

UNIVERSITÀ DI PISA
DIPARTIMENTO DI INFORMATICA

TECHNICAL REPORT

Mercati dell'Energia Efficienti a Prezzi Marginali Disaccoppiati

Antonio Frangioni
Dipartimento di Informatica, Università di Pisa
frangio@di.unipi.it

Fabrizio Lacalandra
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
flacalandra@arera.it

29 maggio 2022

LICENSE: Creative Commons: Attribution – Noncommercial – No Derivative Works
ADDRESS: Largo B. Pontecorvo 3, 56127 Pisa, Italy. TEL: +39 050 2212700 FAX: +39
050 2212726

Mercati dell’Energia Efficienti a Prezzi Marginali Disaccoppiati*

Antonio Frangioni

Dipartimento di Informatica, Università di Pisa

`frangio@di.unipi.it`

Fabrizio Lacalandra

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

`flacalandra@arera.it`

29 maggio 2022

Sommario

Il mercato elettrico italiano ed europeo sta vivendo una situazione di stress causata dai forti incrementi del prezzo del gas, che si riflettono sul costo finale dell’energia elettrica per i consumatori. Tale incremento, però, è in effetti superiore a quanto strettamente dovuto al rincaro del gas effettivamente usato per la produzione elettrica. Questo in ragione del meccanismo *Pay-as-Clear* (PaC) implementato nel Mercato Day-Ahead dell’energia (DAM), per il quale tutti i produttori vengono remunerati al prezzo dell’unità più costosa—tipicamente quelle, appunto, a gas. Si rivela quindi necessario provare a disaccoppiare le unità di produzione (UP) il cui costo dipende da quello del combustibile, e che quindi devono poter seguire questo ai fini della compatibilità economica delle loro operazioni, da quelle il cui costo di produzione è sostanzialmente costante e non dipende da tali dinamiche. Poiché entrambi i tipi di unità partecipano alla soddisfazione della stessa domanda, questo è però tecnicamente complesso. In questa nota si propone una famiglia di problemi di clearing del DAM (in effetti, una modifica di quelli esistenti) che ha la possibilità di ottenere un tale disaccoppiamento senza perdere le utili caratteristiche del PaC in termini di fornire segnali di prezzo indispensabili sia nel lungo che nel breve periodo. L’approccio si basa sul partizionare dinamicamente la domanda sui due mercati, ove la partizione è una variabile del modello e viene scelta per minimizzare il costo totale di sistema. Il problema così modificato risulta della famiglia dei problemi di Programmazione Bilevel con funzione obiettivo nonlineare nonconvessa, o più in generale un Mathematical Program with Complementarity Constraints; questi problemi hanno una complessità computazionale superiore a quelli attualmente utilizzati, ma sono ancora risolvibili in tempi compatibili

*Il presente report tecnico ha carattere eminentemente scientifico. Le idee qui espresse *non* rappresentano necessariamente quelle della ARERA, per la quale il secondo autore lavora.

con l'operatività del mercato con opportuni strumenti algoritmici. Come tutti i modelli di mercato anche quelli proposti non sono immuni a tecniche di *strategic bidding*, ma alcuni risultati teorici indicano che, nelle giuste condizioni, l'effetto di questi potrebbe essere limitato. Una prima analisi sperimentale dei modelli proposti, effettuata attraverso simulazioni di tipo *Agent Based*, sembra indicare un buon potenziale per ottenere significative riduzioni del costo di sistema ed un efficace disaccoppiamento dei due mercati.

Keywords: *Day-Ahead Market, Price-as-Clear, Decoupling, Bilevel Programs, Mathematical Program with Complementarity Constraints, Agent Based*

Indice

1	Introduzione, Motivazioni, Approccio	3
1.1	Situazione attuale, problemi e obiettivi	4
1.2	Aspetti intuitivi ed esempi	6
2	Caso con domanda rigida	15
2.1	Aspetti modellistici: caso con domanda rigida e PaC classico	15
2.2	Aspetti modellistici: caso con domanda rigida e PaC disaccoppiato	17
3	Analisi modellistica e di gaming	19
4	Implementazione e simulazioni Agent Based	22
4.1	Implementazione	22
4.2	Simulazioni di tipo Agent Based	22
4.3	Risultati delle simulazioni	26
5	Caso con vincoli di rete, domanda elastica e PUN	32
5.1	Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC classico	32
5.2	Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC disaccoppiato	34
5.3	Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC disaccoppiato considerando il PUN	37
5.4	Aspetti modellistici: caso con domanda elastica e PaC disaccoppiato senza vincoli di rete	40
6	Conclusioni e sviluppi futuri	40

Elenco delle figure

1	Pay as Clear Classico	7
---	---------------------------------	---

2	Pay as Clear disaccoppiato: scenario uno	9
3	Pay as Clear disaccoppiato: scenario due	10
4	Costi di sistema test case 30 UP, domanda 60% della massima offerta	29
5	Prezzi marginali test case 30 UP, domanda 60% della massima offerta	30

Elenco delle tabelle

1	Offerte Prezzo-Quantità sia per PaC che per PaC disaccoppiato scenario uno con idro UP 3 out of the market e gas UP 6 in the market	7
2	Offerte Prezzo-Quantità per PaC disaccoppiato, scenario due con idro UP 3 in the market e gas UP 6 out of the market	11
3	Offerte Prezzo-Quantità per PaC disaccoppiato, scenario aggressivo per le FCMT con idro UP 3 in the market e gas UP 6 out of the market	12
4	Costi di sistema, prezzi offerti, accettazione delle UP, UP marginali e ripartizione ottima delle domande nei vari scenari	13
5	Dati iniziali del test case 30 UP	27
6	Risultati test case 6 UP	28
7	Risultati test case 30 UP	28
8	Risultati test case 50 UP	28
9	Risultati test case 100 UP	29

1 Introduzione, Motivazioni, Approccio

Il *Price as Clear* (PaC), o a prezzo marginale, è uno storico modello utilizzato per risolvere i mercati c.d. *Day Ahead* (*Day Ahead Market*, DAM) dell'energia elettrica risalente ai lavori seminali di Fred Schweppe e altri della prima metà degli anni '80. Nella sua forma più elementare esso prevede che i produttori e i consumatori facciano delle offerte su un mercato opportunamente organizzato e che queste offerte formino due curve: $\mathcal{S}(\pi)$, crescente rispetto al prezzo π , per le offerte di vendita, e $\mathcal{D}(\pi)$, decrescente rispetto al prezzo π , per quelle di acquisto. Data la natura del bene—l'energia elettrica—la curva di domanda può anche essere immaginata come *rigida*, ossia indipendente dal prezzo, e quindi essere una semplice costante D con un eventuale cap al prezzo noto come Value of Lost Load (VoLL), che nel mercato italiano è posto convenzionalmente a 3000 €/MWh. Nella realtà si osserva una curva che ha un importante tratto rigido e una certa elasticità per la rimanente quantità. La forma delle offerte prezzo-quantità è diversificata a livello sia di letteratura che di implementazione dei vari DAM nel mondo, in quanto segue assumeremo, senza perdita di generalità, offerte costanti a tratti del tipo $\{\langle Q_i, \pi_i \rangle\}$ dove i varia in un certo set S definito nel mercato¹. Oltre

¹Per esempio un'offerta di vendita del tipo $\{\langle 200, 100 \rangle, \langle 250, 150 \rangle\}$ indica che l'operatore è disposto a vendere fino a 200 MWh di energia ad un prezzo non inferiore a 100 €/MWh, e successivamente fino ad ulteriori 250 MWh di energia ad un prezzo non inferiore a 150 €/MWh. Attualmente nel mercato italiano sono ammesse fino a quattro offerte di vendita per data UP. Si osservi che nel mercato italiano le offerte sono fatte per singola UP mentre su altri mercati europei sono ammesse offerte c.d. a portafoglio. Sul mercato italiano quindi è da intendersi che l'offerta della k -esima UP è del tipo $\{\langle Q_i(k), \pi_i(k) \rangle\}$ con $i \in S$. Da ultimo si osservi che le offerte devono essere non decrescenti con il prezzo per evitare curve non convesse, ossia che

a questa forma tipica del mercato italiano ci sono anche, nei mercati europei, offerte lineari a tratti.

Le curve $\mathcal{S}(\pi)$ e $\mathcal{D}(\pi)$ incontrandosi definiscono un prezzo marginale π^* e una quantità marginale d^* . Il π^* viene corrisposto a tutte le quantità accettate d^{*2} .

All'epoca dell'introduzione del modello PaC quasi tutte le UP erano di tipo fossile, ossia avevano quasi tutte un non trascurabile costo marginale di produzione dato dal costo del combustibile usato, mediato dallo specifico rendimento termodinamico del ciclo, costi di start up, cambio assetto per i CCGT, ecc. Nei mercati monopolistici la teoria classica voleva che ci fossero unità di tipo *base load*, alcune tecnologie di *middle merit* e poi le c.d. unità di *peak load* che venivano dispacciate al variare del carico elettrico seguendo i classici modelli di ottimizzazione della produzione di tipo Unit Commitment (UC). In Italia e all'estero esistevano, ed esistono, storiche UP idroelettriche a bacino, anche di ripompaggio, che operavano secondo il classico schema di *peak shaving*.

Dopo la fine dei modelli monopolistici, e quindi dall'apertura dei mercati dell'energia, il modello a PaC è stato per anni considerato il "migliore". Questo fondamentalmente per due aspetti:

1. definisce un prezzo che normalmente lascia alle tecnologie sotto quella marginale un'adeguata remunerazione dei costi fissi e dei costi di investimento, fornendo quindi preziosi segnali *di lungo periodo* per investimento (o disinvestimento) in nuova capacità;
2. definisce un prezzo orario che varia naturalmente col carico, fornendo quindi preziosi segnali *di breve periodo* alle unità che hanno una limitata capacità (quali le idriche a bacino e, più recentemente le batterie) per utilizzarla nei periodi di massimo carico, effettuando così un "peak shaving" che evita il ricorso ad unità in grado di assorbire rapidamente il carico extra ma con costi molto alti, e quindi aumentando l'efficienza complessiva del sistema.

Come è noto, da quello scenario di parco di produzione basato su fonti fossili si è passati a sistemi elettrici sempre più caratterizzati dalla presenza di fonti rinnovabili (Renewable Energy Sources, RES) tipicamente non programmabili; inoltre si assiste ad installazioni di accumulo specialmente di tipo elettrochimico. Sono naturalmente rimaste anche le storiche fonti idroelettriche a bacino, quindi di tipo programmabile.

1.1 Situazione attuale, problemi e obiettivi

All'incirca dopo l'estate del 2021 si è assistito ad un aumento storico del prezzo del gas naturale sui mercati spot europei dovuto anche alle tensioni geopolitiche. Successivamente,

"salgono e scendono".

²Come vedremo nel prosieguo da un punto di vista matematico quello che in realtà si risolve è un problema di ottimizzazione in cui si massimizza l'area definita dalle due curve; in situazioni non patologiche il punto di ottimo è proprio quello di incontro fra $\mathcal{S}(\pi)$ e $\mathcal{D}(\pi)$. Se quindi definiamo S il set dei *bids di vendita* (sp_j, sq_j), $j \in S$, e B quello dei *bids di acquisto* (bp_i, bq_i), $i \in B$, queste curve sono matematicamente rappresentabili come:

$$\mathcal{S}(\pi) = \sum_{j \in S : sp_j \leq \pi} sq_j \quad \text{e} \quad \mathcal{D}(\pi) = \sum_{i \in B : bp_i \geq \pi} bq_i$$

Quindi il problema in forma implicita è il seguente: $\pi^* = \{\pi : \mathcal{S}(\pi) = \mathcal{D}(\pi)\}$.

lo scoppio del conflitto Russia-Ucraina del 24 febbraio 2022 ha “consolidato” negativamente questo scenario di prezzo del gas naturale. Tutto ciò ha generato una situazione “anomala” sui DAM dell’energia elettrica europei³, ed in particolare italiano, senza precedenti. Questo non solo perché i prezzi offerti dalle fonti a costi marginali *non* trascurabili (FCMNT), tipicamente ma non solo a gas, sono “ragionevolmente” schizzati in alto, ma perché anche le quantità accettate sul mercato provenienti da fonti a costi marginali trascurabili (FCMT) sono valorizzate al medesimo prezzo marginale, appunto secondo il modello a PaC, con un aumento complessivo dei costi di sistema senza precedenti⁴. Da ultimo si osservano strategie aggressive di offerta da parte di UP di tipo rinnovabile (FER) che, utilizzando una terminologia da Formula 1, si sono “messe in scia”.

Appare quindi urgente un ripensamento del DAM al fine di disaccoppiare questi due grandi cluster di tecnologie (FCMT e FCMNT), senza però rinunciare ai benefici, sopra ricordati, del modello PaC. Questo è tecnicamente non banale. L’idea più ovvia sarebbe quella di fissare un *price cap* alle unità FCMT che consentisse una giusta remunerazione dei costi e degli investimenti senza configurarsi come eccessiva; del resto, il corrispondente segnale di prezzo di lungo periodo comunque non è funzionale ad attrarre investimenti in RES—che sarebbe comunque considerato un side-effect positivo—in quanto gli investitori sanno bene che questi livelli di prezzo/remunerazione non saranno sostenibili sul lungo periodo. A parte la difficoltà di determinare un tale *price cap* che fosse condivisibile dai produttori, un tale approccio indebolirebbe, fino possibilmente a cancellarla del tutto, la funzione del mercato di stabilire un prezzo orario in grado di guidare le scelte di breve/brevissimo periodo del sistema: chiaramente le FCMT, anche programmabili, non avrebbero incentivo ad offrire la propria energia nei momenti di maggior carico, in quanto essa verrebbe comunque valorizzata al *price cap* presumibilmente in qualsiasi ora del giorno. Si potrebbe differenziare questo *price cap* per mitigare questo effetto ma la complessità nella loro definizione crescerebbe ulteriormente.

Altri “semplici” meccanismi di gestione di taluni aspetti della problematica presentano diversi inconvenienti e in ogni caso è possibile immaginarli all’interno della proposta di cui alle presenti note.

La *ratio* dell’approccio proposto nelle presenti note è quella di avere l’equivalente di due mercati indipendenti, in cui le UP di un gruppo tecnologico si trovino a competere solamente con le proprie pari. Questo però non è fattibile in modo banale, perché i due mercati si devono comunque coordinare al fine di soddisfare un’unica domanda, rigida o elastica che sia. Il fattore cruciale è in effetti la quantità di energia che ciascuno dei due mercati deve soddisfare, che non è facilmente possibile fissare a priori. Infatti, affinché un mercato sia efficiente la domanda deve essere inferiore all’offerta, in modo che esista una competizione sui prezzi: pertanto, non è possibile banalmente scegliere per il “mercato FCMT” la massima quantità di domanda che potrebbe servire, in quanto in questo modo le unità sarebbero praticamente certe di vedere le loro offerte accettate qualsiasi fosse il prezzo di offerta. Per contro, limitare eccessivamente la domanda servita dalle FCMT, che tipicamente hanno costi effettivi più bassi e sono RES, è chiaramente nocivo per l’efficienza complessiva del sistema. Inoltre, la quantità totale di domanda accettata complessivamente

³Si ricorda che sono accoppiati secondo il Regolamento (UE) 2015/1222, c.d. CACM che prevede anche l’allocazione implicita della capacità di trasporto e quindi dei flussi transfrontalieri

⁴Nel 2022 si sono osservati valori medi mensili di PUN che vanno dai 201 €/MWh di gennaio ai 245 €/MWh di aprile passando dai 308 €/MWh di marzo con punte orarie di oltre 600 €/MWh

nei due mercati non è nota a priori, in quanto dipende anche dalla elasticità, limitata, ma non assente, della stessa.

L’approccio qui proposto si basa su un’idea semplice da enunciare, ancorché non del tutto banale da implementare nei modelli matematici di risoluzione del DAM: rendere la frazione di domanda servita dal “mercato FCMT” una *variabile decisionale*, ossia che possa essere determinata automaticamente dal modello stesso. Ciò permette di incorporare nelle decisioni una *funzione obiettivo* universalmente condivisibile, ossia la minimizzazione del costo totale di sistema come percepito dai consumatori. Tale approccio porta a versioni del modello matematico di risoluzione del DAM potenzialmente più sfidanti di quelle attuali, ma ancora risolubili con la necessaria efficienza attraverso i moderni approcci disponibili. Si mostrerà come la suddivisione ottimale e trasparente della curva di domanda su due mercati contemporanei, sempre esitati secondo il modello a PaC, ottenga sempre risultati per i costi di sistema non peggiori, e ragionevolmente migliori, di quello attuale a PaC classico. La domanda ottimale, le conseguenti quantità accettate, i prezzi e il prezzo unico visto dai consumatori, sono tutti il risultato di un unico modello matematico di ottimizzazione studiato *ad hoc*. Come per gli altri modelli di mercato, anche quello proposto in queste note non è immune da tecniche di *strategic bidding* con cui i produttori possono cercare di aumentare il proprio profitto; per questo, oltre alla presentazione dei dettagli dei modelli matematici di risoluzione del DAM queste note contengono alcuni risultati teorici ed una prima sperimentazione attraverso simulazioni di tipo *Agent Based* (AB) che cercano di analizzare quale possa essere l’impatto di tecniche di *strategic bidding* sui risultati forniti dal nuovo modello di mercato proposto.

