

从分区定价方法看电价机制中的“反直觉”问题：研究方法及其代理模拟分析

龙苏岩¹, 宋瑜辉², 刘宇明³, 张天宝³, 季天瑶², 荆朝霞²

(1. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100000; 2. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510000;
3. 山东电力交易中心有限公司, 山东 济南 370100)

摘要: 考虑电力市场的动态性、系统性和长期性等因素, 市场中会有很多“反直觉”的问题, 即正确推论与人们的直觉相反。为此, 以分区定价机制为例, 对电价机制中的反直觉问题进行探讨。首先, 以机制设计理论为基础, 分析机制设计中的激励相容问题及与反直觉现象的关系; 然后, 针对市场主体的动态特征, 对反直觉问题提出静态分析与动态分析相结合的分析方法; 最后, 以发电侧节点加权平均价格作为结算价格为例, 从上述 2 个层面对该机制下可能产生的反直觉问题进行仿真分析。结果表明: 该机制下由于部分市场主体申报考虑个体理性的价格, 反而不会降低购电成本。需要对该类机组设计相应的成本补偿和分摊机制以满足市场的激励相容约束。

关键词: 机制设计; 反直觉; 分区定价; 激励相容

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.003 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2023)06-0020-13

"Counter-intuitive" issues in electricity pricing mechanism from the perspective of zonal pricing methods: research methodology and agent-based simulation analysis

LONG Suyan¹, SONG Yuhui², LIU Yuming³, ZHANG Tianbao³, JI Tianyao², JING Zhaoxia²

(1. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100000, China; 2. School of Electrical Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510000, China; 3. Shandong Power Exchange Center Co., Ltd., Jinan 370100, China)

Abstract: Considering factors such as the dynamic, systematic, and long-term nature of the electricity market, there are often many counter-intuitive issues, the correct inferences contradict people's intuitions. In this regard, taking the zonal pricing mechanism as an example, counterintuitive issues within the electricity pricing mechanism are explored. Firstly, based on mechanism design theory, the incentive compatibility issues in mechanism design and their relationship with counter-intuitive phenomena are analyzed. In response to the dynamic characteristics of market participants, an analytical approach that combines static and dynamic analyses is presented for addressing counterintuitive issues. Finally, using the generation-side nodal weighted average price as the settlement price as the example, a simulation analysis on potential counter-intuitive issues arising from the mentioned mechanism is carried out from both the static and dynamic perspectives. The results indicate that under this mechanism, due to some market participants declaring prices based on individual rationality, it does not necessarily lead to a reduction in electricity

收稿日期: 2022-10-01; 修回日期: 2023-02-13

基金项目: 国家电网公司重点科技项目 (SGSDJY00JSJS2100008)

通信作者: 荆朝霞 (1975—), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场、电动汽车、综合能源系统优化、电力系统运行与控制方面的研究; E-mail: zxjing@scut.edu.cn

procurement costs. To address this, there is a need to design corresponding cost compensation and sharing mechanisms for such units, ensuring compliance with incentive compatibility constraints in the market.

Key words: mechanism design; counter-intuitive; zonal pricing; incentive compatibility

直觉(intuitive),又称直觉思维,是指基于对事物现象及其变化的直接感觉和接触而做出的判断^[1]。反直觉(counterintuitive)是与直觉相对的概念,简而言之,它涉及与先前知识相矛盾或冲突的知识或新信息^[2-3]。而反直觉问题(counter-intuitive problem, CIP)一般指那些看似有着明显而简单结论,但正确的推论与人们的直觉相悖^[4]。

反直觉问题在社会和科学研究中广泛存在。400多年前,学者们就对一些反直觉的数学和机械现象进行了讨论。然而,将反直觉问题作为一种科学问题研究,是在20世纪60年代以后,并逐渐成为多个学科的研究热点之一。Berlyne最早在心理学领域提出了反直觉概念^[5],被认为是研究这一概念的先驱。之后,国内外学者在宗教^[3]、数学^[6]、物理学^[7]、哲学^[8]、社会学^[9]、经济学^[10]等多个领域都进行了反直觉的研究。在数学和工程学等领域,反直觉通常也被称为悖论^[11]。

电力行业中也有很多反直觉方面的研究,包括可再生能源^[12-14]、发电系统^[15-16]、发电机组投资^[17-18]、电力系统稳定性^[19-23]和电价机制^[24-28]等领域。以稳定性和电价机制研究领域为例,文献[22]讨论了实时市场中延迟的价格信号与市场出清时间的关系对市场稳定性的影响。通过波形分析,发现市场出清时间较长时,延迟的价格信号反而可以提高市场的稳定性。文献[23]对分布式能源机组动态建模,发现其增加的转动惯量会破坏输电系统的稳定性。文献[24-25]对储能、需求侧管理中“需求减少导致价格提高”的反直觉问题进行了分析。文献[28]讨论了与电力市场中的按报价结算机制(pay as bid, PAB)相关的反直觉问题:直觉认为,采用PAB方式可以降低平均购电成本,但如果考虑市场主体的策略性报价,在一些情况下可能出现PAB下的成本更高的反直觉现象。

中国电力市场建设中也存在一些引起关注的反直觉问题^[29-30]。以在中国部分现货市场试点地区使用的“变动成本补偿”机制为例,该机制旨在使不

同类型的发电机组能够进行“同台竞价”,从而降低市场的出清电价。该机制对发电机组的现货市场发电量进行补偿,补偿金额按照上网电价与基准电价的差值计算。然而,考虑到策略性报价,可能在某些情况下导致总体平均电价上升,产生令人意想不到的反直觉结果^[30]。

反直觉的直接结果是相关政策和机制未能达到预期目标,甚至可能导致相反的效果。电力行业中的反直觉问题已经在学术界和行业中引起广泛关注,但仍存在以下问题:许多研究基于特定问题,得出反直觉的结果,但未明确从反直觉的角度分析,也未从机理上分析其产生的原因;缺乏将反直觉问题作为一个统一问题进行分析的文献。

电力市场的定价机制从价格的空间粒度上可分为节点定价、分区定价和统一定价。在实施节点定价的市场中,一些市场采取加权平均价格的定价方法^[31]。中国一些地区借鉴此思路,提出了对发电按区域进行加权平均定价的方法^[32]。本文从反直觉问题与机制设计理论出发,分析电力市场中反直觉问题的产生机理,并针对可能在市场机制设计中产生的反直觉问题提出相应的研究方法。最后,以分区定价方法为例,分析电价机制中的反直觉问题,并提出相应的解决思路和建议。

1 电力市场机制设计中的反直觉问题

1.1 机制设计理论概述

在经济学中,机制是规则和制度的总称,而机制设计理论则是关于如何设计激励相容、信息有效和分散决策机制的理论^[33-34]。这一理论可用于机制的设计与选择,即在一组已知的可行机制中选择最优机制。机制设计理论提出了对机制进行评估的一些标准化性质与条件,包括资源配置最优、个体理性(individual rationality, IR)、激励相容(incentive compatibility, IC)以及收支平衡(budget balance, BB)。下面将结合电力市场介绍这些概念的具体

