

NUOVI PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE PER I PRODUTTORI IN UN MERCATO COMPETITIVO DELL'ENERGIA ELETTRICA

A. Borghetti¹, A. Frangioni², A. Lodi³, S. Martello³, M. Martignani³, C.A. Nucci¹, P. Pelacchi⁴, A. Trebbi⁵

¹ Università di Bologna – Dipartimento Ingegneria Elettrica

² Università di Pisa – Dipartimento Informatica

³ Università di Bologna – Dipartimento Ingegneria Elettronica, Informatica e Sistemistica

⁴ Università di Pisa – Dipartimento di Sistemi Elettrici ed Automazione

⁵ GRTN

SOMMARIO

Nell'ambito del nuovo mercato dell'energia elettrica, i vari operatori devono risolvere problemi d'ottimizzazione non presenti in passato, quando cioè il servizio elettrico era verticalmente integrato. Con riferimento al solo mercato dell'energia, sono individuabili almeno due nuovi problemi che devono essere affrontati dalle società di produzione. Il primo riguarda la più conveniente formulazione delle offerte di produzione da sottoporre al gestore del mercato elettrico con l'obiettivo di massimizzare i profitti, tenendo conto sia del comportamento dei concorrenti, sia della domanda prevista, nonché dei costi e dei limiti tecnici degli impianti di produzione. Un secondo problema riguarda la traduzione del piano orario di energia fornito dal mercato elettrico in un programma di produzione più dettagliato, con discretizzazione temporale al quarto d'ora, da fornire al gestore della rete di trasmissione per le necessarie verifiche di compatibilità con il sistema elettrico ed agli operatori delle centrali per la sua attuazione.

Questa memoria illustra l'attività recentemente condotta presso l'università di Bologna, anche in collaborazione con l'Università di Pisa e il GRTN, per la soluzione tali problemi. Si descriveranno i modelli ed i codici di calcolo messi a punto, e saranno presentati alcuni risultati delle analisi effettuate.

1 INTRODUZIONE

Le regole che presiedono alle attività del mercato elettrico italiano (regole di dispacciamento e disciplina del mercato elettrico), nella presente fase, sono descritte in [1,2]. Si tratta di un mercato organizzato in tre sessioni, due d'energia (il mercato del giorno prima e quello d'aggiustamento) e di una sessione riguardante i servizi per il dispacciamento. Nell'ambito del nuovo mercato dell'energia elettrica, i vari operatori devono risolvere problemi d'ottimizzazione non presenti in passato, quando cioè il servizio elettrico era verticalmente integrato. Con riferimento al solo mercato dell'energia, sono individuabili almeno due nuovi problemi che devono essere affrontati dalle società di produzione. Il primo riguarda la più conveniente formulazione delle offerte di produzione da sottoporre al gestore del mercato elettrico in maniera tale da raggiungere l'obiettivo di massimizzare i profitti tenendo conto sia del comportamento dei concorrenti, che della domanda prevista, nonché dei costi e dei limiti tecnici degli impianti di produzione. Un secondo problema riguarda la traduzione del piano orario di energia fornito dal mercato elettrico in un programma di produzione più dettagliato (con discretizzazione temporale al quarto d'ora) da fornire al gestore della rete di trasmissione per le necessarie verifiche di compatibilità con il sistema elettrico ed agli operatori delle centrali per la sua attuazione.

Questa memoria illustra l'attività recentemente condotta presso l'università di Bologna, in collaborazione con l'Università di Pisa ed il GRTN, per la soluzione dei problemi summenzionati. In particolare, la sezione 2 descrive il possibile utilizzo di un tradizionale programma di unit commitment basato sui costi come ausilio per la formulazione delle offerte di vendita nel mercato del giorno prima. La sezione 3 tratta invece della messa a punto di un programma di

produzione dettagliato al quarto d'ora a partire dai risultati della sessione del mercato del giorno prima. Entrambi i capitoli descrivono i modelli sviluppati, implementati in codici di calcolo, e presentano alcuni risultati delle analisi effettuate. La sezione 4, conclusiva, riassume alcuni dei risultati ottenuti e gli sviluppi futuri dell'attività di ricerca.

2 STRUMENTI DI SUPPORTO ALLE DECISIONI DI OFFERTA NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

2.1 I tradizionali programmi di "Unit commitment"

I tradizionali programmi per il calcolo dello unit commitment consentono di risolvere il seguente problema: determinare, nei diversi periodi dell'orizzonte temporale scelto, quali gruppi di generazione tenere in servizio e a quale livello di produzione in modo da minimizzare i costi di produzione [3].

