

高比例新能源电力市场定价和产品设计 探索以及对我国的启示思考

王蓓蓓¹, 徐文欣¹, 张珺¹, 牟玉亭¹, 郑亚先², 史新红²

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏省南京市 210096;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 江苏省南京市 210003)

Investigation into Pricing Mechanisms and Product Design in High Penetration Renewable Energy Markets: Implications for China's Energy Transition

WANG Beibei¹, XU Wenxin¹, ZHANG Jun¹, MOU Yuting¹, ZHENG Yaxian², SHI Xinhong²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China;

2. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: As China's energy transition progresses, significant strides have been made in the development of renewable energy sources. However, the construction of a novel energy system imposes heightened demands on the adaptability and efficacy of the electricity market under the integration of renewable energy. This paper begins by analyzing the surface-level impacts of variable energy resources on the electricity market, identifying critical shortcomings in the current market mechanism, such as challenges in cost recovery and inadequate price incentives. It then explores incremental adjustments to existing mechanisms, discussing the responses of domestic and international electricity markets to the challenges posed by renewable energy integration. These responses include the extension of pricing mechanisms, the design of novel auxiliary service products, and the refinement of capacity markets, along with an assessment of their implementation outcomes. Furthermore, the paper explores more radical proposals, drawing on insights from industry and academia in developed regions, such as Europe (two market designs) and the United States (swing contracts). Finally, the paper reflects on the future trajectory of electricity market reform in China, considering the country's unique energy resource endowment and current market development, and offers recommendations for establishing a more flexible and low-carbon electricity market mechanism.

KEY WORDS: high proportion of renewable energy; electricity market mechanism; ancillary service; flexible capacity; power system flexibility

摘要: 随着我国能源转型不断推进, 新能源发展成效显著, 围绕新型电力系统和新型能源体系构建, 对电力市场在新能源接入下的适应性与有效性提出了更高要求。首先, 从新能源对电力市场的直接影响出发, 分析现行市场机制在新能源参与下暴露出的成本回收困难、价格激励不足等缺陷; 接着, 从现有机制的实践探索方面, 阐述国内外电力市场在定价机制拓展、辅助服务产品设计、容量市场细化等方面应对新能源接入挑战及相应实施效果; 然后, 从完全推翻现有机制的前沿理论研究方面, 介绍欧洲(双市场设计)及美国(swing contract)等发达国家工业界和学术界的头脑风暴。最后, 立足我国能源资源禀赋和电力市场发展现状, 展望我国未来电力市场机制改革方向, 为构建更灵活、更低碳的电力市场机制提供参考。

关键词: 高比例新能源; 电力市场机制; 辅助服务产品; 调节容量市场; 电力系统灵活性

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0221

0 引言

在全球能源绿色低碳转型背景下, 可再生能源迎来快速增长期, 国际能源署(International Energy Agency, IEA)预计, 到 2025 年, 可再生能源在全球发电结构中的份额将达三分之一以上^[1]。我国作为全球新能源领域的领跑者, 2023 年可再生能源发电新增装机 2.928 亿 kW^[2], 超过全球的一半, 累计装机规模占全球比重接近 40%^[3]。高比例新能源对系统供电充裕性和灵活性提出了更高要求, 而新能源入市则是提升电网运行安全性和经济性的有效手段^[4], 因此, 推动新能源参与电力市场交易成为新能源可持续健康发展的必由之路。

伴随着新能源大规模入市, 其对电力市场的影

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(5108-202355443A-3-2-ZN)。

Project Supported by Science and Technology Project of SGCC (5108-202355443A-3-2-ZN).

响也引发了一系列问题与讨论。2022年初欧洲能源危机加剧，电力价格受一次能源价格连锁传导，气电作为边际机组决定的高电价下新能源“搭便车”获取超额利润^[5]，为此欧盟紧急实施了包括新能源在内的暴利税征收政策^[6]，并对出清价格上限的上调进行更加严格的控制^[7-8]。2022年6月，澳大利亚能源市场运营商(Australian Energy Market Operator, AEMO)发布电力供应紧张警报，多个州出现电力缺口，现货市场停摆^[9]，该次事件的核心原因在于发电预计收益无法覆盖成本，机组选择退出市场导致申报发电量不足。因此次年的电力改革中澳洲将市场天花板价逐步提高^[10]，并提出建立惯量服务交易市场，以增加提供惯量支撑机组的收入来源^[11]。2020年8月美国加州停电事故中，光伏出力骤降导致净负荷在短小时内迅速攀升时，缺乏快速灵活性调节资源是停电的重要原因^[12]，为应对新能源比例上升，加州改进日前市场机制以便更准确预知供需矛盾^[13]，并引入爬坡辅助服务^[14]，以增加提供灵活性调节能力机组的收入来源，从而利用各类资源的灵活性维持系统功率平衡。

结合上述各国/地区市场改革中针对新能源所带来的冲击的应对措施，其共性都是在安全保供、能源低碳、价格稳定的共同目标下解决两个核心问题，即发电资源成本回收问题与灵活调节价值体现问题。在基于变动成本竞争的电力现货市场中，随着新能源成为市场竞价中的重要主体，发电资源尤其是传统火电机组(其不仅投资成本大而且开机成本巨大，且单位发电的燃料成本跟新能源基本趋近0的变动成本来说也不具备竞争性)回收全部成本(投资成本+固定开机成本+发电燃料成本)面临巨大的挑战。对此，从投资成本回收来看，国外各电力市场多从中长期尺度采取一定的容量补偿机制，美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰联合系统运营商(PJM)、中西部大陆独立系统运营商(Midcontinent Independent System Operator, MISO)、纽约独立系统运营商(New York Independent System Operator, NYISO)等以及英国实施集中式的容量市场^[15]，智利、阿根廷、西班牙等采取固定的容量补偿^[16]，美国德克萨斯州电力可靠性委员会(Electric Reliability Council of Texas, ERCOT)、澳大利亚则依靠纯能量市场的稀缺定价机制帮助火电机组回收成本^[17]。另一方面，从开机成本回收来看，美国加州独立系统运营商(California Independent System Operator, CAISO)、美国西南电力池(Southwest Power Pool, SPP)等大多数电力市场以全成本补偿(make-whole payment)的

方式进行疏导^[18-19]，PJM则将机组调度指令与利润最大化冲突时产生的机会成本也计入，统称为上调费用(uplift payment)^[20]。近年来随着新能源渗透率的提高，这类市场外补偿费用尤其是实时市场阶段的支付价格呈逐渐增加的趋势^[21]。最后，考虑到波动性新能源接入后需要系统具有足够的灵活调节能力，而有效的市场机制是激励灵活性资源发挥作用的必要条件。国外各市场对灵活性调节价值的挖掘一般是通过设立灵活性资源市场，基于调节需求不断细化辅助服务交易品种，如引入爬坡类产品、系统惯性频率响应服务类产品等。MISO、SPP、CAISO等电力市场已经建立起了短期爬坡交易机制^[22-24]。