含义。

1) 资源配置最优。资源配置最优与经济学中的社会福利最大等价,在需求没有弹性、仅考虑供给侧优化的情况下,资源配置最优等价于系统成本最小化。在电力现货市场中,系统成本最小化指通过日前市场出清优化所得的最优发电出力计划,能够达到机组真实成本最小化的运行状态。当所有发电机组申报真实成本时,日前市场出清模型自动满足系统成本最小化的性质。值得注意的是,发电机组若虚假报价,可能导致发电出力计划难以实现真实发电成本的最小化。

2) 个体理性。个体理性,又称参与约束,是指市场主体如发电商参与电力市场竞争是自愿的^[35-36]。对于满足个体理性的机制,要求各发电机组的净利润不小于零。如果纯市场的交易结果不能达成此要求,就需要设计额外的补偿机制,否则该发电机组将选择退出电力市场。个体理性可以从短期和长期两个维度看。短期看,个体理性意味着发电机组应该在现货市场中收回全部的变动成本^[37];长期看,个体理性意味着,短期能量的收益以及从容量市场等获得的收入能够覆盖固定成本。

3) 激励相容。激励相容指参与者理性实现个体利益最大化的策略,与机制设计者所期望的策略一致,至少不会降低或损害机制设计者。从而使参与者自愿按照机制设计者所期望的策略采取行动^[38-39]。在现货市场中,一种电价机制满足激励相容意味着,各发电机组申报真实的发电成本是其最优选择,而不是策略性申报虚假的发电成本。

4) 预算平衡。

预算平衡主要从市场运营或结算机构的角度考虑,一般市场机制应满足从用户侧(电力用户)收取的总费用等于或不小于支付给供给侧(发电商)的总费用^[35-36]。有些文献也称之为收支平衡。

1.2 电力市场机制设计中反直觉现象的原因

在电力市场设计中,反直觉现象指的是某个环节的实际效果与预期不一致,甚至相反。这里的效果可从机制设计的目标(资源配置最优、个体理性、激励相容、预算平衡)角度考虑。这些目标实际上并非独立的,它们在实际市场可能相互影响。例如,如果市场机制不满足个体理性,可能导致市场

主体不采取激励相容的行为,从而无法实现资源配置最优。

在电力市场中,反直觉现象的产生原因主要归结为电力市场的动态性、系统性和长期性。这意味着在电力市场设计中,缺乏对相关机制的动态性、系统性和长期性的考虑,从而导致各种反直觉问题。

1) 动态性。从市场主体行为的角度考虑,市场中的策略或报价是动态变化的,会随着市场规则、环境和其他市场主体行为的变化而变化。如果在市场机制研究中未考虑主体的策略性报价行为,或者电力市场出清模型中未考虑目标函数对市场主体之间的互动行为,那么市场主体之间的策略性互动可能导致不理性的行为,从而引发反直觉问题。一个典型的例子是“囚徒困境”,每个人按自己最优选择,结果却是最差的结果。

2) 系统性。从电力市场体系的角度考虑,电力市场是一个包括多个产品、多个市场和多个主体的复杂系统,其目标涉及效率、公平、环保等多个方面。如果在某个机制设计中未考虑其他主体、其他环节、其他目标的影响,可能产生反直觉的结果。

3) 长期性。主要考虑长期目标与短期目标、长期效果与短期效果之间的矛盾。某些在短期内发挥作用的机制,可能在长期产生反直觉的结果。例如,为了在短期内降低电价可能会设置较低的价格上限,但这在长期内可能抑制了应有的投资,反而提高了整体的供电成本。

因此,在电力市场设计中,综合考虑动态性、系统性和长期性,以及机制设计的多目标,可以更好地避免和解决反直觉问题。

2 电力市场机制设计中反直觉问题的研究方法

反直觉问题在电力市场运行中引起了广泛关注,但目前尚未形成明确的研究方法。本文针对电力市场中与动态性相关的反直觉问题,提出采用静态博弈分析和动态博弈仿真相结合的方法。在动态分析中,本文将运用启发式优化算法、数学优化算法,以及基于主体(或称代理)建模的仿真方法,即ABM(agent-based model)。

2.1 静态分析

经济学中的静态分析(static analysis),也称静态均衡分析(static equilibrium analysis),是指在能够对达到均衡状态的经济现象的分析过程中,抽象时间因素和具体变动过程,将该经济现象放入一个隔离的环境来进行分析讨论的方法。

对电力市场机制设计中反直觉问题的静态分析主要指在不考虑市场主体的策略行为的情况下,对不同市场机制的均衡结果的分析。这里我们将静态分析的结果称为直观的结论。

2.2 动态分析

经济学中的动态分析(dynamic analysis)也称动态均衡分析(dynamic equilibrium analysis),是指对经济变动的实际过程进行的分析,包括分析有关变量在一定时间过程中的变动。动态分析法的一个重要特点是考虑时间因素的影响,并将经济变化当作一个连续的过程来看待。本文中,动态分析主要指在分析中考虑市场主体之间的博弈、策略的变化。电力市场研究中,考虑市场主体报价策略的机制研究主要有两类方法:基于数学规划的均衡分析方法及基于多代理建模的方法。本节在对其简单介绍的基础上,提出一种简化的人工启发式迭代分析方法。

2.2.1 带均衡约束的数学规划模型

可以将考虑市场主体报价策略的市场出清建模为带均衡约束的数学规划模型,也称为双层竞价策略模型^[40]。电力市场中机组双层竞价策略框架如图 1 所示。其中,上层的目标函数 f_1 为策略主体的利润最大化,决策变量为策略主体的报价与报量,约束为报价的上下限约束、单调递增约束;下层的目标函数 f_2 为社会福利最大化,即市场出清模型,约束为电量平衡约束、机组出力上下限约束等。如果下层模型为线性规划问题或可以转化为线性规划模型,则可以用卡罗需—库恩—塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)最优性条件替代下层模型,从而使双层模型转化为单层模型,该单层模型称为带有均衡约束的数学规划(mathematical program with equilibrium constraints, MPEC)模型^[41]。可进一步利用线性化方法将 MPEC 模型最终转化为一个混合整数线性

规划模型,并调用商业版凸优化求解器对上述模型进行求解^[42]。

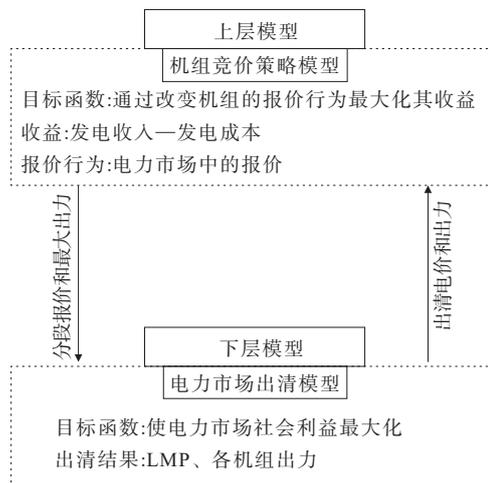


图 1 机组双层竞价策略框架

Figure 1 Framework of unit bi-level bidding strategy

2.2.2 基于主体的建模

在市场机制分析中,市场成员针对外界状态变化采取策略以维持自身利益。当市场主体行为改变后,整体市场结果也随之改变,反之又影响主体决策。这种紧密耦合的交互作用自底层向上累积,最终导致结算结果差异化。ABM采用自下而上的建模思路,通过对市场主体的行为建模以分析不同市场机制下的交易结果和报价策略,能较好地捕捉市场微观动态且易于解释市场成员行为及激励响应,便于研究市场机制的反直觉问题。

