

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea
in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Sistemi multienergia: analisi del costo di acquisto dell'energia e della flessibilità elettrica offerta



Relatori

prof. Gianfranco Chicco
prof. Andrea Mazza

Candidato

Alessio Barale

Anno Accademico 2022-2023

Sommario

I sistemi multienergia (MES) rappresentano un modo per unire in un unico sistema diversi impianti tradizionalmente separati. Dal punto di vista elettrico risultano particolarmente interessanti, in quanto l'integrazione di diverse domande e di diversi vettori in un unico sistema permette di fornire una soluzione interessante per consentire una maggior penetrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica. Ciò è possibile grazie alla flessibilità operativa offerta, che permette di modificare l'assorbimento di energia dalle varie reti esterne senza modificare le domande in output. La tesi ha l'obiettivo di analizzare i sistemi multienergia sotto diversi punti di vista. La prima parte della tesi si propone di valutare due metodi diversi di ottimizzazione del costo di acquisto dell'energia del MES presentati nella letteratura sul tema, costruendo dei sistemi di vincoli basati sulla topologia dei collegamenti interni e sui vincoli operativi dei singoli elementi di cui il MES è composto. In particolare, si valuta se la linearizzazione del sistema di vincoli fornisca degli effettivi vantaggi rispetto ad un sistema avente meno incognite ed equazioni, ma in cui queste ultime si presentino come non lineari. La seconda parte si pone l'obiettivo di analizzare la costruzione delle aree di fattibilità dei sistemi multienergia, esaminando a fondo l'interdipendenza tra i diversi carichi. Il punto principale è quello di comprendere quanto le interconnessioni tra gli elementi interni al MES e il modo in cui questi interagiscono possano influenzare l'area di fattibilità totale. In tal senso, si valuta se un approccio passivo tramite somma di Minkowski tra i vari componenti (proposto dalla letteratura) possa risultare preciso, oppure se sia necessario spingersi più a fondo per ottenere dei risultati migliori. Infine, nella terza parte si vanno ad eseguire alcuni stress test su un modello di MES, basati sull'evoluzione del costo dell'energia nel triennio 2020/2022. Per farlo, si vanno ad analizzare gli andamenti dei costi del gas naturale e dell'energia elettrica nel periodo considerato. Il triennio in questione è particolarmente interessante, dati gli importanti eventi accaduti nel periodo e la loro influenza sul costo dell'energia, quali la pandemia di Covid-19 e l'invasione russa in Ucraina. Per gli stress test si vanno a considerare sia una variazione contemporanea di gas ed energia elettrica, sia una variazione relativa tra i due, verificando quanto questi influiscano sul costo minimo, sull'aumento del costo rispetto al minimo e sulla strutturazione degli incentivi necessari per rendere redditizio all'utente gestore del MES un'eventuale partecipazione ad un programma di Demand Response (DR).

Indice

Indice	2
Elenco delle tabelle	4
Elenco delle figure	6
Introduzione	10
1 Formulazione generale del problema di ottimizzazione	16
1.1 Funzione obiettivo	17
1.1.1 Linearizzazione della funzione obiettivo	18
1.2 Algoritmi di risoluzione	20
1.2.1 Metodo ai punti interni	21
1.2.2 Metodo del sempliceo duale	22
1.3 Ricerca del punto iniziale	24
1.4 Metodo dei fattori di dispacciamento	25
1.4.1 Esempi di matrici di accoppiamento dei singoli componenti di un MES	26
1.5 Metodo di ricombinazione	28
1.5.1 Modellazione della matrice di accoppiamento estesa	30
2 Area di ammissibilità e flessibilità dei sistemi multienergia	33
2.1 Strutturazione degli incentivi	34
2.2 Area ammissibile e somma di Minkowski	37
2.2.1 Esempio: Somma di Minkowski a tre dimensioni tra CHP e AB	38
2.3 Selezione della modalità di funzionamento dell'EHP e del CHP	40
3 Caso base: applicazione della formulazione generale e della somma di Minkowski	43
3.1 Impostazione del caso base	44
3.2 Matrice di accoppiamento	46
3.3 Matrice di accoppiamento estesa	47
3.4 Area di fattibilità del caso base	48
3.5 Calcolo del punto ottimale	51
3.5.1 Confronto tra i metodi di risoluzione del sistema	53

4	Formulazione del caso completo e analisi delle criticità	57
4.1	Matrici di accoppiamento	61
4.1.1	Matrice di accoppiamento con EHP in modalità calore	61
4.1.2	Matrice di accoppiamento con EHP in modalità potenza frigorifera	62
4.2	Matrici di accoppiamento estese	64
4.2.1	Matrice di accoppiamento estesa con EHP in modalità calore	64
4.2.2	Matrice di accoppiamento con EHP in modalità potenza frigorifera	65
4.3	Criticità del sistema: risoluzione del problema dei loop spaziali	66
4.3.1	Risoluzione del loop spaziale tra CHP ed EHP	66
4.3.2	Risoluzione del loop spaziale tra EHP e WARG	69
5	Studio dell'area di fattibilità e della flessibilità del MES	71
5.1	Effetti dell'interdipendenza tra gli elementi del MES sull'area di fattibilità	71
5.1.1	Variazione dell'area di fattibilità al variare della domanda di potenza frigorifera	75
5.1.2	Variazione dell'area di fattibilità al variare della domanda di calore	78
5.1.3	Esempi di OP errati nelle proiezioni ortogonali delle aree di fattibilità 3D	81
5.2	Flessibilità operativa del MES, <i>Shifting potential</i> dell'energia elettrica e strutturazione degli incentivi	83
5.2.1	Flessibilità elettrica a domanda dell'utente costante e strutturazione degli incentivi	84
5.2.2	Flessibilità elettrica a domanda dell'utente variabile	94
6	Influenza dell'andamento del prezzo del gas dal 2020 al 2022 sulla gestione dei sistemi multienergia	98
6.1	Dipendenza dal gas naturale importato in UE ed Italia	99
6.2	Andamento del costo del gas naturale in Italia	105
6.3	Andamento del costo dell'energia elettrica in Italia	109
6.4	Selezione delle tariffe applicate al sistema multienergia	115
7	Stress test sul costo dell'energia in riferimento al triennio 2020/2022 applicato al caso complesso	117
7.1	Primo test: Variazione simultanea dei prezzi	118
7.1.1	Costo totale di acquisto dell'energia	118
7.1.2	Strutturazione degli incentivi	121
7.2	Secondo test: variazione del prezzo del gas	126
7.2.1	Strutturazione degli incentivi	128
7.3	Terzo test: variazione del prezzo dell'energia elettrica	132
7.3.1	Strutturazione degli incentivi	134
7.4	Riassunto dei risultati dei test	138
	Conclusioni	140
	Bibliografia	143

Elenco delle tabelle

3.1	Efficienze costanti dei componenti utilizzati.	44
3.2	Efficienze costanti dei componenti utilizzati.	44
3.3	Limiti di funzionamento degli elementi del MES.	46
3.4	Numero di iterazioni e tempo di risoluzione dei sistemi di ottimizzazione ora per ora - caso base.	54
3.5	Numero medio di iterazioni e tempo medio di risoluzione dei sistemi di ottimizzazione - caso base.	54
4.1	Limiti di funzionamento degli elementi del MES.	60
4.2	Coefficienti di dispacciamento.	60
5.1	Punto di lavoro ottimizzato.	85
5.2	Valori massimi di flessibilità considerando un'incertezza sull'area di fatti- bilità PQ.	95
5.3	Valori massimi di flessibilità considerando un'incertezza sull'area di fatti- bilità PR.	96
6.1	Valore assoluto delle importazioni dai Paesi coinvolti nel conflitto in Ucraina e confronto col totale delle importazione di gas in Italia nei mesi considerati.	102
6.2	Condizioni economiche ARERA per la fornitura di gas naturale ai clienti del Servizio di tutela, da 80000 a 200000 Smc/year, per contatori G65 o superiori, ambito nord occidentale.	107
6.3	Analisi di regressione lineare tra il costo del gas naturale e il PUN in Italia.	111
6.4	Condizioni economiche ARERA per la fornitura di energia elettrica ai clienti del Servizio di tutela, potenza contrattuale da 10 kW a 15/16.5 kW.	112
6.5	Prezzi del gas e dell'elettricità utilizzati per lo stress test - test sulle varia- zione assolute.	115
6.6	Prezzi del gas e dell'elettricità utilizzati per lo stress test - test sulle varia- zioni relative.	116
7.1	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - primo test.	118
7.2	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - primo test.	119
7.3	Minimo incentivo di esercizio comportante una redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.	123

7.4	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.	124
7.5	Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.	125
7.6	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.	126
7.7	Rapporto ρ tra le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale - secondo test.	126
7.8	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - secondo test.	127
7.9	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - secondo test.	127
7.10	Minimo incentivo di esercizio comportante un redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.	129
7.11	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.	130
7.12	Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.	131
7.13	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.	132
7.14	Rapporto ρ tra le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale - terzo test.	132
7.15	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - terzo test.	133
7.16	Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - terzo test.	133
7.17	Minimo incentivo di esercizio comportante una redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.	135
7.18	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.	136
7.19	Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.	137
7.20	Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.	138

Elenco delle figure

0.1	Consumo annuale di energia elettrica in Italia e quota percentuale dell'energia elettrica riferita al totale dei consumi finali.	10
0.2	Consumo annuale di energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e biocarburanti in Italia e quota percentuale dell'energia prodotta con rinnovabili e biocarburanti riferita al totale dei consumi finali di energia elettrica.	11
0.3	Modello generico dei sistemi multienergia.	12
1.1	La regione ammissibile del problema è un politopo: l'algoritmo del semplice si muove tra i suoi vertici [1].	22
1.2	Esempio di minimi locali e globali in una funzione monodimensionale [2]	25
1.3	Flowchart per la composizione della matrice di accoppiamento estesa.	31
2.1	Esempio di Demand Response: variazione dei costi e del benefici al variare della riduzione dell'elettricità in ingresso.	35
2.2	Somma di Minkowski: esempio base.	38
2.3	Somma di Minkowski a tre dimensioni tra un cogeneratore (CHP) e un boiler ausiliario (AB).	39
2.4	Esempio dell'andamento del rendimento elettrico a carichi parziali di un cogeneratore [3].	41
3.1	Schema di collegamento del sistema considerato per il caso base.	45
3.2	Caratteristiche di funzionamento in due dimensioni degli elementi formanti il caso base.	49
3.3	Somma di Minkowski in due dimensioni - caso base.	49
3.4	Somma di Minkowski in tre dimensioni - caso base.	50
3.5	Domanda di energia considerata - caso base.	51
3.6	<i>A sinistra:</i> Scambio di energia con le reti esterne. <i>A destra:</i> Confronto tra costo iniziale e costo minimizzato.	52
3.7	Flessibilità operativa del sistema - caso base.	53
3.8	Mappa dei punti iniziali e individuazione degli errori.	55
4.1	Schema di collegamento del MES utilizzato per il caso completo - EHP in modalità produzione di calore.	58
4.2	Schema di collegamento del MES utilizzato per il caso completo - EHP in modalità produzione di energia frigorifera.	59
4.3	Loop spaziale dell'energia elettrica prodotta dal CHP e diretta all'EHP: in verde il percorso corretto, in rosso il percorso errato.	67

4.4	Loop spaziale del calore diretto al WARG: in verde i percorsi corretti, in rosso il percorso errato.	70
5.1	Caratteristiche di funzionamento in due dimensioni degli elementi costituenti il caso complesso.	72
5.2	Area di fattibilità delle domande di calore e potenza frigorifera.	72
5.3	Aree di fattibilità in due dimensioni del caso complesso.	73
5.4	Area di fattibilità in tre dimensioni del caso complesso tra i tre vettori in output.	74
5.5	Area di fattibilità in tre dimensioni del caso complesso tra potenza elettrica, calore e combustibile.	75
5.6	Punti di funzionamento analizzati nella valutazione dell'area di fattibilità della potenza frigorifera e della potenza termica.	75
5.7	Aree di fattibilità delle domande di potenza termica e potenza elettrica per valori variabili di potenza frigorifera richiesta.	77
5.8	Punti di funzionamento analizzati nella valutazione dell'area di fattibilità della potenza elettrica e del calore.	79
5.9	Aree di fattibilità delle domande di potenza frigorifera e potenza elettrica per valori variabili di calore richiesto.	80
5.10	Esempi di punti operativi del MES secondo le proiezioni 2D dell'area di fattibilità 3D.	82
5.11	Esempi di punti operativi del MES secondo le proiezioni 2D dell'area di fattibilità 3D.	82
5.12	Punto di lavoro rappresentato nelle varie aree di fattibilità 2D tra le domande di energia.	85
5.13	Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro ottimizzato.	86
5.14	Flessibilità a domanda costante del MES nel punto di lavoro considerato.	87
5.15	Rappresentazione linearizzata del transitorio di accensione spegnimento del CHP.	89
5.16	Flessibilità a domanda costante del MES: minor costo possibile in ogni punto compreso.	89
5.17	Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro corrispondente alla massima flessibilità upward.	90
5.18	Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro corrispondente alla massima flessibilità downward.	91
5.19	Punti a maggior guadagno al variare dell'incentivo di esercizio. A sinistra: EHP in modalità potenza frigorifera. A destra: EHP in modalità calore.	92
5.20	Mappa di redditività: variazione profitto al variare della riduzione di energia elettrica e dell'incentivo di esercizio.	93
5.21	Massimo profitto ottenibile al variare degli incentivi di partecipazione e esercizio.	93
5.22	Rappresentazione grafica della flessibilità operativa elettrica a domanda variabile - Area di fattibilità PQ.	95
5.23	Rappresentazione grafica della flessibilità operativa elettrica a domanda variabile - Area di fattibilità PR.	96

6.1	Andamento della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e delle maggiori economie interne all'UE dal 2000 al 2020.	100
6.2	Confronto della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e dei Paesi facentene parte nel 2020.	100
6.3	Suddivisione tra principali Paesi partner del gas importato dall'Italia nel mese di luglio dal 2020 al 2022.	101
6.4	Quantità di gas naturale negoziata giornalmente nel MGP e nel MI (solo negoziazione continua).	103
6.5	Consumi di gas naturale su base mensile in Italia dal 2019 al 2020.	103
6.6	Variazione del prezzo dell'EUA.	104
6.7	Confronto della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e dei Paesi facentene parte nel 2020.	105
6.8	Andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica dal 2019 al 2022.	109
6.9	Correlazione tra MGP-GA/MI-GAS e PUN elettrico dal 2019 al 2022, considerando separatamente gli anni.	110
6.10	Correlazione tra MGP-GA/MI-GAS e PUN elettrico dal 2019 al 2022, considerando congiuntamente gli anni.	111
7.1	Flessibilità operativa a domanda costante. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	120
7.2	Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	122
7.3	Dettaglio sulla variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato.	123
7.4	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	124
7.5	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	125
7.6	Flessibilità operativa a domanda costante - secondo test. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	128
7.7	Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	129
7.8	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	130
7.9	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	131
7.10	Flessibilità operativa a domanda costante - terzo test. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	134
7.11	Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	135

7.12	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	136
7.13	Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. <i>A sinistra:</i> EHP in modalità potenza frigorifera. <i>A destra:</i> EHP in modalità calore.	137

Introduzione

Negli ultimi decenni è progressivamente aumentata la consapevolezza riguardo all'impatto dell'uomo contemporaneo sul pianeta. La volontà di perseguire un progresso tecnologico che porti ad un miglioramento drastico delle condizioni di vita dell'uomo passa inevitabilmente dall'incremento del consumo di energia, che sta alla base di qualsiasi attività che si voglia svolgere, dai bisogni casalinghi alla produzione di massa industriale, dai trasporti agli impieghi in agricoltura. Tra le varie forme di energia primaria e secondaria riveste un ruolo particolarmente importante l'energia elettrica, che copre una percentuale cospicua del fabbisogno energetico: in Italia, attualmente, circa il 22 % del fabbisogno totale di energia, comprendendo ogni settore, viene coperto dall'energia elettrica, come riportato in Figura 0.1 [4].

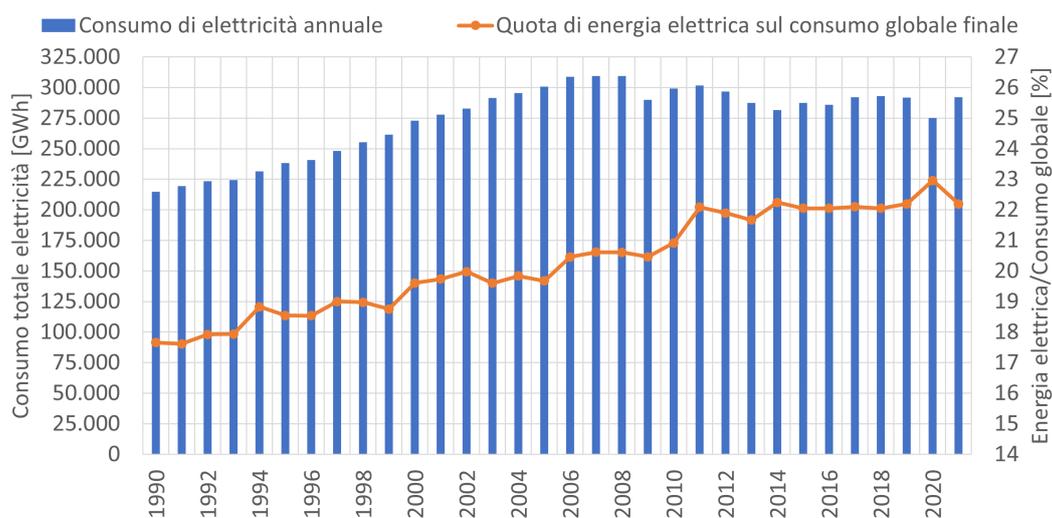


Figura 0.1: Consumo annuale di energia elettrica in Italia e quota percentuale dell'energia elettrica riferita al totale dei consumi finali.

L'andamento tende attualmente a stabilizzarsi, sia in termini percentuali che in termini assoluti. Riguardo a quest'ultimo dato, dalla figura si nota che, dopo una crescita proseguita per tutti gli anni '90 e terminata con la crisi del 2008, l'andamento è stabilizzato e oscillante attorno ai 290000 GWh, con l'eccezione dell'anno 2020, con una differenza prevalentemente dovuta alla crisi pandemica.

Sul totale del consumo finale di energia elettrica, nel corso degli ultimi vent'anni, pesa sempre di più l'energia prodotta con fonti rinnovabili e biocarburanti, come è possibile vedere dalla Figura 0.2 [4]. Dal 1990 al 2021 la quota (incluso anche l'energia importata) è passata dal 5% al 45.6%, mentre in termini assoluti si è passati da 12000 GWh a 133000 GWh.

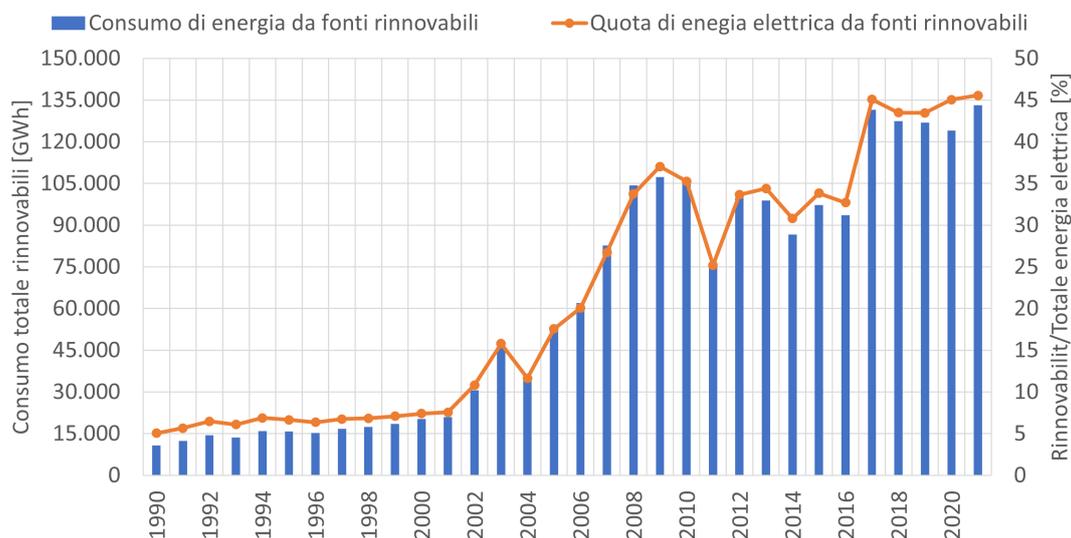


Figura 0.2: Consumo annuale di energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e biocarburanti in Italia e quota percentuale dell'energia prodotta con rinnovabili e biocarburanti riferita al totale dei consumi finali di energia elettrica.

L'aumento della quota di fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica impone la necessità di riconsiderare l'intero paradigma tradizionale delle reti elettriche. Il motivo principale è il fatto che, se tradizionalmente la produzione era concentrata in poche centrali di grandi dimensioni, le fonti rinnovabili richiedono di passare ad un sistema composto da un notevole numero di unità elettriche di piccole dimensioni distribuite nel territorio ed in genere collegate direttamente alla rete di distribuzione dell'energia, anziché alla rete di trasmissione. Tale sistema di produzione prende il nome di *generazione distribuita* (GD). Per integrare la generazione distribuita nel sistema di distribuzione è necessario tenere conto di una serie di problematiche delle fonti rinnovabili, in particolare dell'impossibilità di programmare la produzione in base al fabbisogno. Per superare questo problema si possono adottare una serie di accorgimenti, tra cui l'implementazione di sistemi distribuiti di stoccaggio dell'energia (*distributed energy storage system*, DESS) oppure l'integrazione di sistemi misti composti da sistemi di generazione basati su fonti rinnovabili e unità di produzione termoelettriche classiche. Vagliando quest'ultima possibilità si può prendere in considerazione l'idea di espandere il concetto ad altri vettori energetici, inserendo in un unico sistema tutte le domande di energia disponibili, ad esempio calore, potenza frigorifera, gas naturale (assorbito da un gasdotto esterno ma anche prodotto tramite *power-to-gas*) e idrogeno. Tali sistemi prendono il nome di *sistemi multienergia* (*multi-energy systems*, MES).

I MES sono sistemi che presentano una serie di vettori energetici in ingresso ed una serie di vettori in uscita. Il modello generico è riportato in Figura 0.3. Il sistema presenta M vettori in ingresso e N vettori in uscita. Alcuni vettori energetici possono essere presenti sia in input che in output, con collegamenti diretti e/o indiretti, così come è possibile che altri vettori energetici siano presenti solo in input o solo in output.

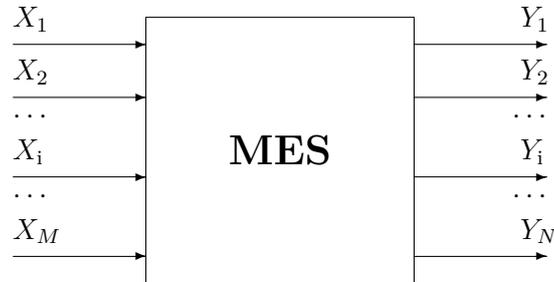


Figura 0.3: Modello generico dei sistemi multienergia.

I MES presentano una serie di vantaggi rispetto alla tradizionale separazione tra gli impianti di produzione dell'energia per ogni singolo vettore energetico. Innanzitutto, consentono di aumentare notevolmente l'*efficienza energetica*, integrando elementi ad alto rendimento come cogeneratori e pompe di calore. Poter generare forme diverse di energia da un'unica fonte, variando il punto di lavoro a seconda delle richieste in output, permette di diminuire notevolmente gli sprechi, abbassando complessivamente l'impatto ambientale ed entrando ampiamente tra le soluzioni adottabili per venire incontro alle nuove esigenze in fatto di sostenibilità ambientale. Inoltre, permettono di ampliare la *flessibilità operativa elettrica*, ovvero la possibilità di variare i valori dell'input di energia elettrica acquisita dalla rete (o ceduta alla rete) non solo modificando le domande in output, ma anche mantenendole costanti. In un sistema multienergia avente in input, ad esempio, la rete elettrica e un gasdotto sarà possibile spostare piuttosto liberamente la domanda in input maggiormente su una o sull'altra rete. Questa caratteristica torna utile principalmente in due situazioni:

1. Nel caso di variazioni importanti del prezzo del gas e/o dell'energia elettrica l'utente gestore del MES potrà valutare il *mix energetico* più congruo in termini di costo totale di acquisto dell'energia. In ciascun momento l'utente potrà ottimizzare il sistema per ridurre il costo totale, e il punto di funzionamento potrà variare a seconda delle tariffe. L'ultimo triennio, dal 2020 al 2022 è esemplificativo da questo punto di vista, in quanto il costo dell'energia ha vissuto un periodo di forte calo, durante la pandemia di Covid-19, seguito da un periodo di incremento notevole (e sostanzialmente senza precedenti) a causa di timori sull'accessibilità alle fonti di energia dopo l'invasione russa in Ucraina, ma anche, ad esempio, dell'aumento della tassazione europea per la produzione di CO₂ (ovvero delle quote ETS[5]). Nel corso di due anni il prezzo del gas e dell'energia elettrica è sostanzialmente decuplicato, rendendo particolarmente interessante analizzare il periodo in uno stress test sul funzionamento di un MES.

2. Il gestore della rete elettrica potrebbe adottare politiche di *Demand Response* (DR), richiedendo all'utente di modificare i propri consumi in un determinato momento con una serie di accorgimenti che vengono classificati come *Demand Side Management* (DSM). Ad esempio, può essere richiesto di ridurre un picco dei consumi previsto ad una certa ora (principio di *peak shaving*) o, al contrario, aumentare i consumi in momenti in cui la domanda è troppo bassa (principio di *valley filling*). Ciò permette di adattare la rete elettrica alla produzione da fonti rinnovabili senza dover necessariamente richiedere all'utenza di modificare i propri consumi, garantendo, per cui, un grado inalterato di comfort. La partecipazione al DSM sarà remunerata tramite incentivi o evoluzione vantaggiosa delle tariffe, garantendo all'utente vantaggi economici anche in caso di aumento del costo di acquisto dell'energia spostandosi dal punto ottimale.

Secondo un'analisi di mercato [6], si stima che un sistema multienergia possa ridurre il costo netto del 65% rispetto al sistema elettrico tradizionale e del 59% rispetto ad una micro-rete tradizionale, allo stesso tempo con una penetrazione delle fonti rinnovabili¹ nel sistema elettrico fino al 93.7%. Nel mondo si stanno sviluppando diversi progetti di sistemi multienergia, e il mercato di questo tipo di generazione a più vettori si sta a mano a mano espandendo. Nel 2021 si è valutato che il mercato globale fosse stimabile in 178.5 Mld\$, con un tasso di crescita annuo composto dal 2022 al 2031 del 10.1%, che comporterebbe il raggiungimento di un valore totale di 467.4 Mld\$ nel 2031. Il 59.3% del mercato si è sviluppato nell'Asia Pacifica (APAC), ed in particolare in Cina, soprattutto grazie allo sviluppo, avvenuto in tempi recenti, delle aziende di telecomunicazioni e delle infrastrutture, che ha permesso di inserire direttamente nella rete elettrica concetti moderni quali i MES. La seconda quota del mercato è detenuta dall'Europa, le cui politiche sulle fonti rinnovabili potrebbero permettere un'espansione importante nei prossimi anni, considerando che il segmento delle fonti energetiche rinnovabili ricopre il 29% della quota di mercato dei sistemi multienergia e, più nello specifico, gli impianti fotovoltaici il 22.8%. Tra i progetti sviluppati in Europa si può citare MAGNITUDE [7], incentrato sulla ricerca della flessibilità data dall'integrazione di diversi vettori energetici in un unico sistema, ottimizzando la sinergia tra i sistemi elettrico, del gas e del calore. MAGNITUDE si occupa di ogni ambito del complesso problema dei MES, istituendo un unico contesto, fornendo soluzioni tecniche e un business plan per favorire l'espansione dei sistemi multienergia. MAGNITUDE è stato finanziato con 3.99 Mln€ per 3 anni e mezzo, a partire dal primo ottobre 2017. Tra i casi studio del progetto si ha il sistema di teleriscaldamento di Milano, che integra in un solo sistema cogeneratori, impianti di stoccaggio del calore, pompe di calore e boiler, aiutando a bilanciare il sistema elettrico nazionale con un incremento importante della flessibilità del sistema, e permettendo, così, una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico [8].

¹Per penetrazione delle fonti rinnovabili si intende la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto al totale dell'energia prodotta, oppure, secondo un'altra definizione, la percentuale di energia elettrica consumata prodotta utilizzando fonti rinnovabili rispetto al totale dei consumi.

La tesi si pone l'obiettivo di ragionare su una serie di aspetti riguardanti l'ottimizzazione dei sistemi multienergia e l'analisi della flessibilità operativa. Nella prima parte si presentano innanzitutto i modelli di ottimizzazione e di studio della flessibilità del MES, inquadrando lo stato dell'arte attuale. Per la flessibilità operativa si fa riferimento principalmente agli articoli "*Flexibility From Distributed Multienergy Systems*" [9] e "*Flexibility in Multi-Energy Communities With Electrical and Thermal Storage: A Stochastic, Robust Approach for Multi-Service Demand Response*" [10]. Per i modelli di ottimizzazione si fa riferimento principalmente ad un sistema di equazioni non linearizzato, proposto in "*Energy hubs for the future*" [11] e "*Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization*" [12], ed un sistema linearizzato, proposto in "*Automatic and linearized modeling of energy hub and its flexibility analysis*" [13]. Nello svolgimento di questa parte si sviluppa un caso studio, che viene usato come base per valutare le differenze tra i due sistemi di ottimizzazione dei MES, osservandone pregi e difetti, verificandone la rapidità, la precisione nei sistemi più complessi e le equazioni da aggiungere per risolvere eventuali criticità.

La seconda parte è concentrata su un secondo caso studio, maggiormente complesso, eseguendo una serie di analisi principalmente sulla definizione della flessibilità operativa elettrica. L'obiettivo è quello di osservare i problemi di un approccio passivo del calcolo dell'area di fattibilità e l'importanza di valutare non solo le caratteristiche delle macchine interne al MES, ma anche le interconnessioni tra di esse e come queste possano influenzare in modo importante il risultato finale. Inoltre, viene impostato il problema della strutturazione degli incentivi in base al punto di lavoro scelto, valutando l'influenza di eventuali multiple possibilità di funzionamento del MES, nonché a possibili disconnessioni di elementi interni al sistema per motivi operativi o di convenienza economica.

La terza ed ultima parte della tesi è incentrata sulle analisi relative al costo dell'energia nel triennio 2020/2022. Innanzitutto, si analizzano gli andamenti dei prezzi di gas naturale ed energia elettrica nel periodo considerato (utilizzando principalmente dati Eurostat e tariffe ARERA), tentando di valutare la relazione tra i due costi. Dopodiché, vengono applicate le tariffe al MES analizzato nella seconda parte, effettuando una serie di stress test che possano dare una visuale il più completa possibile dell'influenza dei prezzi dell'energia sul punto operativo del MES, sulla flessibilità elettrica conseguente e sulla strutturazione degli incentivi in ciascuna situazione.

Per l'intero svolgimento è stato principalmente utilizzato l'ambiente *MATLAB*, realizzando i codici per il calcolo delle aree di fattibilità e per la risoluzione dei sistemi di ottimizzazione dei MES. Per le analisi dei database sul costo dell'energia nel triennio 2020/2022 si è utilizzato in particolar modo *Microsoft Excel*.

Prima parte

Capitolo 1

Formulazione generale del problema di ottimizzazione

Il tema chiave della tesi è la risoluzione dei problemi di ottimizzazione riguardanti sistemi multienergia. Il primo punto fondamentale risulta individuare i limiti di funzionamento dei vari componenti, che andranno a costituire i *vincoli di disuguaglianza* del sistema di ottimizzazione. Oltre ai limiti dei componenti è necessario verificare l'esistenza di eventuali limiti nell'interazione con le varie reti di alimentazione del MES. Un esempio è rappresentato dalla rete di distribuzione elettrica (EDS), che presenta un limite massimo di prelievo dovuto al contratto del cliente e ai limiti della linea elettrica, e un limite di immissione in rete, che potrebbe anche essere impostato uguale a zero nel caso in cui l'energia elettrica non possa essere immessa in rete dall'utente (assenza di produzione). L'insieme dei vari componenti e delle reti in ingresso al MES porta all'individuazione di una regione entro cui il MES può funzionare correttamente: questa regione viene chiamata *area ammissibile* di funzionamento del MES, e permette di valutare la fattibilità delle soluzioni e le potenziali prestazioni del sistema. L'area di cui sopra è n -dimensionale, dove n rappresenta il numero di reti collegate in ingresso al MES (e perciò di variabili di input). Ad esempio, un MES avente in ingresso la rete elettrica EDS e una rete di distribuzione di un fluido combustibile FDS è rappresentata da un'area di funzionamento bidimensionale.

In secondo luogo, è importante individuare le varie alternative possibili per la formulazione del problema, andando a tramutare lo schema del sistema multienergia in equazioni che legano i vari componenti, costituendo così un sistema di *vincoli di uguaglianza* tra le variabili di input e di output del sistema.

Il sistema formato dall'equazione da ottimizzare, dai vincoli di uguaglianza e dai vincoli di disuguaglianza definisce completamente il problema, rendendo possibile il processo di ottimizzazione. Il primo nodo da sciogliere per la formulazione completa del problema da ottimizzare risulta essere l'individuazione della funzione obiettivo oggetto del processo, a cui viene associato il sistema comprendente tutti i vincoli imposti al sistema, come

riportato nella seguente equazione:

$$\begin{aligned}
 \min f(\mathbf{x}) &= f(x_1, x_2, \dots, x_n) \\
 s.t. & \\
 \bar{h}(\mathbf{x}) &= 0 \\
 \bar{g}(\mathbf{x}) &= 0
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

dove:

- $f(\mathbf{x})$ è la funzione obiettivo;
- $\bar{h}(\mathbf{x})$ rappresenta i vincoli di uguaglianza;
- $\bar{g}(\mathbf{x})$ rappresenta i vincoli di disequaglianza.

La funzione obiettivo è dipendente da una serie di variabili, denominate *variabili decisionali*, che possono essere variate entro i limiti imposti dai vincoli, in modo da trovare il valore minimo della funzione.

1.1 Funzione obiettivo

Il caso più comune di funzione obiettivo da ottimizzare nei MES è il prezzo totale dell'energia acquistata dall'utente, ottenuta variando le quantità in input e i fattori di dispacciamento dei vari componenti del sistema. La formulazione generale dell'equazione per la minimizzazione del prezzo può essere indicata nel seguente modo:

$$\min Costo = \sum_{k=1}^N \left(\rho_{\text{buy}}^k \cdot \max \{ E_i^k, 0 \} + \rho_{\text{sell}}^k \cdot \min \{ E_i^k, 0 \} \right) \tag{1.2}$$

dove:

- k rappresenta i vari sistemi di distribuzione dell'energia connessi in input al MES;
- ρ_{buy}^k il prezzo di acquisto del vettore energetico fornito dalla rete k -esima e ρ_{sell}^k il prezzo di vendita del vettore energetico fornito alla rete k -esima;
- E_i^k la quantità del vettore energetico prelevata dalla rete di distribuzione k -esima;

Da notare che i termini della rete k -esima verranno semplificati in $\rho_{\text{buy}}^k \cdot E_i^k$ nel caso in cui non fosse possibile immettere energia nella rete k -esima, ma solamente prelevarla. Un esempio comune è il caso in cui in input si abbiano in input l'EDS e la FDS; in tal caso l'equazione da ottimizzare risulta essere:

$$\min Costo = \rho^{\text{FDS}} \cdot F_i^{\text{FDS}} + \rho_{\text{buy}}^{\text{EDS}} \cdot \max \{ W_i^{\text{EDS}}, 0 \} + \rho_{\text{sell}}^{\text{EDS}} \cdot \min \{ W_i^{\text{EDS}}, 0 \} \tag{1.3}$$

in cui si considera la possibilità di vendere e acquistare energia W_i^{EDS} dalla rete elettrica, mentre dalla rete di distribuzione del gas naturale è possibile il solo acquisto di una quota F_i^{EDS} .

Il sistema di vincoli del problema verrà analizzato col proseguire del capitolo, in particolare nei Paragrafi 1.4 e 1.5 verranno analizzati due diversi metodi di composizione del sistema di equazioni, valutandone prestazioni e relativi vantaggi.

1.1.1 Linearizzazione della funzione obiettivo

La funzione obiettivo introdotta nel paragrafo precedente presenta al suo interno le funzioni max e min, che rendono la funzione non lineare. Tra gli obiettivi della formulazione generale del problema vi è la sua completa linearizzazione, in modo da ottenere un problema risolvibile in modo più efficiente. Pertanto, la scelta è quella di modificare il calcolo del costo linearizzando gli operatori massimo e minimo. Per eseguire la conversione si considera la procedura spiegata in [14]. La struttura di partenza è la seguente, per una variabile x_i in un insieme di n variabili:

$$\max_{i \in \mathbf{I}} \{x_i\} \quad \mathbf{I} = \{1, \dots, n\} \quad (1.4)$$

Questa struttura può essere poi convertita in un secondo modello matematico, introducendo una serie di nuovi parametri:

$$z := \max_{i \in \mathbf{I}} \{x_i\} \quad (1.5)$$

$$z \geq x_i \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.6)$$

$$z \leq x_i + M \cdot y_i \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.7)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i \leq n - 1 \quad (1.8)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.9)$$

dove:

- z è una nuova variabile continua, fissata dall'equazione (1.5), che secondo l'equazione (1.6) è più grande di qualunque variabile x_i , tranne della variabile maggiore, a cui corrisponde.
- Le equazioni di vincolo (1.7) e (1.8) servono per evitare che la variabile z tenda a infinito. Queste equazioni vengono usate solo nel caso in cui la funzione obiettivo sia una funzione di massimizzazione.
- Le variabili y_i sono un nuovo set di variabili binarie, come specificato dall'equazione (1.9).
- M è un numero sufficientemente elevato da far valere l'equazione (1.7).

Il modello qui presentato è utilizzabile anche nel caso di presenza della funzione $\min_{i \in \mathbf{I}} \{x_i\}$, modificando le equazioni come riportato di seguito:

$$z := \min_{i \in \mathbf{I}} \{x_i\} \quad (1.10)$$

$$z \leq x_i \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.11)$$

$$z \geq x_i - M \cdot y_i \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.12)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i \leq n - 1 \quad (1.13)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \{1, \dots, n\} \quad (1.14)$$

I vincoli (1.13) e (1.14) risultano invariati rispetto ai vincoli (1.8) e (1.9), mentre i vincoli (1.11) e (1.12) risultano invertiti dei segni delle disequazioni rispetto al caso della funzione max. In questo caso i vincoli (1.12) e (1.13) sono necessari solo in caso di problema di minimizzazione, mentre nel caso opposto verranno esclusi dal modello.

Considerando l'equazione (1.3), trattandosi di un problema di minimizzazione della funzione obiettivo, si andrà ad utilizzare il sistema completo per quanto riguarda la funzione min, mentre si potrà utilizzare il sistema ridotto nel caso della funzione max. Il modello completo corrisponde all'impiego di due variabili W_i^+ e W_i^- tali che:

$$W_i^+ = \max \{W_i^{\text{EDS}}, 0\} \quad (1.15)$$

$$W_i^- = \min \{W_i^{\text{EDS}}, 0\} \quad (1.16)$$

Le equazioni del modello sono riportate di seguito:

$$\min Costo = \rho^{\text{FDS}} \cdot F_i^{\text{FDS}} + \rho_{\text{buy}}^{\text{EDS}} \cdot W_i^+ + \rho_{\text{sell}}^{\text{EDS}} \cdot W_i^- \quad (1.17)$$

$$W_i^{\text{EDS}} = \{W_i^+, W_i^-\} \quad (1.18)$$

$$W_i^+ \geq W_i^{\text{EDS}} \quad (1.19)$$

$$W_i^+ \geq 0 \quad (1.20)$$

$$W_i^- \leq W_i^{\text{EDS}} \quad (1.21)$$

$$W_i^- \leq 0 \quad (1.22)$$

$$W_i^- \geq W_i^{\text{EDS}} - M \cdot y_1 \quad (1.23)$$

$$W_i^- \geq 0 - M \cdot y_2 \quad (1.24)$$

$$y_1 + y_2 \leq 1 \quad (1.25)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \{1,2\} \quad (1.26)$$

Con le modifiche apportate, la variabile W_i^{EDS} diventa un vettore di variabili ed include W_i^+ , diversa da zero nel caso in cui venga acquistata energia elettrica dalla rete, e W_i^- , diversa da zero nel caso in cui venga ceduta energia elettrica alla rete. In questo modo

risulta diverso da zero un solo parametro per ogni passo temporale, ma allo stesso tempo si linearizza la funzione obiettivo eliminando max e min dal computo. Per contro, si dovranno considerare un numero maggiore di variabili e una serie di vincoli aggiuntivi rispetto a quelli che verranno introdotti dallo schema del MES e dagli elementi singoli. I parametri M , y_1 e y_2 verranno fissati ad ogni passo temporale, seguendo l'evoluzione nel tempo delle domande.

Il problema qui sopra descritto può, però, venire notevolmente semplificato passando da un approccio di tipo teorico/accademico ad un approccio più diretto al problema che verrà risolto. Valutando più nello specifico il tipo di problema che verrà affrontato e le equazioni/disequazioni che comporranno il sistema di vincoli dei vari problemi si possono notare dei punti di convergenza col metodo di linearizzazione della funzione obiettivo. Il sistema di vincoli introdotto dalla linearizzazione della funzione obiettivo, e in particolare le Equazioni dalla (1.19) alla (1.26), verranno rispettate automaticamente dal sistema se i vincoli verranno imposti nel modo corretto. Infatti, come verrà osservato durante lo svolgimento della tesi, tra i vincoli di cui è necessario tenere conto si hanno tutti i vincoli fisici imposti dai componenti del MES considerato. Questo tipo di vincoli impone che il valore dell'energia elettrica acquistata o ceduta alla rete elettrica esterna non possa superare un determinato valore, sia in entrata che in uscita. La presenza di queste disequazioni assicura il rispetto delle Equazioni (1.19), (1.21), (1.23) e (1.24) senza la necessità di complicare ulteriormente il problema per l'ottimizzazione del costo per il funzionamento del MES.

È, tuttavia, necessario garantire che il vettore W^+ si mantenga positivo o uguale a zero ad ogni passo, come richiesto dall'Equazione (1.20), e che il vettore W^- si mantenga negativo o uguale a zero ad ogni passo, come richiesto dall'Equazione (1.22). In questo caso, le equazioni di vincolo del MES non possono intervenire, in quanto il sistema considera in modo naturale una sola variabile W_i^{EDS} . Pertanto, nel passaggio da W_i^{EDS} alle due variabili W_i^+ e W_i^- , sarà necessario aggregare nel sistema questo tipo di vincolo. Infine, si considera per comodità (principalmente nel calcolo del punto iniziale di lavoro) la variabile W_i^{EDS} come somma delle due componenti positiva e negativa, modificando l'Equazione (1.18) e passando da un approccio vettoriale per la variabile ad uno a variabile singola.

Tenuto conto di tutte queste considerazioni, si riporta di seguito il sistema semplificato necessario per la risoluzione del problema di linearizzazione della funzione obiettivo:

$$\min Costo = \rho^{\text{FDS}} \cdot F_i^{\text{FDS}} + \rho_{\text{buy}}^{\text{EDS}} \cdot W_i^+ + \rho_{\text{sell}}^{\text{EDS}} \cdot W_i^- \quad (1.27)$$

$$W_i^{\text{EDS}} = W_i^+ + W_i^- \quad (1.28)$$

$$W_i^+ \geq 0 \quad (1.29)$$

$$W_i^- \leq 0 \quad (1.30)$$

1.2 Algoritmi di risoluzione

Per la risoluzione dei problemi di ottimizzazione della presente tesi è stato utilizzato il software MATLAB, versione R2021b. Per la ricerca del punto ottimale, ovvero il punto in cui si ha il minor costo possibile tra le varie soluzioni del problema (ovvero il completo assolvimento della domanda di output del MES) si utilizzano due metodi:

- Metodo ai punti interni, per la risoluzione dei sistemi non lineari, ovvero quelli ottenuti tramite il metodo dei fattori di disaccoppiamento definiti nella Sezione 1.4;
- Metodo del simplesso duale, per la risoluzione dei sistemi lineari, ovvero quelli ottenuti tramite il metodo di ricombinazione e linearizzazione della funzione obiettivo.

1.2.1 Metodo ai punti interni

Nel caso di sistema non lineare la ricerca del punto ottimale è stata affidata alla funzione *fmincon*. Questa funzione può risolvere il problema seguendo diverse procedure, selezionabili tramite il comando *options*. Nei casi studio successivamente descritti è stato utilizzato, per la risoluzione dei sistemi non lineari, il metodo detto *ai punti interni*. La procedura è spiegata in modo dettagliato in [15], mentre di seguito è riportato un riassunto dei passi salienti.

Partendo dal sistema descritto dalle Equazioni (1.1) si va ad impostare un problema approssimato, con la seguente formulazione:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} f_{\mu}(\mathbf{x}, \mathbf{s}) &= \min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} f(\mathbf{x}) - \mu \sum_i \ln(s_i) \\ \text{s.t.} & \\ \mathbf{s} &\geq 0; \\ h(\mathbf{x}) &= 0; \\ g(\mathbf{x}) + \mathbf{s} &= 0. \end{aligned} \tag{1.31}$$

dove:

- s_i sono le variabili slack, ovvero variabili che trasformano le disequazioni di vincolo $g(\mathbf{x}) = 0$ in equazioni del tipo $g(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = 0$; queste variabili sono strettamente positive, andando così ad ogni iterazione a muoversi verso l'interno della regione ammissibile della soluzione;
- μ è un parametro che fissa il passo di ogni iterazione, e andrà via a via a diminuire avvicinandosi alla soluzione del problema, ottenendo alla fine:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} f_{\mu}(\mathbf{x}, \mathbf{s}) = \min_{\mathbf{x}, \mathbf{s}} f(\mathbf{x}, \mathbf{s})$$

Ad ogni iterazione l'algoritmo può svolgere due step differenti:

- Un *passo diretto*, detto *Newton step*, in cui si vanno a risolvere le condizioni di Karush-Kuhn-Tucker². Si ottiene un'approssimazione lineare del problema.

²Si tratta di due equazioni basate sul *lagrangiano*, ovvero: $L(x, \lambda) = f(x) + \sum \lambda_{g,i} g_i(x) + \sum \lambda_{h,i} h_i(x)$. Le due condizioni sono le seguenti: $\nabla_x L(x, \lambda) = 0$ e $\lambda_{g,i} g_i(x) = 0, \forall i$, che forniscono i moltiplicatori di Lagrange.

- Un passo CG, ovvero del *gradiente coniugato*, un algoritmo che permette l'avvicinamento alla soluzione del problema in modo diretto, muovendosi perpendicolarmente al gradiente della funzione.

L'algoritmo tenta inizialmente di sviluppare un passo diretto; nel caso in cui non sia possibile passa al metodo del gradiente coniugato. Un esempio di iterazione in cui non è possibile svolgere un passo diretto è il caso in cui la funzione non presenti un andamento convesso in prossimità del valore calcolato dall'iterazione precedente.

Ad ogni iterazione è necessaria una *funzione di merito* per verificare che la soluzione ottenuta rispetti i vari vincoli imposti dal problema. Un esempio di funzione di merito è:

$$f_{\mu}(x, s) + \nu \|(h(x), g(x) + s)\| \quad (1.32)$$

dove il parametro ν va ad incrementare con l'aumentare del numero di iterazioni, in modo da mantenere la soluzione nella regione ammissibile. Se la funzione fuoriesce dall'area il passo viene annullato e ne viene tentato un altro.

1.2.2 Metodo del sempliceo duale

Nel caso di problema lineare il calcolatore risolve il sistema tramite la funzione *linprog* di MATLAB, funzione che va a richiamare un algoritmo a scelta tra i vari possibili per la risoluzione di un sistema lineare. In questo caso verrà utilizzato l'algoritmo di default di *linprog*, ovvero il metodo del *simplesoo duale*, algoritmo che sostanzialmente applica un problema del simpleso al problema duale a quello da risolvere. Per simpleso si intende "un insieme di $k+1$ elementi astratti (detti vertici) presi da un certo insieme e considerati a prescindere dal loro ordine, se si considera il simposio non orientato, oppure tenendo conto del loro ordine, se s'intende considerare il simposio orientato" [16]. L'algoritmo definisce una serie di triangoli o tetraedri a seconda del numero di dimensioni del problema, per muoversi poi sui vertici di questi politopi durante la risoluzione del problema, come mostrato in Figura 1.1. È impossibile muoversi all'interno dei politopi. Il funzionamento

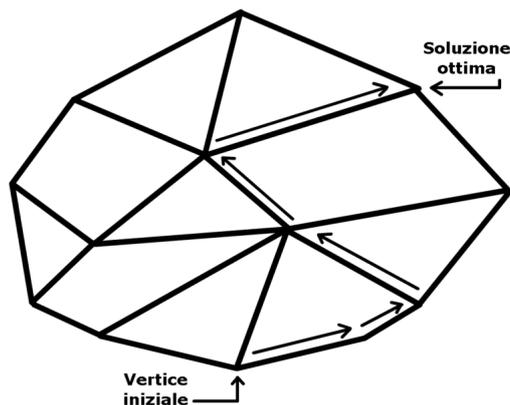


Figura 1.1: La regione ammissibile del problema è un politopo: l'algoritmo del simpleso si muove tra i suoi vertici [1].

dettagliato di questo tipo di algoritmo è spiegato in [17]. Questo metodo è preferibile al metodo ai punti interni nei problemi di programmazione lineare in quanto generalmente più rapido, necessitando di meno iterazioni per trovare la soluzione ottimizzata.

Partendo dal Sistema di Equazioni (1.1) e linearizzandolo, l'algoritmo inizia a lavorare su un problema impostato come il seguente:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\mathbf{x}} \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\
 & \text{s.t.} \\
 & \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \geq \mathbf{b}; \\
 & \mathbf{A}_{\text{eq}} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}}; \\
 & \mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub}.
 \end{aligned} \tag{1.33}$$

in cui il vettore \mathbf{lb} contiene i valori minimi delle variabili in \mathbf{x} e il vettore \mathbf{ub} contiene i valori massimi.

Da questo sistema di equazioni il calcolatore sviluppa un processo di pre-elaborazione dei dati, seguendo le procedure sviluppate da [18] e [19]. In questa fase il problema viene ridotto, eliminando le ridondanze e i vincoli in eccesso. Al termine di questo primo passo il problema si presenta nella seguente forma:

$$\begin{aligned}
 & \min_{\mathbf{x}} \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\
 & \text{s.t.} \\
 & \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}; \\
 & \mathbf{0} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub}.
 \end{aligned} \tag{1.34}$$

dove \mathbf{A} e \mathbf{b} sono versioni trasformate delle matrici/vettori iniziali.

Inoltre, si può verificare e definire la misura della *fattibilità primaria*, ovvero la possibilità di soddisfare tutti i vincoli del problema primario (iniziale). Per farlo, si ricorre ad un vettore di variabili aggiuntivo \mathbf{x}^+ , che assume valore x_i nel caso in cui quest'ultima sia maggiore di zero, mentre assume valore nullo nel caso in cui sia minore o uguale a zero. Il calcolo si esegue secondo la seguente formula:

$$\text{Primal infeasibility} = \sqrt{((\mathbf{lb} - \mathbf{x})^+)^2 + ((\mathbf{x} - \mathbf{ub})^+)^2 + ((\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b})^+)^2 + |\mathbf{A}_{\text{eq}} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}_{\text{eq}}|^2} \tag{1.35}$$

Il problema duale consiste nella risoluzione del seguente problema:

$$\begin{aligned}
 & \max \mathbf{b}^T \mathbf{y} - \mathbf{ub}^T \mathbf{w} \\
 & \text{s.t.} \\
 & \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{x} - \mathbf{w} + \mathbf{z} = \mathbf{f}; \\
 & \mathbf{z} \geq 0, \quad \mathbf{w} \geq 0.
 \end{aligned} \tag{1.36}$$

dove:

- \mathbf{y} e \mathbf{w} contengono le variabili duali del problema;

- \mathbf{z} è formato dalle variabili di slack del problema duale.

