

SIMULATORI PER L'ANALISI DEL MERCATO ELETTRICO

Michele Benini, Massimo Gallanti

CESI S.p.A., via R. Rubattino 54, 20134 Milano
(benini@cesi.it, gallanti@cesi.it)

SOMMARIO

I simulatori del mercato elettrico liberalizzato sono strumenti indispensabili al fine di dominarne la complessità. Possono trarre beneficio dall'utilizzo dei simulatori sia i soggetti che hanno diretti interessi economici nel mercato (come coloro che si occupano di produzione e compravendita di energia), sia i soggetti che hanno compiti di indirizzo, supervisione e regolazione (come gli operatori di sistema e di mercato e le autorità politiche e di controllo del mercato).

L'accresciuta conoscenza sui meccanismi di funzionamento del mercato elettrico che i simulatori consentono di acquisire è infatti fondamentale per garantire un corretto sviluppo del mercato stesso e, in definitiva, dell'intero sistema elettrico.

In tale contesto, nell'ambito dei progetti di Ricerca di Sistema *ENTRADE* ed *EXTRA*, è stata sviluppata una serie di simulatori del mercato elettrico italiano con orizzonti temporali sia di breve (una settimana), che di medio (un anno), che di lungo termine (20-30 anni), mediante i quali sono stati realizzati diversi studi del mercato elettrico italiano, nei suoi diversi aspetti. Tali simulatori verranno descritti nel presente articolo.

INTRODUZIONE

I processi di liberalizzazione dei mercati elettrici che hanno avuto luogo in molti Paesi, tra cui l'Italia, se, da un lato, mirano ad incrementare l'efficienza del funzionamento dell'intero sistema, dall'altro ne complicano notevolmente la struttura, a causa della nascita di molti soggetti, a volte in concorrenza tra loro, che si occupano di svolgere funzioni diverse.

Se, infatti, in un sistema monopolistico verticalmente integrato, un'unica azienda svolgeva in maniera coordinata le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita, in un mercato liberalizzato le attività di produzione e vendita sono aperte alla competizione, rispettivamente tra diverse *generation companies* (*GenCo*) e diversi *traders/retailers*, mentre le attività di trasmissione e distribuzione, configurandosi come monopoli naturali, rimangono settori regolati in quanto a redditività. Nella trasmissione peraltro può verificarsi la separazione tra proprietà degli asset di rete e gestione degli stessi, quest'ultima tipicamente posta in capo ad un operatore di sistema indipendente.

I comportamenti di tutti questi attori e le loro interazioni avvengono inoltre sotto la supervisione di un'autorità di regolazione che, insieme con l'operatore di sistema e con l'operatore del mercato organizzato (*Borsa Elettrica*), detta le regole di funzionamento del mercato stesso. Ciascun mercato nazionale è poi caratterizzato da particolarità e specificità che ne possono complicare ulteriormente la struttura.

La complessità dei sistemi elettrici liberalizzati sopra ricordata rende indispensabile disporre di adeguati strumenti di simulazione, finalizzati sia a prevederne il comportamento futuro sotto certe condizioni, sia ad analizzarne in profondità il comportamento passato. Mediante tali strumenti:

- le *GenCo* possono pianificare la loro produzione (e quindi

l'offerta sul mercato) nel breve/medio termine, tenendo conto del comportamento dei propri competitori, nonché pianificare nuovi investimenti in capacità di generazione nel lungo termine;

- i *traders/retailers*, così come i consumatori più evoluti, possono effettuare previsioni dei prezzi dell'energia su diversi orizzonti temporali, sulle quali tarare la propria strategia commerciale;
- l'autorità di regolazione può monitorare il funzionamento del mercato, controllando che non vi sia abuso di posizioni dominanti (in termini di esercizio di potere di mercato), nonché verificare l'impatto dell'applicazione di nuove regole;
- l'operatore di sistema può verificare, anche in prospettiva, l'adeguatezza del sistema elettrico a soddisfare la domanda rispettando i previsti standard di sicurezza e di affidabilità;
- le autorità politiche possono disporre di maggiori e più affidabili elementi sulla base dei quali definire gli indirizzi di sviluppo dell'intero sistema.