Nel prosieguo saranno dati dettagli, prima a livello intuitivo per mezzo di esempi (§1.2) e poi più formali con crescente complessità. A partire da un modello con domanda rigida (§2.2) si arriverà a gestire l’elasticità della stessa e anche i prezzi zonali per come visti attualmente dal mercato italiano (§5.2). Nella sezione 5.3, da ultimo, si presenterà il modello completo che gestisce anche il Prezzo Unico Nazionale (PUN) per come visto ad oggi dal mercato italiano. Nella sezione 3 viene presentata una preliminare analisi teorica per quanto riguarda lo *strategic bidding* che esemplifica sia gli aspetti di potenziale vantaggio che i limiti del modello. In §4, poi, si daranno dettagli di una reale implementazione software e di una preliminare serie di simulazioni con un approccio di tipo *Agent Based*.

1.2 Aspetti intuitivi ed esempi

Nella Figura 1 è riportato un esempio di mercato esitato con modello PaC come quello attuale in cui sono presenti due cluster tecnologici. Non consideriamo zone, vincoli di rete fra esse e quindi prezzi zonali per come implementati nel mercato italiano, né prodotti complessi, e.g. offerte a blocchi, *Minimum Income Condition* o altro, per come ammessi in altri mercati europei.

Per fissare le idee possiamo immaginare che le offerte prezzo-quantità siano presentate dalle UP 1,2, e 3 e siano di tipo RES, quindi di tipo FCMT. Per esempio la 1 potrebbe essere da fonte non programmabile (e.g. FV o eolico) mentre le 2 e la 3 da idriche a bacino quindi programmabile. Le altre offerte presentate delle UP 4,5 e 6 siano di tipo FCMNT, per esempio la 4 potrebbe essere una UP a carbone, e 5,6 due UP a gas (e.g. CCGT e TG).

Le offerte $\{(Q, \pi)\}$ siano come nella Tabella 1⁵. Supponiamo una domanda rigida D pari

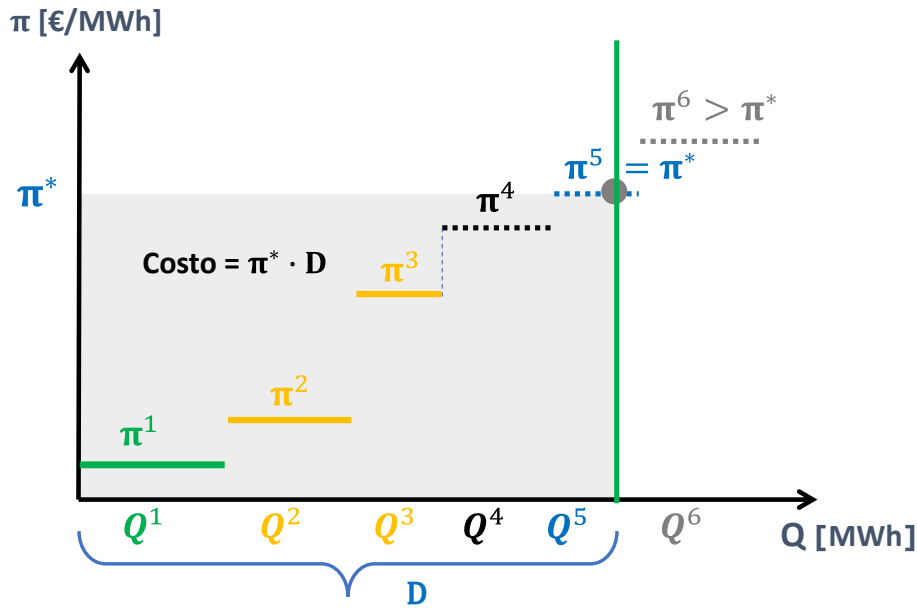


Figura 1: Pay as Clear Classico

{fig:PaCCLa

a 23.7 MWh e osserviamo che il mercato a PaC si chiude con un prezzo π^* pari a quello della offerta $\pi^5 = 220$ €/MWh. Le quantità da Q^1 a Q^4 sono totalmente accettate per un totale di 19 MWh mentre quella marginale Q^5 è accettata parzialmente, $Q^5 = Q^{5,*} = (23.7 - 19) MWh = 4.7$ MWh. L'effetto classico è che il costo di sistema è $\pi^* D$ o anche $\pi^* (\sum_{i=1}^5 Q^i - 0.3)$, cioè 5214 €. La necessità di un decoupling del prezzo di valorizzazione

	Q [MWh]	π [€/MWh]
UP_1	5	50
UP_2	5	60
UP_3	4	160
UP_4	5	190
UP_5	5	220
UP_6	7	250

Tabella 1: Offerte Prezzo-Quantità sia per PaC che per PaC disaccoppiato scenario uno con idro UP 3 out of the market e gas UP 6 in the market

{tab:offert

fra FCMT e FMCNT deriva appunto dall'elevato prezzo offerto soprattutto dalle tecnologie a gas per quanto detto prima sul mercato del gas. Questo porta in alto il prezzo di tutta l'energia accettata, in questo semplice esempio più della metà è da FCMT. Incidentalmente osserviamo l'"aggressività" di alcune strategie di offerta da FCMT qui evidenziata dalla UP

⁵Le quantità sono volutamente piccole rispetto alle capacità di tipiche UP per aiutare l'intuizione negli esempi.

3 che deriva dalla consapevolezza di (non) competere con altre UP da FCMNT che offriranno a prezzi ancora più alti.

Si potrebbe quindi immaginare di far competere i due (o, come vedremo più avanti, anche più di due) cluster di tecnologie su due mercati diversi, ancorché contemporanei, con l'idea però di mantenere il modello PaC e evitando, almeno in prima battuta, di introdurre dei price cap.

Valgono i seguenti punti concettuali fondamentali:

- l'idea discussa nel presente studio immagina che si divida la curva di domanda in due componenti flessibili, ossia intese come *variabili* nel problema di ottimizzazione orario che risolve il mercato, e quindi non in maniera “manuale”, perché ciò sarebbe impossibile per l'obiettivo che ci si prefigge;
- infatti l'obiettivo è quello di *minimizzare il costo complessivo di sistema dato dalle quantità da FCMT accettate per il prezzo marginale di questo mercato più le quantità da FCMNT accettate per il prezzo marginale di quest'altro mercato*, il che implica due prezzi marginali di vendita, nelle intenzioni, diversi;
- è importante osservare da subito che il prezzo percepito dal consumatore *sarà unico*, sia considerando la domanda rigida che nel più complesso caso di domanda (parzialmente) elastica; non si immagina, quindi, di avere consumatori con prezzo percepito più basso e consumatori con prezzo percepito più alto;
- inoltre la domanda non ha un ruolo “attivo” in questa ripartizione nei due diversi mercati, ma viene suddivisa internamente al modello con l'obiettivo detto, questo a prescindere dal fatto che sia rigida o elastica; questa ripartizione, quindi, è del tutto trasparente alla domanda stessa che continua ad offrire come attualmente;
- negli scenari di esempio che seguono in questa sezione, la ripartizione ottima della domanda è *implicitamente fatta* per perseguire l'obiettivo detto; nelle sezioni quantitative si spiegherà come questo sia possibile tramite un modello matematico.

Di seguito si presentano diversi scenari in funzione delle strategie di offerta:

1. **Scenario uno:** Nella Figura 2 si riporta un modello di clearing disaccoppiato in cui, a parità di offerte rispetto al modello PaC di Tabella 1, si modifica l'accettazione prima vista nella Figura 1 avendo immaginato due sotto mercati ai quali possono (e sono esclusivamente abilitate a) partecipare i due cluster di tecnologie, questo per effetto di una particolare ripartizione della domanda. *Ricordiamo che si cerca una particolare ripartizione della domanda fra i due mercati per ottenere due prezzi marginali e al contempo minimizzare il costo di sistema per come prima definito. La ripartizione ottima della domanda in questo caso è: $d^{NC,*} = 10$ MWh e $d^{C,*} = D - d^{NC,*} = 13.7$ MWh.* Così facendo si hanno i seguenti tre effetti per le offerte rispetto al PaC classico⁶:

⁶Si osservi che se si accettasse anche la UP 3, ossia se la ripartizione delle domande fosse tale da includerla, ci sarebbe un cambiamento ma non ottimo rispetto al PaC classico.

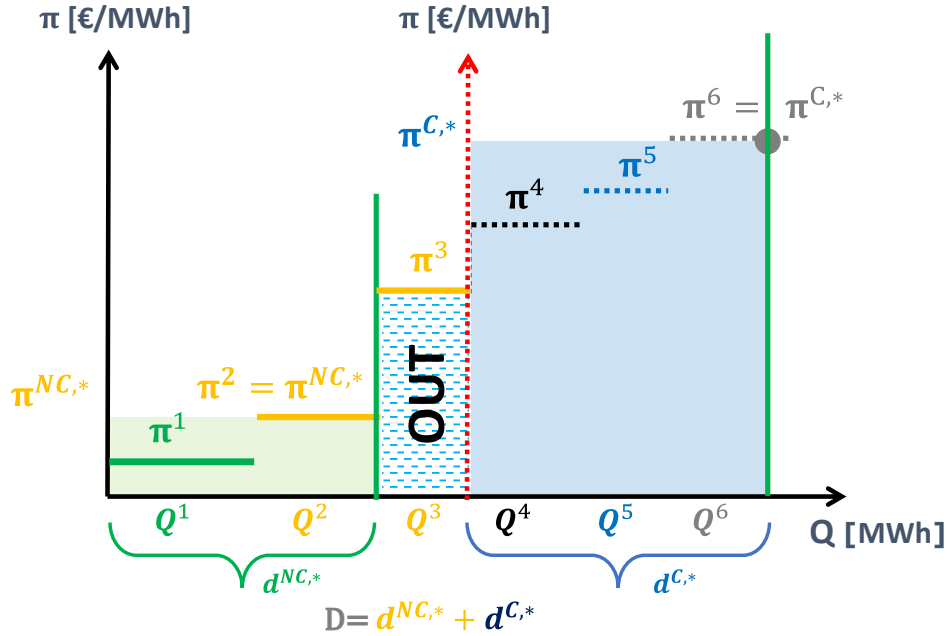


Figura 2: Pay as Clear disaccoppiato: scenario uno

{fig:PaDec}

- la *totale* esclusione dei 4 MWh della idro a bacino 3 nel mercato delle FCMT, che chiameremo anche No Cost (NC): ciò consente di ridurre il prezzo marginale della energia complessiva delle FCMT, $\pi^{NC,*} = \pi^2 < \pi^3$;
- la UP 5 che nel PaC classico era parzialmente accettata (per 4.7 MWh) ora lo è totalmente per 5 MWh nel corrispondente mercato delle FCMNT che chiameremo anche Costly (C); quindi la UP 5 *non* è più marginale come lo era nel mercato a PaC classico;
- da ultimo si accetta la più costosa offerta a gas (la UP 6) che diventa marginale nel mercato C per la residuale quantità. La quantità accettata di questa è pari a quella della UP 3, ossia i 4 MWh ora esclusi, meno gli ulteriori 0.3 MWh accettati dalla UP 5. Quindi la UP 6 è accettata per 3.7 MWh. Ciò fa aumentare il costo del mercato C, dovuto sia all'aumento delle quantità qui accettate che all'aumento del prezzo marginale della energia complessiva delle FCMNT, che passa da π^5 a $\pi^6 = \pi^{C,*} > \pi^5$.

Così facendo, rispetto al modello PaC classico, si osserva subito una riduzione di costo complessivo dato dalla somma del $Costo^{NC} = 10 \times 60 = 600 \text{ €}$ e di $Costo^C = 13.7 \times 250 = 3425 \text{ €}$, ossia 4025 € , rispetto ai $23.7 \times 220 = 5214 \text{ €}$ del PaC classico. Quindi il risultato di riduzione di costo complessivo è il risultato dei delta prezzi marginali, $\pi^6 - \pi^5 > 0$ vs. $\pi^2 - \pi^3 < 0$, mediato però sulle relative quantità incrementali e decrementali che “vedono” questi prezzi. Quindi questa riduzione di costo complessivo si ha per un gioco sia di prezzi che di quantità *complessive* accettate o escluse nei due mercati.

2. **Scenario due:** Il risultato potrebbe essere diverso, e ancora più favorevole per il sistema, se la UP idro a bacino 3 offrisse un prezzo π^3 inferiore a prima così da ottenere il risultato opposto rispetto allo scenario uno, ossia:

- (a) la sua accettazione con conseguente aumento del $\pi^{NC,*}$ al valore π^3 ;
- (b) la contestuale non accettazione dell'offerta 6 della UP a gas con conseguente riduzione del $\pi^{C,*}$ al valore π^5 .

Questo doppio effetto è ottimo per il sistema, sempre per un gioco sia di prezzi che di quantità totali; si veda la Figura 3. Immaginando per esempio un π^3 di offerta—comunque alto per una UP idro a bacino—pari a 100 €/MWh (si veda la Tabella 2 e ovviamente anche considerando qualunque offerta minore di 100 €/MWh per le UP 1 e UP 2) abbiamo questo risultato, con costi che diventano $Costo^{NC} = 14 \times 100 = 1400$ € e di $Costo^C = 9.7 \times 220 = 2134$ €, per un totale di 3534 €, rispetto ai 4025 € dello scenario 1 disaccoppiato e rispetto a 5214 € del PaC classico. **Questo perché la ripartizione ottima della domanda è in questo caso: $d^{NC,*} = 14$ MWh e $d^{C,*} = D - d^{NC,*} = 9.7$ MWh.**

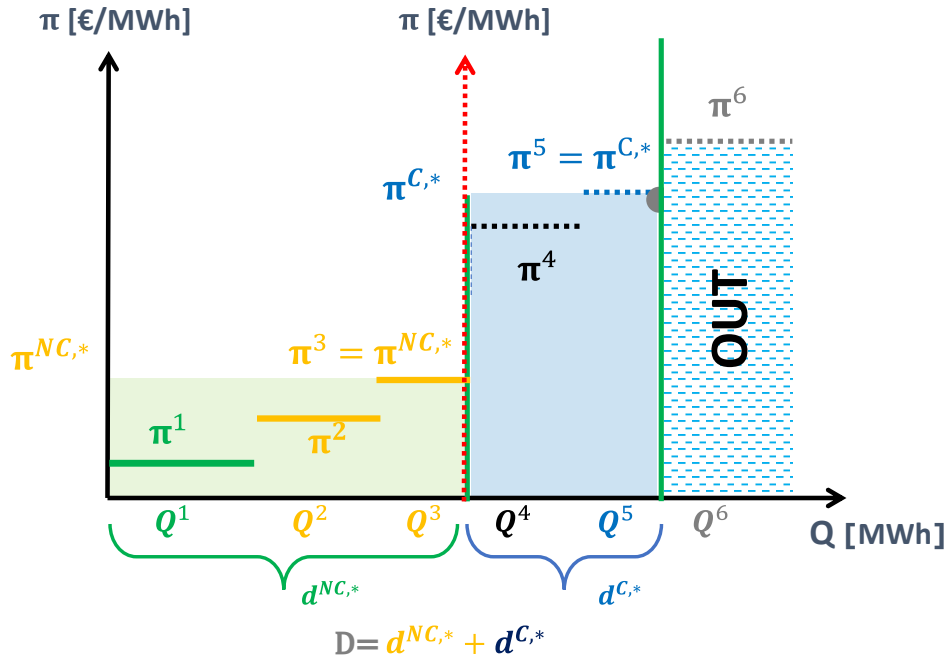


Figura 3: Pay as Clear disaccoppiato: scenario due

{fig:PaCDec

3. **Scenario break even:** A parità delle altre offerte si può facilmente trovare il valore di *break even* dell'offerta per cui la UP 3 rimane *in the market* e setta il prezzo marginale nel corrispondente mercato lasciando *out of the market* la costosa gas UP 6. Con un abuso di decimali questo valore limite è $\pi^3 = 135.071428571429$ €/MWh nel qual caso si avrebbe un $Costo^{NC} = 1891,000$ € e di $Costo^C = 2134$ €, per un totale di 4025,000

	Q [MWh]	π [€/MWh]
UP_1	5	50
UP_2	5	60
UP_3	4	100
UP_4	5	190
UP_5	5	220
UP_6	7	250

Tabella 2: Offerte Prezzo-Quantità per PaC disaccoppiato, scenario due con idro UP 3 in the market e gas UP 6 out of the market

{tab:offert

€, identico al costo dello scenario uno in cui la UP 3 è out of the market e si accetta la UP 6.