随着我国新能源市场化交易参与程度的提高，对电力市场的影响也已初现端倪：2023年五一期间山东电力交易中心出现连续21h的负电价^[25]；2022年我国上市火电企业超四成遭遇亏损^[26]；煤电作为调峰主力，频繁参与深度调峰但收益有限^[27]等。我国是储能生产大国，宁夏某储能电站投资4亿元每月却仅能收益100万元^[28]，基准电价限制了对储能的需求激发，市场机制的缺失使得现有储能产品投资回收渠道不足，此外，分布式发电并网困难，据统计全国近300个县(市、区)分布式光伏接入受限，山西、广东等省多个市、县分布式电源承载力为“无容量”^[29]，种种现象均表明我国的电力市场化改革还有巨大的发展空间。目前，我国尚未形成完善的容量补偿机制，调峰辅助服务市场在主体准入、补偿标准等方面也存在问题，为了更好地适应新能源接入，从市场层面保障发电资源的合理收益，提高发电企业投资意愿确保系统中的容量充裕性，以及准确量化各时间尺度灵活性资源的价值，提升系统的调节能力和灵活性是关键。

本文首先从批发市场出清电价的直接表现、传统能源困境及系统平衡难题等角度剖析电力市场在新能源接入下面临的问题与挑战，进而介绍国内外电力市场应对新能源带来的影响所采取的典型措施以及相应的实施效果，然后讨论面向高比例新能源电力市场的前瞻性市场设计理念，最后结合我国基本国情，立足电力市场发展不同阶段，对我国新能源参与电力市场的配套机制建设给出建议。

1 高比例新能源电力市场面临的问题与挑战

电力市场通过市场机制发现价格，并通过价格信号这只无形的手引导自主决策的市场主体在最大化自身利益的同时，实现全社会利益最大化，因此，价格发现是电力市场的核心功能。相较于传统

化石燃料机组占优的电力市场，高比例新能源电力市场中，尽管新能源发电在低碳清洁方面具有突出优势，但其低可变成本的成本特性与随机性、波动性的发电特性，在当前市场机制下将导致短期市场价格趋低而难以反映系统对灵活性的需求及灵活性价值，从而在长期角度上让参与系统平衡的灵活性调节机组无法回收全部成本，而具有不可持续

性。上述现象的本质原因是，由于新能源对系统带来的额外的平衡成本与其不确定性的应对成本是传统电力市场机制未予考虑的，由此带来电力电量平衡成本增加以及各时间尺度灵活性调节价值发现不足。下文将针对上述问题进行详细阐述，并在第二章、第三章分别从实践探索与前沿研究角度介绍解决上述问题的应对措施，内容安排如图1所示。

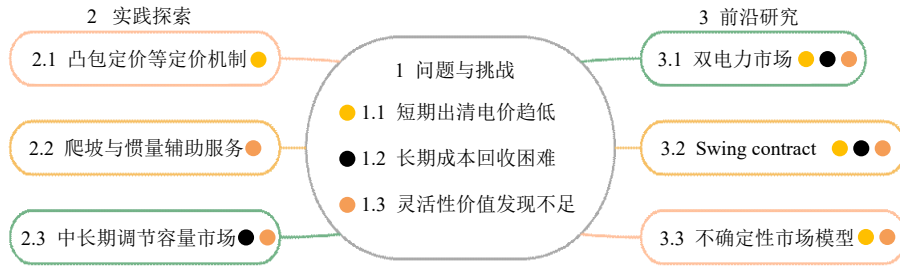


图1 高比例新能源电力市场存在问题与解决措施

Fig. 1 Challenges and solutions in electricity markets with high renewable penetration

1.1 短期来看, 新能源低可变成本特性拉低市场出清电价, 出力随机性加剧电价波动

边际定价机制下，市场出清价格为增加一单位需求时所增加的电力供应成本，电力供需曲线的交点决定了出清电量及价格。然而，由于风光新能源不存在燃料成本，以极低边际成本参与竞价^[30]，将成本更高的传统机组挤出出清序列，使电价降低。如图2所示，新能源发电增加导致出清电价下降的现象称为优序效应(merit order effect)。

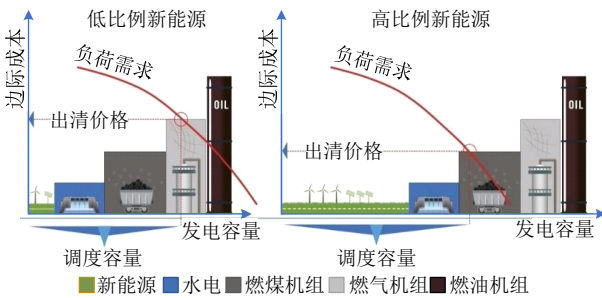


图2 优序效应导致市场出清电价下降示意图

Fig. 2 Illustrating electricity price fluctuations due to the merit order effect

根据 PJM、CAISO 等市场长期运行情况，新能源渗透率每增加 1%，电能量市场平均价格约下降 \$0.37/(MW·h)^[31]。随着新能源装机持续增长，其在越来越多的时段取代传统机组成为边际机组，并主导市场价格，使“地板价”和“零电价”频现，甚至在供需倒挂时出现负电价：2023 年英国经历了 214h 的负电价；在荷兰和北欧国家，平均每 24h 就有 1h 的电价为零或更低^[32]，负电价在整个欧洲变得司空见惯。

探究零、负电价出现的原因，并不完全由电力过剩引起：一方面，由于当前价格机制未考虑非凸

成本，一些不适合频繁启停的机组选择压低报价甚至赔钱发电，以避免更大的经济损失；另一方面，新能源享有较高的上网电价补贴，即使以负电价交易，也可以获取正收益。此外，系统优化模型在供需紧张时选择性地松弛部分约束条件，松弛量在目标函数中对应的惩罚项也会导致负电价。上述因素均可能使市场中出现零电价和负电价，而这些价格现象并不能客观反映电力供需关系的真实状况，进而影响了市场的价格发现能力。

另一方面，受新能源波动特性影响，电价在短时间内波动性加剧。文献[33]研究证明德国日均风力发电每增加 1%，市场电价波动率将增加 0.03%。原因在于风电的反调峰特性使负荷非高峰时段的价格下降更多，加剧了日内价格波动。从周时间尺度，丹麦西部电网的周平均风力发电每增加 1%，价格波动性将增加 0.18%，这归因于风电出力的日间波动性。图3为荷兰能源研究中心(Energy Research Centre of the Netherlands, ECN)预计的 2015—2050 年中 3900~4500h 的电价水平^[34]，随着新能源占比提高，地板电价和天花板电价出现的时段数均显著增加(图3中绿色曲线所示)。

1.2 长期来看, 传统化石能源发电机组量价空间受挤压, 成本疏导困难

现货市场中，发电资源一般基于可变成本报价，边际出清价格和中标机组报价之间的差值即为机组获取的利润。发电资源的成本构成如表1所示^[35]。在传统火电为主的市场中，机组往往有较大的利润空间来回收发电产生的启停及空载等固定成本，少量无法完全覆盖的成本也可以通过全成本补偿得到补偿^[36]。

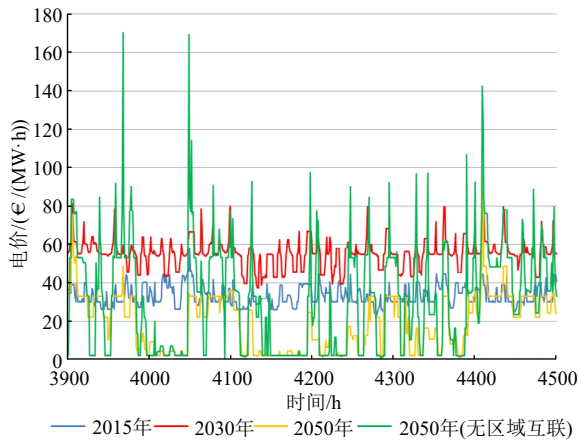


图3 2015—2050年小时电价水平和波动情况

Fig. 3 Illustration of hourly electricity price levels and fluctuations during the mid of the year (hours 3900-4500) from 2015 to 2050