I dati d'ingresso del problema sono la previsione della domanda per tutti i periodi dell'orizzonte temporale, i costi variabili di produzione dei gruppi, ed una serie di parametri che definiscono i vincoli operativi degli impianti e del sistema. Tipici, tra questi ultimi, sono i vincoli di riserva, i vincoli di potenza massima e minima, di tempi minimi 'in funzione' e non in servizio, i vincoli sulla quantità d'acqua a disposizione delle centrali idroelettriche con serbatoio e bacino, i vincoli di impatto ambientale, ecc.

Per un numero consistente d'impianti, si tratta di un problema di grandi dimensioni con variabili sia reali sia intere (lo stato in servizio e non in servizio dei gruppi), che richiede, per una soluzione efficiente, l'adozione di tecniche d'ottimizzazione evolute. E' un problema che, per molti anni, le società elettriche hanno risolto sviluppando ed utilizzando

codici di calcolo per risolvere, appunto, problemi di unit commitment.

Oggi, tuttavia, in molti mercati elettrici, fra i quali quello italiano, le decisioni su quali gruppi fare entrare in servizio e a quale livello di produzione, sono definite in sessioni di mercato dell'energia sulla base delle offerte di vendita ed acquisto. È quindi utile analizzare la possibilità d'utilizzo dei tradizionali programmi di unit commitment come strumenti di supporto alle decisioni nelle sessioni del mercato elettrico.

2.2 Utilizzo di un programma UC per la formulazione delle offerte

Una delle decisioni più critiche da assumere nell'ambito del mercato elettrico da parte dei produttori consiste nella formulazione della strategia delle offerte più conveniente, ossia di quella che consente la massimizzazione dei profitti della società.

Un considerevole numero di studi è stato recentemente dedicato a tale argomento (per esempio [4-18]). In generale, questi studi propongono nuovi modelli che richiedono appropriati algoritmi per la loro soluzione, ossia propongono la costruzione di nuovi strumenti d'ottimizzazione.

Si riportano qui, invece, i risultati di uno studio (presentato in [19]) teso ad analizzare come i tradizionali programmi di unit commitment, già a disposizione delle società di produzione, possono essere utilizzati come aiuto alla formulazione delle offerte, nel mercato dell'energia del giorno prima. Il modello d'ottimizzazione è, per quanto possibile, reso indipendente dalle regole del mercato, regole che appaiono essere in continua evoluzione.

La maggiore difficoltà consiste nella valutazione del prezzo dell'energia, stabilito dal mercato in ogni periodo, la cui conoscenza è necessaria per valutare i ricavi (e quindi i profitti) del produttore.

Per affrontare il problema, si suole distinguere il caso di società che non hanno la possibilità di influenzare il prezzo del mercato (in Inglese price-taker company), dal caso di società oligopolistiche che hanno la possibilità di esercitare un potere sul mercato, influenzandone il prezzo (si veda, per esempio, [5,6,14,18]).

Generalmente, la strategia di offerta di una società senza potere di mercato è quella che le consente di raggiungere il livello di produzione in corrispondenza del quale i costi marginali sono uguali al prezzo marginale, essendo il prezzo marginale maggiore del costo medio di produzione. In questo caso si può definire una curva d'offerta del produttore, corrispondente alla curva dei costi marginali, sopra la curva dei costi medi.

Nel caso della società con potere di mercato, una curva di offerta semplice non è in genere costruibile, dato che la scelta del livello di produzione più conveniente dipende dall'elasticità della domanda e dal comportamento dei concorrenti. Tuttavia, anche in questo caso, è possibile definire una curva d'offerta ottimale se si considera nota l'elasticità della domanda e le curve di offerta di tutti gli altri produttori.

Sotto l'ipotesi esemplificativa di considerare la presenza di una sola società con potere di mercato, il problema di massimizzazione del profitto della società oligopolistica è agevolmente riconducibile ad un problema di minimizzazione dei costi di produzione, con l'introduzione di un gruppo di produzione fittizio, il cui livello di produzione corrisponde a quello dei produttori price-taker e la cui funzione di costo dipende dal livello di domanda e dalla curva di offerta

aggregata degli altri produttori. Tale problema può essere quindi risolto mediante un programma di unit commitment di minimizzazione dei costi, come mostrato in dettaglio in [19] dove è stato opportunamente modificato un algoritmo di soluzione dello unit commitment basato sul rilassamento lagrangiano dei vincoli di domanda e sul metodo dei fasci di informazione per la soluzione del problema duale [20].