4. **Scenario complessivamente aggressivo FCMT:** Dualmente si può immaginare che le UP a FCMT diventino *complessivamente* aggressive nelle offerte e *uguali fra loro* come in Tabella 3 e chiaramente il costo di sistema salga poiché non conviene accettare l’offerta della UP 6 e si è costretti ad accettare le tre UP 1/2/3 tutte a 200 €/MWh. Non accettare la UP 3 non avrebbe in questo caso nessun effetto perché si sarebbe costretti a prendere comunque la UP 2 allo stesso prezzo. I costi sono $Costo^{NC} = 14 \times 200 = 2800$ € e di $Costo^C = 9.7 \times 220 = 2134$ €, per un totale di 4934 € comunque inferiore rispetto ai 5214 € del PaC classico. **La ripartizione ottima della domanda è in questo caso identica a quella dello scenario due: $d^{NC,*} = 14$ MWh e $d^{C,*} = D - d^{NC,*} = 9.7$ MWh.**
5. **Scenario indifferente rispetto al PaC:** Da ultimo osserviamo una cosa ovvia: se tutte le UP 1/2/3 contemporaneamente offrirono *identicamente* alla UP 5, ossia a 220 €/MWh il costo sarebbe *uguale* a quello del PaC classico. Questo scenario però prevederebbe:
 - (a) una conoscenza perfetta da parte di *tutte* le UP 1/2/3 dell’offerta che farà la UP 5 e anche la UP 6;
 - (b) una conoscenza contestuale del fatto che questa risulti marginale nel mercato C;
 - (c) che tutte le UP 1/2/3, singolarmente prese, siano a conoscenza di quello che offrono le altre due;
 - (d) inoltre se da parte delle UP 1/2/3 ci fosse un errore di stima si dovrebbe ancora assumere di conoscere l’offerta della UP 6 che potrebbe “scalzare” parte della domanda al mercato NC se fosse inferiore ai 250 €/MWh postulati.
6. **Scenario quasi indifferente rispetto al PaC:** Con riferimento all’ultima osservazione dello scenario indifferente riportiamo uno scenario che chiamiamo *quasi* indifferente. Immaginiamo che:
 - (a) le UP 1/2/3 volessero offrire aggressivamente e stimassero il π^* del mercato C per fare le loro offerte come segue: $\pi_1 = 200$ €/MWh, $\pi_2 = 205$ €/MWh e

	Q [MWh]	π [€/MWh]
UP_1	5	200
UP_2	5	200
UP_3	4	200
UP_4	5	190
UP_5	5	220
UP_6	7	250

Tabella 3: Offerte Prezzo-Quantità per PaC disaccoppiato, scenario aggressivo per le FCMT con idro UP 3 in the market e gas UP 6 out of the market

{tab:offert

$\pi_3 = 220$ €/MWh. Ossia la UP 3 stimasse *perfettamente* ma le altre due UP lo sottostimassero leggermente;

(b) al contempo la UP 6 offrì leggermente più in basso, ossia $\pi^6 = 225$ €/MWh.

Il risultato in termini di costo sarebbe simile a quello del PaC classico ma si avrebbero le seguenti conseguenze:

(a) la UP 6 diventerebbe in the market mentre la UP 3 sarebbe *esclusa totalmente*. Nel dettaglio si avrebbe:

i. $\pi^{NC,*} = 205$ €/MWh con costo pari $Costo^{NC} = 10 \times 205 = 2050$ €;

ii. $\pi^{C,*} = 225$ con $Costo^{NC} = 13.7 \times 225 = 3082.5$ €;

(b) Il costo complessivo sarebbe quindi 5132 €/MWh solo leggermente inferiore rispetto ai 5214 € del PaC classico; **il punto rilevante è che la UP 3 sarebbe esclusa dall'accettazione.**

Un'altra cosa interessante è che si avrebbe un "valore di indifferenza" della strategia della UP 2 per un'offerta pari a $\pi_2 = 213.15$ €/MWh, considerando la quale si avrebbe un costo totale identico al PaC; in questo mercato disaccoppiato sarebbe indifferente accettare le UP 1/2/3 più le UP 4/5 ($2131.5 + 3082.5 = 5214$ €) ovvero le UP 1/2 più le UP 4/5/6 ($3080 + 2134 = 5214$ €).

Nella Tabella 4 sono riportate le varie offerte di prezzo, mentre quelle di quantità rimangono uguali, tutti i costi incluso quello a PaC classico, i costi percentuali rispetto al PaC, la ripartizione ottima delle domande nei due mercati unitamente alle varie accettazioni delle diverse UP nei vari scenari discussi. In verde i prezzi delle diverse UP marginali nei due mercati, in rosso le offerte non accettate. Gli scenari di offerta sono infiniti e i possibili esiti diversi ma da questa preliminare analisi numerico-concettuale, appare chiaro il possibile vantaggio e la sofisticazione dell'approccio, come anche i limiti la cui analisi non è però così semplice come può sembrare.

Valgono le seguenti osservazioni preliminari:

1. si lasciano i due mercati "liberi" di esprimere due prezzi marginali, sperabilmente diversi se non per casi estremi, cercando di disaccoppiarli per quanto possibile;

	PaC	Sc.1	Sc.2	Sc.Aggr	Sc.BEVEN	Sc.Ind	Sc.Q.Ind
Costo [€]	5214	4025	3534	4934	4025	5214	5132
Percentuale	100.00%	77.20%	67.78%	94.63%	77.20%	100.00%	98.43%
UP1 Pr [€/MWh]	50	50	50	200	50	220	200
UP2 Pr [€/MWh]	60	60	60	200	60	220	205
UP3 Pr [€/MWh]	160	160	100	200	135.071	220	220
UP4 Pr [€/MWh]	190	190	190	190	190	190	190
UP5 Pr [€/MWh]	220	220	220	220	220	220	220
UP6 Pr [€/MWh]	250	250	250	250	250	250	225
UP1 Acc	1	1	1	1	1	1	1
UP2 Acc	1	1	1	1	1	1	1
UP3 Acc	1	0	1	1	1	1	0
UP4 Acc	1	1	1	1	1	1	1
UP5 Acc	1	1	1	1	1	1	1
UP6 Acc	0	1	0	0	0	0	1
d^{NC} [MWh]	NA	10	14	14	14	14	10
d^C [MWh]	NA	13.7	9.7	9.7	9.7	9.7	13.7

Tabella 4: Costi di sistema, prezzi offerti, accettazione delle UP, UP marginali e ripartizione ottima delle domande nei vari scenari

{tab:Tabella 4}

2. il risultato in termini di costo, a parità di offerte, *non può essere peggiore* del PaC classico;
3. il disaccoppiamento operato tramite la domanda nei due mercati FCMT, o NC, e FCMNT, o C, non è statico ma ha l'obiettivo di minimizzare, nel caso con domanda rigida, il costo complessivo di sistema. L'analisi nel prosieguo gestirà anche il caso di domanda (parzialmente) elastica e anche il PUN per effetto dei vincoli di rete zonali per come visti dal mercato italiano;
4. il segnale di prezzo, sia alle FCMT che alle FCMNT, nelle varie ore e in funzione della domanda, viene comunque lasciato in quanto si gioca su un piano di costo-opportunità, e rischio, piuttosto sofisticato;
5. allo stesso tempo appare chiaro che comportamenti di *strategic bidding* aggressivi siano possibili, si vedano al proposito i due Lemmi nella §(3). Si ritiene però che questi siano decisamente più complessi da implementare con successo per via della dinamica dei possibili scenari. Il rischio di offrire strategicamente alto, soprattutto nel mercato FCMT, e vedersi esclusi dalla accettazione può essere concreto e non così predicibile;
6. in particolare osserviamo che questi comportamenti di *strategic bidding* appaiono più difficili di quelli che si possono implementare per esempio nel *Pay as Bid* (PaB) classico, dove l'unico obiettivo teorico di ognuno è offrire (leggermente) sotto l'ultima, unica, UP accettata;
7. nel gioco ripetuto questo dovrebbe indurre gli operatori ad essere meno aggressivi, specialmente nel mercato NC ma anche in quello C, e ad offrire più in aderenza con i costi pur non rinunciando alle opportunità di legittimi margini. Nella sezione 4.2, relativa ad alcune simulazioni di tipo AB sul gioco ripetuto, sarà presentata un'analisi più di dettaglio su questo aspetto centrale;
8. accettando una separazione in due dei mercati, si potrebbe anche avere una separazione a tre con un'ulteriore differenziazione per le FCMNT in due ulteriori cluster, per esempio gas da una parte e carbone ed eventualmente nucleare dall'altra oppure differenziando le tecnologie a gas in base load/middle merit (CCGT) dai TG di tipo peak load. Non discuteremo ulteriormente questa ipotesi se non in un breve passaggio nella §5.2;
9. lato modellistico matematico, va considerato che dovendo risolvere i due mercati di tipo PaC in contemporanea, ed essendo questi accoppiati fra loro da un'ulteriore variabile decisionale—la domanda che si ripartisce flessibilmente nei due—è necessaria una modellazione matematica *ad hoc* del problema di ottimizzazione di clearing. Questa è non banale come si discuterà nel prosieguo;
10. si osservi che questa modellazione matematica *non* può essere improntata ad un approccio trial and error o, peggio, “manuale”. Nello scenario uno, prima presentato, qualunque valore di $d^{NC,*}$ fra $10 + \epsilon$ e 14 MWh, che è la somma delle offerte nel mercato NC, non porterebbe all'obiettivo prefissato proprio perchè oltre i 10 MWh occorre

accettare l’offerta della UP 3 a 160 €/MWh settando di conseguenza il prezzo marginale per tutta l’energia di quel mercato. Alla stessa maniera non sarebbe ottimo qualunque valore del tipo $(10 - \epsilon)$ MWh. Se, ad esempio, si fosse tentati di ripartire “manualmente” le due domande, un metodo ragionevole e non arbitrario potrebbe essere ripartire la domanda come il rapporto fra le offerte totali fatte nei due mercati, ossia risolvendo la semplice proporzione $14 : 17 = d^{NC} : (23.7 - d^{NC})$; nell’esempio si avrebbe quindi $d^{NC} = 10.703$ MWh, che accetterebbe anche se di poco la UP 3, e $d^C = 12.997$ MWh, che accetterebbe anche se di poco la UP 6. Il costo sarebbe quindi $10.703 \times 160 + 12.997 \times 250 = 4961.709$ € non ottimo e quindi ben più dei 4025 € esitati dal modello che invece ripartisce ottimamente $d^{NC} = 10$ MWh e $d^C = 13.7$ MWh. Peraltro in §3, Lemma 1, si dimostrerà matematicamente che, sotto condizioni ragionevoli, l’insieme ottimo delle soluzioni del problema prevede la completa accettazione dell’offerta critica che fissa il prezzo nel mercato FCMT;

11. da ultimo, all’interno di questo framework, si potrebbe immaginare un cap alle offerte del mercato FCMT magari dinamicamente settato. Per esempio in funzione della più economica offerta fatta nell’altro mercato, quello delle FCMNT, o una media di queste offerte. Si potrebbe altresì attivare questo meccanismo di cap seguendo un approccio australiano, ossia solo dopo che diverse sessioni si siano chiuse a prezzo “alto”, o altro ancora. Inoltre, sempre all’interno di questo framework, si potrebbe immaginare di aver definito aste a termine per una quota parte dell’energia da FCMT con contratti a due vie. Una recente idea in questo senso è prevista dall’Art. 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, anche se lo spirito di questa norma appare diverso. Queste opzioni, e delle loro varianti, potrebbero essere future linee di ricerca nell’ambito delle simulazioni AB della sezione 4.2.

2 Caso con domanda rigida

Nelle successive sotto sezioni si introduce formalmente il modello matematico di ottimizzazione per il più semplice dei modelli a PaC (§2.1), e successivamente la prima formulazione di modello disaccoppiato (§2.2).

2.1 Aspetti modellistici: caso con domanda rigida e PaC classico

Partiamo dal caso più semplice, con domanda fissata e rigida con modello PaC classico. Sono dati:

- un insieme S di *offerte di vendita* nella forma prezzo, quantità come attualmente previsto nel mercato italiano (sp_j, sq_j) , $j \in S$;
- la partizione $S = S^r \cup S^g$ di queste offerte rispettivamente provenienti da FCMT (“r” per rinnovabili programmabili o non) e da FCMNT (“g” per gas, carbone ed eventualmente nucleare per i mercati che comprendono questa tecnologia);
- la domanda totale $d > 0$, supposta anelastica e quindi costante.

Scopo del modello proposto è determinare la ripartizione ottimale della domanda $d = d^r + d^g$, quindi $d^r \geq 0$, $d^g \geq 0$ sono considerate come variabili. Al contempo si intende esitare due mercati separati a PaC sui due insiemi diversi di bids ottenendo due prezzi di *clearing* uno sperabilmente inferiore dell'altro e quindi un minor costo complessivo di sistema rispetto al PaC classico. Nel modello proposto il costo complessivo è dato dalla somma delle quantità vendute per il corrispondente prezzo di *clearing*.

Partiamo col descrivere il problema primale di mercato PaC *classico* corrispondente all'intero insieme S come segue⁷

$$\min_{s_j} \sum_{j \in S} sp_j s_j \quad (1)$$

$$0 \leq s_j \leq sq_j \quad j \in S \mapsto (\eta_j) \quad (2)$$

$$\sum_{j \in S} s_j = d \quad \mapsto (\pi) \quad (3)$$

a cui corrisponde il duale⁸

$$\max_{\eta_j, \pi} \sum_{j \in S} sq_j \eta_j + \pi d \quad (4)$$

$$\eta_j + \pi \leq sp_j \quad j \in S \quad (5)$$

$$\eta_j \leq 0 \quad j \in S \quad (6)$$

Il senso del problema è che verranno selezionati solamente le offerte di vendita meno costose che servono per coprire la domanda: $\pi = \pi^*$ nella soluzione ottima duale è il prezzo di mercato, ossia il prezzo dell'offerta più costosa accettata. Questo discende dalle *condizioni degli scarti complementari*

$$\eta_j (s_j - sq_j) = 0 \quad j \in S \quad (7)$$

$$(sp_j - \eta_j - \pi) s_j = 0 \quad j \in S \quad (8)$$

che caratterizzano univocamente le coppie di soluzioni primali e duali ammissibili che sono ottime.

1. Per la (7), $\eta_j < 0$ implica che $s_j = sq_j$, ossia l'offerta j è integralmente accettata.
2. Per la (8), $s_j > 0 \implies \eta_j + \pi = sp_j$, e poiché $\eta_j \leq 0$ si ha $sp_j \leq \pi$: ossia, affinché una offerta possa essere anche solo parzialmente accettata il suo costo non può essere superiore a quello di mercato.
3. Infatti, se $sp_j > \pi$, poiché $\eta_j \leq 0$ deve necessariamente risultare $sp_j > \pi + \eta_j$: il vincolo (5) è rispettato, ma il termine $sp_j - \eta_j - \pi$ in (8) non può essere 0. Se ne deduce quindi che $s_j = 0$: nessuna offerta il cui prezzo è superiore a π viene accettata.

⁷Con la generica notazione $a_j x \leq b_j \mapsto (\pi_j)$ si intende che π_j sono le variabili duali, o *shadow prices*, dei vincoli $a_j x \leq b_j$. Per esempio nel semplice modello (1)–(3) il vincolo di bilancio $\sum_{j \in S} s_j = d$ ha un'unica variabile duale π che è proprio il prezzo di clearing di mercato.

⁸Si rimarca che per la teoria della dualità lineare i due problemi, primale e duale, sono “sostanzialmente lo stesso problema”.

4. Per contro sia $sp_j < \pi$: perché (5) sia rispettato deve certamente essere $\eta_j < 0$, e per quanto detto sopra $s_j = sq_j$, ossia l'offerta viene integralmente accettata.

Per riassumere: tutte le offerte per cui $sp_j > \pi$ vengono integralmente rifiutate, mentre quelle per cui $sp_j < \pi$ vengono integralmente accettate. Se esistono offerte accettate parzialmente, ossia per cui $0 < s_j < sq_j$, allora $s_j > 0$ implica $\eta_j + \pi = sp_j$ mentre $s_j < sq_j$ implica $\eta_j = 0$, e pertanto $\pi = sp_j$. Quelle sono le offerte “critiche” il cui prezzo determina quello di mercato.