表1 机组成本构成		
Table 1 Components of generator cost		
成本类型	成本名称	成本描述
沉没成本	投资成本	投建发电设备, 购买或征用土地, 施工、调试等成本
		发电机组从停机到启动或从运行到停机所消耗的成本
可避免成本	启停成本	发电机组从停机到启动或从运行到停机所消耗的成本
	空载成本	机组空载运行所需的成本
可变成本	发电变动成本	实际发电产生的增量成本, 对于火电主要是燃料成本

但随着新能源并网规模扩大, 传统机组的发电空间受挤压, 图4显示美国各电力市场中煤电机组的容量因子(平均发电量与额定容量的比值)和发电利润均随着新能源渗透率的提高而降低^[31]。

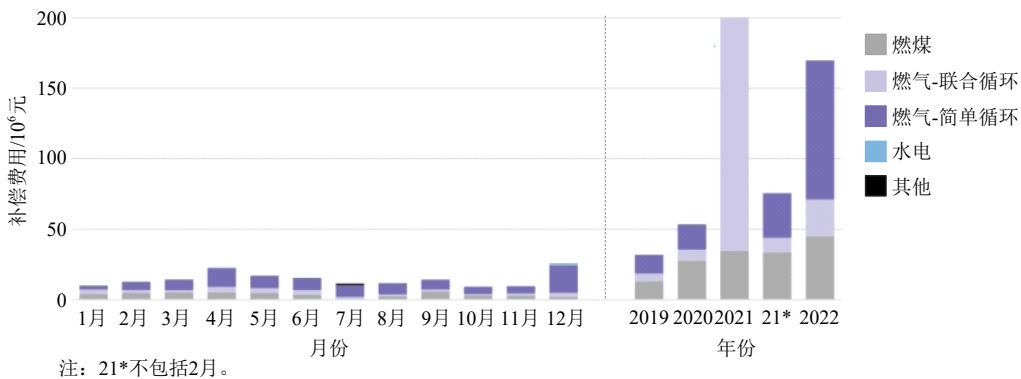


图5 2019—2022年SPP全成本补偿费用变化

Fig. 5 Make-whole payments by fuel type, day-ahead

然而, 全成本补偿本质上是一种市场外的行政手段, 其在机组收入占比的增加无疑是对电力市场有效性的挑战。与此同时, 传统机组成本疏导困难, 可能进行异常竞价行为, 如在新能源高发时压低报价争取发电权, 以时段性的亏本发电换取高价时段的发电机会; 在新能源短缺或负荷高峰时报复性抬高报价, 以在短时间内获得高回报^[38]。这类异常报价行为催生了市场力行使的风险, 也大大增加了市

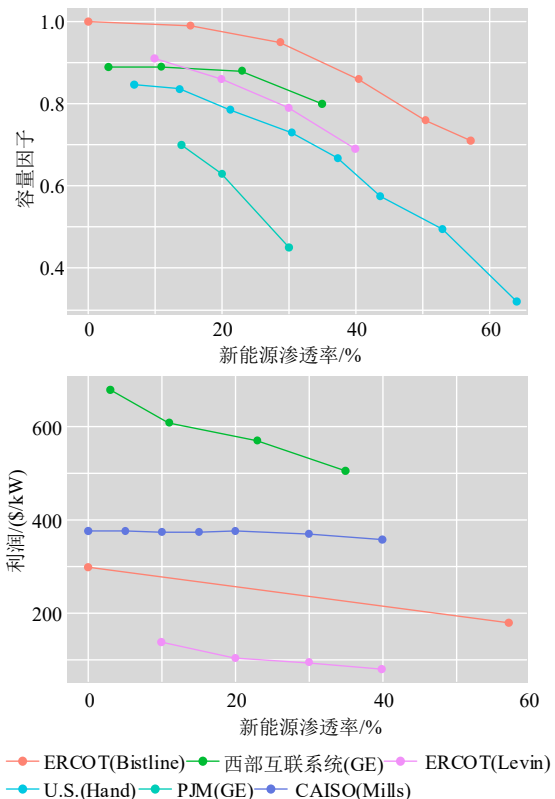


图4 煤电容量因子及利润与新能源渗透率的关系

Fig. 4 Capacity factors and profits for coal plants with increasing VRE penetrations

传统机组收益受损, 导致发电成本无法回收, 因而更加依赖于全成本补偿。如图5所示, 美国SPP市场中^[37], 全成本补偿费用逐年增长, 且补偿对象主要为燃煤、燃气机组(2021年的异常高价值源于该年冬季风暴事件)。

场监管难度。

1.3 背后的原因, 电力电量平衡成本增加, 各时间尺度灵活性资源调节价值体现不足

新能源出力不确定性需要可控电源的调节能力予以抵消, 这对系统各个时间尺度的灵活性都提出了更高要求^[39]: 在毫秒至秒级, 新能源出力快速波动且频率和电压耐受能力不足, 使系统惯量响应和电压、频率需求上升, 需要储能等资源提

供瞬时调频能力；在分钟级，新能源短时内的出力变化要求火电等可调电源具有更快的响应速度，提供上下爬坡能力平抑净负荷波动；在小时级至日内，新能源发电与用电负荷的低匹配度增加了系统调峰压力，需要电源侧具备更大的调节范围。

随着调频、调峰、备用等辅助服务需求日益增

加，系统电力电量平衡成本水涨船高。如图6所示，英国国家电网数据显示，2020年以来英国辅助服务市场规模急剧扩张，2020年5—7月系统运营商采购了大量辅助服务以应对电网惯性下降及电压不稳定等问题，辅助服务费用较2019年同期增加了约2亿英镑^[40]。

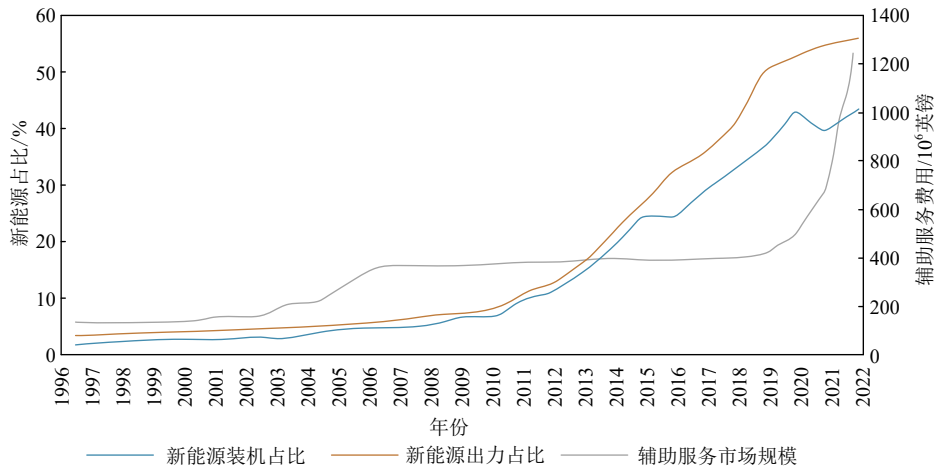


图6 英国辅助服务市场随新能源渗透率变化

Fig. 6 UK ancillary service markets with increasing VRE penetrations

传统电源逐步从电量型向调节型电源转型，仅从电能量市场难以获得足够的收入，辅助服务逐渐成为传统机组的主要收益来源。然而，尽管近年来辅助服务规模持续扩大，但由于当前辅助服务产品在时间尺度覆盖、价格机制设计等方面的局限性，灵活性资源的价值未能得到充分反映，部分机组在承担调节任务时甚至面临亏损。对灵活性资源所提供服务的补偿缺失或不足是机组收入不足的重要原因^[41]。以我国调峰市场为例，为鼓励机组积极改造参与深调，不少省份和地区已经对参与调峰的机组给予补偿，但在测算补偿标准时，往往忽略了度电成本随容量和利用小时数变化，以及深调过程中的安全风险和机组寿命损耗等问题，补偿力度小、补偿机制不完善，导致目前的补偿费用远远不足以弥补深度调峰产生的经济损失，甚至出现电厂调峰时间越长，亏损越大的情况^[42]。