È proprio per far fronte a queste nuove esigenze che, nell'ambito dei progetti di Ricerca di Sistema:

- *ENTRADE - Energy trading: modelli e funzionamento dei mercati liberalizzati dell'energia*,
- *EXTRA - Sviluppi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia e sua integrazione nel mercato elettrico europeo*,

è stata portata avanti un'intensa attività di ricerca, sviluppo ed utilizzo per studi di vario tipo di simulatori del mercato elettrico liberalizzato.

A tale riguardo, occorre evidenziare che, per simulare un mercato, è necessario ovviamente modellare le *regole* del mercato stesso, ma, cosa estremamente più difficile, va

modellato il più accuratamente possibile il *comportamento* dei partecipanti al mercato.

Dall'analisi della letteratura sul tema effettuata [1], è risultato che per modellare il comportamento dei competitori lato offerta (la domanda nei mercati elettrici è tipicamente estremamente poco elastica rispetto al prezzo) si è spesso fatto ricorso ai modelli oligopolistici classici della teoria microeconomica. Tali modelli, specialmente se implementati in maniera pedissequa, senza adattarli alle condizioni del reale mercato da simulare, hanno il difetto di assumere schemi comportamentali piuttosto rigidi e schematici, per non dire "ingenui"; ad esempio:

- nel modello di *Cournot*, ciascun competitore, allo scopo di massimizzare il proprio profitto, decide la quantità da produrre, assumendo che la sua decisione, qualunque essa sia, non influenzi le corrispondenti decisioni dei suoi concorrenti;
- nel modello di *Bertrand*, ciascun competitore, allo scopo di massimizzare il proprio profitto, decide il prezzo di offerta, assumendo che la sua decisione, qualunque essa sia, non influenzi le corrispondenti decisioni dei suoi concorrenti;
- nel modello di *Stackelberg*, esiste un competitore *leader* di mercato, che per primo decide la quantità da produrre che massimizza il proprio profitto; successivamente, nota la quantità prodotta dal leader, gli altri (i *followers*) reagiscono "alla Cournot";
- nel modello di *leadership di prezzo*, esiste un competitore *leader* di mercato, che per primo decide il prezzo di offerta che massimizza il proprio profitto; successivamente, noto il prezzo offerto dal leader, gli altri (i *followers*) decidono la quantità da produrre in modo da far corrispondere il proprio costo marginale di produzione al prezzo fissato dal leader;
- nel modello collusivo di *massimizzazione dei profitti congiunti*, i competitori si accordano al fine di determinare un'offerta tale da massimizzare la sommatoria dei propri profitti.

Per dare un'idea dei diversi risultati a cui i differenti modelli possono portare, si consideri ad esempio un semplice mercato composto da due soli competitori 1 e 2, caratterizzati da due funzioni di costo di produzione $C_1 > C_2$ (q_1 e q_2 sono le quantità prodotte):

- $C_1 = 110 \times q_1 + 0.015 \times q_1^2$
- $C_2 = 95 \times q_2 + 0.005 \times q_2^2$

e con una funzione di domanda pari a (p è il prezzo):

- $D = 15000 - 50 \times p$

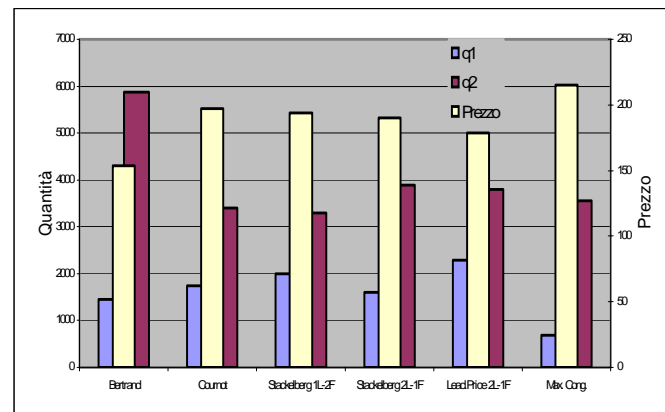


Figura 1. Quantità vendute e prezzi (modelli oligopolistici).