2.2 Aspetti modellistici: caso con domanda rigida e PaC disaccoppiato

Il problema di determinare la partizione ottima della domanda tra i due mercati che minimizza il costo complessivo, per come prima definito, si scrive quindi in modo “ovvio” come problema *bilevel* nello spazio del duale. La funzione obiettivo è data dalla somma dei due costi, quello del mercato FCMT e quello del mercato FCMNT espressi rispettivamente come prodotto dei prezzi per le quantità. Data una certa ripartizione della domanda, d^r e d^g , i prezzi sono il risultato dei due mercati a PaC.

$$\min \pi^r d^r + \pi^g d^g \quad (9)$$

$$d^r + d^g = d \quad , \quad d^r \geq 0 \quad , \quad d^g \geq 0 \quad (10)$$

$$\pi^r \in \operatorname{argmin} \sum_{j \in S^r} sq_j \eta_j + \pi^r d^r \quad (11)$$

$$\eta_j + \pi^r \leq sp_j \quad j \in S^r \quad (12)$$

$$\eta_j \leq 0 \quad j \in S^r \quad (13)$$

$$\pi^g \in \operatorname{argmin} \sum_{j \in S^g} sq_j \eta_j + \pi^g d^g \quad (14)$$

$$\eta_j + \pi^g \leq sp_j \quad j \in S^g \quad (15)$$

$$\eta_j \leq 0 \quad j \in S^g \quad (16)$$

Tale problema può essere rappresentato come un *Mathematical Program with Complementary Constraints* (MPCC) esplicitando sia le variabili primali che quelle duali e le condizioni degli scarti complementari che ne caratterizzano l'ottimalità:

$$\min \pi^r d^r + \pi^g d^g \quad (9)$$

$$d^r + d^g = d \quad , \quad d^r \geq 0 \quad , \quad d^g \geq 0 \quad (10)$$

$$0 \leq s_j \leq sq_j \quad j \in S \quad (2)$$

$$\sum_{j \in S^r} s_j = d^r \quad (17)$$

$$\eta_j + \pi^r \leq sp_j \quad , \quad \eta_j \leq 0 \quad j \in S^r \quad (12)$$

$$\sum_{j \in S^g} s_j = d^g \quad (18)$$

$$\eta_j + \pi^g \leq sp_j \quad , \quad \eta_j \leq 0 \quad j \in S^g \quad (15)$$

$$\eta_j (s_j - sq_j) = 0 \quad j \in S \quad (19)$$

$$(sp_j - \eta_j - \pi^r) s_j = 0 \quad j \in S^r \quad (20)$$

$$(sp_j - \eta_j - \pi^g) s_j = 0 \quad j \in S^g \quad (21)$$

Il problema bilevel è non convesso per due motivi: inanzitutto i vincoli di complementarità (19)–(21), ma anche la funzione obiettivo (9). Per i primi è possibile introdurre variabili binarie per codificare le condizioni degli scarti complementari, ottenendo un problema misto-intero lineare (MILP). Questo però non si applica alla funzione obiettivo. Detto questo, i più moderni solutori MILP sono in grado di ottimizzare anche funzioni bilineari non convesse come (9), e quindi (in principio) di risolvere il problema.

In effetti è possibile un’analisi leggermente diversa che semplifica e chiarifica le argomentazioni. Invece di considerare due mercati distinti ne consideriamo uno solo, in cui però poniamo una limitazione alla *massima* quantità di energia acquistabile da uno dei due sottoinsiemi di offerte. In altri termini si considera il modello di mercato modificato

$$\min_{s_j} \sum_{j \in S} sp_j s_j \quad (1)$$

$$0 \leq s_j \leq sq_j \quad j \in S \mapsto (\eta_j) \quad (2)$$

$$\sum_{j \in S^r} s_j \leq d^r \quad \mapsto (\pi^r \leq 0) \quad (22)$$

$$\sum_{j \in S} s_j = d \quad \mapsto (\pi \geq 0) \quad (3)$$

a cui corrisponde il duale

$$\max_{\eta_j, \pi, \pi^r} \sum_{j \in S} sq_j \eta_j + \pi d + \pi^r d^r \quad (23)$$

$$\eta_j + \pi \leq sp_j \quad j \in S^g \quad (24)$$

$$\eta_j + \pi + \pi^r \leq sp_j \quad j \in S^r \quad (25)$$

$$\eta_j \leq 0 \quad j \in S \quad (6)$$

$$\pi^r \leq 0 \quad (26)$$

Replicando l’analisi precedentemente vista si ottiene che il mercato presenta due diversi prezzi di equilibrio: π per le offerte in S^g , che in questa trattazione analitica chiameremo “mercato S^g ”, e $\pi + \pi^r$ per quelle in S^r , che in questa trattazione analitica chiameremo “mercato S^r ”. Si osservi che $\pi + \pi^r$ è minore o uguale di π per via del vincolo (26) che impone a π^r di essere minore o uguale di 0. Introducendo il vincolo (22) sulla massima quantità accettabile dalle offerte in S^r se ne diminuisce quindi il valore, almeno se il vincolo è attivo nella soluzione ottima s^* , ossia risulta $\sum_{j \in S^r} s_j^* = d^r$; altrimenti per le condizioni degli scarti complementari risulta $\pi^r = 0$ e i due prezzi, $\pi + \pi^r$ e π , sono uguali. Pertanto, agendo sulla quantità d^r (che, si noti, è un *parametro* in questo modello, non una variabile) si può riuscire ad ottenere un decremento del prezzo di equilibrio di mercato pagato per tali offerte.

Sia quindi $DSM(d^r)$ il problema duale precedente (23)–(26): il problema da risolvere si scrive naturalmente come problema bilevel nello spazio del duale, nel quale d^r diventa una variabile. Poiché la domanda accettata nel mercato S^r è $\sum_{j \in S^r} s_j$ viene valorizzata al prezzo $\pi + \pi^r$, mentre quella accettata nel mercato S^g è la rimanente $d - \sum_{j \in S^r} s_j$ e viene valorizzata al prezzo π , il costo totale di sistema è

$$(\pi + \pi^r) \sum_{j \in S^r} s_j + \pi (d - \sum_{j \in S^r} s_j) = \pi d + \pi^r \sum_{j \in S^r} s_j$$

In generale si vuole scegliere d^r in modo che risulti $\sum_{j \in S^r} s_j = d^r$, poiché altrimenti $\pi^r = 0$ e non si è sicuramente ottenuto alcun beneficio. Sotto questa condizione la funzione obiettivo di (27) può essere scritta come

$$\pi d + \pi^r d^r \quad \text{oppure} \quad (\pi + \pi^r) d^r + \pi(d - d^r).$$

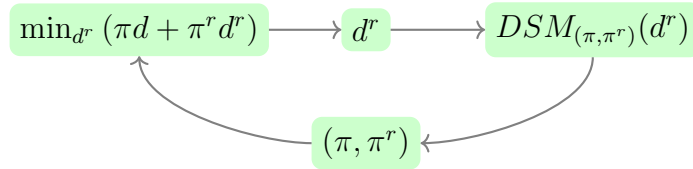
Infatti, è facile dimostrare che le funzioni obiettivo $\pi d + \pi^r d^r$ e $\pi d + \pi^r \sum_{j \in S^r} s_j$ sono equivalenti. Ciò è evidente per il primo prodotto, che è identico. Per il secondo, se $\pi^r = 0$ il valore è comunque 0, qualsiasi sia il valore dell'altro termine del prodotto. Ma per le condizioni degli scarti complementari $\pi^r < 0$ implica $d^r = \sum_{j \in S^r} s_j$, e quindi il prodotto è comunque uguale. Pertanto il problema complessivo diviene

$$\min (\pi d + \pi^r d^r) : (\pi, \pi^r) \in \operatorname{argmax} DSM(d^r) \quad (27)$$

Il problema bilevel (27) dice:

- si vuole minimizzare il costo complessivo dato da $(\pi d + \pi^r d^r)$ (problema leader). Questa funzione costo dipende dalla *sua* unica variabile d^r ma anche dai prezzi marginali (π, π^r) ;
- data una certa d^r , questi prezzi marginali (π, π^r) sono variabili nel problema di ottimizzazione $DSM(d^r)$ che risolve i due mercati (problema follower).

Schematicamente si ha una situazione “iterativa” come sotto rappresentato:



Da un punto di vista della tassonomia, questo tipo di problemi di ottimizzazione sono definiti come bilevel o di tipo leader-follower, nei quali il decisore “leader” vuole ottimizzare la sua funzione obiettivo, che dipende però dalla risposta ottimale del decisore “follower”. Si tratta di problemi di ottimizzazione considerati “difficili” per via della loro inerente non convessità. Per essi esiste peraltro un’ampia letteratura algoritmica.

3 Analisi modellistica e di gaming

La soluzione ottima del problema (27) genera un costo integrale dell’energia non superiore a quello che si ottiene col mercato PaC classico: infatti, ponendo $d^r = d$ si ottiene il prezzo di mercato corrispondente al modello PaC attuale. È importante però rimarcare come la riduzione di costo al caso pessimo sia strettamente legata alla dimensione relativa delle due frazioni di domanda soddisfatte dai due diversi insiemi di offerte. Cominciamo l’analisi con il seguente:

Lemma 1 *Sia $d^r < d$ e $\pi^r < 0$ nella soluzione ottima di (27): allora, l’offerta di S^r che genera il costo di equilibrio $(\pi + \pi^r)$ nel mercato S^r è acquistata nella sua totalità.*

Proof. Si assuma per contraddizione che per l’offerta “critica” di S^r , ossia $j^r \in S^r$ tale che $sp_{j^r} = \pi + \pi^r$, risulti $0 < s_{j^r}^* < sq_{j^r}$. Si noti che le offerte “critiche” non possono avere $s_j^* = 0$. Infatti, una offerta con $s_j^* = 0$ non può avere costo pari a quella di equilibrio a meno che non ci sia un’altra offerta con lo stesso costo ed $s_j^* > 0$ che lo definisce (ed in questo caso è quella l’offerta “critica”).

Sia quindi $j^g \in S^g$ l’offerta “critica” di S^g , ossia tale che $sp_{j^g} = \pi$; per quanto detto deve risultare $0 < s_{j^g}^*$. Ma allora, modificando d^r in $d^r + \varepsilon$ per un $\varepsilon > 0$ arbitrariamente piccolo si potrebbe soddisfare il vincolo (3) aumentando di ε il valore di $s_{j^r}^*$ e diminuendo di ε il valore di $s_{j^g}^*$, senza cambiare nulla del resto della soluzione, sia primale che duale. In particolare non cambierebbero quindi i costi di equilibrio $(\pi + \pi^r)$ e π per i due mercati. Questo però porterebbe ad un incremento del costo totale del mercato S^r di $(\pi + \pi^r)\varepsilon$ ed a un decremento del costo totale del mercato S^g di $\pi\varepsilon$. Poiché per ipotesi $(\pi + \pi^r) < \pi$, il decremento sarebbe superiore all’incremento e pertanto la nuova soluzione $d^r + \varepsilon$ avrebbe un valore della funzione obiettivo inferiore, il che contraddice il fatto che d^r fosse la soluzione ottima. ■

Il lemma precedente ha un corollario potenzialmente utile: l’insieme delle possibili soluzioni ottime del problema (27) è limitato ai punti in cui l’offerta “critica” di S^r è totalmente acquistata. Questo potrebbe servire a diminuire l’insieme dai punti da considerare per la soluzione. Comunque il risultato è utile per proseguire l’analisi come segue:

Lemma 2 *Sia data una soluzione ottima del problema (27), con i seguenti dati: $d^r < d$, $\bar{\pi} = \pi + \pi^r < \pi$, j^r l’offerta “critica” in S^r (tale che $\bar{\pi} = sp_{j^r}$) e j^g quello in S^g (tale che $\pi = sp_{j^g}$). Si supponga inoltre che sq_{j^r} sia “piccola” rispetto a d^r e d . Allora vale approssimativamente la relazione*

$$(\bar{\pi} - \bar{\pi}') \leq \frac{d - d^r}{d^r} (\pi' - \pi) \quad (28)$$

dove $\bar{\pi}' \leq \bar{\pi}$ è il costo dell’offerta in S^r di costo immediatamente inferiore a quello “critica” (necessariamente completamente acquistata) e $\pi' \geq \pi$ è il costo di un’offerta in S^g di costo superiore a quello “critica” (necessariamente non acquistata, nemmeno in parte).

Proof. Per l’ipotesi $\pi^r < 0$ deve necessariamente risultare $\sum_{j \in S^r} s_j^* = d^r$. Per il Lemma precedente, assumiamo che la offerta j^r “critica” per S^r sia completamente acquistata. Poiché la soluzione è ottima per il problema deve essere migliore di ogni altra soluzione alternativa. Si consideri quindi la soluzione alternativa in cui d^r viene ridotta della quantità (“piccola”) $\varepsilon = sq_{j^r}$, di modo tale che l’offerta “critica” in S^r divenga quello di costo $\bar{\pi}'$. Corrispondentemente viene incrementata la quantità acquistata dalle offerte in S^g , e pertanto l’offerta “critica” in S^g potenzialmente (ma non necessariamente) cambia, e con esso il costo di equilibrio che diviene $\bar{\pi}'$. Poiché tale soluzione non è migliore di quella ottima, risulta

$$(d - d^r)\pi + d^r\bar{\pi} \leq (d - d^r + \varepsilon)\pi' + (d^r - \varepsilon)\bar{\pi}' .$$

Per l’ipotesi su ε possiamo approssimare $d - d^r + \varepsilon$ con $d - d^r$ e $d^r - \varepsilon$ con d^r , il che riarrangiando i termini fornisce (28). ■

La relazione determinata permette di capire meglio le complesse dinamiche che regolano l’effetto del secondo mercato, e della scelta di d^r , sul costo totale del sistema. Tali relazioni

dipendono in parte dalla relazione tra le quantità trattate nei due segmenti del mercato, ossia d^r e $d - d^r$, ma in parte anche dalla “distribuzione” delle offerte, ossia dal fatto *che esista un’adeguata variabilità di prezzo offerto nei due mercati*.

Quest’ultimo punto è illustrato dal seguente esempio: si assuma che, dato π^* il prezzo di equilibrio che si avrebbe nel mercato a PaC “classico”, *tutte* le unità FCMT offrano esattamente a $\pi^* - \varepsilon$, mentre nel mercato delle FCMNT le altre mantengono le loro offerte. In questo caso una soluzione ottima di (27) prevede chiaramente di accettare tutte le offerte delle FCMT e poi le stesse delle FCMNT che sarebbero state accettate dal mercato a PaC “classico”, causando un decremento complessivo trascurabile $d^r \varepsilon^*$ del costo di sistema.

Pertanto il mercato disaccoppiato proposto non è immune da *strategic bidding*, il che però richiede la capacità da parte di *tutti* i partecipanti del mercato S^r di stimare con accuratezza il prezzo di equilibrio “classico” fissato nel mercato S^g e che questo venga utilizzato contemporaneamente da essi. D’altra parte si accetta il rischio associato di non essere accettati con perdita di ricavi soprattutto se l’UP è di tipo non programmabile.

Qualora viceversa *non* tutti i partecipanti (in particolare quelli da FCMT) decidano di effettuare bidding strategico aggressivo il modello potrebbe invece portare a riduzioni significative dei costi di sistema, anche se questo non è matematicamente garantito e può dipendere dal rapporto delle quantità trattate nei due mercati.

Si consideri il seguente esempio: nella formula (28) sia $\bar{\pi}' = 0$, corrispondente al caso “ottimo” in cui tutte le unità FCMT, per esempio FER non programmabili che quindi non vogliono rischiare di rimanere escluse dal mercato, offrano a zero, tranne l’unica che corrisponde all’offerta critica j^r che esercita *strategic bidding*. Per simmetria prendiamo invece il caso “pessimo” dall’altro lato in cui $\pi' = \pi^*$, ossia rifiutare l’offerta j^r riporti immediatamente il prezzo di mercato su S^g a quello a PaC “classico”. Inoltre, ancora al caso “pessimo” si assuma che $\bar{\pi} = \pi$ (deve sicuramente valere il \leq). Applicando queste ipotesi in (28) e semplificando si ottiene

$$\bar{\pi} \leq \left(\frac{d - d^r}{2d^r - d} \right) \pi^* \quad (29)$$

La relazione (29) mostra che la UP che effettua *strategic bidding* può non essere in grado di evitare una discesa potenzialmente consistente del prezzo del mercato S^r rispetto a quello classico, e quindi un guadagno complessivo consistente per il sistema, ma solo se la quantità di energia trattata sul mercato S^r è “maggioritaria”. Infatti, il fattore nella formula risulta inferiore ad 1 solamente se $d^r \geq (2/3)d$. Il fattore tende a 0 quando d^r tende a d : per esempio, se $d^r = (4/5)d$, (l’80%), il fattore è pari ad 1/3, il che corrisponde al fatto che l’unità che effettua *strategic bidding* non può in nessun caso spuntare un prezzo superiore al 33% del prezzo del mercato a PaC “classico”. Ma questo risultato positivo è legato al fatto che il mercato S^g rappresenti una quota “minoritaria” dell’energia, e naturalmente ancora al fatto che non tutte le unità FCMT in S^r effettuino contemporaneamente *strategic bidding* aggressivo. *Queste due condizioni sembrano quindi essere necessarie affinché il modello proposto possa consentire riduzioni significative del costo di sistema.*

A prescindere dall’importanza di questi risultati teorici, nella pratica, volendo offrire aggressivamente, i singoli operatori nel mercato S^r stimeranno il π^* in maniera diversa con un errore diverso. In altri termini ognuno dei partecipanti al mercato S^r offrirebbe

strategicamente alto ma con offerte tipo:

$$\pi^* - \varepsilon_k > \dots > \pi^* - \varepsilon_h > \dots > \pi^* - \varepsilon_2 > \pi^* - \varepsilon_1$$

Potrebbe succedere che qualche offerta nell'altro mercato delle FCMNT, prima esclusa nel PaC classico, sostituisca, escludendole, un tot di quelle $\pi^* - \varepsilon_i$ con i fra k e h , ossia fra le più alte nel mercato FCMT; si veda l'esempio "quasi indifferente" §1.2. Inoltre, qualche operatore nel mercato FCMT potrebbe sbagliare per eccesso ed offrire $\pi^* + \varepsilon_i$ per determinati i . Questi scenari non avrebbero un importante effetto sul costo di sistema nella specifica sessione ma dovrebbero indurre, nel gioco ripetuto, una minore aggressività di offerta da parte delle FCMT che a sua volta si dovrebbe tradurre in apprezzabili riduzione del costo di sistema. Si valuteranno questi e altri aspetti nella sezione 4.2 dedicata a simulazioni di tipo *Agent Based*.