一方面，新能源发展大量挤占常规电源发电空间，另一方面，新能源的高水平消纳和电力供需平衡的维系又有赖于常规电源承担灵活性调节作用^[43]。如果不能对惯量、爬坡及调峰等各时间尺度的灵活性合理定价，为灵活性资源提供充分的经济激励，短期内会使新能源市场化消纳动力不足，电网安全稳定运行面临威胁。长期看，存量资源收益覆盖成本的基本要求都难以满足，将无法有效引导增量资源的建设，发电容量的充裕性和各时间尺度灵活性容量的充裕性均无法保障。

2 国内外电力市场适应高比例新能源的实践探索

针对上述新能源对电力市场带来的影响与挑战，本节介绍国内外电力市场已采取的一些市场机制调整及应对措施，主要有从成本覆盖角度实施新的定价方式、从灵活调节价值体现角度开辟新的辅助服务市场和调节容量市场等，这些措施对提高电力市场对新能源的适应性有一定的积极作用。

2.1 实施凸包定价等包含启停成本的定价方式

边际电价由经济调度模型推导得出，但市场出清本质上是一个非凸的机组组合问题，这使边际定价存在两个缺陷：1) 由于未考虑机组启停成本，无法保障所有机组都能完全回收成本；2) 不满足激励相容，即机组自身收益最大化的发电方式和调度最优发电计划可能不一致。为了补偿机组可能承受的经济损失，鼓励其按调度指令发电，需向部分机组支付上调费用。上调费用由全成本补偿和机会成本补偿构成，目的是补齐机组遵循调度计划的实际收益与可能的最大收益之间的差值^[44]。

在新能源高占比系统中，市场运营商所需支付的总上调费用将非常可观。因此，从降低上调费用的角度，William Hogan 在节点边际价格的基础上，提出了凸包定价(convex hull pricing, CHP)^[45-46]，其模型如下：

$$\begin{cases} \min_{c,x,z} \sum_i \sum_t c_{it} \\ \text{s.t.} & \sum_i A_{it} X_{it} \geq b_t, [\sigma_i^c], \forall t \\ & (c_i, x_i) \in \text{conv}(\cup_{n \in \Omega} X_{i,n}) \end{cases} \quad (1)$$

式中： c_{it} 为机组发电成本； Ω_i 为机组*i*所有可能的机组组合集合； $X_{i,n}$ 为机组在第*n*种运行状态下连续变量 (c_i, x_i) 的可行域。与节点电价相比，凸包定价将考虑机组启停状态的非凸可行域 X_i 转化为其凸包 $\text{conv}(X_i)$ ，实现了模型的凸化。凸包电价可由上述模型中系统约束的对偶乘子计算得到。可以证明，凸包定价使得系统总上调费用最小^[47]。

以一个3机组算例对比凸包定价和边际定价的区别，机组参数见表2，其中G3为快速启动机组。

机组	最小出力/ MW	最大出力/ MW	发电变动成本/ \$(/MW·h)	启动成本/ (\$/h)
G1	0	100	50	0
G2	0	100	60	0
G3	50	100	2	6800

系统发电成本函数如图7中蓝线所示。负荷为200MW时，发电成本 $100 \times 50 + 100 \times 60 = \11000 ；若再增加一单位负荷，则需要G3启动，成本为 $100 \times 50 + (100 \times 2 + 6800) = 12000$ ，即在负荷200MW临界点处，成本函数发生跃变。

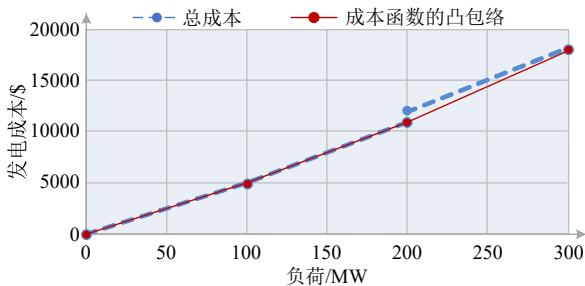


图7 凸包定价和边际定价的成本函数
Fig. 7 Cost function of LMP and CHP

当负荷在200~300MW之间，边际出清电价为G2的成本\$60/(MW·h)，G3提供100MW可获得收益为\$6000，但所需成本为\$7000，因此上调费用为\$1000，如图8所示。

而凸包定价以成本函数的凸包络线的斜率作为电价，如图7中红线所示，负荷为200~300MW时，凸包电价为\$70/MW，对G2而言，此时发电存在机会成本，但该机会成本将随G2的出力增加递减，如图8红色虚线所示。与边际定价对比，凸包定价产生的总上调费用明显降低。

从2015年3月至2019年11月，MISO分阶段将简化的凸包定价引入电力市场，称为拓展节点边

际定价 (extended locational marginal pricing, ELMP)。市场报告显示2020年ELMP将平均实时价格从2019年的\$0.33/(MW·h)提高了\$0.70/(MW·h)，但将全成本补偿降低了约48%^[48]。

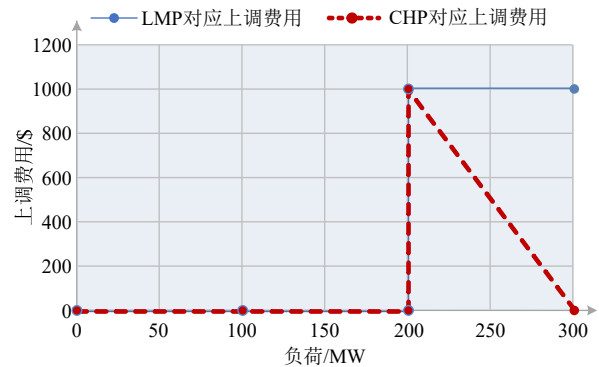


图8 凸包定价和边际定价的上调费用对比
Fig. 8 Uplift of LMP and CHP

凸包定价的目的是减小上调费用，另一种平均增量成本(average incremental cost, AIC)定价^[49]，则是为了完全消除全成本补偿。通过对机组组合最优解进行线性规划松弛，AIC价格中既包括可变成成本，也包含机组响应调度所产生的固定成本，可以证明，AIC定价下发发电机组均可获取非负的净利润^[50]。值得注意的是，由于忽略了上调费用中机会成本的部分，即使全成本补偿费用为零，AIC的总上调费用仍然不会低于凸包定价^[51]。但如引言中所述，目前大部分市场运营商通常只对机组支付全成本补偿的部分，因此AIC定价有良好的应用价值。

