 mostra i valori medi, massimi e minimi della funzione ambientale per la taglia ottimale associata ad ogni tecnologia, per il periodo di riferimento invernale.

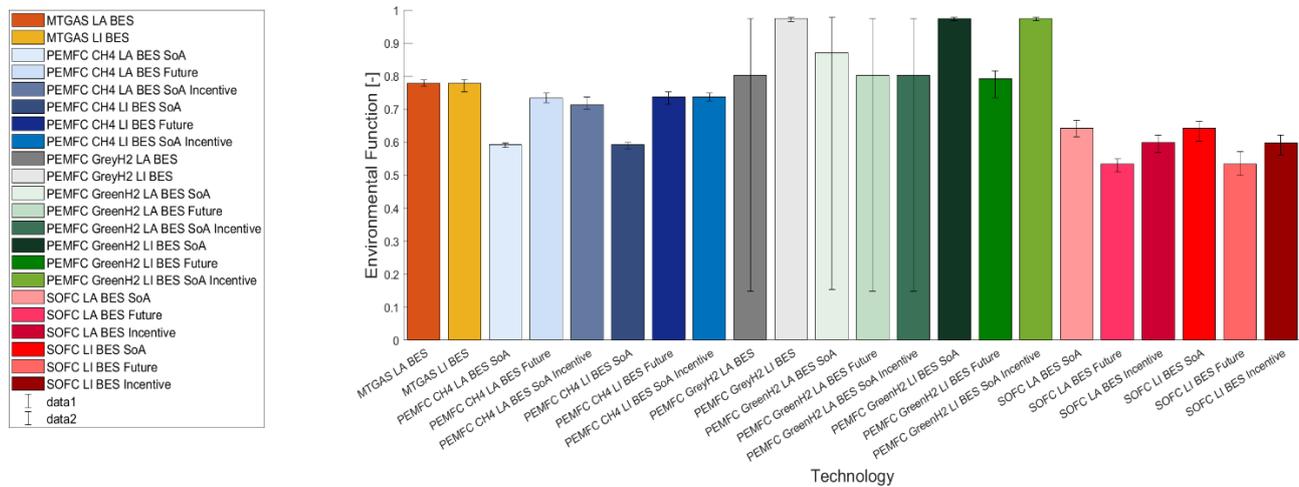


Figura 132 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 1 – Macro-caso 2

Per questo periodo di riferimento si nota che i livelli di emissione di CO₂ equivalente minimi sono dati dalle PEMFC alimentate a metano e dalle SOFC, considerando lo scenario attuale, con valori che si assestano intorno al 60 % delle emissioni di riferimento per la generazione separata.

Rispetto al macro-caso 1 relativa ad una grande utenza industriale, si nota che l'utilizzo dell'idrogeno, sia proveniente da processo di steam reforming del metano che da fonti rinnovabili, non risulta conveniente in termini di emissioni di CO₂ equivalente evitate in atmosfera; questo in realtà non è legato ad una minore efficienza in termini assoluti del processo di generazione dell'energia termica, elettrica e frigorifera, ma principalmente alla taglia ottimale definita per questa tipologia di unità di cogenerazione. Nel paragrafo 5.3.1, relativamente alle PEMFC alimentate ad idrogeno, si nota che la taglia ottimale è pari a 50 kWe, comportando quindi una notevole quantità di energia di integrazione necessaria, sia da un punto di vista termico che elettrico; questo rende le emissioni superiori rispetto alle altre tecnologie.

Facendo riferimento al periodo intermedio, la Figura 133, le considerazioni eseguite per il periodo invernale restano invariate da un punto di vista generale.

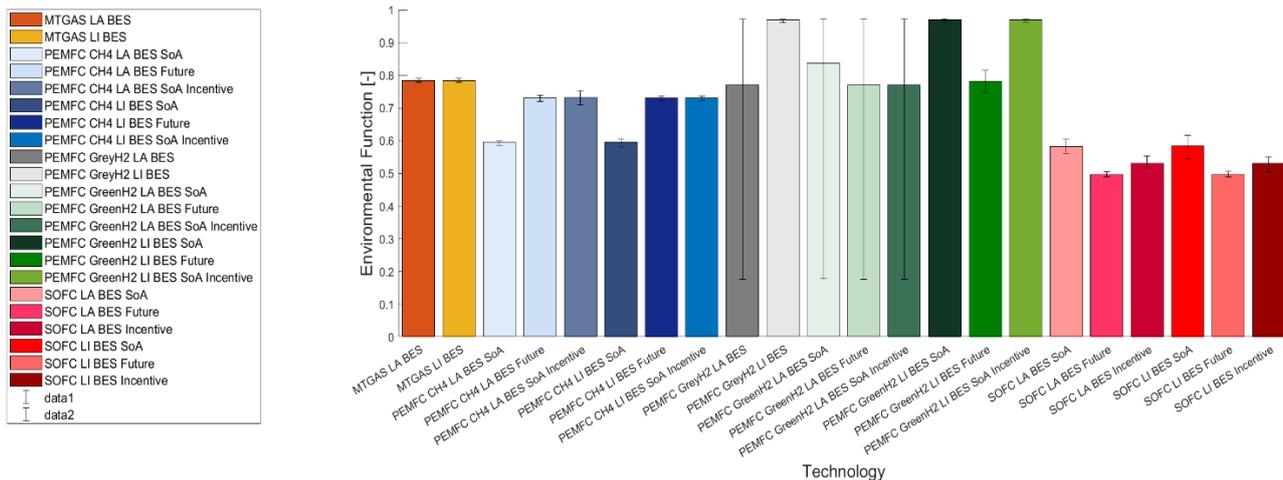


Figura 133 - Valori medi della funzione di ottimizzazione tecnica ambientale per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 2/4 – Macro-caso 2

La riduzione delle emissioni rispetto alla generazione separata si attesta intorno al 40% per le PEMFC alimentate a metano e le SOFC nello scenario attuale. Il rapporto tra le emissioni del nuovo impianto e quelle di riferimento è tendente all'unità nel caso di PEMFC alimentate ad idrogeno, confermando le osservazioni già effettuate in precedenza. Le microturbine mantengono un valore costante di riduzione delle emissioni pari a poco più del 20% rispetto a quelle per la generazione separata.

Le condizioni relative al periodo estivo sono invece indicate nella Figura 134.

Anche in questo caso le considerazioni generali restano valide, ma si osserva che considerando le escursioni dei valori della funzione nell'arco del giorno tipo di riferimento le emissioni per le PEMFC alimentate ad idrogeno assumono anche valori superiori all'unità. Questo comporta l'esclusione di tale tecnologia per la cogenerazione per queste taglie di impianto anche considerando lo scenario futuro.

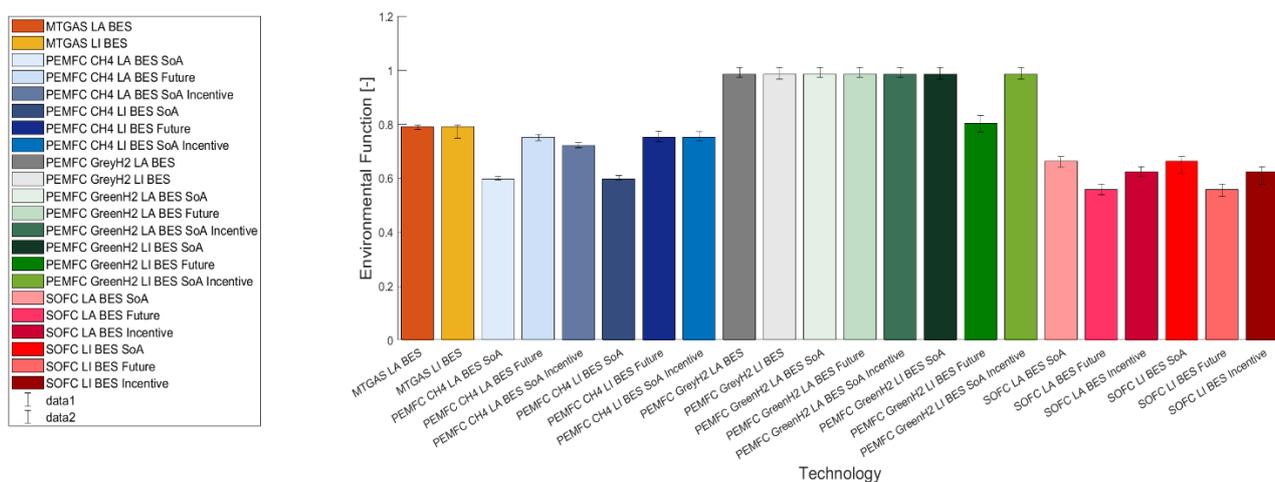


Figura 134 - Valori medi della funzione di ottimizzazione ambientale oraria per ogni tecnologia per la taglia ottimale – Periodo 3 – Macro-caso 2

Dal confronto sulla funzione di ottimizzazione ambientale si evince quindi che, anche in questo caso, considerando lo scenario attuale di costo, le PEMFC alimentate a metano rappresentano la migliore

tecnologia possibile tra quelle investigate, insieme alle SOFC alimentate a metano. Considerando invece lo scenario futuro, le SOFC rappresentano la tecnologia più promettente anche per quanto riguarda l'abbattimento delle emissioni di CO₂ equivalente.

5.3.3. Definizione della Soluzione Ottimale e Analisi Oraria

Dal confronto completo eseguito nel paragrafo 5.3.3 su tutte le tecnologie per le corrispondenti taglie ottimali si evince che, nello scenario di riferimento attuale, il migliore accoppiamento tecnologico possibile è dato dalle PEMFC alimentate a metano e storage agli ioni di litio.

Come mostrato in Figura 120, da un punto di vista economico-finanziario tale accoppiamento è caratterizzato dal massimo VAN in assoluto, con un valore nell'ordine dei 2,2 M€. Il dato del VAN è legato, oltre che a migliori condizioni operative nell'esercizio dell'impianto, anche al minor costo di investimento già allo stato attuale (valori prossimi ad 1 M€) rispetto per esempio alle SOFC (valori superiori a 3 M€), come mostrato dalla Figura 124. Per un utenza industriale di medio-piccole dimensioni, il peso dell'investimento iniziale è molto più rilevante che per le grandi utenze, dove i maggiori carichi tendono ad incrementare in modo esponenziale i risparmi energetici e quindi economici a livello operativo.

La Figura 125 mostra infatti che i Cash Flows generabili su base annuale attraverso le PEMFC alimentate a metano sono superiori rispetto a tutte le altre tecnologie, con valori nell'ordine dei 500k€/anno. Questo valore, confrontabile con quello generato dalle SOFC alimentate a metano nello stato attuale, è fondamentale per la definizione dell'efficienza economica e tecnica nell'esercizio dell'impianto. A fronte di un investimento superiore di circa tre volte per l'installazione delle SOFC, i cash flows annuali sono comunque confrontabili.

Continuando poi l'analisi delle funzioni di ottimizzazioni orarie è stato visto che le PEMFC nello scenario attuale garantiscono i maggiori livelli di efficienza, il minor tasso di costo operativo rapportato ai ricavi orari generati e la minor quantità di emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera.

Come già anticipato nei paragrafi precedenti, considerando invece lo scenario futuro e analizzando il problema da un punto di vista non solo economico-finanziario ma anche ambientale, la soluzione ottimale sarebbe rappresentata dall'installazione di un sistema energetico composto da SOFC alimentate a metano e storage agli ioni di litio; questo fatto è legato ovviamente alla riduzione dei costi di investimento per questa tecnologia.

In questo lavoro di tesi di dottorato, per ragioni di sintesi, verrà eseguita un'analisi dettagliata solo per la soluzione ottimale nello scenario attuale, considerando anche che lo scenario futuro presenta delle ipotesi di base su altri parametri che potrebbero comunque variare, come il costo delle altre tecnologie, il costo del combustibile ausiliario ma anche i tassi di inflazione.

Di seguito verrà dunque eseguita un'analisi oraria su tutte le funzioni di ottimizzazione e sui valori delle variabili ottimizzate nei tre periodi di riferimento per l'impianto composto da PEMFC alimentate a metano con taglia pari a 400 kWe, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 40 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 26 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 26 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 76 kWt.

Come già anticipato, per ragioni di sintesi e di facilità di lettura, l'analisi oraria di tutte le grandezze ottimizzate verrà eseguita solo per la taglia ottimale. Nello specifico, per ogni giorno tipo che rappresenta un diverso periodo di riferimento verranno mostrati i trend relativi a:

- Bilancio di Energia Elettrica, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Bilancio di Energia Termica, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Bilancio di Energia Frigorifera, con l'indicazione di tutte le variabili orarie ad esso connesse;
- Storage dell'Energia Elettrica;
- Valori di rendimento elettrico, termico e totale del cogeneratore;
- Valori di COP ed EER delle Pompe di Calore a compressione di gas e EER della pompa di calore ad assorbimento.

Verranno inoltre analizzati gli andamenti orari dei valori delle tre funzioni di ottimizzazione.

Periodo 1: Giorno Tipo Invernale

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il primo periodo di riferimento, corrispondente alle condizioni al contorno invernali, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

La Figura 135 mostra l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico.

Dalla figura si evince che l'unità di cogenerazione tende ad operare leggermente sotto le condizioni nominali (400 kW), infatti l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, presenta dei valori praticamente costanti e prossimi alla potenza nominale al variare del carico orario. La maggior parte dell'energia in surplus è fornita alla pompa di calore a compressione di gas per la generazione termica, una piccolissima parte alla pompa di calore ad assorbimento, e la restante parte venduta alla rete elettrica nazionale, con conseguente guadagno.