È possibile valutare la *fattibilità del problema duale*:

$$\text{Dual infeasibility} = \|\mathbf{A}^T \mathbf{y} + \mathbf{z} - \mathbf{w} - \mathbf{f}\|_2 \quad (1.37)$$

È importante valutare anche questo tipo di fattibilità, in quanto preclude che il risultato ottimale di alcune variabili sia 0 oppure infinito. Infatti, se il problema duale risulta essere non fattibile, allora il problema iniziale sarà non limitato, rendendo impossibile trovare un punto ottimale (Il teorema è valido anche viceversa: se la fattibilità primaria non è rispettata il problema duale sarà non limitato). I due problemi sono completamente equivalenti: il punto ottimale dei due convergerà, potendo convertire la soluzione dalle variabili del problema duale a quelle del problema primario. Perciò sarà sufficiente risolvere il problema duale per ottimizzare il problema iniziale.

Durante la risoluzione, ad ogni iterazione, il calcolatore ripeterà due fasi:

1. L'algoritmo risolve un problema di programmazione lineare ausiliario, trovando una soluzione valida del problema duale³;
2. Partendo dal punto trovato al termine della fase 1, il calcolatore applica l'algoritmo del simplesso: vengono testate le condizioni di ottimalità, arrestando la risoluzione nel caso sia verificato di aver trovato la soluzione ottimale⁴.

1.3 Ricerca del punto iniziale

Per ogni caso studio analizzato nello svolgimento della tesi è importante andare a verificare che l'eventuale presenza di minimi locali non vada ad influenzare la ricerca del minimo globale, ovvero il punto che verrà poi interpretato come il punto di lavoro del MES. In tal senso, è importante selezionare un punto di partenza del problema di ottimizzazione non lineare che si avvicini il più possibile al minimo globale, evitando così eventuali errori nella valutazione del punto finale ottimizzato. Il problema è brevemente illustrato in Figura 1.2: nel caso in cui l'analisi si avvicini troppo al bacino di attrazione di un minimo locale il rischio per la risoluzione è quello di muoversi erroneamente verso quel punto, perdendosi eventuali punti a valori ancora più bassi.

È importante ricordare che il punto iniziale è necessario solamente per la soluzione del sistema non lineare, mentre nel caso del sistema lineare il vertice iniziale è trovato dall'algoritmo di risoluzione risolvendo il sistema duale. Ciò comporta un grande vantaggio del metodo di ricombinazione rispetto al metodo dei fattori di dispacciamento, riducendo

³Il sistema ausiliario da risolvere calcola il minimo di un funzione lineare di penalizzazione $\mathbf{P} = \sum_j \mathbf{P}_j(\mathbf{x}_j)$. Il problema iniziale presenta una soluzione fattibile solo nel caso in cui la funzione di penalità presenti un valore minimo uguale a 0.

⁴Nel caso in cui non venga rilevata la presenza di un punto ottimale il comando inizia ripetitivamente a selezionare una variabile di ingresso e una di uscita, aggiornando la soluzione e provando ad applicare delle perturbazioni per trovare il punto ottimale.

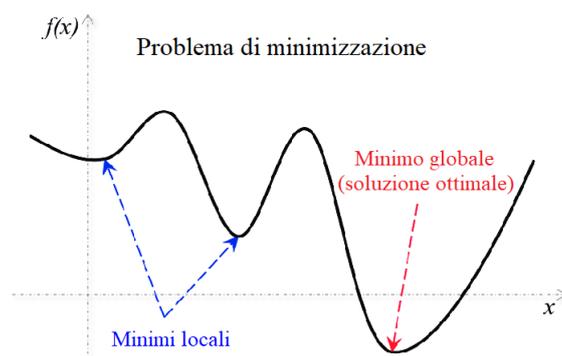


Figura 1.2: Esempio di minimi locali e globali in una funzione monodimensionale [2]

notevolmente la possibilità di ottenere errori nella valutazione del punto ottimale. Nei MES, oltre che dall'impostazione del problema, la non linearità viene causata dall'utilizzo di rendimenti variabili al variare del punto di funzionamento, impostando così un problema in cui il costo minimo non dipende solamente dai prezzi dell'energia, ma anche dal rendimento che si ha in quel punto, cercando di portarsi a lavorare in un punto in cui l'efficienza sia più alta, evitando un eccessivo aumento delle perdite. Ciò rende più complesso ottenere un sistema completamente lineare, dovendo quasi obbligatoriamente tenere conto di questo problema.

1.4 Metodo dei fattori di dispacciamento

Il primo metodo analizzato per la scrittura dei vincoli del sistema è il cosiddetto metodo dei *fattori di dispacciamento*. Per fattore di dispacciamento si intende un coefficiente che stabilisce la ripartizione di un determinato vettore energetico tra più elementi del sistema. I fattori di dispacciamento risultano incogniti e dovranno essere valutati ed estratti dal problema di ottimizzazione, come equazioni da aggiungere ai vettori in input al sistema. L'aggiunta dei fattori di dispacciamento tra le incognite rende il problema non lineare, aggiungendo complessità alla risoluzione.

Il metodo consiste nell'andare ad analizzare tramite ispezione visiva la topologia del MES, traducendola in un sistema matriciale che va a connettere input e output del sistema, con una rappresentazione del tipo:

$$\mathbf{v}_o = \mathbf{H} \cdot \mathbf{v}_i \quad (1.38)$$

dove:

- \mathbf{v}_o è il vettore degli input del MES;
- \mathbf{v}_i è il vettore degli output del MES;
- \mathbf{H} è la matrice di accoppiamento tra input e output del MES;

Considerando un sistema che abbia sia in input che in output una richiesta completa di energia elettrica, gas, calore e refrigerazione si andrà a comporre il seguente sistema

matriciale:

$$\begin{pmatrix} F_o \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_{FF} & \eta_{FW} & \eta_{FQ} & \eta_{FR} \\ \eta_{WF} & \eta_{WW} & \eta_{WQ} & \eta_{WR} \\ \eta_{QF} & \eta_{QW} & \eta_{QQ} & \eta_{QR} \\ \eta_{RF} & \eta_{RW} & \eta_{RQ} & \eta_{RR} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ Q_i \\ R_i \end{pmatrix} \quad (1.39)$$

in cui i vari η_{xy} rappresentano i fattori che accoppiano un determinato input y ad un determinato output x , consistenti in una combinazione di rendimenti, coefficienti di prestazione e fattori di disaccoppiamento. Nel caso in cui alcune delle domande o dei sistemi di distribuzione non siano presenti nel MES considerato le richieste saranno poste uguali a zero, e tutti i coefficienti atti alla rappresentazione di tali quantità di energia verranno posti uguali a zero. Allo stesso modo, nel caso in cui un vettore in input e uno in output siano presenti nel MES ma non siano connessi in qualche modo tra loro, il loro coefficiente di accoppiamento risulterà nullo.

Ciascuno dei singoli elementi installabili in un sistema multienergia presenta una propria matrice di accoppiamento basata sui legami tra i vettori in entrata e in uscita dall'elemento. Queste matrici andranno poi combinate per ottenere le matrici del MES considerato.

1.4.1 Esempi di matrici di accoppiamento dei singoli componenti di un MES

Ogni singolo componente può essere descritto da un'equazione per ogni output presente. Il primo esempio analizzato è il cogeneratore (CHP), componente molto importante in quanto permette di aumentare l'efficienza generale, associando alla produzione di energia elettrica tramite un impianto termoelettrico la produzione di calore tramite recupero nell'impianto di raffreddamento. Le due equazioni che vanno a descrivere l'unità CHP nel sistema multienergia sono le seguenti:

$$\eta_{\text{CHP}}^W = \frac{W}{F} \qquad \eta_{\text{CHP}}^Q = \frac{Q}{F} \quad (1.40)$$

ovvero il calcolo dell'*efficienza elettrica* e dell'*efficienza termica* del sistema, calcolate come rapporto tra l'uscita considerata e la quantità di combustibile in ingresso. Un altro coefficiente particolarmente utile nel descrivere un CHP è il *rapporto di cogenerazione*, ovvero il rapporto tra la produzione di calore e quella di elettricità:

$$\lambda = \frac{Q}{W} \quad (1.41)$$

Questo coefficiente risulta particolarmente importante nell'andare a calcolare i vari vettori in un punto preciso di funzionamento, come si potrà constatare nel calcolo del punto medio di lavoro, utilizzato nei casi studio come punto iniziale.

Dalle Equazioni (1.40) si può ottenere la matrice di accoppiamento del CHP:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ W_o \\ Q_o \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{\text{CHP}}^W & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{\text{CHP}}^Q & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.42)$$

Il secondo componente che viene analizzato è il boiler ausiliario (AB). Questa unità viene in genere utilizzata per la copertura della domanda residua di calore, funzionando in parallelo ad un CHP con input di fluido dal FDS⁵. Il boiler ausiliario presenta una certa efficienza termica, analoga a quella della seconda equazione (1.40), ovvero:

$$\eta_{AB} = \frac{Q}{F} \quad (1.43)$$

da cui si può ricavare la matrice di accoppiamento tra ingressi e uscite:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ Q_o \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{AB} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.44)$$

Vengono, poi, considerati gli elementi che vanno a rispondere alla domanda di raffrescamento. In questo caso vi sono due sistemi di refrigerazione principali che rispondono alla domanda tramite diversi input:

- *Sistema a compressione elettrica* (CERG, *Compression electric refrigerator group*): classico sistema in cui la refrigerazione viene ottenuta tramite un compressore elettrico posto in un ciclo termico composto da condensatore, valvola di espansione, evaporatore e compressore. L'alimentazione è esclusivamente elettrica.
- *Gruppo frigorifero ad assorbimento* (WARG, *Water absorbtion refrigerator group*): ciclo che non utilizza sistemi di compressione nè alcun altro tipo di parte in movimento (esclusi i fluidi posti nel sistema ed eventuali pompe a bassissimo consumo); Il compressore viene sostituito da un insieme di assorbitore, concentratore ed una pompa per il movimento del fluido. L'alimentazione avviene tramite l'iniezione di calore nel sistema. Considerando un MES che abbia in ingresso solamente elettricità e un fluido (o un gas), risulta immediato comprendere come un CERG debba essere posto in serie ad almeno un altro componente, quali un CHP o un AB.

In questo caso per ottenere le matrici di accoppiamento è necessario definire un *coefficiente di prestazione*, definito dalle seguenti equazioni, la (1.45) per il WARG e la (1.46) per il CERG:

$$COP_{WARG} = \frac{R}{Q} \quad (1.45)$$

$$COP_{CERG} = \frac{R}{W} \quad (1.46)$$

Definiti i due parametri si possono ottenere le matrici di accoppiamento di, rispettivamente, WARG e CERG:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & COP_{WARG} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ Q_i \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.47)$$

⁵Esiste anche la possibilità di alimentare un boiler ausiliario con corrente elettrica e farlo in funzionamento in serie rispetto al cogeneratore.

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & COP_{\text{CERG}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ W_i \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.48)$$

L'ultimo elemento analizzato sono le pompe di calore (EHP), sistemi che estraggono una certa quantità di calore dall'esterno per riscaldare o raffreddare un ambiente chiuso (ad esempio un edificio), alimentate tramite una certa quantità di energia elettrica. Si tratta di sistemi particolarmente scalabili, potendo ricoprire fabbisogni che vanno da quelli di singole abitazioni a intere città o complessi industriali. Il coefficiente di prestazione di una pompa di calore varia a seconda della modalità di funzionamento, presentando valori differenti in caso di utilizzo per riscaldare o per raffreddare. Si può quindi affermare che, in termini generali:

$$COP_{\text{EHP}}^{\text{heat}} \neq COP_{\text{EHP}}^{\text{cool}} \quad (1.49)$$

Nel caso di utilizzo in modalità riscaldamento l'elemento è caratterizzato dal seguente coefficiente di prestazione elettrico:

$$COP_{\text{EHP}}^{\text{heat}} = \frac{Q}{W} \quad (1.50)$$

da cui si ottiene la matrice caratteristica:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ Q_o \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & COP_{\text{EHP}}^{\text{heat}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ W_i \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.51)$$

La situazione a livello matriciale cambia in caso di utilizzo in modalità raffreddamento, rappresentata dalla seguente equazione:

$$COP_{\text{EHP}}^{\text{cool}} = \frac{R}{W} \quad (1.52)$$

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & COP_{\text{EHP}}^{\text{cool}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ W_i \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1.53)$$

1.5 Metodo di ricombinazione

Il secondo metodo analizzato per la risoluzione dei problemi di ottimizzazione dei sistemi multienergia è il metodo di ricombinazione [13]. In questo caso la matrice di accoppiamento viene sviluppata considerando non solamente i vettori in input e output all'intero MES, ma anche i vettori energetici interni al sistema. A differenza del metodo precedentemente sviscerato, in questo caso si vanno ad escludere dal ragionamento i fattori di disaccoppiamento tra i vari elementi del sistema, ottenendo un sistema di vincoli lineare, eliminando incognite e semplificando così la risoluzione.

La matrice finale si presenta sotto forma di "matrice estesa", incrementando variabili e incognite. Rispetto al caso precedente la matrice può essere divisa in due sotto-matrici di diversa natura. La prima mette in relazione le variabili in uscita dal MES con le variabili in ingresso e le variabili "estese". La matrice viene modellata come segue:

$$(\mathbf{l}^t) = (\mathbf{C}_{LP} \quad \mathbf{C}_{LV}) \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{p}^t \\ \mathbf{v}^t \end{pmatrix} \quad (1.54)$$

dove:

- \mathbf{l} è il vettore composto dalle variabili di uscita;
- \mathbf{p} è il vettore composto dalle variabili di ingresso;
- \mathbf{v} è il vettore composto dalle variabili estese in ingresso ai vari elementi interni al MES. Si tratta di quantità ottenute nelle biforcazioni che erano rappresentate nella Sezione 1.4 dai fattori di dispacciamento, e che vanno a sostituire questi ultimi all'interno del problema;
- \mathbf{C}_{LP} è la matrice di accoppiamento tra \mathbf{l} e \mathbf{p} ; da notare la differenza tra la matrice \mathbf{H} descritta nel metodo dei fattori di dispacciamento e la matrice qui definita; in questo caso si tiene conto solamente dei collegamenti diretti tra entrate e uscite del MES, o al massimo collegamenti con un singolo elemento intermedio, mentre in precedenza si considerava il percorso completo tra un input e un output, tenendo conto di combinazioni tra fattori di dispacciamento, rendimenti e coefficienti di prestazione;
- \mathbf{C}_{LV} è la matrice di accoppiamento tra \mathbf{l} e \mathbf{v} .

Le due sottomatrici \mathbf{C}_{LP} e \mathbf{C}_{LV} sono matrici costanti, a differenza del caso precedente in cui la presenza dei fattori di dispacciamento nella matrice la rendeva dipendente dalle incognite⁶. La seconda matrice introduce il concetto di *variabili intermedie*, ovvero le variabili in uscita dagli elementi posti in mezzo al MES, e saranno di conseguenza soggette a biforcazioni (andando a formare variabili che faranno parte di \mathbf{v}), oppure poste direttamente in input ad un altro elemento del sistema. Il sistema risulta essere il seguente:

$$(\mathbf{t}^t) = (\mathbf{C}_{TP} \quad \mathbf{C}_{TV}) \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{p}^t \\ \mathbf{v}^t \end{pmatrix} \quad (1.55)$$

dove:

- \mathbf{t} è il vettore composto dalle variabili di output intermedie;
- \mathbf{C}_{TP} è la matrice di accoppiamento tra \mathbf{t} e \mathbf{p} ;

⁶Si noti che non è detto che queste sottomatrici siano costanti in senso assoluto: sono da ritenersi tali solamente se si considerano rendimenti η e coefficienti di prestazione COP costanti al variare del punto di funzionamento di ciascun elemento. Questo vale per ciascuna matrice e sottomatrice, e per ogni metodo di risoluzione del problema di ottimizzazione.

- $\mathbf{C}_{\mathbf{TV}}$ è la matrice di accoppiamento tra \mathbf{p} e \mathbf{v} .

Anche in questo caso le matrici sono costanti. A questo punto si può andare a comporre il sistema completo:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{1}^t \\ \mathbf{t}^t \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{C}_{\mathbf{LP}} & \mathbf{C}_{\mathbf{LV}} \\ \mathbf{C}_{\mathbf{TP}} & \mathbf{C}_{\mathbf{TV}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{p}^t \\ \mathbf{v}^t \end{pmatrix} \quad (1.56)$$

e andando a definire la nuova matrice completa ed estesa $\mathbf{C} = \begin{pmatrix} \mathbf{C}_{\mathbf{LP}} & \mathbf{C}_{\mathbf{LV}} \\ \mathbf{C}_{\mathbf{TP}} & \mathbf{C}_{\mathbf{TV}} \end{pmatrix}$.

1.5.1 Modellazione della matrice di accoppiamento estesa

Per la costruzione della matrice estesa è necessario identificare tutte le variabili da includere nel problema e impostare una procedura passo a passo. Così come per la matrice \mathbf{H} del metodo dei fattori di disaccoppiamento, anche in questo caso la matrice di accoppiamento si ricava per ispezione visiva del MES, partendo dagli ingressi e procedendo mano a mano verso le uscite, valutando ogni elemento e ogni collegamento posto all'interno del sistema. Il processo risulta in questo caso più lungo e più complicato, dovendo valutare un maggior numero di variabili e di tipologia di variabile, ma i coefficienti della matrice \mathbf{C} risulteranno sicuramente più intuitivi e semplici di quelli della matrice \mathbf{H} , passando quasi sicuramente per percorsi più veloci e con meno elementi interposti tra la variabile di ingresso o estesa e la variabile intermedia o di uscita considerate. Di seguito vengono elencati i passi da seguire per modellare la matrice, riportati nel flowchart di Figura 1.3:

1. Identificare la composizione delle variabili più immediate, ovvero le variabili di ingresso \mathbf{p}^x e quelle di output \mathbf{I}^x , facilmente visualizzabili osservando le porte di ingresso e uscita del MES. Dopodiché, identificare le variabili disacciate \mathbf{v}^x e le variabili intermedie \mathbf{t}^x .
2. Selezionare una variabile intermittente di ingresso e un componente del MES direttamente collegato a quell'ingresso: formulare le equazioni che legano l'input del MES alle variabili di output del componente selezionato. Ripetere il passo per ogni componente collegato all'ingresso selezionato.
3. Ripetere la stessa procedura per ogni ingresso del MES fino a terminare gli ingressi.
4. Una volta terminati gli ingressi analizzare i componenti non collegati direttamente ad un ingresso o ad un uscita del MES, bensì a componenti del vettore delle variabili \mathbf{v}^x oppure a combinazioni di variabili \mathbf{v}^x e variabili di output di componenti intermedie facenti parte del vettore \mathbf{t}^x . Per ciascun elemento formulare le equazioni di accoppiamento tra ingresso e uscita.
5. Ripetere la procedura fino a terminare completamente le variabili intermedie da formulare.
6. A questo punto restano escluse dalla formulazione solamente le variabili di output \mathbf{p}^x del MES. Formulare le espressioni di accoppiamento tra gli output del sistema e le variabili intermedie/disacciate.

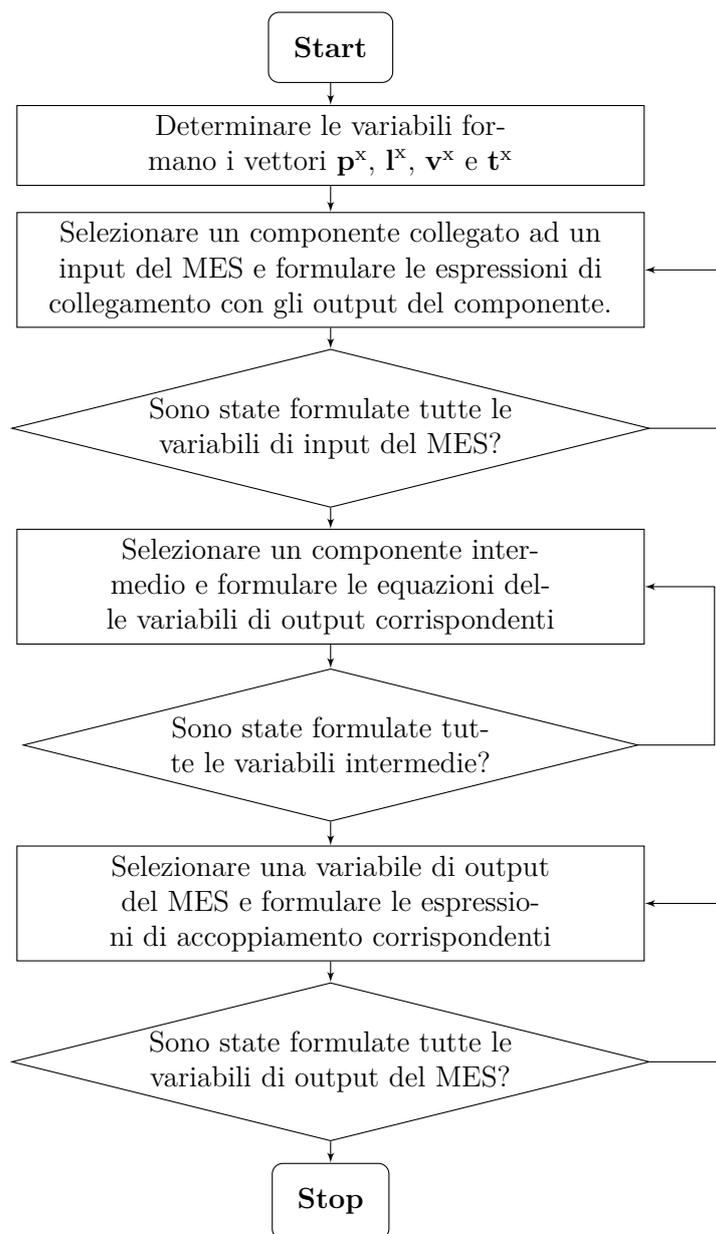


Figura 1.3: Flowchart per la composizione della matrice di accoppiamento estesa.

É da notare come, a differenza della matrice di accoppiamento iniziale, gli elementi della matrice estesa siano composti da un singolo numero o coefficiente. Infatti, vengono esclusi dal computo i coefficienti di dispacciamento e i collegamenti indiretti, ovvero qualunque collegamento tra due punti del MES tra cui sono interposti almeno due elementi, ciascuno avente la sua efficienza/coefficiente di prestazione, oppure un elemento e uno o più fattori di dispacciamento. In generale, i coefficienti della matrice estesa possono assumere quattro

valori:

1. 1 nel caso in cui si abbia un collegamento diretto tra un input e un output;
2. 0 nel caso in cui non si abbia alcun collegamento diretto;
3. -1 nel caso in cui un input intermedio "sottragga" parte del vettore energetico ad un output per alimentare un componente del MES;
4. η_x oppure COP_x nel caso in cui l'input e l'output considerati siano l'input e l'output dell'elemento x del sistema multienergia.

Capitolo 2

Area di ammissibilità e flessibilità dei sistemi multienergia

Il concetto di flessibilità in ambito elettrico risulta fondamentale per la gestione delle risorse e la risposta degli impianti di generazione a variazioni più o meno rapide del carico elettrico collegato. L'installazione di impianti a fonti rinnovabili su larga scala e le nuove soluzioni per la riduzione delle emissioni, quali appunto i MES, rendono necessario lo studio e l'applicazione di nuovi concetti di flessibilità elettrica e l'utilizzo di strategie per il *Demand Response* (DR), ovvero la disponibilità dell'utente a ridurre o aumentare i propri consumi in caso di necessità, adattandosi ad un segnale dell'ente distributore. Adattando i propri consumi si effettua quello che viene chiamato *energy shifting*. La richiesta di adattare i consumi può coinvolgere tutti i vettori energetici acquistati dall'utente o più probabilmente un singolo vettore energetico, in particolar modo l'energia elettrica. Ciascun MES presenta un livello massimo di potenza elettrica che è possibile ridurre: questo limite viene chiamato *electricity shifting potential* e permette di quantificare la flessibilità elettrica messa a disposizione dall'utente.

L'utilizzo di sistemi multienergia presenta notevoli vantaggi dal punto di vista della flessibilità elettrica, a causa delle riflessioni esplicitate nell'introduzione. Infatti, nei sistemi disaccoppiati ciascuna fonte va a coprire solamente un determinato fabbisogno, senza interazioni tra le varie linee; ciò limita fortemente le prestazioni del DR, in quanto una richiesta di riduzione dei consumi di elettricità potrebbe venire accolta dall'utente solamente tramite una riduzione diretta dei consumi, sfruttando la limitazione della potenza assorbita dai carichi riducibili e lo scollegamento di eventuali carichi non fondamentali per l'utente. Per realizzare questo tipo di Demand Response da parte del cliente della rete elettrica sarà necessario assicurare eventuali sistemi di incentivi e retribuzioni, in modo che la perdita di benessere ed economica venga compensata in qualche modo.

Con l'installazione di un MES, invece, la situazione diventa più favorevole, in quanto alla richiesta di diminuzione/aumento della domanda elettrica l'utente può reagire spostando

i propri consumi verso un altro vettore energetico, non dovendo rinunciare, così, a determinati carichi, e beneficiando di un livello di comfort sempre di alto livello, adattabile al contesto e a situazioni di ogni tipo. Da un punto di vista economico la situazione risulta più complessa, in quanto la risposta ad una richiesta di modifica del carico energetico da parte dell'utente implica la possibilità di allontanarsi dal punto ottimizzato tramite l'equazione (1.3), aumentando così i costi totali dell'acquisto di energia da parte dell'utente.

2.1 Strutturazione degli incentivi

Date le premesse risulta necessario inserire una politica di incentivi che risulti conveniente per l'utente e gli permetta, così, di partecipare attivamente al DR, garantendogli un profitto variabile a seconda della flessibilità che rende disponibile (valutata in potenza messa a disposizione, con un valore massimo corrispondente all'electricity shifting potential) e alla quantità di energia risparmiata grazie all'intervento del DR. Per la strutturazione si fa riferimento all'articolo "A summary of demand response in electricity markets" [20].

Gli incentivi presenti sono riassumibili in due categorie principali:

- *Incentivo sulla disponibilità*: incentivo atto alla remunerazione della disponibilità dell'utente a subire una modifica dei consumi e/o dell'assorbimento di energia elettrica in rete. Una volta dichiarata la disponibilità, questo incentivo si riceve sempre, anche se non si sta partecipando attivamente in un determinato momento. Viene in genere pagato in funzione della potenza che è possibile ridurre o aumentare, e perciò può essere misurato in [mu/MW/h] ⁷.
- *Incentivo di esercizio*: incentivo atto alla remunerazione dell'energia scambiata in rete in caso di partecipazione effettiva ad un evento di Demand Response. In questo caso la remunerazione varia in base alla quantità di energia scambiata, e perciò è misurabile in [mu/MWh].

Queste due tipologie di incentivo sono combinabili tra loro in vario modo, l'importante è garantire al possessore del MES un profitto in caso di partecipazione ai servizi di DR. Per valutare gli effettivi benefici da un punto di vista economico si può utilizzare la seguente equazione:

$$B(a_h, \chi_h, \nu_h) = (a_h \kappa + \chi_h \nu_h) \Delta W_h^{\text{EDS}} \quad (2.1)$$

dove:

- h è l'intervallo di tempo considerato;
- κ è il numero di intervalli temporali definiti nell'intervallo h ;
- a è l'incentivo sulla disponibilità;
- ν è una variabile binomiale che stabilisce se il servizio è in funzione o meno nell'intervallo h (1 se è in funzione, 0 in caso contrario);

⁷mu = monetary unit, unità standard di valuta in un determinato Paese

- χ è l'incentivo di esercizio;
- ΔW_h^{EDS} è la differenza di energia elettrica tra il funzionamento normale e dopo l'intervento del servizio di rete.

Oltre ai benefici ottenuti dagli incentivi è necessario valutare la variazione del costo dell'acquisto di energia, che molto probabilmente, come accennato prima, subirà un aumento col cambio del mix energetico. Per valutare la variazione del costo dell'energia è necessario partire dall'Equazione (1.3) e considerare le variazioni di energia dopo l'intervento del Demand Response, ovvero ΔW_h^{EDS} e ΔF_h^{FDS} , anziché il totale dell'energia acquistata, ottenendo così la differenza di costo anziché il costo totale dell'energia:

$$\Delta C_h = \rho^{\text{FDS}} \cdot \Delta F_i^{\text{EDS}} + \rho_{\text{buy}}^{\text{EDS}} \cdot \max \{ \Delta W_i^{\text{EDS}}, 0 \} + \rho_{\text{sell}}^{\text{EDS}} \cdot \min \{ \Delta W_i^{\text{EDS}}, 0 \} \quad (2.2)$$

A questo punto, partendo dalle Equazioni (2.1) e (2.2), si ottiene il guadagno totale Π :

$$\Pi(a_h, \chi_h, \nu_h) = B(a_h, \chi_h, \nu_h) - \nu_h \cdot \Delta C_h \quad (2.3)$$

Nel caso in cui $\Pi(a_h, \chi_h, \nu_h)$ risulti positivo, allora diventa conveniente per l'utente accettare un energy shifting della sua domanda verso un mix energetico differente. In Figura 2.1 viene riportato un esempio di Demand Response in un sistema multienergia, riferito ad un singolo intervallo di tempo.

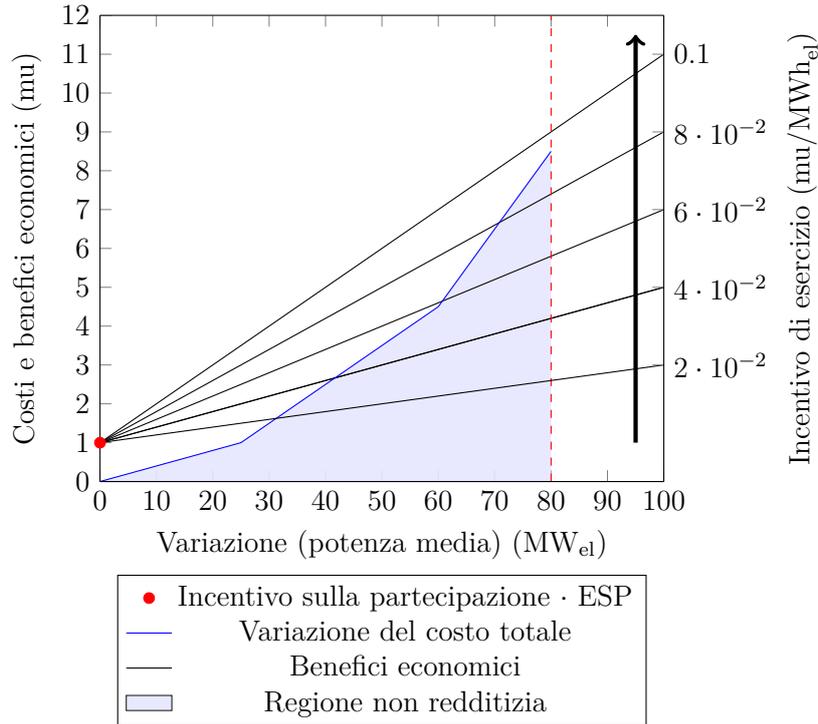


Figura 2.1: Esempio di Demand Response: variazione dei costi e del benefici al variare della riduzione dell'elettricità in ingresso.

La linea blu segnala l'aumento del costo dell'acquisto di energia; la linea è spezzata in quanto in vari punti del sistema si può arrivare a saturare l'ingresso da una rete, l'uscita di un elemento del MES oppure passare dall'acquisto alla vendita di elettricità nel caso in cui sia possibile da contratto. La pendenza della linea spezzata aumenta con l'inserimento/accensione di un elemento in più nel funzionamento del MES, in quanto si privilegiano inizialmente le tecnologie meno costose (o dai rendimenti superiori), per poi andare ad inserire, via via che si effettua un incremento della variazione di potenza media, le tecnologie più costose. Le linee nere rappresentano i benefici ottenuti dalla riduzione di input elettrico. Ogni linea rappresenta un valore diverso di incentivo di esercizio. Inoltre, viene considerato un valore costante di incentivo sulla partecipazione, che porta i benefici economici a traslare verso l'alto, assottigliando la regione non redditizia riportata nel grafico, ovvero l'area in cui $\Pi(a_h, \chi_h, \nu_h)$, calcolabile tramite l'Equazione (2.3), presenta un valore negativo.

Si può notare come, mantenendo l'incentivo sulla partecipazione costante, per valori più bassi di incentivo di esercizio la riduzione risulta redditizia solamente per alcuni valori di variazione della potenza media (corrispondente all'"energy shifting"), in particolare per una bassa riduzione di elettricità in input, in quanto i costi aumentano più velocemente di quanto facciano i benefici economici, potendo disporre della disponibilità in termini di potenza non utilizzata delle tecnologie e degli elementi meno costosi solo per bassi valori di energy shifting. Per incentivi più alti, invece, la modifica risulta redditizia in ogni punto, fino al raggiungimento del limite massimo di energy shifting disponibile nell'energy hub considerato. Questo sistema permette di visualizzare in modo immediato l'importanza del valore degli incentivi e della loro combinazione nel servizio di DR, mostrando come sia necessario adattarli ed incrementarli per rendere economicamente sostenibile per il gestore del MES l'attuazione di un energy shifting sufficiente per le esigenze del Gestore dei Servizi Energetici.

Ulteriori concetti di cui tenere conto sono la tempistica con cui vengono erogati gli incentivi e la combinazione ottimale delle due categorie [21]. Generalmente, ci possono essere tre modalità:

1. Incentivi concessi con ampio anticipo, da alcune ore fino a qualche mese: questo caso è necessario per avere un riserva disponibile sufficiente per stabilizzare i parametri della rete, mantenendo così tensione e frequenza nei limiti stabiliti dalla legge. Nella maggior parte dei casi di questo tipo viene sicuramente erogato un incentivo sulla partecipazione, mentre gli incentivi di esercizio possono essere elargiti o meno a seconda della struttura del mercato.
2. Incentivi concessi con tempistiche vicine al tempo reale: in questo caso si preferisce l'utilizzo di offerte in tempo reale, cercando di effettuare offerte competitive in base alla situazione, con il pagamento di una quota equivalente ai due incentivi.
3. Schema di incentivi misto: si fornisce un incentivo sulla partecipazione in modo anticipato e lo si rende competitivo sul mercato adattandone il valore con offerte in tempo reale.

L'ultimo concetto di cui tenere conto è la tempistica con cui il MES può reagire ad una notifica di modifica del punto di funzionamento. Ciascun elemento ha tempi di reazione

diversi secondo tecnologia e dimensioni. Servizi che necessitano di tempi di reazione veloci verranno assicurati dagli elementi più rapidi, mentre servizi di riserva secondaria potranno sfruttare elementi più lenti, quali i cogeneratori (CHP).

2.2 Area ammissibile e somma di Minkowski

Per stabilire l'area ammissibile (e di conseguenza i limiti oltre il quale il problema di ottimizzazione non può spingersi) è necessario valutare ogni elemento di cui è composto il sistema. Potenziali sorgenti di vincoli di eguaglianza possono essere non soltanto i componenti del sistema, ma anche le reti di input del MES ed eventuali sottodimensionamenti delle condotte, quali ad esempio cavi elettrici e condotte per il trasferimento del calore⁸. Le singole limitazioni sono da considerare in modo congiunto per ottenere una singola area che andrà a delimitare il calcolo del punto ottimizzato e la flessibilità del sistema. A tale scopo viene introdotto il concetto di *somma di Minkowski*. Si tratta di un'operazione geometrica che, considerati due insiemi \mathbf{A} e \mathbf{B} facenti parte di un determinato spazio vettoriale, ne calcola l'insieme dei punti ottenuti sommando gli elementi dell'insieme \mathbf{B} a quelli dell'insieme \mathbf{A} , come visualizzato in Figura 2.2. Nel caso in cui lo spazio vettoriale considerato sia il piano o lo spazio euclideo, allora la somma diventerà una semplice operazione binaria che andrà a sommare due forme geometriche. L'operatore che identifica la somma di Minkowski è \oplus , perciò la somma di Minkowski tra i due insiemi \mathbf{A} e \mathbf{B} si può indicare come:

$$\mathbf{A} \oplus \mathbf{B} = \{a + b | a \in \mathbf{A}, b \in \mathbf{B}\} \quad (2.4)$$

Dalla Figura 2.2 si può osservare come eseguire graficamente la somma di Minkowski. L'insieme dei punti in due dimensioni \mathbf{A} presenta dei valori che vanno da un valore di (0,0) ad un valore massimo di (2,3), mentre il secondo insieme bidimensionale \mathbf{B} presenta dei valori che vanno da (2,1) fino ad un massimo di (4,3). Per eseguire la somma è necessario mantenere fisso l'insieme avente i valori più alti, in questo caso l'insieme \mathbf{B} , per poi spostare in alto a destra di quest'ultimo l'insieme avente valori più bassi, in questo caso l'insieme \mathbf{A} , muovendolo a partire dal valore minimo in ascissa per arrivare al valore minimo in ordinata. L'area ottenuta (In caso di Figura 2.2 l'area delimitata dal tratteggio nero) descrive il risultato della somma di Minkowski, nonché l'area ammissibile dal problema di ottimizzazione.

La possibilità di utilizzare la somma di Minkowski permette di semplificare la valutazione dell'area ammissibile, introducendo un metodo di visualizzazione della flessibilità del MES

⁸Nota: quest'ultimo tipo di limitazione è sicuramente meno comune in un MES in quanto le condotte e i sistemi di trasferimento dell'energia vengono dimensionate in funzione dei componenti installati e delle loro potenze massime e nominali, e non viceversa, scongiurando, così, problemi di questo tipo. Tuttavia questo tipo di vincolo non è da escludere con assoluta certezza in quanto potrebbero verificarsi eventuali situazioni particolari, quali guasti alle linee, cicli di manutenzione dei componenti e logoramento dei componenti col passare del tempo. Durante gli esempi e i casi studio riportati nel corso della presente tesi tali eventualità non verranno prese in considerazione, ma è stato ritenuto opportuno citarle per rammentarne l'esistenza.

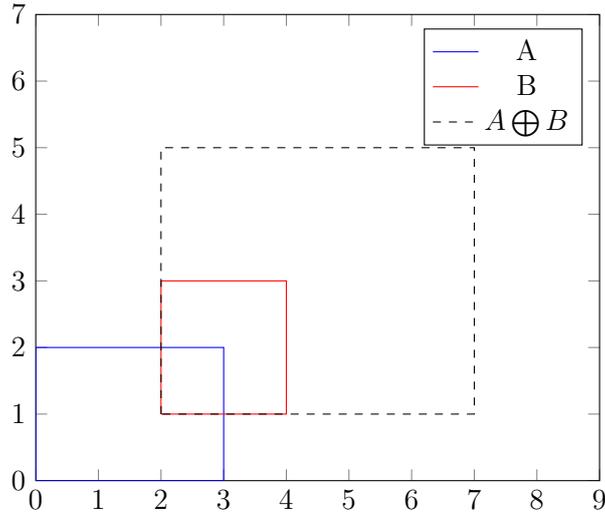


Figura 2.2: Somma di Minkowski: esempio base.

e potendo analizzare graficamente la possibile copertura della domanda che il sistema multienergia in questione è in grado di garantire.

2.2.1 Esempio: Somma di Minkowski a tre dimensioni tra CHP e AB

In questo paragrafo viene portato un esempio di come applicare la somma di Minkowski ad un sistema multienergia. La caratteristica di funzionamento degli elementi interni al MES sarà un segmento di retta nel caso in cui si considerino rendimenti costanti; in caso contrario, ovvero considerando una situazione più realistica e rendimenti variabili, il segmento seguirà l'andamento del rendimento. Ciò comporta una differenza rispetto all'esempio riportato in Figura 2.2, in cui si partiva a sommare due superfici 2D. In ogni caso, utilizzando la somma di Minkowski su due rette, si otterrà comunque una superficie, a meno che non vengano sommati due segmenti aventi lo stesso coefficiente angolare (rendimento) e lo stesso termine noto. Questa eventualità è comunque limitata al caso in cui nel MES vi siano due elementi identici, ad esempio due cogeneratori aventi lo stesso rendimento⁹.

In Figura 2.3 viene riportato un esempio pratico, eseguendo la somma di Minkowski tra un cogeneratore CHP e un boiler ausiliario AB (Seguendo la costituzione del primo caso che verrà analizzato, nel Capitolo 3.1). L'operazione eseguita è la seguente:

$$C = \text{CHP} \oplus \text{AB} \quad (2.5)$$

⁹Non necessariamente la stessa dimensione: i punti di funzionamento a minima e massima potenza, e di conseguenza tutti i punti compresi, possono essere diversi.

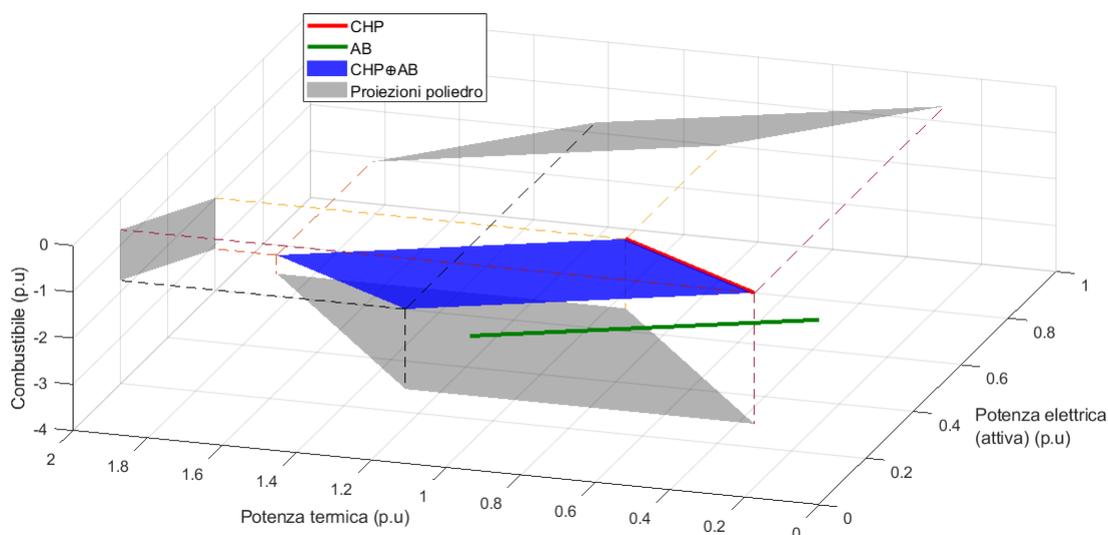


Figura 2.3: Somma di Minkowski a tre dimensioni tra un cogeneratore (CHP) e un boiler ausiliario (AB).

La somma, in questo caso, è eseguita in tre dimensioni:

- Gas combustibile, considerando il contenuto termico del combustibile che alimenta sia il CHP che l'AB; trattandosi di una grandezza assorbita e non prodotta assumerà solamente valori negativi in questa circostanza.
- Potenza termica, il prodotto comune dei due elementi; essendo, come anticipato, prodotto da entrambi gli elementi, assumerà solo valori positivi.
- Potenza (attiva) elettrica (Active power), prodotta dal solo cogeneratore. Ciò comporta che la retta caratteristica dell'AB sia su due dimensioni, mentre quella del CHP su tre.

Le grandezze considerate sono riportate in *per unit* (pu). In particolare, sono considerate le seguenti dimensioni delle due macchine:

- Per il cogeneratore è considerata una generazione di energia elettrica da 0.2 pu a 0.6 pu. Il rendimento elettrico del cogeneratore è di 0.3, per cui il combustibile assorbito va da 0.667 pu a 2 pu. Il rendimento termico considerato è invece 0.45, perciò la produzione di calore va da un minimo di 0.3 pu ad un massimo di 0.9 pu.
- Il boiler ausiliario produce calore fino ad un massimo di 1 pu con un rendimento di 0.85, consumando, perciò, un massimo di 1.176 pu di gas combustibile. La macchina può lavorare fino al completo spegnimento, ovvero 0 pu.

In Figura 2.3 si possono innanzitutto notare i segmenti che rappresentano le caratteristiche di funzionamento di CHP e AB. Come spiegato, la caratteristica del boiler ausiliario

è posta sul piano a potenza attiva nulla, mentre quella del CHP si muove su tre dimensioni. È possibile, poi, osservare la superficie ottenuta dalla somma di Minkowski delle due macchine. Le proiezioni non sono altro che le somme di Minkowski dei due elementi considerando solamente due dimensioni alla volta, e analizzando tutte le possibili combinazioni.

Grazie a questo semplice esempio è possibile osservare come sia fattibile eseguire la somma su macchine composte da n dimensioni utilizzando due approcci differenti:

- Approccio *Top-down*: si parte considerando tutte le possibili dimensioni di un MES (in un MES n -dimensionale si esegue la somma di Minkowski ad n dimensioni) per poi andare a scomporre passaggio dopo passaggio, riducendo di volta in volta di una dimensione, come eseguito tramite le proiezioni ortogonali in Figura 2.3, passando dal 3D al 2D. Passando dalla somma di Minkowski a n dimensioni a quella a $n-1$ si ottengono n proiezioni, ovvero n diverse somme di Minkowski.
- Approccio *Bottom-up*: si parte dalle somme di Minkowski a due dimensioni, ricostruendo a mano a mano le somme alle dimensioni superiori, combinando le proiezioni ortogonali, fino ad arrivare alla n -esima dimensione e ad un'unica somma. Il numero di rappresentazioni e combinazioni possibili si riduce con l'aumentare delle dimensioni.

Nel corso della presente tesi si analizzeranno i due approcci, verificando su un caso complesso eventuali problemi nella costruzione delle aree di fattibilità tramite un approccio passivo della somma di Minkowski e valutando la necessità di verificare i punti singolarmente a seconda del numero di vettori in output al MES.

2.3 Selezione della modalità di funzionamento dell'E-HP e del CHP

Come anticipato nel capitolo precedente una pompa di calore può operare in due modalità diverse, producendo calore o potenza frigorifera. Ciò evidenzia, oltre ad una differenza dal punto di vista della formulazione della matrice di accoppiamento, anche una differenza di tipo pratico. Considerando un sistema multienergia con una singola pompa di calore, sarà necessario scegliere la modalità di funzionamento con un certo anticipo a causa del relativo transitorio, che aumenterà grazie alla scalabilità della macchina in questione. In genere, la scelta è quella di selezionare la modalità di funzionamento su base stagionale, intervenendo il meno possibile per eventuali modifiche. Dal punto di vista di un'analisi di tipo multienergia può diventare conveniente, però, valutare entrambi i funzionamenti. Infatti, diventa importante in un MES valutare principalmente due parametri: il costo totale di acquisto dell'energia in un determinato istante e la flessibilità elettrica ottenuta da una certa modalità di funzionamento. Pertanto, può diventare utile modificare la modalità di funzionamento basandosi su previsioni a breve termine, considerando il parametro maggiormente necessario. Ad esempio, in caso di certezza di non dover aderire a richieste di Demand Response ad una certa ora, risulta conveniente lavorare con la modalità che permette di lavorare nel punto di lavoro ottimizzato, ovvero quello avente il costo minore.

Al contrario, la modalità avente i costi inferiori potrebbe avere una flessibilità bassa: in caso di certezza di dover modificare il proprio punto di funzionamento ad una certa ora, può diventare conveniente selezionare la modalità avente la flessibilità maggiore, anche nel caso in cui questa presenti un costo maggiore dell'energia. Ovviamente, ciò comporta che la strutturazione degli incentivi renda conveniente tale scelta, portando un'utilità economica al gestore del MES.

Oltre alla pompa di calore, anche il cogeneratore presenta la possibilità di avere due diverse modalità di funzionamento. Per alcune macchine diventa conveniente impostare una potenza termica minima ammissibile; al di sotto di questa soglia il CHP non può operare. Ciò è dovuto alla curva dei rendimenti del cogeneratore (esempio in Figura 2.4: per basse percentuali di carico il rendimento scende a valori troppo bassi, rendendo economicamente poco conveniente mantenere la macchina attiva).

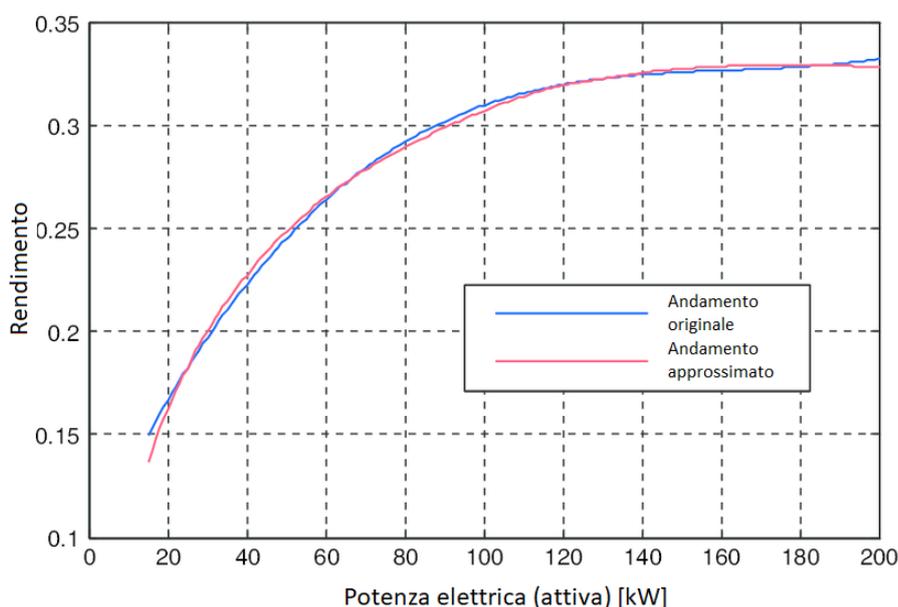


Figura 2.4: Esempio dell'andamento del rendimento elettrico a carichi parziali di un cogeneratore [3].

Tale caratteristica comporta la possibilità di considerare separatamente una modalità con CHP acceso ed una con CHP spento. In questo caso le considerazioni vanno fatte contemporaneamente con il funzionamento stesso del sistema, tenendo ovviamente anche qui conto delle tempistiche del transitorio necessario per modificare il punto di lavoro. In sole due casistiche la modalità viene scelta in anticipo senza possibilità di modificarla:

- Nel caso in cui il carico lo richieda: alcuni punti di lavoro potrebbero non essere raggiungibili con il CHP spento, o, viceversa, potrebbero essere minori della produzione minima del cogeneratore, obbligando di fatto a mantenerlo spento.
- Il cogeneratore potrebbe risultare economicamente sconveniente in alcuni periodi dell'anno, pertanto potrebbe risultare conveniente mantenerlo spento a prescindere

(limitando il carico entro i limiti più stringenti di un MES privo di un elemento chiave, avente un'area di fattibilità ristretta).

Per eseguire i calcoli sulla flessibilità del sistema si possono considerare congiuntamente le modalità del cogeneratore, "raccordando" le due caratteristiche tramite una linearizzazione del rendimento della macchina, partendo da un valore corrispondente al rendimento massimo e considerato costante per tutto l'intervallo di funzionamento, per poi portarlo gradualmente a zero in corrispondenza di un carico nullo. Tale raccordo non verrà sostenuto nel tempo dal CHP, ma solo momentaneamente durante l'accensione o lo spegnimento.

Capitolo 3

Caso base: applicazione della formulazione generale e della somma di Minkowski

In questo capitolo verranno applicati i due metodi di risoluzione dei problemi di ottimizzazione proposti nel capitolo precedente, il metodo dei fattori di dispacciamento e il metodo di ricombinazione. L'obiettivo è quello di valutarne gli effettivi vantaggi e svantaggi in sede di programmazione e, osservando in riferimento a vari esempi come i due metodi rispondano a variazioni di diverso carattere, quali l'impostazione di molteplici punti iniziali del processo di ricerca del punto di ottimizzazione a parità di domanda a cui il sistema multienergia deve rispondere (principalmente per ottenere indicazioni riguardanti l'importanza della linearità nelle matrici di accoppiamento a discapito di una formulazione evidentemente più complessa) oppure l'imposizione di diversi limiti di funzionamento minimo o massimo per ciascun componente, considerando anche la possibilità di spegnimento di un componente in caso di domanda particolarmente bassa.