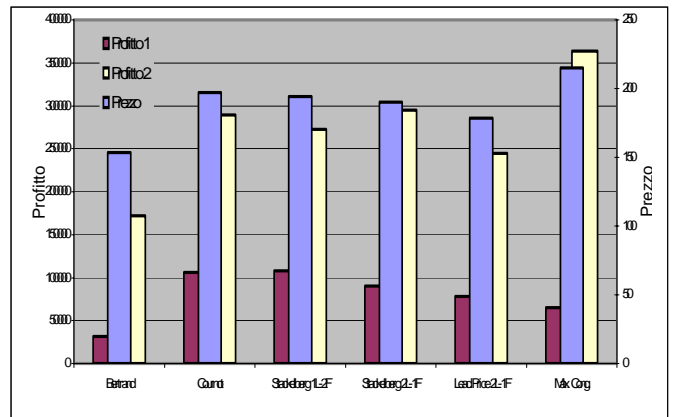


Figura 2. Profitti e prezzi (modelli oligopolistici).

In Figura 1 e Figura 2 sono riportate le quantità vendute, i prezzi ed i profitti ottenuti applicando alla modellazione del mercato di cui sopra i modelli di Bertrand, di Cournot, di Stackelberg con 1 leader / 2 follower e viceversa, di leadership di prezzo con 2 leader¹ e di massimizzazione dei profitti congiunti.

Se questi modelli possono dare risultati accettabili simulando archi temporali di lungo termine (qualche decina di anni), nel corso dei quali i comportamenti puntuali dei vari competitori in un certo senso si "mediano" e possono tendere verso il punto di equilibrio previsto da uno di tali modelli, appare evidente che sul breve (una settimana) / medio (un anno) termine essi risultano troppo approssimati e semplicistici.

Per tale ragione, nell'ambito del progetto *ENTRADE* si è deciso di affrontare il problema in modo diverso, con un approccio per così dire "costruttivo": si tratta infatti di "costruire" la soluzione del mercato partendo dalle "fondamenta", ovvero modellando nei dettagli ciascuna unità di produzione, con i relativi costi e vincoli tecnici, aggiungervi in maniera esplicita la tattica di offerta ipotizzata per i diversi competitori e determinare la relativa soluzione di borsa², in termini di prezzi e quantità, risolvendo al contempo le eventuali congestioni nella rete di trasmissione. Seguendo questo approccio, sono stati sviluppati diversi strumenti di simulazione, con orizzonti temporali sia di breve (una settimana) che di medio termine (un anno), le cui caratteristiche saranno descritte nel seguito.

Nell'ambito invece del progetto *EXTRA*, da un orizzonte di breve/medio termine si è passati ad un orizzonte di lungo termine, sviluppando due simulatori basati, rispettivamente, su un approccio mutuato dalla teoria della *System Dynamics* e sulla *Teoria dei Giochi*, anch'essi descritti nel seguito.

STRUMENTI DI SIMULAZIONE DI BREVE TERMINE

Gli strumenti di simulazione di breve termine sviluppati sono, come detto, tutti caratterizzati da una modellazione dettagliata del parco di produzione, sia termoelettrico che idroelettrico. In particolare, si prendono in considerazione i seguenti parametri:

¹ Il competitore 2 è infatti quello caratterizzato dai minori costi di produzione.

² Si intende infatti simulare il Mercato del Giorno Prima dell'energia, cioè il più rilevante in termini di scambi effettuati.

- unità termoelettriche
 - * minimo tecnico e potenza massima,
 - * curve quadratiche di costo di produzione (costo di combustibile),
 - * costi di accensione,
 - * flessibilità in accensione/spengimento (giornaliera, settimanale o oraria);
- impianti idroelettrici
 - * topologia delle aste idroelettriche,
 - * potenza massima e rendimento in generazione e in pompaggio,
 - * capacità massime e livelli dei bacini e dei serbatoi,
 - * apporti d'acqua naturali e sfiori,
 - * portata massima dei canali,
 - * tempi di corrivazione per canali, centrali e sfiori.

La rete di trasmissione è invece modellata ad aree interconnesse (come previsto dal modello di mercato italiano), con i relativi vincoli di transito interzonali.

Sulla base di questo modello del parco e della rete, sono stati sviluppati i tre diversi strumenti di simulazione descritti nel seguito.

