

DISS. ETH NO. 27287

**On the theory and applications of mechanism design
and coalitional games in electricity markets**

A thesis submitted to attain the degree of

Doctor of Sciences of ETH Zürich

(Dr. sc. ETH Zürich)

presented by

Orcun Karaca

M. Sc., ETH Zürich, Switzerland

born on 18.12.1991 in Istanbul

citizen of Turkey

accepted on the recommendation of
Prof. Dr. Maryam Kamgarpour, examiner
Prof. Dr. Jalal Kazempour, co-examiner
Prof. Dr. Sven Seuken, co-examiner
Prof. Dr. Neil Walton, co-examiner

2020

ETH Zürich
IfA - Automatic Control Laboratory
ETL, Physikstrasse 3
8092 Zürich, Switzerland

© Orcun Karaca, 2020
All Rights Reserved

ISBN 978-3-907234-53-2
DOI 10.3929/ethz-b-000492146

Abstract

The liberalization of the energy sector led to the development of electricity markets that would improve economic efficiency and attract new investments to the grid. Although the specific structures and rules of these markets are quite diverse around the world, they were all conceived on the premise of predictable and fully controllable generation with nonnegligible marginal costs. Recent changes, specifically, the increasing renewable energy integration, have progressively challenged such operating assumptions. As this integration became deeper, transmission grids began to experience congestion in unforeseen and uncertain patterns. Moreover, these trends have resulted in substantial out-of-market transactions, questioning now the modeling and the management of electricity markets. In light of this operational paradigm shift, this thesis intends to devise new market frameworks and advance our understanding of the future electricity markets.

In the first part of the thesis, we focus on mechanism design when the market model fully reflects the physics of the grid and the participants. Specifically, we consider an electricity market setting that involves continuous values of different kinds of goods, general nonconvex constraints, and second stage costs. We seek to design the payment rules and conditions under which coalitions of participants cannot influence the market outcome in order to obtain higher collective utility. Under the incentive-compatible Vickrey-Clarke-Groves mechanism, our first contribution is to prove that such coalition-proof outcomes are achieved if the submitted bids are convex and the constraint sets are of a polymatroid-type. These conditions, however, do not capture the complexity of the general class of auctions under consideration. By relaxing the property of incentive-compatibility, we investigate further payment rules, called the core-selecting mechanisms, that are coalition-proof without any extra conditions on the submitted bids and the constraint sets. We show that core-selecting mechanisms generalize the economic rationale of the locational marginal pricing (LMP) mechanism. Namely, these mechanisms are the exact class of mechanisms that ensure the existence of a competitive equilibrium in linear/nonlinear prices. This implies that the LMP mechanism is also core-selecting, and hence coalition-proof. In contrast to the LMP mechanism, core-selecting mechanisms exist for a broad class of electricity markets, such as the ones involving nonconvex costs and nonconvex constraint sets. In addition, they can approximate truthfulness without the price-taking assumption of the LMP mechanism. Finally, we show that they are also budget-balanced.

In the second part of the thesis, we turn our attention to the coordination of regional

markets in the spatial domain to exploit the geographic diversification of the renewable resources. In particular, the establishment of a single European day-ahead market has accomplished the integration of the regional day-ahead markets. However, reserves provision and activation remain an exclusive responsibility of regional operators. This limited spatial coordination and the sequential structure hinder the efficient utilization of flexible generation and transmission, since their capacities have to be ex-ante allocated between energy and reserves. To promote reserve exchange, a recent study proposed a preemptive model that withdraws a portion of the inter-area transmission capacity available from day-ahead energy for reserves by minimizing the expected system cost. This decision-support tool, formulated as a stochastic bilevel program, respects the current architecture but does not suggest area-specific costs that guarantee sufficient benefits for areas to accept the solution. To this end, our main contribution is to formulate a preemptive model in a framework that allows application of coalitional game theory methods to obtain a stable benefit allocation, that is, an outcome immune to coalitional deviations ensuring willingness of areas to coordinate. We show that benefit allocation mechanisms can be formulated either at the day-ahead or the real-time stages, in order to distribute the expected or the scenario-specific benefits, respectively. For both games, the proposed least-core benefits achieve minimal stability violation, while allowing for a tractable computation with limited queries to the bilevel program. Our case studies, based on an illustrative and a more realistic test case, compare our method with well-studied benefit allocations, namely, the Shapley value and nucleolus. The upshot of our contribution is to analyze the factors that drive these benefit allocations (e.g., flexibility, network structure, wind correlations).