这种方法的关键是主体策略的建模。主流的方法包括 RE 强化学习^[43]、Q-learning 方法^[44]、神经网络方法^[45]等。

2.2.3 基于迭代的启发式算法

基于数学规划的均衡分析方法可以得到比较严格的结果,但对模型特性的要求较高,一般需要对出清模型、市场主体的成本或效益特性做较大的简化;基于多代理的方法可以比较精细地模拟复杂的出清模型和市场主体特性,但对复杂系统较难得到稳定的结果。这里根据电力市场机制研究的具体特点提出一种简化的基于迭代的启发式分析方法。具体流程如下。

1) 设定每个市场主体的目标,根据具体情况可以是利润最大、利润不小于零、出清量最大等。

2) 每个市场主体根据其真实的成本或效益特性按相关市场规则进行报价。

3) 根据市场主体的报价进行出清,并计算各市场主体的成本、收益、利润等情况。

4) 判断是否达到主体目标,如果未达到目标,接着进行步骤5);如果达到目标,进入步骤6)。

5) 对每个市场主体设定调整策略的方式,重新进行报价,进入步骤3)进行出清。

6) 迭代结束。

以上步骤中关键环节有2个:步骤1)市场主体的设置;步骤5)报价调整的方式,需要根据具体问题进行调整,以使得迭代容易收敛。后面将以分区定价机制的研究为例进行说明。

3 分区定价方法中的反直觉问题分析

3.1 电力市场中的位置相关的定价机制

市场机制的核心是分散决策,而分散的市场主体决策的依据是市场中各种产品的价格。因此,价格机制是电力市场机制的核心^[46]。

电力市场中,不同位置的电可以看作不同的产品,对应不同的价格。在对电力产品的位置信息进行定义的方法上,目前主要有3种方法:节点定价、分区定价和统一定价。

统一定价中,能量市场出清中不考虑网络约束,所有位置的电的价格相同,以英国电力市场为主要代表。这种方法一般与具有位置信息的输电定价方法配合,通过与位置相关的输电定价反映不同位置的发电机、用户的价值和成本的差异。

节点定价中,能量市场采用较为完全的、基于节点的网络约束,市场出清对每个节点产生一个价格。在系统发生阻塞的情况下,不同节点的电价都可能不同。

分区定价介于统一定价与节点定价之间,基于由若干个节点组成的区域进行定价,不同的区域有不同的价格。根据分区价格的形成机制,又有一些不同的类型。

3.2 不同的分区定价方法

3.2.1 基于报价区的分区电价机制

以英国、欧洲电力市场为代表,电能量市场出清中,忽略区域内部的网络约束,将每个区域当作一个传输能力无限大,可以在内部任意进行电力输送的“铁板”,市场出清模型中仅考虑区域间的网络约束(在欧洲最新的耦合市场设计中,耦合市场出清模型可以考虑部分区域内部的网络约束)。出清结果可以得到每个区域的电能量价格,每个区域内的所有发电资源按照区域价格结算。

3.2.2 基于加权节点电价的分区定价机制

基于节点电价的分区定价中,在市场出清中考虑电网约束,通过安全约束机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)、安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)确定市场出清方案及节点电价。在系统发生阻塞时,每个节点的电价都可能不同。

可以将整个市场分成若干分区,每个分区根据各节点的节点电价和用电负荷量计算用户侧加权平均价,每个分区内的所有负荷按照该加权平均价结算。计算公式如下:

$$P_t^D = \frac{\sum_m (L_{m,t} \times P_{m,t}^{LMP})}{\sum_m L_{m,t}} \quad (1)$$

式中, P_t^D 为第 t 小时用户侧加权平均电价; m 为所有市场用户; $L_{m,t}$ 为市场用户 m 在第 t 小时的现货市场中标电量; $P_{m,t}^{LMP}$ 为第 t 小时市场用户 m 所在节点的现货节点电价。

实际市场中,可以赋予用户选择权:或选择按照所在节点的节点电价结算,或选择按照所处区域的区域电价结算。分区的定义也可以有不同的方法:可以基于行政区域划分,或根据枢纽节点(也称为聚合节点、交易枢纽等,一般为虚拟节点)的概念划分等。

3.2.3 基于系统边际成本的分区定价机制

在基于节点电价的分区定价中,如果发电侧也希望用分区定价,可以采用基于最大边际成本的分区定价机制:每个区域的结算电价为该区域所有节点电价的最高者。

$$P_{n,t}^{Zm} = \max\{P_{m,t}^{LMP}\}, m \in n \quad (2)$$

式中, $P_{n,t}^{Zm}$ 为第 t 小时区域 n 的区域边际电价。

4 简单算例下的分区定价方法分析

4.1 算例基本设置

假设一个简单系统,有 4 个节点 A、B、C 和 D,分别接有一台发电机组,各节点发电机组的发电成本分别为 100、200、500、600 元/(MW·h),假设各机组按成本报价,节点电价等于该节点上机组的报价,分别为 100、200、500、600 元/(MW·h),4 个节点的发电功率均为 100 MW,A 和 B 属于 I 区,C 和 D 属于 II 区。考虑 3 种定价方式:方法 1 为节点电价;方法 2 为基于边际成本的分区定价方法;方法 3 为发、用两侧均采用加权平均分区定价的方法。该基础算例称为算例 1,其电价分析如表 1 所示。

表 1 算例 1 下的电价分析

Table 1 Analysis of the electricity price under example 1

主体	区域	节点	电价机制/(元/(MW·h))		
			方法 1	方法 2	方法 3
发电	1	A	100		
		B	200	200	150
	2	C	500		
		D	600	600	550
用户	全	A/B	350	400	350

由表 1 可知,方法 2 与方法 3 相比,方法 3 的电价更低。因此,直观地考虑,如果希望发、用双方都采用分区定价,又希望尽量降低分区电价水平,可以采用方法 3 的定价机制。这也是中国部分地区的现货市场方案设计中考虑的一种电价方案。

4.2 基础场景的启发式动态分析

表 1 的结果可以认为是静态分析的结果,即不考虑市场主体在不同定价、结算机制下报价策略的不同。如果考虑市场主体的报价策略,考虑市场主体之间的动态博弈,可能会得到不同的结果。这里基于启发式方法进行简单分析。

按文 2.2.3 中的基于迭代的启发式方法进行报价及调整。其中,市场主体的目标设为利润不小于零,即机制设计中的“个人理性”,或参与约束。一方面,利润不小于零是自由的市场交易的基本要求;另一方面,这种假设下,市场的策略相对比较简单,容易收敛,更加容易得到一些定性的结果。