Simulazione di mercato perfettamente competitivo

Questo simulatore [2] determina la programmazione idro-termica settimanale dell'intero parco, minimizzando i costi variabili (di combustibile) di produzione per la copertura di un carico dato a livello orario e tenendo conto dei vincoli posti dalla rete di trasmissione. Di fatto quindi, tale simulatore determina la soluzione corrispondente ad un mercato perfettamente competitivo, in cui tutti i partecipanti offrono la propria produzione ai costi marginali. Tale soluzione costituisce un benchmark di riferimento con cui confrontare i risultati, reali o simulati, dei mercati elettrici che, nella pratica, si discostano dall'ideale di competizione perfetta.

Massimizzazione del profitto per un price-maker

Questo simulatore [3][4][5] determina la programmazione idro-termica settimanale ed i prezzi di mercato che massimizzano il profitto di un produttore in grado di influire sul prezzo modificando la propria quota di produzione (*price maker*).

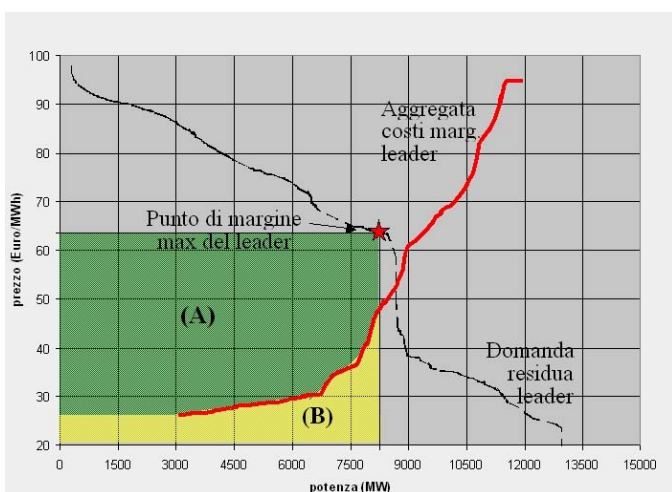


Figura 3. Punto di max profitto per il *price maker* (leader).

Una rappresentazione grafica di come un produttore *price*

maker, riducendo la propria quota³ in un'ora riesca ad incrementare i propri profitti è riportata in Figura 3. Nella stessa figura l'area (B) indica i costi di produzione variabili per il *price maker*, al netto dei costi di *no-load* e dei costi di accensione, in funzione della produzione. L'area (A) rappresenta il margine fornito da ricavi meno costi variabili (B).

Il simulatore, focalizzandosi sul parco di produzione di un singolo produttore, al posto del carico e del parco di produzione dei competitori considera la *curva di domanda residua*, ottenuta sottraendo dal carico la curva aggregata⁴ delle offerte ipotizzate per i competitori. Il simulatore, nel massimizzare il profitto, è in grado anche di tenere conto della stipula da parte del produttore di contratti finanziari di tipo forward o per differenza (si veda [6] e [7]).

La massimizzazione del profitto eseguita da tale simulatore è effettuata con un modello di rete monosbarra. È stato sviluppato anche un modello di simulazione che massimizza il profitto tenendo conto dei vincoli di trasmissione, descritto in [8] e [9].

Massimizzazione del profitto per un price-taker

Questo simulatore, derivato dal precedente, determina la programmazione idro-termica settimanale che massimizza il profitto di un produttore che, per le sue piccole dimensioni, non è in grado di influire sul prezzo modificando la propria quota di produzione (*price taker*). Tale produttore quindi dovrà effettuare una previsione dei prezzi di mercato che si verificheranno nelle zone in cui esso dispone di impianti, considerando tali prezzi come dei vincoli, e mettere in funzione le unità termoelettriche che, a tali prezzi, consentono di ottenere ricavi superiori ai costi di combustibile. La programmazione idroelettrica risulta invece completamente slegata da quella termoelettrica ed ha, banalmente, l'obiettivo di concentrare la produzione nelle ore con il prezzo più alto rispettando i vincoli idraulici.