4 Implementazione e simulazioni Agent Based

Nella sotto sezione 4.1 si discute brevemente l'implementazione software di un modello proposto in linguaggio Julia con i package JuMP e BilevelJuMP. Successivamente nella sotto sezione 4.2 si presenta un approccio per valutare le strategie nel gioco ripetuto tramite simulazioni di tipo *Agent Based* (AB). A seguire (§4.3) si presentano una serie di simulazioni e relativi commenti.

4.1 Implementazione

Si è implementato il modello bilevel (27) usando il linguaggio Julia versione 1.7, un linguaggio di programmazione open source utilizzato per applicazioni scientifiche. Per la modellazione dei problemi di ottimizzazione si è utilizzato il package JuMP⁹ appartenente all'ecosistema di Julia. In particolare per il modello bilevel si è usato un sotto package di JuMP chiamato BilevelJuMP. Il solver di ottimizzazione utilizzato è Gurobi versione 9.5.1, in grado di gestire componenti bilineari come quelle presenti nelle funzioni obiettivo del modello (27) e successivi. È stato anche implementato il modello lineare classico a PaC (1)–(3) poi utilizzato nelle simulazioni di cui si dirà nella sezione 4.2.

4.2 Simulazioni di tipo Agent Based

Sempre utilizzando il linguaggio Julia si è implementato un modello di simulazione di tipo AB probabilistico¹⁰ per valutare le dinamiche delle strategie di offerta nei due mercati esitati, quello con PaC classico, modello (1)–(3), e quello disaccoppiato proposto nella sua forma più semplice, la (27). In questo contesto simulativo si sono ripartite le UP di tipo FCMT in due, quelle programmabili (SubType=P) e quelle non programmabili (SubType=NP); si assume invece che tutte le UP di tipo FMCNT siano di tipo P, quindi programmabili. Si ritiene che questa differenziazione sia rilevante nel definire le diverse strategie di offerta, in particolare

⁹Iain Dunning and Joey Huchette and Miles Lubin, JuMP: A Modeling Language for Mathematical Optimization SIAM Review, 2017

¹⁰Si noti l'uso di diverse componenti randomiche che lo rendono non deterministico per scelta.

nella riduzione delle offerte quanto non accettate, e quindi le relative dinamiche del mercato delle FCMT.

Partendo da un set di offerte alla iterazione $k = 1$, e dalle relative accettazioni date dalla corrispondente variabile s_i risultato del modello di DAM utilizzato, si possono definire le strategie di offerta del generico operatore/agente alla iterazione $2, 3, \dots, k$ con una macchina AB come esemplificato nell'Algoritmo 1.

Nell'algoritmo detto sono semplicemente tre le macro occorrenze alla iterazione k , ossia l'offerta della UP non è stata accettata dal corrispondente mercato, $s^k = 0$, è stata parzialmente accettata, $0 < s^k < Q$, oppure è stata totalmente accettata, $s^k = Q$. A seconda della occorrenza, del tipo di UP e di altri aspetti dettagliati nell'algoritmo, l'operatore razionale compie delle scelte per l'offerta alla iterazione successiva come dettagliato nei sotto algoritmi 2, 3 e 4.

Si assume che:

1. le probabilità minime che fanno scattare la modifica della offerta rispettino le disuguaglianze $0 \leq \alpha \ll \beta < \gamma \leq 1$. Questo semplicemente significa che deve essere molto più probabile per la macchina AB diminuire il prezzo offerto se non si è stati accettati rispetto ad aumentarlo se si è stati totalmente accettati. Aumentare il prezzo offerto se si è stati parzialmente accettati ha la probabilità minore. Dualmente è possibile che la macchina AB confermi l'offerta fatta precedentemente e meno di un caso discusso sotto;
2. siano scelte in maniera randomica anche le tre diverse probabilità $ProbD$, $ProbI$ e $ProbIM$, tutte fra 0 e 1, che confrontate con le fissate α , β e γ fanno scattare o meno la modifica della offerta ad ogni iterazione k ;
3. le percentuali moltiplicative di incremento e decremento delle offerte siano scelte randomicamente in intervalli opportuni ad ogni iterazione k ;
4. nel caso di non accettazione quando si riduce il prezzo offerto, questo non può in nessun caso andare sotto il (una sorta di) costo marginale, $MCost^{11}$, di produzione della UP, che l'operatore stima al momento di offrire ed è considerato dato;
5. sempre nel caso di non accettazione la condizione in || (OR logico) imponga di diminuire la sua offerta se il numero di volte in cui non è stata accettata supera un valore predeterminato valore τ a prescindere dal trigger dato dalla $ProbD$. Questo aspetto fornisce una "memoria" alla strategia non di successo delle ultime iterazioni. A tal fine è necessario un contatore;
6. per quanto riguarda l'incremento del prezzo offerto non si limita superiormente e questo per scelta, si potrebbe inserire un cap. L'effetto di questa mancanza di cap si vede quando la domanda approccia la massima capacità come vedremo nella sezione (4.3).

Le simulazioni descritte nell'algoritmo AB 1, con le richiamate funzioni 2, 3 e 4, sono state implementate in parallelo sia per il modello disaccoppiato che per quello PaC classico in

¹¹Per le FCMT di tipo NP si sono utilizzati valori stimati da letteratura del *Levelized Cost of Electricity*, LCOE.

quanto ovviamente le dinamiche di accettazione, e di conseguente strategia degli operatori, sono diverse lungo le k iterazioni di simulazione, anche a partire da un set identico di offerte.

I vari parametri usati nelle simulazioni di §4.3 sono: $a^- = 0.8$, $b^- = 0.9$, $a^+ = 1.05$, $b^+ = 1.07$, $a^{++} = 1.03$, $b^{++} = 1.05$, $\alpha = 0.20$, $\beta = 0.90$, $\gamma = 0.95$, $\tau = 2$. Quindi per esempio il fattore moltiplicativo Δ^+ potrà variare uniformemente a caso nell'intervallo $[a^+, b^+] \equiv [1.05, 1.07]$, così come nel caso di non accettazione se la probabilità casualmente generata supera $\alpha = 0.20$, allora si fa scattare l'algoritmo di riduzione dell'offerta.

Algoritmo 1: Algoritmo AB per aggiornamento offerte della generica UP con modello disaccoppiato

Dati: (π^1, Q^1) , (α, β, γ) , $(a^-, a^+, a^{++}, b^-, b^+, b^{++})$, τ , $MCost$ {alg:AB1}
Risultato: (π^k, Q^k) , s^k , $\pi^{k,r,*}$, $\pi^{k,g,*}$ per ogni $k \in [1, N]$

```

1 sZero=0
2 for k = 1 to N do
3    $\Delta^- = rand(a^-, b^-)$ ,  $\Delta^+ = rand(a^+, b^+)$ ,  $\Delta^{++} = rand(a^{++}, b^{++})$ 
4    $ProbD = rand()$ ,  $ProbIM = rand()$ ,  $ProbI = rand()$ 
5    $(s^k, \pi^{k,r,*}, \pi^{k,g,*}) = SolveBil(\pi^k, Q^k, \dots)$  // Prob.27
6   if  $s^k = 0$  then // Offerta non accettata
7
8      $\pi^{k+1} \leftarrow UpNonAccepted(\dots)$  // SubAlg.(2)
9   else if  $0 < s^k < Q$  then // Offerta parzialmente accettata
10
11      $\pi^{k+1} \leftarrow UpPartAccepted(\dots)$  // SubAlg.(3)
12   else if  $s^k == Q$  then // Offerta totalmente accettata
13
14      $\pi^{k+1} \leftarrow UpTotAccepted(\dots)$  // SubAlg.(4)

```

Algoritmo 2: Funzione UpNonAccepted per aggiornamento offerte non accettate

{alg:FuncNAcc}

Dati: $(\pi^k, Q^k), MCost, \pi^{k,r/g,*}, \Delta^-, \Delta^+, \alpha, \tau, sZero$

Risultato: $(\pi^{k+1}, Q^{k+1}), sZero$

```
1 sZero ++
2 ProbD = rand()
3 if ProbD ≥ α || sZero ≥ τ then
4   if UP.Type==FCMT then
5     if UP.SubType==NP then
6       πk+1 ← Δ+ · MCost
7     else if UP.SubType==P then
8       πk+1 ←  $\frac{MCost + \pi^{k,r,*}}{2}$ 
9   else if UP.Type==FCMNT then
10    πk+1 ← max(MCost, Δ- · πk,g,*)
11 else if ProbD < α then
12   πk+1 ← πk
```

Algoritmo 3: Funzione UpPartAccepted per aggiornamento offerte parzialmente accettate

{alg:FuncPAcc}

Dati: $(\pi^k, Q^k), \Delta^+, \gamma, sZero$

Risultato: $(\pi^{k+1}, Q^{k+1}), sZero$

```
1 ProbIM = rand()
2 if ProbIM ≥ γ then
3   πk+1 ← Δ+ · πk
4 else if ProbIM < γ then
5   πk+1 ← πk
6 sZero = 0
```

Algoritmo 4: Funzione UpTotAccepted AB per aggiornamento offerte totalmente accettate

{alg:FuncTAcc}

Dati: $(\pi^k, Q^k), \Delta^{++}, \beta, sZero$

Risultato: $(\pi^{k+1}, Q^{k+1}), sZero$

```
1 ProbI = rand()
2 if ProbI ≥ β then
3   πk+1 ← Δ++ · πk
4 else if ProbI < β then
5   πk+1 ← πk
6 sZero = 0
```

4.3 Risultati delle simulazioni

In questa sezione riportiamo diverse simulazioni utilizzando l'algoritmo AB prima descritto. Si lascia evolvere la strategia secondo la logica AB per un certo numero di iterazioni, poi si modifica la domanda, che appare essere un altro fattore chiave da analizzare, e si ripete la simulazione. Nel dettaglio:

1. si sono considerati quattro test case da 6, 30, 50 e 100 UP. Il test case a 6 UP è identico a quello del primo scenario presentato nella §(1.2), Tabella 1, mentre gli altri tre sono più realistici. In questi i prezzi offerti, e i relativi MCost, sono stati random generati in convenienti intervalli che riflettono le offerte che si osservano al momento di scrivere sul MGP italiano;
2. per ogni test case si sono realizzate 300 iterazioni. Queste 300 iterazioni definiscono una simulazione;
3. per ogni simulazione si è poi fatta variare la domanda dal 40% al 85% della capacità massima offerta (D_{Max}) a passi del 5% della D_{Max} stessa, quindi si realizzano 10 simulazioni. Questo rapporto fra il 40% e il 85% è più o meno l'intervallo tipico delle ore di basso e alto, non estremo, carico elettrico rispetto alla capacità installata;
4. per i test case 30, 50 e 100 UP, si è deciso di partire con un data set che avesse delle offerte aggressive da parte di tutte le UP FCMT e allineate a quelle delle FCMNT così da evidenziare la dinamica dei costi verso un eventuale equilibrio, se esiste.

Nella Tabella 5 a titolo di esempio si riporta i dati iniziali del test case da 30 UP, dove sono indicati anche dati relativi alla zona. Gli altri test case da 50 e 100 UP sono riscaldati similmente ancorché casualmente generati. Per quanto riguarda gli indicatori sintetici si riporteranno nelle varie tabelle le seguenti quantità (medie e/o percentuali quando si tratta di rapporti):

1. DMax: la massima domanda capacità offerta [MWh];
2. D: la domanda reale [MWh];
3. D/DMax: il rapporto fra la domanda e la massima capacità offerta;
4. TC_FCMT: i costi medi del mercato delle FCMT nel mercato disaccoppiato [€];
5. TC_FCMNT: i costi medi del mercato delle FCMNT nel mercato disaccoppiato [€];
6. QDeCTotFCMT: le quantità totali accettate nel mercato disaccoppiato da FCMT [MWh];
7. QDeCTotFCMNT: le quantità totali accettate nel mercato disaccoppiato da FCMNT [MWh];
8. QPaCTotFCMT: le quantità totali accettate nel mercato PaC da FCMT [MWh];
9. QPaCTotFCMNT: le quantità totali accettate nel mercato PaC da FCMNT [MWh];

10. π^r : i prezzi marginali del mercato FCMT nel mercato disaccoppiato [€/MWh];
11. π^g : i prezzi marginali del mercato FCMNT nel mercato disaccoppiato [€/MWh];
12. π^{PaC} : i prezzi marginali nel mercato PaC [€/MWh];
13. TC_FCMT/TC_FCMNT: Il rapporto fra i due costi medi del FCMT e FCMNT nel mercato disaccoppiato;
14. TC_Dec: i costi medi totali nel mercato disaccoppiato [€];
15. TC_PaC: i costi medi totali nel mercato a PaC [€];
16. TC_Dec/TC_PaC: il rapporto fra i costi medi totali fra il mercato disaccoppiato e PaC classico;
17. Min(TC_Dec/TC_PaC): il valore minimo del precedente rapporto lungo le iterazioni;
18. Max(TC_Dec/TC_PaC): il valore massimo del precedente rapporto lungo le iterazioni;
19. Std(TC_Dec/TC_PaC): la deviazione standard del precedente rapporto lungo le iterazioni;

Operatore	UP	Zona	Type	SubType	Mcost	π	Q
Op_1	UP_1	Zona_1	FCMT	NP	67.922	187.484	250
Op_2	UP_2	Zona_1	FCMT	NP	66.172	193.178	250
Op_1	UP_3	Zona_1	FCMT	NP	67.063	166.093	250
Op_3	UP_4	Zona_1	FCMT	NP	63.748	171.602	250
Op_4	UP_5	Zona_1	FCMT	NP	65.031	198.591	250
Op_5	UP_6	Zona_1	FCMT	NP	59.199	194.055	250
Op_1	UP_7	Zona_1	FCMT	NP	58.471	197.614	250
Op_2	UP_8	Zona_1	FCMT	NP	61.451	167.118	250
Op_1	UP_9	Zona_1	FCMT	P	57.960	194.632	200
Op_3	UP_10	Zona_1	FCMT	P	59.654	197.545	200
Op_4	UP_11	Zona_1	FCMT	P	69.623	164.257	200
Op_5	UP_12	Zona_1	FCMT	P	64.476	189.791	200
Op_1	UP_13	Zona_1	FCMT	P	69.972	198.478	250
Op_2	UP_14	Zona_1	FCMT	P	63.224	172.008	250
Op_1	UP_15	Zona_1	FCMT	P	66.945	180.118	350
Op_3	UP_16	Zona_1	FCMT	P	69.236	160.494	250
Op_4	UP_17	Zona_1	FCMT	P	61.034	168.964	250
Op_5	UP_18	Zona_1	FCMT	P	55.376	160.911	350
Op_1	UP_19	Zona_1	FCMNT	P	130.304	211.101	250
Op_2	UP_20	Zona_1	FCMNT	P	135.692	219.506	250
Op_1	UP_21	Zona_1	FCMNT	P	142.838	208.498	350
Op_3	UP_22	Zona_1	FCMNT	P	166.112	239.240	250
Op_4	UP_23	Zona_1	FCMNT	P	151.799	223.376	250
Op_5	UP_24	Zona_1	FCMNT	P	145.818	215.617	350
Op_1	UP_25	Zona_1	FCMNT	P	180.429	241.672	250
Op_2	UP_26	Zona_1	FCMNT	P	151.220	229.974	250
Op_1	UP_27	Zona_1	FCMNT	P	176.283	237.131	350
Op_3	UP_28	Zona_1	FCMNT	P	166.843	226.826	250
Op_4	UP_29	Zona_1	FCMNT	P	139.743	223.305	250
Op_5	UP_30	Zona_1	FCMNT	P	143.548	215.519	350