根据表 1 可知,在方法 1 和方法 2 下,发电的结算电价都不低于所在节点的节点电价。因此在这 2 种情况下,机组如果按照真实的成本报价,是可以保证市场出清价不会低于其报价(不考虑启停、爬坡等复杂的约束和成本)的,因此就必然满足“个人理性”要求。但在方法 3 下,对于节点 B 和节点 D,由于分区电价低于节点电价,如果发电按真实成本报价,可能出现用于结算的分区电价低于发电的报价的情况。因此,为了避免亏损,节点 B 和 D 的机组会倾向申报高于其成本的价格。通过简单分析可以得知,节点 B 和 D 的机组假设同区域其他机组基于成本进行报价,则节点 B 和 D 的机组在算例 1 中的报价 U_B^1 、 U_D^1 为

$$U_B^1 = \frac{200 \times 200 - 100 \times 100}{100} = 300$$

$$U_D^1 = \frac{600 \times 200 - 500 \times 100}{100} = 700$$

上述报价即为保证不亏损的最低报价。基于以上报价出清,可以得到算例 1 动态策略下的结果分析,如表 2 所示。

表 2 算例 1 中方法 3 不同策略下的结果分析

Table 2 Analysis of the results under the dynamic

strategy of example 1 元/(MW·h)

策略	A 报价	B 报价	C 报价	D 报价	I 区价格	II 区价格	用户电价
静态	100	200	500	600	150	550	350
动态	100	300	500	700	200	600	400

在这种报价下,节点 A、B、C、D 的报价的排序关系未发生变化,仍然为 $A < B < C < D$,因此调度的结果不发生变化,仍然是每台机组各发 100 MW。I 区和 II 区的发电侧加权平均价分别为 200、600 元/(MW·h),用户的统一结算价为 400 元/(MW·h)。这个结果与最大边际定价方法的结果一致,未实现降低用户电价的结果,但也没有产生更差的结果。

4.3 不同发电成本场景的分析

4.3.1 不同发电成本场景静态分析

在算例 1 的基础上,将节点 B、C 的机组发电成本分别改为 400、550 元/(MW·h),假设各发电机组按边际成本报价,在不同的电价机制下计算出清结算,定义为算例 2。静态分析结果如表 3 所示。

表3 算例2下的静态分析结果

Table 3 Static analysis results under example 2 元/(MW·h)

方法	A 报价	B 报价	C 报价	D 报价	I区 价格	II区 价格	用户 电价
1	100	400	550	600	100,400	550,600	412.5
2	100	400	550	600	400	600	500.0
3	100	400	550	600	250	575	412.5

4.3.2 不同发电成本场景启发式动态分析

按文2.2.3中的基于迭代的启发式方法进行报价,节点A、C的机组始终基于成本进行报价,节点B、D的机组则在出清结果不满足“个人理性”(利润不小于零)的情况下根据上一轮的结果调整报价。动态分析结果如表4所示。

1) 第1轮报价。节点B、D的机组均按真实成本报价。

2) 第2轮报价。在确定节点B、D的机组的策略时,假设节点A、C的机组报价不变,市场出清(调度结果)不变(每个发电机组的出力均为100 MW),保证利润不小于零的情况下节点B、D的机组的报价分别为700、650元/(MW·h)。

3) 第2轮出清。第2轮报价下,节点B的报价高于节点D的报价,改变了原来的报价排序关系,从 $A < B < C < D$ 变为 $A < C < D < B$,这样就有可能改变出清、调度的结果。假设系统的网络及负荷情况如图2所示,节点A、B、C、D的负荷分别为60、120、60、160 MW,AB、BD、CD间分别有一条输电线路,最大传输功率分别为20 MW(正、反向输电极限相同)。在第2轮报价下,由于节点B机组的报价高于了节点D的报价,线路BD的潮流方向从 $B \rightarrow D$ 变为 $D \rightarrow B$,节点D的机组 G_4 出力增加40 MW变为140 MW,而节点B的机组 G_2 出力减少40 MW变为60 MW。在这种情况下,节点B的机组 G_2 按照之前计算的700元/(MW·h)报价仍然无法保证不亏损。

表4 算例2下的启发式动态报价出清结果

Table 4 Heuristic dynamic offer clearing results under example 2 元/(MW·h)

轮次	A 报价	B 报价	C 报价	D 报价	I区 价格	II区 价格	用户 电价
1	100	400	550	600	250	575.0	412.50
2	100	700	550	650	400	600.0	500.00
3	100	900	550	650	400	608.3	524.98

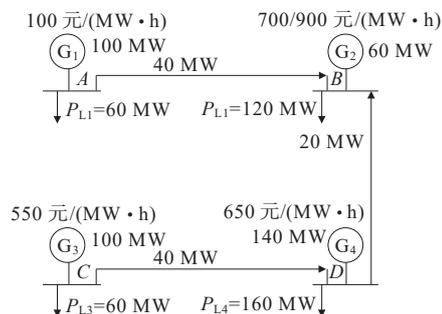


图2 简单算例系统

Figure 2 Diagram of simple example system

4) 第3轮报价。节点B的机组基于第2轮的出清结果对报价继续进行调整,算例2中机组B的第3轮报价为

$$U_{B,3}^2 = \frac{400 \times 160 - 100 \times 100}{60} = 900$$

节点D的发电 G_4 在650元/(MW·h)的报价下已经不亏损,因此假设 G_4 不再调整报价。

4.4 简单系统分区定价反直觉分析

由文4.3的分析可知,对算例1,如果对发电侧采用基于加权平均的分区定价方法(方法3),在不考虑发电的策略性报价的情况下(静态分析),可以得到预期的结果:简化价格、降低电价。如果考虑发电的策略性报价(动态报价),实现了简化价格的结果,未实现降低电价的结果,但也未出现更劣的结果:用户电价与基于最大边际的分区定价机制相同,系统总的发电成本也未增加。

算例2设置的场景下,结果更加复杂。如果对发电侧采用基于加权平均的分区定价方法(方法3),在不考虑发电的策略性报价的情况下(静态分析,见表3),可以得到预期的结果:简化价格、降低电价。但如果考虑发电的策略性报价(动态分析,表4),不仅无法得到基于成本的加权平均定价结果,而是产生了一个比加权平均成本更高的价格,且发电成本上升,个体理性最优行为产生了系统不理性的结果。

这种机制产生反直觉的原因,从机制设计理论的角度,是其不满足个体理性和激励相容原则:如果市场主体按真实成本报价,用于其结算的分区报价有可能低于其报价,导致其亏损。因此为了保证不亏损,会申报偏离其真实成本的价格(有机会发电的高成本机组申报更高的价格),从而导致个体最优

与总体最优的不一致,导致非最优的出清方案(节点 D 的高成本的机组出力增多 40 MW,节点 B 的低成本机组的出力减少 40 MW),提高总体的发电成本(增加的发电成本为 B 、 D 电价差 200 元/(MW·h)与调整电量 40 MW 的乘积,即 8 000 元,平均单位电力成本增加为 20 元/(MW·h))。

需要说明的是,以上算例的分析中单台机组为了个体不亏损计算出的报价是基于对市场信息的完整获取,事实上,市场主体很难获得其他市场主体的报价信息,并精确地计算出个体理性目标下的最优报价。在这种情况下,市场主体会报出更高的价格,这样市场会抬高结算价格,并降低市场竞争效率,主要表现为低成本发电机组获得了超额收益。