Il simulatore dunque non soddisfa un carico complessivo od una domanda residua, come i simulatori precedentemente descritti, ma determina la programmazione degli impianti del produttore *price taker* che massimizza il profitto su profili di prezzo imposti per ciascuna zona di mercato.

STRUMENTI DI SIMULAZIONE DI MEDIO TERMINE

Il simulatore di medio termine sviluppato [10][11] si propone l'obiettivo principale di valutare come diversi scenari di mercato e diverse tattiche di offerta adottate dai produttori possano influenzare il prezzo orario dell'energia su di un orizzonte temporale annuale. Oltre alle analisi degli effetti delle diverse tattiche di offerta attuate dalle società di produzione, il simulatore consente di analizzare scenari in cui variano i parametri classici del sistema elettrico quali, ad esempio, la definizione delle aree di rete e dei relativi vincoli di transito, la pianificazione delle manutenzioni, le variazioni del parco impianti e le variazioni dei costi dei combustibili, oppure anche l'elasticità della domanda.

³ Rispetto alla quota corrispondente al punto d'incrocio tra la sua curva dei costi marginali di produzione e la curva di domanda residua.

⁴ Per la costruzione della curva aggregata delle offerte dei competitori è stata messa a punto un'opportuna metodologia, sulla quale non si entrerà qui in dettaglio per ragioni di brevità.

Si tratta quindi di uno strumento che consente di effettuare complesse analisi di tipo *what-if*, di interesse sia per i soggetti economici del mercato, relativamente alla definizione delle proprie strategie, sia per i soggetti regolatori, relativamente alla possibilità di analizzare in dettaglio le tendenze di sviluppo del mercato.

Il simulatore è composto dai diversi moduli descritti nel seguito.

Modulo 1

Tale modulo è in grado di determinare su un orizzonte annuale:

- lo *unit commitment*⁵ orario degli impianti termoelettrici, a minimo costo di produzione;
- il *dispacciamento*⁶ sia degli impianti idroelettrici che termoelettrici, a minimo costo di produzione;
- l'ordine di merito economico orario delle unità di produzione dispacciate;
- i costi marginali per zona di mercato e per società di produzione.

Il parco di produzione è modellato sostanzialmente allo stesso livello di dettaglio specificato per i simulatori di breve termine, tranne che per gli impianti idroelettrici. Per ridurre l'onere computazionale (che su 8760 ore diventa rilevante), essi sono infatti modellati definendo un impianto *equivalente*⁷ per ciascuna società di produzione in ciascuna zona di mercato. Gli impianti idroelettrici di pompaggio restano invece modellati singolarmente.

Modulo 2

L'obiettivo del presente modulo è di generare le offerte orarie energia/prezzo (una curva di offerta per ciascuna delle 8760 ore dell'anno, per ciascuna unità di produzione termoelettrica⁸) da sottoporre al mercato, emulando il comportamento delle società di produzione che vi operano.

Per generare le offerte il modulo utilizza delle "tattiche di offerta" che rappresentano i diversi comportamenti che può adottare un operatore del mercato, in funzione del proprio potere di mercato e della propria strategia di medio termine.

La tattica di offerta più adatta per simulare il mercato italiano corrisponde ad una situazione in cui esiste un produttore che si comporta da *price maker* e tutti gli altri da *price followers*. Il produttore *price maker* adotterà una tattica di offerta che mira a conseguire determinati livelli di prezzo.

⁵ Per *unit commitment* si intende la definizione dello stato di "acceso" o "spento" di una unità termoelettrica in un dato intervallo temporale.

⁶ Per *dispacciamento* si intende la definizione del livello di produzione di una unità termoelettrica o idroelettrica in un dato intervallo temporale.

⁷ È stata definita a tale scopo un'apposita metodologia che consente di ottenere i parametri descrittivi di un impianto *equivalente*, a partire dai dati topologici e tecnici delle diverse aste idroelettriche, sulla quale non si entrerà qui in dettaglio per ragioni di brevità.

⁸ L'energia di origine idroelettrica è offerta a prezzo zero, seguendo l'approccio tradizionale che tende a collocare la produzione idroelettrica nelle ore di punta e ad utilizzare il pompaggio in assorbimento nelle ore notturne, al fine di mantenere accese le unità termoelettriche a flessibilità settimanale.