2.2 细分平衡市场，引入惯量、爬坡等新型辅助服务

2.2.1 爬坡辅助服务

如1.3节所述，高比例新能源接入增加了系统各个时间尺度的灵活性需求，针对分钟级爬坡需求，美国CAISO、MISO、SPP以及中国山东电力市场已经建立爬坡辅助服务交易机制。灵活爬坡产品(flexible ramping product, FRP)通过在实时市场获取向上和向下的爬坡容量，为应对未来10~20min内的净负荷不确定性预留调节能力^[52]。

考虑到爬坡不足或爬坡成本过高的情况，基于净负荷预测误差概率分布直方图和系统电力短缺/过剩惩罚价格，生成爬坡需求曲线，见图9(b)。实际运行中，CAISO设定爬坡需求曲线价格上限为\$247/(MW·h)^[53]，MISO则采用单段的爬坡需求曲线，见图9(a)，价格设为\$5/(MW·h)^[54]。

作为一种新型辅助服务产品，FRP的引入需要考虑与原有产品的区分性和替代性，FRP的提出是为了避免新能源带来的频繁爬坡需求使得原有事故备用(价格帽为\$3300/(MW·h)，MISO)预留需求被

占用,从而产生\$3300/(MW·h)等尖峰价格,为考虑这种爬坡新产品的需求曲线设计,表3为MISO整个备用体系构成,运行备用按质量(响应速度和能力)从高到低可以分为调频、旋转备用、补充备用。

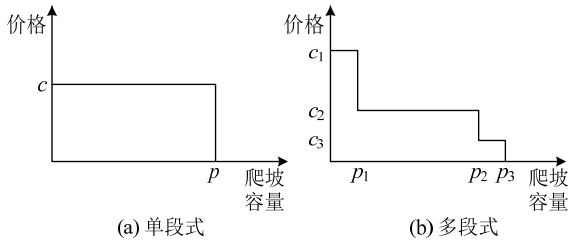


图9 爬坡需求曲线示意图

Fig. 9 Ramping capability demand curves

表3 MISO 备用产品构成

Table 3 MISO's Reserve Products

备用产品	解决问题	时间尺度	需求曲线
调频备用	正常净负荷变化引起的持续不平衡	秒级	单段曲线, 每月更新, 通常在\$100~200之间
旋转备用	突发事件(N-1)触发的扰动	10min内	两段需求曲线: 100%~90%为\$65, 低于90%为\$98
补充备用	突发事件(N-1)触发的扰动(作为补充)	10min内	ORDC
爬坡产品	正常净负荷变化引起的不确定性波动	10~20min	单段需求曲线 \$5/(MW·h)
短期备用	全系统灵活性需求和突发事件	10~40min	单段需求曲线 \$100/(MW·h)

高质量备用可以替代低质量备用,因此高质量备用的价值应大于或至少等于低质量备用,不同的需求曲线反映了每种产品的稀缺价值:

1) 调频需求曲线为单段,表示调频能力不足时的可靠性价值,其价值一般设定为应急备用报价上限的\$100/(MW·h),或投入运行峰荷机组的平均成本(由天然气价格指数和热率决定)。

2) 旋转备用需求为两段曲线,表示旋转备用较为短缺但整体仍满足运行备用需求时的可靠性价值,且略低于调频需求曲线的价值。MISO规定的旋转备用需求为900.48MW。

3) 运行备用需求曲线(operating reserve demand curve, ORDC)在备用供应短缺时,基于失负荷概率(loss of load probability, LOLP)和失负荷价值(value of lost load, VOLL)共同形成阶梯式下降的需求曲线。随着备用短缺程度越严重,惩罚价格越高,以体现更高的可靠性风险,如图9中蓝色曲线所示。

4) 在爬坡需求曲线的设计上,MISO研究了不同的需求曲线价值后,确定\$5/(MW·h)最能表征采购FRP以应对净负荷实时变化的价值和FRP所产生的发电成本增量之间的权衡。该值远低于其他备用及调频产品的价值,确保FRP不会优先于其他产

品出清,同时,即使爬坡短缺发生频率较高,也不容易使市场价格频繁波动。

引入爬坡需求曲线后,原始ORDC上的第一段就可以取消,因为ORDC上的低价格分段本就是为了防止不确定性导致的价格飙升,而FRP以更低的價格上限专门应对不确定性,因此ORDC可以修正为图10中红色曲线。

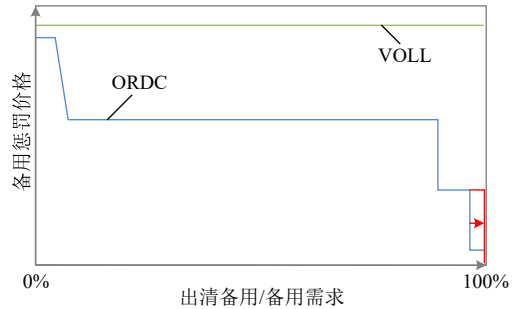


图10 引入爬坡产品前后 ORDC 的变化

Fig. 10 Changes of ORDC before and after FRP

5) 最后,短期备用需求曲线为\$100MW·h的单段曲线,该值既能够反映30min备用的短缺价值,也不会因价值过高而优先于调频出清。

上述对比表明,在已有备用辅助服务的基础上,引入FRP是十分必要的。通过给不同类别的备用产品设置不同的价格上限,市场在\$5、65、98等一系列价格范围内依次释放爬坡能力,发出有效的价格信号并给予资源适当的补偿。因此,对FRP的设计本质上是为爬坡能力增加了一个额外的目标,使系统中各项辅助服务产品各司其职,解决不同原因引起的平衡问题。此外,FRP以比备用低的价格调用,减少了调用备用平衡净负荷波动的频率,也避免了因备用不足所导致的惩罚价格,降低了尖峰电价发生的频率^[55]。

2.2.2 惯量辅助服务

惯量响应是在系统频率受到扰动时,提供快速正阻尼调节、减缓系统频率变化速度的能力^[56]。在传统电力系统中,转动惯量是同步发电机提供电能的附带产物。但随着常规同步发电机逐步被新能源替代,系统惯量水平持续下降,惯量将成为稀缺资源^[57]。因此,有必要开辟惯量辅助服务市场,对提供惯性、维持系统稳定的惯量资源进行激励。

目前国外典型的电力市场中尚未实际开展转动惯量辅助服务交易,对惯量市场的研究仍然处于理论阶段。2014年,美国得州市场向FERC提交的未来辅助服务市场设计草案中提出同步惯性频率响应的交易品种^[58],2023年,澳大利亚能源市场委员会提议创建一个惯量市场用于解决系统惯量下

降和频率稳定问题，并已经完成转动惯量市场方案的初步设计^[59]。澳大利亚惯量市场在满足系统最低惯量需求的前提下，为了避免对其他市场的扭曲，只对有价值的惯量服务定价，高于惯量调度需求的部分则不会得到补偿。单位惯量成本与其最小出力发电成本有关，计算公式如下^[60]：

$$C^I = \frac{PC^P}{E} \quad (2)$$

式中： P 为机组最小出力； C^P 为单位发电成本； E 为提供的转动惯量。

惯量市场的出清定价与电能量市场类似，将惯量提供商提交的报价按从低到高排序后得到惯量供应曲线，如图 11 所示。结合惯量需求得到对应价格，所有中标资源按统一边际价格结算收益。