Per il sistema multienergia preso in esame si analizzano diversi punti di funzionamento, disaccoppiando le varie domande, in modo da ottenere un quadro il più completo possibile delle situazioni simulabili.

I rendimenti dei componenti vengono considerati costanti al variare del punto di funzionamento, in modo da tenere presente come unica causa di non linearità i coefficienti di dispacciamento della matrice, assenti nel caso del metodo di ricombinazione. In questo modo si possono osservare le differenze, anche in termini di calcolo richiesto per giungere al risultato ottimizzato. I rendimenti e i coefficienti di prestazione ipotizzati e presi in considerazione inizialmente sono riportati in Tabella 3.1. Per la scelta si fa riferimento a [22], in cui si è dimostrato che l'influenza di una variazione dei rendimenti al variare del punto di lavoro sull'*operating point* del MES è limitata. Nel modello citato si propone una linearizzazione dell'andamento dei rendimenti (a titolo di esempio si può fare riferimento alla Figura 2.4), che mostra un'ottima approssimazione rispetto al modello reale. Non vengono considerate perdite nelle connessioni tra un elemento e l'altro e/o tra un elemento e un collegamento con l'esterno. Inoltre, non è previsto uno scarico di calore

verso l'esterno, che permetterebbe di estendere le aree di fattibilità.

Tabella 3.1: Efficienze costanti dei componenti utilizzati.

Rendimento elettrico CHP	0.3
Rendimento termico CHP	0.45
Rendimento AB	0.85
Coefficiente di prestazione EHP in modalità Q	2
Coefficiente di prestazione EHP in modalità R.	3
Coefficiente di prestazione WARG	0.7
Rendimento delle connessioni	1

Per il momento verranno considerati dei prezzi costanti sia per quanto riguarda l'acquisto del gas che per quanto riguarda l'acquisto e la vendita di energia elettrica, prevista nel caso in cui sia possibile produrre elettricità all'interno del MES, ad esempio tramite un cogeneratore oppure grazie all'integrazione di fonti rinnovabili. Nel caso in cui sia considerato un impianto per la produzione interna di gas (ad esempio un impianto power-to-gas), questo verrà utilizzato per la sola copertura del fabbisogno interno al MES, senza considerare la possibilità di cessioni di gas verso l'esterno. Inizialmente verranno presi in considerazione dei prezzi costanti, riportati in Tabella 3.2. Non considerando al momento dati reali ed affidabili, viene utilizzata un'unità di misura generica indicata come *monetary unit* (μ).

Tabella 3.2: Efficienze costanti dei componenti utilizzati.

Prezzo di acquisto dell'energia elettrica	0.6	μ/pu
Prezzo di vendita dell'energia elettrica	0.2	μ/pu
Prezzo di acquisto del gas/combustibile	0.1	μ/pu

Viene considerato ragionevole un prezzo di acquisto dell'energia elettrica di circa tre volte quello di cessione e notevolmente superiore al prezzo di acquisto del gas, essendo quest'ultimo un vettore energetico primario, mantenendo una correlazione simile a quella reale. In seguito, nel Capitolo 6, verranno analizzati gli effetti che una variazione importante sul prezzo del gas come quella avvenuta nel corso del 2021 e del 2022, possa avere su un sistema di questo tipo, valutandone le differenze nel punto di funzionamento ideale e nella flessibilità, in modo da comprendere quanto una differenza così profonda nel prezzo di acquisto del gas possa influenzare la gestione di un MES.

3.1 Impostazione del caso base

Come esempio preso in esame viene considerato un sistema composto da un cogeneratore, un boiler ausiliario e un collegamento diretto con la rete elettrica esterna e la rete di distribuzione del gas, necessario per alimentare il CHP e l'AB. In input si hanno, perciò, l'energia elettrica fornita dalla rete e il gas combustibile. Le richieste in output sono

di energia elettrica e calore. Il sistema si presenta come il caso più semplice analizzato durante lo svolgimento della presente Tesi, utilizzando tre soli vettori energetici (elettricità, combustibile e calore) e due soli elementi interni (cogeneratore e boiler ausiliario). Il MES descritto è mostrato in Figura 3.1. Nelle figure vengono riportati i coefficienti

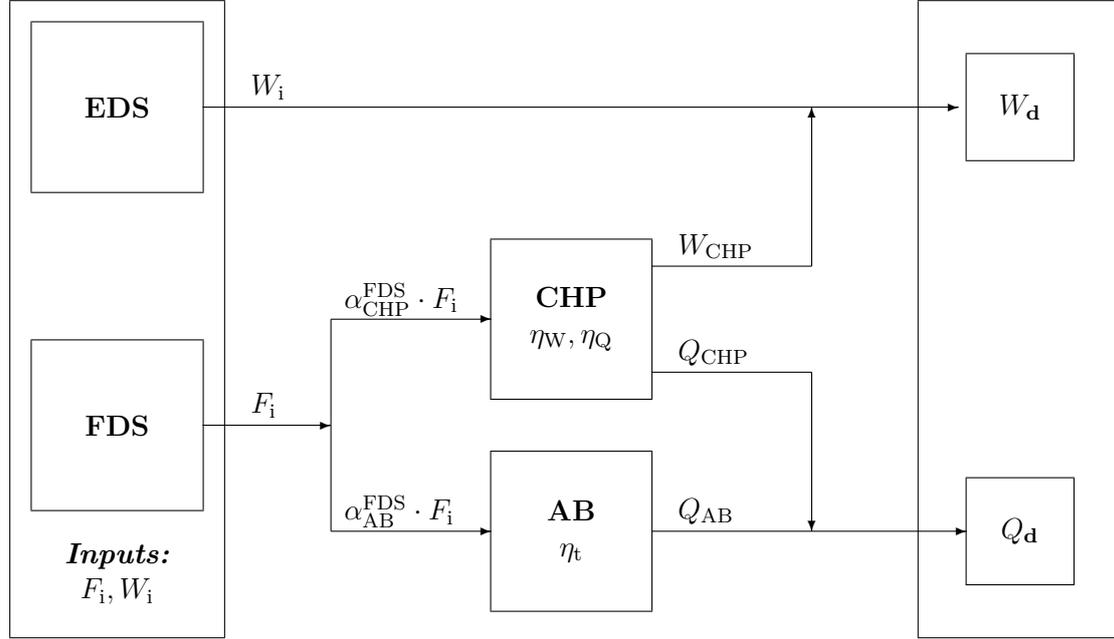


Figura 3.1: Schema di collegamento del sistema considerato per il caso base.

di dispacciamento: in questo caso il MES presenta un'unica diramazione, e perciò sarà presente un unico coefficiente di dispacciamento, o meglio, due coefficienti complementari tra loro, ognuno rappresentante uno dei due rami a valle della diramazione: α_{AB}^{FDS} per il ramo diretto verso il boiler ausiliario e α_{CHP}^{FDS} per il ramo diretto verso il cogeneratore, tali per cui:

$$\alpha_{AB}^{FDS} + \alpha_{CHP}^{FDS} = 1 \quad (3.1)$$

Per quanto riguarda i singoli elementi che compongono il MES, vale a dire le due macchine e gli allacciamenti alle reti esterne, i limiti massimi e minimi dei loro input vengono riportati in Tabella 3.3. Questi valori saranno fondamentali per stabilire l'area di fattibilità delle soluzioni per quanto riguarda il punto di funzionamento del MES. Caso particolare è l'allacciamento al sistema di distribuzione del gas combustibile, in quanto non aggiungerà vincoli al sistema multienergia. Il valore minimo serve unicamente per stabilire il fatto che non potrà essere immesso gas dal MES verso l'esterno, ma nella risoluzione teorica del MES ciò non è comunque possibile, essendo installate solamente macchine funzionanti tramite combustione: ciò comporta che il vincolo non sarà effettivamente utile. Il vincolo massimo non è, invece, specificato, in quanto si considera un allacciamento che possa fornire abbastanza combustibile da alimentare sia il cogeneratore che il boiler ausiliario contemporaneamente alla potenza massima. Pertanto, saranno sufficienti i limiti di questi ultimi due componenti.

Tabella 3.3: Limiti di funzionamento degli elementi del MES.

	Min	Max	Unità di misura
CHP			
Q_{CHP}	150	300	pu
W_{CHP}	100	200	pu
AB			
Q_{AB}	0	300	pu
EDS			
W_{EDS}	-500	500	pu
FDS			
F_{FDS}	0	n.d.	pu

3.2 Matrice di accoppiamento

A partire dalla Figura 3.1 si può ricavare, per ispezione visiva, la matrice di accoppiamento del MES considerato per il caso base, seguendo le indicazioni riportate nel Capitolo 1.4. Per prima cosa è necessario individuare il vettore degli input \mathbf{v}_i e il vettore degli output \mathbf{v}_o . Entrambi i vettori mostrano due valori diversi da zero. In entrambi è presente il vettore energia elettrica W , ma il secondo vettore energetico varia nei due casi: si ha gas combustibile F nel caso degli input, mentre calore Q nel caso degli output; pertanto, entrambi i vettori sono composti da tre grandezze, di cui una stabilmente uguale a zero. Il vettore energetico refrigerazione R può essere escluso completamente, in quanto assente dal modello (la riga e la colonna corrispondenti nella matrice di accoppiamento risulterebbero completamente uguali a zero).

Si procede a questo punto ad individuare i collegamenti tra i vari input e i vari output, scrivendo un'equazione per ciascun caso possibile. Partendo dalla parte alta della Figura 3.1 si individua il legame tra l'energia elettrica in entrata W_i e l'energia elettrica in uscita W_o . Nel MES studiato W_o può essere fornita direttamente dalla rete elettrica esterna, oppure tramite il cogeneratore CHP. Di conseguenza, l'equazione di accoppiamento è la seguente:

$$W_o = W_i \quad (3.2)$$

Per completare la prima equazione è necessario individuare l'accoppiamento tra il gas combustibile in input F_i e l'energia elettrica in uscita W_o , individuato dalla seguente equazione:

$$W_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_e^{\text{CHP}} \cdot F_i \quad (3.3)$$

La relazione che lega W_o agli input del sistema, e che quindi andrà a formare la prima riga della matrice, risulta essere:

$$W_o = W_i + \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_w^{\text{CHP}} \cdot F_i \quad (3.4)$$

Dopodiché si sviluppa la seconda riga, analizzando i legami dell'altro output, il calore in uscita Q_o , con i vari input. Per quanto riguarda l'elettricità dalla rete esterna si ha:

$$Q_o = 0 \quad (3.5)$$

in quanto non vi è modo di generare calore tramite l'energia elettrica nel MES considerato. Al contempo, è possibile generare calore tramite il gas in ingresso, sia tramite il cogeneratore CHP che tramite il boiler ausiliario AB:

$$Q_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_q^{\text{CHP}} \cdot F_i + \alpha_{\text{AB}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_t^{\text{AB}} \cdot F_i \quad (3.6)$$

L'equazione che andrà a formare la seconda riga della matrice sarà identica alla (3.6), in quanto la 3.5 è nulla.

A questo punto si può scrivere la matrice di accoppiamento, avendo ottenuto tutte le relazioni necessarie:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ W_o \\ Q_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_e^{\text{CHP}} & 1 & 0 \\ \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_q^{\text{CHP}} + \alpha_{\text{AB}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_t^{\text{AB}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

Eliminando la riga e la colonna vuote, si ottiene la matrice finale, utilizzata per la risoluzione del MES e per il calcolo del punto ottimale di lavoro:

$$\begin{pmatrix} W_o \\ Q_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_e^{\text{CHP}} & 1 \\ \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_q^{\text{CHP}} + \alpha_{\text{AB}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_t^{\text{AB}} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

3.3 Matrice di accoppiamento estesa

Per la risoluzione del metodo di ricombinazione è necessario ottenere la matrice estesa del caso base considerato. In questo caso si seguirà il processo del flowchart mostrato nel Capitolo 1.5 in Figura 1.3, in modo da ottenere correttamente la matrice estesa.

Secondo il primo passo del flowchart il primo punto da seguire è la determinazione delle variabili che andranno a formare i quattro vettori \mathbf{p}^t , \mathbf{l}^t , \mathbf{v}^t e \mathbf{t}^t . Per quanto riguarda il vettore degli output \mathbf{l}^t e il vettore degli input \mathbf{p}^t , questi resteranno invariati rispetto al caso della matrice di accoppiamento non estesa. Il vettore delle variabili estese \mathbf{v}^t è composto dalle grandezze in ingresso ai due componenti interni del sistema multienergia, ovvero il gas combustibile fornito al cogeneratore F_{CHP} e il gas combustibile fornito al boiler ausiliario F_{AB} . Il vettore delle variabili di output intermedie \mathbf{t}^t è composto dagli output dei due elementi interni al MES, ovvero l'energia elettrica generata dal cogeneratore W_{CHP} , il calore generato dal cogeneratore Q_{CHP} e il calore generato dal boiler ausiliario Q_{AB} .

Dopodiché, si seleziona il primo input, F_i , e si valutano i collegamenti diretti con i componenti dei vettori \mathbf{l}^t e \mathbf{t}^t . Si ricorda che ciascun elemento della matrice potrà essere composto da un singolo coefficiente: 0 nel caso di assenza di collegamento diretto, 1 nel caso di collegamento diretto, -1 nel caso di vettore energetico "sottratto" all'output, η_x oppure COP_x nel caso di input/output di un elemento, così come indicato nel Paragrafo 1.5.1. Dall'analisi dei collegamenti di F_i si nota che l'equazione di collegamento diretto è la seguente:

$$F_i = F_{\text{CHP}} + F_{\text{AB}} \quad (3.9)$$

Si nota come in questa equazione, essenziale per la descrizione completa del MES base (in quanto F_i è necessaria per calcolare il costo degli input per alimentare il MES), non

presenti alcuna variabile considerata "di output". Pertanto, si decide di rappresentarla ipotizzando una variabile gas combustibile in uscita F_o , posta però uguale a zero, in quanto assente nella realtà del MES, in modo da aggiungere l'equazione al sistema. Per quanto riguarda il secondo input, W_i , si ha un legame diretto con l'uscita, pertanto:

$$W_i = W_o \quad (3.10)$$

Avendo terminato gli input, si passa ad analizzare gli elementi interni del sistema, ovvero il cogeneratore CHP e il boiler ausiliario AB, visualizzando innanzitutto le variabili di output di questi elementi, così come indicato dal flowchart. Partendo dal cogeneratore, si ottengono le seguenti due espressioni:

$$\begin{aligned} W_{\text{CHP}} &= \eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} \cdot F_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{CHP}} &= \eta_{\text{CHP}}^{\text{Q}} \cdot F_{\text{CHP}} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Per quanto riguarda il boiler ausiliario, si ottiene l'equazione di seguito riportata:

$$Q_{\text{AB}} = \eta_{\text{AB}} \cdot F_{\text{AB}} \quad (3.12)$$

Infine, si analizzano le equazioni corrispondenti alle uscite del MES. L'elettricità in uscita è legata alle varie grandezze interne che possono contribuire alla sua formazione dalla seguente equazione:

$$W_o = \eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} \cdot F_{\text{CHP}} \quad (3.13)$$

Allo stesso tempo il legame tra calore richiesto dalle utenze a valle e gli input degli elementi interni può essere descritto dalla seguente equazione:

$$Q_o = \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot F_{\text{CHP}} + \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot F_{\text{AB}} \quad (3.14)$$

Con gli elementi messi a disposizione dai ragionamenti qui riportati, è possibile ottenere la matrice estesa:

$$\begin{pmatrix} W_o \\ Q_o \\ \frac{W_{\text{CHP}}}{W_{\text{CHP}}} \\ Q_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{AB}} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & \eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{\text{CHP}}^{\text{Q}} & \eta_{\text{AB}}^{\text{Q}} \\ 0 & 0 & \eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{\text{CHP}}^{\text{Q}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ F_{\text{CHP}} \\ F_{\text{AB}} \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

Nell'equazione matriciale è evidenziata la struttura mostrata nell'Equazione (1.56), ovvero la composizione dei quattro vettori \mathbf{l}^t , \mathbf{t}^t , \mathbf{p}^t e \mathbf{v}^t e delle quattro matrici secondarie \mathbf{C}_{LP} , \mathbf{C}_{LV} , \mathbf{C}_{TP} e \mathbf{C}_{TV} .

Si ricorda che per la risoluzione del metodo linearizzato si utilizza come funzione obiettivo la versione linearizzata dell'equazione di calcolo del prezzo, riportata nell'Equazione (1.27).

3.4 Area di fattibilità del caso base

Per valutare l'area di fattibilità del caso base si considerano le caratteristiche di funzionamento del cogeneratore CHP, del boiler ausiliario AB e della rete elettrica esterna EDS. In Figura 3.2 sono mostrate le varie caratteristiche di funzionamento dei singoli elementi.

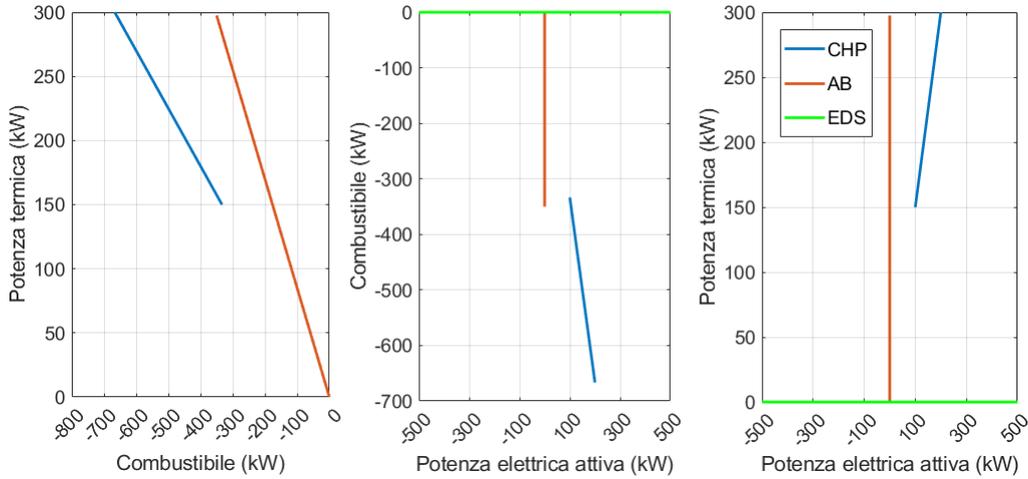


Figura 3.2: Caratteristiche di funzionamento in due dimensioni degli elementi formanti il caso base.

Partendo da un'analisi a due dimensioni e considerando solamente le caratteristiche di funzionamento del cogeneratore e del boiler ausiliario, si ottengono le aree di fattibilità riportate in Figura 3.3. Nelle tre figure vengono distinte quattro aree diverse, analizzando due tipi diversi di classificazione delle zone di funzionamento del MES.

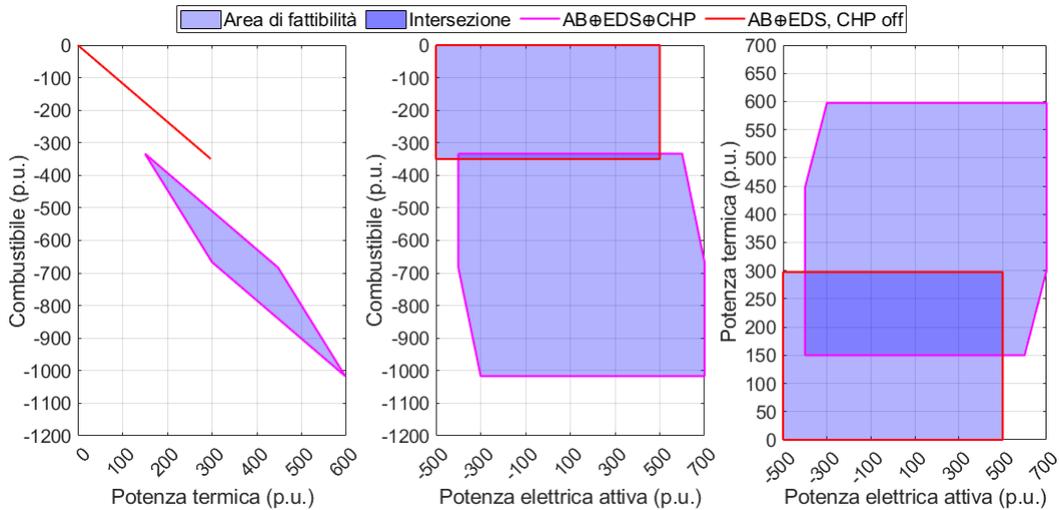


Figura 3.3: Somma di Minkowski in due dimensioni - caso base.

Questo perchè il cogeneratore non ha un'area di funzionamento continua che va da zero fino ad un punto a potenza massima, ma al di sotto di una certa soglia dovrà essere spento. Ciò comporta che l'area di fattibilità totale del MES considerato sarà uguale alla somma tra l'area di fattibilità con il cogeneratore acceso (indicata sul grafico dalla linea color verde) e quella con il cogeneratore spento (indicata sul grafico dalla linea rossa).

La seconda classificazione che è possibile osservare nei grafici è la possibilità di coprire un determinato punto di funzionamento con una modalità oppure con entrambe. Nel primo caso, indicato sul grafico da un un riempimento di colore più chiaro, il processo di ottimizzazione potrà avvenire mantenendo il cogeneratore tassativamente nell'unica modalità possibile. Nel caso in cui un determinato punto di funzionamento possa essere coperto da entrambe le modalità di CHP (aree osservabili sui grafici dal colore più scuro del riempimento), allora sarà possibile eseguire due processi di ottimizzazione separati, uno per modalità, per valutare in seguito quale dei due sia più conveniente. A questo si potranno aggiungere analisi sulle eventuali tempistiche di accensione e spegnimento, sul punto di lavoro precedente, ecc., in modo da selezionare in modo più preciso il punto di lavoro delle macchine del sistema, oltre ai valori di input dalle reti esterne.

Passando alla somma di Minkowski tridimensionale si può riscontrare che il risultato, osservabile in Figura 3.4, parte da quello riportato in Figura 2.3, a cui viene aggiunta la flessibilità della rete elettrica in input, ampliando l'area di fattibilità e la flessibilità operativa del sistema, che può rispondere ad una domanda di energia elettrica sia tramite il cogeneratore che con la rete elettrica esterna. Le proiezioni del solido ottenuto sono corrispondenti ai grafici di Figura 3.3.

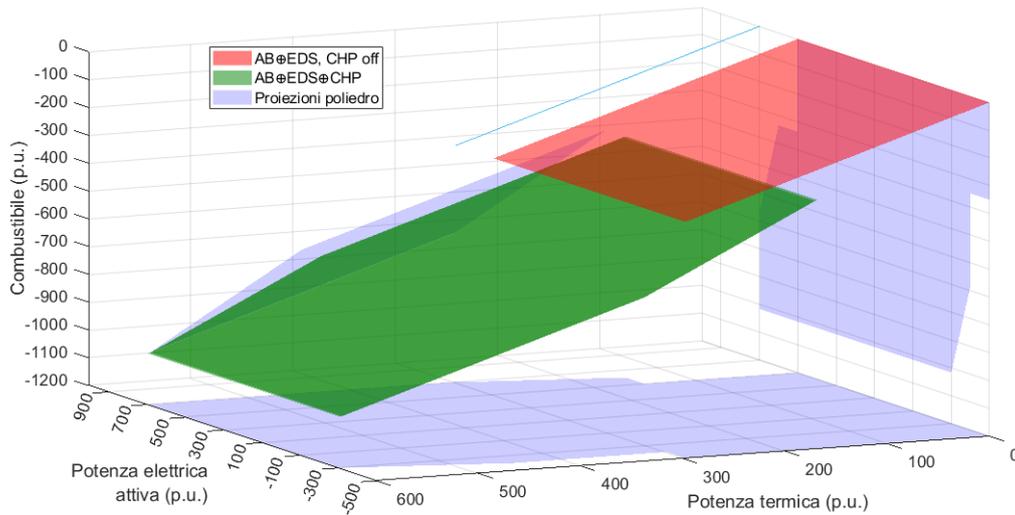


Figura 3.4: Somma di Minkowski in tre dimensioni - caso base.

Si nota come entrambe le soluzione della somma in tre dimensioni siano in realtà delle superfici e non dei solidi. Ciò fa sì che non vi siano punti di intersezione: accendere o spegnere il cogeneratore crea una discontinuità nel consumo di combustibile. Ciò non implica problemi nel calcolo della flessibilità, in quanto le due modalità presentano continuità per quanto riguarda la potenza elettrica attiva. La discontinuità sarà coperta momentaneamente dal transitorio del CHP, con punti di funzionamento che non sarà, però, possibile mantenere nel tempo. Il risultato è osservabile sia dalla Figura 3.3 che dalla Figura 3.4.

3.5 Calcolo del punto ottimale

Una volta analizzata l'area di fattibilità, si prosegue col calcolo del punto ottimale di funzionamento, valutando se in un sistema così semplice (e considerando rendimenti costanti) vi siano delle effettive differenze nella risoluzione del problema di ottimizzazione, con conseguente variazione del punto ottimale ed errori annessi.

Per una valutazione più completa si considerano vari punti iniziali per il processo di ottimizzazione non lineare, in modo da osservare se la presenza di eventuali punti di minimo locale (v. Paragrafo 1.3) possano influenzare il risultato finale. Il sistema sarà forzato a trovare il punto ottimale anche in condizioni di partenza piuttosto svantaggiose: ciò include la possibilità di utilizzare dei punti iniziali che non potrebbero effettivamente essere sostenuti dal MES, in quanto non rispetterebbero i vincoli di massimo e minimo valore imposti dall'utilizzo di componenti reali, oppure non risponderebbero in modo corretto alle domande di output. Come spiegato nel Paragrafo 1.2.2 il sistema lineare non necessita, invece, di un punto di partenza, portando sempre alla medesima soluzione.

Innanzitutto, viene valutata la risposta del MES all'evoluzione quotidiana della domanda: vengono imposti 24 punti di funzionamento, uno per ogni ora del giorno, ipotizzando un andamento a gradini di durata oraria e non continuo come accadrebbe in realtà. Le due domande, di energia elettrica e di calore, sono completamente svincolate l'una dell'altra, mantenendo, comunque un andamento simile ad uno reale. In Figura 3.5 viene mostrata la domanda di energia del MES durante il periodo analizzato.

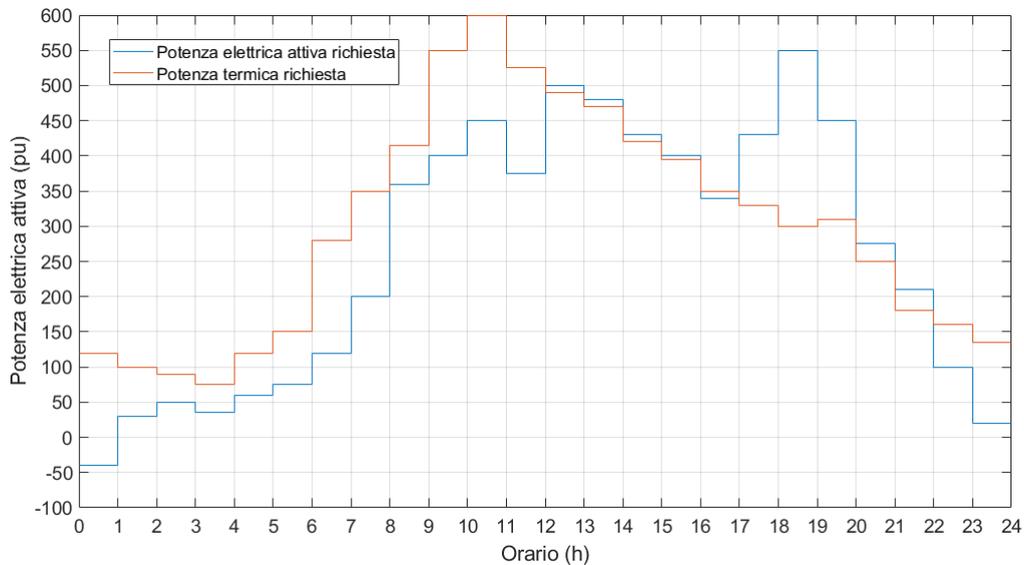


Figura 3.5: Domanda di energia considerata - caso base.

Per questo primo test il punto iniziale è mantenuto entro i confini stabiliti dai vincoli del sistema: viene calcolato considerando tre situazioni principali, basate sul valore della domanda di calore:

- Nel caso in cui Q_d sia inferiore al minimo producibile dal cogeneratore, questo sarà spento, scaricando la produzione di calore sul boiler e la copertura della domanda di energia elettrica sulla rete;
- Nel secondo caso, con Q_d compreso tra il valore minimo e il valore medio del cogeneratore, quest'ultimo assorbirà completamente la domanda di calore;
- Nell'ultimo caso si ha Q_d superiore al valore medio del cogeneratore: in questo caso la domanda sul cogeneratore viene saturata al valore medio, scaricando il resto della domanda sul boiler; nel caso in cui la domanda sul boiler superi il suo limite superiore, allora potrà essere annullata questa saturazione, ridistribuendo le domande.

In Figura 3.6 sono mostrati i risultati dei processi di ottimizzazione lineare e non lineare. La soluzione dei due processi coincide, portando allo stesso punto di funzionamento. La maggior parte dell'energia proviene dalla rete del gas combustibile, visto il minor prezzo di acquisto.

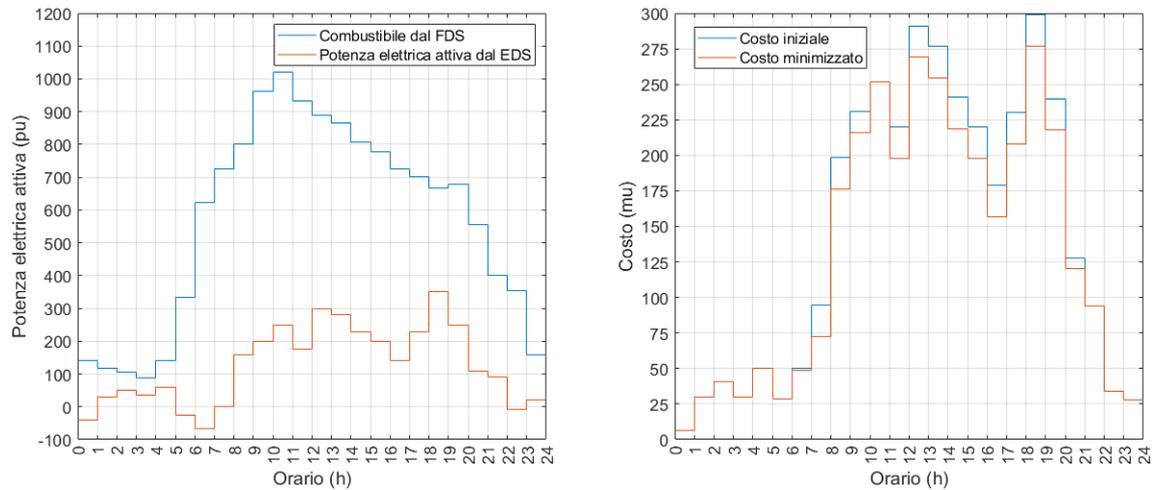


Figura 3.6: *A sinistra:* Scambio di energia con le reti esterne. *A destra:* Confronto tra costo iniziale e costo minimizzato.

In alcune ore l'energia elettrica in eccesso prodotta dal cogeneratore può essere ceduta alla rete esterna. Nel caso in cui la domanda stia al di sotto del vincolo minimo del cogeneratore (ovvero durante la notte) il processo di ottimizzazione non modificherà il risultato (come visibile nel grafico a destra): questo perchè le domande di energia elettrica e calore risulteranno disaccoppiate, portando ad un unico possibile punto di lavoro. Negli altri casi il processo di ottimizzazione porterà ad una diminuzione del costo totale.

Per ogni punto della domanda quotidiana è possibile valutare la flessibilità operativa, esaminando le possibilità di attuare un programma di Demand Response sul MES mantenendo costanti gli output. In Figura 3.7 è mostrata la flessibilità del caso base, preso come esempio un punto di funzionamento iniziale avente una domanda di energia elettrica di 340 pu e una domanda di calore di 350 pu.

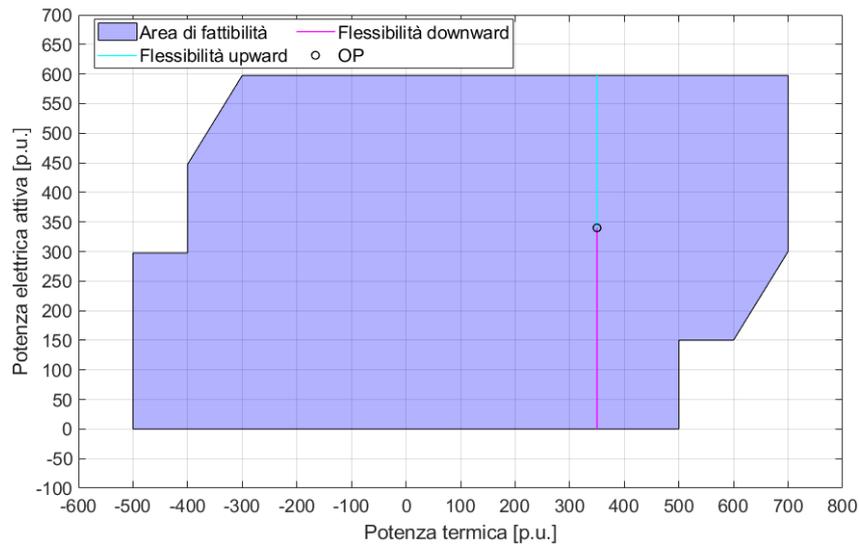


Figura 3.7: Flessibilità operativa del sistema - caso base.

Nella figura vengono distinte la flessibilità *upward* (in blu) e quella *downward* (in magenta). La prima si riferisce alla possibilità di aumentare la domanda di potenza elettrica attiva, implementando, così, la possibilità di avere un aumento della potenza richiesta alla rete elettrica esterna. La seconda si riferisce, invece, alla possibilità di ridurre la domanda di potenza elettrica, richiedendo, così, meno potenza elettrica alla rete elettrica esterna. I due concetti verranno espansi nella Sezione 5.2, valutando la differenza tra flessibilità a domanda costante e flessibilità a domanda variabile.

3.5.1 Confronto tra i metodi di risoluzione del sistema

In Tabella 3.4 vengono riportate le differenze nei tempi di risoluzione e nel numero di iterazioni tra il problema dei coefficienti di dispacciamento, indicato come "non lineare", e quello di ricombinazione, indicato come "lineare"¹⁰. Analizzando i risultati della tabella si può notare come l'utilizzo del metodo di ricombinazione permetta di ridurre notevolmente il numero di iterazioni necessari a trovare il punto ottimale di funzionamento. A ciò si aggiunge, nella maggior parte dei casi, una diminuzione del tempo necessario per risolvere il problema.

Computando il valore medio di iterazioni e di tempo necessario a risolvere il problema di ottimizzazione si ottengono i risultati riportati in Tabella 3.5¹¹.

Si nota che il tempo medio necessario alla risoluzione del caso lineare è inferiore di circa il 36 %, mentre il numero di iterazioni si riduce di 4.25 volte; l'altro lato della medaglia,

¹⁰Dalle tabelle sono esclusi gli orari in cui il cogeneratore è spento: in questi punti la risoluzione è istantanea, essendo possibile una ed una sola soluzione.

¹¹Del calcolo solo escluse le ore 7, in quanto entrambi i metodi presentano un tempo fuori scala rispetto al resto del vettore.

Tabella 3.4: Numero di iterazioni e tempo di risoluzione dei sistemi di ottimizzazione ora per ora - caso base.

Orario		Lineare		Non lineare		Orario		Lineare		Non lineare	
h		s		s		h		s		s	
6	1	0.0126	22	0.0661	15	3	0.0093	5	0.0167		
7	3	0.2026	19	0.1112	16	3	0.0113	5	0.0200		
8	3	0.0141	5	0.0119	17	3	0.0134	5	0.0160		
9	3	0.0093	5	0.0131	18	3	0.0139	5	0.0158		
10	3	0.0099	5	0.0191	19	3	0.0087	24	0.0566		
11	2	0.0152	18	0.0492	20	3	0.0131	5	0.0182		
12	3	0.0138	6	0.0165	21	3	0.0123	20	0.0456		
13	3	0.0109	5	0.0159	22	3	0.0094	22	0.0545		
14	3	0.0088	5	0.0164	23	2	0.0396	7	0.0231		

però, è che col sistema lineare la durata media di una singola iterazione è più di due volte superiore al singolo passo di risoluzione del problema con i fattori di disaccoppiamento.

Tabella 3.5: Numero medio di iterazioni e tempo medio di risoluzione dei sistemi di ottimizzazione - caso base.

Lineare		
Media iterazioni	Tempo medio totale	Tempo medio singola iterazione
	s	s
2.73	0.0159	0.00582
Non lineare		
Media iterazioni	Tempo medio totale	Tempo medio singola iterazione
	s	s
11.27	0.0249	0.00221

Per concludere l'analisi del caso base e comprendere appieno le differenze tra il metodo dei fattori di disaccoppiamento e il metodo di ricombinazione viene realizzato un algoritmo che, in modo iterativo, modifica il punto iniziale ed esegue la procedura di ottimizzazione. In questo modo si può osservare la presenza di punti iniziali da cui non si raggiunge la soluzione ottimale (ovvero il minimo globale dell'area di fattibilità). In quel caso sono possibili due casistiche, ovvero che la procedura si sia fermata in un punto di minimo locale, oppure che si sia arrestata prima di trovare una soluzione del problema¹². Si ricorda che il punto iniziale è necessario solamente per la risoluzione del sistema non lineare: pertanto la presenza di errori nella mappa dei punti iniziali sarà un punto a sfavore del metodo dei fattori di disaccoppiamento rispetto al metodo di ricombinazione.

¹²Per il raggiungimento del numero massimo di iterazioni o per l'impossibilità a raggiungere una soluzione nell'area di fattibilità

In Figura 3.8 viene mostrata la mappa dei punti iniziali. Il punto analizzato è lo stesso di Figura 3.7, ovvero con una domanda di 340 pu di energia elettrica e 350 pu di calore. Si osserva la presenza di una serie di punti, concentrati soprattutto nella parte bassa della mappa, ovvero a cogeneratore spento, e per buona parte al di fuori dell'area di fattibilità, in cui non si ha una soluzione oppure si ha una soluzione non ottimale. La soluzione ottimale presenta un costo totale per l'acquisto dell'energia elettrica e del gas combustibile di 250 mu, mentre il costo non ottimale, derivante dal minimo locale ottenuto per errore dall'algoritmo di ottimizzazione, è di 337 mu. Questo risultato, unito al numero di iterazioni, conferma le ipotesi sui due sistemi di risoluzione, mostrando la superiorità del ricondursi ad un sistema completamente lineare.

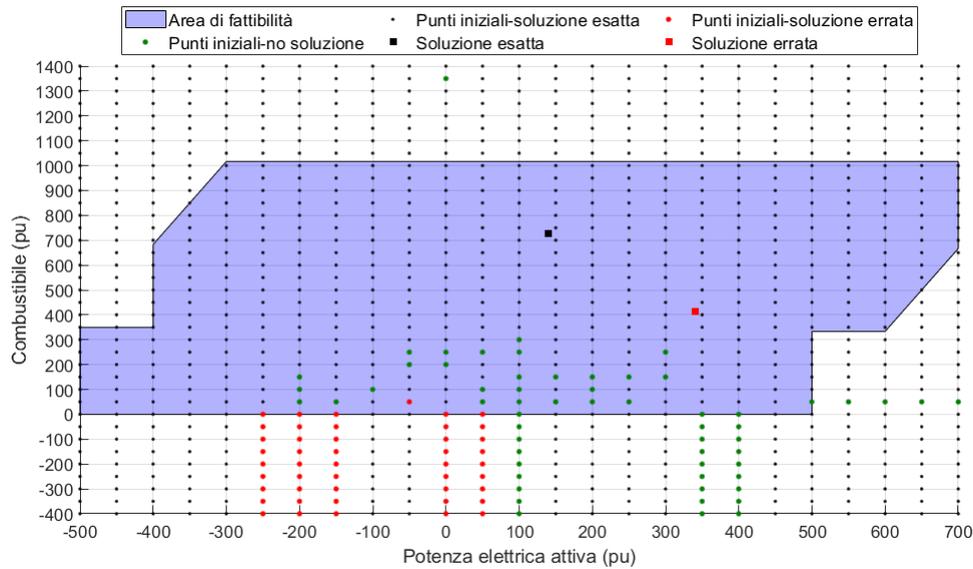


Figura 3.8: Mappa dei punti iniziali e individuazione degli errori.

Seconda parte

Capitolo 4

Formulazione del caso completo e analisi delle criticità

Il secondo caso sviluppato presenta un MES maggiormente complesso, avente un maggior numero di vettori energetici e macchine interne al sistema. Questo sistema non verrà analizzato solamente in questo capitolo, snocciolando i punti relativi ai Capitoli 1 e 2, ma anche nei capitoli successivi, importanti ai fini delle conclusioni della tesi.

Il sistema multienergia di seguito analizzato è collegato a due reti esterne, così come nel caso base: una rete elettrica esterna EDS e una rete di distribuzione del gas combustibile FDS. A differenza del caso base, però, la domanda finale contiene tre vettori energetici differenti; vengono richiesti, infatti, una certa quantità di energia elettrica W_d (che può anche essere negativa, ovvero venire ceduta alla rete elettrica esterna¹³), una certa quantità di calore Q_d e una certa quantità di energia frigorifera R_d , che rappresenta, appunto, il vettore aggiuntivo.

Internamente il MES si compone di quattro elementi:

- Un cogeneratore CHP, che produrrà una certa quantità di energia elettrica e una certa quantità di calore. La prima potrà essere utilizzata sia per rispondere direttamente alla domanda finale che per alimentare la pompa di calore EHP. La seconda potrà essere utilizzata sia per rispondere direttamente alla domanda finale di calore che per alimentare il gruppo frigorifero ad assorbimento WARG.

¹³Si ipotizza, ma si esclude dai calcoli del MES, la presenza di un sistema per la produzione dell'energia elettrica a valle del sistema multienergia (ad esempio da fonte rinnovabile), che renda credibile l'inversione del flusso di P verso la rete, considerato che il limite della rete è superiore a quello dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore. Questo punto non è specificato in quanto lo studio si concentrerà soprattutto sull'individuazione delle problematiche dell'analisi di un sistema maggiormente complesso, e pertanto è più interessante considerare un limite negativo dell'EDS importante.

- Un boiler ausiliario AB, che, tramite il calore prodotto, potrà alimentare il WARG o rispondere alla domanda in output Q_d .
- Una pompa di calore elettrica EHP, alimentata direttamente dalla rete elettrica oppure dall'energia elettrica prodotta dal CHP. La pompa di calore può produrre calore, utilizzabile per rispondere alla domanda finale, oppure, alternativamente¹⁴, energia frigorifera, utilizzabile per rispondere alla domanda in output R_d .
- Un gruppo frigorifero ad assorbimento WARG, che potrà produrre energia frigorifera.

Il sistema considerato è mostrato in Figura 4.1 e in Figura 4.2: nel primo caso si mostrano i collegamenti del MES con la pompa di calore in modalità produzione di calore, nel secondo caso si considera la stessa in modalità produzione di energia frigorifera.

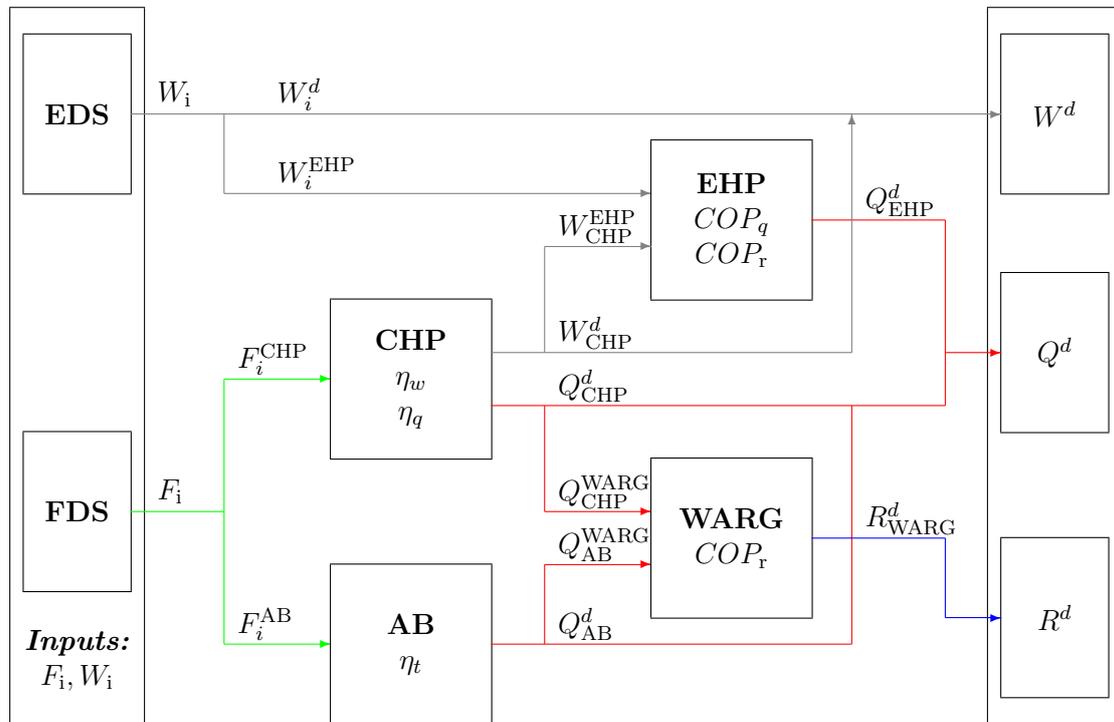


Figura 4.1: Schema di collegamento del MES utilizzato per il caso completo - EHP in modalità produzione di calore.

¹⁴In una singola pompa di calore le due modalità sono ben distinte, una esclude l'altra. Sarebbe possibile considerare un esempio di generazione simultanea solamente utilizzando un cluster di pompe di calore, ciascuna scollegata dalle altre a livello di comando.

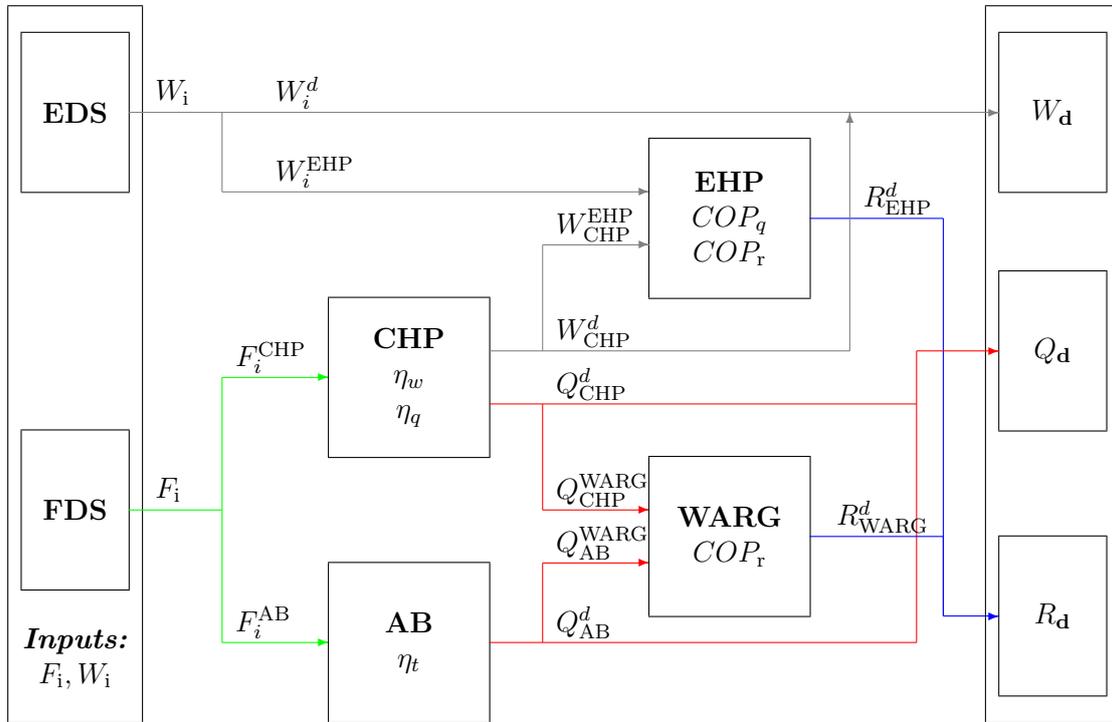


Figura 4.2: Schema di collegamento del MES utilizzato per il caso completo - EHP in modalità produzione di energia frigorifera.

Nelle figure si distinguono i vettori energetici: in grigio si ha l'energia elettrica, in verde il gas combustibile, in rosso il calore e in blu l'energia frigorifera. Inoltre, per ciascun componente sono riportati i nomi, i rendimenti e i coefficienti di prestazione.

Per l'ottimizzazione e le analisi sul caso completo riportate in questo capitolo sono considerati i prezzi e i rendimenti costanti riportati nelle Tabelle 3.1 e 3.2.

I vincoli delle reti e macchine interne al MES sono riportate in Tabella 4.2. Come nel caso precedente il cogeneratore presenta un vincolo minimo superiore a zero: la macchina non può funzionare al di sotto di quel valore, ma potrà essere spenta, avendo, di fatto, due modalità di utilizzo separate. Nel caso in cui il cogeneratore fosse spento la risposta alla domanda di energia elettrica sarà ad esclusiva della rete elettrica. A differenza del caso base, però, non tutte le domande risulteranno completamente disaccoppiate:

- Il calore potrà essere prodotto tramite la pompa di calore (rete elettrica, indirettamente) o il boiler ausiliario (rete di distribuzione del gas).
- La potenza frigorifera potrà essere prodotta tramite la pompa di calore (rete elettrica) o il gruppo frigorifero (rete di distribuzione del gas).

Nel MES considerato si hanno dieci coefficienti di dispacciamento, accoppiati a due a due secondo la regola riportata nell'Equazione (3.1). I coefficienti sono definiti in Tabella

Tabella 4.1: Limiti di funzionamento degli elementi del MES.

	Min	Max	Unità di misura
CHP			
Q_{CHP}	150	300	kW
W_{CHP}	100	200	kW
AB			
Q_{AB}	0	300	kW
EHP			
Q_{EHP}	0	300	kW
R_{EHP}	0	450	kW
WARG			
R_{WARG}	0	420	kW
EDS			
W_{EDS}	-300	500	kW
FDS			
F_{FDS}	0	n.d.	kW

4.2, riportando nella stessa riga i coefficienti complementari tra loro. Il pedice indica l'elemento del MES da cui parte il vettore che andrà a diramarsi, e l'apice l'elemento in cui terminerà la diramazione.

Tabella 4.2: Coefficienti di dispacciamento.

Primo coefficiente	Secondo coefficiente	Descrizione
$\alpha_{W_i}^{\text{Wd}}$	$\alpha_{W_i}^{\text{EHP}}$	Dispacciamento di energia elettrica in input (i) tra W_d e EHP
$\alpha_{F_i}^{\text{CHP}}$	$\alpha_{F_i}^{\text{AB}}$	Dispacciamento di gas in input (i) tra CHP e AB
$\alpha_{\text{CHP}}^{\text{EHP}}$	$\alpha_{\text{CHP}}^{\text{Wd}}$	Dispacciamento di elettricità prodotta dal CHP tra EHP e output (d)
$\alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}}$	$\alpha_{\text{CHP}}^{\text{Qd}}$	Dispacciamento di calore prodotto dal CHP tra WARG e output (d)
$\alpha_{\text{AB}}^{\text{WARG}}$	$\alpha_{\text{AB}}^{\text{Qd}}$	Dispacciamento di calore prodotto dal AB tra WARG e output (d)

4.1 Matrici di accoppiamento

Come nel caso precedente, per ottenere la matrice di accoppiamento completa è necessario procedere tramite ispezione visiva del MES studiato in questo capitolo. Rispetto al caso base si ha una fondamentale differenza: la pompa di calore presenta due modalità diverse, che comporta due schemi di collegamento differenti; partendo da questa considerazione si arriva alla conclusione che sia necessario sviluppare due modelli differenti, ovvero due matrici di accoppiamento differenti. Per entrambi i casi il vettore degli input \mathbf{v}_i sarà composto da W_i e F_i , mentre il vettore degli output sarà composto da W_o , Q_o e R_o .