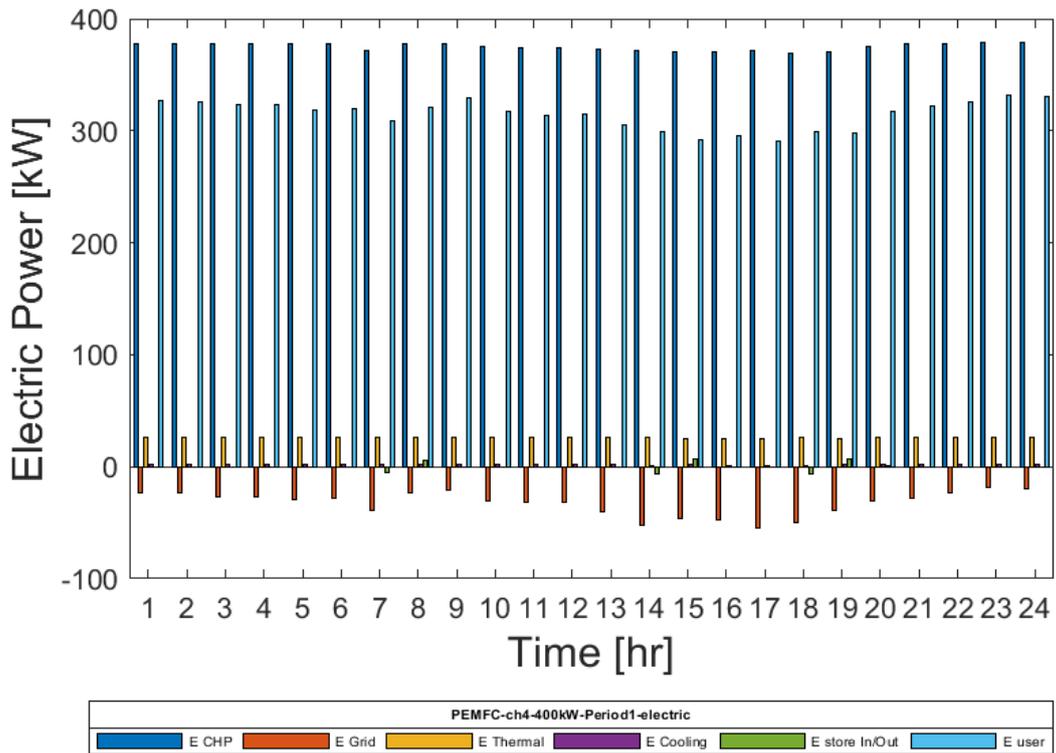


Figura 135 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili elettriche

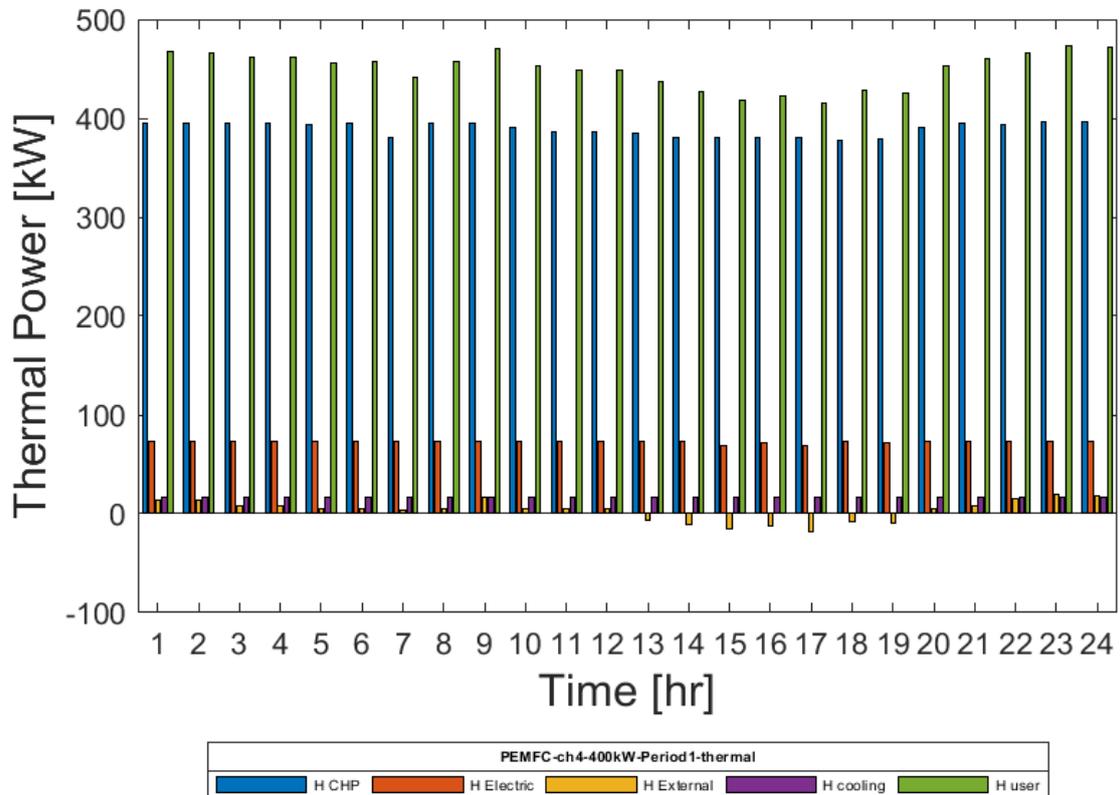


Figura 136 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili termiche

La Figura 136, relativa alle variabili del bilancio termico, mostra che nonostante l'unità di cogenerazione lavori in condizioni sempre prossime a quelle nominali, il carico termico non riesce

ad essere coperto interamente; in questo caso la presenza della pompa di calore a compressione di gas permette di limitare notevolmente, a volte anche azzerare, l'apporto derivante dalla caldaia ausiliaria tradizionale. Dalle ore 13 fino alle ore 19 una piccola aliquota di calore in eccesso viene dissipata.

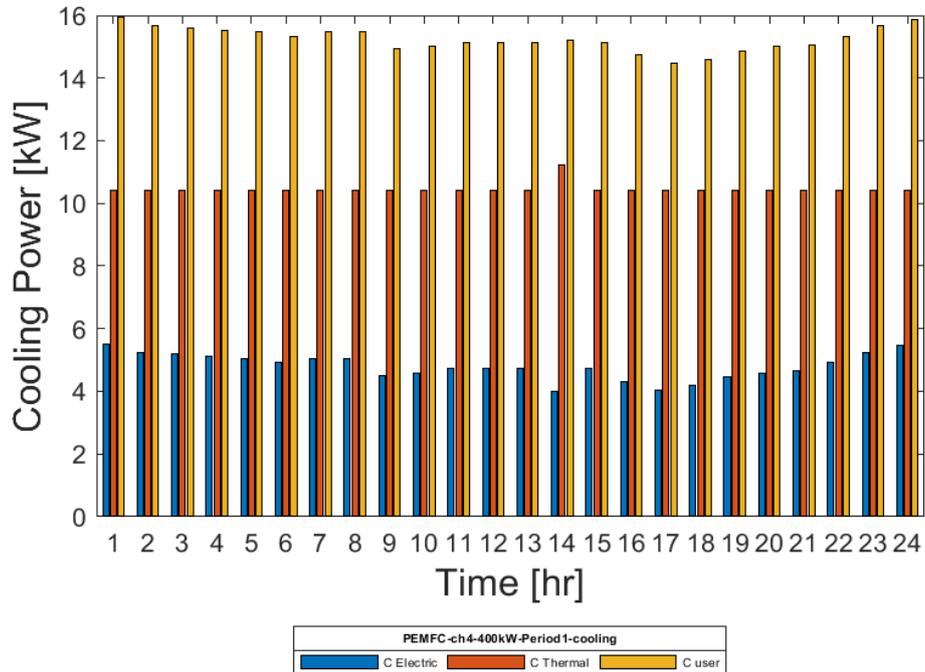


Figura 137 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili frigorifere

La Figura 137 mostra l'andamento delle variabili ottimizzate relative al bilancio frigorifero. Il carico frigorifero è molto basso rispetto agli altri periodi; tuttavia si nota come l'energia termica prodotta dalla pompa di calore ad assorbimento mediamente è maggiore rispetto a quella prodotta da pompe di calore a compressione di gas.

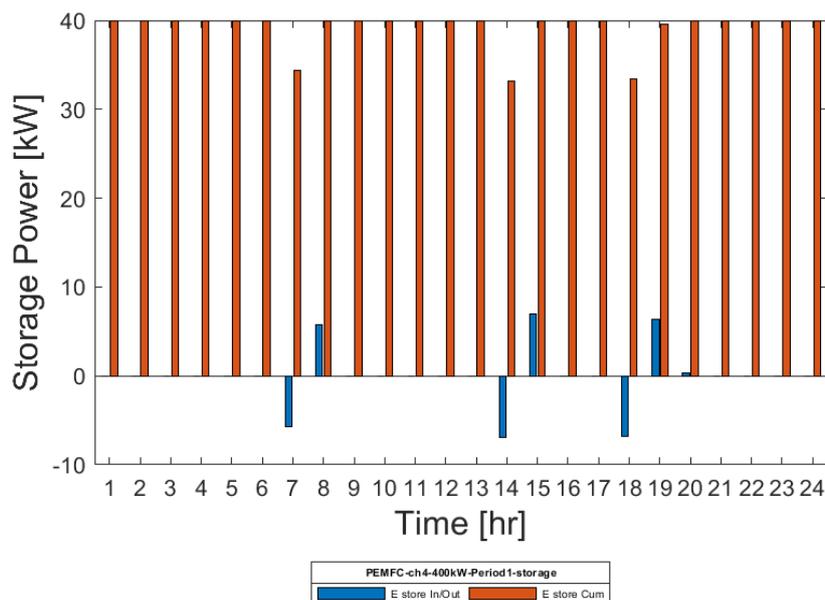


Figura 138 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: trend variabili Storage

La Figura 138 mostra l'andamento orario del sistema di storage dell'energia elettrica; il sistema di storage non interviene molto sul bilancio elettrico: infatti, con un storage di 40 kW, sono circa 3 le ore in cui si hanno processi di scarica seguiti da processi di carica, con valori comunque molto bassi (sotto i 10 kW).

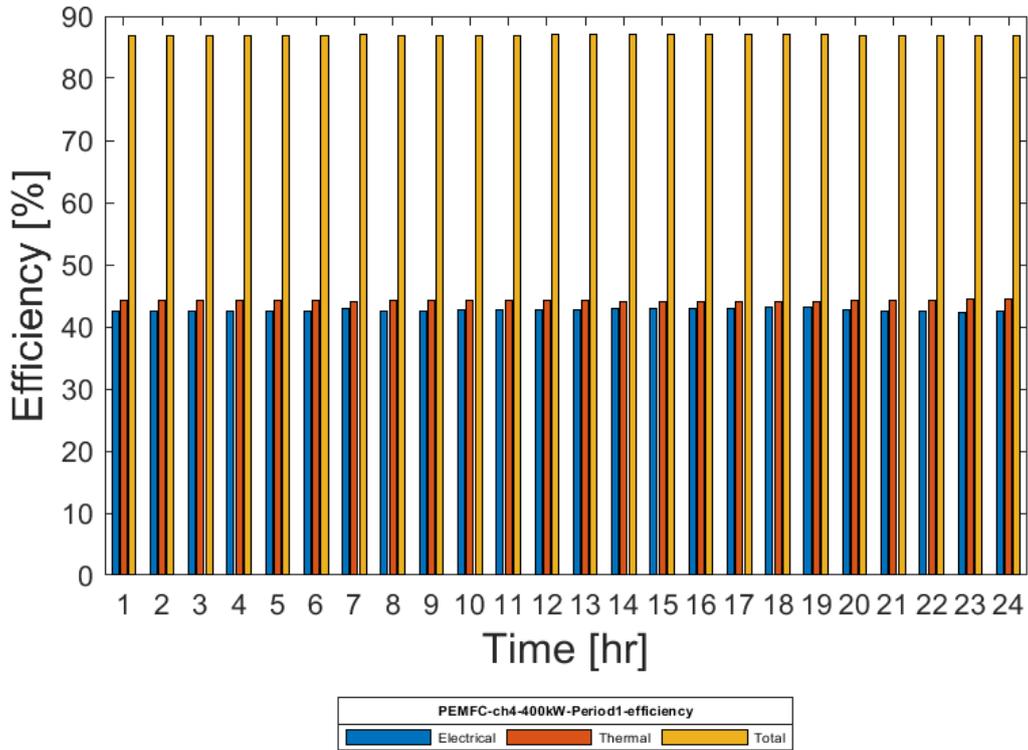


Figura 139 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Efficienza Elettrica, Termica e Totale

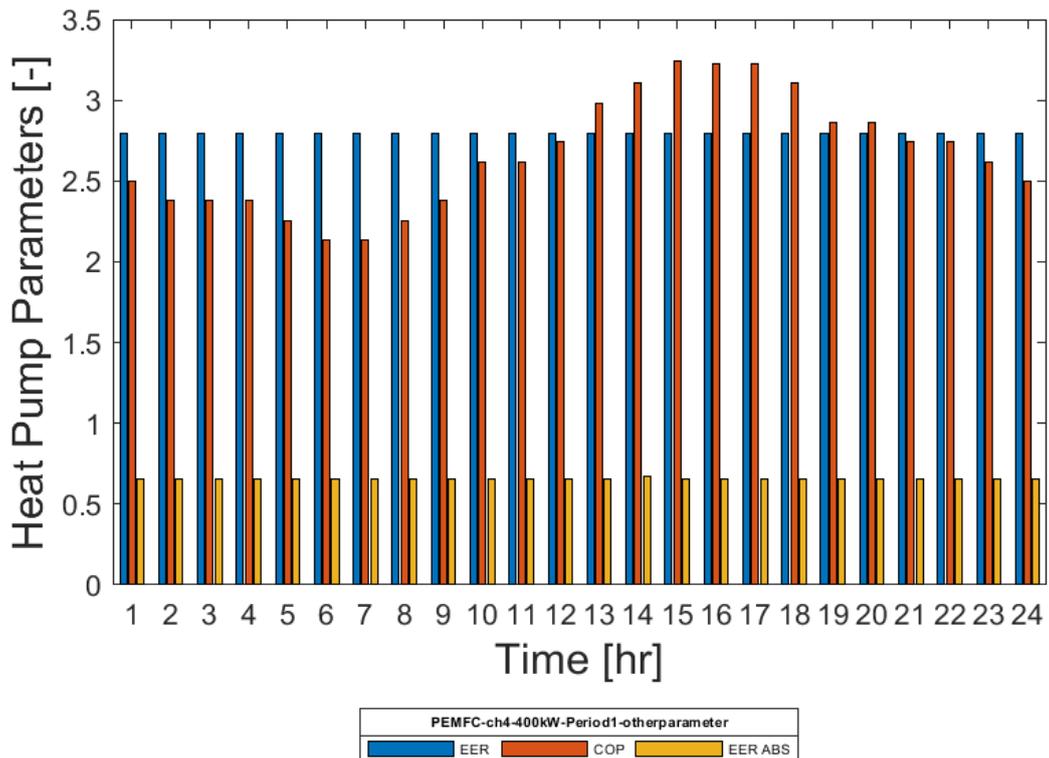


Figura 140 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Performance Pompe di Calore

La Figura 139 e la Figura 140 rappresentano gli andamenti delle efficienze dell'unità di cogenerazione e delle pompe di calore al variare del carico orario. L'efficienza dell'unità di cogenerazione, per questa taglia tende ad essere costante e prossima al valore nominale, in quanto l'energia elettrica prodotta tende sempre alla potenza nominale di taglia. Dal confronto dei valori di efficienza con quelli della microturbina a gas, risulta che il rendimento elettrico è notevolmente superiore per le celle a combustibile ad elettrolita polimerico (oltre il 40% rispetto ai circa 30% delle MTG), mentre il rendimento termico resta pressoché identico (circa il 45%); questo si traduce in un'efficienza totale che nel caso delle celle, raggiunge valori superiori al 85%, a fronte del 70% raggiunto dalle microturbine a gas. Il COP della pompa di calore a compressione di gas varia sensibilmente in funzione della temperatura esterna, come imposto dal vincolo, mentre il valore di EER resta praticamente costante in quanto le temperature esterne sono variabili in un range che non influenza di fatto le prestazioni della pompa di calore in funzionamento estivo.

La Figura 141 mostra invece l'andamento orario delle funzioni di ottimizzazione; la funzione economica è espressa in centinaia di € per avere una scala di lettura ottimale rispetto alle altre due. I valori delle emissioni, rapportate a quelle di riferimento per la generazione separata, sono sempre inferiori in tutte le ore, con tagli sulle emissioni di oltre il 40%. La funzione obiettivo tecnica risulta inferiore rispetto all'efficienza totale dell'unità di cogenerazione, in quanto la quota parte di energia termica dissipata e quella elettrica non direttamente utilizzata dall'utenza sono escluse dalla definizione della funzione stessa.