2.3 Alcuni risultati

Il codice di calcolo messo a punto è stato utilizzato in numerose analisi numeriche per individuare le caratteristiche dell'approccio proposto. Alcuni dei risultati sono qui riportati, come esempio. Essi si riferiscono allo scenario di riferimento descritto nel seguito.

2.3.1 Descrizione del sistema

Lo scenario di riferimento si riferisce ad un sistema elettrico con un parco di generatori formato da un gruppo di centrali termoelettriche con potenza complessiva pari a 11634MW e da centrali idroelettriche con potenza massima pari al 40% della potenza da fonte termoelettrica. Il profilo di carico è scelto in modo che alla punta del carico risulta un margine pari al 40% della capacità produttiva totale. L'energia disponibile nei serbatoi delle centrali idroelettriche, per la giornata di riferimento, è assunta pari a 8260 MWh. I valori degli altri parametri del sistema sono riportati in [19].

Le centrali idroelettriche e termoelettriche sono allocate fra differenti società di produzione. Come già detto, una sola società ha potere di mercato.

2.3.2 Descrizione del parco delle centrali della società oligopolistica e delle società price-taker.

I risultati sono stati ottenuti nell'ipotesi che il parco delle centrali delle società price-taker è sempre sufficiente a soddisfare la domanda.

Nello scenario di riferimento, la potenza massima disponibile per la società oligopolistica è pari al 40% della potenza massima. Tale capacità produttiva è fornita da 25 dei 70 gruppi termoelettrici presenti nel sistema e da centrali idroelettriche con potenza massima totale pari al 40% della potenza disponibile da fonte termoelettrica di proprietà della società oligopolistica e con il 40% dell'energia immagazzinata dei bacini del sistema e disponibile nel giorno di riferimento.

2.3.3 Risultati per le società price-taker

Si è effettuato dapprima il tradizionale calcolo di unit commitment dell'intero sistema con obiettivo la minimizzazione dei costi di produzione. Tale calcolo, oltre a fornire risultati di confronto rispetto a quelli ottenuti dalla massimizzazione dei profitti delle società, fornisce anche i valori dei moltiplicatori di Lagrange associati al vincolo di soddisfacimento della domanda.

Per una prima valutazione del comportamento delle società price-taker, tali valori sono assunti come gli ingressi del calcolo di massimizzazione dei profitti delle società price taker, ossia il vettore dei moltiplicatori di Lagrange è assunto pari a quello dei prezzi di mercato. Mediante questo calcolo si ottengono i risultati mostrati in Fig. 1, che confronta la produzione complessiva da parte di un gruppo di centrali nel caso di unit commitment tradizionale e nel caso in cui queste centrali appartengano ad una società price taker che massimizza il profitto. Il profilo da fonte termoelettrica è simile nei due casi, almeno nel caso di un parco di centrali in cui sono presenti anche gruppi idroelettrici. La produzione

delle centrali idroelettriche in genere differisce nei due casi, visto che nel caso di unit commitment tradizionale la produzione delle centrali idroelettriche è definita dal profilo di carico, mentre per la massimizzazione dei profitti è il prezzo di mercato che determina il livello di produzione.

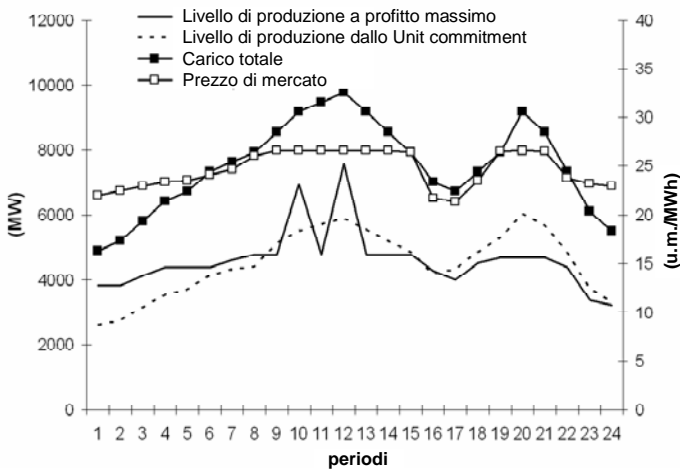
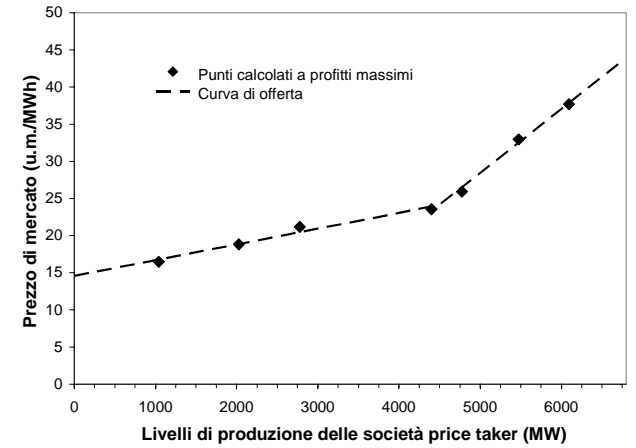