A tal fine esso offrirà ciascuna unità termoelettrica:

- nel rispetto dello *unit commitment* determinato dal Modulo 1; pertanto, le unità di produzione termoelettriche sono offerte esclusivamente nelle ore in cui il Modulo 1 ha stabilito che siano in funzione⁹;
- ad un valore di prezzo corrispondente al costo marginale dell'unità, incrementato di un *mark-up* che varia ora per ora in funzione del livello di competizione previsto nelle diverse ore. In particolare, il *mark-up* viene applicato esclusivamente alla potenza superiore al minimo tecnico, per evitare il rischio che l'unità venga spenta nel caso tale potenza, offerta a prezzi troppo alti, sia esclusa.

La tattica di offerta prevede che il *price maker* offra le proprie unità termoelettriche a costi marginali solo nelle ore di basso carico in cui la concorrenza è più forte, recuperando il margine nelle ore in cui la concorrenza è meno forte, nelle quali esso offrirà a prezzi maggiorati rispetto ai costi. In altre parole, il produttore confida nella minore concorrenza che si manifesta in situazioni di alto carico e offre, supponendo che anche gli altri produttori si comportino analogamente, con un *mark-up* che è determinato dalla differenza tra i costi marginali di sistema e i prezzi che esso desidera imporre.

Per quanto riguarda i produttori *price followers*, essi assumono che il prezzo sia fatto dal *price maker* e formulano le offerte delle proprie unità di produzione termoelettriche ad un prezzo corrispondente al costo marginale dell'unità, incrementato di un *mark-up* – più basso rispetto a quello del *price maker* – che varia ora per ora in funzione del livello di competizione previsto nelle diverse ore. L'aggiunta del *mark-up* anche da parte dei *price followers* si giustifica se si considera che essi devono comunque evitare che i propri impianti funzionino quando il prezzo di mercato è troppo basso. Questa situazione potrebbe verificarsi qualora il *price maker* non applicasse il *mark-up* previsto. Per tutelarsi da questa eventualità i *price followers* applicheranno quindi alle proprie offerte un *mark-up* finalizzato a sostenere il prezzo in caso di imprevista assenza di *mark-up* da parte del *price maker*.

Anche i *price followers* offriranno le proprie unità di produzione termoelettriche in relazione allo *unit commitment* risultante dal Modulo 1.

Modulo 3

Il presente modulo ha il compito di completare la simulazione del mercato svolgendo l'asta oraria tra le offerte di vendita prodotte dal Modulo 2 e la domanda, che può tipicamente essere considerata rigida (il modulo è in grado di gestire anche una domanda elastica rispetto al prezzo). L'asta viene svolta con definizione oraria, in modo conforme a quanto previsto per il Mercato del Giorno Prima, su tutte le ore del periodo annuale simulato.

Il Modulo 3 determina quindi:

- il prezzo ed il relativo dispacciamento *unconstrained* (cioè determinati senza tener conto dei limiti di transito tra zone di mercato);
- i prezzi zionali (tenendo conto dei limiti di transito tra zone e delle conseguenti eventuali congestioni) ed il corrispondente dispacciamento delle unità di produzione le cui offerte sono state accettate.

⁹ Anche nell'esecuzione del Modulo 1 è possibile aggiungere un *mark-up* ai costi di produzione, in modo da modellare tattiche di "*capacity withholding*" da parte del *price maker*.

Il prezzo di mercato che esce dal *matching* di borsa effettuato dal Modulo 3 corrisponde al prezzo a cui è stato offerto l'ultimo MW in vendita accettato.

STRUMENTI DI SIMULAZIONE DI LUNGO TERMINE

Nei simulatori di breve / medio termine descritti in precedenza è possibile assumere che l'insieme delle società di produzione che competono sul mercato ed il rispettivo parco impianti siano staticamente definiti: al più, su di un orizzonte temporale annuale, è possibile tenere in considerazione a priori le variazioni del parco di produzione già programmate.

Al contrario, su di un orizzonte temporale di lungo termine (20-30 anni) è indispensabile modellare la possibilità che il parco impianti possa essere soggetto ad estensioni / dismissioni, simulando la competizione degli operatori non più solo su prezzi e quantità vendute ora per ora, ma anche in termini di investimenti in nuova capacità produttiva, sempre in funzione delle condizioni del mercato.