Per entrambi i sistemi sarà necessario porre uguale a zero i rendimenti del cogeneratore η_q^{CHP} e η_r^{CHP} nel caso in cui si voglia includere la possibilità di far funzionare il MES senza l'utilizzo dello stesso (ad esempio per carichi bassi, oppure se fosse più conveniente a livello economico in un determinato istante), escludendo di fatto la macchina dalla risoluzione del sistema. In questo modo si vanno a creare quattro sistemi differenti, combinando le modalità di funzionamento della pompa di calore e del cogeneratore.

4.1.1 Matrice di accoppiamento con EHP in modalità calore

Innanzitutto, si sviluppa la matrice di accoppiamento relativa al caso con EHP in modalità produzione di calore. Il primo output analizzato è l'energia elettrica: questa è in parte ottenuta tramite collegamento diretto con l'input, traducibile nella seguente equazione:

$$W'_o = \alpha_{W_i}^{\text{Wd}} \cdot W_i \quad (4.1)$$

Per completare la prima equazione è necessario individuare l'accoppiamento tra il gas combustibile in input F_i e l'energia elettrica in uscita W_o . Considerando i coefficienti di disaccoppiamento e i vari rendimenti si ottiene la seguente equazione:

$$W''_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_e^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Wd}} \cdot F_i \quad (4.2)$$

La prima equazione, perciò, sarà la seguente:

$$W_o = \alpha_{W_i}^{\text{Wd}} \cdot W_i + \alpha_{\text{CHP}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_w^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Wd}} \cdot F_i \quad (4.3)$$

In seguito si sviluppano le equazioni che legano gli input alla domanda di calore. Per quanto riguarda l'elettricità dalla rete esterna si ha la seguente relazione:

$$Q'_o = \alpha_{W_i}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_q^{\text{EHP}} \cdot W_i \quad (4.4)$$

Dopodiché si ricava l'equazione che lega il gas combustibile al calore in uscita, composta da tre diversi "percorsi":

$$\begin{aligned} Q''_o = & \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_q^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Qd}} \cdot F_i + \\ & + \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_w^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_q^{\text{EHP}} \cdot F_i + \\ & + \alpha_{\text{AB}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_t^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{AB}}^{\text{Qd}} \cdot F_i \end{aligned} \quad (4.5)$$

Sommando le Equazioni (4.4) e (4.5) si ottiene la seconda relazione che andrà a formare la matrice di accoppiamento:

$$\begin{aligned}
 Q_o = & \alpha_{W_i}^{EHP} \cdot COP_q^{EHP} \cdot W_i + \\
 & + \alpha_{CHP}^{Fi} \cdot \eta_q^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{Qd} \cdot F_i + \\
 & + \alpha_{CHP}^{Fi} \cdot \eta_w^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{EHP} \cdot COP_q^{EHP} \cdot F_i + \\
 & + \alpha_{AB}^{Fi} \cdot \eta_t^{AB} \cdot \alpha_{AB}^{Qd} \cdot F_i
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Infine, si considerano le relazioni che legano gli input alla domanda di potenza frigorifera. In questa modalità di funzionamento non si ha nessun legame con l'energia elettrica W_i , pertanto:

$$R'_o = 0 \tag{4.7}$$

Si ha, invece, un percorso che permette di generare calore tramite il gas combustibile. La relazione è la seguente:

$$\begin{aligned}
 R''_o = & \alpha_{Fi}^{CHP} \cdot \eta_q^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{WARG} \cdot COP_r^{WARG} \cdot F_i + \\
 & + \alpha_{Fi}^{AB} \cdot \eta_t^{AB} \cdot \alpha_{CHP}^{WARG} \cdot COP_r^{WARG} \cdot F_i
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

La terza equazione del sistema sarà uguale alla (4.8). A questo punto si può ricavare la matrice di accoppiamento del sistema. La relazione matriciale è riportata qui di seguito:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ \beta & \gamma & 0 & 0 \\ \delta & \chi & 0 & 0 \\ \lambda & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{4.9}$$

dove:

- $\beta = \alpha_{CHP}^{Fi} \cdot \eta_w^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{Wd}$
- $\gamma = \alpha_{W_i}^{Wd}$
- $\delta = \alpha_{CHP}^{W_i} \cdot \eta_q^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{Qd} + \alpha_{CHP}^{Fi} \cdot \eta_w^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{EHP} \cdot COP_q^{EHP} + \alpha_{AB}^{Fi} \cdot \eta_t^{AB} \cdot \alpha_{AB}^{Qd}$
- $\chi = \alpha_{W_i}^{EHP} \cdot COP_q^{EHP}$
- $\lambda = \alpha_{Fi}^{CHP} \cdot \eta_q^{CHP} \cdot \alpha_{CHP}^{WARG} \cdot COP_r^{WARG} + \alpha_{Fi}^{AB} \cdot \eta_t^{AB} \cdot \alpha_{CHP}^{WARG} \cdot COP_r^{WARG}$

4.1.2 Matrice di accoppiamento con EHP in modalità potenza frigorifera

Si analizza, a questo punto, il secondo caso possibile, ovvero con la pompa di calore EHP in modalità potenza frigorifera. Alcune equazioni restano invariate rispetto al primo caso: si tratta delle relazioni (4.1), (4.2). In sostanza, viene mantenuta costante la prima riga

della matrice mentre le altre risultano modificate. Non si ha più una relazione tra la domanda di calore e l'energia elettrica in input, perciò:

$$Q'_o = 0 \quad (4.10)$$

La relazione tra il gas in input e il calore in uscita risulta composta di due percorsi, al posto dei tre del caso precedente. La relazione aggiornata è la seguente:

$$Q''_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Qd}} \cdot F_i + \alpha_{\text{AB}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{AB}}^{\text{Qd}} \cdot F_i \quad (4.11)$$

La seconda riga della matrice viene, di conseguenza, aggiornata, formando la seguente relazione:

$$Q_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Qd}} \cdot F_i + \alpha_{\text{AB}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{AB}}^{\text{Qd}} \cdot F_i \quad (4.12)$$

La relazione che nel primo caso formava l'Equazione (4.4) viene utilizzata in questo secondo caso per il calcolo della potenza frigorifera (adeguando il coefficiente di prestazione della EHP al valore corretto), andando a formare la relazione tra l'energia elettrica in input e la potenza frigorifera in output:

$$R'_o = \alpha_{\text{Wi}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_r^{\text{EHP}} \cdot W_i \quad (4.13)$$

Per concludere, si forma la relazione tra il fluido in input e la potenza frigorifera in output, utilizzando la relazione eliminata dall'Equazione (4.11):

$$R''_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{w}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_q^{\text{EHP}} \cdot F_i + \alpha_{\text{Fi}}^{\text{CHP}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_r^{\text{WARG}} \cdot F_i + \alpha_{\text{Fi}}^{\text{AB}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_r^{\text{WARG}} \cdot F_i \quad (4.14)$$

Dalle Equazioni (4.13) e (4.14) si ottiene la terza riga della matrice:

$$R_o = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{w}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_q^{\text{EHP}} \cdot F_i + \alpha_{\text{Fi}}^{\text{CHP}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_r^{\text{WARG}} \cdot F_i + \alpha_{\text{fi}}^{\text{AB}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_r^{\text{WARG}} \cdot F_i + \alpha_{\text{Wi}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_r^{\text{EHP}} \cdot W_i \quad (4.15)$$

Ottenute le tre equazioni, si va a sviluppare la matrice di accoppiamento del sistema, riportata nella seguente equazione:

$$\begin{pmatrix} 0 \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ \beta & \gamma & 0 & 0 \\ \psi & 0 & 0 & 0 \\ \sigma & \nu & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

dove:

- β e γ restano invariate rispetto al caso precedente
- $\psi = \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{Qd}} + \alpha_{\text{AB}}^{\text{Fi}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{AB}}^{\text{Qd}}$
- $\sigma = \alpha_{\text{Wi}}^{\text{EHP}} \cdot \text{COP}_{\text{r}}^{\text{EHP}}$
- $\nu = \alpha_{\text{Fi}}^{\text{CHP}} \cdot \eta_{\text{q}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_{\text{r}}^{\text{WARG}} + \alpha_{\text{Fi}}^{\text{AB}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}} \cdot \alpha_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \cdot \text{COP}_{\text{r}}^{\text{WARG}}$

4.2 Matrici di accoppiamento estese

Si procede, a questo punto, a sviluppare le matrici di accoppiamento estese per le due casistiche, necessarie per lo sviluppo del sistema linearizzato. Per lo studio di questa seconda tipologia matrice si procede seguendo la procedura descritta in Figura 1.3.

4.2.1 Matrice di accoppiamento estesa con EHP in modalità calore

Si inizia con lo studio del sistema con la pompa di calore in modalità produzione di calore. Vengono innanzitutto individuati i componenti dei quattro vettori:

- Vettore delle variabili di ingresso \mathbf{p}^x composto da W_i e F_i .
- Vettore delle variabili di uscita \mathbf{I}^x composto da W_o , Q_o e R_o .
- Vettore delle variabili per le quantità dispacciate \mathbf{t}^x composto da W_{CHP} , Q_{CHP} , Q_{AB} , Q_{EHP} e R_{WARG} .
- Vettore delle variabili intermedie \mathbf{v}^x composto da W_i^{EHP} , $W_{\text{CHP}}^{\text{EHP}}$, F_{CHP} , F_{AB} , $Q_{\text{CHP}}^{\text{WARG}}$, $Q_{\text{AB}}^{\text{WARG}}$.

A questo punto, si procede con lo sviluppo della matrice estesa, procedendo a verificare componente per componente le relazioni tra le diverse variabili, escludendo i fattori di dispacciamento e ricordando le regole e il flowchart del Paragrafo 1.5.1. Al termine dell'analisi si ottiene la seguente equazione matriciale:

$$\begin{pmatrix} F_o \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \\ W_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{AB}} \\ Q_{\text{EHP}} \\ R_{\text{WARG}} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \\ 9 \times 8 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ F_{\text{CHP}} \\ F_{\text{AB}} \\ W_i^{\text{EHP}} \\ W_{\text{CHP}}^{\text{EHP}} \\ Q_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \\ Q_{\text{AB}}^{\text{WARG}} \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

dove la matrice di accoppiamento estesa è:

$$\left[\begin{array}{c} \mathbf{C} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cccccccccc} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & \eta_t^{\text{AB}} & \text{COP}_q^{\text{EHP}} & \text{COP}_q^{\text{EHP}} & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_t^{\text{AB}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_q^{\text{EHP}} & \text{COP}_q^{\text{EHP}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & 0 & 0 \end{array} \right] \quad (4.18)$$

La matrice sopra descritta andrà a definire il sistema di equazioni che descrive i vincoli del sistema, sia per quanto riguarda la parte di equazioni lineari che per la parte di disequazioni lineari. Le prime quattro equazioni verranno utilizzate verificando la coerenza nel rispetto delle domande di output mantenendo la struttura sopra descritta; dalla quinta equazione in poi si andrà ad utilizzare la matrice per formare le disequazioni del sistema: viene raddoppiato il numero di righe, in modo da verificare sia il vincolo di minimo che quello di massimo. Si ricorda che è necessario implementare anche i vincoli dovuti alla linearizzazione della funzione obiettivo, oltre che la suddivisione della variabile W_i in una variabile comprendente i soli valori positivi W_p ed una comprendente i soli valori negativi W_n .

4.2.2 Matrice di accoppiamento con EHP in modalità potenza frigorifera

Con lo stesso procedimento si può ricavare la matrice di accoppiamento estesa del secondo caso possibile, ovvero con la pompa di calore in modalità potenza frigorifera. In questo caso l'unico vettore ad essere modificato rispetto al caso precedente è il vettore delle variabili per le quantità dispacciate, in cui Q_{EHP} viene sostituito da R_{EHP} . Nella matrice estesa i coefficienti $\text{COP}_q^{\text{EHP}}$ (relativi alla produzione di calore dell'EHP) verranno sostituiti dai coefficienti $\text{COP}_r^{\text{EHP}}$ (relativi alla produzione di potenza frigorifera dell'EHP), modificando la posizione interna alla matrice ove necessario. Il nuovo sistema sarà, perciò, il seguente:

$$\begin{pmatrix} F_o \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \\ W_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{AB}} \\ R_{\text{EHP}} \\ R_{\text{WARG}} \end{pmatrix} = \left[\begin{array}{c} \mathbf{C} \\ 9 \times 8 \end{array} \right] \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ F_{\text{CHP}} \\ F_{\text{AB}} \\ W_i^{\text{EHP}} \\ W_{\text{CHP}}^{\text{EHP}} \\ Q_{\text{CHP}}^{\text{WARG}} \\ Q_{\text{AB}}^{\text{WARG}} \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

dove la matrice di accoppiamento estesa è:

$$\left[\begin{array}{c} \mathbf{C} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cccccccc} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & \eta_t^{\text{AB}} & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_r^{\text{EHP}} & \text{COP}_r^{\text{EHP}} & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & \text{COP}_r^{\text{WARG}} \\ 0 & 0 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_t^{\text{AB}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_r^{\text{EHP}} & \text{COP}_r^{\text{EHP}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \text{COP}_r^{\text{WARG}} & \text{COP}_r^{\text{WARG}} \end{array} \right] \quad (4.20)$$

Come per la matrice di accoppiamento non lineare, anche in questo caso sarà necessario porre uguali a zero i rendimenti del cogeneratore η_q^{CHP} e η_r^{CHP} nel caso in cui fosse considerata l'opzione di far funzionare il sistema col cogeneratore spento. Anche in questo caso possono essere considerate quattro diverse casistiche.

4.3 Criticità del sistema: risoluzione del problema dei loop spaziali

Le due matrici di accoppiamento create nei precedenti capitoli presentano ancora una problematica non risolta dalla formulazione sopra riportata: la presenza di eventuali loop dei vettori energetici all'interno del sistema multienergia. I loop interni al MES comportano che i vettori possano seguire dei percorsi non possibili nella realtà, creando dei percorsi alternativi inesistenti e impossibilitando la risoluzione corretta dei sistemi di vincoli.

4.3.1 Risoluzione del loop spaziale tra CHP ed EHP

Il primo caso di loop, nonché il più complesso da risolvere data la possibilità dell'energia elettrica di avere segno negativo tra input e output, è quello che si viene a creare tra l'output elettrico del cogeneratore e l'ingresso della pompa di calore. Il loop si porta dietro un problema complesso relativo al valore che può essere assunto dal coefficiente $\alpha_{W_i}^{\text{Wd}}$: in caso di loop la somma dei due valori può essere nulla nel caso in cui l'energia venga ceduta dal sistema, a causa della discordanza di segno dei vettori considerati, mentre W_i^{d} può presentare valori disparati. Ciò comporta errori importanti del coefficiente di dispacciamento e difficoltà nel trovare una soluzione del sistema. L'energia elettrica presenta due possibili percorsi, di cui solo uno corretto e possibile in un caso reale, come mostrato in Figura 4.3.

L'errore provocato da questo tipo di loop è puramente concettuale, in quanto non produce differenze (e di conseguenza errori) nell'energia elettrica ceduta al sistema, in quella prodotta dal cogeneratore e nell'alimentazione della pompa di calore. L'errore principale è la valutazione non corretta di come è suddiviso il flusso in ingresso all'EHP, in quanto il vettore W_i^{EHP} , teoricamente fornito dalla rete elettrica esterna, è in realtà risultato del

funzionamento del CHP; da ciò ne deriva anche una valutazione errata di $W_{\text{CHP}}^{\text{EHP}}$, che può risultare nulla anche in casi in cui l'intera alimentazione della pompa di calore sia fornita dal cogeneratore.

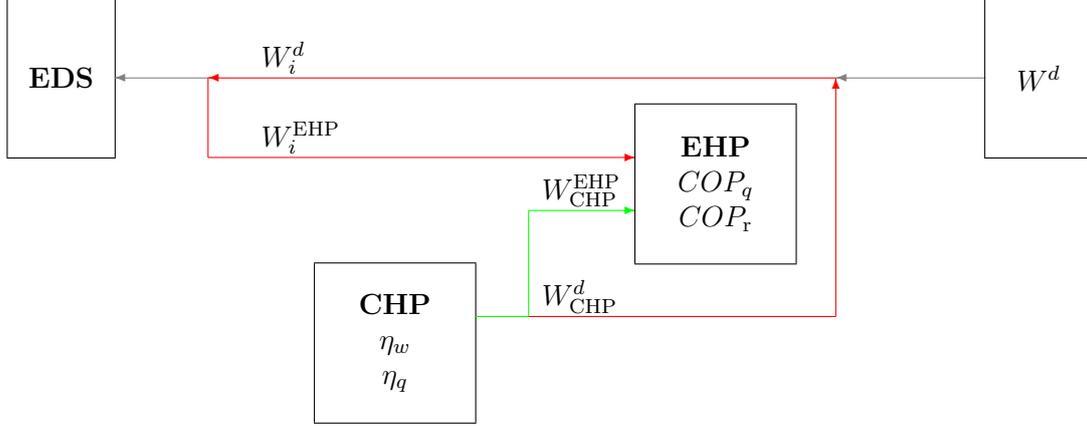


Figura 4.3: Loop spaziale dell'energia elettrica prodotta dal CHP e diretta all'EHP: in verde il percorso corretto, in rosso il percorso errato.

Nel caso della matrice di accoppiamento non lineare il problema è risolto impostando il seguente sistema di disequazioni:

$$\begin{aligned} (W_d^{\text{CHP}} - W_d) \cdot W_i &\leq 0 \\ W_i \cdot (1 - \alpha_{W_i}^{\text{Wd}}) &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.21)$$

La prima equazione del sistema impone che nel caso in cui l'energia elettrica in input sia negativa (energia ceduta alla rete) la differenza tra l'energia prodotta dal cogeneratore e la domanda sia positiva nel caso di richiesta da parte della pompa di calore o nulla nel caso in cui la pompa di calore sia spenta. Viceversa, nel caso in cui l'energia sia ammessa dalla rete l'energia prodotta dal CHP non potrà superare la domanda.

La seconda equazione impone che se l'energia elettrica viene ceduta dal sistema, $\alpha_{W_i}^{\text{Wd}}$ sarà forzata a 0, in modo da alimentare l'EHP esclusivamente tramite l'energia prodotta dal CHP. mentre in caso contrario $\alpha_{W_i}^{\text{Wd}}$ presenterà un valore libero tra 0 e 1. Questo accorgimento permette anche di eliminare gli eventuali problemi del coefficiente di dispacciamento.

Per il sistema di equazioni lineari il problema si presenta a prima vista più complesso, in quanto si ha la necessità di linearizzare le equazioni introdotte, accettando anche gli errori di approssimazione conseguenti. Per l'ottenimento del sistema di equazioni aggiuntivo è necessario introdurre una variabile slack binaria aggiuntiva a , che possa assumere i valori 0 e 1. Il sistema di equazioni aggiuntive è il seguente:

$$\begin{aligned} W_i \cdot (a - 1/2) &\geq 0 \\ W_i^{\text{EHP}} \cdot (a - 1/2) &\geq 0 \\ W_i^{\text{EHP}} &\geq 0 \\ a &\in [0,1] \end{aligned} \quad (4.22)$$

Nel caso particolare in cui W_i sia negativo, e perciò possa subentrare l'errore del loop spaziale, la variabile slack a vale 0, e di conseguenza W_i^{EHP} deve essere forzatamente nulla. Il sistema può essere riscritto come:

$$\begin{aligned} a \cdot W_i - 1/2 \cdot W_i &\geq 0 \\ a \cdot W_i^{\text{EHP}} - 1/2 \cdot W_i^{\text{EHP}} &\geq 0 \\ a &\in [0,1] \end{aligned} \quad (4.23)$$

Si rende necessaria la linearizzazione dei due prodotti tra variabili, con la particolarità di avere una variabile reale ed una binaria. Seguendo le regole di linearizzazione di [23], e aggiungendo di conseguenza quattro variabili, si ottiene il seguente sistema:

$$\begin{aligned} Y_i - 1/2 \cdot W_i &\geq 0 \\ Y_i^{\text{EHP}} - 1/2 \cdot W_i^{\text{EHP}} &\geq 0 \\ \text{s.t.} \\ a &\in [0,1] \\ Y_i &= W_i - Z_i \\ W_{i,\min} \cdot a &\leq Y_i \leq W_{i,\max} \cdot a \\ W_{i,\min} \cdot (1 - a) &\leq Z_i \leq W_{i,\max} \cdot (1 - a) \\ Y_i^{\text{EHP}} &= W_i^{\text{EHP}} - Z_i^{\text{EHP}} \\ W_{i,\min}^{\text{EHP}} \cdot a &\leq Y_i^{\text{EHP}} \leq W_{i,\max}^{\text{EHP}} \cdot a \\ W_{i,\min}^{\text{EHP}} \cdot (1 - a) &\leq Z_i^{\text{EHP}} \leq W_{i,\max}^{\text{EHP}} \cdot (1 - a) \end{aligned} \quad (4.24)$$

dove:

- Y_i è una variabile aggiuntiva e sostituisce il prodotto tra a e W_i in modo da linearizzarlo.
- Y_i^{EHP} è una variabile aggiuntiva e sostituisce il prodotto tra a e W_i^{EHP} in modo da linearizzarlo.
- Z_i è una variabile slack aggiuntiva che mette in relazione linearmente Y_i e W_i , in modo da fissare dei vincoli per l'esistenza di entrambe.
- Z_i^{EHP} è una variabile slack aggiuntiva che mette in relazione linearmente Y_i^{EHP} e W_i^{EHP} , in modo da fissare dei vincoli per l'esistenza di entrambe.

Importante notare come le moltiplicazioni presenti nei vincoli aggiuntivi non comportano non linearità del sistema, in quanto $W_{i,\min}$ e $W_{i,\max}$ sono valori costanti imposti inizialmente in base ai dati di targa dei componenti e dei collegamenti del MES.

In questo caso, vista anche la notevole difficoltà aggiunta al sistema di vincoli, nonché l'utilizzo misto di variabili di vettori di output e di incognite del sistema nei vincoli aggiuntivi di linearizzazione, si procede con l'utilizzo di una semplificazione della matrice di accoppiamento estesa che possa risolvere il problema dei loop interni al MES senza intervenire con la soluzione proposta col Sistema di equazioni (4.24). Per far ciò si nota una

particolarità della matrice di accoppiamento estesa: la quinta e la sesta colonna, ovvero le colonne corrispondenti ai due vettori confluenti alla pompa di calore, W_i^{EHP} e $W_{\text{CHP}}^{\text{EHP}}$, così come la settima e l'ottava, ovvero le due colonne che andranno moltiplicate ai vettori in ingresso al WARG, ovvero $Q_{\text{CHP}}^{\text{WARG}}$ e $Q_{\text{AB}}^{\text{WARG}}$, sono identiche tra di loro. Ciò comporta che, in generale, tramite la matrice estesa non sia possibile evidenziare la differenza tra i diversi vettori confluenti allo stesso componente del sistema, a differenza di quanto si può fare tramite i coefficienti di dispacciamento. Pertanto, si considera una versione semplificata della matrice, considerando un singolo input per i due componenti evidenziati. Il sistema da considerare per la risoluzione del problema di ottimizzazione diventa la seguente:

$$\begin{pmatrix} F_o \\ W_o \\ Q_o \\ R_o \\ W_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{CHP}} \\ Q_{\text{AB}} \\ Q_{\text{EHP}} \\ R_{\text{WARG}} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & \eta_t^{\text{AB}} & COP_q^{\text{EHP}} & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & COP_r^{\text{WARG}} \\ 0 & 0 & \eta_w^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_q^{\text{CHP}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_t^{\text{AB}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & COP_q^{\text{EHP}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & COP_r^{\text{WARG}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} F_i \\ W_i \\ F_{\text{CHP}} \\ F_{\text{AB}} \\ W_{\text{EHP}} \\ Q_{\text{WARG}} \end{pmatrix} \quad (4.25)$$

4.3.2 Risoluzione del loop spaziale tra EHP e WARG

Il secondo caso di loop spaziale interno al MES è dovuto ad una particolare condizione non prevista dalla formulazione lineare della matrice estesa. Infatti, nel caso in cui il MES funzioni con pompa di calore in modalità calore (indipendentemente dalla modalità del cogeneratore), si può avere un'inversione del flusso di potenza termica Q_{AB}^{d} . In questo caso la presenza del loop può essere compresa e aggiunta al sistema in quanto, a differenza del caso precedente in cui il problema era teorico, un semplice collegamento che permetta di portare il calore dall'EHP al WARG renderebbe sensata la situazione. Pertanto, si decide di proseguire seguendo quest'ultima linea, includendo la possibilità di alimentare il WARG con l'EHP se la soluzione fosse ritenuta economicamente conveniente dal programma di ottimizzazione.

Si fornisce, comunque, una soluzione analitica al problema. Le equazioni che garantiscono il rispetto delle domande di calore e potenza frigorifera secondo la formulazione lineare sono le seguenti:

$$\begin{aligned} Q_o &= \eta_t \cdot F_i^{\text{AB}} - Q_{\text{WARG}} + COP_q^{\text{EHP}} \cdot W_{\text{EHP}} \\ R_o &= COP_{\text{WARG}} \cdot Q_{\text{WARG}} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Da questa formulazione è possibile, a causa della mancanza di vincoli sul flusso del vettore tra il boiler ausiliario e il calore in output, che il calore necessario al funzionamento del WARG venga erroneamente attribuito a quello prodotto dall'EHP, seguendo il percorso mostrato in rosso in Figura 4.4, mentre dovrebbe essere fornito dal cogeneratore e/o dal boiler ausiliario (percorso indicato in verde in Figura 4.4). Infatti, secondo le equazioni è

possibile che si arrivi, erroneamente, alla seguente formula:

$$W_{\text{EHP}} = \frac{Q_{\text{WARG}} - Q_o}{COP_{\text{EHP}}^q} \quad (4.27)$$

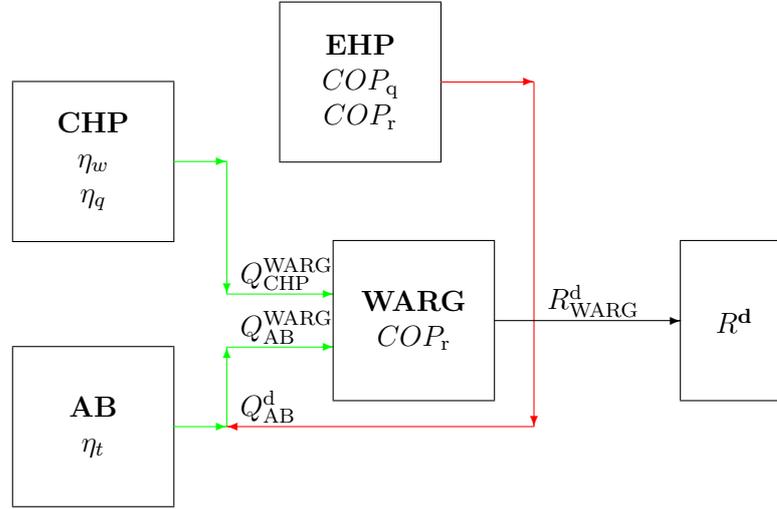


Figura 4.4: Loop spaziale del calore diretto al WARG: in verde i percorsi corretti, in rosso il percorso errato.

Seguendo l'Equazione (4.27) si può avere un collegamento diretto tra l'output dell'EHP e l'input del WARG tramite il vettore Q_{AB}^d invertito di segno.

Date le premesse, il problema risulta di più semplice risoluzione: è, infatti, sufficiente imporre che il vettore in questione non possa assumere segno negativo. Per fare ciò, vista l'assenza del vettore dalla formulazione, si impone che il vettore di output dell'AB debba essere maggiore all'input del WARG, ovvero:

$$\eta_t \cdot F_{\text{AB}} \leq Q_{\text{AB}}^{\text{WARG}} \quad (4.28)$$

La condizione ottenuta può essere aggiunta alla matrice di accoppiamento estesa, formando, così, il sistema finale da risolvere nel caso in cui non si volesse includere una possibile alimentazione del WARG tramite l'EHP.

Capitolo 5

Studio dell'area di fattibilità e della flessibilità del MES

Lo studio dell'area di fattibilità avviene inizialmente con modalità non dissimili da quelle del caso base. Rispetto al primo esempio trattato, però, si andrà in questo paragrafo ad osservare che l'aggiunta di un ulteriore vettore in output, oltre ad aumentare il numero di somme di Minkowski e grafici eseguibili (arrivando eventualmente anche ad una rappresentazione 4D se si andassero a considerare tutte le forme energetiche presenti nel MES, vale a dire combustibili, energia elettrica, calore e refrigerazione), avrà un'influenza indiretta anche sulle altre domande, limitando l'estensione delle aree e variandone i limiti e l'influenza delle varie modalità.

5.1 Effetti dell'interdipendenza tra gli elementi del MES sull'area di fattibilità

Innanzitutto, si osservano le caratteristiche di funzionamento dei singoli componenti del MES (Figura 5.1). Così come nello sviluppo delle matrici, anche in questo caso è necessario separare le due modalità di funzionamento della pompa di calore: essendo alternative si avrà la produzione di calore o potenza frigorifera, come si può osservare correttamente dal primo grafico della seconda riga di Figura 5.1.

Dopo di che, si procede con l'analisi delle aree di fattibilità 2D tramite somma di Minkowski. In Figura 5.2 è osservabile l'area di fattibilità della domanda di calore e di potenza frigorifera del MES considerato. Il riempimento delle aree assume una tonalità più scura quando si ha la possibilità di assecondare un punto di funzionamento con più di una modalità del MES. Si può subito osservare che un approccio di semplice e passiva somma di Minkowski tra gli elementi del MES non fornisca più risultati apprezzabili.

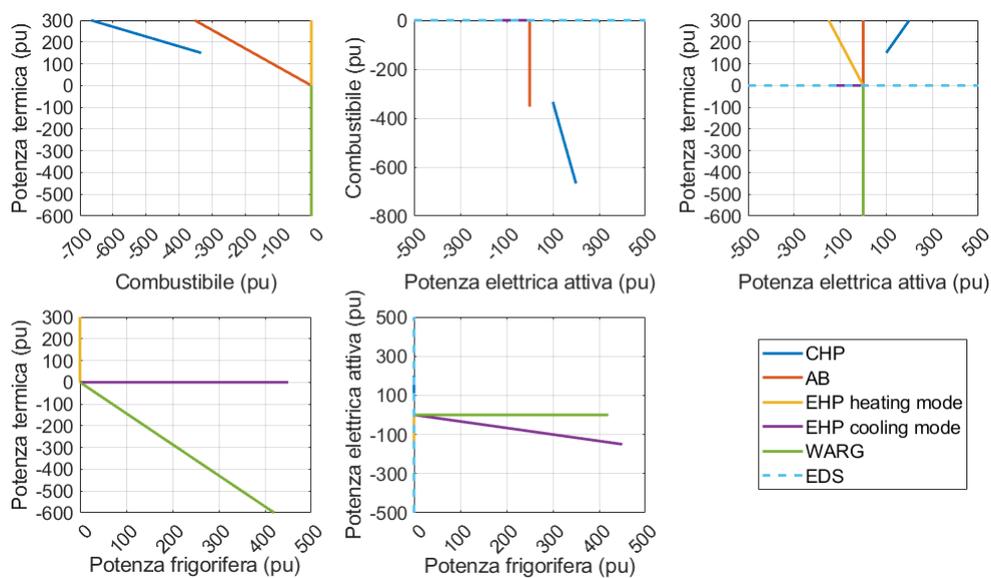


Figura 5.1: Caratteristiche di funzionamento in due dimensioni degli elementi costituenti il caso complesso.

È, infatti, interessante osservare la dipendenza inversa tra le due domande per quanto riguarda i valori massimi fattibili, sia con il cogeneratore spento che con quest'ultimo acceso: aumentando una delle due domande viene limitato il valore massimo che può assumere l'altra. Ciò è dovuto principalmente al posizionamento del WARG in serie al CHP e all'AB.

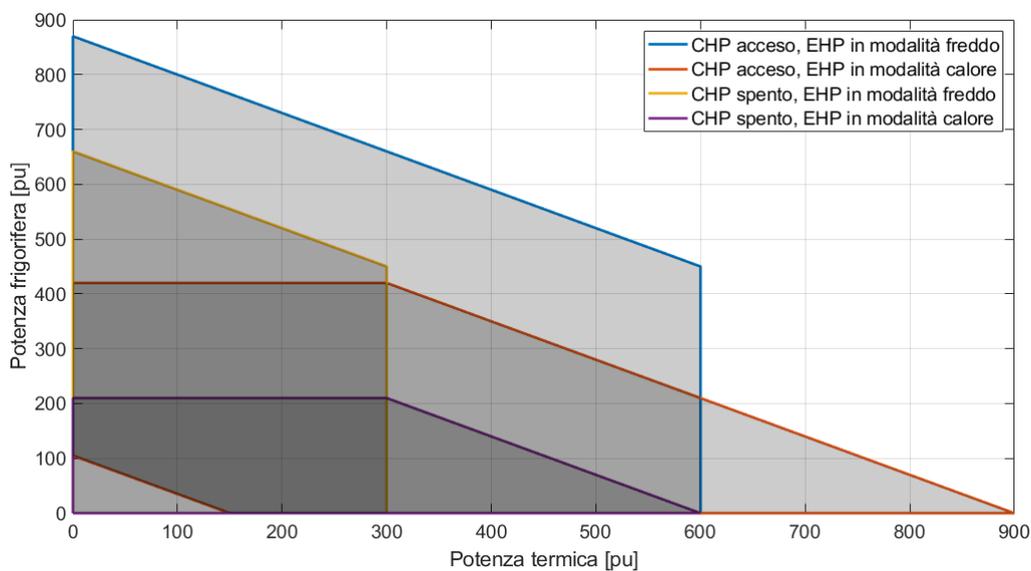


Figura 5.2: Area di fattibilità delle domande di calore e potenza frigorifera.

Per fornire la potenza frigorifera tramite il WARG è necessario assorbire il calore prodotto dai due elementi a monte: ciò comporta che questo calore non potrà più essere utilizzato per rispondere alla domanda di calore, limitando la capacità del MES. Questa caratteristica è valida anche nella direzione opposta, in quanto rispondere ad un'elevata domanda di calore limita la capacità di alimentazione del WARG, e perciò di risposta alla domanda di potenza frigorifera.

In caso di cogeneratore spento a tale caratteristica se ne aggiunge una ulteriore: il WARG non potrà raggiungere la potenza massima. Infatti, per alimentare la macchina alla massima potenza sono necessari 600 pu di calore, ovvero la somma dei massimi punti di funzionamento di cogeneratore e boiler ausiliario. In caso di CHP spento si potranno fornire solamente 300 pu, limitando la produzione dell'elemento da 420 pu a 210 pu.

La caratteristica di Figura 5.2 non è valida per domande di potenza elettrica troppo alta o troppo bassa, in quanto i limiti di funzionamento della rete elettrica limitano le prestazioni del MES nella sua totalità.

Le ulteriori aree di fattibilità 2D sono riportate in Figura 5.3.

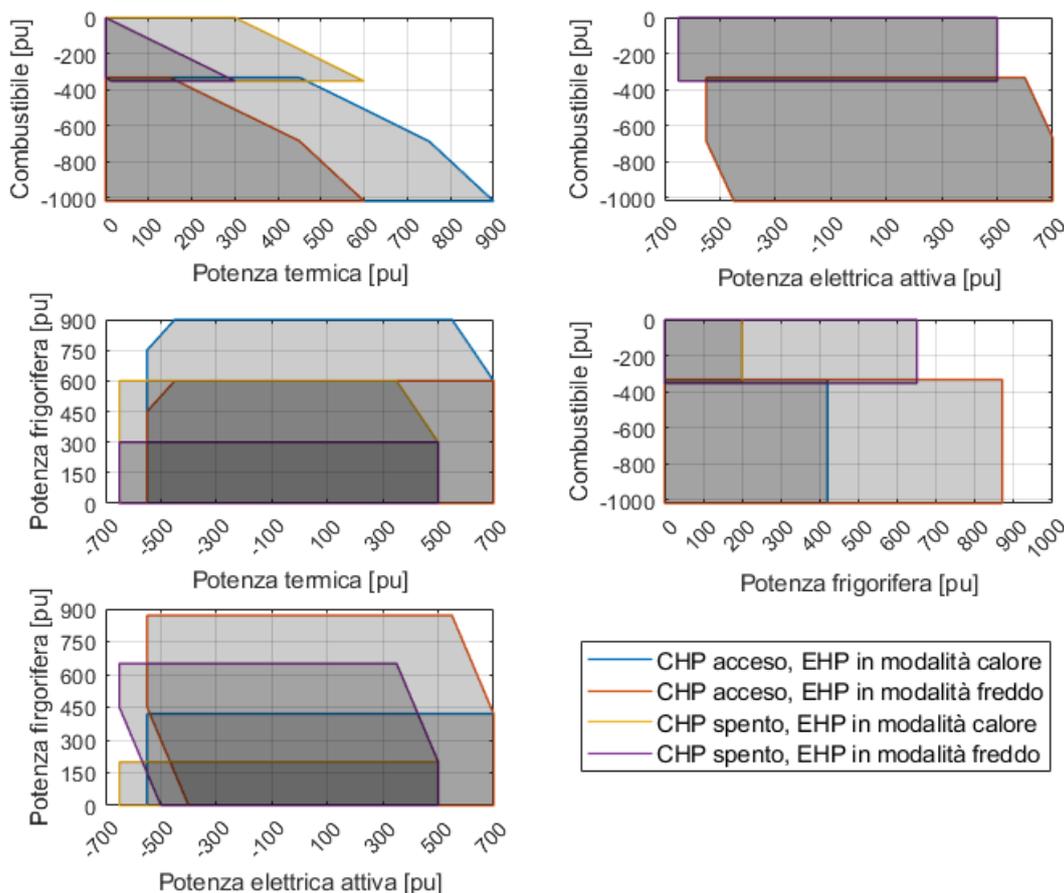


Figura 5.3: Aree di fattibilità in due dimensioni del caso complesso.

Questo tipo di rappresentazioni mostra il fianco, però, a problemi dovuti al valore della grandezza di output non rappresentata, come intuibile dall'interdipendenza dei carichi rappresentata in Figura 5.2. Ad esempio, nel grafico che rappresenta l'area di fattibilità tra calore e potenza attiva alcune zone saranno raggiungibili solo con determinati valori della domanda di potenza frigorifera (Verranno riportati alcuni esempi nel Paragrafo 5.1.3). Ciò può creare problemi nel calcolo dell'elasticità della domanda di potenza elettrica attiva, in quanto alcuni punti non sono raggiungibili mantenendo la terza domanda (non rappresentata nel grafico) costante.

È, pertanto, necessario aggiungere un grado di completezza all'analisi, prendendo in esame la somma di Minkowski 2D non solo come proiezione ortogonale del caso 3D (approccio top-down passivo), ma anche osservando come le diverse aree tendono a variare modificando la terza domanda, non mostrata direttamente nei grafici.

Per comprendere meglio la problematica si implementa anche l'approccio in tre dimensioni, che fornisce i risultati riportati in Figura 5.4 e 5.5.

In Figura 5.4 è possibile osservare esattamente il problema descritto: le proiezioni mostrano una superficie che in realtà varia pesantemente col variare della terza domanda, generando, considerando variazioni infinitesimali, infinite aree di fattibilità diverse tra loro, con tutto ciò che ne consegue in termini di flessibilità operativa.

In Figura 5.5 si sostituisce il vettore del combustibile in ingresso al vettore della potenza frigorifera. Anche in questo caso si presenta la stessa problematica, vista l'interdipendenza importante tra combustibile e calore generato (dipendenza diretta in questo caso), osservabile anche in Figura 5.3. Ciò implica che anche l'area di fattibilità tra energia elettrica e combustibile acquistato dalla rete esterna dipende dal valore delle altre domande.

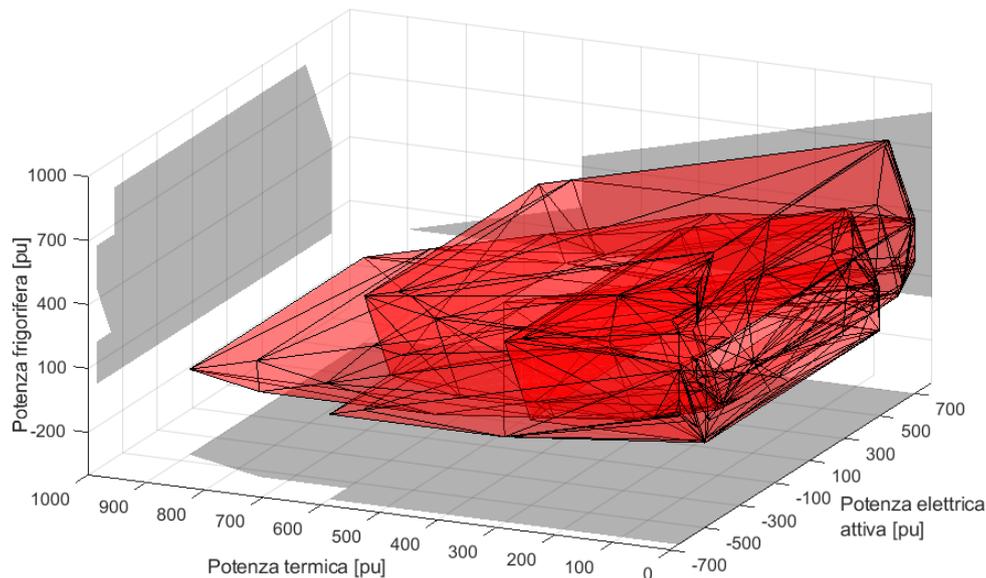


Figura 5.4: Area di fattibilità in tre dimensioni del caso complesso tra i tre vettori in output.

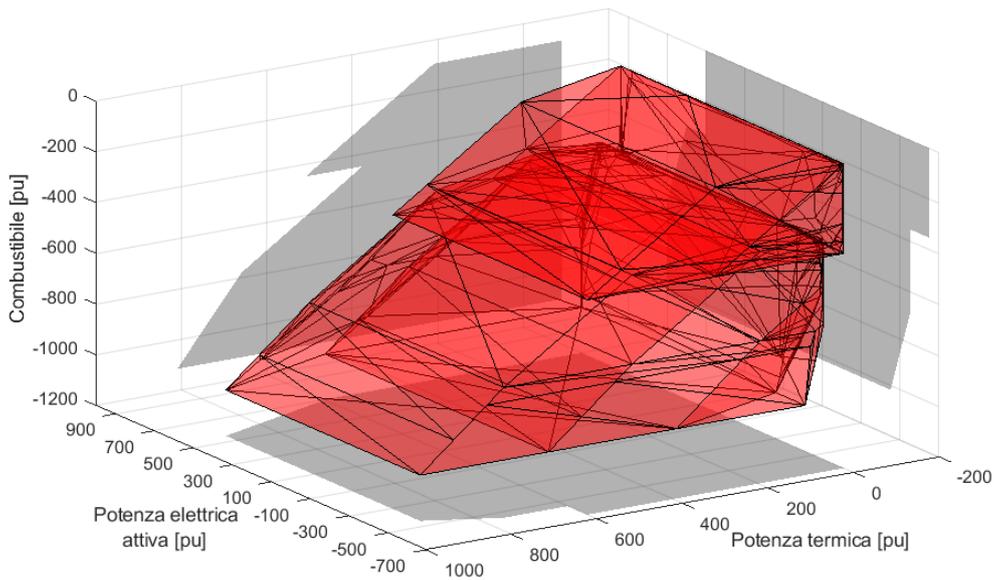


Figura 5.5: Area di fattibilità in tre dimensioni del caso complesso tra potenza elettrica, calore e combustibile.

5.1.1 Variazione dell'area di fattibilità al variare della domanda di potenza frigorifera

Si procede, a questo punto, con le analisi in due dimensioni al variare del terzo carico, in modo da risolvere i dubbi sorti da questa prima fase del capitolo.

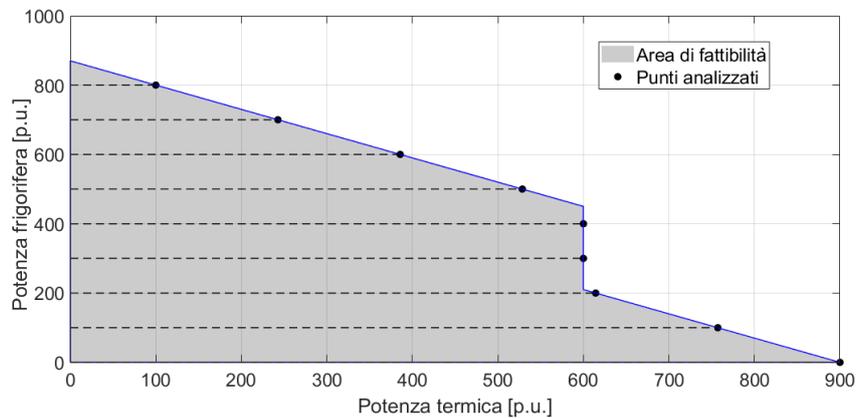


Figura 5.6: Punti di funzionamento analizzati nella valutazione dell'area di fattibilità della potenza frigorifera e della potenza termica.

Per valutare le variazioni in modo completo si fissa la domanda di potenza frigorifera a diversi valori fissi, partendo da 0 pu e aumentando di 100 pu ad un ogni passo, fino ad

un valore massimo di 800 pu. I punti sono mostrati in Figura 5.6, mentre i risultati sono osservabili in Figura 5.7.

Come in Figura 5.2, anche in questo caso vengono separate le quattro modalità di funzionamento del sistema considerato, valutandole singolarmente. In questo modo, è possibile, passando da un carico costante all'altro, valutare quali aree variano e quali restano costanti, e come ciò influenza l'area di fattibilità nel suo insieme. Come nel caso precedente, anche in questo caso ad un'intensità maggiore del grigio di riempimento corrisponde la possibilità di rispondere ad un determinato punto di funzionamento con un maggior numero di modalità di funzionamento, da una singola fino a tutte e quattro.

Dalla Figura 5.7 sono state ricavate una serie di considerazioni generali sul metodo e/o più specifiche sul caso analizzato. Tali considerazioni sono di seguito riportate:

- In questo caso, per la realizzazione delle somme di Minkowski, è necessario tenere conto di alcune peculiarità che mantengono fede alla necessità di evitare un'applicazione passiva della somma di Minkowski. La prima, nonché la più importante, è la necessità di separare il WARG in due sezioni separate a causa della doppia alimentazione. Questo per due motivi:
 - Come detto in precedenza, il WARG dimezza la sua capacità massima nel caso in cui il cogeneratore non sia attivo: separare in due rami di alimentazione il WARG permette di prevedere questa caratteristica automaticamente eseguendo la somma di Minkowski, senza la necessità di ricorrere ad artifici nel computo dell'area di fattibilità.
 - Considerare un doppio funzionamento del WARG permette di, eventualmente, ottenere pendenze diverse nei segmenti che andranno a formare l'area di fattibilità. In questo caso, il collegamento AB/WARG porterà ad una potenza elettrica nulla per ogni valore di Q_{AB}^{WARG} , mentre il collegamento CHP/WARG andrà ad influenzare anche la potenza attiva, che verrà prodotta automaticamente dal CHP nel caso questo ramo sia attivo.

La seconda peculiarità è l'applicazione di un carico R_d costante per ciascuna area. Per eseguire correttamente il calcolo è necessario tenere conto di quali macchine subiscano (direttamente o indirettamente) l'influenza della domanda di potenza frigorifera. Ad esempio, la pompa di calore in modalità potenza frigorifera è limitata, a bassi carichi, non dalla sua capacità, bensì dal valore di R_d . Il CHP e l'AB, invece, risentono della loro necessità di andare ad alimentare il WARG con parte della loro produzione: alla loro capacità massima di calore producibile sarà necessario sottrarre la quota R_d/COP_{WARG} . Per valori di R_d particolarmente elevati si ha la necessità di considerare la suddivisione del carico tra WARG e EHP, in quanto il singolo componente non sarà più in grado di sopperire all'intero fabbisogno. I due elementi necessitano di essere considerati congiuntamente: si satura una delle due macchine e si utilizza la seconda per il carico di picco.

- Da una sotto-figura all'altra la coppia di aree aventi la stessa modalità di funzionamento della pompa di calore varia allo stesso modo (in generale, riducendo l'elasticità della domanda di calore). La modalità di funzionamento del cogeneratore genera due

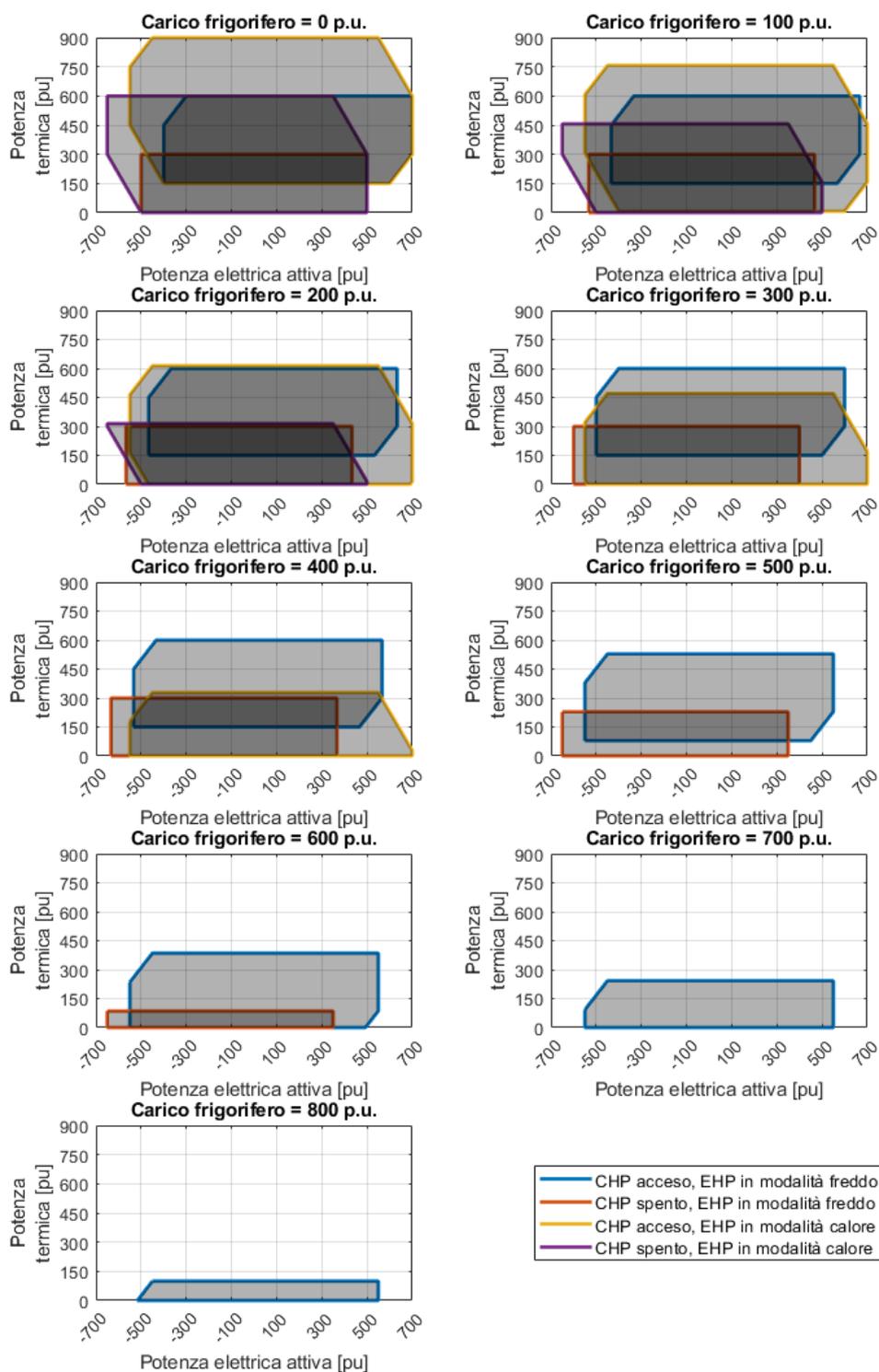


Figura 5.7: Aree di fattibilità delle domande di potenza termica e potenza elettrica per valori variabili di potenza frigorifera richiesta.

aree differenti, ma il rapporto tra le due modalità non varia tra un carico di potenza frigorifera e l'altro.