Fig. 1. Società price taker: confronto fra i livelli di produzione complessiva calcolati mediante il tradizionale programma di unit commitment che minimizza i costi di produzione totali del sistema, e quelli calcolati mediante la procedura di massimizzazione dei profitti assumendo i prezzi mercato pari ai moltiplicatori di Lagrange del vincolo di soddisfacimento della domanda. (u.m. = generica unità monetaria)

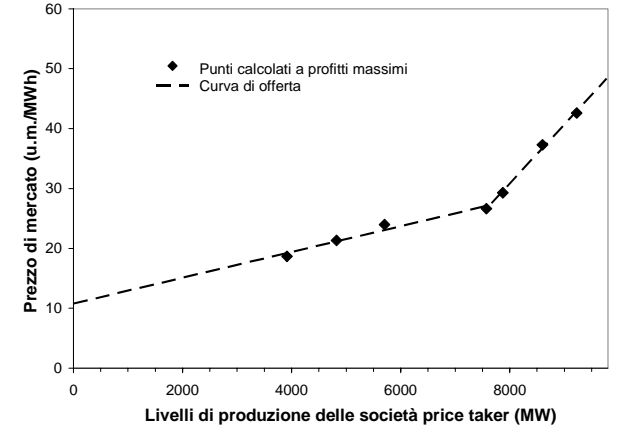
Per identificare le curve d'offerta dei produttori price-taker da tenere in considerazione nella valutazione del comportamento della società oligopolistica, si è ripetuto il calcolo di unit commitment con massimizzazione dei profitti per le società price taker per 7 differenti vettori di prezzo di mercato, corrispondenti ai valori di Fig. 1, ed a valori 10% e 20% più bassi e 10%, 20%, 50% e 70% più alti di quelli. Come esempio, la Fig. 2 mostra la produzione di potenza complessiva delle centrali delle società price-taker per i diversi livelli di prezzo di mercato considerati e per due periodi (il periodo 5, in cui sono in produzione solo centrali termoelettriche, ed il periodo 12, in cui sono in servizio anche centrali idroelettriche). Sulla base dei livelli di produzione ottenuti, sono identificati i parametri delle curve d'offerta, anch'esse mostrate in Fig. 2.

2.3.4 Risultati per il caso della società oligopolistica

Le funzioni d'offerta identificate per le società price taker sono introdotte nella procedura di ottimizzazione che massimizza i profitti della società oligopolistica. La Fig. 3 confronta i livelli di produzione ottenuti mediante tale procedura e quelli ottenuti dal tradizionale calcolo di unit commitment che minimizza i costi. La Fig. 3 mostra anche il profilo complessivo del carico richiesto in rete.



a)



b)

Fig. 2. Società price taker: identificazione delle curve d'offerta al periodo 5 (a) ed al periodo 12 (b) sulla base dei punti calcolati con la procedura di massimizzazione dei profitti, per diversi valori di prezzi di mercato.

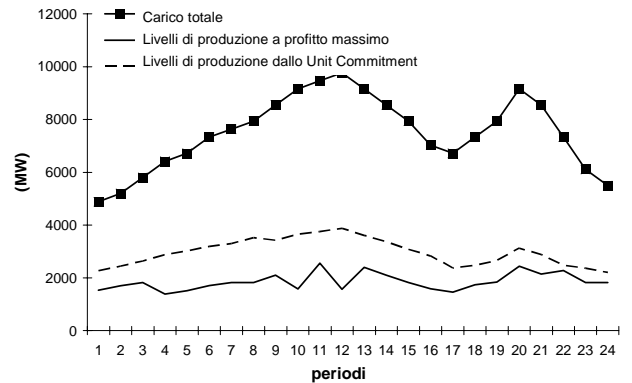


Fig. 3. Società oligopolistica: confronto fra i livelli di carico del sistema nei vari periodi, i livelli di produzione totale calcolati con la procedura di massimizzazione dei profitti ed i livelli di produzione valutati con il tradizionale programma di unit commitment che minimizza i costi di produzione.