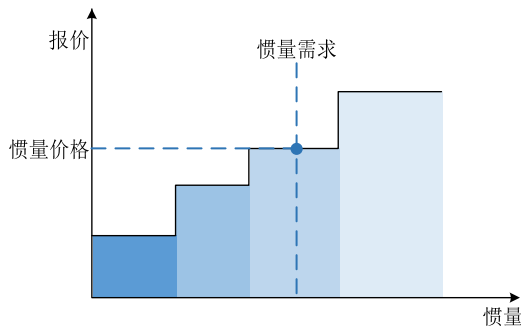


图 11 惯性供应曲线及出清价格

Fig. 11 Inertia supply curve and clearing price

2.3 关注灵活性资源充裕度，设立调节容量市场

国际上容量市场已成为诸多成熟电力市场的“标配”，但传统容量市场通常只考虑峰值负荷需求，缺乏对新能源增长带来的调节容量需求的关注，在对资源进行容量可信度评估时也未对不同灵活性资源进行差异化评价。2014 年开始，CAISO 在其资源充裕性计划(resource adequacy, RA)中增加了对灵活性容量(flexible capacity)的采购，以确保系统中长期灵活性资源的充裕度^[61]。由于加州没有设立集中式容量市场，调节容量市场以双边交易的形式进行，采购流程如图 12 所示。

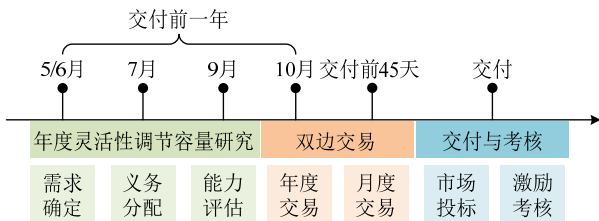


图 12 调节容量市场组织流程

Fig. 12 Flexible capacity market organization process

每年 CAISO 根据系统负荷预测、新能源装机等因素预测净负荷爬坡情况，基于每月最大的 3h 净负荷爬坡、结合月度峰值负荷及系统紧急备用共

同确定月度灵活性容量需求^[62]：

$$F_y^{Need} = \max(R_{y,x}) + \max(N^{MSSC}, 3.5\% \times L_y^{Fore}) + \varepsilon \quad (3)$$

式中： $R_{y,x}$ 为第 y 月第 x 小时开始的 3h 净负荷爬坡； L_y^{Fore} 为第 y 月预测月度峰值负荷； N^{MSSC} 为系统应急需求(most severe single contingency)； ε 为负荷预测误差。

将该灵活性容量需求按负荷、风电、光伏等灵活性需求方对净负荷变化的贡献度分配给负荷服务商(load serving entities, LSE)，作为每个 LSE 的灵活性容量采购义务。LSE 通过双边合约的方式购买火电、储能、需求侧响应等灵活性资源，资源的可用灵活性容量与其爬坡速率、启动时间等参数相关。由于灵活性容量需求具有显著的季节性特征，双边交易在年度、月度尺度上均进行，年度交易时只采购 90%容量需求，便于在月度交易时及时调整剩余的容量需求。成交后的灵活性资源需要按规则在加州的日前、实时市场中进行报价，为系统运行提供灵活性，并接受灵活容量的可用性考核。

2022—2023 年 3 月 CAISO 的实际灵活性需求以及 2024—2026 年预计的每月灵活性容量需求如图 13 所示^[63]，总体呈逐年递增的趋势。

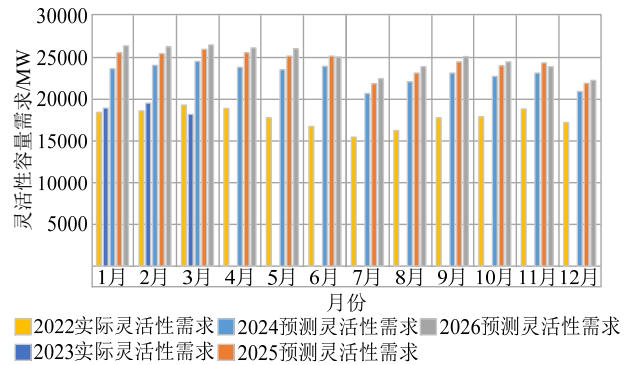


图 13 2024—2026 年每月灵活性容量需求

Fig. 13 ISO monthly maximum three-hour flexible capacity requirements

自调节容量市场实施以来，调节容量资源交易的加权平均价格和采购容量逐年上升，见图 14、15。

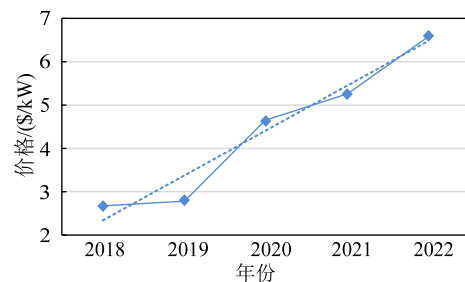


图 14 2018—2022 年调节容量市场交易价格变化
Fig. 14 ISO monthly maximum three-hour flexible capacity requirements

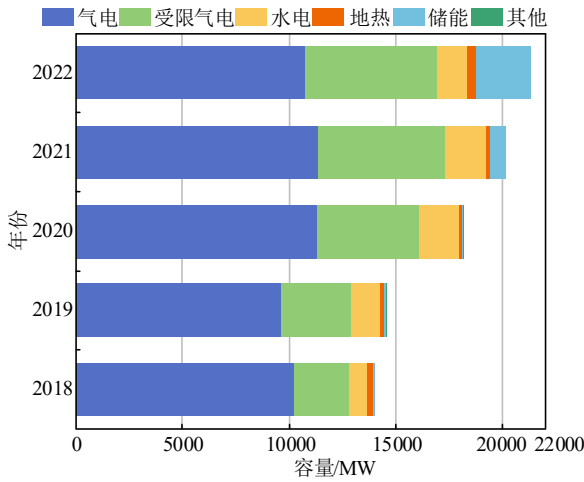


图 15 2018—2022 年各类调节资源采购容量
Fig. 15 ISO monthly maximum three-hour flexible capacity requirements

从资源构成类型上，燃气机组仍是最主要的灵活性资源，而储能在采购容量中占比不断提高^[64]。调节容量市场规模不断扩大，同时也激励储能等调节能力强、与新能源消纳匹配性良好的灵活性资源参与，对推动能源结构转型、提升系统灵活性起到积极作用。

3 面向高比例新能源的电力市场机制设计前沿研究

在一个拥有大量能源资源且生产成本接近于零的电力系统中，市场如何有效地形成价格，如何揭示系统重要特性的价值，又如何为资源组合的发展提供足够的投资信号。本节将讨论面向高比例新能源的电力市场机制理论构想以及这些市场设计对上述问题的回答。由于不局限于已有的市场框架，这些市场机制可能与现行的电力市场形式迥异，但其探索意义和实现可能性仍值得思考。

3.1 “双电力市场”模式

3.1.1 市场基本概念

从 2017 年起，英国牛津能源研究所、国际能源署等组织机构开始讨论新能源大规模接入条件下的“双电力市场”设计方案^[65-67]。双电力市场机制为不同类型的发电资源和用户需求建立两个独立的市场——“按需(on demand)”市场和“可用(as available)”市场，市场结构如图 16 所示。

1) 按需市场：准入条件为市场参与者必须为可调度资源，以煤炭、燃气等传统化石能源机组为代表，特点为高边际成本，参与主体按边际成本进行报价，以与现行市场基本相同的流程出清定价。由于能够响应需求的变化及时调整，这一市场也称为“灵活”市场。