- Nelle figure si possono distinguere tre macroaree di funzionamento principali:
 - Per un carico di potenza frigorifera da 0 pu a 210 pu, quindi per le prime tre sotto-figure di Figura 5.7, il massimo valore di calore producibile è determinato dalla modalità con CHP acceso e EHP in modalità produzione di calore. In questa fase un aumento del carico provoca una diminuzione dell'area di fattibilità data dalla pompa di calore in modalità produzione di calore (a causa dell'alimentazione del WARG, mentre le aree con EHP in modalità produzione di potenza frigorifera restano costanti (L'EHP in questo caso non interviene direttamente nel calcolo).
 - Per un carico di potenza frigorifera da 210 pu a 450 pu il massimo valore di calore producibile, ovvero la massima elasticità superiore, è data dalla modalità con cogeneratore attivo e pompa di calore in modalità produzione di potenza frigorifera. Non vi sono modifiche dal punto di vista dei comportamenti delle singole modalità rispetto alla macroarea precedente.
 - Per carichi di potenza frigorifera molto elevati, superiori ai 420 pu (capacità del WARG), l'EHP deve funzionare necessariamente in modalità produzione di potenza frigorifera affinché il punto di lavoro sia sostenibile. Dai 450 pu in poi anche le aree rimanenti subiranno un decremento lineare, fino agli 870 pu, oltre i quali non è possibile spingersi col MES considerato.

È importante verificare che le tre aree principali sono osservabili in Figura 5.6, notando l'andamento della spezzata che delimita l'area di fattibilità.

- Dal punto di vista della flessibilità elettrica, ovvero la grandezza fondamentale da valutare per i risultati finali di questa tesi, si ha un impatto poco cospicuo, passando da una flessibilità massima di 1350 pu e minima di 1000 pu per la prima macroarea, ad una flessibilità di 950 pu per il massimo carico possibile. La causa è da ricercarsi nella minor interdipendenza del carico elettrico rispetto agli altri due: potendo usufruire di un collegamento indipendente alla rete elettrica esterna è in grado di garantirsi una buona flessibilità a prescindere dal punto di lavoro degli altri due carichi.

5.1.2 Variazione dell'area di fattibilità al variare della domanda di calore

Si passa, a questo punto, ad analizzare la seconda casistica, ovvero l'area di fattibilità 2D tra potenza elettrica e potenza frigorifera, variando la domanda di calore tra valori costanti. Come nel caso precedente si eseguono nove analisi, iniziando con una domanda di calore Q_d nulla e aumentando fino ad un massimo di 800 pu, come mostrato in Figura 5.8.

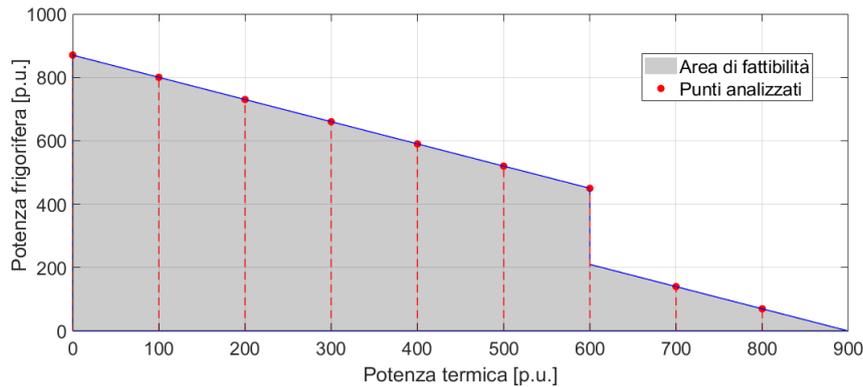


Figura 5.8: Punti di funzionamento analizzati nella valutazione dell'area di fattibilità della potenza elettrica e del calore.

L'analisi ha portato ai risultati mostrati in Figura 5.9 e presenta caratteristiche similari a quella precedente:

- È necessario valutare l'influenza del carico di calore in output su ogni elemento del sistema, considerando effetti indiretti e limitazioni del carico massimo. Ad esempio, sarà necessario tenere conto di quanto la necessità di alimentare Q_d limiti le possibilità di funzionamento del WARG: il limite massimo della macchina non sarà più conseguenza della sua caratteristica di funzionamento, bensì a ciò che Q_d lascia a disposizione. Sarà, quindi, necessario sottrarre una quota $Q_d \cdot COP_{WARG}$ all'output massimo del WARG. Anche la pompa di calore, in modalità calore, risente del valore di Q_d , in particolare a bassi carichi. Si dovrà tenere conto sia del limite massimo dato dal carico, che limita l'assorbimento di potenza elettrica a Q_d / COP_q^{EHP} , sia dell'interconnessione virtuale con il WARG, valutando come è distribuito Q_d tra i due rami principali possibili.
- Anche in questo caso verrà separato il WARG in due rami, per comodità e miglioramento dei risultati.
- La "deriva" verso il basso dei grafici avviene con modalità simili al caso analizzato precedentemente, ma con modalità della pompa di calore invertite. Per bassi carichi Q_d , solamente le due aree aventi EHP in modalità potenza frigorifera tendono a diminuire a mano a mano. Per carichi superiori ai 300 pu, potenza massima del CHP in modalità calore, anche le altre aree iniziano a ridursi a mano a mano. Per carichi superiori ai 600 pu l'unica modalità possibile sarà, come mostrato in figura, quella con CHP acceso e EHP in modalità calore: la modalità con EHP in modalità potenza frigorifera scomparirà istantaneamente per aumento sopra i 600 pu, determinando il salto visibile in Figura 5.8.
- Analizzando la flessibilità elettrica si giunge alle stesse conclusioni ottenute nel caso precedente: con l'aumentare del carico di calore questa si riduce parzialmente, ma senza essere intaccata in modo importante. Si conferma, di conseguenza, la relativa

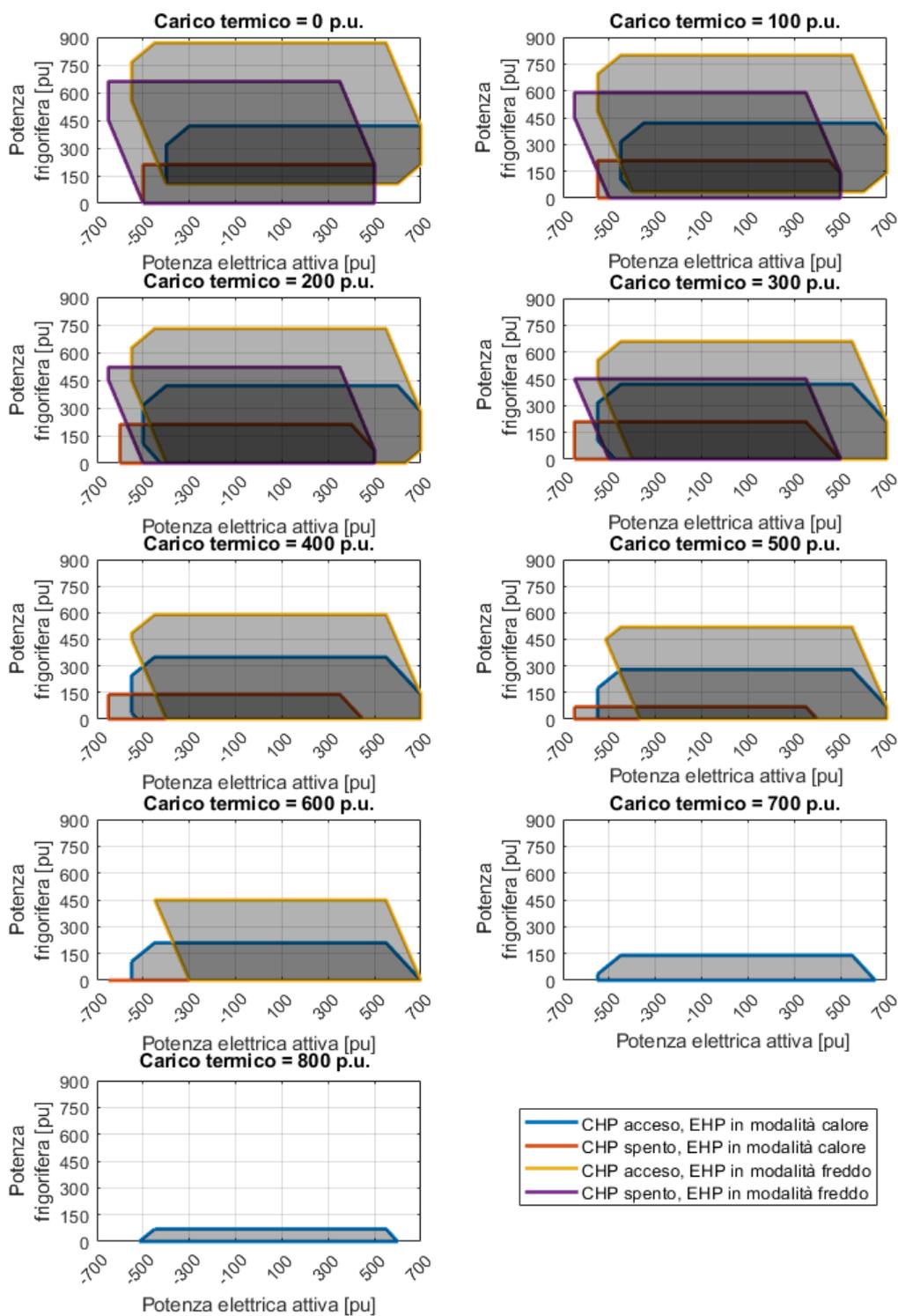


Figura 5.9: Aree di fattibilità delle domande di potenza frigorifera e potenza elettrica per valori variabili di calore richiesto.

indipendenza del carico di potenza elettrica rispetto agli altri due, pesantemente interdipendenti tra loro.

Nello sviluppare la Figura 5.9 si è notata una possibile criticità nell'applicazione del metodo della somma di Minkowski per lo sviluppo dell'area di fattibilità. Andando ad osservare l'area che rappresenta la modalità con cogeneratore acceso e pompa di calore in modalità freddo (rappresentata in Figura 5.9 dal colore giallo), si può notare, infatti, la presenza di una asimmetria, reiterata per tutti i carichi di calore fino a quanto la modalità è disponibile, ovvero fino ad un carico di 600 pu. In generale, per il limite sinistro dell'area, corrispondente alla massima potenza elettrica che può essere assorbita dall'output, il ramo che tende a diminuire per primo a mano a mano che il carico Q_d aumenta è quello di collegamento tra il WARG e l'AB, seguito dal ramo di collegamento tra il WARG e il CHP. Dall'altro lato, ovvero nei punti in cui può essere assorbita la maggior quantità possibile di energia elettrica, questo ordine si inverte, creando l'asimmetria prima citata. Andando a sviluppare le aree di fattibilità si è notata l'impossibilità di ottenere asimmetrie con un utilizzo esclusivo della somma di Minkowski. Le altre asimmetrie delle figure ottenute, sia in questa analisi che in quella di Figura 5.7, anche notevolmente più importanti di quella evidenziata, sono causate esclusivamente dall'impossibilità di invertire i flussi di Q_d e R_d , andando così ad eliminare parte delle aree ottenute. In questo caso, invece, è stato necessario intervenire artificialmente dopo aver verificato vari punti di funzionamento tramite il programma di ottimizzazione, notando come alcuni punti non dessero risultati soddisfacenti. Per ottenere un risultato coerente è stato necessario fissare la diagonale in basso a sinistra, dovuta all'effetto della pompa di calore, in modo che non presentasse una deriva verso il basso come il resto dei limiti.

5.1.3 Esempi di OP errati nelle proiezioni ortogonali delle aree di fattibilità 3D

Per concludere lo studio sull'interdipendenza tra i carichi si analizzano alcuni punti che risulterebbero inclusi nell'area di fattibilità 2D in caso di analisi semplificata, riportando semplicemente le proiezioni ortogonali del caso 3D. In Figura 5.10 sono evidenziati alcuni punti di funzionamento. Si tratta di punti che risultano inclusi nell'area di fattibilità secondo la rappresentazione data dalle proiezioni ortogonali del caso 3D. Allo stesso modo, analizzando gli stessi casi nelle aree di fattibilità ottenute tramite studio dell'interdipendenza, i punti risultano, correttamente, esclusi dalle aree di fattibilità. In Figura 5.11 viene riportato, a titolo di esempio, il punto 4. Valutando separatamente i quattro punti:

- Per poter arrivare ai -700 pu richiesti dal **punto 1** di potenza elettrica assorbita è necessario impostare il cogeneratore al punto di funzionamento a potenza massima, producendo 200 pu di potenza elettrica e 300 pu di calore. Questi ultimi non possono venire assorbiti in alcun modo, non avendo carico termico o elettrico e non avendo modo di rilasciare calore nell'atmosfera.

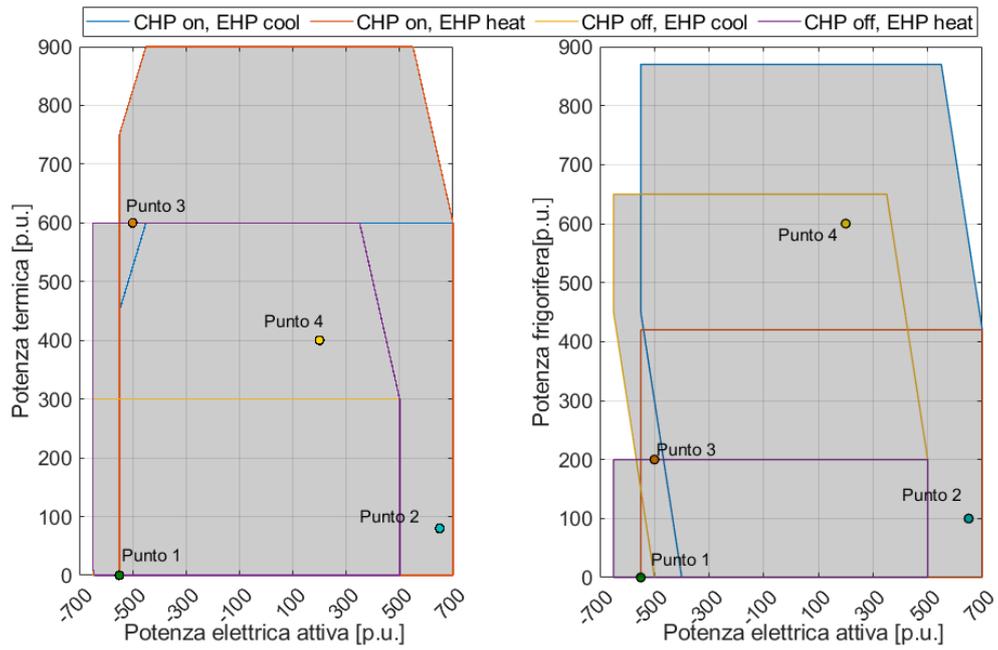


Figura 5.10: Esempi di punti operativi del MES secondo le proiezioni 2D dell'area di fattibilità 3D.

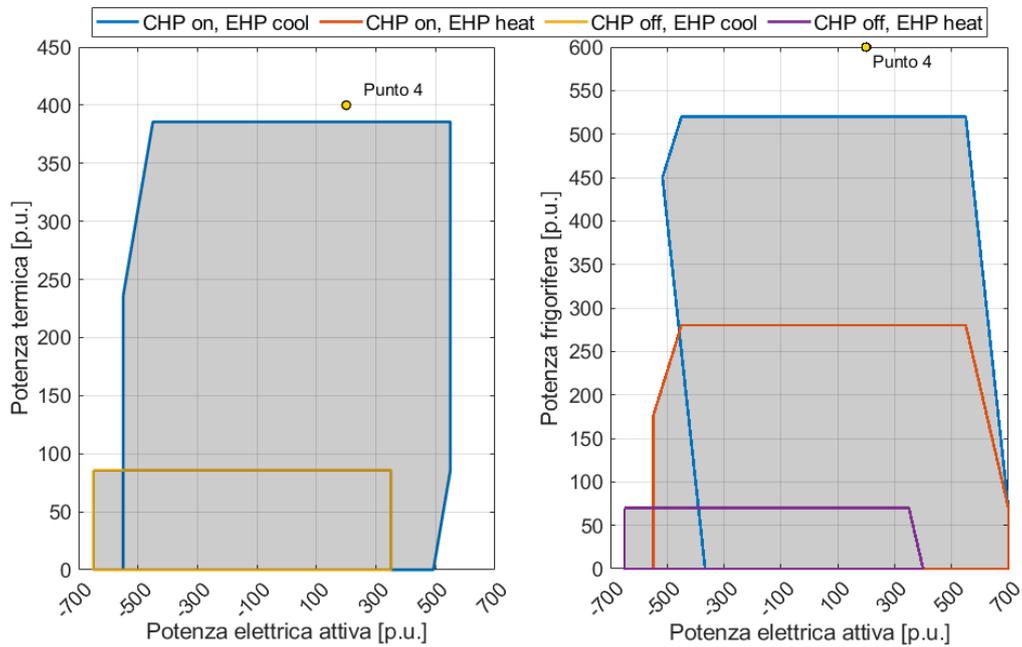


Figura 5.11: Esempi di punti operativi del MES secondo le proiezioni 2D dell'area di fattibilità 3D.

- Il **punto 2** non è raggiungibile per ragioni simili al punto 1, in quanto richiederebbe il funzionamento del cogeneratore alla potenza massima, ma i carichi termico ed elettrico non sono sufficienti per dissipare il calore prodotto dal CHP.
- Il **punto 3** non è ottenibile in quanto non è possibile trovare una combinazione in grado di soddisfare i carichi. Con la pompa di calore in modalità calore l'OP richiederebbe una maggior capacità di assorbimento della rete elettrica, in quanto dovrebbe assorbire 535.50 pu, sommando la quota del carico elettrico, quella prodotta dal cogeneratore e sottraendo l'alimentazione dell'EHP. Con la pompa di calore in modalità potenza frigorifera la ragione è la stessa, con un margine ancora maggiore, in quanto richiederebbe un'assorbimento della rete elettrica di 583.33 pu.
- Il punto mostrato in Figura 5.11, ovvero il **punto 4**, non è tollerabile dal sistema multienergia a causa dell'interdipendenza tra i carichi termico ed elettrico: la somma di 500 pu di calore e 600 pu di potenza frigorifera è troppo alta per i limiti reali del MES.

5.2 Flessibilità operativa del MES, *Shifting potential* dell'energia elettrica e strutturazione degli incentivi

Una volta appurate le aree di fattibilità del MES in questione e stabiliti i ruoli delle varie possibili modalità di funzionamento, si passa ad analizzare, in questo paragrafo, la flessibilità elettrica del sistema più nello specifico. A tal proposito, è necessario effettuare una distinzione importante per caratterizzare appieno la flessibilità elettrica:

- Per *Flessibilità elettrica a domanda dell'utente costante* si intende, partendo da una certa domanda iniziale, la possibilità di variare i punti di funzionamento dei vari elementi del MES senza la necessità di richiedere all'utente di variare i propri consumi. Tale modifica comporta, in ogni caso, una variazione del costo dell'energia a carico dell'utente, in quanto la domanda di energia richiesta alle reti esterne verrà spostata dall'EDS al FDS o viceversa. Per evitare una situazione economicamente sconveniente per l'utente sarà necessario elargire incentivi che rendano conveniente per il cliente partecipare attivamente alla gestione del MES, spostando il punto di funzionamento tra i vettori energetici a disposizione al momento del bisogno.
- Per *Flessibilità elettrica a domanda dell'utente variabile* si intende, invece, la possibilità di modificare la domanda elettrica dell'utente in modo da garantirsi ulteriore margine di manovra nella rete elettrica. In questo caso ci si ricollega al lavoro del paragrafo precedente, in particolare alle Figure 5.7 e 5.9. Infatti, l'analisi effettuata sulla variazione delle aree di fattibilità al variare del terzo carico è necessaria proprio per questo tipo di flessibilità: si può valutare questa caratteristica partendo da un determinato punto di funzionamento e valutando di quanto ci si può "spostare" fino a raggiungere i bordi dell'area di fattibilità. Per quanto riguarda l'analisi degli incentivi e la resa economica dell'impianto si aggiunge un'ulteriore dimensione: se

nel caso precedente il problema era semplicemente quello di rendere economicamente sostenibile la variazione delle quantità dei vari vettori energetici acquistati, in questo caso si deve rendere sostenibile anche la modifica dei consumi, tenendo conto di un'altra serie di parametri, quali, ad esempio, la variazione nella redditività degli impianti a valle del MES, il lavoro perso e valutazioni più astratte e difficili da quantificare economicamente, quali la diminuzione del comfort dell'utente o degli utenti interessati.

Il concetto di *shifting potential* dell'energia elettrica, ovvero la possibilità di riduzione e aumento dello scambio con la rete elettrica, si lega alla flessibilità elettrica, stabilendo quali siano le variazioni massime possibili. In generale, si può stabilire che lo *shifting potential* sia sempre dato dalla massima flessibilità elettrica a domanda variabile, in quanto questa modalità tende ad estendere il range di variazione rispetto al caso a domanda costante.

Per caratterizzare in modo completo la flessibilità operativa si aggiunge un'ulteriore distinzione:

- Per *flessibilità upward* si intende la massima flessibilità ottenibile riducendo l'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica (o aumentando quella ceduta alla rete).
- Per *flessibilità downward* si intende, al contrario, la massima flessibilità ottenibile aumentando l'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica (o riducendo quella ceduta alla rete).

Le definizioni valgono sia per domanda costante dell'utente, sia per domanda variabile. La somma di flessibilità *upward* e *downward* a domanda dell'utente variabile va a formare lo *shifting potential* del sistema multienergia.

5.2.1 Flessibilità elettrica a domanda dell'utente costante e strutturazione degli incentivi

Si comincia l'analisi sul MES del caso complesso analizzando la flessibilità a domanda elettrica costante. Per farlo si sceglie un punto di lavoro predefinito che possa permettere una pluralità di considerazioni finali e un'analisi il più completa possibile delle situazioni riscontrabili nel sistema multienergia in questione. La domanda considerata è, pertanto, strutturata nel seguente modo:

- Domanda di potenza elettrica pari a 100 pu;
- Domanda di calore pari a 200 pu;
- Domanda di potenza frigorifera pari a 200 pu.

Il punto selezionato può operare con tutte e quattro le modalità di funzionamento, rendendo completa l'analisi del punto ottimale di lavoro, come mostrato in Figura 5.12. Una volta stabilito il punto iniziale viene eseguito il processo di ottimizzazione, in modo da stabilire il prezzo di partenza e la modalità di funzionamento migliore. I risultati sono

riassunti in Tabella 5.1. Si ricorda che i prezzi di acquisto e vendita dei vettori energetici in input sono elencati in Tabella 3.2.

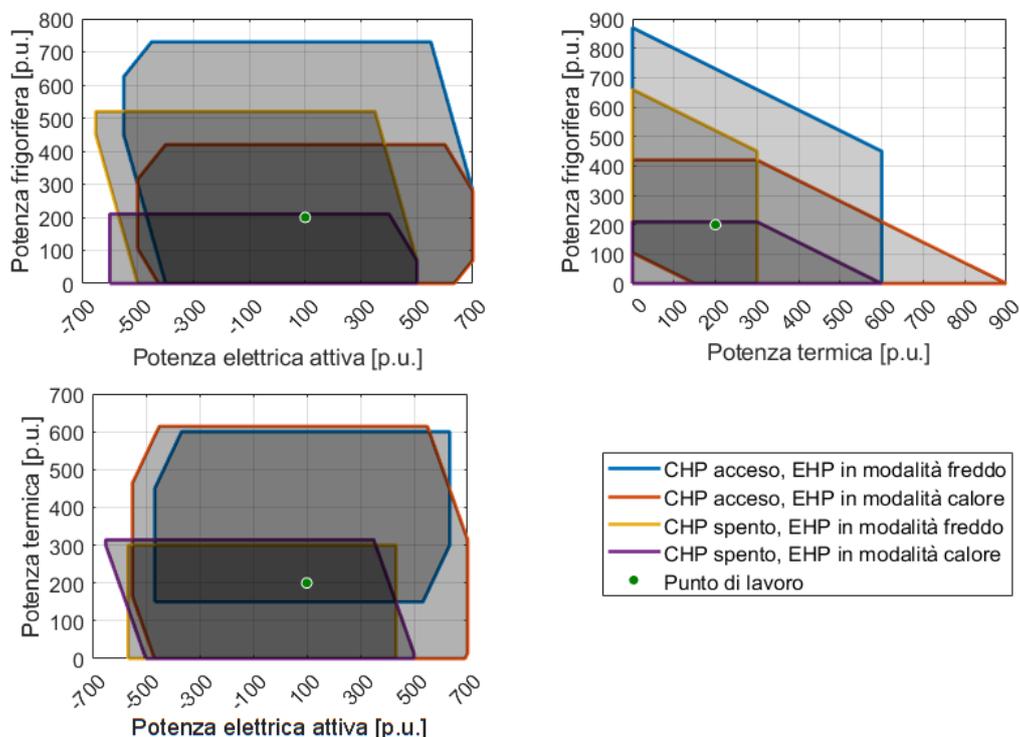


Figura 5.12: Punto di lavoro rappresentato nelle varie aree di fattibilità 2D tra le domande di energia.

La soluzione migliore è rappresentata dalla prima modalità, avente CHP attivo e EHP in modalità produzione di potenza frigorifera. Le altre modalità sono comunque disponibili nel caso in cui non fosse possibile un transitorio in tempo reale verso la miglior soluzione. In generale, visto il costo dell'energia elettrica sei volte superiore a quello del combustibile,

Tabella 5.1: Punto di lavoro ottimizzato.

Modalità CHP	Modalità EHP	Energia elettrica scambiata [pu]	Combustibile acquistato [pu]	Costo energia elettrica [pu]	Costo combustibile [pu]	Costo totale [pu]
On	Cooling	0	526.75	0	52.68	52.68
On	Heat	0	653.06	0	65.31	65.31
Off	Cooling	166.67	235.29	100.00	23.53	123.53
Off	Heat	192.86	352.94	115.72	35.29	151.01

si cerca di ottimizzare il sistema verso un punto a maggior assorbimento di gas. Nel caso

in cui il CHP risulti non attivo diventa necessario assorbire potenza elettrica dalla rete, aumentando notevolmente il costo totale dell'energia. In nessun caso si ha cessione di energia elettrica alla rete; questo perché sarebbe necessario avere una sovrapproduzione di energia elettrica da parte del CHP, e quindi allo stesso tempo una sovrapproduzione di calore, e ciò comporterebbe uno spostamento della copertura della domanda di potenza frigorifera dell'EHP al WARG, avente un coefficiente di prestazione nettamente inferiore. Resta, perciò, conveniente non cedere energia alla rete, ricavando in cambio un minor acquisto di combustibile e un rendimento generale del sistema multienergia più alto.

In Figura 5.13 è riportato il dispacciamento dei vettori energetici all'interno del MES. Analizzando lo schema, si nota come la domanda di potenza frigorifera sia coperta per la maggior parte dalla pompa di calore, visto l'elevatissimo coefficiente di prestazione della stessa. Nonostante l'elevato rendimento, il WARG resta inattivo. Risulta, dunque, più conveniente alimentare la doppia produzione del cogeneratore, che andrà, perciò, a coprire tutte e tre le domande del MES, direttamente (potenza elettrica e calore) o indirettamente (potenza frigorifera, alimentando EHP e WARG).

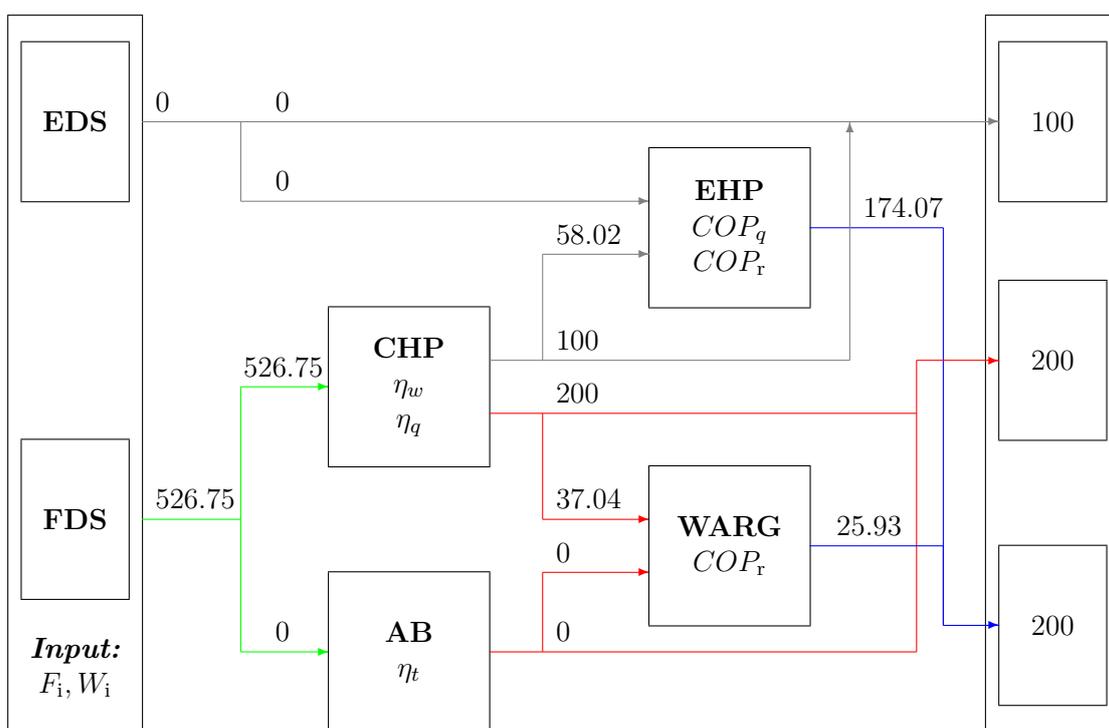


Figura 5.13: Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro ottimizzato.

Si passa, a questo punto, a valutare la flessibilità offerta separatamente dalle varie modalità di funzionamento. A tale scopo, viene eseguito iterativamente il programma di

ottimizzazione, fissando ad ogni passo la quantità di energia elettrica assorbita o erogata dalla rete elettrica. Si assume un passo di 1 pu, partendo dalla massima quantità di energia elettrica che è possibile immettere in rete fino alla massima assorbibile dalla rete. I risultati dell'analisi sono riportati in Figura 5.14.

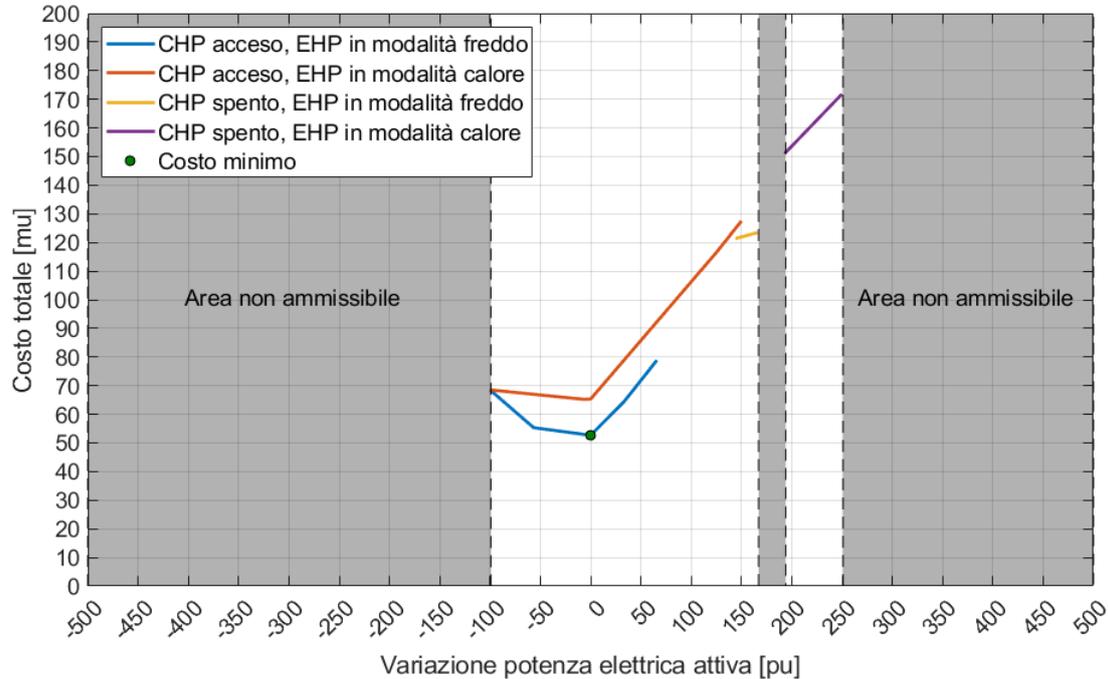


Figura 5.14: Flessibilità a domanda costante del MES nel punto di lavoro considerato.

Dalla figura si possono trarre una serie di considerazioni:

- Partendo da un punto di lavoro senza scambio di energia elettrica con la rete, per una riduzione dell'energia elettrica si venderà l'energia prodotta, mentre per un incremento si acquisterà energia elettrica. Ciò si riflette anche nella variazione del costo totale: in generale, l'aumento del costo è molto più limitato per il caso della riduzione, mentre nel caso opposto si avrà un aumento particolarmente elevato dello stesso, producendo, pertanto, una asimmetria tra le due situazioni.
- Qualora fosse ammissibile lavorare con EHP produttore potenza frigorifera, risulterà sempre la più vantaggiosa dal punto di vista economico a parità di stato del cogeneratore.
- Qualora fosse ammissibile lavorare con EHP produttore calore, risulterà sempre la più vantaggiosa dal punto di vista delle flessibilità elettrica, coprendo un intervallo maggiore di variazione dell'energia elettrica scambiata con la rete.
- Le modalità a cogeneratore non attivo possono coprire solamente una piccolissima variazione di energia elettrica scambiata con la rete. Tuttavia, contribuiscono ad

aumentare la flessibilità upward, coprendo punti ad assorbimento di energia elettrica non raggiungibili col cogeneratore attivo.

- La possibilità di lavorare in diverse modalità introduce un'ulteriore difficoltà nell'analisi della flessibilità. Infatti, è presente una discontinuità nell'area ammissibile, dovuta al passaggio da una modalità di funzionamento ad un'altra senza la possibilità di coprire variazioni dell'assorbimento di energia da 167 pu a 194 pu, mentre è possibile farlo per variazioni da 194 pu a 250 pu.
- Partendo dalle considerazioni effettuate nel Paragrafo 2.3, si vanno ad effettuare le dovute valutazioni sul funzionamento del CHP. Per questo carico specifico risulta conveniente partire da una situazione con CHP acceso, a prescindere dalla modalità di funzionamento dell'EHP; di conseguenza, sarà necessario un sistema di *forecasting* che permetta di accendere o mantenere acceso il cogeneratore. Nel caso in cui venga richiesta la partecipazione al servizio di Demand Response, ed in particolare di aumentare considerevolmente l'energia elettrica assorbita, allora sarà necessario spegnere la macchina: per farlo si inserirà una modalità transitoria, impossibile da mantenere nel tempo per sconvenienza economica/funzionale, che porterà in breve tempo ad annullare input e output del cogeneratore. In Figura 5.15 viene mostrato un collegamento lineare che allaccia i due tratti. La linearizzazione può essere considerata un'approssimazione, ma è comunque piuttosto accurata e un risultato simile può essere ottenuto tramite sistema di controllo, diminuendo il gas in input e l'energia elettrica in output e riducendo in questo modo il rendimento a mano a mano fino allo spegnimento completo della macchina. L'andamento non è comunque importante per questo caso specifico: i punti della linea tratteggiata di Figura 5.15 non possono essere sostenuti per un lungo periodo, pertanto l'andamento reale del transitorio non è necessario ai fini dei calcoli necessari alla valutazione della flessibilità elettrica.
- Valutando l'intera flessibilità a domanda fissa, si osserva come tutte e quattro le modalità possono risultare attive nell'ipotesi di partecipazione ad un servizio di *Demand Response*, in quanto tutte e quattro risultano convenienti per una determinata variazione, per convenienza economica o per mancanza di alternative. Pertanto, oltre alla discontinuità nella variazione, si avranno anche discontinuità sull'aumento dei costi. Ad esempio, per incrementi dell'assorbimento di energia elettrica dai 145 pu ai 150 pu, diventa teoricamente conveniente utilizzare il funzionamento con CHP spento e EHP in modalità potenza frigorifera, ma è possibile anche mantenere il CHP acceso nel caso in cui l'EHP sia in modalità potenza frigorifera. Oltre i 150 pu la prima modalità diventa l'unica disponibile. La variazione del costo tenendo conto della miglior modalità possibile in ciascun punto è ottenuto è mostrata in Figura 5.16, ricavata a partire dalla Figura 5.14. Tuttavia, si ricorda che la modalità della pompa di calore andrà tagliata con un certo anticipo tramite previsione del punto di lavoro futuro; non sarà possibile, perciò, passare a piacimento da una caratteristica all'altra in tempo reale.

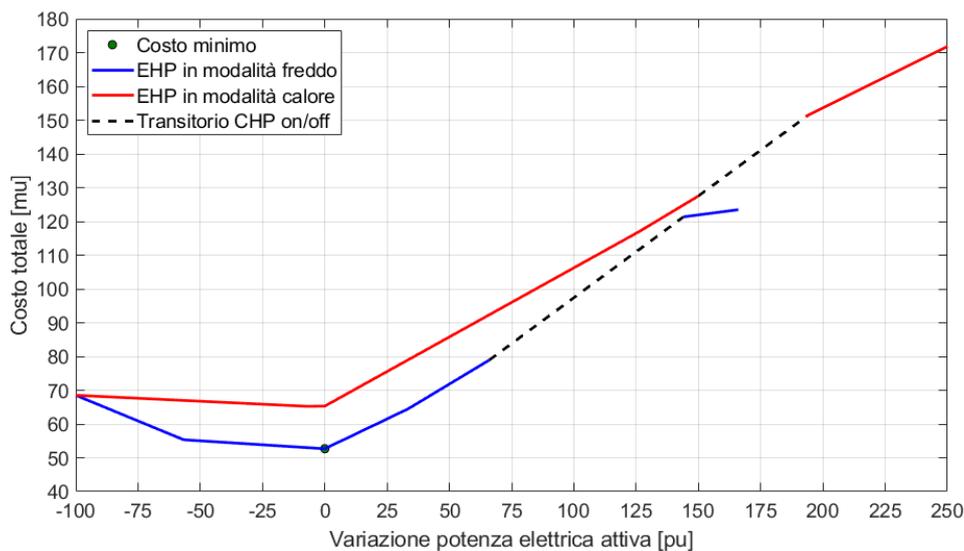


Figura 5.15: Rappresentazione linearizzata del transitorio di accensione spegnimento del CHP.

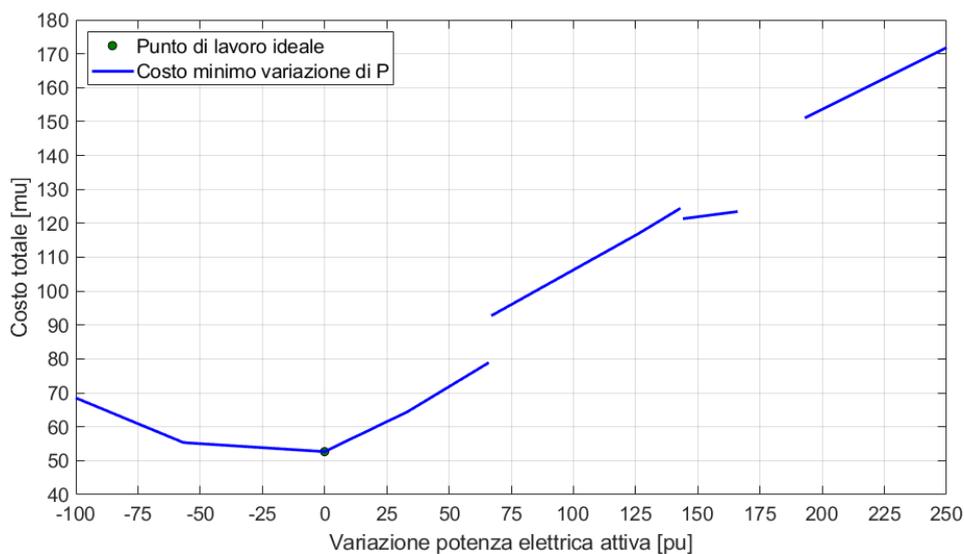


Figura 5.16: Flessibilità a domanda costante del MES: minor costo possibile in ogni punto compreso.

- Ciascuna modalità presenta una pendenza crescente allontanandosi dal punto ideale di lavoro, in quanto si parte dal modificare il punto di funzionamento delle macchine meno costose (in termini di energia), per poi aumentare a via a via, passando alle tecnologie più dispendiose. Considerando congiuntamente il MES con CHP acceso e spento, unendo le due possibilità tramite i transitori di Figura 5.15, questa regola

viene meno: il MES con CHP spento, nonostante un costo nettamente superiore, mostra una pendenza inferiore. Ciò ha ripercussioni sulla struttura degli incentivi, come si vedrà nel prosieguo del paragrafo.

In Figura 5.17 viene mostrato il dispacciamento del sistema multienergia nel punto corrispondente alla massima flessibilità upward. La modalità di funzionamento è teoricamente la stessa del punto ideale, ma la pompa di calore risulta in realtà inattiva. Nonostante la possibilità di immettere energia elettrica in rete il costo aumenta, a causa dell'aumento notevole del combustibile assorbito, oltre ad un rendimento generale abbassato a causa del trasferimento della produzione di energia frigorifera dall'EHP al WARG, che nel punto ideale produce solamente circa 25 pu.

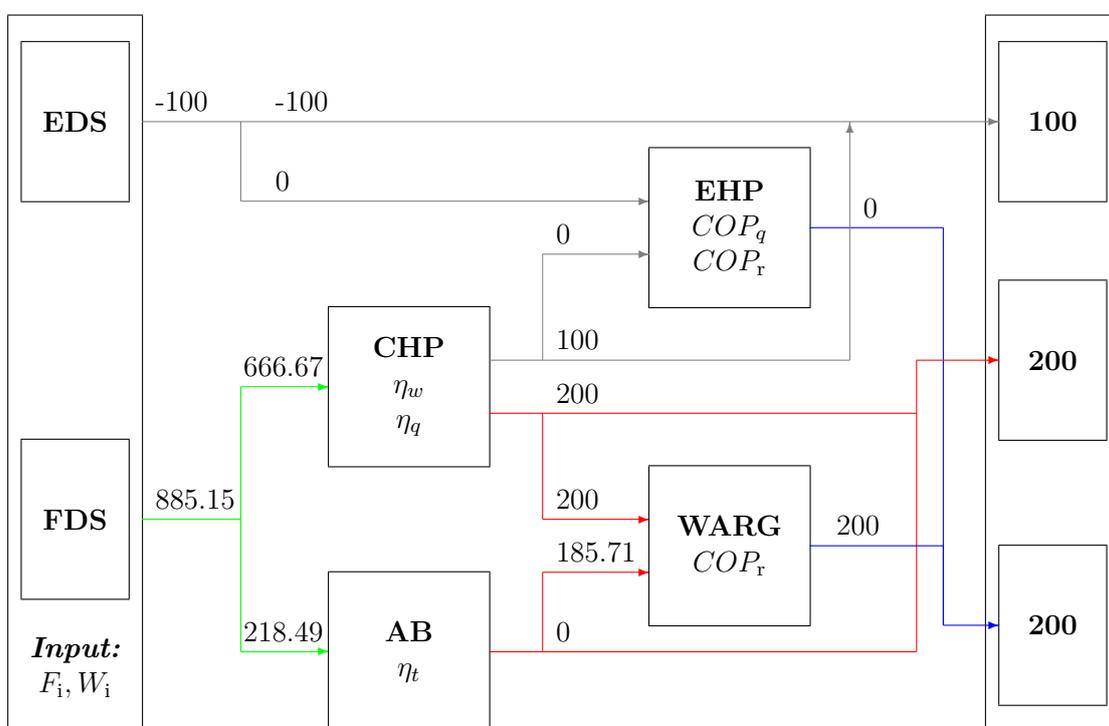


Figura 5.17: Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro corrispondente alla massima flessibilità upward.

Allo stesso modo si mostra in Figura 5.18 la situazione opposta, ovvero il dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di funzionamento corrispondente alla massima flessibilità downward a domanda fissa. In questo caso cambia la modalità di funzionamento: lo spegnimento del cogeneratore implica la necessità di assorbire energia elettrica dalla rete per alimentare il carico elettrico e la pompa di calore. Inoltre, quest'ultima andrà a coprire la domanda di calore, mentre l'accoppiata AB/WARG produrrà il calore necessario all'output.

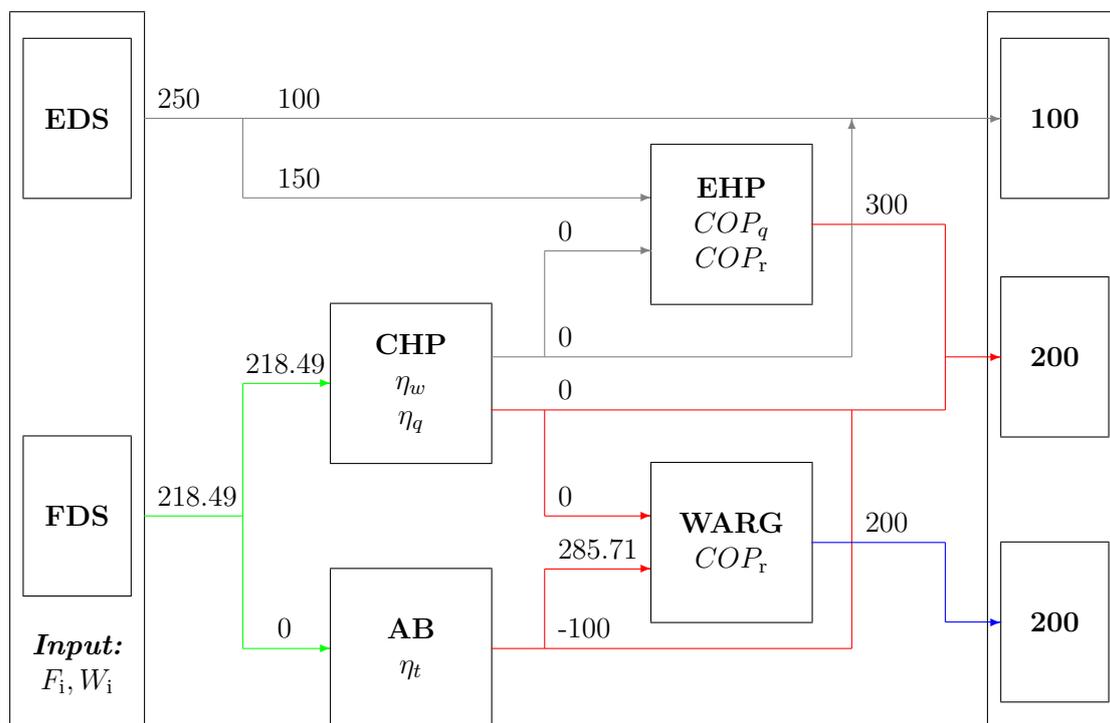


Figura 5.18: Dispacciamento dei vettori energetici nel MES nel punto di lavoro corrispondente alla massima flessibilità downward.

Partendo da Figura 5.16 si va ad analizzare una possibile strutturazione degli incentivi, partendo dalla teoria esposta nel Capitolo 2. Si ricorda, quindi, la necessità di impostare un approccio a doppio incentivo:

- Un'incentivo sulla disponibilità, fisso ed elargito al cliente sulla base della semplice disponibilità dell'utente a subire una modifica nei consumi o nello scambio di energia elettrica con la rete.
- Un'incentivo di esercizio, dipendente direttamente (in genere linearmente) dalla quota di variazione nei consumi o nello scambio di energia elettrica con la rete in un determinato momento.

Per valutare l'impatto dei due incentivi si impostano due analisi separate. Nella prima si fissa un incentivo di partecipazione pari a zero e si varia l'incentivo di esercizio ad intervalli costanti. Nella seconda vengono variati entrambi gli incentivi e si procede ad analizzare l'andamento valore del punto a maggior profitto (MPER, *Maximum Profit Electricity Reduction*) per ciascuna combinazione delle due agevolazioni. L'obiettivo dell'approfondimento è di valutare l'impatto economico che la partecipazione ad un servizio di *Demand Response* di un utente ha sull'ente richiedente l'adesione, inserendo nell'analisi anche l'influenza che la discontinuità dovuta al transitorio del CHP ha sulla flessibilità.

Si parte da una valutazione dei punti di variazione di energia elettrica che presentano il maggior profitto per il gestore del MES. Quest'ultimo viene calcolato come la differenza tra il profitto totale generato dagli incentivi e il costo totale di acquisto dell'energia (energia elettrica e gas), secondo l'Equazione (2.3). L'incentivo di esercizio parte da 0.1 mu/pu a arriva ad 1 mu/pu. In Figura 5.19 si riportano i primi risultati, in particolare tramite visualizzazione grafica vengono mostrati i punti corrispondenti al maggior guadagno possibile per ciascuna modalità di funzionamento dell'EHP (separando le due modalità in due figure separate). Si nota che i punti più vantaggiosi corrispondono sempre ad un cambio di pendenza. Si nota, inoltre, la fortissima influenza dello spegnimento del CHP: il cambio di pendenza comporta lo spostamento della maggior parte dei MPER sul tratto corrispondente al cogeneratore spento, rendendo particolarmente conveniente lo spegnimento in caso di richiesta del servizio di Demand Response di aumentare il più possibile il proprio assorbimento di energia elettrica.

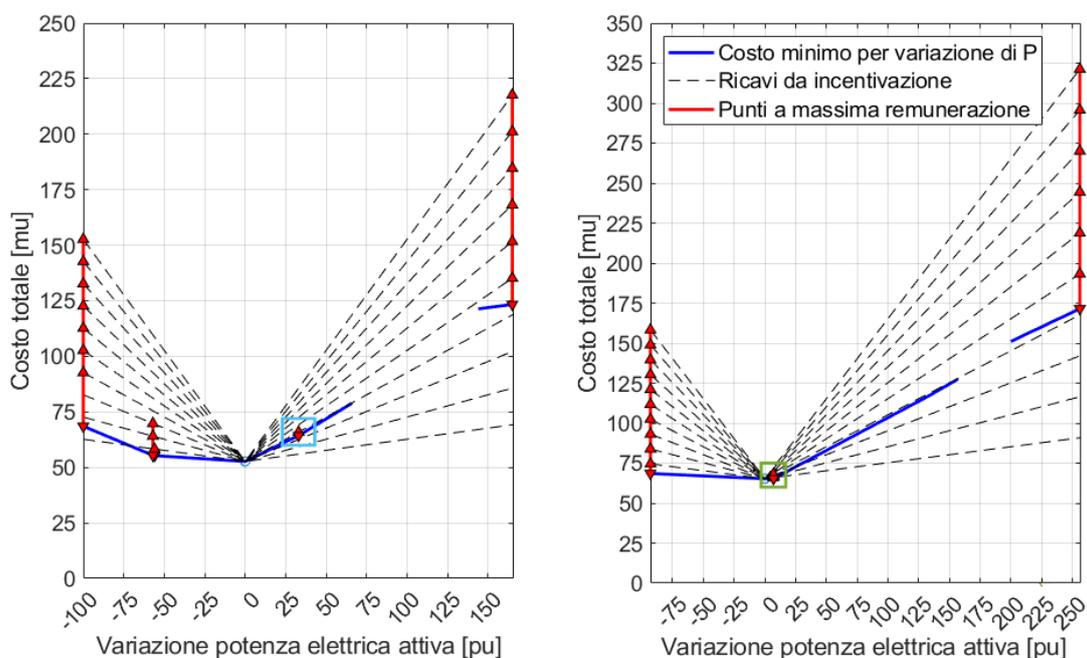


Figura 5.19: Punti a maggior guadagno al variare dell'incentivo di esercizio. A sinistra: EHP in modalità potenza frigorifera. A destra: EHP in modalità calore.