Tabella 5: Dati iniziali del test case 30 UP

{tab:DatiUP

DMax	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
D	12.4	13.95	15.5	17.05	18.6	20.15	21.7	23.25	24.8	26.35
D/DMax	40.00%	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%	75.00%	80.00%	85.00%
TC_FCMT	1053.984	1129.711	1273.813	1214.256	1180.718	1282.037	1200.798	1231.509	1832.372	2733.33
TC_FCMNT	6.92	9.45	244.47	479.44	711.31	944.38	1178.34	1415.89	3923.92	5661.73
QDeCTotFCMNT	3706.8	4167.15	4164	4160	4163	4168	4173	4164	4182	4196
QDeCTotFCMNT	13.2	17.85	486	955	1417	1877	2337	2811	3258	3709
QPaCTotFCMNT	3706	4163.25	4170	4161	4172.6	4174	4169.7	4163.5	4191	4196
QPaCTotFCMNT	14	21.75	480	954	1407.4	1871	2340.3	2811.5	3249	3709
π^r	85.26	81.3	91.7	87.56	85.07	92.22	86.25	88.7	131.4	195.3
π^g	150.15	150.14	150.35	150.33	150.41	150.74	151.11	150.98	361.25	458.17
π^{PaC}	126.76	127.36	150.15	150.16	150.17	150.39	150.64	150.66	361.25	458.17
TC_FCMT/TC_FCMNT	152.31	119.525	5.211	2.533	1.66	1.358	1.019	0.87	0.467	0.483
TC_Dec	1060.9	1139.16	1518.28	1693.69	1892.03	2226.42	2379.14	2647.4	5756.29	8395.06
TC_PaC	1571.84	1776.6	2327.27	2560.19	2793.1	3030.27	3268.87	3502.84	8959.01	12072.78
TC_Dec/TC_PaC	67.49%	64.12%	65.24%	66.16%	67.74%	73.47%	72.78%	75.58%	64.25%	69.54%
Min(TC_Dec/TC_PaC)	40.00%	40.00%	45.60%	50.70%	56.30%	55.10%	56.90%	62.20%	55.00%	60.40%
Max(TC_Dec/TC_PaC)	110.30%	106.40%	87.30%	85.60%	83.50%	95.90%	91.70%	93.40%	79.60%	73.00%
Std(TC_Dec/TC_PaC)	14.40%	16.30%	9.80%	7.70%	7.10%	9.90%	8.50%	7.60%	7.50%	2.80%

Tabella 6: Risultati test case 6 UP

{tab:Ris6UP}

DMax	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900
D	3160	3555	3950	4345	4740	5135	5530	5925	6320	6715
D/DMax	40.00%	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%	75.00%	80.00%	85.00%
TC_FCMT	221082.3	251654.6	285023.1	376765.3	416160.3	437897	448722.9	464453.6	486163.7	523021.4
TC_FCMNT	1276.92	2169.03	3225.8	8805.2	46803.54	104200.4	164002.4	223368.5	295289.1	380941.8
QDeCTotFCMNT	946060	1062960	1179700	1285577	1320279	1322150	1319780	1322925	1321990	1327465
QDeCTotFCMNT	1940	3540	5300	17922.85	101720.7	218350	339220	454575	574010	687035
QPaCTotFCMNT	946650	1064640	1182100	1290660	1307330	1320845	1323160	1325900	1325740	1325960
QPaCTotFCMNT	1350	1860	2900	12840	114670	219655	335840	451600	570260	688540
π^r	70.26	71.22	72.72	88.04	94.65	99.53	102.18	105.51	110.52	118.37
π^g	130.78	130.92	129.45	131.29	134.12	142.03	144.36	146.75	154.01	166.13
π^{PaC}	70.82	72.06	74.16	128.95	136.54	142.4	144.21	146.83	153.61	166.16
TC_FCMT/TC_FCMNT	173.137	116.022	88.357	42.789	8.892	4.202	2.736	2.079	1.646	1.373
TC_Dec	222359.2	253823.6	288248.9	385570.5	462963.8	542097.4	612725.3	687822	781452.8	903963.2
TC_PaC	223786.3	256176.6	292931.6	560282.1	647205.6	731230	797471.4	869948	970789.1	1115772
TC_Dec/TC_PaC	99.36%	99.08%	98.40%	68.82%	71.53%	74.14%	76.83%	79.07%	80.50%	81.02%
Min(TC_Dec/TC_PaC)	72.80%	69.50%	63.50%	49.90%	50.50%	66.20%	68.70%	70.10%	72.70%	72.00%
Max(TC_Dec/TC_PaC)	101.20%	102.20%	104.90%	100.20%	99.20%	99.10%	100.00%	100.00%	100.40%	99.60%
Std(TC_Dec/TC_PaC)	2.70%	2.70%	4.80%	4.40%	5.00%	4.30%	3.60%	4.00%	4.20%	4.00%

Tabella 7: Risultati test case 30 UP

{tab:Ris30UP}

DMax	11990	11990	11990	11990	11990	11990	11990	11990	11990	11990
D	4796	5395.5	5995	6594.5	7194	7793.5	8393	8992.5	9592	10191.5
D/DMax	40.00%	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%	75.00%	80.00%	85.00%
TC_FCMT	325917.7	371795.6	429128.4	561316.9	601414.6	612698.8	630456.4	622968.8	650067.4	711947.6
TC_FCMNT	2373.74	3213.33	7215.82	38794.88	119821.7	208701.2	298083.9	396621.2	503522.2	626780
QDeCTotFCMNT	1434720	1613351	1783830	1892128	1895326	1899827	1903263	1900650	1902124	1906266
QDeCTotFCMNT	4080	5299.5	14670	86222	262874	438223	614637	797100	975476	1151184
QPaCTotFCMNT	1435544	1615045	1793415	1889804	1898122	1913925	1910489	1914113	1908358	1910299
QPaCTotFCMNT	3256	3605.5	5085	88546	260078	424125.5	607411	783637.5	969242	1147151
π^r	68.16	69.16	72.38	89.17	95.36	96.89	99.54	98.52	102.7	112.2
π^g	125.18	125.19	124.64	129	135.08	142.07	144.96	149	154.6	163.15
π^{PaC}	68.92	70.53	78.28	129.95	135.04	142.11	144.75	148.75	154.69	163.45
TC_FCMT/TC_FCMNT	137.302	115.704	59.47	14.469	5.019	2.936	2.115	1.571	1.291	1.136
TC_Dec	328291.5	375009	436344.2	600111.8	721236.3	821400	928540.3	1019590	1153590	1338728
TC_PaC	330534.9	380531.2	469288	856983.3	971450.3	1107499	1214891	1337661	1483745	1665769
TC_Dec/TC_PaC	99.32%	98.55%	92.98%	70.03%	74.24%	74.17%	76.43%	76.22%	77.75%	80.37%
Min(TC_Dec/TC_PaC)	60.60%	55.50%	58.50%	57.60%	64.00%	67.50%	68.20%	70.80%	71.70%	73.60%
Max(TC_Dec/TC_PaC)	101.00%	103.20%	102.80%	99.40%	98.00%	98.10%	100.10%	99.40%	99.50%	99.50%
Std(TC_Dec/TC_PaC)	3.60%	5.30%	7.00%	4.60%	4.00%	3.60%	3.70%	3.70%	4.00%	4.40%

Tabella 8: Risultati test case 50 UP

{tab:Ris50UP}

DMax	23870	23870	23870	23870	23870	23870	23870	23870	23870	23870
D	9548	10741.5	11935	13128.5	14322	15515.5	16709	17902.5	19096	20289.5
D/DMax	40.00%	45.00%	50.00%	55.00%	60.00%	65.00%	70.00%	75.00%	80.00%	85.00%
TC_FCMT	694794.8	893497.7	1027317	1036275	1069590	1076248	1121054	1133663	1190198	1184430
TC_FCMTNT	7127.03	28592.26	169967.5	344267.5	526871.4	713777.4	905394	1104893	1324085	1573771
QDeC ^{Tot} FCMT	2851004	3158449	3199388	3204197	3210730	3207942	3214510	3209161	3219240	3215163
QDeC ^{Tot} FCMNT	13396	64001.5	381112	734353.5	1085870	1446709	1798190	2161589	2509560	2871688
QPaC ^{Tot} FCMT	2857290	3191983	3221508	3226758	3233937	3234659	3235354	3235654	3232925	3238399
QPaC ^{Tot} FCMNT	7110	30467	358992	711792	1062663	1419992	1777346	2135096	2495875	2848451
π^r	73.29	85.12	96.53	97.19	100.09	100.77	104.77	106.16	111.06	110.69
π^g	122.57	123.43	132.05	139.85	145	147.66	150.83	153.19	158.14	164.31
π^{PaC}	74.74	122.22	131.67	139.47	144.79	147.43	150.7	152.98	157.79	164.02
TC_FCMT/TC_FCMTNT	97.487	31.25	6.044	3.01	2.03	1.508	1.238	1.026	0.899	0.753
TC_Dec	701921.8	922089.9	1197284	1380542	1596462	1790026	2026448	2238555	2514284	2758201
TC_PaC	713626.5	1312827	1571513	1831063	2073668	2287389	2517995	2738770	3013189	3327834
TC_Dec/TC_PaC	98.36%	70.24%	76.19%	75.40%	76.99%	78.26%	80.48%	81.74%	83.44%	82.88%
Min(TC_Dec/TC_PaC)	74.00%	66.40%	71.00%	70.80%	72.70%	74.90%	77.00%	78.20%	79.00%	78.20%
Max(TC_Dec/TC_PaC)	101.50%	100.70%	99.70%	99.30%	98.70%	99.60%	100.40%	100.00%	99.10%	100.30%
Std(TC_Dec/TC_PaC)	3.70%	3.30%	2.70%	2.70%	2.60%	2.30%	2.90%	2.90%	2.90%	3.30%

Tabella 9: Risultati test case 100 UP

{tab:Ris100}

Nelle Tabelle 6, 7, 8 e 9 si riportano rispettivamente i risultati del test case con 6, 30, 50 e 100 UP. Per il test case da 30 UP si riportano dei grafici concentrandoci su una singola simulazione per un valore intermedio della domanda pari al 60% della massima offerta.

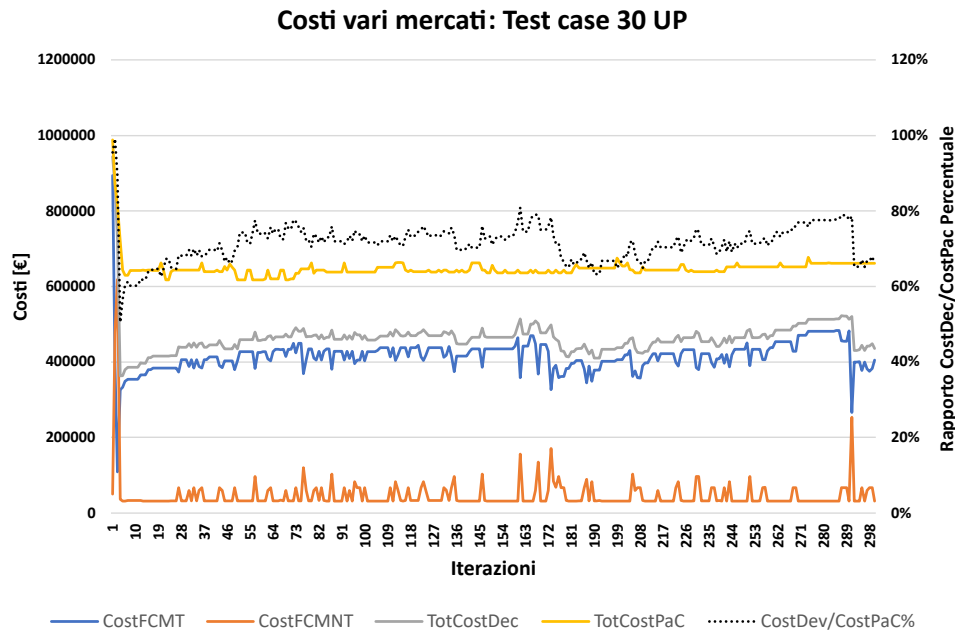


Figura 4: Costi di sistema test case 30 UP, domanda 60% della massima offerta

{fig:Cost30}

Alcuni commenti sui risultati presentati nelle tabelle, ai due grafici e ad altri aspetti sono come di seguito:

- Appare evidente che complessivamente il modello disaccoppiato genera una competizione fra le FCMT e le FCMNT e internamente a quelle del mercato delle FCMT che hanno per definizione costi di produzione/LCOE da business plan inferiori rispetto agli

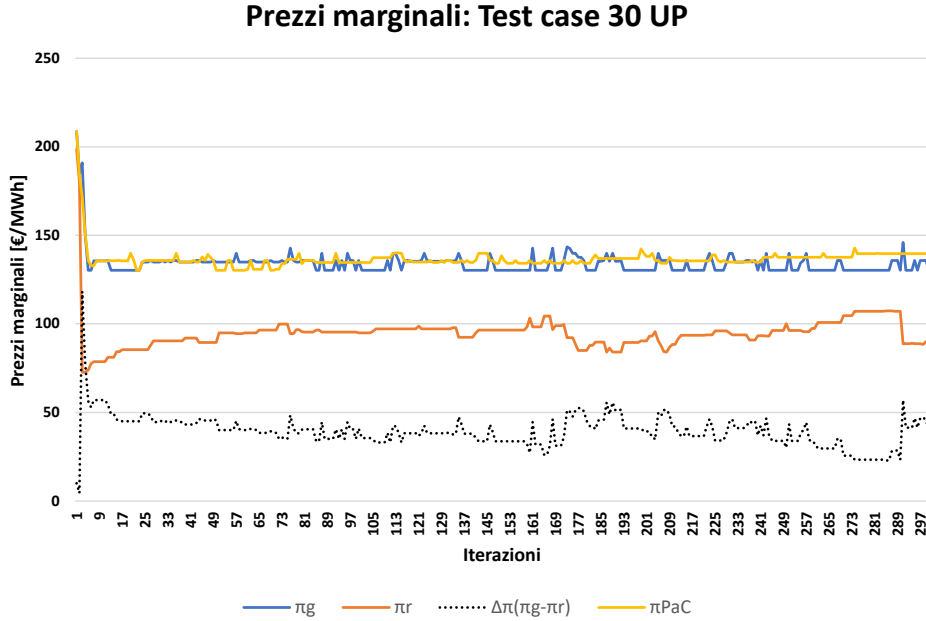


Figura 5: Prezzi marginali test case 30 UP, domanda 60% della massima offerta

{fig:Pi30UP}

attuali prezzi offerti degli impianti da FCMNT a gas. Di conseguenza i costi di sistema sono inferiori. Eliminando i casi estremi di cui si dirà a breve, i rapporti medi fra i due costi disaccoppiato VS PaC, riga TC_{Dec}/TC_{PaC} , sono approssimativamente nell'intervallo fra 64%-75% per il test case a 6 UP, in quello 68%-81% per il test case a 30 UP. Per il test case a 50 UP l'intervallo è fra 70%-80% circa. Per il test case a 100 UP l'intervallo è fra 70%-83% circa. Naturalmente il complemento al 100% di questi numeri fornisce la riduzione di costo stimato. Inoltre le deviazioni standard di questo rapporto sono relativamente basse. I valori massimi si osservano nelle prime iterazioni di ogni simulazione.

- I pochi casi in cui questo rapporto è prossimo al 100% (test case 50 e 100 UP) sono dovuti a livelli di domanda bassa dove anche il PaC accetta quasi esclusivamente le FCMT. Infatti in questi casi il π^{PaC} è allineato al π^r quindi il costo è “basso”, anche se ovviamente influenzato dalle offerte degli impianti a FCMNT, e non c'è possibilità di ulteriore riduzione.
- Nel mercato disaccoppiato appare altrettanto evidente che le FCMT, sia quelle di tipo **SubType=P** che **SubType=NP**, non rinunciano a opportunità, come si vede dall'andamento dei prezzi π^r che sono molto spesso intorno ai 100 €/MWh. Questo per effetto diretto di come si articola il costo opportunità nei due mercati e di come si è progettato l'algoritmo AB.
- Guardando ai grafici del test case da 30 UP con domanda pari al 60% della DMax in Fig. 4 si può apprezzare un'immediata discesa rispetto alle offerte iniziali, che essendo molto aggressive escludono subito diverse UP nel mercato FCMT costringendole a riposizionarsi. Successivamente si osserva una certa stabilità dei costi anche se si

osserva qualche fibrillazione. In altri test case e per altri valori delle domande si osserva una dinamica più vivace dei prezzi complessivi dei due mercati, disaccoppiato (e dei due interni) e PaC. Il grafico di Fig. 5 sostanzialmente conferma le osservazioni appena fatte da un punto di vista dei prezzi marginali, con l’atteso allineamento dei π^g del mercato FCMNT a quelli del π^{PaC} . Ciò è anche l’effetto dell’uso del floor sul $MCost$ che nell’algoritmo AB si è voluto lasciare. Eliminarlo dall’algoritmo AB renderebbe ancora più competitivo il mercato delle FCMNT nel modello disaccoppiato.