Sommario

La liberalizzazione del settore energetico ha portato allo sviluppo di mercati dell'energia elettrica che migliorerebbero l'efficienza economica e attirerebbero nuovi investimenti nella rete. Sebbene le strutture e le regole specifiche di questi mercati siano piuttosto diverse in tutto il mondo, sono state tutte concepite sulla premessa di una generazione prevedibile e completamente controllabile con costi marginali non trascurabili. I recenti cambiamenti, in particolare la crescente integrazione delle energie rinnovabili, hanno progressivamente messo in discussione tali presupposti operativi. Con l'avanzamento di questa integrazione, le reti di trasmissione hanno iniziato a congestionarsi in maniera imprevedibile ed incerta. Inoltre, queste tendenze hanno portato a sostanziali transazioni fuori mercato, mettendo ora in discussione la modellazione e la gestione dei mercati dell'energia elettrica. Alla luce di questo cambiamento di paradigma operativo, questa tesi intende elaborare nuovi quadri di mercato ed avanzare la nostra conoscenza sui futuri mercati dell'elettricità.

Nella prima parte della tesi, ci concentriamo sulla progettazione di meccanismi nel caso in cui il modello di mercato riflette pienamente la fisica della rete e dei partecipanti. In particolare, consideriamo un quadro di mercato dell'elettricità che comporta valori continui di diversi tipi di beni, vincoli generali non convessi e costi di seconda fase. Cerchiamo di progettare le regole di pagamento e le condizioni in cui le coalizioni di partecipanti non possono influenzare il risultato del mercato per ottenere una maggiore utilità collettiva. Nell'ambito del meccanismo "incentivo-compatibile" di Vickrey-Clarke-Groves, il nostro primo contributo consiste nel dimostrare che tali risultati a prova di coalizione si ottengono se le offerte presentate sono convesse e i vincoli sono di tipo polimatroide. Queste condizioni, tuttavia, non catturano la complessità della classe generale delle aste in esame. Rilassando la proprietà di meccanismo incentivo-compatibile, investighiamo su ulteriori regole di pagamento, chiamate meccanismi di selezione di core, che sono a prova di coalizione senza condizioni aggiuntive sulle offerte presentate e sui set di vincoli. Dimostriamo che i meccanismi di selezione di core generalizzano la logica economica del meccanismo di determinazione del prezzo marginale per località (LMP). Vale a dire, questi meccanismi sono l'esatta classe di meccanismi che assicurano l'esistenza di un equilibrio competitivo nei prezzi lineari/non lineari. Ciò implica che il meccanismo di LMP è anche un meccanismo di selezione di core, e quindi a prova di coalizione. A differenza del meccanismo LMP, meccanismi di selezione di core esistono per un'ampia classe di mercati dell'elettricità, come quelli che comportano costi non convessi e vincoli

non convessi. Inoltre, essi possono approssimare la “truthfulness” senza l’assunzione del “price-taker” del meccanismo LMP. Infine, dimostriamo che sono anche equilibrati dal punto di vista del bilancio.

Nella seconda parte della tesi, rivolgiamo la nostra attenzione al coordinamento dei mercati regionali in ambito spaziale per sfruttare la diversificazione geografica delle risorse rinnovabili. In particolare, la creazione di un mercato unico europeo “day-ahead” ha realizzato l’integrazione dei mercati regionali “day-ahead”. Tuttavia, la fornitura e l’attivazione delle riserve rimangono di esclusiva competenza degli operatori regionali. L’utilizzo efficiente di generazione e trasmissione flessibili è ostacolato da questo coordinamento spaziale limitato e dalla struttura sequenziale, poiché le loro capacità devono essere ripartite ex ante tra energia e riserve. Per promuovere lo scambio di riserve, un recente studio ha proposto un modello preventivo che ritira una parte della capacità di trasmissione inter-area disponibile dall’energia “day-ahead” per le riserve, minimizzando il costo previsto del sistema. Questo strumento di supporto alle decisioni, formulato come programma bilivello stocastico, rispetta l’architettura attuale ma non suggerisce costi specifici per area che garantiscano sufficienti benefici alle aree per accettare la soluzione. A tal fine, il nostro contributo principale è quello di formulare un modello preventivo in un quadro che consenta l’applicazione dei metodi della teoria dei giochi coalizionali per ottenere una stabile allocazione dei benefici, cioè un risultato immune da deviazioni coalizionali che garantisca la disponibilità delle aree a coordinarsi. Mostriamo che i meccanismi di allocazione dei benefici possono essere formulati sia nella fase iniziale che in quella in tempo reale, al fine di distribuire i benefici attesi o i benefici specifici dello scenario, rispettivamente. In entrambi i casi, i benefici least-core proposti raggiungono una violazione minima della stabilità, consentendo al tempo stesso un calcolo efficiente con query limitate al programma bilivello. I nostri casi di studio, basati su un caso di prova illustrativo e più realistico, confrontano il nostro metodo con l’assegnazione di benefici ben studiati, ovvero il valore di Shapley e il nucleolo. Il risultato del nostro contributo è l’analisi dei fattori che guidano queste assegnazioni di benefici (ad esempio, la flessibilità, la struttura della rete, la correlazione col vento).