2) 可用市场：准入条件为市场参与者必须为低碳排放资源，以风光等新能源机组为代表，特点是发电间歇性、不可调度且边际成本较低。可用市场通过在投资阶段拍卖确定的平准化成本来定价，并在市场初期允许一定的政策补贴，这一定价方式与上网电价(feed-in tariff, FIT)相似。

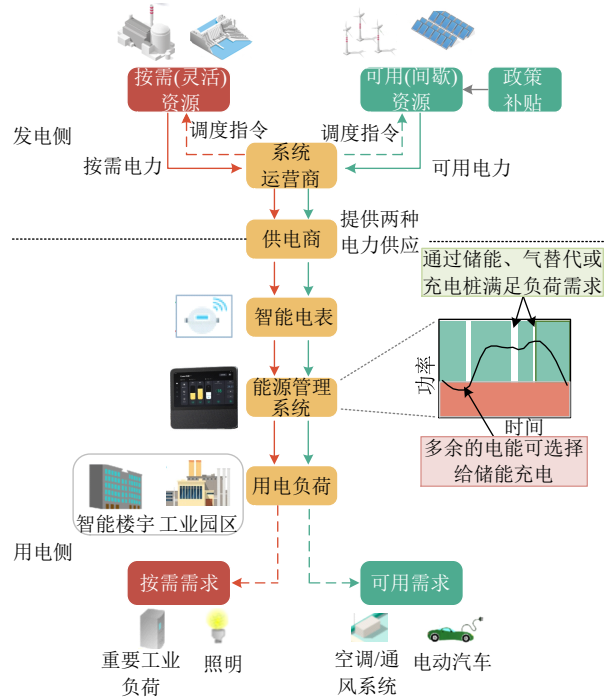


图 16 双市场结构(图中实线为电力流，虚线为信息流)
Fig. 16 Two market approach

双市场给予发电资源参与市场的自主权，并不强制要求某种类型的机组只能参与某一市场，例如水电机组同时具有低碳、低边际成本和可调度性，可以选择参与哪个市场。但为了防止市场博弈行为，资源参与哪个市场不能在短期内临时确定或变化。

3.1.2 用户侧参与市场方式

电力用户可以自主选择参与按需或可用市场，或同时参与两个市场，但由于可用电力和按需电力流经同一个输电系统，在计量和分类上有一定难度，一种可行方案是设计分色电价售电套餐^[68]，规定每种颜色对应的供电概率及价格，用电负荷(如智能楼宇、工业园区等)可从每个套餐选项订购不同的容量，并签署两部制电价的电力服务合同。电力用户支付的电价包括两部分：容量电价和电量电价。容量电价主要回收机组固定成本，与用户供电容量成比例，单位为元/kVA；电量电价主要回收变动成本，与用电量成比例，单位为元/(kW·h)。

供电商根据供电概率(断电次数)和供电可靠性将电力服务分为两类，以颜色区分：红色代表按需电力，价格较高但能保障持续稳定供电；绿色表示

可用电力，可能多次中断供电。当系统因可再生能源波动等原因造成供电短缺时，能源管理系统会先满足高优先级的用电需求。

根据电力用户签订的购电合同，能源管理系统可以将负荷分配不同颜色。假设某电力用户购买了一定数量的红色和绿色电力，并在某一时段将空调、电动汽车等可中断负荷设置为绿色用电，将楼宇照明、重要工业负荷等不可中断负荷设置为红色用电。若此时绿色电力短缺或用户签订了需求响应等辅助服务，用户可选择从储能、充电桩处获取备用电源，或将部分可中断负荷断电；若红色电力供应充足，超过了此时的负荷需求，用户则可以将多余电力用于给楼宇或工业园区配备的储能充电。通过两部制电价，配备储能的用户可在电力充裕的时段自行考虑是否给储能充电来满足未来绿色电力短缺时段的用电需求，从而激发负荷的自主性和保证资源分配的合理性。

3.1.3 双电力市场在高比例新能源下的优势

1) 推动资源转型，实现成本回收和投资激励。

随着新能源逐渐成为电量主体，传统机组转向提供电力平衡服务，按需市场实际上充当着剩余市场的角色，机组角色的转变将引导不同类型资源的投建。双市场为传统能源和新能源根据其成本构成和运行特点划分了两条赛道，使其独立竞争、互不影响。市场拆分后，按需市场的出清价格不再受到低边际成本资源造成的扭曲，从长期来看，新能源和传统机组都能够从市场中收回全部成本，而无需依赖场外补偿。

2) 提供价格信号反映不同类型资源的价值。

在低边际成本和不断下降的投资成本下，按需市场出清价格往往较低，而可用市场受到一次能源价格影响，价格相对更高且波动性更大。由于可用市场作为剩余市场，随着剔除新能源后的净负荷鸭子曲线特征更为明显，调节能力弱的机组被逐渐淘汰，中标资源多为灵活机组，出清价格进一步提升。两个市场各自的出清价格将分别提供价格信号，既能反映可调度资源的调节价值，又能体现新能源的绿色低碳价值。

3) 提高用户侧参与市场的主动性。

由于用户侧参与市场拥有自主权，在价格激励下，用户在评估自身的失负荷损失后可以尽可能地参与可用市场。两个市场的不同需求反映了用户侧在供电可靠性和经济性之间的权衡，从而使用户侧主动性得到挖掘。

总体来说，双电力市场机制向各类发电资源提

供了明确的投资和运行信号，在适应新能源高比例接入的同时为可调度资源提供足够的经济激励，保障了系统运行的可靠性。虽然市场初期有赖于一定程度的政府干预以保障收益，但随着补贴退坡，市场能够进入稳定高效发展的良性循环。

3.2 “Swing contract”模式

3.2.1 市场基本概念

美国桑迪亚国家实验室和爱荷华州立大学的研究人员提出一种 SC (swing contract) 市场设计^[69]，其中“swing”指所提供服务在一定范围内的灵活性。这一概念在文献[70]中首次提出，并在文献[71]中构建 SC 形式的日前市场出清模型，验证了以 SC 形式提供灵活的电能量和备用服务的可行性。随后，文献[72]在前文模型的基础上提出了基于线路阻塞风险的备用动态更新方法，并在日前阶段考虑了实时偏差的不平衡成本。最后[73]在模型中纳入储能资源以提供灵活性服务，并将 SC 市场从日前扩展到相互耦合的日前、小时前及实时市场，实现了不同阶段市场的有效衔接。

SC 允许可调度资源向电力市场提供可能的电力路径(power-path)的集合，从而保障实时调度时的灵活性以满足电力和备用需求，并确保资源提供的所有服务都能获得适当的补偿。电力路径定义为一定运行周期内在电网指定位置注入或输出的功率，如图 17 所示，其包含启动时间、上下功率范围、爬坡速率、持续时间等属性。

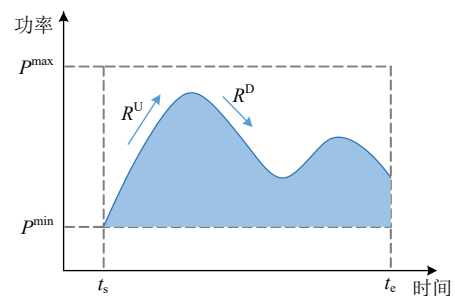


图 17 电力路径示意图

Fig. 17 Illustration of power-path

可用性价格是 SC 卖方为了确保电力路径的可用性而提出的报价，一旦系统运营商出清 SC，SC 卖方立即获得按可用性价格支付的费用。实际调度支付方法规定了对 SC 卖方响应调度信号交付的电力路径的补偿方式，如果某一电力路径在实时运行过程中被调度，则 SC 卖方将根据实际调度价格获得进一步的事后补偿。