La Fig. 4 mostra il profilo dei profitti della società oligopolistica e il profilo dei prezzi di mercato. Si nota che il profilo del prezzo di mercato differisce sostanzialmente da quello di Fig. 1, dove il prezzo di mercato era assunto pari al valore dei moltiplicatori di Lagrange associati al vincolo di soddisfacimento della domanda. In particolare, i prezzi di Fig. 4 sono più elevati essendo influenzati dal comportamento della società oligopolistica che, per massimizzare il profitto, tende a ridurre i livelli di produzione, come mostrato in Fig. 3.

3 APPROCCIO MEDIANTE LA PROGRAMMAZIONE LINEARE PER LA DEFINIZIONE DI UN PIANO DI PRODUZIONE EFFICIENTE A PARTIRE DAI RISULTATI DEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

Come già menzionato, il mercato elettrico italiano è attualmente organizzato in due mercati dell'energia – un mercato dell'energia del giorno prima e un mercato di aggiustamento – e un mercato per l'acquisizione dei servizi di dispacciamento (ossia le risorse necessarie per l'esercizio ed il controllo del sistema elettrico) [2].

Come in altri schemi di mercato, l'asta del giorno prima determina il prezzo di mercato ed i piani orari di energia tenendo in considerazione solo alcuni dei vincoli tecnici degli impianti di produzione (per esempio i limiti di produzione massima e minima), ma senza considerarne altri, ad esempio quelli intertemporali (quali i vincoli di rampa). A causa di questi vincoli, è possibile che il piano orario di produzione d'energia non sia attuabile dagli impianti di produzione [21,22].

E' quindi utile una procedura d'aggiustamento del piano orario di energia per tradurlo in un piano attuabile dagli impianti di produzione in modo da minimizzare le modifiche e quindi gli interventi, costosi, nell'ambito della sessione di aggiustamento. Il problema ha anche interesse per il gestore della rete, vista la sua influenza sulle riserve e sulla regolazione secondaria frequenza-potenza [23].

In [24] è presentato un approccio basato sull'utilizzo di tecniche di programmazione lineare per la soluzione del problema. L'approccio proposto consente di ottenere un piano di produzione, attuabile dagli impianti, anche con discretizzazione inferiore l'ora (ad esempio con intervalli di 15 minuti), richiesto dal gestore della rete per eseguire le verifiche sulla sicurezza dell'esercizio del sistema.

I vincoli del problema sono tutti i vincoli tecnici degli impianti di produzione. L'obiettivo è la minimizzazione degli scarti rispetto al piano orario di energia originario. Inoltre si è anche inserito l'obiettivo di realizzare profili di produzione il più possibile piatti in modo da tendere alla minimizzazione dei costi di produzione.

3.1 Alcuni risultati

L'approccio proposto è stato implementato in un codice di calcolo. Si presentano qui alcuni risultati. Per il caso di un gruppo termoelettrico di potenza minima pari a 120MW e massima pari a 300MW e vincoli di rampa pari a 2,5 e 3 MW/minuto (rispettivamente per rampa a salire e a scendere), la Fig. 6 mostra il piano di energia oraria, originariamente determinato dal mercato elettrico, ed il programma di produzione compatibile con i vincoli della centrale, per un valore minimo di variazione dell'energia rispetto al piano originario pari a $\varepsilon^*=30\text{MWh}$. Le variazioni d'energia rispetto al piano originario, dovute alla presenza dei vincoli di rampa, sono presenti nella quarta e nella quinta ora, e sono pari a 4.2MWh e 25.8MWh, rispettivamente.

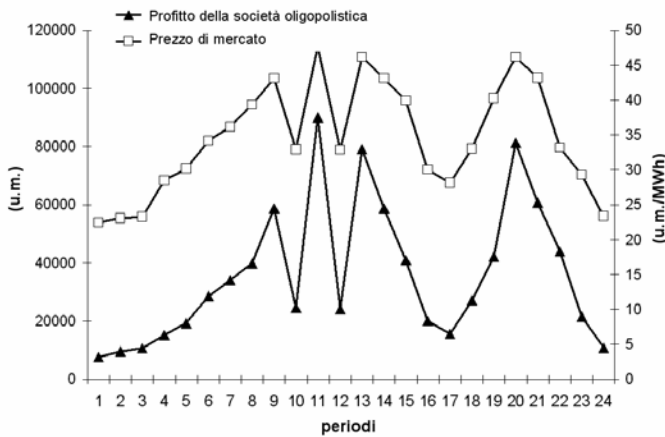


Fig. 4. Società oligopolistica: profitti e prezzi di mercato calcolati utilizzando la procedura di massimizzazione dei profitti.