Lo studio viene completato da una mappa di redditività per la sola flessibilità upward a domanda fissa (escludendo, di conseguenza, la discontinuità del transitorio), con la pompa di calore in modalità produzione di potenza frigorifera. In Figura 5.20 vengono mostrati i risultati, evidenziando i punti che corrispondono alla massima remunerazione, per incentivi di esercizio che partono, questa volta, da un valore nullo, fino ad un massimo di 1 mu/pu, a passi di 0.02 mu/pu.

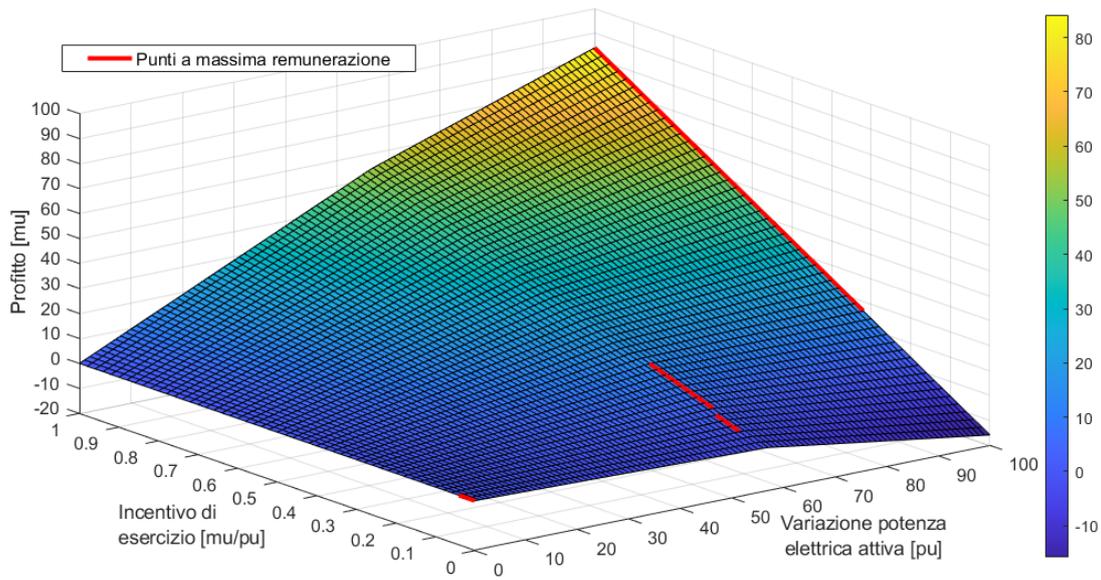


Figura 5.20: Mappa di redditività: variazione profitto al variare della riduzione di energia elettrica e dell'incentivo di esercizio.

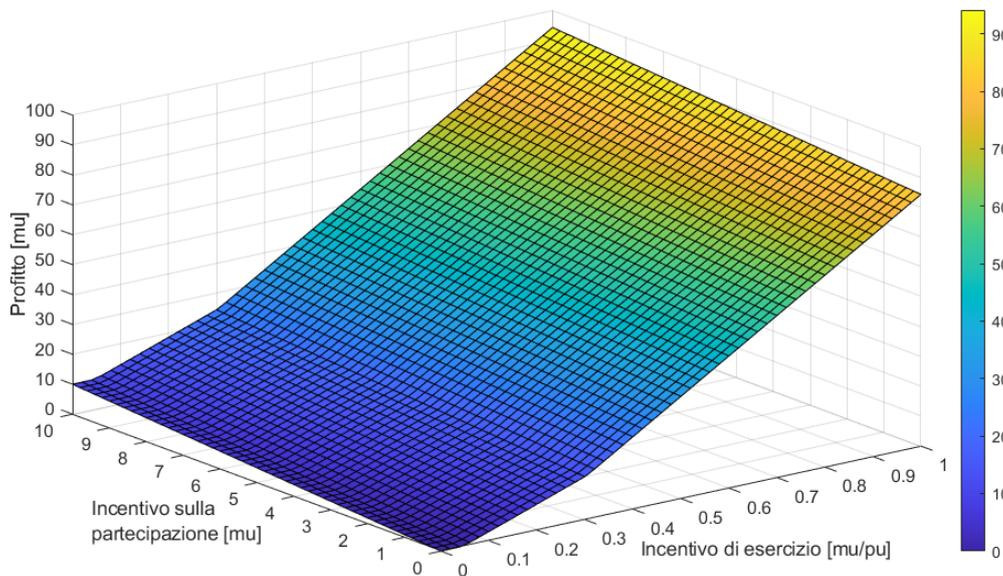


Figura 5.21: Massimo profitto ottenibile al variare degli incentivi di partecipazione e esercizio.

Incentivi da 0 a 0.04 μ/pu risultano troppo bassi per apparire redditizi: il punto a massimo guadagno corrisponde al punto di lavoro ideale, in quanto per ogni riduzione dell'energia elettrica corrisponde una perdita, avendo costi superiori ai ricavi. Dopo di

che, si hanno tre punti a massima remunerazione, in corrispondenza di riduzioni di 56, 57 e 100 pu di energia elettrica. Il profitto massimo si ottiene con la massima riduzione possibile (100 pu) e il massimo incentivo considerato (1 mu/pu), e coincide a 84.16 mu, con un costo corrispondente di 68.52 mu e ricavi da incentivi pari a 152.67 mu.

Per concludere l'analisi si aggiunge l'incentivo sulla disponibilità, partendo da 0 fino ad un massimo di 10 mu. In Figura 5.21 si analizzano i Maximum Profit Electricity Reduction al variare dei due incentivi. L'inserimento dell'incentivo di partecipazione non aumenta la complessità dello studio, e il profitto massimo assoluto passa da 84.16 mu a 94.16 mu. Si nota, anche qui, il cambio di pendenza: sotto alla soglia il massimo profitto si ottiene a 56/57 pu, al di sopra nel punto massimo, ovvero 100 pu.

5.2.2 Flessibilità elettrica a domanda dell'utente variabile

Per concludere il capitolo e la Seconda Parte si approfondisce la flessibilità elettrica a domanda dell'utente variabile partendo dal punto di funzionamento selezionato. Si richiamano le notazioni a valle delle Figure 5.7 e 5.9: la variazione delle aree di fattibilità dovuta all'interdipendenza tra la domanda di calore e quella di potenza frigorifera influenza parzialmente la flessibilità elettrica, che rimane comunque importante anche a carichi termico e frigorifero elevati, grazie all'indipendenza data dal collegamento con la rete elettrica esterna.

Passando ad un punto di lavoro fisso, si vanno a separare le due modalità di funzionamento della pompa di calore, mentre le aree di fattibilità con cogeneratore acceso e spento vengono considerate congiuntamente. Nei calcoli viene considerato un margine di incertezza: modificando la domanda di energia elettrica, e di conseguenza il punto di funzionamento, è possibile che si abbiano delle leggere differenze nel punto operativo delle domande di calore e di potenza frigorifera. Ciò comporta delle possibili differenze nella flessibilità elettrica, in quanto una modifica delle altre domande può comportare un limite diverso dell'area di fattibilità. Nel caso studio viene considerata un'incertezza di 25 pu.

In Figura 5.22 è mostrata graficamente la flessibilità elettrica a domanda variabile, suddivisa in upward e downward, relativa alle aree di fattibilità tra potenza elettrica e calore. Nella parte sinistra si considerano le aree di fattibilità con la pompa di calore in modalità produzione di potenza frigorifera, mentre a destra in modalità calore. Si nota l'influenza dell'incertezza sulla flessibilità operativa: con la pompa di calore in modalità freddo si ha una flessibilità upward variabile a seconda della domanda di calore, in modalità caldo si ha, invece, una flessibilità downward variabile.

In questa situazione per individuare la flessibilità corretta si fa riferimento al punto avente il valore maggiormente restrittivo, come indicato nelle figure dalla linea nera tratteggiata. Ciò significa che per la flessibilità upward con la pompa di calore in modalità raffreddamento il valore verrà limitato rispetto a quello che si avrebbe con un carico di calore fisso a 200 pu, prendendo come riferimento il valore ottenuto con carico di calore uguale a 175 pu. Lo stesso ragionamento si può effettuare sulla flessibilità downward del caso con EHP in modalità riscaldamento: anche in questo caso si considererà la flessibilità con domanda di calore di 175 pu, anziché 200 pu.

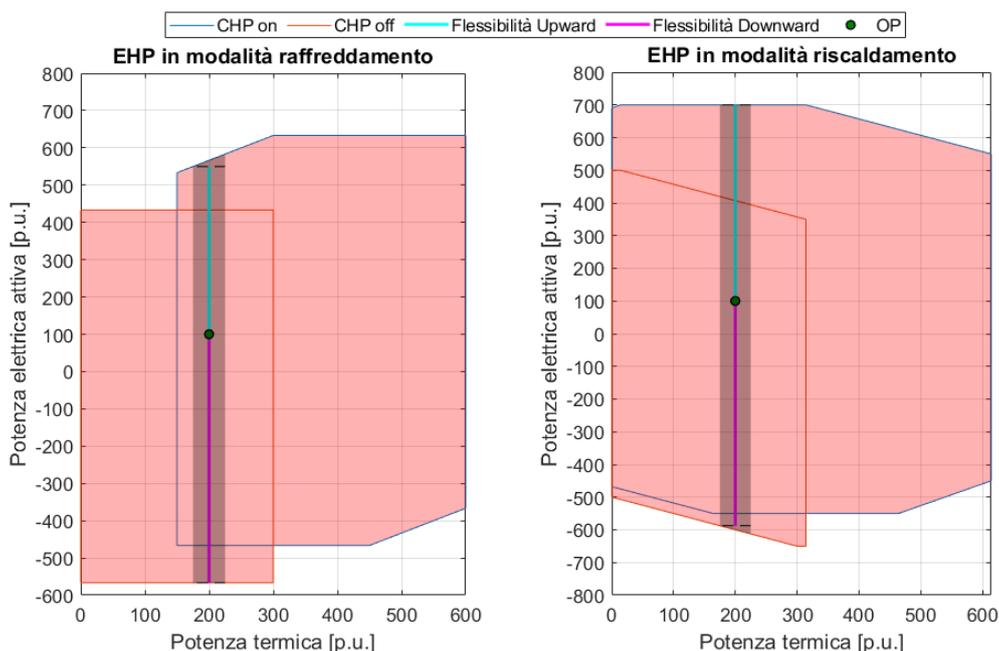


Figura 5.22: Rappresentazione grafica della flessibilità operativa elettrica a domanda variabile - Area di fattibilità PQ.

In Tabella 5.2 si riportano i quattro valori di flessibilità visualizzati in Figura 5.22. In entrambi i casi la flessibilità downward presenta valori superiori alla upward. Inoltre, la flessibilità a domanda variabile presenta valori nettamente superiori alla flessibilità a domanda costante, estendendo notevolmente il range utile, che nel primo caso era di 157 pu per la downward (ma con la discontinuità del transitorio) e 93 pu per la upward, per un totale di 200 pu.

Tabella 5.2: Valori massimi di flessibilità considerando un'incertezza sull'area di fattibilità PQ.

	Downward	Upward	Totale
	pu		
EHP in raffreddamento	666.67	450	1111.67
EHP in riscaldamento	687.50	600	1287.50

In Figura 5.23 si completa l'analisi sulla flessibilità con l'estensione alle aree di fattibilità tra potenza elettrica e potenza frigorifera. Il discorso si presenta simile alla figura precedente ed è netta, anche in questo caso, l'estensione della flessibilità a domanda variabile rispetto a quella a domanda fissa. Rispetto al caso precedente flessibilità upward e downward si presentano maggiormente equilibrate tra loro.

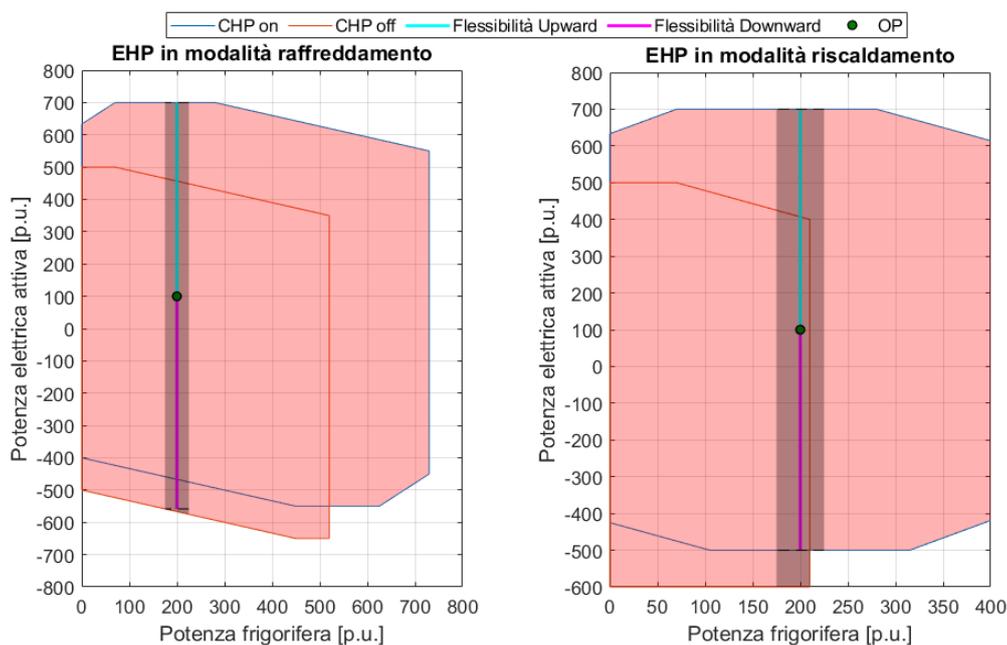


Figura 5.23: Rappresentazione grafica della flessibilità operativa elettrica a domanda variabile - Area di fattibilità PR.

Oltre alle considerazioni già effettuate sulla figura precedente si aggiunge una notazione sulla figura a destra (EHP in modalità calore): il punto operativo è molto vicino al limite massimo con CHP offline, e ciò comporta che l'incertezza per un aumento della potenza frigorifera è limitata dall'area di fattibilità, generando una discontinuità nell'area di limite. Pertanto, la flessibilità downward è notevolmente ridotta dalla discontinuità, passando da un possibile valore di 700 pu a 600 pu. I valori della flessibilità sono riportati in Tabella 5.3.

Tabella 5.3: Valori massimi di flessibilità considerando un'incertezza sull'area di fattibilità PR.

	Downward	Upward	Totale
	pu		
EHP in raffreddamento	658.33	600	1258.33
EHP in riscaldamento	600	600	1200

Terza parte

Capitolo 6

Influenza dell'andamento del prezzo del gas dal 2020 al 2022 sulla gestione dei sistemi multienergia

Nel corso della presente tesi sono stati analizzati due casi specifici di sistemi multienergia realmente utilizzabili. Se per il caso base l'analisi è stata improntata principalmente sui vantaggi della linearizzazione del processo di ottimizzazione, per il caso complesso lo studio si è mosso più distintamente sulle possibilità di funzionamento di un sistema maggiormente complesso, analizzandone le criticità e gli aspetti aggiuntivi da implementare rispetto alla teoria. Questa seconda indagine si può riassumere in tre punti fondamentali:

- Lo sviluppo delle matrici di accoppiamento del sistema multienergia e delle equazioni necessarie al sistema di vincoli dei metodi di ottimizzazione del MES considerato.
- L'analisi delle aree di fattibilità particolarmente attenta alle varie modalità di lavoro del MES e alle limitazioni dovute all'interdipendenza tra i vari carichi, studiando, in questo modo, come l'aumento di un carico possa allo stesso tempo limitare gli altri.
- L'esame di uno specifico punto di lavoro del MES. In questa fase si è, innanzitutto, stabilito il punto ottimale di lavoro. Da questo primo risultato si è valutata la flessibilità a domanda fissa, impostando uno studio della strutturazione degli incentivi necessari al mantenere un certo profitto al gestore del MES variando lo scambio di energia elettrica con la rete esterna rispetto al punto ideale di funzionamento. Infine, si è passati alla valutazione della flessibilità a domanda variabile, facendo riferimento alle aree di fattibilità precedentemente sviluppate.

Concentrandosi sull'ultimo punto, è intuibile il grande limite dello studio effettuato: la mancanza di dati reali riguardanti il costo dell'energia, sia per quanto concerne l'energia elettrica che il combustibile utilizzato (non specificato fino a questo punto, ma avendo

certamente in mente il gas naturale, fornito tramite gasdotto). Finora ci si era limitati all'ipotizzare dei prezzi che avessero senso soprattutto messi in rapporto tra di loro, ma non in senso assoluto (e calcolandoli in *monetary units*).

L'obiettivo della terza parte è quello di rendere tangibili e coerenti i risultati dei capitoli precedenti: partendo dai modelli già sviluppati, il capitolo si pone l'obiettivo di osservare l'influenza che la variazione reale del prezzo dell'energia avrebbe su un sistema del genere. Per far ciò si utilizza l'andamento del costo dell'energia in Italia nel corso del 2022, approfittando della situazione venutasi a creare nel periodo dell'invasione russa in Ucraina. Ciò rappresenta un ottimo *stress test* per il MES, dato l'ingente aumento dei costi in un brevissimo lasso di tempo, scenario che rappresenta fondamentalmente un *unicum* nella storia.

Oltre all'aumento del prezzo del gas naturale, direttamente causato, tra le altre cause, dal conflitto e dalla *dipendenza energetica*¹⁵ dalla Russia, si inserisce nell'analisi anche l'aumento relativo del costo dell'energia elettrica, valutandone statisticamente la correlazione con quello del gas naturale.

6.1 Dipendenza dal gas naturale importato in UE ed Italia

In Figura 6.1 viene mostrato l'andamento della dipendenza energetica dal gas naturale importato nell'Unione Europea e nelle maggiori economie interne all'UE¹⁶. È possibile notare dal grafico come l'UE presenti una dipendenza energetica particolarmente alta, e con un andamento in crescita nel corso dello scorso decennio. Se il Regno Unito presenta un valore di dipendenza energetica piuttosto basso (ma in forte crescita dal 2003 al 2013) grazie alle risorse disponibili soprattutto nel Mare del Nord [26], Paesi come Italia, Francia e Germania devono ricorrere ad importazioni massicce per poter reggere il proprio fabbisogno energetico di gas naturale, non disponendo di importanti riserve sul proprio territorio. Queste Nazioni contribuiscono ad alzare la media della dipendenza energetica dell'Unione Europea.

¹⁵Per *dipendenza energetica* si intende "la quota di energia che un'economia deve importare"[24]. Il valore è determinato in percentuale riferita al totale del fabbisogno energetico. La dipendenza energetica viene definita come le importazioni nette di energia diviso il consumo interno lordo di energia, a cui si aggiungono le provvigioni date dai bunker marittimi internazionali. Una dipendenza energetica negativa indica un'economia esportatrice di uno o più vettori energetici.

¹⁶Viene inserito in figura anche il Regno Unito, facente ufficialmente parte dell'Unione Europea fino al 31 gennaio 2020 [25] e, pertanto, incluso nel calcolo della media della dipendenza energetica europea in ogni anno del grafico, ad esclusione del 2020.

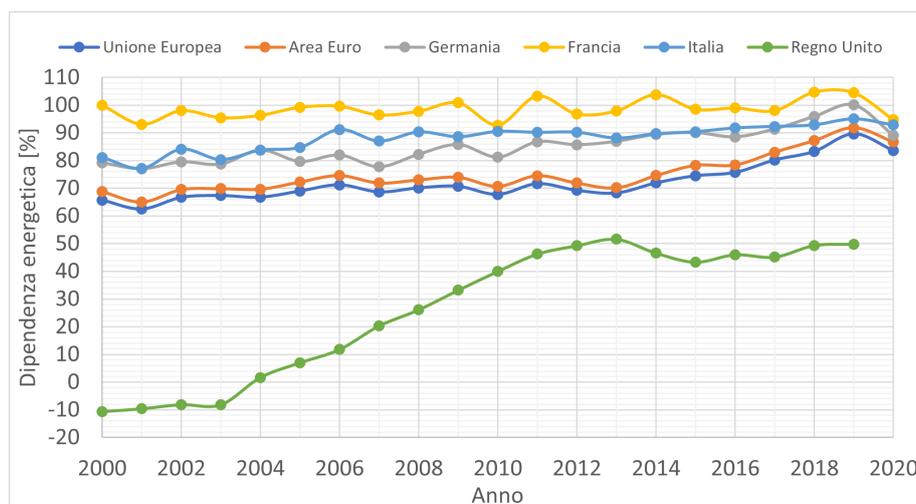


Figura 6.1: Andamento della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e delle maggiori economie interne all'UE dal 2000 al 2020.

Concentrandosi sul 2020¹⁷, in Figura 6.2 viene mostrata la dipendenza energetica per ciascun Paese dell'Unione Europea, confrontandola con la media del partenariato economico e politico.

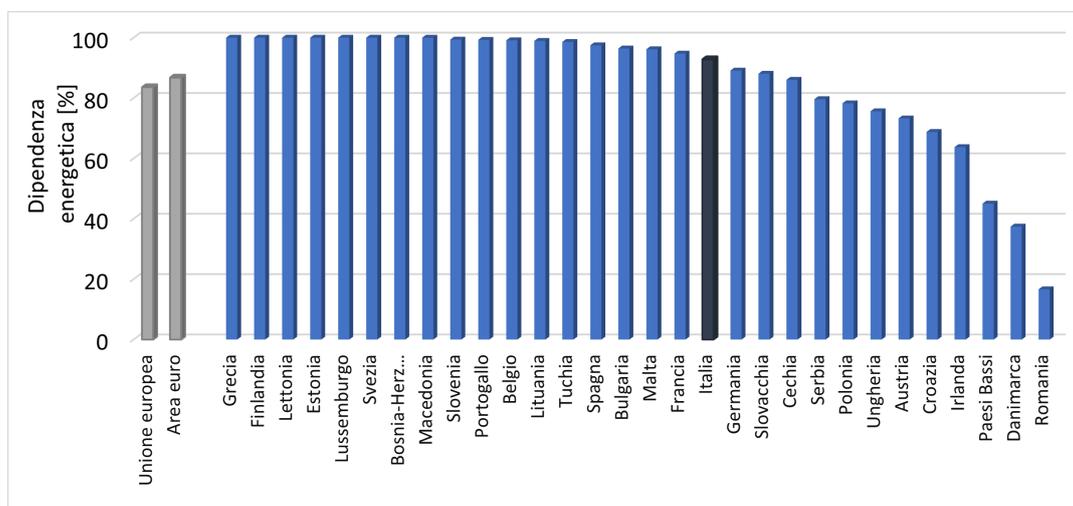


Figura 6.2: Confronto della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e dei Paesi facentene parte nel 2020.

¹⁷Ultimo anno per cui si hanno a disposizione dati completi al momento della redazione della presente tesi.

In figura viene evidenziato il posizionamento dell'Italia: il piazzamento piuttosto basso non deve ingannare, la dipendenza energetica supera comunque il 90%, attestandosi ad un livello di gas importato pari al 92.85%. Ben sette Paesi presentano un valore uguale o superiore al 100%¹⁸, mentre poche Nazioni limitano i danni: chi ha accesso diretto alle riserve dell'Atlantico del Nord e/o del Mare del Nord (Irlanda, Paesi Bassi, Danimarca), a cui si aggiunge l'ottimo dato della Romania, che può usufruire di piattaforme di estrazione al largo delle coste del Mar Nero [27].

In Figura 6.3 l'attenzione si concentra sull'Italia, mettendo a confronto le importazioni di gas naturale (gassoso o LNG¹⁹) nei mesi di luglio dal 2020 al 2022. Nei grafici vengono evidenziate le otto Nazioni le cui esportazioni verso l'Italia sono state maggiori nel corso del mese considerato.

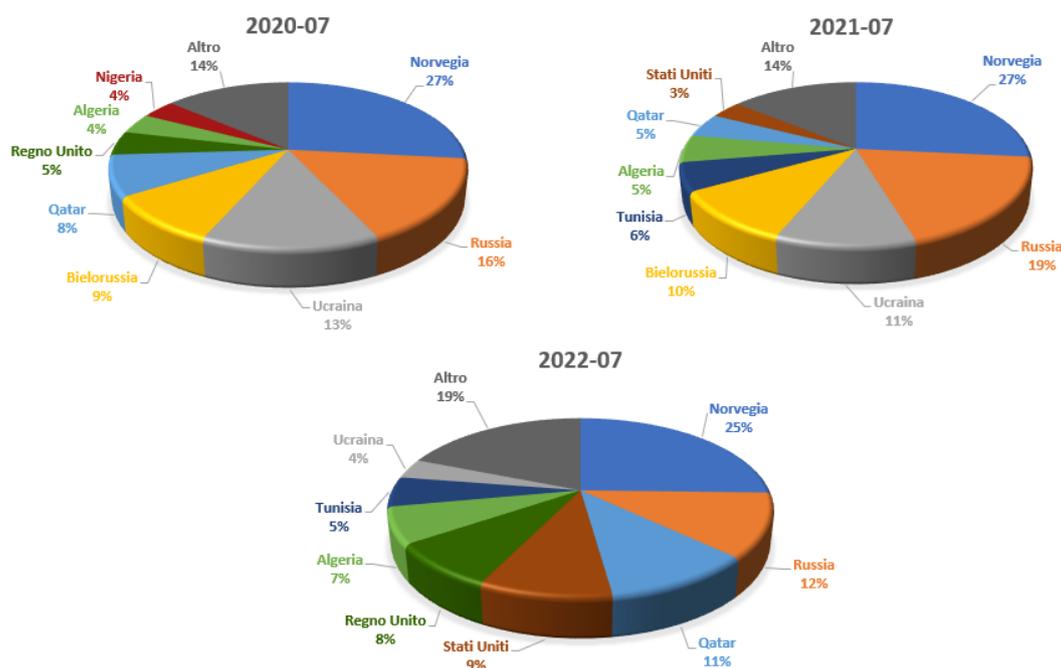


Figura 6.3: Suddivisione tra principali Paesi partner del gas importato dall'Italia nel mese di luglio dal 2020 al 2022.

Senza dare indicazioni riguardanti le quantità delle importazione, la Figura 6.3 indica quali sono stati i principali Paesi partner nel luglio degli ultimi tre anni. Se tra 2020 e 2021 non si notano particolari differenze, ecco che, a causa del conflitto ucraino, il 2022 presenta

¹⁸Possibile nel caso in cui le importazioni siano servite anche allo stoccaggio del gas naturale in forma liquefatta in apposite strutture.

¹⁹Per LNG si intende il *Liquefied Natural Gas*, Gas naturale liquefatto, ottenuto "sotto ponendo il gas naturale, dopo opportuni trattamenti di depurazione e disidratazione, a successive fasi di raffreddamento e condensazione." [28]. Utile per essere stoccato per lunghi periodi o per trasportare il gas per lunghe distanze, limitando le perdite in entrambi i casi.

una situazione ben diversa. Se la Norvegia resta lo Stato leader delle esportazioni di gas verso l'Italia, ecco che i Paesi coinvolti nel conflitto presentano un ruolo notevolmente ridotto rispetto al passato: la Russia, nonostante si posizioni comunque al secondo posto anche nel 2022, passa dal 19% del luglio 2021 al 12% del luglio 2022, l'Ucraina dal 11% al 4%, la Bielorussia²⁰ dal 10% ad una cessazione quasi totale del rapporto di mercato. Il calo di queste Nazioni viene bilanciato da ulteriori accordi commerciali, che portano il Qatar a passare dal 5% del luglio 2021 al 11% del luglio 2022, gli Stati Uniti dal 3% al 9% e il Regno Unito dal 1.7% (non riportato in figura) all'8%. In Tabella 6.1 vengono incorporati i valori assoluti dei tre Stati coinvolti nel conflitto riferiti al totale delle importazioni di gas naturale nel mese considerato.

Tabella 6.1: Valore assoluto delle importazioni dai Paesi coinvolti nel conflitto in Ucraina e confronto col totale delle importazioni di gas in Italia nei mesi considerati.

	07/2020	07/2021	07/2022
Russia	4642	5504	3657
Ucraina	3855	3196	1130
Bielorussia	2697	3071	112
Totale	28428	29264	33876

È innanzitutto importante notare il crollo delle importazioni di gas naturale dai tre Paesi considerati. Nonostante ciò si può osservare la crescita delle importazioni totali nel corso degli ultimi anni, soprattutto grazie al superamento del periodo di calo dei consumi dovuti alla pandemia di Covid-19, oltre che una certa influenza dell'inflazione, a partire dalla seconda metà del 2021. Tali fattori sono dimostrati dai dati riguardanti i mercati dell'energia e dall'andamento del fabbisogno del vettore energetico negli ultimi anni. In Figura 6.4 viene riportata la quantità di gas naturale, in MWh, negoziata nel MGP (*Mercato del giorno prima*²¹) e nel MI (*Mercato Infragiornaliero*²²), includendo tutti i contratti conclusi secondo le modalità di negoziazione continua²³.

Dalla figura si osserva l'aumento della quantità di gas naturale negoziato nel MGP e nel MI a partire dal 2021. Ciò non corrisponde necessariamente ad una ripresa al termine della pandemia, in quanto, come si può constatare dalla figura, anche nel 2019, prima

²⁰Nonostante la mancata partecipazione diretta al conflitto delle truppe bielorusse, il Paese ha, sin dal principio, svolto un ruolo importante di appoggio alla Russia nel conflitto, permettendo, tra l'altro, l'ingresso delle truppe russe in Ucraina dal proprio confine [29].

²¹Sessione di mercato svolta secondo le modalità di negoziazione continua (escluso il comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema), selezionando le offerte di acquisto e vendita del gas naturale relative ai tre giorni-gas successivi a quello in cui si apre la sessione di negoziazione [30].

²²Sessione di mercato svolta secondo le modalità di negoziazione continua (escluso il comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema, selezionando le offerte di acquisto e vendita del gas naturale relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui si apre la sessione di negoziazione [30].

²³Modalità di negoziazione tipica di un mercato telematico che prevede l'inserimento, la modifica e la cancellazione di proposte di negoziazione [31].

della diffusione del Covid-19, la quantità di gas negoziata giornalmente era notevolmente inferiore a quella del 2021 e 2022.

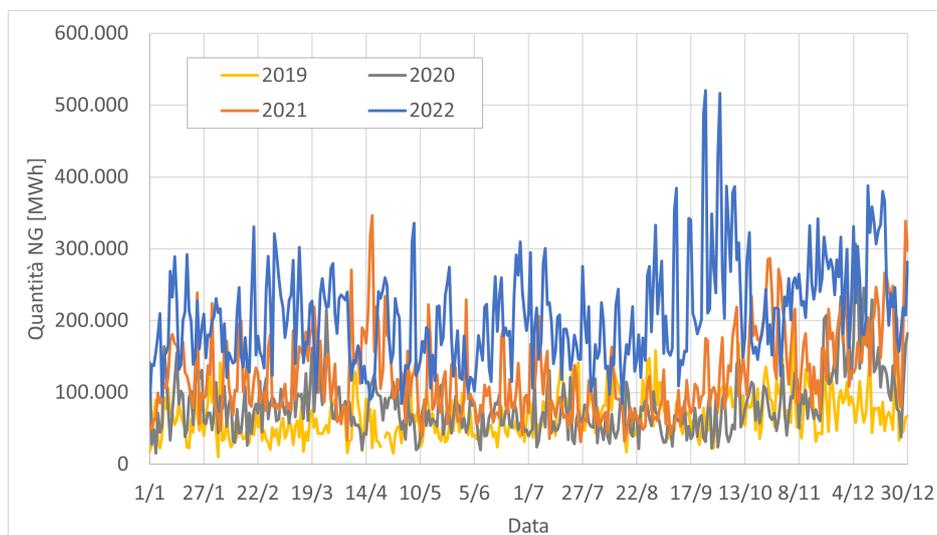


Figura 6.4: Quantità di gas naturale negoziata giornalmente nel MGP e nel MI (solo negoziazione continua).

Il dato è confermato anche dai consumi, come mostrato in Figura 6.5: a parità di mese non si hanno sensibili differenze nel consumo di gas considerando l'ultimo anno pre-pandemia (2019), la durata della stessa (2020 e prima metà di 2021) e primi anni post pandemia (seconda metà di 2021 e 2022). Si nota, addirittura, un calo dei consumi ad ottobre e novembre 2022, a causa delle temperature più elevate nell'autunno dell'ultimo anno.



Figura 6.5: Consumi di gas naturale su base mensile in Italia dal 2019 al 2020.

Oltre al triennio storico particolare si possono ricercare una serie di altre cause, che hanno contribuito ad alimentare il prezzo del gas, tra cui, di particolare rilievo:

- L'aumento del costo dell'EUA, *European Union Allowance*²⁴, a partire dal gennaio 2021, come mostrato in Figura 6.6. Da un valore di partenza di 33 €/ton si è toccato un picco di 97 €/ton nell'agosto del 2022. L'aumento ha prodotto come effetto la necessità di passare a tecnologie più pulite per produrre meno emissioni, aumentando, perciò, la domanda di gas naturale [32].

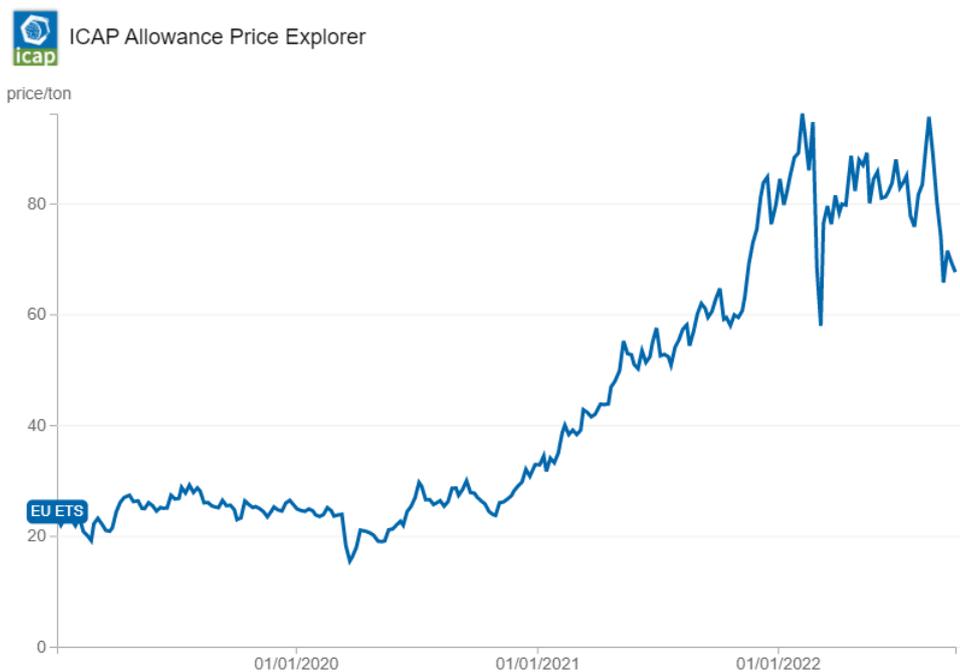


Figura 6.6: Variazione del prezzo dell'EUA.

- L'aumento delle esportazioni di gas naturale verso il sud-est asiatico, e in particolare verso la Cina, a causa della volontà dei Paesi asiatici di ridurre la filiera produttiva ancora legata al carbone [33].

Fatte le dovute osservazioni sulla dipendenza energetica italiana e sulla variazione dei Paesi partner nelle importazioni nel corso del 2022, a cui si aggiungono le notazioni riguardanti la fine del periodo di recessione dei consumi e dei mercati causati dalla pandemia, si passa, nel seguente paragrafo, ad analizzare il costo attuale del gas naturale ed a confrontarlo

²⁴Si tratta dell'unità base dell'EU-ETS, *European Union Emission Trading system*, ovvero il sistema di tassazione delle emissioni di anidride carbonica e dei gas serra (valutati in CO₂ equivalente) per le aziende dell'UE. Un EUA corrisponde al diritto di emettere una tonnellata di CO₂ equivalente durante un periodo specifico [5].

con quello precedente all'invasione russa dell'Ucraina, quello durante i lockdown dovuti al Covid-19 e quello precedente ad entrambi i periodi.

6.2 Andamento del costo del gas naturale in Italia

Il prezzo del gas naturale ha vissuto un periodo di forte recessione durante la pandemia di Covid-19, il che ha accentuato la crescita del prezzo dopo la ripresa delle attività economiche. In Figura 6.7 è presentato l'andamento del prezzo del gas naturale dal 2019 al 2022, valutato come media ponderata relativa alle quantità riportate in Figura 6.4. I prezzi, pertanto, si riferiscono unicamente alle quantità di gas negoziate nel mercato del giorno prima e nel mercato infragiornaliero, e negoziati unicamente tramite negoziazione continua.



Figura 6.7: Confronto della dipendenza energetica dal gas naturale importato dell'UE e dei Paesi facentene parte nel 2020.

Si può constatare, dando una prima occhiata al grafico, l'impennata dei prezzi iniziata nella seconda metà del 2021 e che ha portato a diversi picchi nel corso dell'ultimo anno e mezzo: un primo picco nel dicembre del 2021, un secondo a cavallo tra febbraio e marzo 2022, conseguente all'invasione dell'Ucraina, avvenuta il 24 febbraio e un terzo picco, il più importante e duraturo nel tempo, raggiunto nell'agosto 2022. Il prezzo più basso in assoluto si è toccato il 2 giugno 2020, con un prezzo medio di negoziazione di 4.645 €/MWh, mentre il prezzo più alto è stato raggiunto il 26 agosto 2022, toccando i 312.448 €/MWh, per un aumento totale di circa 67 volte nell'arco di poco più di due anni.

Per il passaggio all'applicazione dei prezzi reali al sistema multienergia si cerca di valutare la variazione dei prezzi in bolletta, approcciando il problema anche dal punto di vista dei costi di servizio e di trasporto dell'energia. Nonostante la necessità di valutare le

offerte del mercato libero per le imprese, date le potenze del sistema multienergia preso in considerazione, vengono utilizzate le offerte PLACET di ARERA, grazie all'archivio dell'Autorità, che fornisce i dati storici sulla variazione delle condizioni contrattuali e dei prezzi indicizzati nel tempo. Questo tipo di offerte, formanti il mercato tutelato, sono disponibili (anche se ancora per un tempo limitato) solamente per utenti domestici, condomini e microimprese, mentre per le imprese è obbligatorio partecipare al mercato libero. Purtroppo, a causa della difficoltà nel reperimento di dati riguardanti le offerte per le grandi aziende e/o per le comunità energetiche sul mercato libero, si è ritenuto consono per il tipo di analisi da effettuare (essenzialmente uno *stress test*) utilizzare le offerte di ARERA sul mercato tutelato.

In modo da rendere comunque più preciso lo studio si stimano rapidamente i possibili consumi annui di gas del MES considerato, in modo da selezionare la fascia di consumo annua e la potenza del contatore corretta (o comunque il più vicina possibile ai valori prezzi indicizzati tabulari di ARERA). Convertendo i *per unit*, unità di misura utilizzata finora per lo studio del MES, direttamente in kWh, si ha che il MES può assorbire un massimo di 1076 kWh. Tenendo conto di un potere calorifico standard del gas naturale di 0.003852 GJ/Smc (come da indicazioni ARERA [34]), dove per Smc si intende lo *Standard metro cubo*²⁵, si ottiene la seguente quantità massima di gas:

$$Q_v^{max} = \frac{P_{max} \cdot 3.6}{PCS} = \frac{1076 \cdot 3.6}{38.52} = 100.56 \text{ Smc/h} \quad (6.1)$$

Tale portata massima corrisponde all'incirca alla massima portata sopportata da un contatore di classe G65, che coincide ad una portata nominale di 65 m³/h. Per quanto riguarda i consumi annui, essi vengono stimati partendo una potenza media di 400 kWh. Da tale quota i consumi vengono calcolati come:

$$V_{year} = \frac{P_{mean} \cdot 3.6 \cdot 24 \cdot 365}{PCS} = \frac{400 \cdot 3.6 \cdot 24 \cdot 365}{38.52} = 327477 \text{ Smc/year} \quad (6.2)$$

Tale quota supera i consumi di ARERA (considerando che si tratta di offerte per condomini con uso domestico), pertanto verrà presa la più elevata, che presenta una quota da 80000 Smc/year a 200000 Smc/year.

In Tabella 6.2 vengono riportate le offerte PLACET di ARERA dal 2020 al 2022. Si ricorda che si tratta di offerte rivolte a famiglie e piccole imprese, aventi prezzi non trattabili e decisi direttamente dal venditore e rinnovate ogni 12 mesi, la cui struttura di prezzo e le condizioni contrattuali sono stabilite da ARERA. Le tariffe vengono aggiornate ogni tre mesi e si dividono in tre quote principali:

- **Materia gas naturale** [36], che incorpora tutte le voci relative alle attività che il rivenditore deve svolgere per fornire correttamente il gas al cliente finale, tra cui, ad esempio, il costo della materia prima (CMEMm) e il costo necessario a coprire i rischi dovuti alla commercializzazione, nonché per proteggere il cliente dagli sbalzi di prezzo (CCR);

²⁵Per *Standard metro cubo* si intende la "quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 °C) e di pressione (1013.25 millibar, cioè la pressione atmosferica)"[35].

- **Trasporto e gestione del contatore** [36], che include tutte le componenti necessarie per finanziare le attività che consentono ai venditori di fornire il gas ai clienti, tra cui, ad esempio, una quota necessaria a mantenere alta la qualità del servizio (RS);
- **Oneri di sistema** [36], che comprende tutti gli importi necessari a coprire i costi delle attività di interesse generale svolte dal venditore, quali attività necessarie al risparmio energetico e allo sviluppo delle fonti rinnovabili (RE).

Tabella 6.2: Condizioni economiche ARERA per la fornitura di gas naturale ai clienti del Servizio di tutela, da 80000 a 200000 Smc/year, per contatori G65 o superiori, ambito nord occidentale.

		Materia gas naturale	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
01/2020	Quota energia (€/Smc)	0.237910	0.080075	0.029056
	Quota fissa (€/year)	83.55	1093.16	-27.01
04/2020	Quota energia (€/Smc)	0.159727	0.073402	0.028836
	Quota fissa (€/year)	83.55	1093.16	-27.01
07/2020	Quota energia (€/Smc)	0.121413	0.075097	0.028836
	Quota fissa (€/year)	83.55	1093.16	-27.01
10/2020	Quota energia (€/Smc)	0.183070	0.071623	0.028836
	Quota fissa (€/year)	83.55	1093.16	-27.01
01/2021	Quota energi (€/Smc)	0.211542	0.071856	0.028856
	Quota fissa (€/year)	82.39	1064.03	-26.13
04/2021	Quota energia (€/Smc)	0.235830	0.071022	0.028856
	Quota fissa (€/year)	82.39	1064.03	-26.13
07/2021	Quota energia (€/Smc)	0.32371	0.071022	0.036428
	Quota fissa (€/year)	82.39	1064.03	-26.13
10/2021	Quota energia (€/Smc)	0.541416	0.083811	0.008820
	Quota fissa (€/year)	82.39	1064.03	-26.13
01/2022	Quota energia (€/Smc)	0.921641	0.091409	0.008820
	Quota fissa (€/year)	82.39	1020.32	-26.13
04/2022	Quota energia (€/Smc)	0.901798	0.092521	0.008820
	Quota fissa (€/year)	88.41	1020.32	-26.13
07/2022	Quota energia (€/Smc)	1.092216	0.133670	0.008820
	Quota fissa (€/year)	88.41	1020.32	-26.13
10/2022	Quota energia (€/Smc)	0.888681	0.185010	0.008820
	Quota fissa (€/year)	88.41	1020.32	-26.13
11/2022	Quota energia (€/Smc)	1.029348	0.185010	0.008820
	Quota fissa (€/year)	88.41	1020.32	-26.13
12/2022	Quota energia (€/Smc)	1.301158	0.133670	0.008820
	Quota fissa (€/year)	88.41	1020.32	-26.13

Dalla tabella si osserva l'aumento dei prezzi descritto in precedenza con l'evoluzione delle valutazioni di Figura 6.7. A differenza dei prezzi sul mercato all'ingrosso, in questo caso i picchi della materia gas naturale vengono filtrati dalla tariffa trimestrale, che è calcolata come "media prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni forward trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre"[37]. Pertanto, se la discrepanza tra il valore minimo e quello massimo sul mercato all'ingrosso è data da un incremento di 67 volte, in questo caso verrà limitata a 10.7 volte. Per lo stress test in questione vengono utilizzate, dalle tariffe in Tabella 6.2, solamente le quote energia, in quanto la quota fissa è applicata su un lungo periodo, mentre lo studio della presente Tesi si effettua su intervalli di tempo brevi. Dalla tabella vengono estratte la tariffa più bassa e quella più alta: su queste verrà poi svolta l'analisi. La tariffa minore risulta essere quella del luglio 2020: sommando le tre componenti si ottiene un prezzo di 0.196510 €/Smc. La tariffa maggiore è l'ultima disponibile, ovvero quella di dicembre 2022; in questo caso il prezzo totale è di 1.443648 €/Smc.

Ai prezzi selezionati vengono aggiunte le imposte vigenti nel periodo considerato. Sul gas naturale in Italia vengono applicate:

- **Accisa** sul gas naturale, fissata dall'*Agenzia delle Accise, Dogane e Monopoli* [38], ADM. Nel caso specifico del MES considerato, si valutano le accise applicabili per un uso industriale ed una fornitura inferiore agli 1.2 Mm³. Per il periodo per cui sono specificati le tariffe in Tabella le accise sono fissate a 1.2498 c€/m³, ovvero 0.11691 c€/kWh;
- Alle accise si somma un'**addizionale regionale**, fissata anch'essa dall'ADM, e applicabile anch'essa alla stessa categoria, uso industriale e fornitura inferiore agli 1.2 Mm³. Per il periodo per cui sono specificati le tariffe in Tabella le addizionali regionali sono fissate a 0.62490 c€/m³, ovvero 0.05846 c€/kWh;
- Aliquota **IVA** normalmente al 22% ma ridotta e fissata alla 10% per, tra le altre, le imprese che impiegano gas per la produzione di energia elettrica, come disposto ai sensi del numero 103) della tabella A, parte III, allegata al D.P.R. 26 ottobre 1972, n. 633 [39]. Considerando il sistema multienergia come **Virtual Power Plant**, e perciò come aggregato di diversi impianti separati per la trasformazione di energia da uno stato all'altro (inclusi anche impianti di riscaldamento e raffrescamento [40]), si può considerare il MES interno alle condizioni imposte dal D.P.R. di cui sopra, applicando, pertanto, l'aliquota ridotta. Allo stesso modo, l'articolo 2, comma 1, del D.L. n. 130/2021, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 171/2021 [41], impone delle specifiche ulteriori riduzioni per far fronte all'aumento del costo dell'energia a partire dal 2021, passando dal 22% o dal 10% al 5%. La generazione combinata si pone in una condizione particolare, specificata dalla circolare n.17/E, emanata dall'Agenzia delle Entrate in data 3 dicembre 2021 [42]: la generazione di energia elettrica è tra le attività industriali escluse dal provvedimento, mentre, al contempo, ne rientra appieno la produzione di calore. Per differenziare la cogenerazione, viene fissata tramite l'articolo 21, comma 9-ter del D.L. del 26/10/1995, n. 504 [43], la quota di gas naturale necessaria per generare energia elettrica, pari a 0,220 m³ per

ciascun kWh generato. Questa quota verrà sottratta dal totale, individuando così il gas naturale utilizzato per generare calore. Al gas utilizzato per quest'ultimo scopo si applicherà l'aliquota speciale del 5%, mentre per quello utilizzato per produrre energia elettrica la normale aliquota ridotta del 10%. Nel caso specifico dello stress test della presente tesi, si sceglie di semplificare il calcolo ed utilizzare approssimativamente l'aliquota speciale del 5% per l'intero acquisto di gas naturale. Le aliquote si applicano anche alle accise sopra descritte.

6.3 Andamento del costo dell'energia elettrica in Italia

La produzione e le importazioni di energia elettrica hanno risentito, nel corso del 2021 e del 2022, dell'aumento dei prezzi del gas naturale. Il costo dell'energia elettrica è dovuto, a sua volta, aumentare, per mantenere la redditività delle centrali di produzione. In Figura 6.8 è mostrato l'andamento orario del PUN, *Prezzo Unico Nazionale*²⁶, dal 2019 al 2022, integrando le oscillazioni su base oraria.

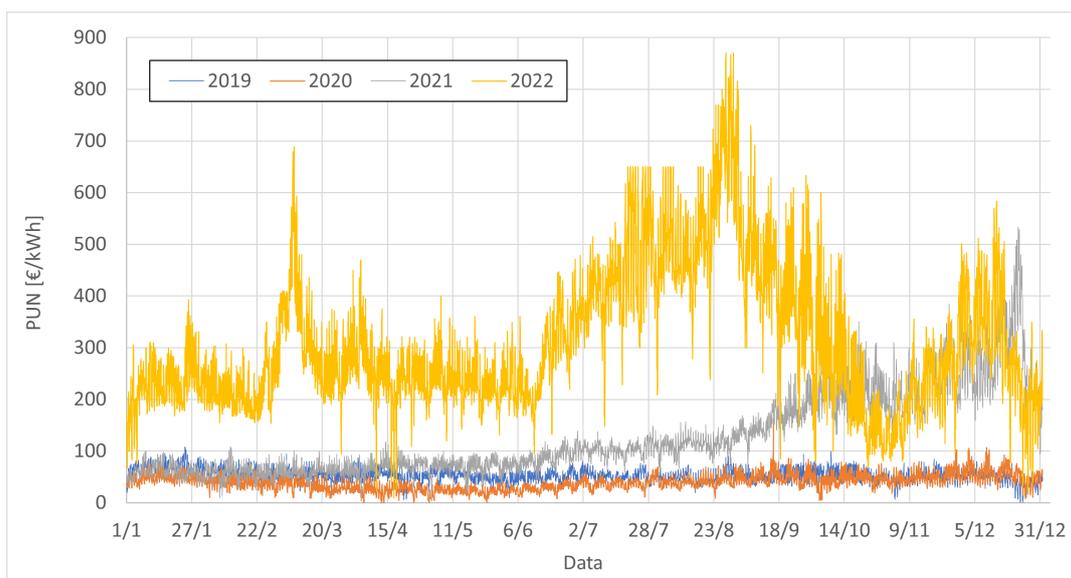


Figura 6.8: Andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica dal 2019 al 2022.

²⁶Il *Prezzo Unico Nazionale* è il "prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica che viene acquistata sul mercato della Borsa Elettrica Italiana (IPEX - Italian Power Exchange)" [44]. Tenendo conto della possibile suddivisione in zone dell'Italia in caso di congestioni sulla rete, il PUN viene calcolato come media ponderata dei prezzi zonali sulle quantità di energia scambiata in ogni zona d'Italia. In assenza di congestioni sulla rete di trasmissione in un determinato orario, il PUN sarà semplicemente uguale al prezzo nazionale di quell'orario.

Anche in questo caso appare evidente l'aumento di prezzo cominciato nella seconda metà del 2021 e culminato nell'agosto 2022: ciò evidenzia l'importante correlazione tra il costo del gas e quello dell'energia elettrica. Per confermare tale assunto si effettua un'analisi di regressione tra le due variabili, sia considerando separatamente gli anni, che analizzandoli congiuntamente, considerando il costo del gas naturale come variabile indipendente e il PUN come variabile dipendente.