5 基于多代理方法的复杂算例分析

5.1 仿真概述

本节介绍基于多代理进行更大系统的反直觉分析的方法。将 2 个 IEEE 14 节点系统连接成 28 节点系统并将其分为 4 个区域,如图 3 所示。相关参数见表 5、6。表 5 中未列出的线路假设传输容量为无限大。为简化分析,假设机组报价为单段,不考虑启停相关成本和约束。

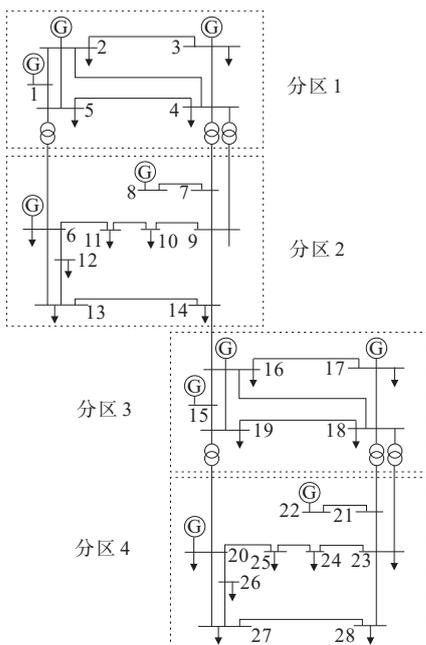


图 3 28 节点的简化系统

Figure 3 Simplified system diagram of 28 nodes

表 5 线路约束假设

Table 5 Line constraint assumptions MW

线路	线路正向潮流约束	线路反向潮流约束
1-2	400	-400
4-7	50	-50
5-6	60	-60
7-9	100	-100
14-16	20	-20
18-19	400	-400
18-21	40	-40
19-20	60	-60
21-23	50	-50

表 6 发电商市场份额和边际成本

Table 6 Market share and marginal cost for generators

机组	市场份额/%	发电成本/(元/(MW·h))
1	21.52	100
2	9.06	140
3	6.47	160
4	6.47	200
5	6.47	270
6	21.52	130
7	9.06	180
8	6.47	120
9	6.47	220
10	6.47	250

5.2 静态分析

不考虑市场主体的策略性报价,假设各机组按成本报价,由于关键传输线路功率约束,系统产生了阻塞,各个节点的电价产生了差异。各节点的边际电价 (locational marginal prices, LMP) 如图 4 所示,各机组出清电量与出清价格如图 5 所示。由节点电价可以计算出分区加权平均价格、区域边际价格以及用户侧统一结算价格,如表 7 所示。

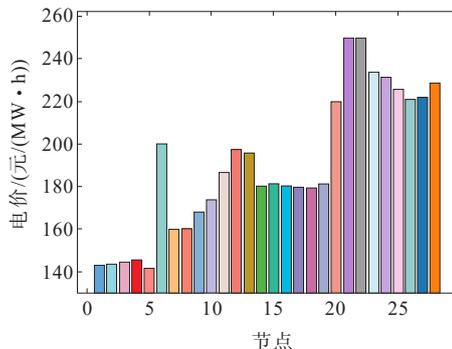


图 4 静态分析中各节点电价

Figure 4 LMP for each node in the static analysis

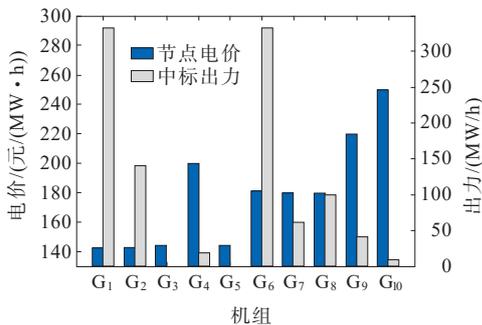


图5 静态分析中各机组出力与节点电价

Figure 5 Power output and LMP of each unit in static analysis

表7 静态情景下电价分析

Table 7 Electricity price analysis under static scenario

情景	节点电价	分区加权电价	区域边际电价
区域1	141.3~145.3	142.9	145.30
区域2	160.1~200.0	200.0	200.00
区域3	179.3~181.0	180.6	181.00
区域4	220.0~250.0	225.6	250.00
用户	166.0	166.0	168.44

由表7可知,如果采用基于最大边际成本的分区分定价机制,用户的统一结算价为168元/(MW·h)。而采用加权平均价的方法,用户的统一结算价为166元/(MW·h)。对发电侧采用分区分定价机制,实现了降低用户电价的目标。

5.3 动态分析

如果考虑市场主体的报价策略,考虑市场主体之间的动态博弈,可能会得到不同的结果。

5.3.1 基于迭代的启发式算法

这里采用文2.2.3所述流程进行分析。

1) 第1轮,所有机组按成本报价和出清,计算得到每台机组的利润,如图6所示。由图6可知,除了G₁₀,其他机组的利润均大于零。因此仅考虑机组10进行报价的调整。

2) 迭代分析。采取逐次提高G₁₀的报价的方式进行迭代。在基于成本的报价250元/(MW·h)的基础上,每次提高50元/(MW·h)。如果利润大于0,按1元/(MW·h)的步长减小报价。经过6轮迭代,得到最终报价为295元/(MW·h)。由于G₁₀抬高报价,改变了整个市场出清、调度的结果,如表8所

示,此时,成本低的G₇减少出力,成本高的G₉增加出力,系统的总发电(购电)成本和用户侧统一结算电价均上升,如图7所示。

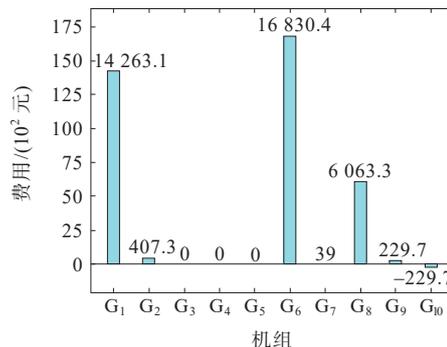


图6 分区加权机制下各机组利润

Figure 6 Profit of each unit under the zonal weighting mechanism

表8 启发式算法下市场出清、结算情况

Table 8 Market clearing and settlement under heuristic algorithm

机组	中标出力/MW		机组利润/元	
	静态情景	启发式算法	静态情景	启发式算法
1	332.4	332.4	14 263.1	14 263.1
2	140.0	140.0	407.3	407.3
3	0.0	0.0	0.0	0.0
4	19.0	19.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0
6	332.4	332.4	16 830.4	17 277.7
7	61.6	44.1	39.0	87.3
8	100.0	100.0	6 063.3	6 197.9
9	41.2	68.1	229.7	0.0
10	9.4	0.0	-229.7	0.0