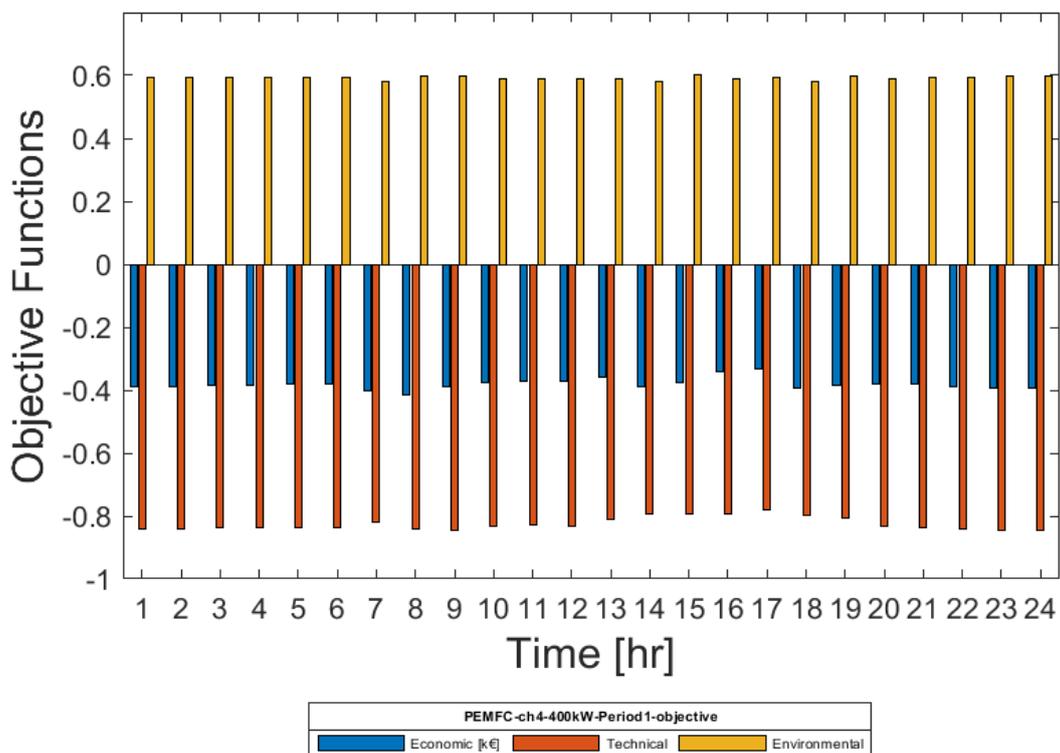


Figura 141 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo invernale: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

Periodo 2/4: Giorno Tipo Intermedio

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il secondo e per il quarto periodo di riferimento, corrispondenti alle condizioni al contorno intermedie, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

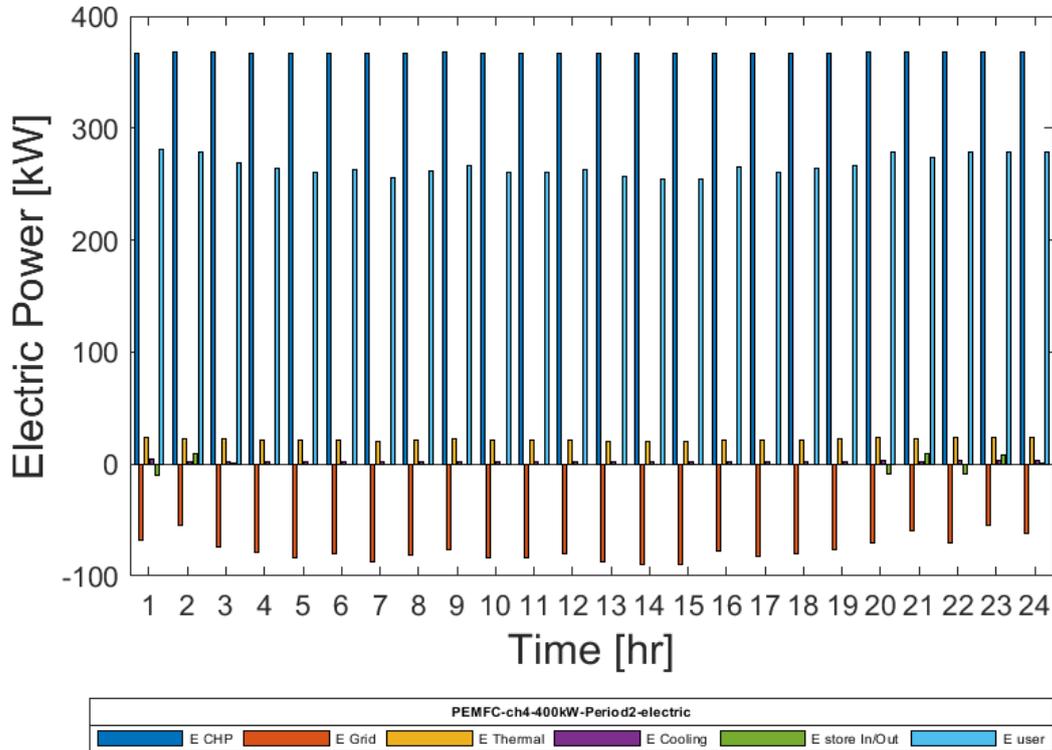


Figura 142 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili elettriche

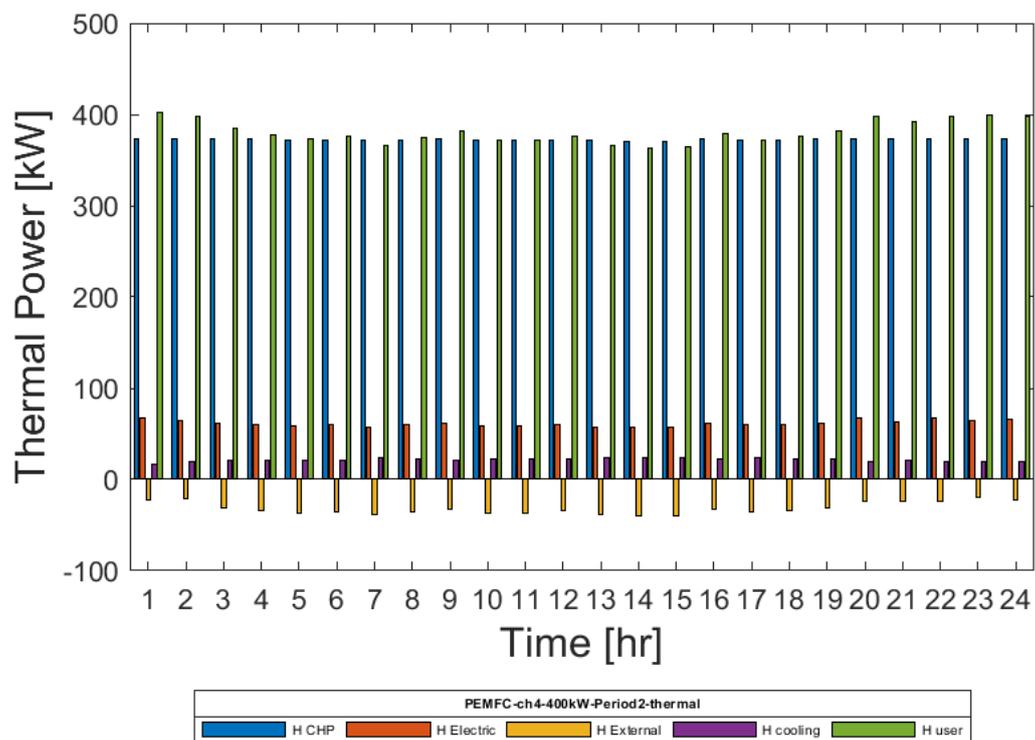


Figura 143 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili termiche

La Figura 142, la Figura 143 e la Figura 144 mostrano l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico, al bilancio termico e al bilancio frigorifero.

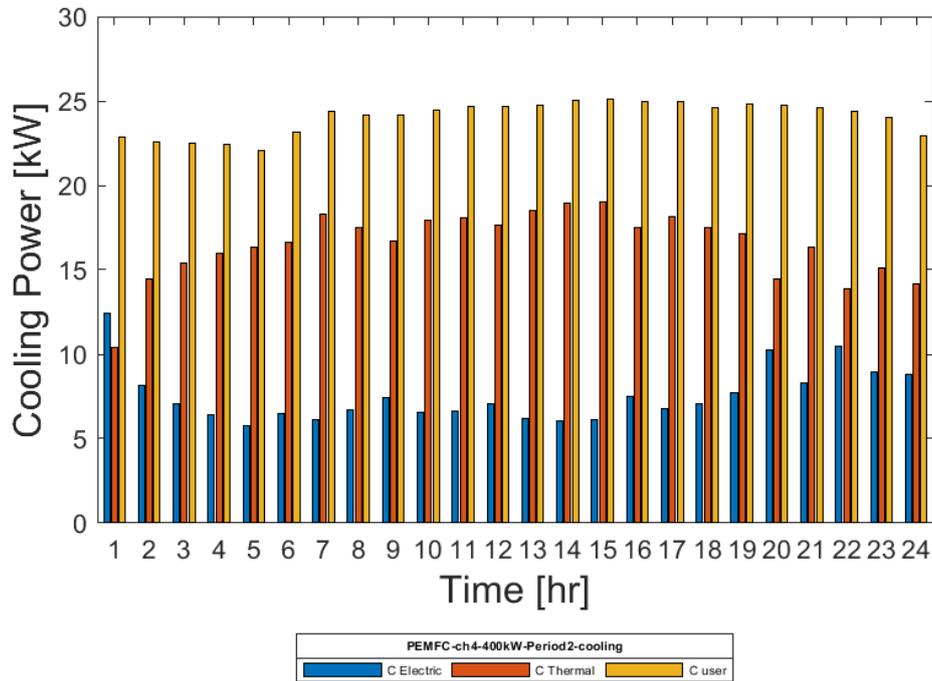


Figura 144 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili frigorifere

La Figura 145 mostra l'andamento delle variabile correlate al sistema di storage dell'energia elettrica. Nelle prime ore della giornata, quando il carico è minore rispetto alla generazione, una parte di energia contenuta nel sistema di storage viene utilizza; in seguito l'energia cumulata tende a crescere; nelle ore centrali, quando il carico ha dei valori prossimi a quelli della generazione, l'energia cumulata tende a rimanere costante; nelle ore serali il sistema di storage torna a scaricarsi e poi caricarsi.

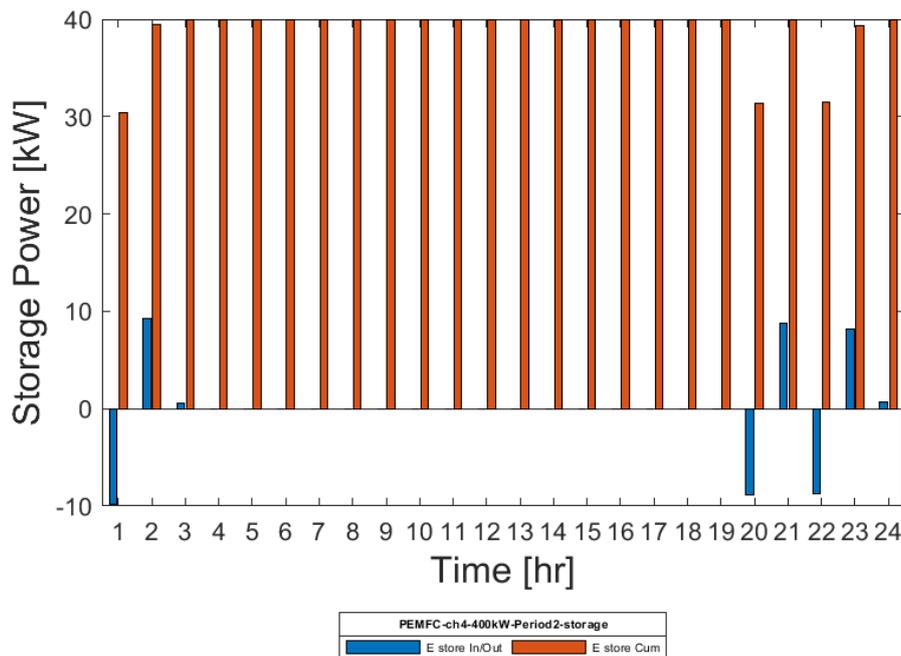


Figura 145 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: trend variabili Storage

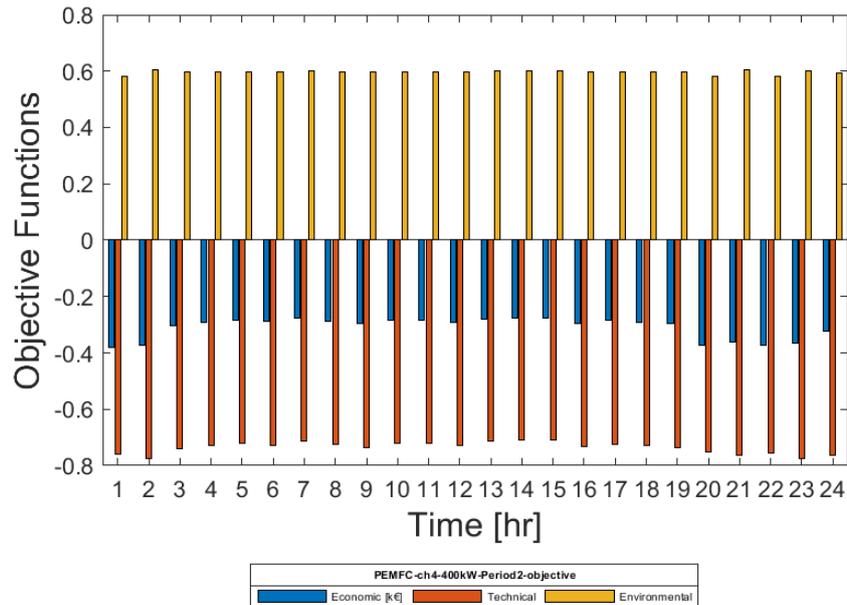


Figura 146 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo intermedio: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

I valori delle funzioni obiettivo in funzione delle condizioni di carico, mostrate in Figura 146, tendono ad assumere valore prossimi a quelli per il periodo invernale.

Periodo 3: Giorno Tipo Estivo

Le seguenti figure mostrano i risultati dell'ottimizzazione oraria multi-obiettivo per il terzo periodo di riferimento, corrispondente alle condizioni al contorno estive, sia in termini di temperatura esterna che in termini di carico elettrico, termico e frigorifero.

La Figura 147 mostra l'andamento giornaliero su base oraria delle variabili ottimizzate relative al bilancio elettrico.