In Figura 6.9 vengono riportati, separatamente per ogni anno, i punti corrispondenti ai dati giornalieri; a questi viene aggiunta la retta di regressione lineare. Si può osservare, per il momento per pura ispezione visiva, quanto per variazioni importanti (come nel 2021 e nel 2022) la regressione risulti più precisa, mentre per variazioni leggere (2019 e 2020) i dati si presentino maggiormente come "nuvola di punti".

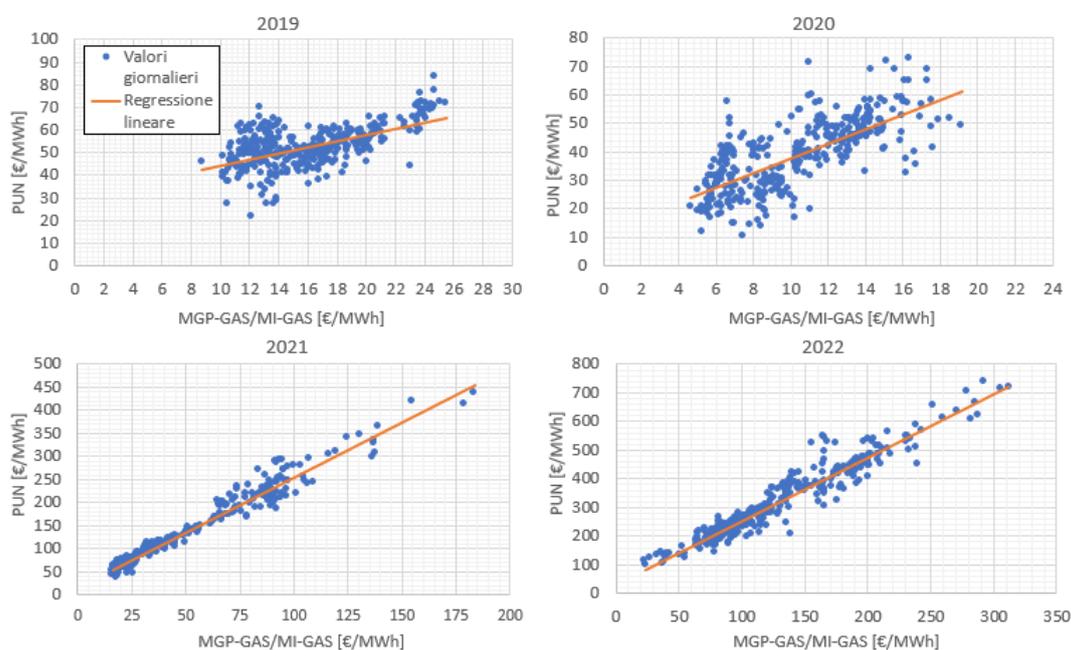


Figura 6.9: Correlazione tra MGP-GA/MI-GAS e PUN elettrico dal 2019 al 2022, considerando separatamente gli anni.

In Figura 6.10 si correda l'analisi con lo studio effettuato considerando congiuntamente i quattro anni vagliati nello studio. Si constata che l'influenza delle piccole variazioni del 2019 e 2020 risulta ridotto, portando ad un ottimo risultato dal punto di vista della regressione lineare.

In Tabella 6.3 si riportano i valori dei vari coefficienti calcolati nell'analisi. Il p -value²⁷ è

²⁷Il p -value, o *livello di significatività osservato*, è la probabilità di ottenere in un test dei risultati che siano compatibili con un'ipotesi formulata prima di sostenere il test [45]. Nel caso considerato il p -value misura se la differenza tra la regressione ottenuta e i campioni giornalieri utilizzati sia significativa statisticamente, oppure dovuta alla casualità del campionamento.

uguale a 0 per ciascun anno considerato, mostrando la bontà del modello utilizzato e la certezza della correlazione tra i due valori.

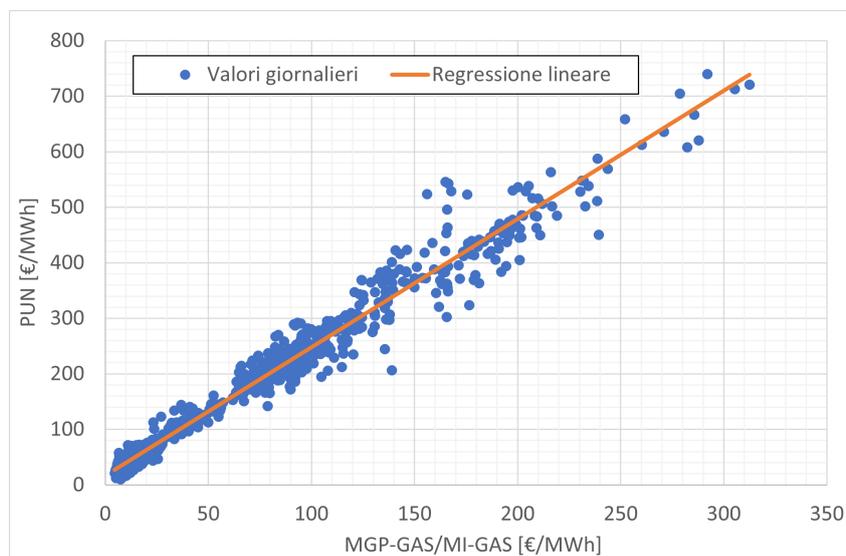


Figura 6.10: Correlazione tra MGP-GA/MI-GAS e PUN elettrico dal 2019 al 2022, considerando congiuntamente gli anni.

Come previsto dall'analisi dei grafici, il 2020 e, soprattutto, il 2019, presentano un R multiplo²⁸ più basso, anche se comunque significativo, mentre il 2021 e il 2022 presentano un R multiplo molto vicino ad 1. Considerando congiuntamente i quattro anni la regressione mostra un coefficiente di correlazione di 0.988, migliorando, di fatto, il modello degli anni presi singolarmente. L'errore standard tende a crescere con l'aumentare dell'intervallo dei costi, ma pesando meno in senso relativo, in quanto i costi raggiungono valori nettamente superiori.

Tabella 6.3: Analisi di regressione lineare tra il costo del gas naturale e il PUN in Italia.

	Coefficiente angolare	Intercetta	p-value	R multiplo	Errore standard
2019	1.36	30.41	0	0.585	7.16
2020	2.57	12.15	0	0.718	8.31
2021	2.38	15.13	0	0.984	14.02
2022	2.22	29.69	0	0.961	34.26
Totale	2.31	16.62	0	0.988	19.62

²⁸Il *coefficiente di correlazione multiplo*, o *R multiplo*, è un indice che misura la correlazione lineare tra due variabili.

Passando all'analisi dei costi per gli utenti finali, da cui verranno selezionati i prezzi dell'energia elettrica per lo stress test, si va ad utilizzare anche in questo caso, per semplicità di ricerca, i dati di ARERA relativi alle condizioni economiche per i clienti del Servizio di maggior tutela, in particolare per le utenze non domestiche. Si considera la sola fascia F1²⁹ e la fascia di potenza più alta disponibile. Essendo disponibili dati per potenze superiori ai 16.5 kW solo per il 2020, si considera la fascia dai 10 kW ai 16.5/15 kW di potenza contrattuale. A differenza della fornitura di gas, le condizioni della materia energia vengono qui aggiornate mensilmente, mentre le altre condizioni mantengono l'aggiornamento a cadenza trimestrale (ad eccezione di luglio 2021). In Tabella 6.4 vengono riportate le condizioni economiche dal 2020 al 2022. Queste ultime si suddividono nelle seguenti voci:

- **Materia energia** [46], che incorpora tutte le voci relative alle attività che il rivenditore deve svolgere per fornire correttamente l'energia elettrica al cliente finale, tra cui, ad esempio, il costo dell'energia (PE) e il costo necessario a coprire il dispacciamento, ovvero il costo per garantire il bilanciamento tra energia prodotta e consumata in ogni momento della giornata (PD);
- **Trasporto e gestione del contatore** [46], che include tutte le componenti necessarie per finanziare le attività che consentono ai venditori di fornire il gas ai clienti, tra cui, ad esempio, una tariffa di trasporto, distribuzione e misura;
- **Oneri di sistema** [46], che comprende tutti gli importi necessari a coprire i costi delle attività di interesse generale svolte dal venditore, quali attività necessarie allo sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione (Asos).

Ciascuna di queste tre voci si compone di una **quota energia**, uguale al costo di 1 kWh consumato, una **quota fissa** annuale e una **quota potenza**, fissata su base annuale per ciascun kW di potenza impegnata.

Tabella 6.4: Condizioni economiche ARERA per la fornitura di energia elettrica ai clienti del Servizio di tutela, potenza contrattuale da 10 kW a 15/16.5 kW.

		Materia energia	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
Energia (€/kWh)	01/2020	0.07860	0.00894	0.049353
	02/2020	0.07798		
	03/2020	0.07354		
Quota fissa (€/year)		122.9706	24.1974	27.2892
Potenza (€/kWh/year)		-	30.7977	33.3180

²⁹La fascia F1 va dalle 8 alle 19 dal lunedì al venerdì, escluse le festività nazionali.

Energia (€/kWh)	04/2020	0.03896		
	05/2020	0.03954	0.00894	0.049353
	06/2020	0.04294		
Quota fissa (€/year)		122.9706	25.1974	27.2592
Potenza (€/kWh/year)		-	30.7977	33.3180
Energia (€/kWh)	07/2020	0.04797		
	08/2020	0.04088	0.00892	0.049353
	09/2020	0.04653		
Quota fissa (€/year)		122.9706	24.7347	26.7588
Potenza (€/kWh/year)		-	30.7977	33.3180
Energia (€/kWh)	10/2020	0.06744		
	11/2020	0.07716	0.00894	0.049761
	12/2020	0.07934		
Quota fissa (€/year)		122.9706	25.1974	26.1684
Potenza (€/kWh/year)		-	30.7977	31.9860
Energia (€/kWh)	01/2021	0.08702		
	02/2021	0.08691	0.00951	0.051823
	03/2021	0.07654		
Quota fissa (€/year)		123.4376	25.4105	25.0860
Potenza (€/kWh/year)		-	31.2327	30.8340
Energia (€/kWh)	04/2021	0.08391		
	05/2021	0.08790	0.00951	0.051823
	06/2021	0.09606		
Quota fissa (€/year)		123.4376	93.6981	92.5020
Potenza (€/kWh/year)		-	0	0
(€/kWh)	07/2021	0.13757	0.00951	0.030137
Quota fissa (€/year)		117.9421	93.6981	53.6472
Potenza (€/kWh/year)		-	0	0
Energia (€/kWh)	08/2021	0.12483		
	09/2021	0.13022	0.00951	0.030137
Quota fissa (€/year)		117.9421	25.4105	14.5488
Potenza (€/kWh/year)		-	31.2327	17.8824
Energia (€/kWh)	10/2021	0.21301		
	11/2021	0.22121	0.00932	0
	12/2021	0.22140		
Quota fissa (€/year)		117.9421	25.4105	0
Potenza (€/kWh/year)		-	31.2327	0
Energia (€/kWh)	01/2022	0.39904		
	02/2022	0.39642	0.00932	0
	03/2022	0.35747		
Quota fissa (€/year)		117.9421	24.0758	0
Potenza (€/kWh/year)		-	29.7797	0

Energia (€/kWh)	04/2022	0.32051	0.00932	0
	05/2022	0.31538		
	06/2022	0.33369		
Quota fissa (€/year)		106.2693	24.0758	0
Potenza (€/kWh/year)		-	29.7797	0
Energia (€/kWh)	07/2022	0.34289	0.00932	0
	08/2022	0.31211		
	09/2022	0.33391		
Quota fissa (€/year)		106.2693	24.0758	0
Potenza (€/kWh/year)		-	29.7797	0
Energia (€/kWh)	10/2022	0.53276	0.00932	0
	11/2022	0.58770		
	12/2022	0.54276		
Quota fissa (€/year)		106.2693	24.0758	0
Potenza (€/kWh/year)		-	29.7797	0

Come per le tariffe del gas naturale, per lo stress test sul MES si andrà a tenere presente la sola quota energia, in quanto il calcolo è eseguito istantaneamente. Il picco delle tariffe dell'energia elettrica si rivela essere diverso da quello del gas naturale: se per quest'ultimo si aveva un picco nel dicembre 2022, in questo caso si ha un mese in anticipo, con 0.59702 €/kWh. Lo stesso discorso vale per il prezzo minimo: in questo caso si ha un prezzo minimo totale di 0.097253 €/kWh nel mese di aprile 2020, mentre per il gas si tocca il minimo nel terzo trimestre dello stesso anno.

Si passa, per concludere il paragrafo, ad analizzare le imposte relative alle tariffe sull'energia elettrica. L'energia elettrica in Italia è soggetta alla seguente fiscalità:

- Ai sensi dell'Articolo 22 del TUA (*Testo Unico delle Accise*) [47] il virtual power plant non è sottoposto al pagamento delle accise sull'energia elettrica prodotta da gas naturale in loco, mentre è sottoposta a normale tassazione la componente acquistata dalla rete esterna, in quanto non verrà utilizzata per produrre direttamente energia elettrica, ma solo per rispondere ad un domanda di output oppure per alimentare una pompa di calore. L'aliquota esercitabile sul MES viene stabilita dall'Art. 3-bis, co. 3, lett. b), D.L. 02/03/2012, n. 16, conv. con mod. dalla L. 26/04/2012, n. 44 [48]: per qualsiasi uso in locali e luoghi diversi dalle abitazione e per consumi mensili fino a 1200000 kWh verranno corrisposti 0.0125 €/kWh per i primi 200000 kWh, 0.0075 €/kWh successivamente. Per il sistema in questione si considera solamente la prima aliquota, in quanto un utilizzo medio non porterebbe a superare la prima quota;
- **IVA** con aliquota al 22%, come stabilito dal D.P.R n.633 del 26/10/1972 [39], in quanto il tipo di attività svolta dal MES non prevede alcun tipo di riduzione, nemmeno per quanto riguarda gli aumenti di prezzo dello scorso biennio.

Per l'energia elettrica non vengono applicate addizionali regionali.

6.4 Selezione delle tariffe applicate al sistema multienergia

Per l'applicazione allo stress test svolto sul MES si scelgono le tariffe in modo tale da avere il maggior scarto possibile tra prezzi minimi e prezzi massimi. Come accennato nel paragrafo precedente, sia le tariffe massime che quelle minime per gas ed energia elettrica non corrispondono temporalmente. Si sceglie, pertanto, di allargare il test e lavorare in quattro punti differenti, due di minimo e due di massimo. Le tariffe sull'energia venduta dal sistema alla rete esterna vengono ipotizzate pari ad 1/3 del costo dell'energia acquistata, causa mancanza di dati relativi a questo aspetto. In Tabella 6.5 vengono riportati i prezzi che verranno utilizzati per il test. Il costo del gas naturale è già convertito in €/kWh, in modo da poter effettuare un confronto diretto tra i prezzi.

Tabella 6.5: Prezzi del gas e dell'elettricità utilizzati per lo stress test - test sulle variazioni assolute.

		Gas naturale	En. elettrica acquistata	En. elettrica venduta
		€/kWh	€/kWh	€/kWh
Tariffa minima en. elettrica	Solo vettore	0.014942	0.03896	-
	Completa	0.024506	0.097253	-
	Con imposte	0.028886	0.13389	0.044633
Tariffa minima gas	Solo vettore	0.0121413	0.04797	-
	Completa	0.018459	0.10624	-
	Con imposte	0.022234	0.144866	0.048288
Tariffa massima en. elettrica	Solo vettore	0.096290	0.58770	-
	Completa	0.11442	0.59702	-
	Con imposte	0.12199	0.74361	0.24787
Tariffa massima gas	Solo vettore	0.096290	0.54276	-
	Completa	0.13492	0.55208	-
	Con imposte	0.14351	0.68878	0.22960

A questo test, da cui si otterranno principalmente differenze in valori assoluti, se ne aggiunge un secondo: si ipotizza di avere un contratto fisso annuale per uno dei due vettori energetici, mentre un prezzo variabile per l'altro, tentando entrambe le combinazioni. L'aggiunta di questo ulteriore test è dovuta principalmente alla volontà di valutare gli effetti di una variazione relativa importante tra i prezzi del gas e dell'energia elettrica, in modo da verificare eventuali differenze dal punto di vista della flessibilità operativa a domanda costante e di una eventuale alterazione dell'OP a prezzo minore.

Per la selezione delle tariffe si tiene conto del periodo che va dal secondo trimestre del 2021 al primo trimestre 2022, ovvero il periodo annuale che ha avuto la maggiore variazione nel corso dei mesi. Alternativamente, viene fissato il prezzo di uno dei due vettori a quello del

secondo trimestre 2021³⁰, mentre per il secondo si considerano tutti i prezzi trimestrali (Per l'energia elettrica l'aggiornamento delle tariffe, dalla Tabella 6.4, è mensile: in questo caso si considera per ogni trimestre il costo del primo mese del trimestre, ovvero gennaio, aprile, luglio e ottobre). In Tabella 6.6 si riportano le tariffe selezionate.

Tabella 6.6: Prezzi del gas e dell'elettricità utilizzati per lo stress test - test sulle variazioni relative.

		Gas naturale	En. elettrica acquistata	En. elettrica venduta
		€/kWh	€/kWh	€/kWh
Secondo trimestre 2021	Solo vettore	0.022061	0.08391	-
	Completa	0.031404	0.14524	-
	Con imposte	0.034816	0.19244	0.064149
Terzo trimestre 2021	Solo vettore	0.030282	0.13757	-
	Completa	0.040333	0.17722	-
	Con imposte	0.044191	0.23146	0.077153
Quarto trimestre 2021	Solo vettore	0.050647	0.21301	-
	Completa	0.59312	0.22233	-
	Con imposte	0.064119	0.28649	0.095498
Primo trimestre 2022	Solo vettore	0.086215	0.39904	-
	Completa	0.095591	0.40836	-
	Con imposte	0.10221	0.51345	0.17115

Dalle tariffe in tabella, perciò, si ricaveranno due test:

- Si mantiene costante il costo del gas alla tariffa del secondo trimestre 2021 (contratto a prezzo bloccato per dodici mesi), 0.034816 €/kWh, e si variano i prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica (contratto a prezzo variabile).
- Si mantengono costanti i prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica alla tariffa del secondo trimestre 2021 (contratto a prezzo bloccato per dodici mesi), rispettivamente a 0.19244 €/kWh e 0.064149 €/kWh, e si variano i prezzi del gas naturale (contratto a prezzo variabile).

³⁰Si ipotizza un contratto con prezzo bloccato per 12 mesi.

Capitolo 7

Stress test sul costo dell'energia in riferimento al triennio 2020/2022 applicato al caso complesso

In questo capitolo verranno riportati i risultati ottenuti dagli stress test sul costo dei vettori energia. Si ricorda che l'obiettivo è quello di valutare nel modo più esauriente possibile gli effetti che gli aumenti nel costo dal 2020 al 2022 hanno sulle operazioni di un MES, a partire dal costo totale di esercizio, passando dal punto operativo e finendo con distribuzione della flessibilità operativa a domanda costante e strutturazione degli incentivi. Si può notare come non vi siano conseguenze dal punto di vista della flessibilità operativa a domanda variabile. Tale valore non dipende dal prezzo dell'energia, quanto dalle aree di fattibilità, che non sono vincolate ai prezzi. La stessa flessibilità a prezzo variabile non dipende in senso assoluto dal costo dell'energia, in quanto i punti di funzionamento possibili restano gli stessi: ciò che potrebbe cambiare è il punto operativo ottimizzato, e, di conseguenza, tutte le variazioni del costo totale.

Le tariffe utilizzate per l'analisi sono state trattate in modo esauriente nel Capitolo 6. Si ricordano i test che verranno effettuati:

- Uno studio tenendo conto della regressione tra costo del gas naturale e dell'energia elettrica, variando contemporaneamente i due costi. Si considerano quattro punti: il punto di minimo costo del gas, il minimo costo dell'energia elettrica, il massimo costo del gas e il massimo costo dell'energia elettrica.
- Uno studio con costo del gas naturale costante e variazione dei prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica.
- Uno studio con prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica costante e variazione del costo del gas naturale.

Si considera un punto di lavoro fisso per ciascun intervallo orario, in modo da convertire semplicemente la potenza in energia. In questo modo si possono applicare le tariffe, misurate in €/kWh, e gli incentivi di esercizio, anch'essi distribuiti in €/kWh.

7.1 Primo test: Variazione simultanea dei prezzi

Si vanno ad analizzare i risultati del primo stress test, osservando le differenze che si hanno in base alle tariffe, valutando in particolare la variazione del punto ottimale, negli altri punti di funzionamento (concentrandosi in particolare sulla flessibilità a domanda costante e su come la modifica del prezzo influenzi lo shifting potential) e nella strutturazione degli incentivi.

7.1.1 Costo totale di acquisto dell'energia

Si valuta, innanzitutto, il punto di lavoro ottimizzato nelle quattro situazioni considerate in Tabella 6.5. Data la scarsa variazione relativa tra le tariffe di gas ed energia elettrica nei quattro punti il punto di lavoro ottimizzato tende a non variare, restano quello di Figura 5.13: rimane sempre conveniente non scambiare energia elettrica con la rete, in quanto l'acquisto porterebbe ad un aumento importante del costo totale, mentre la vendita comporterebbe un ulteriore acquisto di gas naturale, portando comunque ad un aumento del prezzo. A parità di punto di lavoro ciò che varia è il costo totale dell'energia, come mostrato in Tabella 7.1.

Tabella 7.1: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - primo test.

		Tariffa minima en. elettrica	Tariffa minima gas	Tariffa massima en. elettrica	Tariffa massima gas
En. elettrica scambiata	kWh	0	0	0	0
Gas acquistato	kWh	526.75	526.75	526.75	526.75
Costo totale	€	15.22	11.71	64.26	75.59

In questo caso il costo totale è dipendente solamente dal prezzo del gas naturale, acquistando per ciascuna tariffa sempre la stessa quantità e non scambiando energia elettrica. La differenza importante è in senso assoluto tra le varie tariffe: la terza e la quarta mostrano un prezzo di circa sette volte superiore per lo stesso punto di lavoro, con conseguenze sulla strutturazioni degli incentivi. Si nota che il punto di lavoro ottimizzato corrisponde sempre alla pompa di calore in modalità potenza frigorifera. Si effettua lo stesso test con l'EHP in modalità calore; i risultati sono riportati in Tabella 7.2. In questo caso si nota che alcune tariffe portano ad un minimo nel punto senza scambio di energia elettrica, mentre in altri casi la convenienza si sposta verso la saturazione del CHP con conseguente cessione di 7.14 kWh di energia elettrica alla rete.

Tabella 7.2: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - primo test.

		Tariffa minima en. elettrica	Tariffa minima gas	Tariffa massima en. elettrica	Tariffa massima gas
En. elettrica scambiata	kWh	0	-7.14	-7.14	0
Gas acquistato	kWh	653.87	666.67	666.67	653.87
Costo totale	€	18.86	14.48	79.56	93.72
ρ	-	4.635	6.486	6.096	4.800

In Tabella 7.2 viene aggiunta una riga per riassumere la spiegazione della variazione nel punto di minimo: viene introdotto un rapporto tra la tariffa del gas naturale e quella di vendita dell'energia elettrica, definito come:

$$\rho = \frac{\text{Tariffa en. elettrica acquistata [€/kWh]}}{\text{Tariffa gas naturale [€/kWh]}} \quad (7.1)$$

Si nota in tabella che il punto di minimo tende ad essere senza scambi di energia elettrica nel caso in cui ρ sia più basso, intorno a 4.5: un costo relativo più basso dell'energia elettrica acquistata comporta anche un prezzo di vendita relativo più basso. In questo modo la vendita non risulta così conveniente. Viceversa, per ρ più alti, intorno a 6, diventa conveniente saturare il CHP per vendere energia elettrica.

Per completezza di casistiche per le due tariffe che comportano uno spostamento del punto di lavoro ottimizzato si considera un funzionamento iniziale in un punto diverso, mantenendo sempre pari a 0 lo scambio di energia elettrica.

Si amplia l'analisi all'intero intervallo ottenibile tramite variazione del punto di lavoro. In Figura 7.1 si riporta la flessibilità operativa a domanda costante, includendo la variazione di prezzo per ciascuna tariffa applicata. Sull'asse delle ascisse si riporta la potenza elettrica fornita o sottratta alla rete in un determinato punto di funzionamento, associandola al costo totale in quel determinato punto. Le caratteristiche a CHP online o offline sono associate tramite transitorio lineare e considerate congiuntamente. Sulla figura si possono effettuare una serie di considerazioni:

- La flessibilità a domanda costante, come anticipato, non varia al variare del prezzo, in quanto il MES è comunque sempre in grado di reggere gli stessi punti di funzionamento.
- Considerando che il punto iniziale di funzionamento (ideale o meno per le due eccezioni sopra riportate) è sempre a 0 kW: per riduzione si intende la cessione di energia alla rete, mentre per aumento si intende l'acquisto di energia dalla rete.
- Per la vendita dell'energia elettrica una tariffa del gas superiore corrisponde ad un aumento maggiore del costo, in quanto per vendere energia elettrica è necessario aumentare notevolmente il gas naturale acquistato, in modo da poter produrre l'energia elettrica necessaria tramite il cogeneratore.

- Per l'acquisto dell'energia elettrica una tariffa superiore di quest'ultima corrisponde ad un aumento maggiore del costo, in quanto l'energia elettrica ha, in ogni caso, un prezzo superiore a quello del gas, e quindi peserà maggiormente sul costo del MES.
- Per assorbimenti elevati³¹ dell'energia elettrica, il costo totale per la situazione avente la tariffa più elevata dell'energia elettrica tende a superare il massimo del gas, così come il minimo del gas tende a superare il minimo dell'energia elettrica, invertendo la situazione rispetto al resto del diagramma della flessibilità. Tale situazione è visibile in Figura 7.1 per ciascuna caratteristica a CHP spento, e anche con CHP acceso per quanto riguarda le tariffe massime e la pompa di calore in modalità caldo (diagramma a destra).

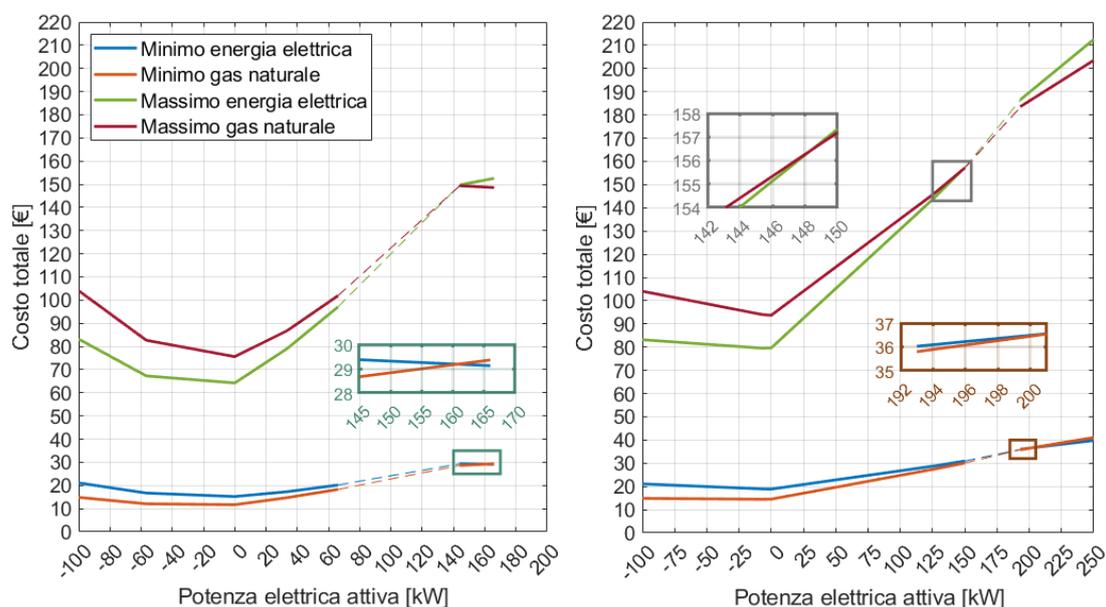


Figura 7.1: Flessibilità operativa a domanda costante. *A sinistra:* EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra:* EHP in modalità calore.

Per concludere l'analisi si analizzano alcuni punti, per comprendere al meglio la formazione del costo totale. Come primo punto si considera il punto di minimo per CHP spento e EHP in modalità potenza frigorifera, ovvero con 144 kWh di energia elettrica assorbita e 349.58 kWh di gas consumato. Di seguito vengono riportati i calcoli effettuati per ottenere

³¹Elevati in senso relativo del punto di lavoro selezionato, in quanto potrebbero, a livello teorico, essere molto maggiori.

il costo totale per le quattro tariffe, utilizzando l'Equazione (1.3):

$$\begin{aligned}\text{Costo}_{t_1} &= 0.028886 \cdot 349.58 + 0.13389 \cdot 144 = 29.38\text{€} \\ \text{Costo}_{t_2} &= 0.022234 \cdot 349.58 + 0.144866 \cdot 144 = 28.63\text{€} \\ \text{Costo}_{t_3} &= 0.12199 \cdot 349.58 + 0.74361 \cdot 144 = 149.73\text{€} \\ \text{Costo}_{t_4} &= 0.14351 \cdot 349.58 + 0.68878 \cdot 144 = 149.35\text{€}\end{aligned}\tag{7.2}$$

Si nota la vicinanza tra i costi delle due tariffe di minimo e tra i costi delle due tariffe di massimo. Nonostante l'aumento importante dell'energia elettrica assorbita questa rimane nettamente inferiore al gas naturale, bilanciando così con le tariffe, in cui quella dell'elettricità è nettamente superiore a quella del gas. Un ulteriore aumento dell'energia elettrica corrisponde ad una diminuzione del gas, comporta il superamento del Costo_{t_2} rispetto al Costo_{t_1} , così come una aumento della distanza del Costo_{t_4} dal Costo_{t_3} . Ad esempio, nel punto a potenziale massimo si ha:

$$\begin{aligned}\text{Costo}_{t_1} &= 0.028886 \cdot 238.66 + 0.13389 \cdot 166 = 29.11\text{€} \\ \text{Costo}_{t_2} &= 0.022234 \cdot 238.66 + 0.144866 \cdot 166 = 29.35\text{€} \\ \text{Costo}_{t_3} &= 0.12199 \cdot 238.66 + 0.74361 \cdot 166 = 152.55\text{€} \\ \text{Costo}_{t_4} &= 0.14351 \cdot 238.66 + 0.68878 \cdot 166 = 148.59\text{€}\end{aligned}\tag{7.3}$$

Si nota, sorprendentemente, che per le tariffe 1 e 4, si ha una diminuzione del costo aumentando l'energia assorbita, invertendo la pendenza rispetto al resto del diagramma di flessibilità downward.

Per concludere, si valuta il punto sulla flessibilità upward in cui si ha il cambio di flessibilità, corrispondente a 56.67 kWh di energia elettrica ceduta alla rete (segno negativo) e 666.67 kWh di gas assorbito, ovvero la quantità necessaria per saturare il cogeneratore, passando così ad alimentare una tecnologia più costosa quale il boiler. I costi totali sono i seguenti:

$$\begin{aligned}\text{Costo}_{t_1} &= 0.028886 \cdot 666.67 - 0.044633 \cdot 56.67 = 16.73\text{€} \\ \text{Costo}_{t_2} &= 0.022234 \cdot 666.67 - 0.048288 \cdot 56.67 = 12.09\text{€} \\ \text{Costo}_{t_3} &= 0.12199 \cdot 666.67 - 0.24787 \cdot 56.67 = 67.28\text{€} \\ \text{Costo}_{t_4} &= 0.14351 \cdot 666.67 - 0.22960 \cdot 56.67 = 82.66\text{€}\end{aligned}\tag{7.4}$$

In questo punto di funzionamento l'influenza maggiore sul costo è del gas, in quanto ne viene assorbita una quota importante. I ricavi della cessione di energia elettrica permettono di mantenere i margini tra le due tariffe di massimo più ridotti (così come tra le due tariffe di minimo), ma senza influenzare in modo importante il costo totale.

7.1.2 Strutturazione degli incentivi

Per osservare come cambia la strutturazione degli incentivi nei quattro casi osservati si presenta innanzitutto il calcolo del costo sottraendo dalla valutazione il costo nel punto di lavoro ottimizzato: in questo modo si va ad osservare esclusivamente l'aumento del prezzo variando l'energia elettrica scambiata. In Figura 7.2 vengono mostrati i risultati.

Rispetto alla Figura 7.1 l'asse delle ascisse cambia di significato: se nella figura precedente veniva indicato lo scambio di potenza elettrica con la rete, in questo caso si utilizza la variazione della potenza elettrica attiva rispetto al punto iniziale (che, in questo caso, come si vedrà dalla Figura 7.3, non corrisponde per forza al valore ideale). Si nota, innanzitutto, la differenza tra la riduzione e l'aumento dell'energia elettrica scambiata. Per l'aumento, ovvero per l'assorbimento di energia elettrica, le tariffe massime provocano un aumento del costo nettamente superiore alle tariffe di minimo, in quanto interviene la tariffa di acquisto dell'energia elettrica: maggiore è quest'ultima, maggiore sarà l'incremento. Viceversa, per la riduzione, ovvero per la cessione di energia elettrica, una tariffa elevata per l'energia elettrica comporta una riduzione importante del costo a causa del segno negativo, riferito alla vendita di elettricità, che controbilancia il costo elevato per l'acquisto del gas naturale: in questo caso la differenza del costo tra le varie situazioni tende a rimanere limitata, e gli effetti di tariffe circa sette volte superiori si avvertono solo limitatamente.

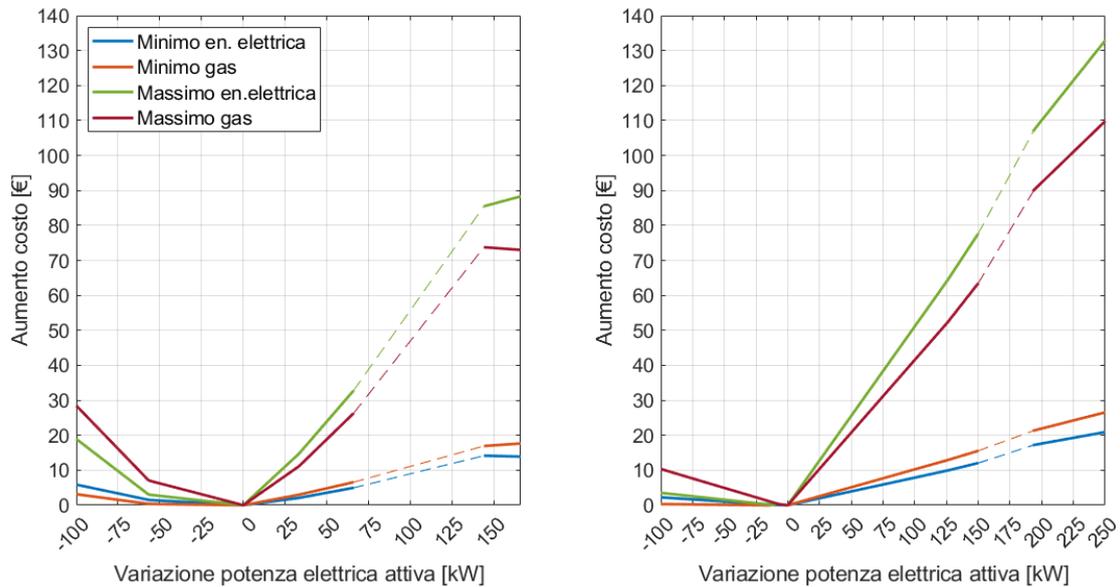


Figura 7.2: Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

In Figura 7.3 si aggiunge il dettaglio sui punti di minimo con EHP in modalità calore, mostrando la situazione descritta in Tabella 7.2, ovvero la riduzione del costo iniziale con tariffe aventi ρ minore.

Si passa ad analizzare gli incentivi: si fissa un incentivo di partecipazione nullo e si valutano gli effetti di una variazione dell'incentivo di esercizio, valutando che incentivo sia necessario per avere una redditività del MES per ogni variazione in caso di partecipazione al servizio di demand response, mettendo a disposizione la propria flessibilità operativa a domanda costante. Data l'asimmetria tra riduzione ed aumento si considerano separatamente i due casi.

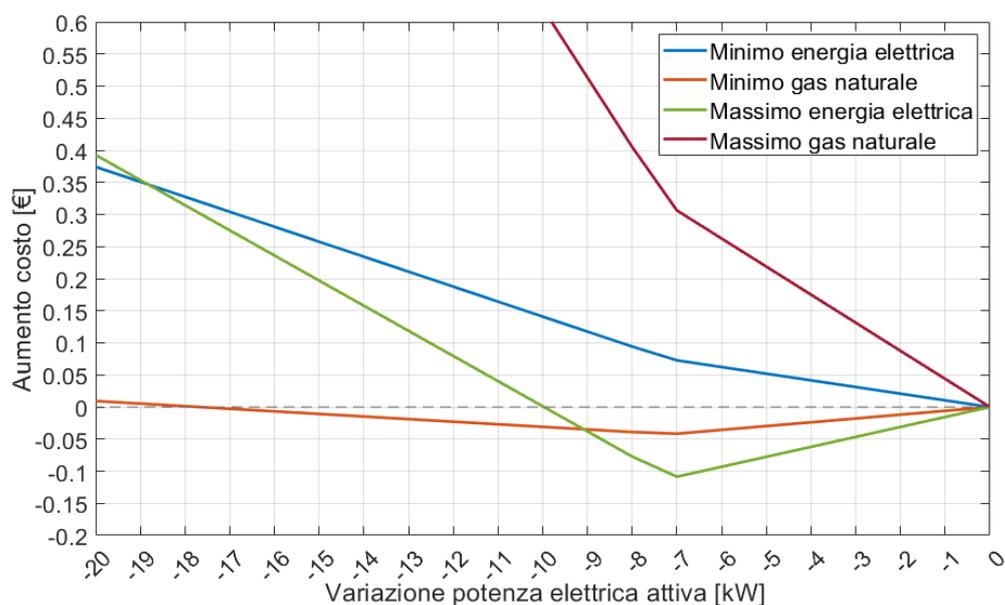


Figura 7.3: Dettaglio sulla variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato.

Flessibilità upward

In Figura 7.4 si riporta il caso della flessibilità upward. Si osserva che, se per l'utente gestore del MES risulta più conveniente avere l'EHP in modalità potenza frigorifera, avendo un costo iniziale inferiore e costi in generale più bassi, per l'ente che fornisce gli incentivi risulta più conveniente l'EHP in modalità calore, in quanto l'aumento di prezzo è maggiormente limitato e, pertanto, per creare profitto all'utente sono sufficienti incentivi minori. Per la figura a sinistra, infatti, si ha un incremento massimo di circa 28 €, mentre per quella a destra è limitata a circa 10 € (per la tariffa peggiore). La considerazione è confermata in Tabella 7.3, in cui si riporta il minimo incentivo di esercizio necessario per avere profitto per ogni punto della riduzione di energia elettrica per ciascuna tariffa e per le due modalità della pompa di calore. Il passo minimo della variazione dell'incentivo di esercizio è di 0.001 €/kWh. Tra le tariffe di minimo si ha una differenza di quasi un ordine di grandezza.

Tabella 7.3: Minimo incentivo di esercizio comportante una redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.

Modalità della pompa di calore	Tariffa minima en. elettrica	Tariffa minima gas	Tariffa massima en. elettrica	Tariffa massima gas
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.059	0.032	0.190	0.285
Caldo	0.023	0.004	0.036	0.104

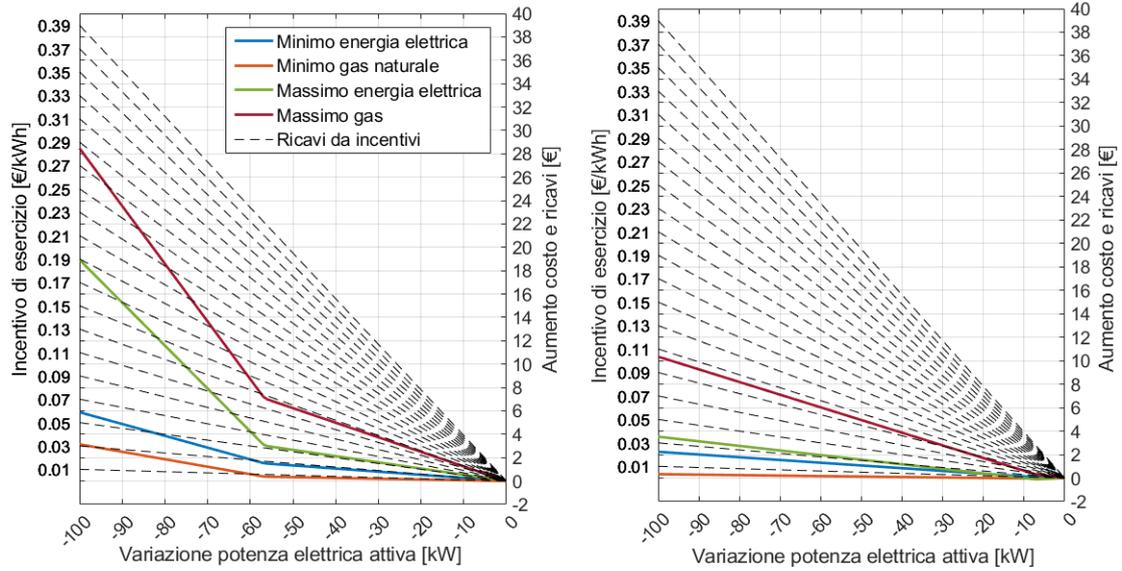


Figura 7.4: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Per concludere, in Tabella 7.4 si riportano i punti di massima redditività per ciascuna tariffa. Per quanto riguarda i punti non vi è alcuna differenza tra le varie tariffe, in quanto il massimo profitto corrisponde sempre ad un cambio di pendenza o alla massima variazione assoluta. La tariffa col massimo prezzo del gas risulta in assoluto la più sconsigliata, richiedendo gli incentivi più elevati per aumentare la convenienza della variazione.

Tabella 7.4: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.

Modalità della pompa di calore	Punto a massimo profitto	Tariffa Minimo en. elettrica	Tariffa Minimo gas	Tariffa Massimo en. elettrica	Tariffa Massimo gas
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	-56.67	0.027	0.007	0.054	0.125
	-100	0.102	0.064	0.368	0.494
Caldo	-7.14	0.012	0	0	0.044
	-100	0.025	0.005	0.040	0.109

I casi in cui gli incentivi siano convenienti sin dal valore nullo corrisponde ad un mancato punto iniziale ottimizzato: la variazione del punto di lavoro risulterebbe conveniente anche senza incentivi, in quanto comporterebbe una diminuzione del costo totale del MES.

Flessibilità downward

Per la flessibilità downward la situazione si complica, a causa del transitorio per lo spegnimento del MES e la conseguente discontinuità. In Figura 7.5 si riporta la variazione degli incentivi nel caso della flessibilità downward. Si nota l'incremento dei valori rispetto al caso upward per poter avere una redditività. Le pendenze nelle due modalità della pompa di calore risultano molto simili: la convenienza per l'ente fornitore degli incentivi dipende dal punto di lavoro voluto, anche in relazione alla diversa flessibilità delle due casistiche.

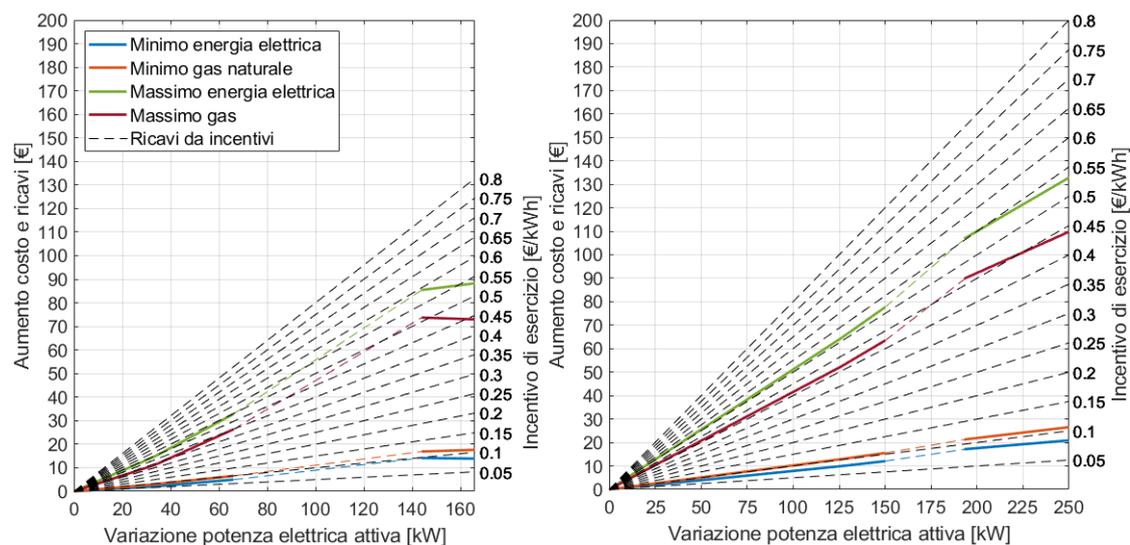


Figura 7.5: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

In Tabella 7.5 si riporta il minimo incentivo di esercizio necessario per avere profitto per ogni punto della riduzione di energia elettrica per ciascuna tariffa e per le due modalità della pompa di calore.

Tabella 7.5: Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Tariffa minima en. elettrica	Tariffa minima gas	Tariffa massima en. elettrica	Tariffa massima gas
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.099	0.118	0.594	0.513
Caldo	0.089	0.111	0.554	0.466

Rispetto alla Tabella 7.3 si nota l'aumento dei valori minimi necessari per avere redditività in ogni punto, per ciascuna delle tariffe. Una tariffa con un rapporto ρ più alto,

al contrario del caso upward, risulta più sconvolgente. Le tariffe di massimo richiedono incentivi circa cinque volte superiori per garantire redditività.

Per terminare il primo test in Tabella 7.6 si riportano i punti di massima redditività per ciascuna tariffa. La possibilità di spegnere il cogeneratore ha una grande influenza, spostando la maggior parte dei punti a massima redditività dal massimo aumento dell'energia elettrica assorbita, ma mantenendo il CHP acceso, al secondo tratto, avente, appunto, il CHP spento. Per il resto valgono le constatazioni effettuate sulla flessibilità upward, ed anche in questo caso si ha un incremento di circa cinque volte degli incentivi necessari ad avere la massima redditività tra le tariffe di minimo e quelle di massimo.

Tabella 7.6: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Punto a massimo profitto	Tariffa Minimo en. elettrica	Tariffa Minimo gas	Tariffa Massimo en. elettrica	Tariffa Massimo gas
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	33.33	0.063	0.090	0.443	0.335
	66.67	0.089	0.110	0.553	0.464
	166.67	0.091	0.112	0.560	0.473
Caldo	126.19	0.079	0.103	0.512	0.416
	150	-	0.110	0.553	0.464
	249	0.089	0.111	0.554	0.465

7.2 Secondo test: variazione del prezzo del gas

Si prosegue studiando il caso in cui il prezzo dell'elettricità acquistata e ceduta venga mantenuto costante, variando al contempo su base trimestrale i prezzi del gas, come da Tabella 6.6. Il rapporto ρ tra i prezzi, definito dall'Equazione 7.1, tende a diminuire con l'aumentare della tariffa sul gas, arrivando ad un valore tre volte inferiore a quello iniziale (Tabella 7.7).

Tabella 7.7: Rapporto ρ tra le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale - secondo test.

	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
ρ	5.723	4.509	3.107	1.949

Si valuta, per iniziare, la variazione del punto ideale di funzionamento, corrispondente in ciascun caso all'EHP in modalità calore. In Tabella 7.8 sono riportati i risultati.

Tabella 7.8: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - secondo test.

		Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
En. elettrica scambiata	kWh	0	0	0	33.33
Gas acquistato	kWh	526.75	526.75	526.75	444.44
Costo totale	€	18.34	23.28	33.77	52.07

Si nota l'importante differenza per le tariffe corrispondenti al primo trimestre 2022. L'aumento del costo del gas comporta la convenienza di ridurre il combustibile acquistato anche a costo di un aumento dell'energia elettrica acquistata. Allo stesso modo si valuta il punto ottimale di funzionamento con EHP in modalità calore, con i risultati riportati in Tabella 7.9. In questo caso il punto di lavoro resta costante a prescindere dalla tariffa del gas naturale. Non essendoci scambio di energia elettrica il costo è linearmente dipendente dal costo del gas, pertanto il costo massimo è circa tre volte quello minimo.

Tabella 7.9: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - secondo test.

		Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
En. elettrica scambiata	kWh	0	0	0	0
Gas acquistato	kWh	653.06	653.06	653.06	653.87
Costo totale	€	22.74	28.86	41.87	66.75

Dal punto ideale si allarga l'analisi all'intero intervallo di flessibilità, per osservare la variazione del costo totale. I risultati sono riportati in Figura 7.6. Con entrambe le modalità risulta invariata la flessibilità totale, in quanto i costi non influiscono sul range dell'energia elettrica. L'osservazione principale è sulle pendenze dei vari tratti di funzionamento del MES, valutando le differenze tra aumento e riduzione dell'energia elettrica scambiata. In entrambe le modalità la pendenza tende ad aumentare con l'aumento della tariffa per la cessione dell'energia elettrica, in quanto corrisponde ad un aumento del gas naturale acquistato. Al contrario, un assorbimento di energia elettrica provoca una riduzione della pendenza, ed in alcuni casi ad un'inversione vera e propria nella pendenza di alcuni tratti. Il primo è visibile nel grafico di sinistra per la tariffa corrispondente al primo trimestre 2022, e causa lo spostamento del punto di minimo da 0 a 33.33 kW. I restanti tratti, in entrambi i grafici, corrispondono alla modalità con CHP spento, pertanto risulterebbero importanti in caso di impossibilità di attivare il CHP, spostando il punto ideale dal minimo assorbimento di energia elettrica per tariffe basse al massimo assorbimento per tariffe alte.

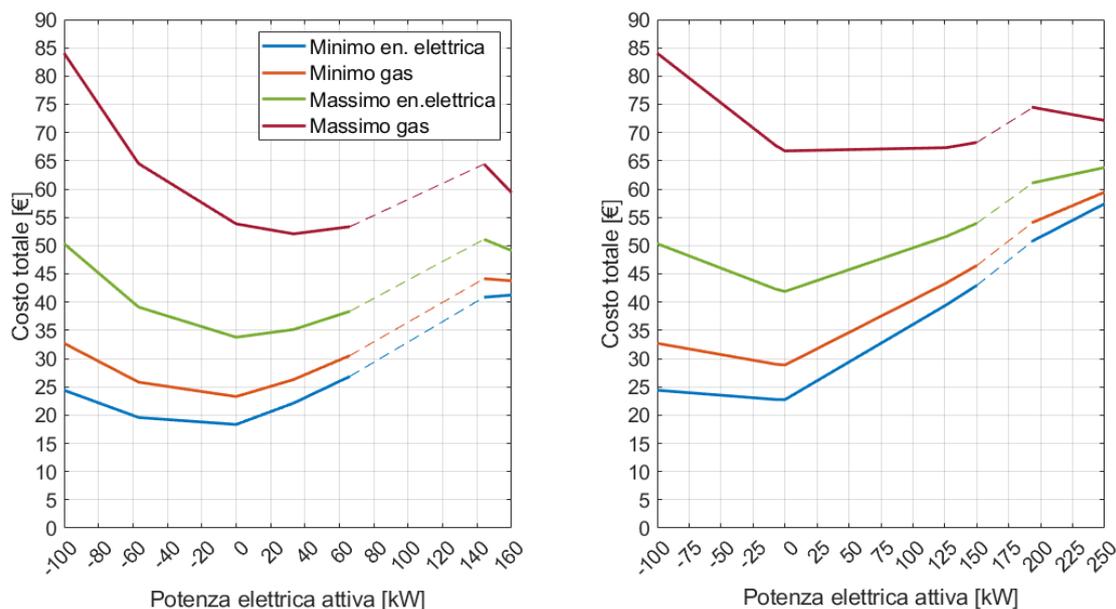


Figura 7.6: Flessibilità operativa a domanda costante - secondo test. *A sinistra:* EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra:* EHP in modalità calore.