L'obiettivo principale di un simulatore di lungo termine consiste infatti nel modellare l'effetto sui prezzi e sulla disponibilità di capacità produttiva (evidenziando eventuali cicli di "*boom and bust*" relativi agli investimenti) che la competizione tra i diversi attori del mercato determina nel tempo, in funzione di scenari differenziati in termini di variazioni della domanda, di tecnologie produttive, di prezzi dei combustibili, di regole di mercato, ecc.

A tale riguardo, è stato sviluppato un simulatore di mercato con orizzonte temporale di lungo termine [12][13] prendendo spunto dalla teoria della *System Dynamics* [14], sviluppata negli anni '60 del secolo scorso da Jay W. Forrester del MIT ed ampiamente utilizzata oggi nei più svariati settori, allo scopo di modellare il comportamento non lineare di sistemi dinamici caratterizzati da anelli di retroazione. Essa consiste sostanzialmente nell'individuare le *relazioni causali / temporali* tra le variabili che caratterizzano un sistema, allo scopo di modellare le *retroazioni positive / negative* che ne derivano.

Ad esempio, nel caso del mercato elettrico, previsioni di incremento della domanda in condizioni di margini di riserva ristretti, portano a prevedere un incremento dei prezzi e quindi dei margini, il che induce a programmare investimenti in nuovi impianti, i quali, dopo i tempi necessari all'ottenimento delle autorizzazioni ed alla costruzione, entreranno in servizio aumentando i margini di riserva e quindi riducendo la pressione sui prezzi, rendendo perciò meno conveniente un'ulteriore espansione della capacità, riducendo i prezzi e quindi i margini, chiudendo così il loop.

Con l'obiettivo di valutare se il mercato italiano, così come è attualmente strutturato, nel medio-lungo termine tenda ad un equilibrio oppure ad una situazione di instabilità, e, nel caso in cui tenda ad un equilibrio, quali prezzi si vengano a determinare e quali quote siano coperte dai vari produttori, oltre al simulatore di cui sopra ne è in corso di sviluppo un secondo, basato sulla *Teoria dei Giochi* [15][16].

Lo studio degli equilibri è infatti l'obiettivo principale della *Teoria dei Giochi*, che vede il comportamento nel tempo dei vari soggetti (in termini di offerta sul mercato dell'energia) come una sequenza di mosse in, appunto, un gioco competitivo. Le mosse compiute da ciascun giocatore generano un feedback sul comportamento degli altri giocatori. Questo andamento nel tempo può tendere ad una situazione stabile (*equilibrio di Nash*) che ciascun soggetto considera "ottima" e dalla quale nessuno ha convenienza a spostarsi,

oppure ad una situazione di instabilità. Nel caso si tenda ad un equilibrio, questo corrisponde ad una situazione nella quale i giocatori sono esperti ed il mercato maturo, ovvero ciascuno è in grado di valutare la strategia ottima per sé, conseguibile compatibilmente con gli obiettivi dei competitori.

CONCLUSIONI

I simulatori del mercato elettrico liberalizzato sono strumenti indispensabili al fine di dominarne la complessità. Possono trarre beneficio dall'utilizzo dei simulatori sia i soggetti che hanno diretti interessi economici nel mercato (come coloro che si occupano di produzione e compravendita di energia), sia i soggetti che hanno compiti di indirizzo, supervisione e regolazione (come gli operatori di sistema e di mercato e le autorità politiche e di controllo del mercato).

L'accresciuta conoscenza sui meccanismi di funzionamento del mercato elettrico che i simulatori consentono di acquisire è infatti fondamentale per garantire un corretto sviluppo del mercato stesso e, in definitiva, dell'intero sistema elettrico.

In tale contesto, nell'ambito dei progetti di Ricerca di Sistema *ENTRADE* ed *EXTRA*, è stata sviluppata una serie di simulatori del mercato elettrico italiano con orizzonti temporali sia di breve (una settimana), che di medio (un anno), che di lungo termine (20-30 anni), mediante i quali sono stati realizzati diversi studi del mercato elettrico italiano, nei suoi diversi aspetti.