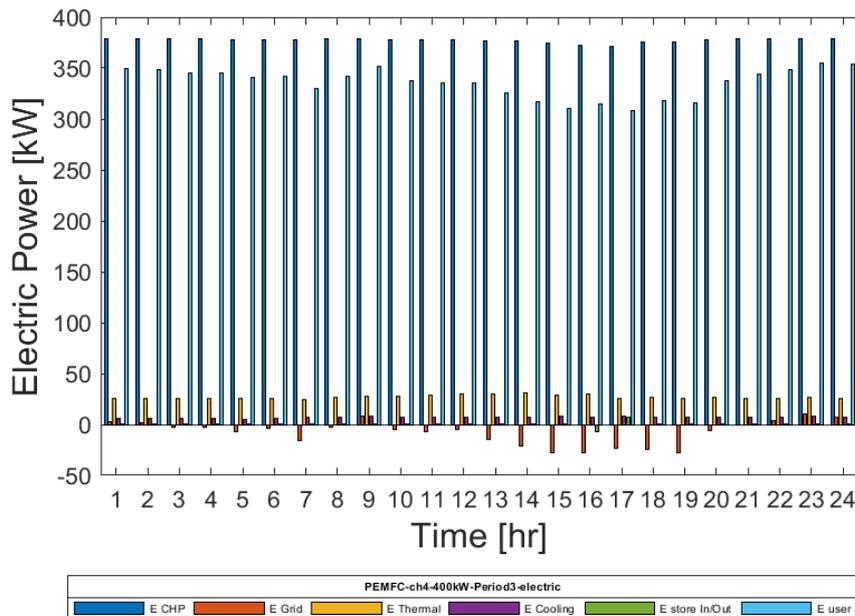


Figura 147 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili elettriche

Anche in questo caso si nota che il carico elettrico medio è maggiore rispetto al periodo 1, ma il fabbisogno di energia elettrica è comunque coperto dall'unità di cogenerazione. Parte dell'energia prodotta in surplus è utilizzata per alimentare le pompe di calore a compressione di gas, e un'altra aliquota venduta alla rete elettrica nazionale, con incidenza maggiore nelle ore centrali della giornata.

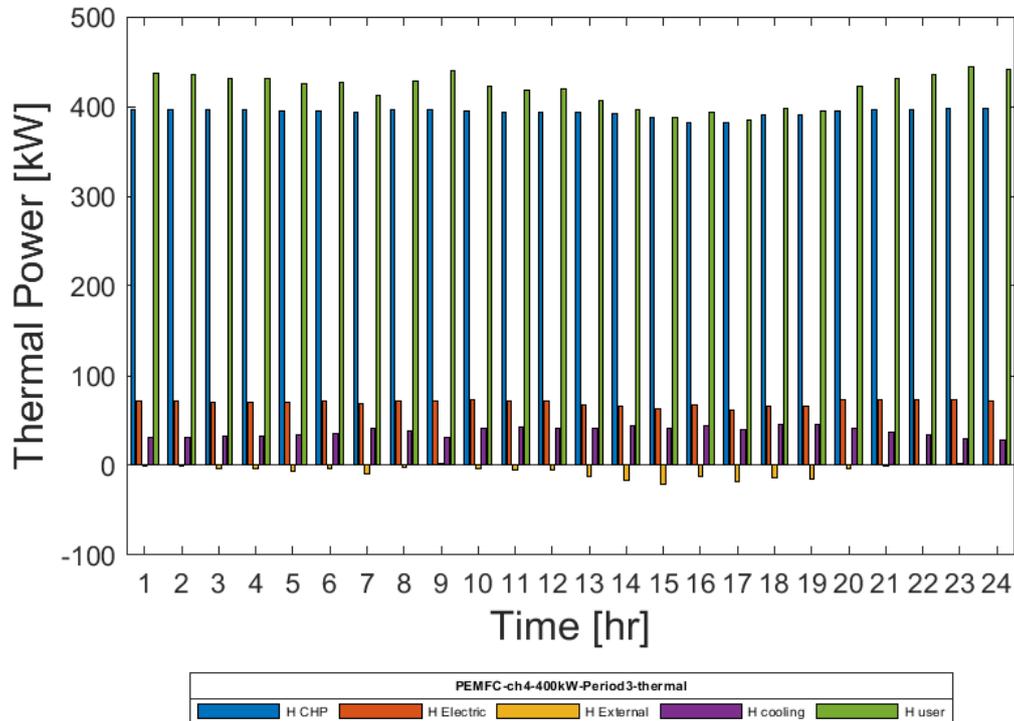


Figura 148 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili termiche

La Figura 148, relativa alle variabili del bilancio termico, mostra che, in misura ancora maggiore rispetto al periodo intermedio, la produzione di energia termica prodotta dalla singola unità di cogenerazione risulta essere superiore rispetto al carico, con delta massimi di circa 50 kW. Il bilancio termico viene soddisfatto grazie alla produzione di energia termica delle pompe di calore a compressione di gas. L'energia termica in surplus è utilizzata in parte per il soddisfacimento del carico frigorifero ed in minima parte viene necessariamente dissipata.

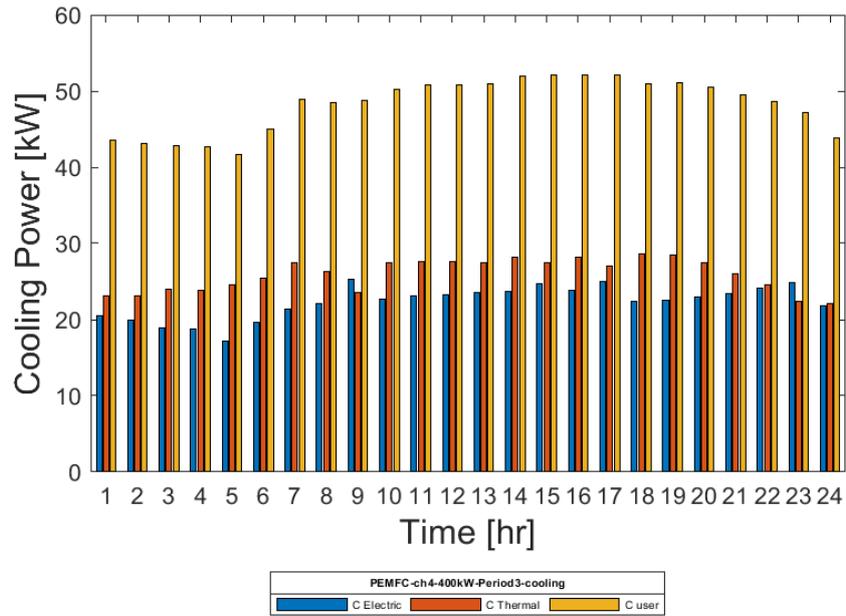


Figura 149 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili frigorifere

La Figura 149 mostra l'andamento delle variabili ottimizzate relative al bilancio frigorifero. L'energia termica prodotta dalla pompa di calore ad assorbimento mediamente è maggiore rispetto a quella prodotta da energia elettrica.

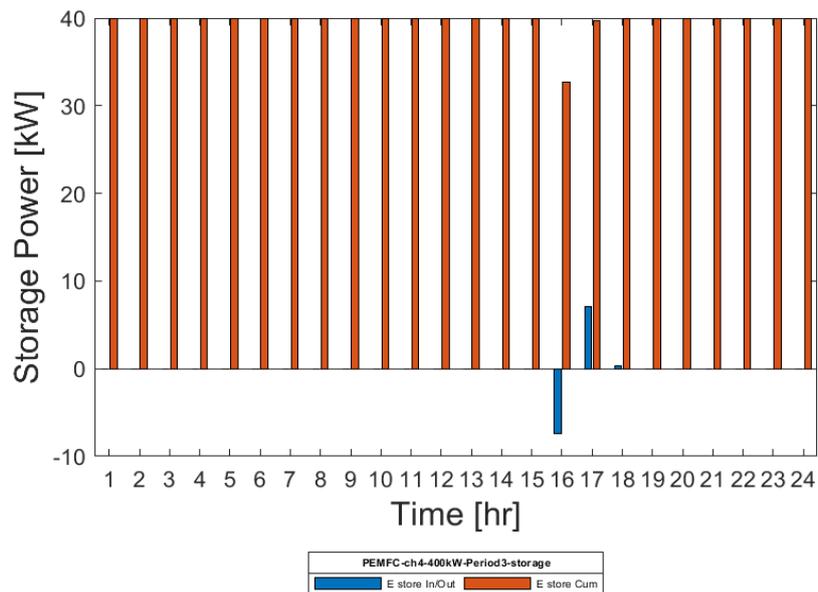


Figura 150 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: trend variabili Storage

La Figura 150 mostra l'andamento orario del sistema di storage dell'energia elettrica; si nota come il sistema di storage non interviene molto sul bilancio elettrico.

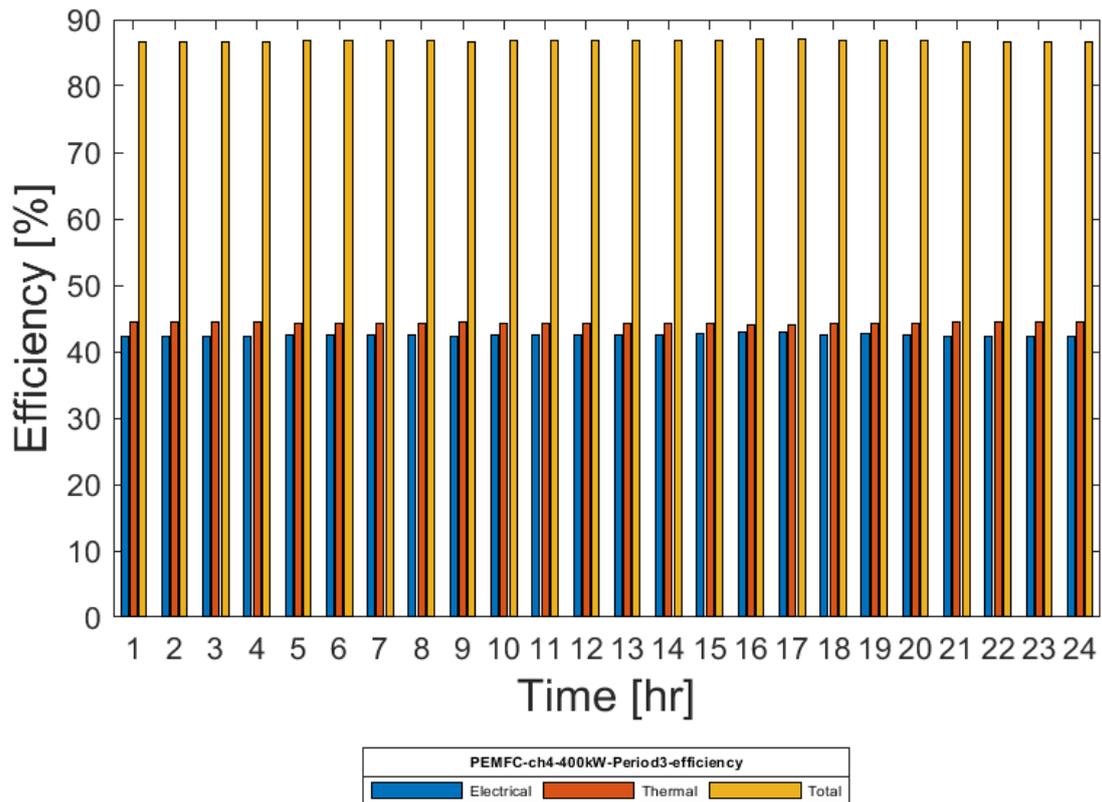


Figura 151 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Efficienza Elettrica, Termica e Totale

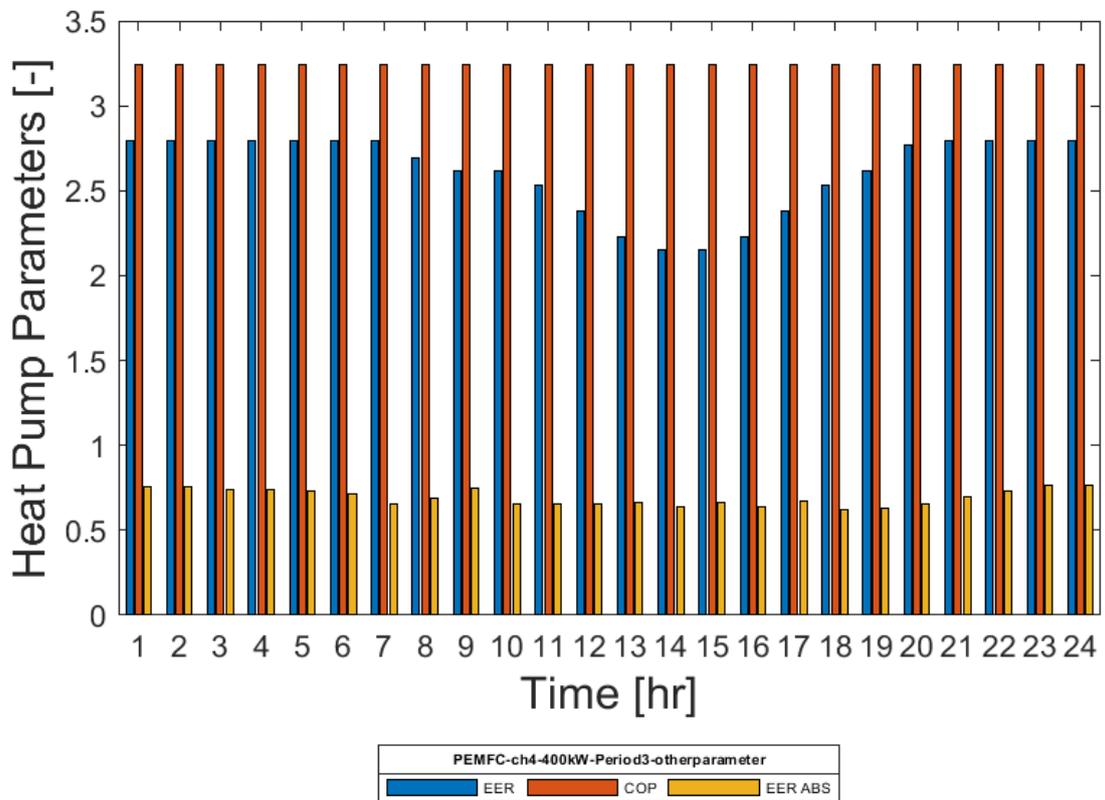


Figura 152 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Performance Pompe di Calore

La Figura 151 e la Figura 152 rappresentano gli andamenti delle efficienze dell'unità di cogenerazione e delle pompe di calore al variare del carico orario. Ancora una volta si sottolinea

come il valore di efficienza totale sia nettamente superiore rispetto a quanto ottenuto per le microturbine a gas. Il valore, che si mantiene praticamente costante al variare del carico, si attesta intorno a valori superiori all'85%, con valori di efficienza elettrica nell'ordine del 40%.