7.2.1 Strutturazione degli incentivi

Si passa ad analizzare la situazione dal punto di vista dell'ente fornitore degli incentivi, valutando l'impatto che l'aumento della tariffa del gas ha sull'aumento dei costi e sui profitti derivanti da incentivi. Si analizza, innanzitutto, l'aumento del costo rispetto al punto ottimale per entrambe le modalità (a differenza del primo test, per questo e per il successivo si considera un funzionamento iniziale pari al punto ottimale, in modo da visualizzare nel modo corretto come una variazione importante di quest'ultimo influisca sull'aumento del costo e sulla strutturazione degli incentivi). I risultati sono mostrati in Figura 7.7. Innanzitutto, si nota quanto già spiegato con la Figura 7.6, ovvero il comportamento opposto tra riduzione ed aumento dell'energia elettrica. Per la riduzione il risultato è coerente con le tariffe: la pendenza è maggiore per tariffe più alte, ad esclusione dell'ultima tariffa con EHP in modalità potenza frigorifera, che, a causa dello spostamento del punto ottimale, non vede un aumento della pendenza, bensì un aumento del range totale, sia in termini di flessibilità upward, che passa da 100 a 133.33 kW, che in termini di aumento del costo, che raddoppia, passando da circa 16 € a circa 32 €. Al contrario, per la flessibilità downward l'aumento del costo tende a diminuire con l'aumento della tariffa del gas. Inoltre, per la tariffa del primo trimestre 2022 e l'EHP in modalità calore, la flessibilità upward si riduce, passando da 166.67 a 133.33 kW.

Si conclude il paragrafo con la strutturazione degli incentivi basandosi sulla Figura 7.7, potendo andare ad effettuare una prima valutazione di quanto la variazione delle flessibilità upward e downward influisca sui risultati fin qui ottenuti.

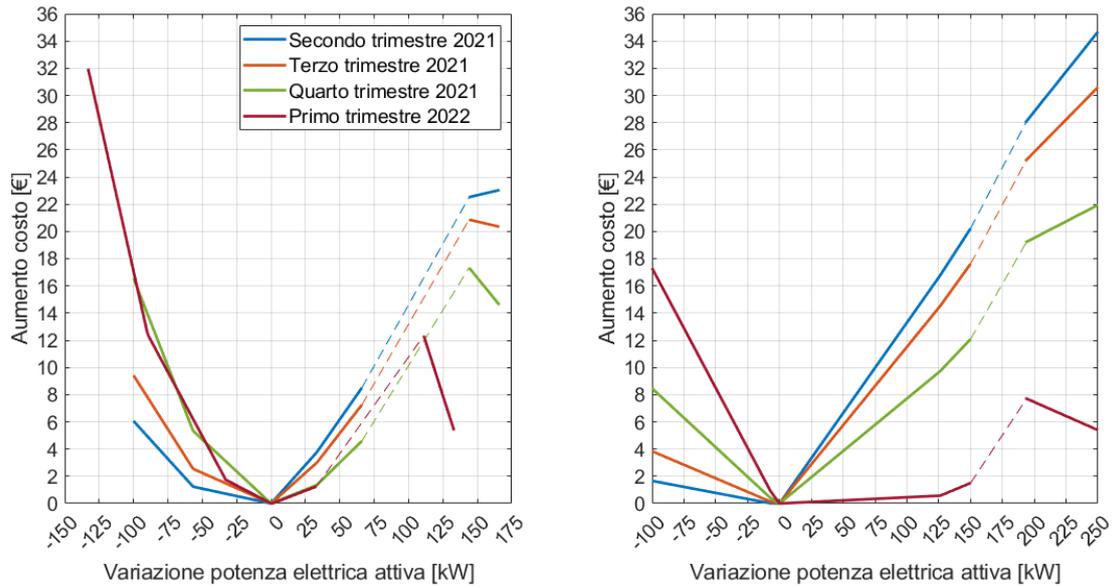


Figura 7.7: Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Flessibilità upward

Si analizza innanzitutto la flessibilità upward, comparando in Figura 7.8 i ricavi da incentivi con l'aumento dei costi. Il punto fondamentale in questo caso è lo spostamento del punto ottimale. In corrispondenza del punto a massima flessibilità per le prime tre tariffe, l'aumento del costo della quarta corrisponde a quello della terza: lo spostamento del punto ottimale limita gli effetti dell'aumento del costo. Solo il tratto finale influenza pesantemente gli incentivi, con la necessità di passare da un incentivo di 0.18 €/kWh ad uno di 0.24 €/kWh per mantenere la redditività nel punto a massima flessibilità.

Quest'ultima caratteristica è espansa in Tabella 7.10, che mostra il minimo incentivo necessario per avere redditività per ciascun valore della riduzione di energia elettrica, con variazioni minime tra un incentivo di esercizio e l'altro di 0.001 €/kWh. In questo caso gli effetti dell'aumento del costo del gas è chiaramente visibile: con l'EHP in modalità freddo gli incentivi devono quadruplicare, con l'EHP in modalità calore addirittura decuplicare.

Tabella 7.10: Minimo incentivo di esercizio comportante un redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.

Modalità della pompa di calore	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.061	0.095	0.166	0.241
Caldo	0.017	0.039	0.085	0.174

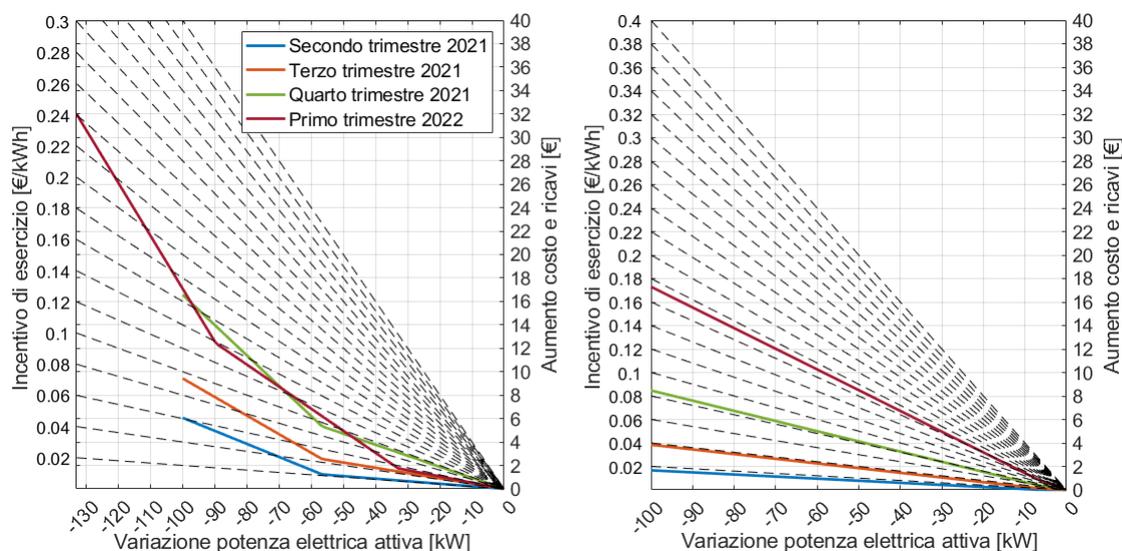


Figura 7.8: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Si completa lo studio della flessibilità upward valutando i punti a massima redditività per ciascuna tariffa, con risultati mostrati in Tabella 7.10. Lo spostamento del punto di minimo per la quarta tariffa complica lo studio, introducendo dei punti aggiuntivi, ma corrispondenti, comunque, a cambiamenti di pendenza e punti di funzionamento identici a quelli delle altre tre tariffe. In generale, si conferma anche qui l'importante tendenza di aumento degli incentivi necessari per raggiungere un determinato MPER.

Tabella 7.11: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.

Modalità dell'pompa di calore	Punto a massimo profitto	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	-33.33	-	-	-	0.054
	-56.67	0.022	0.045	0.095	-
	-90	-	-	-	0.189
	-100	0.112	0.159	0.260	-
	-133.33	-	-	-	0.452
Caldo	-7.14	0.003	0.021	0.058	0.131
	-100	0.018	0.040	0.087	0.177

Flessibilità downward

Si completa il secondo test con lo studio degli incentivi sulla flessibilità downward del MES, ovvero per l'aumento dell'energia elettrica assorbita dalla rete. I risultati sono rappresentati graficamente in Figura 7.9. In questo caso si arriva ad un risultato importante: nonostante il costo totale sia maggiore per tariffe superiori, l'aumento del prezzo rispetto al punto ideale è minore. Ciò comporta che a tariffe più alte corrispondano incentivi inferiori per garantire redditività.

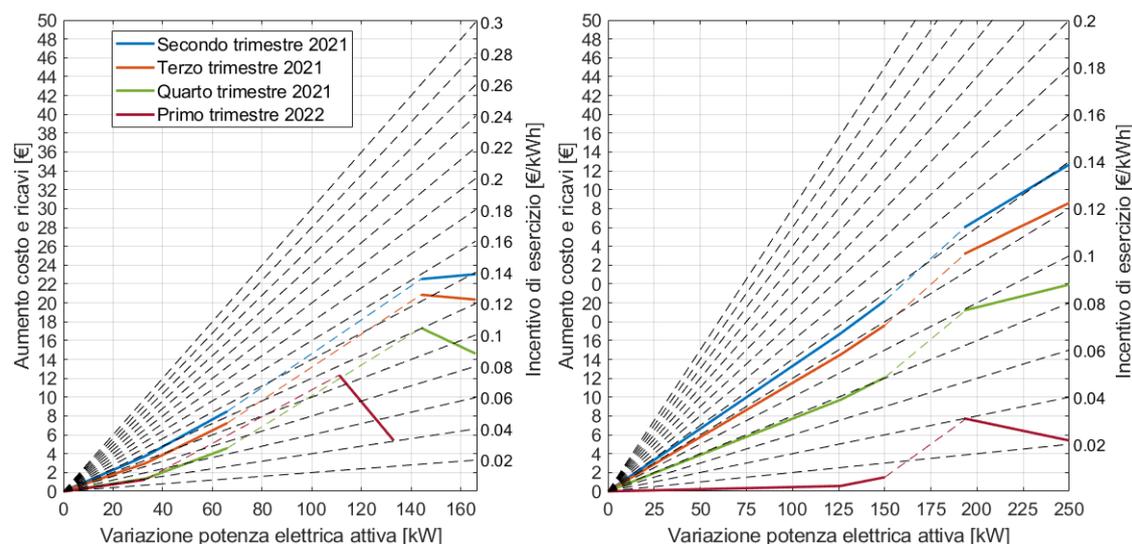


Figura 7.9: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Il risultato è confermato dalla Tabella 7.12, che mostra il minimo incentivo necessario per avere redditività per ciascun valore della riduzione di energia elettrica, con variazioni minime tra un incentivo di esercizio e l'altro di 0.001 €/kWh. Con l'aumentare della tariffa sul gas si nota la discesa continua, anche se non così importante in termini di valore assoluto, del valore minimo necessario per garantire redditività alle operazioni del MES.

Tabella 7.12: Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.157	0.145	0.121	0.112
Caldo	0.146	0.131	0.100	0.041

Per finire, si analizzano i punti a massima redditività, riportati in Tabella 7.13. Anche in questo caso lo spostamento del punto di minimo per l'ultima tariffa provoca uno spostamento dei punti a massima redditività. Tra la prima tariffa e l'ultima si ha una riduzione di circa due terzi dell'incentivo minimo per portare alla massima convenienza un determinato punto.

Riassumendo le osservazioni precedenti, si nota che nel punto di lavoro selezionato un incremento del prezzo del gas, a parità del prezzo dell'energia elettrica, causa sicuramente un effetto importante sul prezzo totale dell'energia, ma, al contempo, gli effetti sulla strutturazione degli incentivi sono da valutare attentamente, perché a seconda dell'effetto che si vuole ottenere si possono avere vantaggi o svantaggi, rendendo più o meno conveniente per l'ente erogatore la fornitura di incentivi.

Tabella 7.13: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Punto a massimo profitto	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	33.33	0.114	0.091	0.041	0.039
	66.67	0.145	0.130	0.099	-
	133.33	-	-	-	0.045
	166.67	0.147	0.133	0.103	-
Caldo	126.19	0.133	0.116	0.079	0.005
	150	-	0.130	0.099	0.039
	249	0.145	0.131	0.100	0.040

7.3 Terzo test: variazione del prezzo dell'energia elettrica

Si conclude il capitolo impostando il terzo test, ovvero studiando il caso in cui il prezzo del gas venga mantenuto costante, variando al contempo su base trimestrale i prezzi dell'energia elettrica acquistata e ceduta, secondo le tariffe di Tabella 6.6. In Tabella 7.14 si riportano i valori del rapporto ρ tra i prezzi di energia elettrica acquistata e gas. In questo caso ρ tende ad aumentare, fino a quasi triplicare tra la prima tariffa e l'ultima.

Tabella 7.14: Rapporto ρ tra le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale - terzo test.

	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
ρ	5.723	6.648	8.229	14.758

Il punto di lavoro ottimale corrisponde in ogni caso all'EHP in modalità potenza frigorifera, ma in questo si ha una variazione importante tra le prime due tariffe e le ultime due, come osservabile in Tabella 7.15. L'incremento del prezzo dell'energia elettrica ceduta comporta la convenienza nel cedere la maggior quantità possibile di energia, saturando il cogeneratore e spostando, così, il punto di minimo. Ne risente anche il costo totale, che tende, in modo controintuitivo, a decrescere con l'aumentare della tariffa dell'energia elettrica.

Tabella 7.15: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità potenza frigorifera - terzo test.

		Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
En. elettrica scambiata	kWh	0	0	-56.67	-56.67
Gas acquistato	kWh	526.75	526.75	666.67	666.67
Costo totale	€	18.34	18.34	17.79	13.51

Analizzando il sistema con EHP in modalità calore (Tabella 7.16) si rileva una caratteristica simile: con l'incremento del prezzo dell'energia elettrica il cogeneratore tende ad essere saturato in modo da cedere alla rete elettrica più energia possibile. Anche in questo caso il fenomeno ha due conseguenze importanti: uno spostamento del punto di minimo e un decremento del costo nel punto ottimale con l'aumentare della tariffa sull'energia elettrica. Per ρ di circa 7 si ha il cambio di pendenza sull'energia elettrica negativa, spostando il punto ottimizzato da 0 a -100 kW di energia elettrica.

Tabella 7.16: Energia scambiata e costo totale nel punto di lavoro ottimizzato con EHP in modalità calore - terzo test.

		Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
En. elettrica scambiata	kWh	0	-7.14	-100	-100
Gas acquistato	kWh	653.06	666.67	885.15	885.15
Costo totale	kWh	22.74	22.66	21.27	13.70

In Figura 7.10 viene mostrato il costo dell'intero intervallo di flessibilità a domanda fissa del MES, per le due modalità e per ciascuna tariffa. Come preventivabile, nel punto senza scambio di energia elettrica il MES presenta lo stesso costo per ciascuna tariffa, dato che la differenza è solamente sul prezzo dell'energia elettrica. Per valori negativi dell'energia elettrica l'aumentare della tariffa corrisponde ad un decremento del costo, arrivando a spostare il punto di minimo in ciascuna delle due modalità della pompa di calore. Per valori positivi dell'energia elettrica non si hanno particolari osservazioni, con un aumento proporzionale alla tariffa, e senza alcuna inversione di pendenza. Si nota, in generale, che mantenere costante il prezzo del gas fa sì che il costo totale risulti

piuttosto proporzionale alla tariffa dell'energia elettrica, con inversione dei comportamenti per valori negativi o positivi dello scambio in rete.

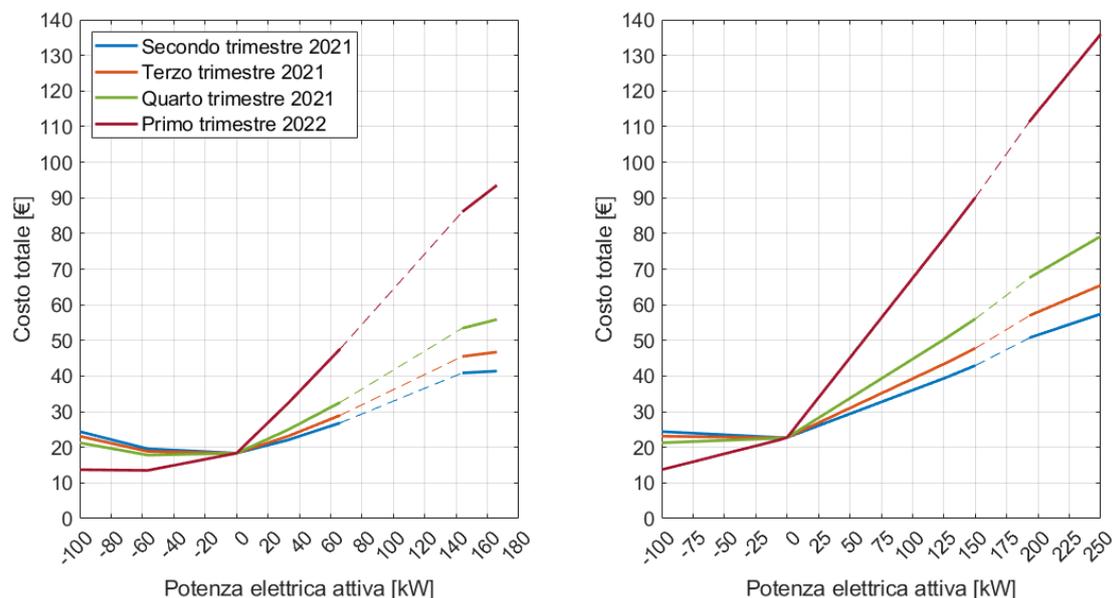


Figura 7.10: Flessibilità operativa a domanda costante - terzo test. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

La variazione del prezzo è particolarmente limitata per potenze elettriche negative, grazie al bilanciamento tra tariffa del gas e prezzo di vendita dell'energia elettrica. Al contrario, l'aumento del costo diventa molto importante per assorbimenti di energia elettrica: l'incremento della tariffa ha un effetto importante sulla crescita del costo totale, e, pertanto, risulta particolarmente sconveniente assorbire potenza elettrica dalla rete.

7.3.1 Strutturazione degli incentivi

Si passa ad analizzare la strutturazione degli incentivi, partendo da un'analisi della variazione dei costi sottraendo il costo minimo da ciascuna tariffa. Come nel test precedente, anche in questo caso si utilizza come valore iniziale il punto ottimale, in modo da verificare come una variazione dello stesso influenzi le flessibilità upward e downward e, di conseguenza, la strutturazione degli incentivi. I risultati sono riportati in Figura 7.11. Dato lo spostamento del punto di minimo verso valori negativi la flessibilità upward tende a ridursi notevolmente, arrivando addirittura ad un valore nullo per l'EHP in modalità calore e le ultime due tariffe. Al contrario, la flessibilità downward a domanda costante tende ad aumentare, fino a racchiudere l'intero range della flessibilità, ovvero arrivando ad un valore di 349 kW con EHP in modalità calore.

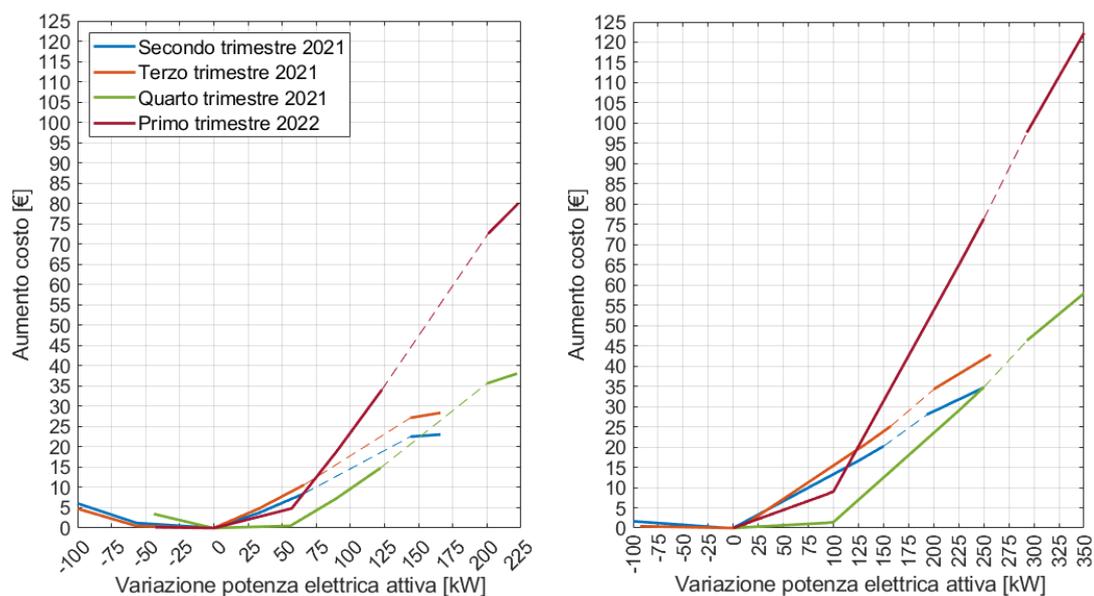


Figura 7.11: Variazione del costo rispetto al punto di lavoro ottimizzato. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Flessibilità upward

In Figura 7.12 vengono strutturati gli incentivi per la flessibilità, confrontando i ricavi dati dall'incentivo di esercizio con l'incremento del costo. La variazione del punto a costo minimo influenza pesantemente la redditività: per la tariffa del quarto trimestre 2021 è necessario un incentivo di esercizio di 0.08 €/kWh, ma con l'aumento ulteriore di prezzo, con la diminuzione della pendenza, è sufficiente un incentivo di 0.005 €/kWh, in quanto il costo resta sostanzialmente costante.

In Tabella 7.17 si riportano i minimi incentivi di esercizio per avere redditività con ciascuna tariffa. Si confermano i risultati della figura, mostrando come il cambio nell'OP determini un salto nei valori. Il trend è comunque decrescente: un incremento del prezzo corrisponde ad un decremento degli incentivi necessari.

Tabella 7.17: Minimo incentivo di esercizio comportante una redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità upward.

Modalità della pompa di calore	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.061	0.048	0.079	0.005
Caldo	0.017	0.005	-	-

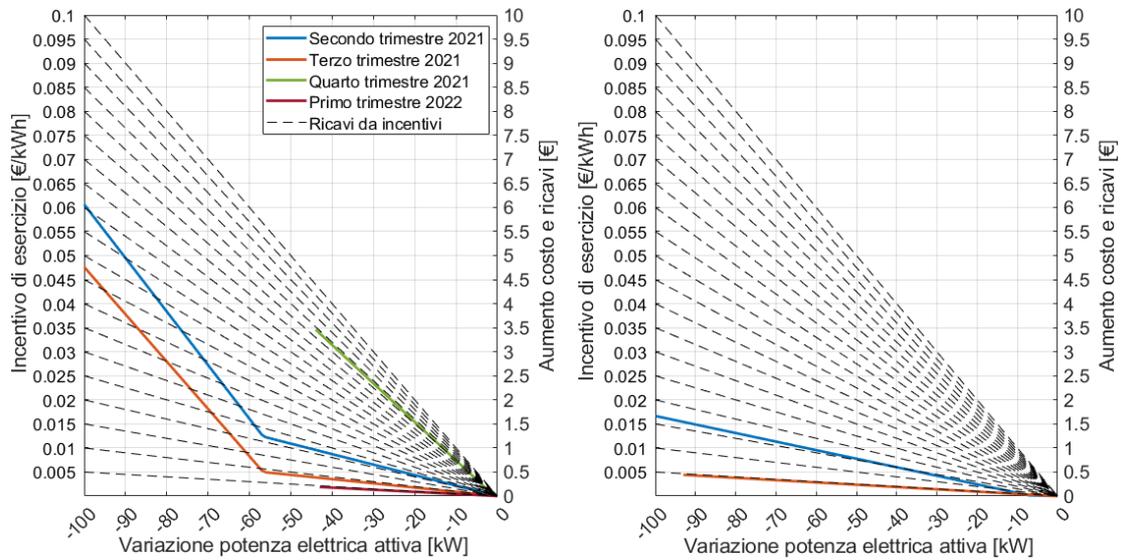


Figura 7.12: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Si conclude lo studio della flessibilità upward con un'analisi dei punti a massima redditività (Tabella 7.18). Per le alte tariffe la riduzione della flessibilità incide anche sulla riduzione del punto, e sull'eliminazione dei cambi di pendenza intermedi. I punti tendono a variare a seconda della tariffa, a causa della modifica nel punto di funzionamento ottimale. Si conferma, in generale, la diminuzione degli incentivi necessari a raggiungere il massimo guadagno per una determinata riduzione.

Tabella 7.18: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità upward.

Modalità della pompa di calore	Punto a massimo profitto	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	kW	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	-43.33	-	-	0.081	0.005
	-56.67	0.022	0.009	-	-
	-100	0.112	0.099	-	-
Caldo	-7.14	0.004	-	-	-
	-93	-	0.005	-	-
	-100	0.018	-	-	-

Flessibilità downward

Si termina il terzo test con lo studio degli incentivi di esercizio sulla flessibilità downward. In Figura 7.13 si riportano i ricavi da incentivi di esercizio e l'aumento dei costi sulla flessibilità downward. In questo caso gli incentivi tendono ad aumentare con l'aumentare del costo, al netto del fatto che, come nei casi studiati in precedenza, la modifica nel punto di minimo tende a causare delle discontinuità tra le tariffe: per lievi aumenti risultano più convenienti tariffe maggiori, mentre per aumenti importanti la situazione si inverte.

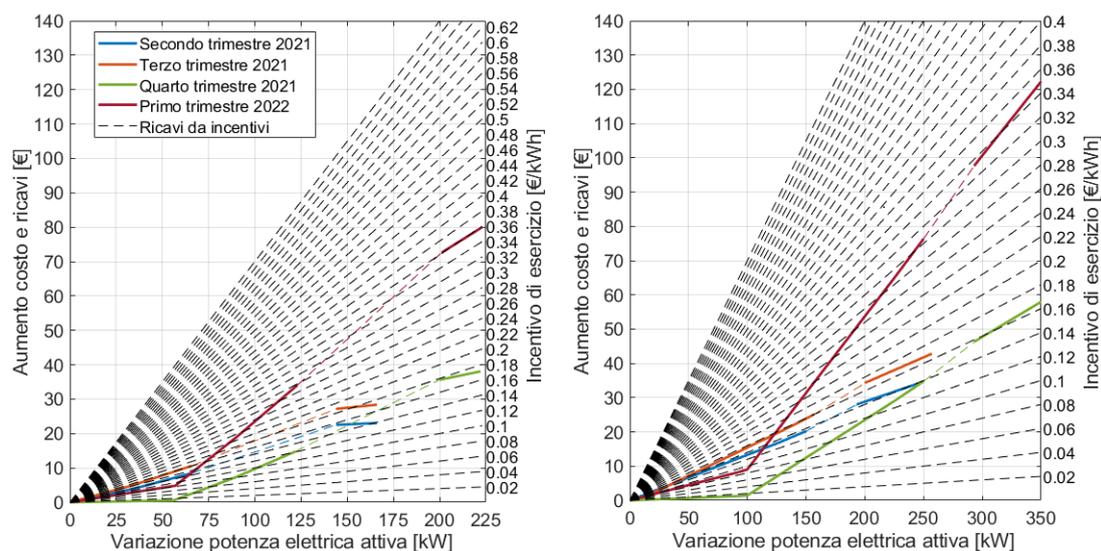


Figura 7.13: Ricavi da incentivo di esercizio sulla flessibilità upward. Il valore degli incentivi è riportato in €/kWh. *A sinistra*: EHP in modalità potenza frigorifera. *A destra*: EHP in modalità calore.

Ciò è confermato in Tabella 7.19, in cui si elencano i minimi incentivi necessari per garantire la redditività del sistema multienergia spostandosi dal punto operativo ottimizzato. Si nota l'andamento a crescere, intervallato dalla discontinuità causata dal cambio di punto di lavoro ottimale. Tra la tariffa minima e quella massima si ha, comunque, un aumento di circa tre volte, in linea con l'aumento delle tariffe.

Tabella 7.19: Minimo incentivo di esercizio comportante redditività a prescindere dal punto di lavoro - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Secondo trimestre 2021	Terzo trimestre 2021	Quarto trimestre 2021	Primo trimestre 2022
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Freddo	0.157	0.189	0.179	0.362
Caldo	0.146	0.172	0.166	0.350

Infine, in Tabella 7.20 si osservano i punti a massima redditività al variare della tariffa dell'energia elettrica. Rispetto ai casi precedenti la grande varietà di cambi di pendenza e variazioni nel punto operativo rende complesso confrontare direttamente i risultati della tabella, che comunque richiamano e confermano quanto spiegato in precedenza in relazione alla Figura 7.13 e alla Tabella 7.19. Si può notare, anche in questo caso, una delle considerazioni fondamentali ricavate dai tre test: il cambiamento del punto ottimale (che in questo test avviene maggiormente rispetto ai test precedenti) ha una forte influenza sulla competitività degli incentivi, stravolgendo completamente i risultati attesi e rendendo, eventualmente, vantaggiose delle tariffe superiori per l'ente fornitore degli incentivi.

Tabella 7.20: Punti a massima redditività e conseguente minimo incentivo di esercizio - flessibilità downward.

Modalità della pompa di calore	Punto a massimo profitto kW	Secondo trimestre 2021 €/kWh	Terzo trimestre 2021 €/kWh	Quarto trimestre 2021 €/kWh	Primo trimestre 2022 €/kWh
Freddo	33.33	0.114	0.146	-	-
	56.67	-	-	0.010	0.086
	66.67	0.145	0.177	-	-
	90	-	-	0.201	0.459
	166.67	0.147	0.179	-	-
	223.33	-	-	0.234	0.461
Caldo	7.14	-	0.011	-	-
	92.86	-	-	0.014	0.090
	100	-	-	0.030	0.105
	126.19	0.133	-	-	-
	133.33	-	0.166	-	-
	226.19	-	-	0.221	0.448
	249	0.145	-	-	-
	256.14	-	0.178	-	-
349	-	-	0.233	0.460	

7.4 Riassunto dei risultati dei test

I tre test effettuati sui prezzi dal 2020 al 2022 hanno portato ad una serie di risultati che hanno dimostrato la bontà dei modelli di ottimizzazione e flessibilità dei sistemi multienergia anche a fronte di variazioni importanti. Suddividendosi sui tre test i risultati si possono così riassumere:

- Con aumenti anche di sette volte contemporaneamente sui prezzi di gas naturale ed energia elettrica non si hanno particolari differenze in termini di punto ottimale di

lavoro e flessibilità, che rimangono sostanzialmente gli stessi. La variazione maggiore si ha in termini di costo totale, in senso assoluto, che segue pedissequamente la variazione dei costi. Si nota già in parte che un cambio anche poco importante del rapporto ρ può influire sulle pendenze dei tratti di funzionamento. In termini di incentivi la variazione assoluta dei prezzi ha effetti importanti, anche in questo caso dipendenti quasi linearmente dall'aumento in termini assoluti delle varie tariffe.

- L'aumento del costo del gas naturale a parità di costo dell'energia elettrica non supera, realisticamente, nel corso di un anno, una triplicazione. Già con tale variazione di ρ si può avere un'importante modifica nel punto di lavoro ottimizzato. Ne conseguono effetti sulla flessibilità upward e downward, che possono variare in modo importante, mentre la flessibilità totale a domanda fissa resta costante. La variazione del costo totale ha comunque rilevanza, ma diventa importante in termini relativi anche il cambiamento delle pendenze. Tra cessione e acquisto di energia elettrica la situazione si inverte completamente, rendendo così maggiormente complessa la strutturazione degli incentivi: risulta conveniente un ρ alto per P_1 negativa, mentre un ρ basso per P_1 positiva.
- Per un aumento (anche in questo caso, realisticamente in base ai dati ottenuti, non superiore a tre volte il valore iniziale) del solo prezzo dell'energia elettrica, acquistata e ceduta, le considerazioni sono simili al caso precedente. Una variazione importante di ρ comporta una modifica importante nel punto ottimizzato, con conseguenze sulle flessibilità upward e downward. Grazie all'aumento del costo dell'energia elettrica ceduta il costo totale del punto di minimo può, in modo controintuitivo, decrescere per tariffe maggiori. Sugli incentivi la situazione può variare in modo importante, a seconda della tariffa e del punto di minimo conseguente. Diventa complesso dare indicazioni in senso assoluto.

Si constata che sulle variazioni relative, come quelle del secondo e del terzo test, influiscono pesantemente le domande dei tre vettori in output. L'inversione di segno dell'energia elettrica scambiata con la rete, particolarmente comoda in questo caso, può rendere conveniente anche un eventuale aumento delle tariffe, soprattutto in merito alla strutturazione degli incentivi. Se la domanda di energia elettrica fosse elevata la situazione tenderebbe ad essere più uniforme tra flessibilità upward e downward.

Conclusioni

I MES sono tra le opzioni più interessanti per poter integrare le fonti rinnovabili nei sistemi elettrici, aumentandone la penetrazione. Rispetto ai sistemi di stoccaggio evitano di dover impiegare vaste aree per installare batterie, sistemi di stoccaggio del calore o altri sistemi, bensì permettono di riunire varie reti ed elementi tradizionalmente considerati in modo separato in un unico sistema. Di contro, è richiesta una gestione attiva da parte degli utenti finale, che dovranno prendere una serie di decisioni sulla miglior modalità di funzionamento e sulla risposta alle richieste di DSM, nonché dell'ente gestore della rete, che dovrà fornire dei segnali economici (ad esempio incentivi o segnali di prezzo) per sfruttare la flessibilità operativa dei sistemi multienergia e modificare, in caso di evenienza (picchi di carico, necessità di inserire produzione da rinnovabili, ecc.), il consumo di energia elettrica degli utenti.

Nel corso della tesi sono state analizzate una serie di problematiche legate alla gestione dei sistemi multienergia, approcciando il problema sotto vari punti di vista ed analizzando le soluzioni migliori per ciascun problema. Si tratta, infatti, di sistemi complessi, che richiedono soluzioni a problemi legati a vari ambiti, partendo da un punto di partenza ingegneristico progettuale, passando per problemi di ottimizzazione del funzionamento e finendo con problemi economici, legandosi, inoltre, anche alle telecomunicazioni.

Ragionando in termini di ottimizzazione, nella tesi sono stati analizzati due modelli di ottimizzazione del punto di lavoro del MES, impostando la funzione obiettivo sulla minimizzazione del costo. Il primo metodo permette di costruire un sistema di risoluzione non lineare tramite una matrice di accoppiamento non lineare, che mette direttamente in relazione gli input con gli output del sistema multienergia. Il secondo metodo permette, invece, di impostare un sistema di vincoli esteso, in cui ai coefficienti di dispacciamento vengono sostituiti i vettori in input e in output ai vari elementi del MES, linearizzando la matrice a costo di aumentare il numero di incognite e di equazioni.

Nel confronto tra i due metodi risultano evidenti i vantaggi di un approccio lineare del problema. Linearizzare il problema permette innanzitutto di ridurre i tempi di calcolo. In Tabella 3.5 è stato mostrato come, applicando i principi dei due sistemi ad un caso base (composto da un CHP ed un AB, ed allacciato alle rete elettrica e del gas), il tempo medio necessario a trovare la soluzione ottimale per una determinata domanda tende a dimezzarsi. Ciò è dovuto principalmente a una riduzione del numero totale di iterazioni, che si riduce di circa quattro volte, andando a bilanciare un tempo medio per la singola iterazione che è di circa il doppio per il sistema lineare.

Inoltre, la risoluzione del sistema non lineare presenta la necessità di dover trovare un punto di partenza per il calcolo del minimo, mentre il sistema lineare non richiede un punto di partenza. Questo passo comporta principalmente due svantaggi. Innanzitutto, sarà necessario implementare una sezione di script in più, allungando i tempi di risoluzione e dovendo ragionare su una questione in più, nel tentativo trovare un punto di partenza sensato (impegnativo nel caso di casi particolarmente complessi, dovendo garantire il rispetto dei vari limiti del MES). In aggiunta a ciò, sarà necessario verificare che il punto iniziale fornisca la soluzione corretta: è stato dimostrato che partire da un punto qualunque non garantisce di ottenere il punto ottimale. È possibile che durante la risoluzione venga incontrato un punto di minimo locale e il calcolatore valuti questo come punto ottimale, così come è possibile che la soluzione diverga, non riuscendo a trovare il punto di minimo. La seconda questione importante posta nello svolgimento della tesi è lo studio dell'area di fattibilità e, in particolare, come l'interdipendenza tra i carichi influenzi l'area di fattibilità totale. Per studiare questa caratteristica (e, in generale, tutta la seconda parte della tesi) è stato costruito un secondo caso, maggiormente complesso, composto da CHP, AB, EHP e WARG, collegato alla rete elettrica e ad un gasdotto, e avente in output tre diverse domande: potenza elettrica, calore e potenza frigorifera.

È stato dimostrato che in caso di N domande in output (con N maggiore di due) il calcolo delle aree di fattibilità $N-1$ o inferiori non potrà essere approssimato tramite somma di Minkowski passiva tra gli elementi. A causa dell'interdipendenza tra gli elementi in serie nel sistema, infatti, risulterà importante verificare quanto valgono le domande escluse dall'area di fattibilità. Ad esempio, nel caso analizzato si hanno tre domande: l'area di fattibilità 3D risulta corretta ed unica, mentre le tre aree di fattibilità 2D ottenute dalle proiezioni del caso in tre dimensioni appaiono errate, includendo punti di lavoro che, verificando tramite programma di ottimizzazione, non sono ottenibili dal MES considerato. Dai test sui programmi *MATLAB* è stato verificato che tramite proiezioni ortogonali del caso 3D si ottengono le somme di Minkowski 2D, senza possibilità di tenere in considerazione il valore del vettore escluso. Per ottenere effettivamente i risultati corretti è necessario includere il terzo vettore energetico nel computo: per ciascuna modalità di funzionamento possibile (CHP on/off, EHP caldo/freddo) sarà necessario valutare attentamente su quali elementi del MES influisce il terzo carico. Il carico potrà influire direttamente o indirettamente, sarà possibile sottrarlo o sommarlo alla caratteristica della macchina in questione, oppure potrà imporre un certo limite a causa del fatto che la produzione di una determinata macchina non potrà mai superare il valore del terzo carico.

Nelle Figure 5.7 e 5.9 sono riportati i risultati più importanti, che hanno mostrato come variando di 100 pu in 100 pu il terzo carico (potenza frigorifera nel primo caso, calore nel secondo) l'area di fattibilità 2D vari drasticamente. Ciò è dovuto all'interdipendenza tra carico di calore e carico di potenza frigorifera, a causa della configurazione del MES utilizzato come esempio, soprattutto al fatto che il WARG sia alimentato direttamente da CHP e AB, e perciò sostenere il carico di calore limita le possibilità di alimentare il WARG, e, viceversa, l'input del WARG limita il calore in output.

Per concludere, sono stati effettuati alcuni stress test sul costo dell'energia applicato ad un sistema multienergia, in riferimento alle importantissime oscillazioni di prezzo del triennio 2020/2022.

Innanzitutto, è stata effettuata un'analisi statistica sul triennio in questione, tentando,

soprattutto, di comprendere al meglio la relazione statistica tra il costo del gas naturale e quello dell'energia elettrica. Questa relazione è stata dimostrata tramite regressione lineare, che ha provato un legame molto forte tra i due prezzi, come riportato nella Tabella 6.3 e in Figura 6.10. Oltre alla forte correlazione si aggiunge la funzione di filtro applicata dalla tariffazione ARERA e dalla fiscalità italiana, alleggerita durante il periodo di massimo picco dei costi. Da queste considerazioni si è arrivati alla conclusione che per gli stress test non avesse senso mantenere una delle tariffe costante al valore minimo modificando la seconda fino al valore massimo, in quanto è una situazione che non si sarebbe potuta verificare nemmeno in questo periodo di fortissima crescita dei costi.

Viste queste considerazioni i test sono stati tre. Il primo prevedeva la variazione contemporanea di tutte le tariffe, valutando la differenza tra i minimi del triennio ed i massimi dello stesso periodo. L'analisi ha dimostrato la forte influenza di un'analisi in senso assoluto sia sul costo di gestione del MES sia sugli incentivi di esercizio necessari per garantire la redditività dell'impianto. Tuttavia, la configurazione multienergetica permette un discreto filtro sia sull'aumento del costo rispetto al punto ottimale che sugli incentivi di esercizio da impiegare. Inoltre, dal punto di vista della flessibilità offerta non si notano importanti differenze, in quanto il punto ottimale tende a non variare, o a variare in modo leggero. In generale, un aumento così elevato di tutte le tariffe contemporaneamente non compromette il funzionamento del MES, ma, anzi, permette di alleggerire, in parte, il peso dell'incremento.

Per una variazione relativa si è fatto riferimento ai prezzi di un solo anno, ritenendo congruo pensare alla possibilità di una tariffa fissa annuale e ad una variabile su base trimestrale. In questo modo, la variazione relativa tra il costo dell'energia elettrica e quello del gas tocca al massimo le tre volte, limitando, evidentemente, l'ampiezza dei test rispetto al caso di variazione assoluta di entrambi. In ogni caso, nella tesi si è mostrato come una variazione relativa possa influenzare in modo piuttosto variegato il costo e la flessibilità, in quanto, considerando anche la possibilità di vendere energia elettrica, il punto ottimale di funzionamento può variare nei modi più disparati, e con lui anche le flessibilità upward e downward. È stato dimostrato, infine, che la flessibilità del MES permette di filtrare in modo piuttosto efficace variazioni relative elevate, sia in termini di costo minimo, che di aumento del costo, che di incentivi di esercizio necessari per garantire la redditività. È necessario, tuttavia, prestare particolarmente attenzione allo spostamento del punto ottimale, che potrebbe eventualmente limitare fortemente una tra flessibilità upward e downward, rendendo più complesso per l'ente gestore della rete intervenire per richiedere riduzioni o aumenti dell'energia elettrica (assorbita o prodotta).

Per concludere, questa tesi ha prodotto una serie di risultati interessanti sulla gestione di un sistema multienergia. Sono stati evidenziati alcuni punti ritenuti importanti ai fini di un'analisi ottimale dei MES, sistemi che diventeranno sempre più importanti nei prossimi anni e nei prossimi decenni, ai fini di favorire il passaggio ad una rete elettrica più flessibile, sostenibile ed considerevole in termini relativi rispetto al totale di fabbisogno energetico mondiale. È importante sviluppare al meglio i principi regolatori di questo nuovo tipo di gestione della rete, correggendo eventuali punti deboli di servizi in rapida evoluzione, in modo da rendere più efficace per tutti gli enti partecipanti l'esercizio e la coordinazione.

Bibliografia

- [1] Wikipedia. Leonardo da vinci — wikipedia, l'enciclopedia libera, 2009. http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Simplex_description.png, Immagine caricata su Wikimedia Commons, Ultimo accesso il 14/10/2022.
- [2] Byoungil Jeon, Jongyul Kim, Kiseo Lim, Younghyun Choi, and Myungkook Moon. Calculation of detector positions for a source localizing radiation portal monitor system using a modified iterative genetic algorithm. *Journal of Radiation Protection and Research*, 42:212–221, 12 2017.
- [3] Lizhong Xu, Guangya Yang, Zhao Xu, Zhe Bao, Quan Jiang, Yi Cao, and Jacob Østergaard. A coordinated dispatch model for electricity and heat in a microgrid via particle swarm optimization. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 35:2044–2055, 02 2013.
- [4] Eurostat. Complete energy balances, Ultimo aggiornamento: 22/01/2023 23:00. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_bal.
- [5] European Union Emissions Trading Scheme – legal point of view. <https://emissions-euets.com/carbon-market-glossary/871-eua>, Ultimo accesso il 10/01/2023.
- [6] Transparency Market Research. Multi energy systems market (component: Pv panels, battery electric storage system, diesel generator, thermal solar collectors, water heating & storage tank, lpg boilers) - global industry analysis, size, share, growth, trends, and forecast, 2022-2031, January 2023. <https://www.transparencymarketresearch.com/multi-energy-systems-market.html>.
- [7] Magnitude Project. <https://www.magnitude-project.eu/>, Ultimo accesso il 20/02/2023.
- [8] UNEP United Nations Environment Programme. District energy in cities - milan case study, 29/05/2017. <https://www.districtenergyinitiative.org/sites/default/files/publications/milan-case-study-290520171143.pdf>.
- [9] Gianfranco Chicco, Shariq Riaz, Andrea Mazza, and Pierluigi Mancarella. Flexibility from distributed multienergy systems. *Proceedings of the IEEE*, 108(9):1496–1517, 2020.

- [10] Nicholas Good and Pierluigi Mancarella. Flexibility in multi-energy communities with electrical and thermal storage: A stochastic, robust approach for multi-service demand response. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1):503–513, 2019.
- [11] Martin Geidl, Gaudenz Koeppel, Patrick Favre-Perrod, Bernd Klockl, Goran Andersson, and Klaus Frohlich. Energy hubs for the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(1):24–30, 2007.
- [12] Gianfranco Chicco and Pierluigi Mancarella. Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization. *Energy*, 34(3):261–273, 2009. WESC 2006 Advances in Energy Studies.
- [13] Yi Wang, Jiangnan Cheng, Ning Zhang, and Chongqing Kang. Automatic and linearized modeling of energy hub and its flexibility analysis. *Applied Energy*, 211:705–714, 2018.
- [14] Mohammad Asghari, Amir M. Fathollahi-Fard, S. M. J. Mirzapour Al-e hashem, and Maxim A. Dulebenets. Transformation and linearization techniques in optimization: A state-of-the-art survey. *Mathematics*, 10(2), 2022.
- [15] The MathWorks Inc. Mathworks documentation for constrained nonlinear optimization algorithms, R2022a. <https://it.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html>, Ultimo accesso il 31/05/2022.
- [16] Enciclopedia on line Treccani. <https://www.treccani.it/enciclopedia/simplesso>, Ultimo accesso il 13/10/2022.
- [17] The MathWorks Inc. Mathworks documentation for linear programming algorithms, R2022a. <https://it.mathworks.com/help/optim/ug/linear-programming-algorithms.html#budwan6>, Ultimo accesso il 12/10/2022.
- [18] Erling Andersen and Knud Andersen. Presolving in linear programming. *Math. Program.*, 71:221–245, 12 1995.
- [19] Jorge Nocedal and Stephen J. Wright. *Numerical Optimization*. Springer, New York, NY, USA, 2e edition, 2006.
- [20] M.H. Albadi and E.F. El-Saadany. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11):1989–1996, 2008.
- [21] Pierluigi Mancarella and Gianfranco Chicco. Integrated energy and ancillary services provision in multi-energy systems. In *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, pages 1–19, 2013.
- [22] Cristian Piran. Modellazione multi-dimensionale e analisi di flessibilità di sistemi multi-energia = multi-dimensional modeling and flexibility analysis of multi-energy systems. Master’s thesis, Politecnico di Torino, 2022.

- [23] Mohammad Asghari, Amir M. Fathollahi-Fard, S. M. J. Mirzapour Al-e hashem, and Maxim A. Dulebenets. Transformation and linearization techniques in optimization: A state-of-the-art survey. *Mathematics*, 10(2):283, Jan 2022.
- [24] European Environment Agency glossary. <https://www.eea.europa.eu/help/glossary/eea-glossary/energy-dependence-rate>, Ultimo accesso il 04/01/2023.
- [25] Wikipedia. Leonardo da vinci — wikipedia, l'enciclopedia libera, 2009. <https://en.wikipedia.org/wiki/Brexit>, Ultimo accesso il 06/01/2023.
- [26] North Sea Transition Authority. <https://www.nstauthority.co.uk/data-centre/data-downloads-and-publications/field-data/>, Ultimo accesso il 06/01/2023.
- [27] Romgaz. <https://www.romgaz.ro/en/press-release-romgaz-successfully-completed-transaction-exxonmobil>, Ultimo accesso il 06/01/2023.
- [28] ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. <https://www.efficienzaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-g/gas-naturale-liquefatto.html>, Ultimo accesso il 07/01/2023.
- [29] Enciclopedia on line Treccani. https://www.treccani.it/magazine/atlante/geopolitica/Il_ruolo_Bielorussia.html, Ultimo accesso il 07/01/2023.
- [30] GME Gestore Mercati Energetici. <https://www.mercatoelettrico.org/it/Mercati/MGAS/MGas.aspx>, Ultimo accesso il 09/01/2023.
- [31] Borsa Italiana. <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/negoiazione-continua.html>, Ultimo accesso il 09/01/2023.
- [32] Il sole 24 ore. <https://www.ilsole24ore.com/art/bollette-tutte-voci-che-tengono-alti-costi-libero-mercato-AEcCHbVC>, Ultimo accesso il 10/01/2023.
- [33] Start Magazine. <https://www.ilsole24ore.com/art/bollette-tutte-voci-che-tengono-alti-costi-libero-mercato-AEcCHbVC>, Ultimo accesso il 01/02/2023.
- [34] Reti e Ambiente ARERA Autorità di Regolazione per Energia. <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/glossario/potere-calorifico-superiore-convenzionale-p>, Ultimo accesso l'11/01/2023.
- [35] Enciclopedia on line Treccani. https://www.treccani.it/enciclopedia/standard-metro-cubo_%28Dizionario-di-Economia-e-Finanza%29/, Ultimo accesso l'11/01/2023.
- [36] ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/gas>, Ultimo accesso il 18/01/2023.
- [37] ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. <https://www.arera.it/it/consumatori/placet.htm#econom>, Ultimo accesso il 13/01/2023.

- [38] ADM - Direzione Accise Energie e Alcoli, Ufficio accise sui prodotti energetici ed alcolici. D.P.R. 26 ottobre 1972, n. 633, *Aliquote di imposta vigenti nel settore delle Accise*. Aggiornamento al 1° gennaio 2022.
- [39] Tabella A, numero 103, D.P.R. 26 ottobre 1972, n. 633, *Testo unico IVA*, Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n.292 del 11/11/1972.
- [40] BayWa r.e. AG. <https://solar-distribution.baywa-re.it/it/blog/2019/06/cosa-sono-le-centrali-elettriche-virtuali-virtual-power-plant>, Ultimo accesso il 17/01/2023.
- [41] Articolo 2, comma 1, D.L. 27 settembre 2021, n. 130, convertito con modificazioni dalla L. 25 novembre 2021, n. 171, *Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative*, Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n.279 del 29/11/1995.
- [42] Agenzia delle Entrate, Direzione Centrale Coordinamento Normativo. Circolare n. 17/E, *Articolo 2, comma 1, del decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, convertito, con modificazioni, dalla legge 25 novembre 2021, n. 171 – Riduzione dell’aliquota IVA per le somministrazioni di gas metano*.
- [43] Articolo 21, comma 9-ter, D.L. del 26/10/1995, n. 504, *Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale*. Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale Serie Generale* n.231 del 27-09-2021.
- [44] ENEL Energia per il mercato libero. [https://www.enel.it/it/supporto/faq/cos-e-ilpun#:~:text=I1%20PUN%20\(acronimo%20di%20Prezzo,IPEX%20%2D%20Italian%20Power%20Exchange\).](https://www.enel.it/it/supporto/faq/cos-e-ilpun#:~:text=I1%20PUN%20(acronimo%20di%20Prezzo,IPEX%20%2D%20Italian%20Power%20Exchange).), Ultimo accesso il 13/01/2023.
- [45] Wikipedia. Leonardo da vinci — wikipedia, l’enciclopedia libera, 2009. https://it.wikipedia.org/wiki/Valore_p, Ultimo accesso il 16/01/2023.
- [46] ARERA Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/elettricit>, Ultimo accesso il 18/01/2023.
- [47] Articolo 22, Testo unico del 26/10/1995, n. 504, *Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative*. Pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* n. 279 del 29 novembre 1995.
- [48] Art. 3-bis, co. 3, lett. b), D.L. 02/03/2012, n. 16, conv. con mod. dalla L. 26/04/2012, n. 44, *Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni tributarie, di efficientamento e potenziamento delle procedure di accertamento*. Pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale Serie Generale* n.52 del 02/03/2012.