Si nota inoltre che il profilo dei prezzi è fortemente influenzato dalle curve d'offerta delle società price-taker. Per esempio nei periodi 10 e 12 le curve d'offerta delle società price-taker sono appiattite dal funzionamento delle centrali idroelettriche e ciò determina una riduzione del prezzo di mercato.

Riduciamo ora la capacità di produzione totale della società oligopolistica. Le corrispondenti variazioni dei profitti, dell'energia prodotta, e dei valori medio e di picco del prezzo di mercato, rispetto al caso di riferimento, sono mostrati in Fig. 5.

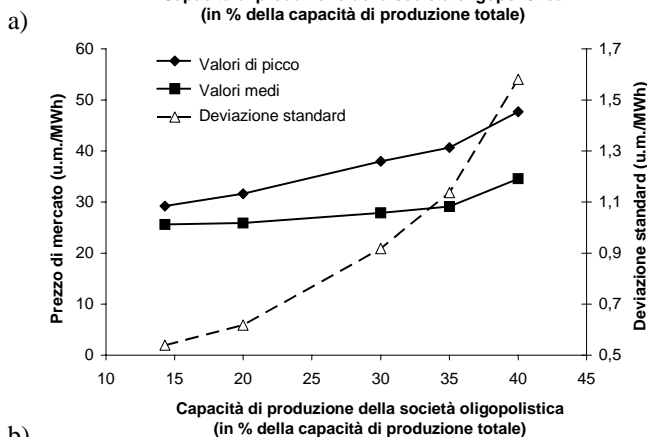
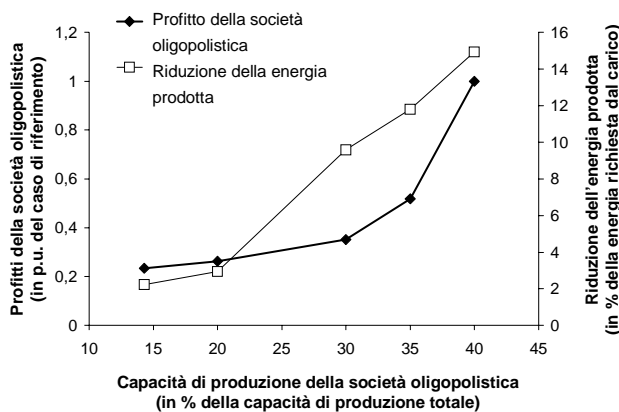


Fig. 5. a) Sono mostrati i profitti della società oligopolistica, in valori relativi rispetto al caso di riferimento (865,359u.m.), le corrispondenti riduzioni dell'energia generata rispetto alla soluzione del tradizionale programma di unit commitment, e b) la media, il valore di picco e la deviazione standard del prezzo di mercato, per il caso di riferimento e per quattro valori inferiori di capacità produttiva (pari a 35%, 30%, 20% e 14.3% della capacità produttiva complessivamente disponibile nel sistema).

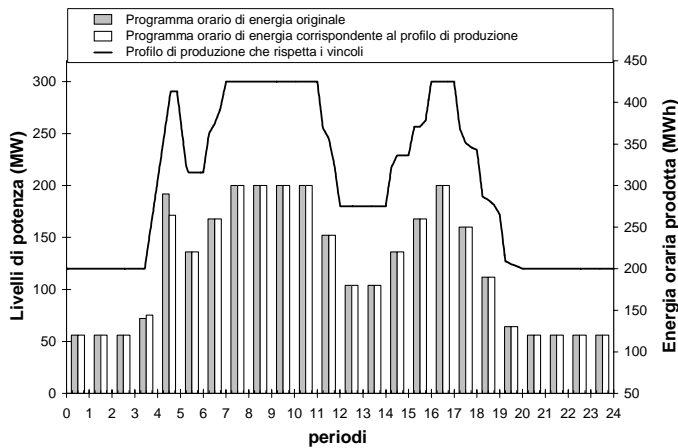


Fig. 6. Esempio di profilo di produzione di una centrale termoelettrica derivate dal profilo orario d'energia assegnato dal mercato.