- Non essendo stato inserito alcun cap alle offerte il modello evolve naturalmente e, quando la domanda approssia la massima capacità offerta, i prezzi π^{PaC} e π^g hanno un cambio verso l’alto, repentino nel test case a 6 UP. Questo da un lato conferma che *il segnale di prezzo in funzione dell’opportunità è preservato*, mantenendo quindi una delle principali caratteristiche utili del PaC. Allo stesso tempo, gli istanti in cui la domanda è più elevata sono esattamente quelli in cui i due mercati FCMT e FCMNT si differenziano di più. Da un punto di vista delle simulazioni AB, inserire un cap di prezzo arbitrario e globale limiterebbe questo classico esercizio di potere delle UP sia nel mercato PaC che in quello disaccoppiato.

In effetti, l’analisi teorica della §3 indica come avere una ragionevole frazione di UP FCMT che “offre basso” sia un aspetto potenzialmente decisivo per la riduzione del costo di sistema. Si potrebbe quindi prevedere, ad esempio, un price cap sulle FCMT di tipo `SubType=NP` eventualmente differenziato per tecnologia, i.e., solare, eolico, idrico fluente e geotermico. Tale price cap non avrebbe l’effetto di azzerare il segnale di prezzo nei vari periodi rilevanti del mercato, perché tali unità di fatto “non partecipano fortemente al mercato”, nel senso che essendo non programmabili non hanno alcun interesse a vedersi rifiutata l’energia in certe ore piuttosto che in altre; piuttosto, la strategia dovrebbe ragionevolmente essere quella di assicurarsi che le offerte siano sempre accettate, confidando comunque che il prezzo marginale sia superiore per via delle offerte delle unità programmabili. Questo tipo di unità, quindi, tipicamente non ha un importante effetto sul prezzo marginale e quindi sul corrispondente segnale di prezzo, a meno dell’ovvio effetto sui volumi. Inoltre questi tipi di impianti o sono incentivati o hanno gran parte della propria energia coperta dal rischio prezzo con contratti (puramente finanziari) a due vie.

Pertanto, assicurarsi che esse non mettano in atto comportamenti opportunistici non dovrebbe avere effetti negativi sulla validità del segnale di prezzo; per il gioco di prezzi e quantità sul “mercato FCMT”, però, questo potrebbe avere l’effetto di ridurre significativamente la possibilità delle FCMT di tipo `SubType=P` di mettere in atto con successo tecniche di *strategic bidding*. Questo, a sua volta, dovrebbe avere anche un positivo effetto collaterale anche sul mercato delle FCMNT. Ciò è tanto più rilevante in ottica di medio/lungo periodo, in cui si ipotizza una significativa crescita delle RES (tipicamente FCMT di tipo `SubType=NP`) che dovrebbe rendere questo effetto ancora maggiore, come discusso nella §3. Resta la potenziale difficoltà di stabilire un price cap accettabile per gli operatori, che non viene discussa in queste note.

Alternativamente al cap esplicito, eventualmente differenziato per fasce, si potrebbe indurre questo tipo di UP a stipulare contratti a termine a due vie, con un effetto simile a quello appena detto.

5 Caso con vincoli di rete, domanda elastica e PUN

In questa e nelle prossime sezioni riprendiamo l'analisi modellistica sofisticandola per introdurre l'elasticità della domanda, i vincoli di rete e il PUN.

5.1 Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC classico

Discutiamo adesso il caso in cui si devono considerare i vincoli di rete zonali per come previsti dall'attuale modello italiano del MGP e i bids di acquisto, ossia con la domanda (in parte) elastica. I dati del problema sono quindi:

- un insieme S di *offerte di vendita* nella forma prezzo, quantità come attualmente previsto nel mercato italiano (sp_j, sq_j) , $j \in S$;
- la partizione $S = S^r \cup S^g$ delle offerte rispettivamente provenienti da FCMT e da FCMNT;
- un insieme B di *bids di acquisto* nella forma prezzo, quantità come ora (bp_i, bq_i) $i \in B$;
- k l'indice delle zone e \mathcal{K} il relativo insieme;
- $I(k)$ e $J(k)$ rispettivamente gli insiemi dei bids di acquisto e offerte di vendita relativi a punti di prelievo/UP situate nella zona k , $k \in \mathcal{K}$;
- $k(i)$ e $k(j)$ rispettivamente la zona a cui il bid di acquisto i /offerta di vendita j fanno riferimento;
- l l'indice delle linee (equivalenti) di trasmissione fra le zone e \mathcal{L} il relativo insieme;
- S_k^l il coefficiente di sensitività del transito di potenza attiva sul collegamento l rispetto all'iniezione netta, offerte di vendita accettate meno offerte di acquisto accettate, nella zona k ;
- m_l e M_l i minimi e massimi transiti ammissibili di potenza attiva lungo il collegamento l .

Il Problema Primale di Market Clearing Vincolato (PPMCV) corrispondente all'intero insieme delle offerte di vendita S risulta quindi il *classico*

$$\max \sum_{i \in B} bp_i b_i - \sum_{j \in S} sp_j s_j \quad (30)$$

$$0 \leq b_i \leq bq_i \quad i \in B \quad (31)$$

$$0 \leq s_j \leq sq_j \quad j \in S \quad (32)$$

$$\sum_{i \in B} b_i = \sum_{j \in S} s_j \quad (33)$$

$$m_l \leq \sum_{k \in \mathcal{K}} S_k^l \left(\sum_{i \in I(k)} b_i - \sum_{j \in J(k)} s_j \right) \leq M_l \quad l \in \mathcal{L} \quad (34)$$

ed il suo duale

$$\min \sum_{i \in B} bq_i \mu_i + \sum_{j \in S} sq_j \eta_j + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) \quad (35)$$

$$\mu_i + \pi + \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^{k(i)} (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \geq bp_i, \quad \mu_i \geq 0 \quad i \in B \quad (36)$$

$$\eta_j - \pi - \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^{k(j)} (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \geq -sp_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S \quad (37)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

Il significato di questo Problema Duale di Market Clearing Vincolato (PDMCV) diviene più chiaro riscrivendolo nella forma seguente:

$$\min \sum_{i \in B} bq_i \mu_i + \sum_{j \in S} sq_j \eta_j + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) \quad (35)$$

$$\pi^k = \pi + \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^k (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \quad k \in \mathcal{K} \quad (39)$$

$$\mu_i + \pi^{k(i)} \geq bp_i, \quad \mu_i \geq 0 \quad i \in B \quad (40)$$

$$\eta_j - \pi^{k(j)} \geq -sp_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S \quad (41)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

Questo modello definisce, in analogia col caso semplice, prezzi *zonali* π^k che determinano l'accettazione delle offerte di vendita ed acquisto. Inoltre la quantità di energia acquistata non è fissa ma dipende dall'incontro della curva di domanda con quella di offerta, espresso attraverso il vincolo (33).

È utile discutere il problema dell'*equilibrio economico* del mercato relativo ai prezzi che si vengono a determinare. È infatti ovvio che, nel caso in cui tutti i moltiplicatori λ_l^\pm siano 0, ossia i vincoli di rete non siano decisivi nella soluzione, da (33) si ha immediatamente:

$$\pi \sum_{i \in B} b_i = \pi \sum_{j \in S} s_j .$$

Quindi il prezzo totale pagato dagli acquirenti corrisponde al ricavo totale introitato dai venditori, ossia il mercato è in equilibrio sia per quanto riguarda le quantità di energia che il controvalore economico totale della stessa. La condizione non è però più vera nel caso in cui alcuni dei λ_l^\pm siano > 0 . Per esaminare questo caso e il suo impatto sull'equilibrio economico dobbiamo riportare esplicitamente le condizioni degli scarti complementari della coppia di problemi, in particolare:

$$\eta_j (sq_j - s_j) = 0 \quad j \in S \quad (42)$$

$$\mu_i (bq_i - b_i) = 0 \quad i \in B \quad (43)$$

$$(\eta_j - \pi^{k(j)} + sp_j) s_j = 0 \quad j \in S \quad (44)$$

$$(\mu_i + \pi^{k(i)} - bp_i) b_i = 0 \quad i \in B \quad (45)$$

Omettiamo quelle relative a (34) in quanto non rilevanti per l'analisi. Da queste discendono immediatamente, per semplici trasformazioni algebriche le seguenti:

$$\eta_j sq_j = \eta_j s_j, \quad \mu_i bq_i = \mu_i b_i, \quad (\eta_j + sp_j) s_j = \pi^{k(j)} s_j, \quad \pi^{k(i)} b_i = (bp_i - \mu_i) b_i \quad (46)$$

Adesso, l'ottimalità della soluzione primale e duale corrisponde al fatto che il valore delle due funzioni obiettivo sia uguale, ossia

$$\sum_{i \in B} bp_i b_i - \sum_{j \in S} sp_j s_j = \sum_{i \in B} bq_i \mu_i + \sum_{j \in S} sq_j \eta_j + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) .$$

Riarrangiando e usando le prime due in (46) si ottiene

$$\sum_{i \in B} (b_i - \mu_i) b_i - \sum_{j \in S} (sp_j + \eta_j) s_j = \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) ;$$

a questo punto possono essere usate le seconde due in (46) per ottenere

$$\sum_{i \in B} \pi^{k(i)} b_i - \sum_{j \in S} \pi^{k(j)} s_j = \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) .$$

Poiché $M_l \geq 0$, $m_l \leq 0$, e vale (38), il termine a destra è ≥ 0 ; pertanto il mercato è ancora in equilibrio economico, nel senso che

$$\sum_{i \in B} \pi^{k(i)} b_i \geq \sum_{j \in S} \pi^{k(j)} s_j ,$$

ossia il prezzo totale pagato dagli acquirenti è almeno pari al ricavo totale introitato dai venditori, che quindi possono ricevere quanto pattuito. La differenza è strettamente positiva se esiste un qualche $\lambda_l^\pm > 0$, nel qual caso questo è un segnale di prezzo per il TSO che indica che ci sarebbe convenienza ad investire sull'incremento della capacità di trasmissione del link l , quantificando anche tale convenienza. Infatti il termine $\sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-)$ in (35) viene normalmente indicato come la “rendita di congestione” ossia il compenso che il gestore della rete (il TSO) riceve e che nelle intenzioni dovrebbe essere utilizzato per nuove linee e quindi per ridurre le congestioni e la conseguente differenziazione dei prezzi. Resta il punto fondamentale che i prezzi zionali definiscono un mercato che può ragionevolmente essere considerato in “equilibrio economico”.

5.2 Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC disaccoppiato

Definiamo adesso il problema di mercato con domanda elastica e vincoli di rete, ma offerta artificialmente segmentata:

$$\max \sum_{i \in B} bp_i b_i - \sum_{j \in S} sp_j s_j \tag{30}$$

$$0 \leq s_j \leq sq_j \quad j \in S \tag{32}$$

$$\sum_{j \in S^r} s_j \leq d^r \tag{17}$$

$$0 \leq b_i \leq bq_i \quad i \in B \tag{31}$$

$$\sum_{j \in S} s_j = \sum_{i \in B} b_i \tag{33}$$

$$m_l \leq \sum_{k \in \mathcal{K}} S_l^k \left(\sum_{i \in I(k)} b_i - \sum_{j \in J(k)} s_j \right) \leq M_l \quad l \in \mathcal{L} \tag{34}$$

Si noti che la quantità di domanda ed offerta accettata non è rigida ma soggetta al normale vincolo di equilibrio (33). L'unica modifica rispetto al modello standard è il vincolo (17), che impone un cap “arbitrario” sulla massima quantità di energia acquistata dal mercato S^r delle FCMT. Si noti che, ancora, il cap è sull'energia e non sul prezzo, ma è ovvio che l'opportuna scelta di d^r ha un impatto sul prezzo marginale del mercato S^r . Ancora, nel contesto del problema (30)–(34) d^r è un *parametro*, non una variabile, ossia fissato per quanto riguarda questo modello. Come fatto prima siamo interessati poi a farlo diventare una variabile.

Il duale è

$$\min d^r \pi^r + \sum_{i \in B} b q_i \mu_i + \sum_{j \in S} s q_j \eta_j + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) \quad (47)$$

$$\mu_i + \pi + \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^{k(i)} (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \geq b p_i, \quad \mu_i \geq 0 \quad i \in B \quad (36)$$

$$\eta_j + \pi^r - \pi - \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^{k(j)} (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^r \quad (48)$$

$$\eta_j - \pi - \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^{k(j)} (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^g \quad (49)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

$$\pi^r \geq 0 \quad (50)$$

ossia

$$\min d^r \pi^r + \sum_{i \in B} b q_i \mu_i + \sum_{j \in S} s q_j \eta_j + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) \quad (47)$$

$$\pi^k = \pi + \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^k (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \quad k \in \mathcal{K} \quad (39)$$

$$\mu_i + \pi^{k(i)} \geq b p_i, \quad \mu_i \geq 0 \quad i \in B \quad (40)$$

$$\eta_j + \pi^r - \pi^{k(j)} \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^r \quad (51)$$

$$\eta_j - \pi^{k(j)} \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^g \quad (52)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

$$\pi^r \geq 0 \quad (50)$$

A meno delle diverse scelte di segno¹² valgono ovviamente interpretazioni analoghe. Le vendite sono tutte effettuate al prezzo zonale π^k della zona corrispondente, così come gli acquisti sul mercato S^g . Invece gli acquisti sul mercato S^r sono fatti al prezzo $\pi^k - \pi^r$, che è sicuramente non maggiore di π^k per via di (50). In particolare, per le condizioni degli scarti complementari si avrà $\pi^r = 0$, ossia il prezzo sarà uguale, se il modello è costretto a scegliere d^r “troppo grande” per cui non riduce la quantità acquistata sul corrispondente mercato S^r , mentre il prezzo sarà strettamente minore di π^k (il risultato desiderato) se il vincolo (17) è attivo alla soluzione ottima.

Ripetendo l’analisi svolta nella sezione precedente, *mutatis mutandis*, si ottiene la seguente relazione che descrive l’equilibrio economico del mercato:

$$\sum_{i \in B} \pi^{k(i)} b_i - \sum_{j \in S^g} \pi^{k(j)} s_j + \sum_{j \in S^r} (\pi^{k(j)} - \pi^r) s_j = d^r \pi^r + \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-)$$

Poiché d^r si intende ≥ 0 e vale la (50), il termine a destra è ancora maggiore o uguale di zero, e pertanto il mercato è ancora in equilibrio economico nel senso che il prezzo totale pagato dagli acquirenti è almeno pari al ricavo totale introitato dai venditori.

Qualitativamente occorre però notare che in questo caso la differenza tra le due quantità non è positiva solo “per caso”, in corrispondenza di vincoli di rete zonali che potrebbero non verificarsi; è preciso interesse che il termine $d^r \pi^r$ sia positivo, e non necessariamente “piccolo” (idealmente π^r dovrebbe essere minimizzato, ma d^r invece massimizzato in quanto questo corrisponde ad avere una maggior quantità di energia nel mercato S^r e quindi a prezzo più

¹²Qui si sono usate quelle “classiche” in letteratura, mentre nelle sezioni precedenti il mercato è stato scritto come problema di minimo in quanto ciò rendeva più intuitiva l’analisi.

basso). In questo caso la destinazione dell’extra-gettito derivante dalla differenza tra il prezzo pagato dagli acquirenti e quello ritornato ai produttori deve essere esplicitamente considerata nella regolazione del mercato proposto, in quanto è non irrilevante. In particolare, tale extra gettito, che corrisponde esattamente al risparmio dovuto alla segmentazione del mercato, dovrebbe essere utilizzato per ridurre il costo finale dell’energia agli acquirenti. Questo però crea un aspetto peculiare: *il prezzo (zonale) π^k a cui le offerte di acquisto vengono accettate non corrisponde all’effettivo prezzo pagato dagli acquirenti*, che è inferiore. Questa differenza dovrebbe essere esplicitamente contabilizzata, poiché ci si potrebbe trovare nel caso in cui talune offerte di acquisto non vengano accettate per via di un prezzo inferiore a quello “ufficiale” di mercato π^k , quando poi il prezzo effettivo pagato dai consumatori potrebbe essere in effetti inferiore a quello di tali offerte. Il risparmio dovuto al termine sopra citato dovrebbe quindi essere esplicitamente contabilizzato come un qualche tipo di “sconto” rispetto al prezzo di mercato, in modo da giustificare formalmente la non accettazione di tali offerte. Questo meccanismo non pare eccessivamente oneroso, ma deve comunque essere considerato come uno degli effetto dei meccanismi proposti. Si noti però che il problema viene in qualche modo “automaticamente” risolto quando si consideri il Prezzo Unico Nazionale, come discusso nella §5.3.