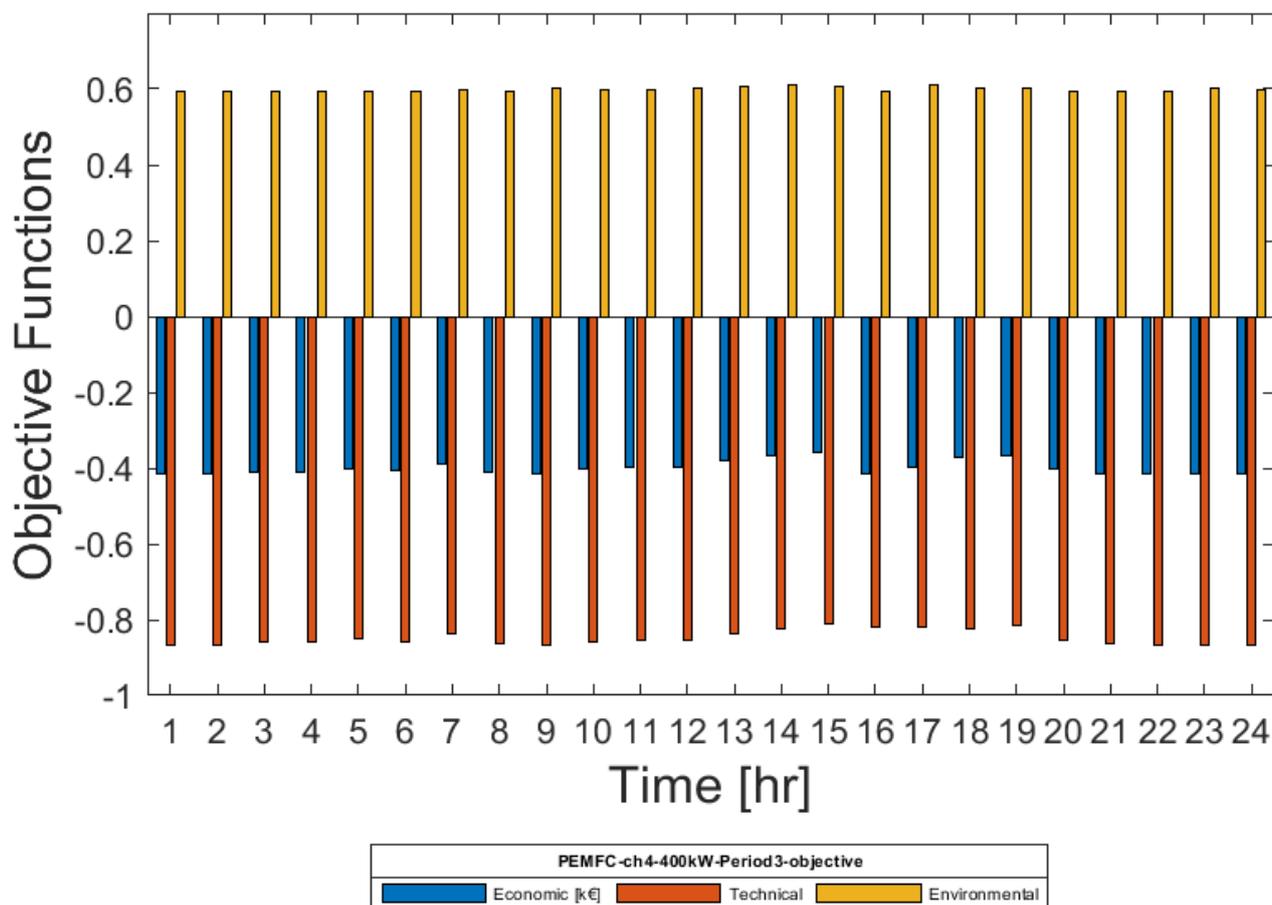


Figura 153 - PEMFC alimentate a metano +Li-Ion BES: Giorno tipo estivo: Valori orari delle funzioni di ottimizzazione

La Figura 153 mostra i valori delle funzioni obiettivo ottimizzate per il giorno tipo estivo. La funzione economica presenta valori più marcati in valori assoluti. I tagli sulle emissioni si assestano intorno al 40%, e la funzione tecnica presenta picchi sopra l'80%.

5.4. Considerazioni Conclusive sui due macro-casi studio

Le principali evidenze e i principali risultati ottenuti a valle delle campagne di simulazione eseguite per le due utenze industriali sono di seguito riportate:

- Per il primo macro-caso studio, relativo ad una grande utenza industriale, il carico elettrico medio nei quattro periodi di riferimento è pari a 4970 kW, il carico termico medio è pari a 4370 kW e il carico medio frigorifero è pari a circa 410 kW, mentre il carico frigorifero massimo è relativo al periodo di riferimento estivo ed è pari a circa 780 kW.

L'impianto di tri-generazione ottimale per questa tipologia di utenza, considerando non solo gli aspetti economico-finanziari ma anche quelli ambientali e di efficienza tecnologica è

risultato essere composto da: **SOFC alimentate a metano con taglia pari a 5 MWe**, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 500 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 390 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 390 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 1600 kWt.

Le osservazioni che derivano dal seguente risultato sono le seguenti:

- La taglia ottimale per l'unità di cogenerazione tende a coincidere con il carico elettrico medio dell'utenza; questo deriva principalmente dalla possibilità di limitare al minimo sia i picchi della produzione rispetto al carico istantaneo che, viceversa, i picchi del carico rispetto alla capacità di generazione dell'unità.
- Le differenze che si verificano istantaneamente tra il carico elettrico e la generazione sono gestite attraverso il sistema di storage ma anche attraverso le pompe di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica e frigorifera. In tal senso si può notare che il carico elettrico massimo risulta essere pari a circa 6200 kW mentre il carico minimo è pari a circa 4100 kW; l'escursione massima tra il valore del carico e la taglia di impianto è quindi pari a circa 1200 kW. Il dimensionamento del sistema di storage comporta la possibilità di gestire un picco di 500 kWe in input e di 450 kW in output (considerando il 10% di stato di carica minimo per i sistemi di storage agli ioni di litio); inoltre, considerando per le pompe di calore compressione di gas un COP nominale pari a 3,10 e un EER nominale pari a 2,55, istantaneamente la PdC per il riscaldamento può assorbire una potenza massima pari a circa 500 kWe mentre la PdC per il raffrescamento può assorbire una potenza massima pari a circa 150 kWe. Sommando quindi i contributi in input dei tre componenti, per un valore complessivo massimo di **1150 kWe** si nota che il picco di generazione è potenzialmente sempre gestibile all'interno del sistema energetico senza la necessità di dover vendere energia alla rete elettrica nazionale.
- Le SOFC riescono ad essere un buon compromesso tecnologico per questa tipologia di utenza in quanto il "Power-to-Heat Ratio", definito come rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica fornite contemporaneamente da un'unità di cogenerazione, per questa tecnologia è praticamente unitario; analizzando i valori medi dei carichi si nota che anche per l'utenza il rapporto è molto prossimo al valore unitario.

Da un punto di vista economico-finanziario, l'impianto ottimale è caratterizzato da un **VAN su base decennale pari a circa 20 M€**, inferiore ad esempio rispetto al VAN che

caratterizza i Motori a combustione interna nello scenario attuale, pari a circa 35M€; tuttavia analizzando anche gli altri parametri economici e finanziari si nota che il minor VAN per le SOFC è imputabile allo stato attuale all'elevato costo di investimento per l'installazione iniziale, pari a circa **50 M€**, di gran lunga superiore a quello delle altre tecnologie, nell'ordine invece dei 10-15 M€.

Inoltre, analizzando gli andamenti dei Cash Flows generabili annualmente, è stato notato che l'impianto ottimale riesce a garantire flussi nell'ordine dei **5 M€/anno**; questo dato risulta significativamente superiore rispetto alle altre tecnologie e ha influito notevolmente nella definizione dell'impianto ottimale. Infatti, se si considera che la vita medio per un grande impianto può superare di gran lunga l'orizzonte temporale dei dieci anni, le SOFC garantirebbero un valore del VAN crescente con una legge di proporzionalità maggiore rispetto alle altre tecnologie.

L'analisi e il confronto tra le tecnologie è stata poi completata sulla base di considerazioni tecniche ed ambientali in tutti i periodi di riferimento definiti: è risultato che mediamente le SOFC garantiscono un livello di efficienza totale, definita come somma di efficienza termica ed efficienza elettrica, pari al **90%**; inoltre, con riferimento ai valori di emissioni di CO₂ equivalente evitate rispetto alla generazione separata, è stato evidenziato che le SOFC garantiscono un abbattimento nell'ordine del **50%**.

- Per quanto riguarda invece il secondo macro-caso studio, relativo ad un'utenza industriale di più modeste dimensioni, il carico elettrico medio risulta pari a 306 kW, il carico termico medio risulta pari a 406 kW mentre il carico frigorifero medio risulta pari a 27 kW.

L'impianto di tri-generazione ottimale per questa tipologia di utenza, considerando non solo gli aspetti economico-finanziari ma anche quelli ambientali e di efficienza tecnologica è risultato essere composto da: **PEMFC alimentate a metano con taglia pari a 400 kWe**, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 40 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 26 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 26 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 76 kWt.

Rispetto al primo macro-caso studio, la prima osservazione di natura generale è legata al fatto che la definizione della taglia ottimale dell'unità di cogenerazione, considerando che anche per le PEMFC il "Power-to-Heat Ratio" assume valore unitario, è influenzata e guidata molto più pesantemente dal carico termico medio.

In questo caso dunque il bilancio di energia elettrica rispetto alla rete elettrica nazionale è quasi sempre negativo, in quanto l'energia viene quasi esclusivamente venduta alla rete.

Anche in questo caso però si nota che tale quantità di scambio è notevolmente limitata dalla presenza dello storage elettrico e delle pompe di calore a compressione di gas. La massima escursione tra l'energia generata e il fabbisogno dell'utenza è pari a circa 140 kWe, nel periodo intermedio di riferimento; tale picco viene in parte assorbito dal sistema di storage (40 kWe), in parte dalla pompa di calore per il raffrescamento (11 kWe) e in parte dalla pompa di calore per il riscaldamento (circa 25 kWe).

Da un punto di vista economico-finanziario, l'impianto ottimale è caratterizzato in questo caso da un **VAN su base decennale pari a circa 2,4 M€**, che rappresenta il massimo assoluto rispetto a tutte le altre tecnologie nello scenario attuale. Tale valore è legato anche ad un **costo di investimento inferiore a 500 k€**, minore anche rispetto alle tradizionali microturbine a gas. Per quanto riguarda invece i cash flows annuali generabili dall'investimento, le PEMFC con storage agli ioni di litio sono caratterizzati da **flussi annuali pari a circa 200 k€**, valore inferiore rispetto a quelli generabili con un impianto costituito da SOFC, caratterizzato da Cash Flows nell'ordine dei 300 k€. Tuttavia, rispetto al primo macro-caso studio, le SOFC sono notevolmente penalizzate nello scenario attuale dall'elevato costo di investimento che è sempre più influente al diminuire della taglia di impianto.

Per quanto riguarda invece l'analisi sulle prestazioni tecniche dell'impianto, le PEMFC con storage agli ioni di litio sono caratterizzati sui tre periodi di riferimento da **efficienze totali nell'ordine del 75%**; anche in questo caso le SOFC tendono a presentare efficienza leggermente superiori, che comunque non giustificano l'elevato rischio finanziario legato all'investimento iniziale. Infine, in termini di emissioni, le PEMFC garantiscono un abbattimento delle emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera pari al 40% di quelle di riferimento per la generazione separata; questo, nello scenario attuale, rappresenta il miglior risultato sotto il profilo ambientale.

- Analizzando lo scenario attuale con la presenza di meccanismi incentivanti per l'installazione delle celle a combustibile come unità di cogenerazione, in entrambi i macro-casi l'analisi economico-finanziaria ha portato alla scelta delle PEMFC con storage agli ioni di litio come migliore tecnologia. Per la grande utenza industriale, si ottiene infatti un **VAN pari a circa 70 M€**; per la piccola utenza industriale l'impianto sarebbe invece caratterizzato da un **VAN pari a circa 4,5 M€**.
- Facendo infine riferimento allo scenario di costo futuro, per come definito precedentemente, si possono fare le seguenti considerazioni sui due macro-casi analizzati:
 - Nel caso di piccola utenza industriale le SOFC rappresenteranno senz'altro la migliore soluzione tecnologica per la realizzazione di impianti di tri-generazione; in questo

caso infatti si raggiunge un **VAN pari a circa 3 M€**, legato principalmente al netto calo del costo di investimento che passa da circa 3 M€ attuali a meno di 1M€ al 2030. Anche da un punto di vista dei Cash Flows annuali, le SOFC saranno caratterizzate da valori pari a circa 300 k€, valore superiore rispetto a tutte le altre tecnologie. Analizzando le funzioni di ottimizzazione a livello orario è risultato che le SOFC garantiranno in questo scenario le migliori performance da un punto di vista tecnico, con **efficienza totale mediamente nell'ordine del 90%**, e il minor livello di emissioni di CO₂ equivalente con un **abbattimento medio rispetto alla generazione separata pari al 50 %**.

In questo scenario è stato anche notato che nonostante la riduzione del costo di investimento e del costo operativo legato alla produzione di idrogeno verde, la soluzione con PEMFC alimentate ad idrogeno derivante da fonti rinnovabili, non riesce a dare risultati promettenti, né da un punto di vista economico, né da un punto di vista tecnico.

- Per il primo macro-caso studio, relativo ad una grande utenza industriale, è stato invece notato che l'introduzione delle PEMFC alimentate ad idrogeno verde potrebbe essere possibile per grossi sistemi energetici. In questo scenario infatti il **VAN è pari a circa 30 M€**, quindi in linea con quanto previsto per i motori a combustione interna. Sebbene da un punto di vista dell'efficienza le SOFC siano risultate più performanti, il fatto che le PEMFC siano alimentate ad idrogeno derivante da fonti rinnovabili le rende senz'altro la tecnologia più promettente in termini ambientali, con un **abbattimento del 90% delle emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera**.

6. Conclusioni

L'attività di ricerca legata alla presente tesi di dottorato: **“Modellazione numerica per l'ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello di sistemi energetici in assetto poli-generativo”**, ha avuto lo scopo principale di presentare la modellazione fisica e numerica, l'implementazione, la validazione semi-empirica e l'applicabilità al settore industriale di un nuovo modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello per sistemi energetici in assetto poli-generativo.

Il modello è stato presentato come uno strumento innovativo, flessibile e scalabile per la definizione delle condizioni ottimali di funzionamento di un impianto di tri-generazione ma anche per la definizione delle migliori tecnologie e delle migliori taglie installabili per un nuovo impianto.

La principale ipotesi a supporto della presente attività di ricerca, in termini di possibili sviluppi futuri, è legata ad una sempre più crescente attenzione da parte della comunità scientifica nei sistemi di generazione distribuita, in correlazione alla crescente cura al concetto di sostenibilità economica, sociale ed ambientale nel settore energetico. In questo scenario, la cogenerazione e la tri-generazione si configurano senz'altro ad oggi tra le migliori possibilità per il raggiungimento delle massime condizioni di efficienza energetica e conseguente risparmio di energia primaria e di emissioni di CO₂ equivalente in atmosfera.

La presente attività di ricerca si inserisce nello scenario futuro descritto, proponendo un nuovo approccio nell'ottimizzazione dei sistemi energetici, che tenga conto di aspetti non solo economico-finanziari o tecnici e ambientali in modo separato tra loro, ma integrando tutti gli aspetti contemporaneamente nel processo di definizione della migliore strategia operativa per un impianto di tri-generazione. Questo garantisce quindi la scelta di tecnologie non solo in funzione della sostenibilità economica, ma includendo in modo sostanziale la sostenibilità tecnica e ambientale.