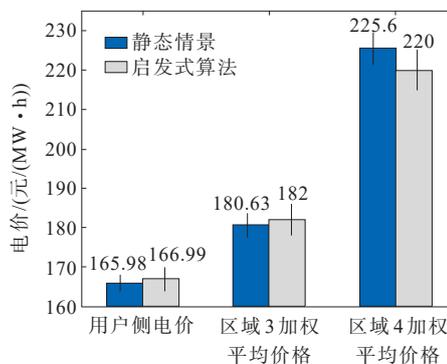


图7 启发式算法下电价情况

Figure 7 Electricity price under heuristic algorithm

由以上分析可知,在算例设置的场景下,如果对发电侧采用基于加权平均的分区定价方法,在不考虑发电的策略性报价的情况下,可以得到预期的结果:简化价格、降低电价。但如果考虑发电侧的策略性报价,不仅无法得到预期的结果,还会恶化结果:电价上升,发电成本上升。

5.3.2 基于代理的模型

基于启发式的算法,在一些情况下可能无法收敛。这里采用 ABM 方法分析分区加权平均电价机制中的反直觉问题。本文对发电机组的策略学习采用 Q 学习(Q-Learning)算法^[47],其中 Q 值反应当前状态(收益)的期望,其更新公式为

$$Q(S_t, A_t) = (1 - \alpha)Q(S_t, A_t) + \alpha [R_{t+1} + \gamma \max_a Q(S_{t+1}, a)] \quad (3)$$

式中, $Q(S_t, A_t)$ 为代理在 t 时刻环境为 S_t 且执行动作 A_t 时的 Q 值; α 为学习率; R_{t+1} 为此刻采取动作 A_t 后获得的收益; γ 为折扣因子。特别的,在本文的算例设置中,探索概率 ϵ 随着仿真轮次的增大而减小。

节点电价机制和分区加权平均电价机制下的整个系统平均价格动态变化过程如图 8 所示,2 种电价机制下部分机组报价行为的动态变化过程如图 9 所示。由于探索概率并不能完全为 0,即使系统已经收敛,各代理仍可以随机探索新策略,而滑动平均法可以反应多轮的动作趋势,因此通过计算各指标的滑动平均值观察算法的收敛过程。由图 8、9 可知,2 种不同的定价机制下市场出清价格与各机组申报价格均有较长的博弈收敛过程:在前 2 000 轮博弈中,代理的 Q 值变化较大,不断寻找最优报价

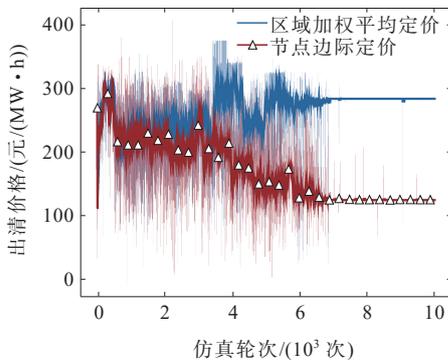
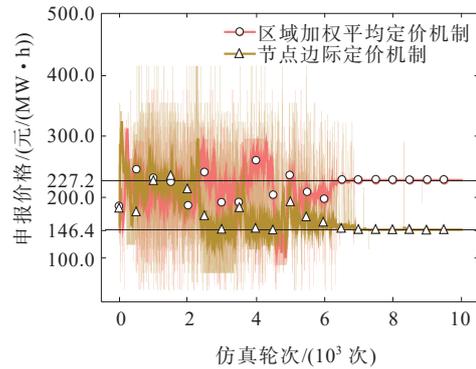


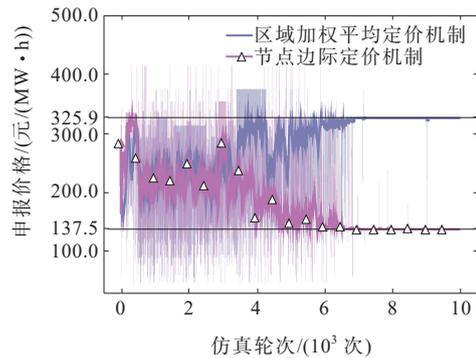
图 8 2 种电价机制下电价收敛曲线

Figure 8 Price convergence curves under two tariff mechanisms

策略,导致系统平均电价波动较大,后续因为代理持续进行贪婪探索过程,在 7 000 轮才完全收敛。收敛时系统关键指标如表 9 所示。



(a) 节点电价机制



(b) 分区加权平均电价机制

图 9 2 种电价机制下机组报价曲线

Figure 9 Unit offer curves under two tariff mechanisms

表 9 2 种电价机制下代理模型收敛时的系统指标

Table 9 System indicators for convergence of agent models under two tariff mechanisms

机组	区域加权平均电价机制	节点边际电价机制
	申报价格/(元/(MW·h))	申报价格/(元/(MW·h))
1	227.17	146.39
2	229.80	176.46
3	314.57	176.46
4	220.45	176.46
5	241.08	160.85
6	325.92	137.52
7	293.44	142.02
8	293.44	142.02
9	293.44	137.52
10	293.44	220.52
系统平均电价/(元/(MW·h))		
	281.36	124.80
总发电成本/元		
	154 117.36	152 272.59
总购电成本/元		
	285 932.65	130 393.22

由表9中数据可知,此时节点边际定价机制下系统平均电价要远低于分区加权定价机制下的电价,且区域加权平均电价结算下机组的总发电成本与总购电成本更高,因此生产者盈余(总购电成本—总发电成本)增加,社会总福利(消费者盈余—生产者盈余)下降。进一步分析可知,造成此现象是由于机组在分区加权电价机制下抬高了报价导致,即产生了反直觉现象。

5.3.3 带均衡约束的双层规划模型

本文中双层模型的结构为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x f_1(x, y) \\ \text{s.t. } g_1(x, y) \leq 0 \\ h_1(x, y) = 0 \\ \min_y f_2(x, y) \\ \text{s.t. } g_2(x, y) \leq 0 \\ h_2(x, y) = 0 \end{array} \right\} \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} \min_x f_1(x, y^*) \\ \text{s.t. } g_1(x, y^*) \leq 0 \\ h_1(x, y^*) = 0 \\ y^* = \operatorname{argmin}_y f_2(x, y) \\ \text{s.t. } g_2(x, y) \leq 0 \\ h_2(x, y) = 0 \end{array} \right. \quad (4)$$

其中,上层为市场中主导市场主体的最优报价策略问题,下层为市场出清问题。将下层问题用卡罗需—库恩—塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)最优性条件替换,可以转化为MPEC单层模型,即

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x f_1(x, y) \\ \text{s.t. } g_1(x, y) \leq 0 \\ h_1(x, y) = 0 \\ \nabla_y f_2(x, y) + \nabla_y \mu g_2(x, y) + \nabla_y \lambda h_2(x, y) = 0 \\ g_2(x, y) \leq 0 \\ h_2(x, y) = 0 \\ \mu \geq 0 \\ \mu g_2(x, y) = 0 \end{array} \right. \quad (5)$$

式中, μ 、 λ 分别为不等式约束和等式约束的拉格朗日乘子。式(10)是使用互补约束定义约束的优化问题,其中 $\mu g_2(x, y) = 0$ 为线性互补条件。