Sia quindi $PDSM(d^r)$ la coppia di problemi primale e duale precedente: il problema da risolvere si scrive naturalmente come problema bilevel, ma stavolta nello spazio sia primale che duale:

$$\min (\pi - \pi^r) \sum_{j \in S^r} s_j + \pi \sum_{j \in S^g} s_j \quad (53)$$

$$0 \leq d^r \leq \sum_{i \in B} s q_i \quad (54)$$

$$(s, \pi, \pi^r) \in \text{argmax/argmin } PDSM(d^r) \quad (55)$$

La funzione obiettivo (53) può anche essere scritta come

$$(\pi - \pi^r) \sum_{j \in S^r} s_j + \pi \sum_{j \in S^g} s_j = \pi \sum_{i \in B} b_i - \pi^r d^r \quad (56)$$

in quanto per il primo termine abbiamo $\sum_{j \in S^r} s_j + \sum_{j \in S^g} s_j = \sum_{j \in S} s_j$ e per il vincolo di bilancio (33) questa somma deve essere uguale a $\sum_{i \in B} b_i$, mentre per il secondo termine rimane vero il ragionamento fatto alla fine della §2.2. Si può decidere di trasformare il primo termine se $\text{card}(S) < \text{card}(B)$, ossia se le offerte di acquisto fossero numericamente inferiori a quelle di vendita così da avere un inferiore numero di componenti bilineari.

Osserviamo altresì che la stessa funzione obiettivo (56) potrebbe essere scritta in maniera diversa come massimo del *social welfare* ossia come in (57)

$$\max \left(\sum_{i \in B} b p_i b_i - \sum_{j \in S} s p_j s_j \right) - (\pi \sum_{i \in B} b_i - \pi^r d^r) \quad (57)$$

Analogamente al caso “semplice” si possono migliorare il lato sinistro e destro del vincolo (54), ma adesso ciò richiede di considerare anche l’elasticità della domanda e quindi formule più complesse. Similmente, a differenza del caso “semplice”, in cui i termini quantità nella funzione obiettivo utilizzavano la domanda rigida d , oltre a quella variabile d^r , variabile del livello “leader” del problema, in questo caso per via dell’elasticità della domanda è necessario utilizzare esplicitamente le variabili quantità s del livello “follower” del problema. Questo

non cambia però di molto la complessità del problema. Come vedremo nel seguito infatti le classiche riformulazioni riscrivono comunque $PDSM(d^r)$ come variabili esplicite soggette a (riformulazioni de)lle condizioni degli scarti complementari; in tali riformulazioni le variabili s sono “accessibili” quanto le variabili π e π^r .

Osserviamo che la funzione obiettivo (53) è non convessa, e che ha un numero di termini maggiore che nel caso semplice. Questo non può che rendere il problema più complesso da risolvere, ma quanto ciò sia rilevante in pratica potrà essere determinato solamente attraverso esperimenti computazionali. Peraltro la riformulazione della funzione obiettivo da (53) a (56) si ritiene generi un favorevole impatto computazionale.

In ogni caso è possibile risolvere (53)–(55) mediante metodologie standard che basate sull’uso di solutori MIP (Mixed-Integer Programming) *general-purpose*.

Osserviamo che in linea di principio si può estendere la trattazione partizionando il mercato in più di due sotto-mercati distinti. Per esempio, qualora si volesse introdurre un terzo mercato S^c disgiunto dai due precedenti ($S^r \cap S^c = \emptyset$, $S^g \cap S^c = \emptyset$), basterebbe introdurre nel problema di mercato con domanda elastica e vincoli di rete una doppia segmentazione dell’offerta: ossia oltre al vincolo (17), anche uno del tipo:

$$\sum_{j \in S^c} s_j \leq d^c$$

in cui ancora d^c è un parametro, ossia una variabile nel problema “leader”. Ciò porterebbe semplicemente alla creazione di una variabile duale $\pi^c \geq 0$ che entrerebbe nei vincoli sul prezzo di vendita delle offerte in S^c in modo completamente analogo a quello già visto. Inoltre basterebbe modificare la funzione obiettivo come somma di tre termini. Naturalmente l’incremento delle variabili nel livello “leader” può portare ad un aumento del costo computazionale, ma un “piccolo” numero di mercati dovrebbe avere un costo comparabile al caso trattato.

Nella prossima sezione (5.3) si è pronti a presentare l’ultima estensione: mantenendo i due mercati S^r ed S^g , introduciamo la trattazione relativa al PUN (Prezzo Unico Nazionale di acquisto). Ciò è possibile con le tecniche già sostanzialmente descritte, al costo però di sviluppare esplicitamente fin da subito la formulazione del $PDSM(d^r)$.

5.3 Aspetti modellistici: caso con vincoli di rete, domanda elastica e PaC disaccoppiato considerando il PUN

{sec:PUN}

Sulla base delle idee precedentemente sviluppate è quindi possibile proporre una formulazione MPCC (Mathematical Program with Complementary Constraints) complessiva per il

problema, compreso il PUN:

$$\min \pi \sum_{i \in B} b_i - \pi^r d^r \quad (56)$$

$$0 \leq d^r \leq \sum_{i \in B} s q_i \quad (54)$$

$$0 \leq s_j \leq s q_j \quad j \in S \quad (32)$$

$$\sum_{j \in S^r} s_j \leq d^r \quad (17)$$

$$0 \leq b_i \leq b q_i \quad i \in B \quad (31)$$

$$\sum_{j \in S} s_j = \sum_{i \in B} b_i \quad (33)$$

$$m_l \leq \sum_{k \in \mathcal{K}} S_l^k \left(\sum_{i \in I(k)} b_i - \sum_{j \in J(k)} s_j \right) \leq M_l \quad l \in \mathcal{L} \quad (34)$$

$$\pi^k = \pi + \sum_{l \in \mathcal{L}} S_l^k (\lambda_l^+ - \lambda_l^-) \quad k \in \mathcal{K} \quad (39)$$

$$\mu_i + \pi^{PUN} \geq b p_i, \quad \mu_i \geq 0 \quad i \in B \quad (58)$$

$$\eta_j + \pi^r - \pi^{k(j)} \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^r \quad (51)$$

$$\eta_j - \pi^{k(j)} \geq -s p_j, \quad \eta_j \geq 0 \quad j \in S^g \quad (52)$$

$$\sum_{i \in B} (b p_i b_i - \mu_i b q_i) - \sum_{j \in S} (\eta_j s q_j + s p_j s_j) \geq \sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-) \quad (59)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

$$\pi^r (d^r - \sum_{j \in S^r} s_j) = 0 \quad (60)$$

$$\pi^r \geq 0 \quad (50)$$

$$\eta_j (s q_j - s_j) = 0 \quad j \in S \quad (42)$$

$$\mu_i (b q_j - b_j) = 0 \quad j \in S \quad (43)$$

$$(\eta_j + \pi^r - \pi^{k(j)} + s p_j) s_j = 0 \quad j \in S^r \quad (61)$$

$$(\eta_j - \pi^{k(j)} + s p_j) s_j = 0 \quad j \in S^g \quad (62)$$

$$(\mu_i + \pi^{PUN} - b p_i) b_i = 0 \quad i \in B \quad (63)$$

$$\lambda_l^- \left(\sum_{k \in \mathcal{K}} S_l^k \left(\sum_{i \in I(k)} b_i - \sum_{j \in J(k)} s_j \right) - m_l \right) = 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (64)$$

$$\lambda_l^+ \left(M_l - \sum_{k \in \mathcal{K}} S_l^k \left(\sum_{i \in I(k)} b_i - \sum_{j \in J(k)} s_j \right) \right) = 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (65)$$

$$\lambda_l^+, \lambda_l^- \geq 0 \quad l \in \mathcal{L} \quad (38)$$

Il modello combina in modo “ovvio” tutti gli elementi precedentemente esposti, compreso il cruciale vincolo (17) relativo alla segmentazione di mercato ed i vincoli di rete. La modifica sostanziale riguarda gli acquisti, che sono tutti effettuati ad un prezzo unico, π^{PUN} , indipendentemente dalla zona in cui avvengono, come previsto dalla regolazione italiana. Questo porta la necessità del vincolo (59) relativo all’equilibrio economico del mercato, che merita una giustificazione esplicita.

Definiamo per semplicità di notazione π^* il prezzo al quale viene effettuato un acquisto o una vendita: in particolare abbiamo:

$$\begin{aligned} \pi_j^* &= \pi^{PUN} & j \in B \\ \pi_j^* &= \pi^{k(j)} & j \in S^g \\ \pi_j^* &= \pi^{k(j)} - \pi^r & j \in S^r \end{aligned}$$

Come nell'analisi precedentemente svolta i vincoli del problema relativi alla condizioni degli scarti complementari danno

$$\eta_j s q_j = \eta_j s_j , \mu_i b q_i = \mu_i b_i , (\eta_j + s p_j) s_j = \pi_j^* s_j , \pi_i^* b_i = (b p_i - \mu_i) b_i \quad (66)$$

Utilizzando le ultime due in (66) con un'opportuna somma algebrica si ottiene

$$\sum_{i \in B} \pi_i^* b_i - \sum_{j \in S} \pi_j^* s_j = \sum_{i \in B} (b p_i - \mu_i) b_i - \sum_{j \in S} (\eta_j + s p_j) s_j .$$

Utilizzando le prima due in (66) possiamo ottenere

$$\sum_{i \in B} \pi_i^* b_i - \sum_{j \in S} \pi_j^* s_j = \sum_{i \in B} (b p_i b_i - \mu_i b q_i) - \sum_{j \in S} (\eta_j s q_j + s p_j s_j)$$

che giustifica (59). Infatti, da quello discende che il lato destro nell'eguaglianza precedente è maggiore o uguale a zero, il che ovviamente implica che lo è anche il lato sinistro, che è esattamente la differenza tra il prezzo totale pagato dagli acquirenti ed il ricavo totale introitato dai venditori. Pertanto, il sistema è in equilibrio economico secondo la definizione vista in precedenza. In effetti è concettualmente possibile scegliere tra forme diverse del vincolo (59), tra cui la più "lasca" è semplicemente

$$\sum_{i \in B} (b p_i b_i - \mu_i b q_i) - \sum_{j \in S} (\eta_j s q_j + s p_j s_j) \geq 0$$

ossia esattamente il requisito minimo che il mercato sia in equilibrio economico. In (59) si è scelto invece di mantenere il termine $\sum_{l \in \mathcal{L}} (M_l \lambda_l^+ - m_l \lambda_l^-)$ relativo alla remunerazione del TSO per uniformità con la situazione attuale, che lo prevede. Sarebbe altresì possibile aggiungere al lato destro il termine $\pi^r d^r$ analogamente a quanto fatto in §5.2, ma questo comporterebbe il problema di differenziare il prezzo di mercato ufficiale di acquisto dal prezzo effettivo per via di una redistribuzione proporzionale al fattore $\pi^r d^r$, come discusso in §5.2. Intuitivamente non pare ragionevole volerlo fare. Sarebbe piuttosto opportuno adattare questa soluzione al caso del mercato senza PUN, se questo fosse quello da implementare. Un importante vantaggio della forma prescelta (59) è che si tratta di un semplice vincolo *lineare*, mentre la forma naturale conterrebbe prodotti di variabili e sarebbe quindi sia nonlineare che non convessa.

A parte tutto questo, le altre componenti del problema sono giustificate dall'analisi svolta precedentemente. Pertanto questo problema consente la definizione di prezzi di mercato—divisi per aree e segmentati nei due mercati lato acquisto, unico lato vendita—che rispettano tutte le condizioni richieste e per i quali la scelta del parametro/variabile di segmentazione d^r minimizza il costo di sistema (53) eventualmente nella sua riformulazione (56).

Per il resto, (56)–(38) è un MPCC che può essere affrontato con tecniche apposite, tra le quali la riscrittura dei vincoli di complementarità nella generica forma

$$x y = 0 \quad \text{con} \quad 0 \leq x \leq M , 0 \leq y \leq N$$

con riformulazioni lineari di tipo Big-M come segue

$$0 \leq x \leq M u , 0 \leq y \leq N(1 - u) , u \in \{0, 1\}$$

ottenendo quindi una riformulazione MILP dei vincoli. Dal punto di vista computazionale è critica la definizione di valori quanto più piccoli possibili per M ed N , che spesso è difficile

soprattutto per le variabili duali, ma che nel nostro caso dovrebbe essere sempre possibile con un'analisi opportuna. La funzione obiettivo (56) resta comunque bilineare e nonconvessa, ma comunque il problema così riformulato rimane alla portata dei moderni solutori general-purpose di problemi misti interi.

Da ultimo, l'analisi qui riportata si può estendere anche in questo caso ad un numero arbitrario, ma "piccolo", almeno per motivi computazionali, di mercati segmentati disgiunti.

5.4 Aspetti modellistici: caso con domanda elastica e PaC disaccoppiato senza vincoli di rete

Facendo un passo indietro rispetto al modello completo presentato nella sezione (5.3), in questa sezione si trascurano i vincoli di rete zonali e quindi la possibile formazione di prezzi zonali. Ci concentriamo quindi su un modello disaccoppiato con domanda elastica. Il prezzo lato acquirenti sarà comunque unico anche dati i diversi prezzi che potenzialmente si formano sui due mercati lato produttori. Il problema in questo caso ritrova la sua natura bilevel con un leader nella stessa forma già vista, con la funzione obiettivo nella forma (56) e i vincoli dati dai (54),(55), che qui riportiamo

$$\min \pi \sum_{i \in B} b_i - \pi^r d^r \quad (56)$$

$$0 \leq d^r \leq \sum_{i \in B} s q_i \quad (54)$$

$$(s, \pi, \pi^r) \in \operatorname{argmax}/\operatorname{argmin} PDSM(d^r) \quad (55)$$

In questo caso il problema follower $PDSM(d^r)$ ha la seguente forma (30)–(33) già presentata in §5.2 con domanda elastica, offerta artificialmente segmentata e vincoli di rete, ma senza considerare, appunto, i vincoli di rete stessi, i vincoli (34). Il prezzo unico visto dai consumatori è dato dal valore di π , duale del vincolo di bilancio (33). Anche in questo modello osserviamo che la funzione obiettivo (56) potrebbe essere modificata come in (57).

$$\max \sum_{i \in B} b p_i b_i - \sum_{j \in S} s p_j s_j \quad (30)$$

$$0 \leq s_j \leq s q_j \quad j \in S \quad (32)$$

$$\sum_{j \in S^r} s_j \leq d^r \quad \mapsto (\pi^r) \quad (17)$$

$$0 \leq b_i \leq b q_i \quad i \in B \quad (31)$$

$$\sum_{j \in S} s_j = \sum_{i \in B} b_i \quad \mapsto (\pi) \quad (33)$$

6 Conclusioni e sviluppi futuri

Le conclusioni che si possono trarre sono come di seguito:

1. Si è presentata una famiglia di possibili modelli matematici di risoluzione del DAM per disaccoppiare questi due grandi cluster di tecnologie, le c.d. FCMT e FCMT. Questo tramite una suddivisione ottimale e trasparente della curva di domanda su due mercati contemporanei sempre esitati secondo il modello a PaC.

2. Nelle varie formulazione con crescente complessità i modelli sono in grado di gestire la domanda rigida, elastica, i vincoli zionali e il PUN per come visti dal mercato italiano. In una implementazione multi periodo, sarebbe possibile inserire anche prodotti complessi (e.g. offerte a blocchi o MIC) per come previsti da altri mercati europei.
3. Nella Sezione 3 si è presentata un'innovativa analisi teorica per quanto riguarda lo *strategic bidding* che evidenzia sia gli aspetti di potenziale vantaggio che i limiti del modello proposto.
4. Si è altresì progettato e implementato un algoritmo AB per simulare la dinamica dei prezzi con logiche ragionevoli. Le simulazioni numeriche consentono di confermare l'intuizione sul valore aggiunto del modello stesso. Da un punto di vista numerico queste simulazioni indicano riduzioni medie del costo di sistema fra il 20% e il 28% circa senza inserire alcun cap.

Possibili sviluppi futuri sono come di seguito:

1. Studiare lato modellistico algoritmi di preprocessing per definire valori corretti e più stringenti da utilizzare nei vincoli ai prezzi π , π^r che consentano una maggiore velocità di soluzione dei modelli bilevel. I tempi di soluzione per test case di dimensioni elevate, migliaia di offerte, non sono trascurabili.
2. Migliorare/modificare l'algoritmo AB incorporando una componente di rischio profitto da parte degli agenti che offrono, magari definendo agenti diversi con avversione al rischio differente.
3. Migliorare/modificare l'algoritmo AB anche introducendo una memoria più di dettaglio da parte dell'agente che offre, delle accettazioni e dei rifiuti delle offerte. Questo considerando approcci di Q-learning oppure di average learning spesso usati in simulazioni per i mercati dell'energia.
4. Aggiungere all'algoritmo AB dei cap alle offerte delle FCMT, magari dinamico in funzione delle offerte nel mercato FCMNT.
5. Simulare il mercato disaccoppiato immaginando di aver esitato un'asta a termine per energia da RES/FCMT magari con prodotti di varia natura, sulla falsa riga di quella prevista dall'Art. 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17.