Maggiori informazioni e riferimenti bibliografici sono disponibili sul sito <http://www.ricercadisistema.it>, selezionando in sequenza "*Progetti e documenti*" → "*Archivio documenti*" → "*Accedi all'Archivio*". Dall'elenco dei progetti è quindi possibile selezionare "*ENTRADE*" ed "*EXTRA*".

BIBLIOGRAFIA

1. M. Benini et al., Simulatore per l'offerta sul mercato di breve termine dell'energia – vol. 1: analisi dei modelli microeconomici di mercato, Rapporto CESI RdS A0/021371, 30 Giugno 2000.
2. A. Garzillo, A. Gelmini, M. Innorta, Analisi sull'applicazione del prezzo zonale per la risoluzione su base tecnico/economica delle congestioni tra aree, Rapporto CESI RdS A0/021153, 30 Giugno 2000.
3. M. Benini et al., Simulatore per l'offerta sul mercato di breve termine dell'energia – vol. 2: specifiche del simulatore, Rapporto CESI RdS A0/020674, 30 Giugno 2000.
4. M.V. Cazzol, A. Garzillo, M. Innorta, Simulazione della programmazione idrotermoelettrica per la determinazione della quantità e del prezzo dell'energia scambiata sul mercato spot, Rapporto CESI RdS A0/042969, 21 Dicembre 2000.
5. M. Benini, A. Gelmini, Analisi del potere di mercato delle principali società di produzione mediante simulazione del loro comportamento di offerta sul mercato dell'energia italiano, Rapporto CESI RdS A0/043049, 22 Dicembre 2000.
6. M. Benini et. al., Valutazione dell'impatto di un portafoglio di contratti finanziari sulla strategia di offerta sul mercato spot di un produttore di energia elettrica, Rapporto CESI RdS A1/022171, 31 Luglio 2001.
7. G. Migliavacca, Valutazione mediante simulazione

- dell'impatto della possibilità di stipulare contratti finanziari da parte dei produttori di energia elettrica, Rapporto CESI RdS A2/008575.
8. M.V. Cazzol, A. Garzillo, M. Innorta, Scheduling orario della produzione termica di un produttore in presenza di un mercato dell'energia e di possibili congestioni tra master-aree, Rapporto CESI RdS A1/022172, 16 Luglio 2001.
 9. M.V. Cazzol, A. Garzillo, M. Innorta, Uno strumento per lo scheduling orario di un produttore indipendente in presenza di un mercato e di congestioni tra zone – descrizione funzionale ed esempi di applicazioni su di un sistema di grandi dimensioni, Rapporto CESI RdS A1/022919, 28 Luglio 2001.
 10. M. Benini et al., Una metodologia per la valutazione dei prezzi in funzione delle strategie degli operatori del mercato elettrico su un orizzonte annuale, Rapporto CESI RdS A1/036613, 20 Dicembre 2001.
 11. V. Canazza, A. Gelmini, A. Rivoiro, Esempi di applicazione della metodologia basata su analisi di scenario per la valutazione del prezzo di mercato in un orizzonte temporale annuale, Rapporto CESI RdS A1/036614, 28 Dicembre 2001.
 12. F. Cremonesi, A. Gelmini, A. Rivoiro, Un simulatore del mercato elettrico con orizzonte temporale di lungo termine, Rapporto CESI RdS A3/043352, 31 Dicembre 2003.
 13. F. Cremonesi, A. Gelmini, R. Martini, Simulatore di lungo termine per il mercato elettrico SPEME: descrizione funzionale, manuale d'uso e simulazioni di scenari per il mercato elettrico italiano, Rapporto CESI RdS A4/524967, 31 Dicembre 2004.
 14. J. W. Forrester, Industrial Dynamics, MIT Press, Cambridge MA, 1961.
 15. G. Migliavacca, Analisi della letteratura sul tema della Teoria dei Giochi applicata alla modellazione dei mercati elettrici, Rapporto CESI RdS A4/504880, 30 Giugno 2004.
 16. E. Bompard, G. Migliavacca et al., Un simulatore del mercato elettrico basato sulla Teoria dei Giochi, Rapporto CESI RdS A4/524966, 31 Dicembre 2004.