若将单个市场主体推广到多个市场主体,即可形成多个市场主体最优决策的MPEC模型,从而构建均衡约束均衡规划(equilibrium program with

equilibrium constraints, EPEC),求解整个电力市场的均衡。但本文研究的反直觉问题中,区域加权电价结算机制下的电价表示为 μ 、 λ 与机组出清量的非线性函数,使用KKT条件进行转化后的EPEC单层模型为3次规划模型,无法通过解析法方法有效、快速求解。因此,本文中分别建立单台机组的双层模型,并通过数值解与启发式算法求解分区结算机制下的MPEC问题。

节点电价机制和分区加权平均电价机制下各机组通过双层优化模型计算出的最优报价如图10所示。上述结果直观展示出了与启发式算法与基于代理的模型中相同的结论:如果考虑发电侧的策略性报价,在发电侧采用基于加权平均的分区定价方法下,不仅无法得到预期的结果,还会恶化结果:电价上升,发电成本上升。

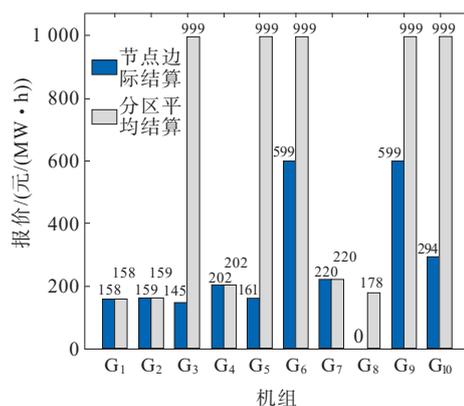


图10 2种电价机制下双层模型中机组最优报价
Figure 10 Optimal unit offer in a two-tier model under two tariff mechanisms

这种机制产生反直觉的原因,从机制设计理论的角度,是其不满足个体理性和激励相容原则:如果市场主体按真实成本报价,用于其结算的分区报价有可能低于其报价,导致其亏损。因此为了保证不亏损,会申报偏离其真实成本的价格(有机会发电的低成本机组反而申报更高的价格),从而导致个人最优与总体最优的不一致和非最优的出清方案,并提高总体的发电成本。

6 结语

本文总结了电力市场机制设计相关理论,并分析了机制设计中反直觉现象产生的原因。而市场

机制的核心是电价机制,电价机制不合理,市场不仅达不到预期的目标,还可能产生反直觉甚至相反的结果。基于此,本文以发电侧节点电价出清、分区加权平均价格结算机制为例,从静态和动态2个层面对该机制下可能产生的反直觉问题进行仿真分析,结果表明:当采用加权电价对发电侧结算时部分市场主体会改变其报价策略,会导致市场电价和发电总成本增加。

需要说明的是,电力市场中反直觉现象产生的原因多为在机制设计中未考虑个体理性和激励相容原则。当此类问题不可避免时,需要对未能收回成本的机组设计相应的成本补偿和分摊机制。成本补偿机制本质上是一种基于机制设计理论中的个人理性约束设计的一种特殊的结算机制。

本文对市场中反直觉问题的产生机理进行了理论性的分析,并针对市场设计中的反直觉问题提出了静态分析与动态分析相结合的研究方法,在未来的机制设计中,可以结合市场特性和本文提出的研究方法进行动态仿真、系统仿真和长期仿真,尽早发现机制设计中的反直觉问题。希望本文的理论框架能够为中国电力市场机制设计提供有益的借鉴。

参考文献:

- [1] 夏征农,陈至立.大辞海[M].上海:上海辞书出版社,2016:115-300.
XIA Zhengnong, CHEN Zhili. Encyclopedia[M]. Shanghai: Shanghai Lexicographical Publishing House, 2016: 115-300.
- [2] PYYSIÄINEN I. Magic, Miracles, and Religion: a scientist's perspective[M]. Oxford: Rowman Altamira, 2004: 2-30.
- [3] RUSSELL Y I, GOBET F. What is counterintuitive? religious cognition and natural expectation[J]. Review of Philosophy and Psychology, 2013, 4(4): 715-749.
- [4] EVERETT L, PENNATHUR A. A design process for conceptually based, counterintuitive problems[C]//2007 Annual Conference & Exposition, Honolulu, USA, 2007.
- [5] BERLYNE D E. Conflict, arousal, and curiosity[M]. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960: 1-7.
- [6] KOLATA G. Graph theory result proved[J]. Science, 1984, 224(4648): 480-481.
- [7] BERGEN J R, WILSON H R, COWAN J D. Further evidence for four mechanisms mediating vision at threshold: Sensitivities to complex gratings and aperiodic stimuli[J]. Journal of the Optical Society of America, 1979, 69(11): 1580.
- [8] 曹剑波.哲学直觉方法的合理性之争[J].世界哲学,2017(6):52-60.
CAO Jianbo. Debate on the rationality of the philosophical intuitive approach[J]. World Philosophy, 2017(6): 52-60.
- [9] FORRESTER J W. Counterintuitive behavior of social systems[J]. Theory and Decision, 1971, 2(2): 109-140.
- [10] BORCH K. Optimal strategies in a game of economic survival[J]. Naval Research Logistics Quarterly, 1982, 29(1): 19-27.
- [11] 李战国,徐伟. Logistic模型阈值控制悖论及复杂性分析[J].系统科学与数学,2012,32(4): 506-512.
LI Zhanguo, XU Wei. Paradox and complexity analysis for logistic model under limiter control[J]. Journal of Systems Science and Mathematical Sciences, 2012, 32(4): 506.
- [12] KIM K, YANG F, ZAVALA V M, et al. Data centers as dispatchable loads to harness stranded power[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(1): 208-218.
- [13] ZHANG Q, MARTÍN M, GROSSMANN I E. Integrated design and operation of renewables-based fuels and power production networks[J]. Computers & Chemical Engineering, 2019, 122: 80-92.
- [14] CASTANEDA M, ZAPATA S, CHERNI J, et al. The long-term effects of cautious feed-in tariff reductions on photovoltaic generation in the UK residential sector[J]. Renewable Energy, 2020, 155: 1432-1443.
- [15] GOLDFARB M, JONES L D. On the efficiency of electric power generation with piezoelectric ceramic[J]. Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control, 1999, 121(3): 566-571.
- [16] CHACHUAT B, MITSOS A, BARTON P I. Optimal design and steady-state operation of micro power generation employing fuel cells[J]. Chemical Engineering Science, 2005, 60(16): 4535-4556.
- [17] KRAAN O, KRAMER G J, NIKOLIC I. Investment in the future electricity system-An agent-based modelling approach[J]. Energy, 2018, 151: 569-580.
- [18] FRANZ H, SPIRIDONOVA O. (Anti) competitive effects of res infeed in a transmission-constrained network[J]. Economics of Energy & Environmental Policy, 2021, 10(1): 31-60.
- [19] WANG J, RONG L. Cascade-based attack vulnerability on the US power grid[J]. Safety Science, 2009, 47(10): 1332-1336.