Incrementando gradualmente il valore massimo di variazione d'energia, otteniamo differenti profili di potenza, due dei quali sono mostrati in Fig. 7 (per variazioni pari a 45MWh e 80MWh) e sono confrontati con il profilo ottenuto ammettendo la variazione minima di 30MWh. La Fig. 8 mostra le riduzioni dei ricavi e dei costi per diversi valori della variazione ammessa di energia, assumendo il profilo di prezzo di mercato mostrato in Fig. 7. I costi variabili di produzione sono calcolati assumendo una funzione quadratica del livello di produzione (con coefficienti $c_0=1023$ m.u./h, $c_1=29,63$ m.u./MWh e $c_2=5,39E-03$ m.u./MW²h).

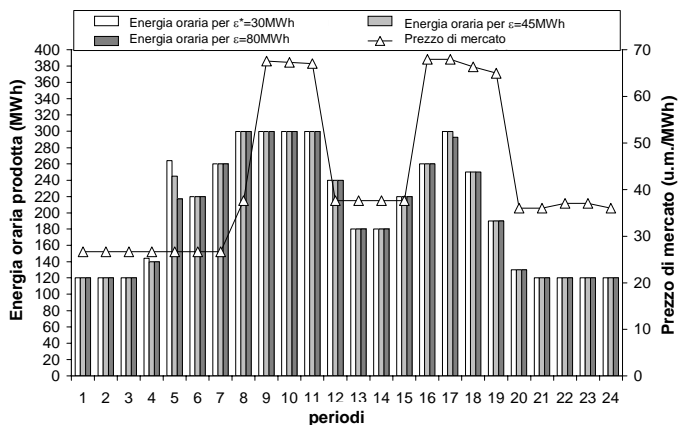


Fig. 7. Esempio di profilo di prezzo di mercato e programmi d'energia oraria che rispettano i vincoli della centrale per vari valori della variazione massima d'energia.

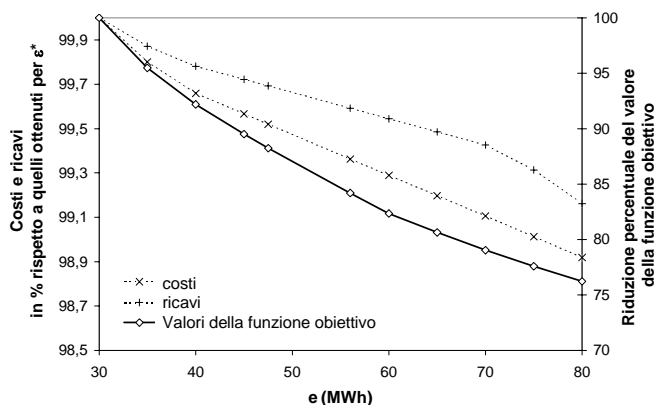


Fig. 8. Variazione dei costi e dei ricavi in funzione della variazione d'energia ammessa rispetto al profilo originale. I valori sono in percentuale del costo e del ricavo totali per il caso di variazione

ammessa pari al minimo valore pari a 30MWh (175.1ku.m. per i costi e 225.2ku.m. per i ricavi)

Risultati del tipo di quelli mostrati in Fig. 3 e Fig. 4 forniscono utili indicazioni sul valore più conveniente di variazione d'energia rispetto al programma orario originale da presentare nella sessione di mercato di aggiustamento.

4 CONCLUSIONI

La memoria ha illustrato gli strumenti di calcolo implementati per la risoluzione di due tipici problemi d'ottimizzazione dei produttori nel mercato elettrico: ossia la scelta della strategia più conveniente delle offerte nel mercato del giorno prima e gli interventi sul mercato d'aggiustamento.

In molti casi, per il primo problema, può essere di supporto un tradizionale codice di calcolo di unit commitment opportunamente modificato.

Per il secondo problema, si è implementato un apposito programma che implementa tecniche di programmazione lineare. Tale procedura di calcolo consente di tradurre piani di energia oraria definiti nell'ambito delle contrattazioni del mercato elettrico dell'energia in piani di produzione definiti al quarto d'ora che sono congruenti con il piano orario originario e che rispettano i vincoli tecnici dei gruppi di produzione.