L'attività di ricerca, nella prima fase, è stata legata principalmente all'analisi del contesto normativo e dello stato dell'arte sui modelli di ottimizzazione multi-obiettivo.

L'analisi del contesto normativo inerente gli impianti di co e tri-generazione ha permesso di:

- definire gli ambiti e i limiti di applicabilità dei sistemi energetici in esame;
- individuare le attuali politiche incentivanti per la cogenerazione ad alto rendimento e anche i possibili scenari futuri legati alle politiche energetiche comunitarie e nazionali.

L'analisi bibliografica sullo stato dell'arte dei modelli di ottimizzazione multi-obiettivo è stata condotta con focus sui sistemi energetici in assetto poli-generativo. I principali modelli investigati in letteratura riguardano la Programmazione MILP (Mixed Integer Linear Programming) e MINLP (Mixed Integer Non-Linear Programming). Il presente lavoro di tesi ha poi investigato la letteratura di riferimento per l'ottimizzazione multi-obiettivo, valutando le principali potenzialità, limiti e

criticità delle soluzioni e degli approcci proposti nella bibliografia di settore. Sono stati descritti gli algoritmi di risoluzione genetici, in virtù delle principali applicazioni ai modelli di ottimizzazione nel settore dei sistemi energetici.

Dalla approfondita analisi sullo state dell'arte, l'attività di ricerca è proseguita nella ricerca dei limiti degli approcci utilizzati in letteratura e nella proposta di aspetti innovativi. Questo ha portato alla definizione di un layout tipico per un impianto di trigenerazione ed alla successiva formalizzazione ed implementazione del nuovo modello di ottimizzazione multi-obiettivo e multi-livello.

Il modello è stato presentato a partire dalla definizione del problema fisico, economico ed ambientale, individuando le principali variabili decisionali, i principali vincoli e le condizioni al contorno imposte per le variabili stesse.

Successivamente è stata eseguita la validazione semi-empirica del modello, attraverso il confronto tra le curve modellate di costo e di performance e i dati presenti in letteratura o derivanti da analisi di prodotti esistenti sul mercato; in particolare, per quanto riguarda le prestazioni delle unità di cogenerazione, sono stati valutati cinque principali indicatori di prestazione: rendimento elettrico e nominale complessivo in funzione della taglia installata; andamento dell'efficienza elettrica e complessiva durante il funzionamento a carico parziale; e rapporto potenza-calore in funzione della dimensione installata. Per valutare l'andamento del COP, Potenza Termica, EER e Potenza Frigorifera in funzione della Temperatura Esterna, sono state individuate due temperature di riferimento corrispondenti al 100% della prestazione nominale: 35°C per il funzionamento estivo e 8°C per quello invernale operazione. La convalida dei costi per ciascuna tecnologia nel sistema energetico esaminato è stata effettuata confrontando le curve modellate con quelle corrispondenti ai valori commerciali. Sono state quindi presentate le spese in conto capitale (CAPEX) e le spese operative (OPEX) per ciascuna tecnologia.

I valori di "Rquadro", ottenuti per la maggior parte dei casi attraverso regressione logaritmica, hanno assunto valori superiori al 90%, certificando così la correlazione tra le curve modellate e le curve reali sia di costo che di prestazione.

A valle della validazione del modello implementato, l'attività di ricerca si è evoluta verso la ricerca di possibili casi studio di applicazione del modello stesso. In particolare, vista la flessibilità e modularità del modello e delle tecnologie che esso prende a riferimento, sono state definite due diverse utenze industriali, una di piccole e una di grandi dimensioni. Dopo una breve descrizione delle utenze, con la valutazione dei carichi in tutti i periodi di riferimento definiti, sono state evidenziate le condizioni di simulazione, quindi i valori di tutti i parametri adimensionali e di riferimento in input al modello stesso.

Allo stesso modo, sono stati definiti tre diversi scenari di riferimento per lo svolgimento delle simulazioni: lo scenario attuale di costo, lo scenario attuale con la considerazione di meccanismi incentivanti all'installazione delle celle a combustibile, e lo scenario futuro di costo con la previsione di un abbattimento dei costi in conto capitale per l'installazione delle celle a combustibile e dei costi operativi per la produzione di idrogeno verde da 4 €/kg attuali a 1,5 €/kg.

L'attività di simulazione e applicazione del modello ai casi studio definiti nei diversi scenari di riferimento è stata preceduta da alcune fasi propedeutiche:

- Test sui solver: è stato eseguito un test su un caso semplificato per valutare l'affidabilità, la robustezza e il peso computazionale di due diversi algoritmi di risoluzione del problema di ottimizzazione, messi a disposizione in ambiente Matlab; il test ha riguardato il solver "gamultiobj" e il solver "fgoalattain". Dal confronto è emerso che per questa tipologia di problemi l'algoritmo "fgoalattain" risponde meglio sia in termini di affidabilità che di tempi necessari alla risoluzione del problema stesso. Nel caso semplificato considerato è stato notato che lo svolgimento di 4 simulazioni "fgoalattain" impiega un tempo di calcolo pari a 8,91 secondi (circa 2,3 secondi per ogni simulazione oraria), mentre "gamultiobj" impiega un tempo pari a 228 secondi (circa 57 secondi per ogni simulazione oraria). Il confronto è stato eseguito a pari condizioni di simulazione e sullo stesso hardware in entrambi i casi per evitare interferenza nella valutazione del solutore più efficiente.
- Pianificazione delle simulazioni da eseguire e definizione della struttura e corposità dei casi studio; una volta scelto l'algoritmo di risoluzione ottimale per il problema di ottimizzazione, e in considerazione ai tempi di simulazione, è stata necessaria una programmazione delle campagne di simulazione in modo da trovare il giusto compromesso tra completezza di analisi e chiarezza e sintesi nella presentazione dei risultati principali.

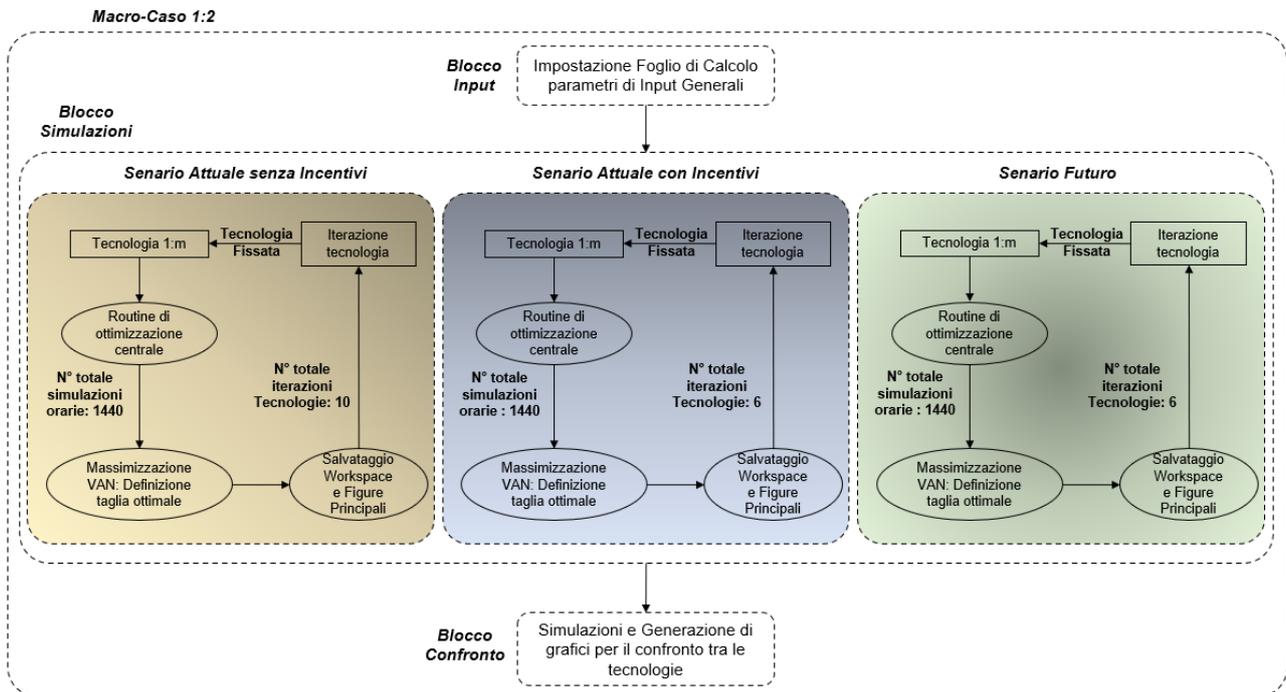
La figura sotto esprime in forma grafica le attività di pianificazione ed esecuzione delle campagna di simulazione per entrambi i macro-casi studi definiti.

La prima attività è stata relativa alla definizione delle condizioni di input e la conseguente realizzazione di un foglio di calcolo collegato al codice di ottimizzazione implementato da cui lo stesso potesse in automatico leggere e inizializzare i parametri stessi; è stato realizzato un foglio specifico per ognuno dei due macro-casi studio.

Nella seconda fase, definita in figura dal "**Blocco Simulazioni**" è stata avviata la vera e propria campagna di simulazione.

Sono stati dapprima distinti i tre scenari di riferimento già definiti: in quello attuale sono state testati già diversi accoppiamenti tecnologici di unità di cogenerazione e sistema di storage; in quello attuale

con incentivi sono stati testati tutti gli accoppiamenti relativi alle pompa di calore, per un numero pari a sei; in quello futuro sono stati testati gli stessi sei accoppiamenti dello scenario con incentivi.



Schema Pianificazione ed Esecuzione Campagne di Simulazione ai Marco-casi studio

Per ogni fissata tecnologia tra quelle disponibili nel modello sono state eseguite le due routine di ottimizzazione su cui si basa il codice multi-livello: nella routine di ottimizzazione centrale, per ogni tecnologia sono state eseguite **1440 simulazioni orarie** che hanno portato alla definizione di un trend del VAN in funzione della taglia di installazione; nella seconda routine è stata quindi eseguita la massimizzazione del VAN e la conseguente definizione della taglia ottimale per la data tecnologia. A questo punto, dopo aver salvato i risultati, i parametri di output delle simulazioni e le principali figure utili per il confronto finale, la campagna è stata iterata per tutte le tecnologie prese in esame in ogni scenario di riferimento.

Questo blocco di simulazioni è stato dunque caratterizzato da un numero totale di **31.680 simulazioni orarie**.

A seguito della campagna di simulazioni per il primo macro-caso studio è iniziata una fase di analisi critica dei risultati ottenuti e quindi un confronto tra le 22 tecnologie testate al fine di valutare la taglia ottima della tecnologia ottima per la realizzazione di un impianto di tri-generazione a servizio di una grande utenza industriale.

Come si nota dalla figura, l'intero processo è stato poi ripetuto per il secondo macro-caso studio con la stessa struttura di base. Durante l'intera campagna di simulazioni è stato dunque eseguito un numero totale di **63.360 simulazioni orarie**.

L'impianto di tri-generazione ottimale per il primo macro-caso studio relativo ad una grande utenza industriale, considerando non solo gli aspetti economico-finanziari ma anche quelli ambientali e di efficienza tecnologica è risultato essere composto da: **SOFC alimentate a metano con taglia pari a 5 MWe**, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 500 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 390 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 390 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 1600 kWt.

Per quanto riguarda invece il secondo macro-caso studio relativo ad un'utenza industriale di più modeste dimensioni, l'impianto di tri-generazione ottimale, considerando non solo gli aspetti economico-finanziari ma anche quelli ambientali e di efficienza tecnologica è risultato essere composto da: **PEMFC alimentate a metano con taglia pari a 400 kWe**, sistema di storage dell'energia elettrica agli ioni di litio con taglia massima pari a 40 kWe, pompa di calore ad assorbimento con taglia pari a 26 kWf, pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia frigorifera con taglia pari a 26 kWf, e pompa di calore a compressione di gas per la generazione di energia termica con taglia pari a 76 kWt.

Dalle analisi svolte sui singoli casi studio e nei vari scenari di riferimento si evince quindi che le Celle a combustibile già nello scenario attuale rappresentano una tecnologia confrontabile con quelle tradizionali più mature, come i motori a combustione interna e le microturbine a gas. L'abbattimento dei costi di investimento, legati a meccanismi incentivanti ma anche al raggiungimento di una maggiore maturità tecnologica, garantiranno nel prossimo futuro un notevole incremento dell'applicazione di queste tecnologie.

La seconda considerazione macroscopica messa in luce dall'applicazione ai casi studio è relativa al combustibile utilizzato. Ad oggi, visti gli elevati costi unitari di produzione dell'idrogeno verde, il metano rappresenta senz'altro il miglior combustibile che garantisce un equilibrio tra l'economicità e il ridotto impatto ambientale. In vista però di un crescente fervore nella comunità scientifica e in quella economica verso il concetto di green economy, correlato anche al concetto di hydrogen economy, risulta evidente che l'idrogeno verde è destinato a diventare su larga scala il combustibile più utilizzato per sistemi di co e tri-generazione, oltre che nel settore dei trasporti.

Il modello presentato nel presente lavoro di Tesi di Dottorato permette di ottenere risultati quindi consistenti e promettenti anche in vista di futuri sviluppi e approfondimenti. Tra questi:

- Affinamento di alcuni aspetti del modello, esplicitando alcune funzioni e trasformazioni interne ad ogni componente modellato, come ad esempio i processi relativi agli scambiatori di calore e/o altri sistemi ausiliari interni. In tal senso il modello, oltre a rappresentare un valido strumento di dimensionamento dell'impianto e di definizione della strategia ottimale

di esercizio, potrebbe fornire informazioni utili di natura costruttiva di ogni singolo componente.

- Il modello è inoltre potenzialmente sviluppabile in termini di numero di simulazioni eseguibili. In questo lavoro di tesi, come ipotesi di base, sono stati definiti dei giorni di tipo di riferimento e l'analisi ha quindi una base oraria su un range temporale trimestrale; questo implica che per ogni anno siano di fatto eseguite 4 simulazioni su 24 ore, quindi 4 simulazioni relative ai 4 giorni tipo. Come sviluppo futuro, il modello è in grado di eseguire per un anno un numero di simulazioni pari al numero di ore/anno, ovviamente incrementando il tempo computazionale per l'esecuzione di una simulazione completa.
- Sul modello, che presenta un'elevata flessibilità, può essere inoltre implementata una strategia di controllo previsionale sulle ore successive a quella simulata; questo nella gestione operativa dell'impianto, può essere una caratteristica fondamentale, per esempio, nell'utilizzo del sistema di storage dell'energia elettrica.
- Come ulteriore potenziale sviluppo si può inoltre includere un'analisi approfondita sull'evoluzione dei meccanismi incentivanti, sia relativi allo stato attuale che, soprattutto, in funzione degli scenari futuri in termini di politica energetica comunitaria e nazionale.