- [20] KEKATOS V,ZHANG L,GIANNAKIS G B,et al.Voltage regulation algorithms for multiphase power distribution grids[J].IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(5): 3913-3923.
- [21] WEI M,WANG W.Greenbench:a benchmark for observing power grid vulnerability under data-centric threats[C]// IEEE INFOCOM 2014-IEEE Conference on Computer Communications ,Toronto,Canada,2014.
- [22] NUTARO J,PROTOPOESCU V.The impact of market clearing time and price signal delay on the stability of electric power markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2009,24(3): 1337-1345.
- [23] GUTTROMSON R T. Modeling distributed energy resource dynamics on the transmission system[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2002,17(4): 1148-1153.
- [24] DAWAR V, LESIEUTRE B C, BOHN T P. Effects of co-optimization of energy and reserves on prices[C]//2011 North American Power Symposium,Boston,USA,2011.
- [25] YANG D, CHEN Y. Demand response and market performance in power economics[C]//2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting,Calgary,Canada,2009.
- [26] SCHIRO D A, ZHENG T, ZHAO F, et al. Convex hull pricing in electricity markets: formulation, analysis, and implementation challenges[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(5): 4068-4075.
- [27] SOTKIEWICZ P M, VIGNOLO J M. Towards a cost causation-based tariff for distribution networks with DG[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 1051-1060.
- [28] 程乐峰,余涛.发电市场长期竞价均衡自发形成过程中的一般多策略演化博弈决策行为研究[J].中国电机工程学报,2020,40(21): 6936-6956.
CHENG Lefeng, YU Tao. Decision-making behavior investigation for general multi-strategy evolutionary games in the spontaneous formation of long-term bidding equilibria of a power generation market[J].Proceedings of the CSEE,2020,40(21): 6936-6955.
- [29] 张妍,陈启鑫,郭鸿业,等.引入投资决策的电力容量市场均衡分析[J].电力系统自动化,2020,44(20): 11-18.
ZHANG Yan,CHEN Qixin,GUO Hongye,et al.Equilibrium analysis of power capacity market incorporating investment decision[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44: 11-18.
- [30] 别佩,王浩浩,王一,等.面向不同竞价机制的电力市场博弈均衡分析[J].电力需求侧管理,2020,22(4): 2-7.
BIE Pei, WANG Haohao, WANG Yi, et al. Game equilibrium analysis on electricity market orienting different bidding mechanisms[J]. Power Demand Side Management,2020,22(4): 2-7.
- [31] 马辉,陈雨果,陈晔,等.南方(以广东起步)电力现货市场机制设计[J].南方电网技术,2018,12(12): 42-48.
MA Hui,CHEN Yuguo,CHEN Ye,et al.Mechanism design of southern china (starting from Guangdong Province) electric spot market[J]. Southern Power System Technology,2018,12(12): 42-48.
- [32] 张粒子,丛野,陶文斌,等.电力现货市场环境提供位置信号电价机制的协同作用[J].中国电力,2020,53(9): 9-18+46.
ZHANG Lizi, CONG Ye, TAO Wenbin, et al. Coordination functions of electricity price providing locational signals under the circumstance of electricity spot market[J]. Electric Power,2020,53(9): 9-18+46.
- [33] 田国强.经济机制理论:信息效率与激励机制设计[J].经济学(季刊),2003,2(2): 2-39.
TIAN Guoqiang. Economic mechanism theory: informational efficiency and incentive mechanism design [J].China Economic Quarterly,2003,2(2): 271-208.
- [34] HURWICZ L,REITER S.Designing economic mechanisms [M].Cambridge: Cambridge University Press,2006:1-15.
- [35] WANG J,ZHONG H,YU Y,et al.Incentive mechanism for cooperative energy sharing[C]//2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM),Portland,USA , 2018.
- [36] WANG J,ZHONG H,TANG W,et al.Tri-level expansion planning for transmission networks and distributed energy resources considering transmission cost allocation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(4): 1844-1856.
- [37] 房欣欣,杨知方,余娟,等.节点电价的理论剖析与拓展[J].中国电机工程学报,2020,40(2): 379-390.
FANG Xinxin, YANG Zhifang, YU Juan, et al. Theoretical analysis and extension of locational marginal price[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(2): 379-389.
- [38] TIERNEY S F, SCHATZKI T, MUKERJI R. Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: does it make a difference? [J]. New York ISO, 2008, 25(10): 1152.
- [39] TANG W,JAIN R.Market mechanisms for buying random wind[J].IEEE Transactions on Sustainable Energy,2015,6 (4): 1615-1623.
- [40] RUIZ C, CONEJO A J.Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1855-1866.

考虑省间壁垒的区域电力中长期市场统一 出清模型及结算机制设计

牛寅生¹, 姜 曼¹, 叶 泽², 叶顺然², 张雪煜¹

(1. 国家电网公司华中分部, 湖北 武汉 430000; 2. 长沙理工大学经济与管理学院, 湖南 长沙 410114)

摘 要: 中国的电力市场范围以省级市场为主, 目前省间电力交易起到余缺调剂的作用。这种以省为主体的市场使电力资源配置的优化进程不充分不完整, 在区域范围内出现低成本电厂闲置与高成本电厂发电并存的现象。首先以总体供电成本最小为目标, 在区域内所有市场主体集中出清; 其次构建省间壁垒规模计量模型进行出清后的省间壁垒规模计量; 然后以帕累托优化原理为基础, 对受损主体开展损失补偿以消除壁垒; 最后进行市场净收益分享。该机制可以在实现电源替代的同时, 使各市场主体不受损从而消除省间壁垒对资源优化配置的影响, 促进区域内电力资源的合理分配与供电成本的降低。

关 键 词: 省间壁垒; 区域统一电力市场; 电源替代; 帕累托优化

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.004 中图分类号: TM73; F426.61 文章编号: 1673-9140(2023)06-0033-11

Regional medium and long-term unified market clearing and settlement mechanism design considering inter-provincial barriers

NIU Yinsheng¹, JIANG Man¹, YE Ze², YE Shunran², ZHANG Xueyu¹

(1. Central China Branch of State Grid Corporation of China, Wuhan 430000, China; 2. School of Economics and Management, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: The scope of China's electricity market is primarily at the provincial level, and currently, inter-provincial electricity trading plays a role in balancing surplus and deficit. This province-centric market structure results in an insufficient and incomplete optimization process for electricity resource allocation, leading to the coexistence of underutilized low-cost power plants and operational high-cost ones within the regional scope. Firstly, with the goal of minimizing the overall power supply cost, all market participants within the region are centrally cleared. Secondly, a measurement model for inter-provincial barriers is constructed after the clearance based on the minimum total cost. Subsequently, utilizing the Pareto optimization principle, compensation is provided to affected entities to eliminate barriers. Finally, the mechanism includes the sharing of net market revenue. This approach not only facilitates power substitution but also ensures that all market participants are not adversely affected, thereby eliminating inter-provincial barriers' impact on resource optimization and promoting the rational distribution of electricity resources and cost reduction within the region.

Key words: inter-provincial barriers; regional unified electricity market; power supply substitution; Pareto optimization

收稿日期: 2023-10-01; 修回日期: 2023-11-09

基金项目: 国家电网公司科技研发项目(5214JY210007)

通信作者: 叶 泽(1962—), 男, 博士, 教授, 主要从事电价、电力市场方面的研究; E-mail: yeze2003@qq.com