I risultati delle simulazioni preliminari consentono un primo confronto fra i modelli proposti. La procedura di calcolo messa a punto appare di utile applicazione come supporto alle decisioni di società di produzione nel mercato elettrico italiano.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] GRTN, "Regole per il dispacciamento", Versione V.3.1, Marzo 2005 (disponibile nel sito www.grtn.it)
- [2] GME, Il mercato elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento, febbraio 2004, disponibile nel sito www.mercatoelettrico.org)
- [3] A.J. Wood, B.F. Wollemborg, "Power generation, operation and control", John Wiley & Sons, 1996.
- [4] C. D. Wolfram, "Strategic bidding in a multiunit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales", Rand Journal of Economics, Vol. 29, pp. 703 – 725, 1998.
- [3] G. Gross, D. Finlay, and G. Deltas, "Strategic bidding in electricity generation supply markets", in Proc. of IEEE PES Winter Meeting, New York, Vol. 1, pp. 309 – 315, 1999
- [4] J. Garcia, J. Roman, J. Barquin, A. Gonzalez, "Strategic bidding in deregulated power systems", in Proc. of 13th PSCC, Trondheim, 28 giugno – 2 luglio, 1999.
- [5] J.M. Arroyo and A.J. Conejo, "Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 5, pp. 1098-1104, 2000.
- [6] F. Wen and A.K. David, "Optimal bidding strategies and modeling of imperfect information among competitive generators", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, pp. 15 - 21, 2001.
- [7] X. Guan, E. Ni, P.B. Luh, Yu-Chi Ho, "Optimization-based bidding strategies for deregulated electric power markets", in The next generation of electric power unit commitments models, Kluwer, Norwell, 2001.
- [9] A. Martini, P. Pelacchi, L. Pellegrini, M.V. Cazzol, A.

- Garzillo, M. Innorta, "A simulation tool for short term electricity markets", in Proc of PICA 2001, Sidney, Australia, maggio 2001.
- [10] M. Benini, M.V. Cazzol, M. Gallanti, A. Gelmini, "Flexible Electricity Market Simulator", in Proc. of World Energy Council, 18th Congress, Buenos Aires, ottobre 2001.
- [11] J. Contreras, O. Candiles, J.I. de la Fuente, T. Gomez, "A Cobweb bidding strategy for Competitive Electricity Markets", IEEE Trans. on Power Systems, Vol 17, pp 148-153, 2002.
- [13] A. Baillo, M. Ventosa, M. Rivier, A. Ramos, G. Relano, "Bidding in a day-ahead electricity market: a comparison of decomposition techniques", in Proc. of 14th PSCC, Sevilla, 24-28 giugno 2002.
- [14] A.J. Conejo, J. Contreras, J.M. Arroyo and S. de la Torre, "Optimal response of an oligopolistic generating company to a competitive pool-based electric power market", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp. 424-430, 2002.
- [16] J. W. Bialek, "Gaming the uniform-price spot market: quantitative analysis", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 3, pp. 768-773, 2002.
- [17] C.J. Day, B.F. Hobbs, Jong-Shi Pang, "Oligopolistic Competition in power networks: a conjectures supply function approach", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 3 , pp 597 -607, 2002.
- [18] A.J. Conejo, F.J. Nogales, J.M. Arroyo, "Price-taker bidding strategy under price uncertainty", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4 , pp. 1081 -1088, 2002.
- [19] A. Borghetti, A. Frangioni, F. Lacalandra, C.A. Nucci, P. Pelacchi, "Using of a cost-based unit commitment algorithm to assist bidding strategy decisions", Proceedings 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, 23-26 giugno 2003.
- [20] A. Borghetti, A. Frangioni, F. Lacalandra, C.A. Nucci, "Lagrangian Heuristics Based on Disaggregated Bundle Methods for Hydrothermal Unit Commitment", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 313-323, 2003.
- [21] S. Kai, G.B. Shrestha and L. Goel: 'Strategic bidding in power market: ramp rate considerations', 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 4 , pp. 2144 -2149, July 16-20, 2000
- [22] S.S. Oren and A.M. Ross: 'Designs for ramp-constrained day-ahead auctions', 36th Annual Ha-waii International Conference on System Sciences, pp. 53 -60, January 6-9, 2003
- [23] J.L. Martinez Ramos, A. Marano Marcolini and M.T. Fernandez Rivera, 'Influence of the Transition from Hourly Energy Programs to Power Generation Dispatches on the Use of Secondary Reserve', 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, June 23-26, 2003.
- [24] A. Borghetti, A. Lodi, S. Martello, M. Martignani, C.A. Nucci, A. Trebbi, "Nuovi problemi di ottimizzazione per i produttori in un mercato competitivo dell'energia elettrica", Enersis, Milano, 2004.