Bibliografia

- [1] P. Simeoni, G. Nardin and G. Ciotti, “Planning and design of sustainable smart multi energy systems. The case of a food industrial district in Italy,” *Energy*, 163, pp. 443-456, 2018 n.d.
- [2] E. Council, «International agreements on climate action,» [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>. [Consultato il giorno 28 03 2019]. 1997:167–9. <https://doi.org/10.18356/11c9881d-en>.
- [3] C. Europea, PACCHETTO “UNIONE DELL’ENERGIA”, Bruxelles, 2015. n.d.
- [4] Commissione Europea. C. Europea, *Energia Pulita per tutti gli Europei*, Lussemburgo: Unione Europea, 2019. 2016.
- [5] C. Europea, DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, Bruxelles: Unione Europea, 2018 n.d.
- [6] U. Europea, DIRETTIVA (UE) 2018/2002 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018, *Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea*, 2018 n.d.
- [7] U. Europea, REGOLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’ 11 Dicembre 2018, *Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea*, 2018. n.d.
- [8] European Commission. C. Europea, *RELAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO E AL CONSIGLIO*, Bruxelles: Commissione Europea, 2020. 2018:1–13.
- [9] Consiglio EIL, Europea D. U. Europea, DIRETTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 febbraio 2004, *Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea*, 2004. n.d.:1–37.
- [10] Enea; GSE. *Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR. Aggiorn Dell’edizione 1* 2019:1–65.
- [11] GSE «Cogenerazione ad Alto Rendimento,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-certificati-bianchi>. n.d.
- [12] Iliev IK, Terziev AK, Beloiev HI, Nikolaev I, Georgiev AG. Comparative analysis of the energy efficiency of different types co-generators at large scales CHPs. *Energy* 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.119755>.
- [13] Asensio FJ, San Martín JI, Zamora I, Garcia-Villalobos J. Fuel cell-based CHP system modelling using Artificial Neural Networks aimed at developing techno-economic efficiency maximization control systems. *Energy* 2017;123:585–93. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.043>.
- [14] Arsalis A, Nielsen MP, Kær SK. Modeling and off-design performance of a 1kWe HT-PEMFC (high temperature-proton exchange membrane fuel cell)-based residential micro-CHP (combined-heat-and-power) system for Danish single-family households. *Energy* 2011;36:993–1002. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.009>.
- [15] Ou K, Yuan W-W, Kim Y-B. Development of optimal energy management for a residential fuel cell hybrid power system with heat recovery. *Energy* 2021;219:119499. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119499>.

- [16] Acha S, Le Brun N, Damaskou M, Fubara TC, Mulgundmath V, Markides CN, et al. Fuel cells as combined heat and power systems in commercial buildings: A case study in the food-retail sector. *Energy* 2020;206:118046. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118046>.
- [17] Sigarchian SG, Malmquist A, Martin V. Design optimization of a complex polygeneration system for a hospital. *Energies* 2018. <https://doi.org/10.3390/en11051071>.
- [18] Fazlollahi S, Becker G, Ashouri A, Maréchal F. Multi-objective, multi-period optimization of district energy systems: IV - A case study. *Energy* 2015. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.003>.
- [19] Tian Z, Niu J, Lu Y, He S, Tian X. The improvement of a simulation model for a distributed CCHP system and its influence on optimal operation cost and strategy. *Appl Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.086>.
- [20] Kazagic A, Merzic A, Redzic E, Tresnjo D. Optimization of modular district heating solution based on CHP and RES - Demonstration case of the Municipality of Visoko. *Energy* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.132>.
- [21] Ondeck A, Edgar TF, Baldea M. A multi-scale framework for simultaneous optimization of the design and operating strategy of residential CHP systems. *Appl Energy* 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.082>.
- [22] F. F. Bargos, W. Lamas e G. A. Bilato, «Computational tools and operational research for optimal design of co-generation systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, n. October 2018, pp. 507-516, 2018. n.d.
- [23] Iyer RR, Grossmann IE. Synthesis and operational planning of utility systems for multiperiod operation. *Comput Chem Eng* 1998;22:979–93. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0098-1354\(97\)00270-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0098-1354(97)00270-6).
- [24] Marechal F, Kalitventzeff B. Targeting the integration of multi-period utility systems for site scale process integration. *Appl Therm Eng* 2003;23:1763–84. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(03\)00142-X](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1359-4311(03)00142-X).
- [25] Maréchal F, Kalitventzeff B. Process integration: Selection of the optimal utility system. *Comput Chem Eng* 1998;22:S149–56. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0098-1354\(98\)00049-0](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0098-1354(98)00049-0).
- [26] Arcuri P, Florio G, Fragiaco P. A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex. *Energy* 2007;32:1430–47. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.10.023>.
- [27] Tsay MT, Lin WM, Lee JL. Application of evolutionary programming for economic dispatch of cogeneration systems under emission constraints. *Int J Electr Power Energy Syst* 2001;23:805–12. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(00\)00095-8](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(00)00095-8).
- [28] Tibi NA, Arman H. A linear programming model to optimize the decision-making to managing cogeneration system. *Clean Technol Environ Policy* 2007;9:235–40. <https://doi.org/10.1007/s10098-006-0075-2>.
- [29] Umetani S, Fukushima Y, Morita H. A linear programming based heuristic algorithm for charge and discharge scheduling of electric vehicles in a building energy management system. *Omega (United Kingdom)* 2017;67:115–22. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2016.04.005>.
- [30] Costa A, Fichera A. A mixed-integer linear programming (MILP) model for the evaluation of

- CHP system in the context of hospital structures. *Appl Therm Eng* 2014. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.02.051>.
- [31] Daraei M, Avelin A, Thorin E. Optimization of a regional energy system including CHP plants and local PV system and hydropower: Scenarios for the County of Västmanland in Sweden. *J Clean Prod* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.086>.
- [32] Majewski DE, Wirtz M, Lampe M, Bardow A. Robust multi-objective optimization for sustainable design of distributed energy supply systems. *Comput Chem Eng* 2017;102:26–39. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.11.038>.
- [33] Wu Q, Ren H, Gao W, Ren J. Multi-objective optimization of a distributed energy network integrated with heating interchange. *Energy* 2016;109:353–64. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.112>.
- [34] Yang Y, Zhang S, Xiao Y. Optimal design of distributed energy resource systems coupled with energy distribution networks. *Energy* 2015;85:433–48. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.101>.
- [35] Wakui T, Yokoyama R. Optimal sizing of residential SOFC cogeneration system for power interchange operation in housing complex from energy-saving viewpoint. *Energy* 2012;41:65–74. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.056>.
- [36] Ameri M, Besharati Z. Optimal design and operation of district heating and cooling networks with CCHP systems in a residential complex. *Energy Build* 2016;110:135–48. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.10.050>.
- [37] Carvalho M, Serra LM, Lozano MA. Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. *Energy* 2011;36:3779–90. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.023>.
- [38] Di Somma M, Yan B, Bianco N, Luh PB, Graditi G, Mongibello L, et al. Multi-objective operation optimization of a Distributed Energy System for a large-scale utility customer. *Appl Therm Eng* 2016;101:752–61. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.02.027>.
- [39] Ju L, Tan Z, Li H, Tan Q, Yu X, Song X. Multi-objective operation optimization and evaluation model for CCHP and renewable energy based hybrid energy system driven by distributed energy resources in China. *Energy* 2016;111:322–40. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.085>.
- [40] Casisi M, Pinamonti P, Reini M. Optimal lay-out and operation of combined heat & power (CHP) distributed generation systems. *Energy* 2009;34:2175–83. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.10.019>.
- [41] Buoro D, Casisi M, De Nardi A, Pinamonti P, Reini M. Multicriteria optimization of a distributed energy supply system for an industrial area. *Energy* 2013;58:128–37. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.12.003>.
- [42] Guillén-Gosálbez G. A novel MILP-based objective reduction method for multi-objective optimization: Application to environmental problems. *Comput Chem Eng* 2011;35:1469–77. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2011.02.001>.
- [43] Elsidio C, Bischi A, Silva P, Martelli E. Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units. *Energy* 2017;121:403–26. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.014>.

- [44] J. Ortiga, Modelling environment for the design and optimization of energy polygeneration systems., PhD Thesis, 2010. n.d.
- [45] L. Wolsey, Integer Programming, Wiley-Interscience, 1998. n.d.
- [46] IBM, «CPLEX Optimizer,» [Online]. Available: <https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer>. [Consultato il giorno 15 04 2019]. n.d.
- [47] G. Optimization, «Gurobi Optimizer 6.0 Released,» [Online]. Available: <http://www.gurobi.com/company/news/highlights-of-gurobi-optimizer-6.0>. [Consultato il giorno 15 04 2019]. n.d.
- [48] FICO, «FICO® Xpress Optimization,» [Online]. Available: <https://www.fico.com/en/products/fico-xpress-optimization>. [Consultato il giorno 15 04 2019]. n.d.
- [49] MathWorks. MathWorks, «Optimization Toolbox,» [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/products/optimization/whatsnew.html>. [Consultato il giorno 15 04 2019]. n.d.
- [50] Arcuri P, Beraldi P, Florio G, Fragiaco P. Optimal design of a small size trigeneration plant in civil users: A MINLP (Mixed Integer Non Linear Programming Model). Energy 2015;80:628–41. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.018>.
- [51] Steen D, Stadler M, Cardoso G, Groissböck M, DeForest N, Marnay C. Modeling of thermal storage systems in MILP distributed energy resource models. Appl Energy 2015;137:782–92. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.036>.
- [52] Mavromatidis G. Model-based design of Distributed Urban Energy Systems Under Uncertainty. PhD Thesis 2017.
- [53] S. C. Bhatia, Advanced Renewable Energy Systems, 2014. n.d.
- [54] Zheng X, Wu G, Qiu Y, Zhan X, Shah N, Li N, et al. A MINLP multi-objective optimization model for operational planning of a case study CCHP system in urban China. Appl Energy 2018;210:1126–40. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.038>.
- [55] Almansoori A, Betancourt-Torcat A. Design optimization model for the integration of renewable and nuclear energy in the United Arab Emirates' power system. Appl Energy 2015;148:234–51. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.068>.
- [56] A. Neculai, Nonlinear Optimization Applications Using the GAMS Technology, Boston, MA Springer, 2013. n.d.
- [57] Mertz T, Serra S, Henon A, Reneaume JM. A MINLP optimization of the configuration and the design of a district heating network: Study case on an existing site. Energy Procedia 2017;116:236–48. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.071>.
- [58] Boukouvala F, Misener R, Floudas CA. Global optimization advances in Mixed-Integer Nonlinear Programming, MINLP, and Constrained Derivative-Free Optimization, CDFO. Eur J Oper Res 2016;252:701–27. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.12.018>.
- [59] Goderbauer S, Bahl B, Voll P, Lübbecke ME, Bardow A, Koster AMCA. An adaptive discretization MINLP algorithm for optimal synthesis of decentralized energy supply systems. Comput Chem Eng 2016;95:38–48. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.09.008>.
- [60] Zhou Z, Liu P, Li Z, Pistikopoulos EN, Georgiadis MC. Impacts of equipment off-design characteristics on the optimal design and operation of combined cooling, heating and power

- systems. *Comput Chem Eng* 2013;48:40–7. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2012.08.007>.
- [61] Voll P, Klaffke C, Hennen M, Bardow A. Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems. *Energy* 2013;50:374–88. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.045>.
- [62] Dvořák M, Havel P. Combined heat and power production planning under liberalized market conditions. *Appl Therm Eng* 2012;43:163–73. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.016>.
- [63] Bischi A, Taccari L, Martelli E, Amaldi E, Manzolini G, Silva P, et al. A detailed optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning. *Proc. 26th Int. Conf. Effic. Cost, Optim. Simul. Environ. Impact Energy Syst. ECOS 2013*, 2013.
- [64] D'Ambrosio C, Lodi A, Martello S. Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models. *Oper Res Lett* 2010;38:39–46. <https://doi.org/10.1016/j.orl.2009.09.005>.
- [65] Deng N, Cai R, Gao Y, Zhou Z, He G, Liu D, et al. A MINLP model of optimal scheduling for a district heating and cooling system: A case study of an energy station in Tianjin. *Energy* 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.130>.
- [66] Wu JY, Wang JL, Li S. Multi-objective optimal operation strategy study of micro-CCHP system. *Energy* 2012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.013>.
- [67] Onishi VC, Antunes CH, Fraga ES, Cabezas H. Stochastic optimization of trigeneration systems for decision-making under long-term uncertainty in energy demands and prices. *Energy* 2019;175:781–97. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.095>.
- [68] Santos MI, Urtubey W. A practical model for energy dispatch in cogeneration plants. *Energy* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.057>.
- [69] Liu P, Pistikopoulos EN, Li Z. A multi-objective optimization approach to polygeneration energy systems design. *AIChE J* 2010. <https://doi.org/10.1002/aic.12058>.
- [70] Wang M, Yu H, Jing R, Liu H, Chen P, Li C. Combined multi-objective optimization and robustness analysis framework for building integrated energy system under uncertainty. *Energy Convers Manag* 2020;208:112589. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112589>.
- [71] Rubio-Maya C, Uche J, Martínez A. Sequential optimization of a polygeneration plant. *Energy Convers Manag* 2011;52:2861–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.01.023>.
- [72] Taccari L, Amaldi E, Martelli E, Bischi A. Short-Term Planning of Cogeneration Power Plants: a Comparison Between MINLP and Piecewise-Linear MILP Formulations. In: Gernaey K V, Huusom JK, Gani R, editors. *12th Int. Symp. Process Syst. Eng. 25th Eur. Symp. Comput. Aided Process Eng.*, vol. 37, Elsevier; 2015, p. 2429–34. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63576-1.50099-6>.
- [73] Franco A, Bellina F. Methods for optimized design and management of CHP systems for district heating networks (DHN). *Energy Convers Manag* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.009>.
- [74] Chen S, Wassel D, Büskens C. High-Precision Modeling and Optimization of Cogeneration Plants. *Energy Technol* 2016;4:177–86. <https://doi.org/10.1002/ente.201500244>.

- [75] Yang Y, Zhang H, Yan P, Jermsittiparsert K. Multi-objective optimization for efficient modeling and improvement of the high temperature PEM fuel cell based Micro-CHP system. *Int J Hydrogen Energy* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.189>.
- [76] Bellos E, Tzivanidis C. Multi-objective optimization of a solar driven trigeneration system. *Energy* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.054>.
- [77] Chen Y, Wang J, Lund PD. Thermodynamic performance analysis and multi-criteria optimization of a hybrid combined heat and power system coupled with geothermal energy. *Energy Convers Manag* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112741>.
- [78] Nazari-Heris M, Mohammadi-Ivatloo B, Gharehpetian GB. A comprehensive review of heuristic optimization algorithms for optimal combined heat and power dispatch from economic and environmental perspectives. *Renew Sustain Energy Rev* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.024>.
- [79] Liu M, Shi Y, Fang F. Optimal power flow and PGU capacity of CCHP systems using a matrix modeling approach. *Appl Energy* 2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.08.041>.
- [80] Urbanucci L, Testi D, Bruno JC. An operational optimization method for a complex polygeneration plant based on real-time measurements. *Energy Convers Manag* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.076>.
- [81] Luo Z, Yang S, Xie N, Xie W, Liu J, Souley Agbodjan Y, et al. Multi-objective capacity optimization of a distributed energy system considering economy, environment and energy. *Energy Convers Manag* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112081>.
- [82] Vahid Pakdel MJ, Sohrabi F, Mohammadi-Ivatloo B. Multi-objective optimization of energy and water management in networked hubs considering transactive energy. *J Clean Prod* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121936>.
- [83] Kwan TH, Wu X, Yao Q. Performance comparison of several heat pump technologies for fuel cell micro-CHP integration using a multi-objective optimisation approach. *Appl Therm Eng* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114002>.
- [84] Kwan TH, Wu X, Yao Q. Multi-objective genetic optimization of the thermoelectric system for thermal management of proton exchange membrane fuel cells. *Appl Energy* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.097>.
- [85] Kwan TH, Wu X. Power and mass optimization of the hybrid solar panel and thermoelectric generators. *Appl Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.016>.
- [86] Liu M, Wang S, Yan J. Operation scheduling of a coal-fired CHP station integrated with power-to-heat devices with detail CHP unit models by particle swarm optimization algorithm. *Energy* 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119022>.
- [87] Afzali SF, Mahalec V. Optimal design, operation and analytical criteria for determining optimal operating modes of a CCHP with fired HRSG, boiler, electric chiller and absorption chiller. *Energy* 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.029>.
- [88] Wang Y, Ma Y, Song F, Ma Y, Qi C, Huang F, et al. Economic and efficient multi-objective operation optimization of integrated energy system considering electro-thermal demand response. *Energy* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118022>.
- [89] Pirkandi J, Jokar MA, Sameti M, Kasaeian A, Kasaeian F. Simulation and multi-objective optimization of a combined heat and power (CHP) system integrated with low-energy buildings. *J Build Eng* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.job.2015.10.004>.

- [90] Balafkandeh S, Zare V, Gholamian E. Multi-objective optimization of a tri-generation system based on biomass gasification/digestion combined with S- CO₂ cycle and absorption chiller. *Energy Convers Manag* 2019;200:112057. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112057>.
- [91] Seijo S, del Campo I, Echanobe J, García-Sedano J. Modeling and multi-objective optimization of a complex CHP process. *Appl Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.003>.
- [92] Anand H, Narang N, Dhillon JS. Multi-objective combined heat and power unit commitment using particle swarm optimization. *Energy* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.155>.
- [93] Fan X, Sun H, Yuan Z, Li Z, Shi R, Razmjoooy N. Multi-objective optimization for the proper selection of the best heat pump technology in a fuel cell-heat pump micro-CHP system. *Energy Reports* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.01.009>.
- [94] EnerCoSS. Trigenation (Electricity, Steam, Chiller). 2 2021.
- [95] McPhail SJ, Cigolotti V, Moreno A. Fuel cells in the waste-to-energy Chain. *Green Energy Technol* 2012. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-2369-9>.
- [96] Cigolotti V, McPhail S, Moreno A. Nonconventional fuels for high-temperature fuel cells: Status and issues. *J Fuel Cell Sci Technol* 2009. <https://doi.org/10.1115/1.3080551>.
- [97] Ellamla HR, Staffell I, Bujlo P, Pollet BG, Pasupathi S. Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. *J Power Sources* 2015. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.05.050>.
- [98] Larminie J, Dicks A. Fuel cell systems explained: Second edition. 2013. <https://doi.org/10.1002/9781118878330>.
- [99] Wang Y, Ruiz Diaz DF, Chen KS, Wang Z, Adroher XC. Materials, technological status, and fundamentals of PEM fuel cells – A review. *Mater Today* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2019.06.005>.
- [100] Jayakumar A. A comprehensive assessment on the durability of gas diffusion electrode materials in PEM fuel cell stack. *Front Energy* 2019. <https://doi.org/10.1007/s11708-019-0618-y>.
- [101] Dwivedi S. Solid oxide fuel cell: Materials for anode, cathode and electrolyte. *Int J Hydrogen Energy* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.234>.
- [102] Hussain S, Yangping L. Review of solid oxide fuel cell materials: cathode, anode, and electrolyte. *Energy Transitions* 2020. <https://doi.org/10.1007/s41825-020-00029-8>.
- [103] Wang J. Barriers of scaling-up fuel cells: Cost, durability and reliability. *Energy* 2015. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.007>.
- [104] James B. 2018 Cost Projections of PEM Fuel Cell Systems for Automobiles and Medium-Duty Vehicles. *Fuel Cell Technol Off Webinar* 250418 2018.
- [105] Wang J, Wang H, Fan Y. Techno-Economic Challenges of Fuel Cell Commercialization. *Engineering* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2018.05.007>.
- [106] Whiston MM, Azevedo IL, Litster S, Whitefoot KS, Samaras C, Whitacre JF. Expert assessments of the cost and expected future performance of proton exchange membrane fuel cells for vehicles. *Proc Natl Acad Sci U S A* 2019. <https://doi.org/10.1073/pnas.1804221116>.

- [107] Kwan TH, Katsushi F, Shen Y, Yin S, Zhang Y, Kase K, et al. Comprehensive review of integrating fuel cells to other energy systems for enhanced performance and enabling polygeneration. *Renew Sustain Energy Rev* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109897>.
- [108] Isa NM, Tan CW, Yatim AHM. A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system. *Renew Sustain Energy Rev* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.034>.
- [109] Fragiacomio P, De Lorenzo G, Corigliano O. Performance analysis of an intermediate temperature solid oxide electrolyzer test bench under a CO₂-H₂O feed stream. *Energies* 2018. <https://doi.org/10.3390/en11092276>.
- [110] Energy USD of. Fuel cell handbook, Sixth edition. *Choice Rev Online* 2002.
- [111] Lyu Y, Xie J, Wang D, Wang J. Review of cell performance in solid oxide fuel cells. *J Mater Sci* 2020. <https://doi.org/10.1007/s10853-020-04497-7>.
- [112] Wilberforce T, Alaswad A, Palumbo A, Dassisti M, Olabi AG. Advances in stationary and portable fuel cell applications. *Int J Hydrogen Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.057>.
- [113] Cigolotti V, Genovese M, Fragiacomio P. Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems. *Energies* 2021. <https://doi.org/10.3390/en14164963>.
- [114] Kwac LK, Kim HG. Investigation of gas flow characteristics in proton exchange membrane fuel cell. *J Mech Sci Technol* 2008. <https://doi.org/10.1007/s12206-008-0318-8>.
- [115] Baroutaji A, Arjunan A, Robinson J, Wilberforce T, Abdelkareem MA, Olabi AG. PEMFC poly-generation systems: Developments, merits, and challenges. *Sustain* 2021. <https://doi.org/10.3390/su132111696>.
- [116] Nguyen G, Sahlin S, Andreasen SJ, Shaffer B, Brouwer J. Dynamic modeling and experimental investigation of a high temperature PEM fuel cell stack. *Int J Hydrogen Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.045>.
- [117] Fragiacomio P, De Lorenzo G, Corigliano O. Design of an SOFC/SOE station: Experimental test campaigns. *Energy Procedia* 2018;148:543–50. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.005>.
- [118] Fragiacomio P, Corigliano O, De Lorenzo G. Design of an SOFC/SOE experimental station: Planning of simulation tests. *Energy Procedia* 2018;148:535–42. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.137>.
- [119] Corigliano O, De Lorenzo G, Fragiacomio P. Preliminary design of AR/SOFC cogeneration energy system using livestock waste. *Procedia Comput. Sci.*, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2021.01.344>.
- [120] Fragiacomio P, De Lorenzo G, Corigliano O. Performance analysis of a solid oxide fuel cell-gasifier integrated system in co-trigenerative arrangement. *J Energy Resour Technol Trans ASME* 2018. <https://doi.org/10.1115/1.4039872>.
- [121] Kendall K, Kendall M. High-Temperature Solid Oxide Fuel Cells for the 21st Century: Fundamentals, Design and Applications: Second Edition. 2015. <https://doi.org/10.1016/C2011-0-09278-5>.
- [122] Mehmeti A, McPhail SJ, Pumiglia D, Carlini M. Life cycle sustainability of solid oxide fuel

- cells: From methodological aspects to system implications. *J Power Sources* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.06.078>.
- [123] Del Zotto L, Monforti Ferrario A, Hatunoglu A, Dell'era A, McPhail S, Bocci E. Experimental procedures & first results of an innovative solid oxide fuel cell test rig: Parametric analysis and stability test. *Energies* 2021. <https://doi.org/10.3390/en14082038>.
- [124] McPhail S, Padella F, Cinti G, Discepoli G. SOFC Material and Stack Characterization Tests for Micro-CHP Application. *ECS Trans* 2019. <https://doi.org/10.1149/1.3570034>.
- [125] Fragiaco P, De Lorenzo G, Corigliano O. Performance Analysis of an Intermediate Temperature Solid Oxide Electrolyzer Test Bench under a CO₂-H₂O Feed Stream. *Energies* 2018;11:2276. <https://doi.org/10.3390/en11092276>.
- [126] De Lorenzo G, Fragiaco P. Electrical and thermal analysis of an intermediate temperature IIR-SOFC system fed by biogas. *Energy Sci Eng* 2018. <https://doi.org/10.1002/ese3.187>.
- [127] Zheng CY, Wu JY, Zhai XQ, Yang G, Wang RZ. Experimental and modeling investigation of an ICE (internal combustion engine) based micro-cogeneration device considering overheat protection controls. *Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.030>.
- [128] Aussant CD, Fung AS, Ugursal VI, Taherian H. Residential application of internal combustion engine based cogeneration in cold climate-Canada. *Energy Build* 2009. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.07.021>.
- [129] Onovwiona HI, Ismet Ugursal V, Fung AS. Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications. *Appl Therm Eng* 2007. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.09.014>.
- [130] U.S. Department of Energy. Reciprocating Engines. Comb Heat Power Technol Fact Sheet Ser 2021.
- [131] Zhao XL, Fu L, Zhang SG, Jiang Y, Li H. Performance improvement of a 70 kWe natural gas combined heat and power (CHP) system. *Energy* 2010. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.01.005>.
- [132] Lu Y, Wang Y, Dong C, Wang L, Roskilly AP. Design and assessment on a novel integrated system for power and refrigeration using waste heat from diesel engine. *Appl Therm Eng* 2015. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.08.057>.
- [133] Fershalov AY, Fershalov YY, Fershalov MY. Principles of designing gas microturbine stages. *Energy* 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119488>.
- [134] Konečná E, Máša V. Review of gas microturbine application in industry. *Chem Eng Trans* 2019. <https://doi.org/10.3303/CET1976060>.
- [135] Konečná E, Teng SY, Máša V. New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110078>.
- [136] U.S. Department of Energy. Microturbines. Comb Heat Power Technol Fact Sheet Ser 2021.
- [137] Kim DK, Yoneoka S, Banatwala AZ, Kim Y-T, Nam K-Y. Handbook on Battery Energy Storage System. 2018.
- [138] Sabihuddin S, Kiprakis AE, Mueller M. A numerical and graphical review of energy storage technologies. *Energies* 2015. <https://doi.org/10.3390/en8010172>.

- [139] Batteries HOF, Library DE, Companies TM. Source : HANDBOOK OF BATTERIES. Cell 2004.
- [140] Saikawa M, Koyama S. Thermodynamic analysis of vapor compression heat pump cycle for tap water heating and development of CO₂ heat pump water heater for residential use. *Appl Therm Eng* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.06.105>.
- [141] Scoccia R, Toppi T, Aprile M, Motta M. Absorption and compression heat pump systems for space heating and DHW in European buildings: Energy, environmental and economic analysis. *J Build Eng* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jobe.2017.12.006>.
- [142] U.S. Department of Energy. Absorption Chillers for CHP Systems. Comb Heat Power Technol Fact Sheet Ser 2021.
- [143] Zhang G, Jin X, Khalfan M. Application of Energy Performance Contracting in the Greener Government Buildings Program in Victoria: Incentives, Barriers and Strategies. *Proc 19th Int Symp Adv Constr Manag Real Estate* 2015:341–56. https://doi.org/10.1007/978-3-662-46994-1_29.
- [144] Liu P, Zhou Y, Zhou DK, Xue L. Energy Performance Contract models for the diffusion of green-manufacturing technologies in China: A stakeholder analysis from SMEs' perspective. *Energy Policy* 2017;106:59–67. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.040>.
- [145] Wang J, Chen X. Estimation of the risks of energy performance contract projects based on the unascertained measure model. *Proc IEEE Int Conf Autom Logist ICAL* 2008 2008:1043–7. <https://doi.org/10.1109/ICAL.2008.4636305>.
- [146] Deng Q, Zhang L, Cui Q, Jiang X. A simulation-based decision model for designing contract period in building energy performance contracting. *Build Environ* 2014;71:71–80. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2013.09.010>.
- [147] Principi P, Roberto F, Carbonari A, Lemma M. Evaluation of energy conservation opportunities through Energy Performance Contracting: A case study in Italy. *Energy Build* 2016;128:886–99. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.06.068>.
- [148] M. d. S. E. Italy, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Decreto Maggio 2018, 2018 n.d.
- [149] Ministero dello Sviluppo Economico Italy. Linee guida per l' applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). 2012.
- [150] MathWorks, «gamultiobj 2021,» [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/gads/gamultiobj.html>. [Consultato il giorno 25 02 2021]. n.d.
- [151] Etherden N, Bollen MHJ. Dimensioning of energy storage for increased integration of wind power. *IEEE Trans Sustain Energy* 2013. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2228244>.
- [152] Elgowainy A, Wang M. Fuel Cycle Comparison of Distributed Power Generation Technologies 2008:25.
- [153] E4tech. H₂ Emission Potential Literature Review. 2019.
- [154] Staffell I. Zero carbon infinite COP heat from fuel cell CHP. *Appl Energy* 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.089>.
- [155] Clean Hydrogen for Europe institutionalized partnership (IEP). Strategic research and innovation agenda. 2020.

- [156] Dorer V, Weber R, Weber A. Performance assessment of fuel cell micro-cogeneration systems for residential buildings. *Energy Build* 2005. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2005.06.016>.
- [157] © 2021 Cummins Inc. Cummins - Fuel Cell and Hydrogen Technologies 2021.
- [158] Nguyen HQ, Shabani B. Proton exchange membrane fuel cells heat recovery opportunities for combined heating/cooling and power applications. *Energy Convers Manag* 2020;204:112328. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112328>.
- [159] Darrow K, Tidball R, Wang J, Hampson A. *Catalog of CHP Technologies: Section 5. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines*. 2015.
- [160] Darrow K, Tidball R, Wang J, Hampson A. *Catalog of CHP Technologies: Section 5. Technology Characterization – Microturbines*. 2015.
- [161] Moncecchi M, Brivio C, Corigliano S, Cortazzi A, Merlo M. Battery modeling for microgrid design: A comparison between lithium-ion and lead acid technologies. *SPEEDAM 2018 - Proc. Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, 2018. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2018.8445343>.
- [162] AERMEC S.P.A. AERMEC S.P.A - Air Conditioning Solutions 2021.
- [163] Maya S.p.A. Maya Yazaki - Absorption Appliances 2021.
- [164] Lockhart E, Li X, Booth SS, Olis DR, Salasovich JA, Elsworth J, et al. Comparative Study of Techno-Economics of Lithium-Ion and Lead-Acid Batteries in Micro-Grids in Sub-Saharan Africa. 2019.
- [165] United States Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy. *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series - Absorption Chillers for CHP Systems*. 2017.
- [166] Strategic Research and Innovation Agenda Final Draft October 2020 Contents 2020.
- [167] Erbach G, Jensen L. *EU Hydrogen Policy*. 2021.