3.2.2 SC 市场流程与现行市场的对比

SC 市场运行流程实际上与美国现行市场有诸多相似之处，因此在实际执行时能较好地衔接。以

日前市场(day-ahead market, DAM)为例,图 18 对比了目前美国 ISO 管理的 DAM 和 SC 市场设计下的 DAM 运行流程^[73]。

表 4 对比了两种市场机制下具体优化模型的不同。当前 DAM 采用安全约束的机组组合(security constrained unit commitment, SCUC)和经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)两步优化,分别确定机组开停机安排和机组计划出力及节点边际电价。由于在 SCUC 优化时不进行结算,可能导致基于边际定价和市场外支付的补偿与优化目标函数中的成本有显著差异。相比而言,SC 能够在对所有预期成本进行全面核算的基础上按优序出清。

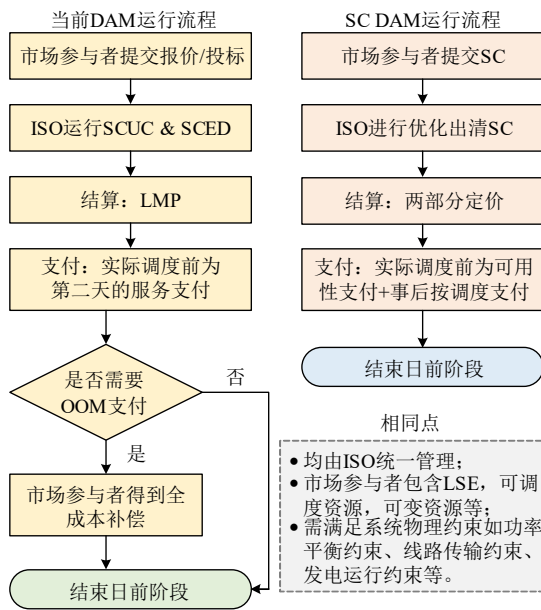


图 18 SC 与现行 DAM 流程对比

Fig. 18 Comparison between current DAM and SC DAM

表 4 SC 优化模型与 SCUC&SCED 对比

Table 4 Comparison of optimization model between SC and SCUC&SCED

对比项	SCUC	SCED	SC
目标函数	最小化开停机+调度成本	最小化调度成本	最小化可用性+预期调度成本
机组组合	包含	不包含	隐含在提交的 SC 中
决策变量	机组开机计划	机组计划出力	SC 出清结果
结算方式	不结算	计算 SCED 对偶变量 LMP	对出清 SC 立即支付可用性价格

3.2.3 SC 在高比例新能源接入下的优势

1) 两部分定价全面覆盖运行成本,保障机组收入充足性。

不同于边际定价,两部分定价的设计对电力路径的可用性和实际调度进行独立的、完全基于市场的补偿,分别在 SC 市场出清后(实际调度之前)和实际调度(且经过考核验证)后的两个时间点进行结算。

SC 卖方在提交合约时评估在运行期间提供所

有可能被调用的电力路径所需的全部固定成本,这些成本主要包括机组投入成本(开机成本)、空载成本、交易成本等,并基于这一成本进行可用性报价。其次,实际调度支付方法涵盖实际被调用的电力路径所产生的任何可变成本,包括可变发电成本(燃料成本)、人工成本等。从而实现对总运行成本的完全覆盖,保障可调度资源的收入充足性。

2) 充分体现灵活性调节价值。

SC 卖方以电力路径的形式提供服务,实际调度支付也可以采取多种形式。例如 ϕ 可以只是以元/(MW·h)为单位的电能量价格,也可以包含对爬坡能力的补偿,即发电商可以要求为其提供的可控调节能力支付适当的费用,从而体现可调度资源的调节价值。下式给出了 ϕ 的一种可能形式:

$$\phi = C^E(p) + \mu C^R(p) \quad (4)$$

式中:

$$C^E(p) = \sum_{k \in \mathbb{K}} (\pi_k^E p_k \Delta t) \quad (5)$$

$$C^R(p) = \sum_{k \in \mathbb{K}} (\pi_k^R |p_{k+1} - p_k|) \quad (6)$$

式中: $C^E(p)$ 为电能量成本; $C^R(p)$ 为爬坡成本;权重因子 $\mu \geq 0$; π_k^E 为时段 k 的电能量价格,元/(MW·h); π_k^R 为时段 k 的爬坡价格,元/MW; p_k 为时段 k 的功率水平。

3) 有效抑制市场力,便于市场行为的监管。

由于实际调度价格只在电力路径实际交付并验证后支付,能有效抑制市场参与者策略报价的跨市场套利行为。其次,现有市场参与者的竞争和新参与者进入的威胁将促使资源进行基于成本的报价(过高的报价可能导致无法被出清),这种报价与成本的一致性也推动了市场效率的提高。此外,SC 也可以拓展到更长时间尺度的市场,与传统市场设计相比,多时间尺度上的概念一致性降低了市场规则的复杂性和不透明性,反过来也利于市场的监管。

4) 简化交易产品设计,保障机组投资成本回收。

从市场运行时间尺度上来看,SC 并不局限于日前或实时的短期市场,而是可以拓展到中长期市场,通过将早期市场上的出清结果作为合约组合的一部分保留并转移到随后的市场中,可以实现在多个时间尺度市场之间有序高效地衔接。在中长期市场中提交的 SC 可以基于新建机组所需的投资成本进行报价,从而保障资源拥有明确的投资成本回收空间,通过市场出清引导资源的有效进入和退出。这种前后市场的概念一致性极大地简化了交易产品设计,避免了对多个定义不同、功能不同的市场间复杂耦合关系的处理。

3.3 计及新能源不确定性的市场模型

研究如何在市场出清中计及新能源不确定性是当前理论研究关注的核心问题之一，目前主流的考虑不确定性的市场出清方法包括随机规划(stochastic programming, SP)、机会约束优化(chance constraint optimization, CCO)和鲁棒优化(robust optimization, RO)等，表 5 给出了上述优化方法的一般性模型及优缺点对比^[74]。

1) 随机规划根据新能源预测功率及误差概率信息生成多个随机场景。文献[75]提出两阶段随机规划日前市场出清模型，第一阶段考虑日前调度成本(包含电能量和备用容量成本)，第二阶段考虑实时平抑新能源不确定性的预期平衡成本(包含备用调用、切负荷或弃风弃光成本)。

基于两阶段 SP 模型可推导出一种定价方法，日前电能量以功率平衡约束的对偶变量定价，而第二阶段平抑功率波动的电力则被定价为与实时平衡约束对偶变量成正比的值^[76]，从而体现可调度资源提供调节能力的价值。

2) 机会约束优化在含随机变量的约束条件中

引入不确定性概率区间，其中随机变量用概率密度函数表征^[77]。文献[78]将系统备用约束和线路传输约束建模为机会约束，以最小化发电和备用调用成本为目标解决市场经济调度问题。用于设定机会约束违反概率的风险指标一般与失负荷概率、输电线路过载概率以及弃电概率挂钩。

CCO 提供了一种在市场出清中平衡可靠性和经济性的方法^[79]，放宽机会约束条件往往能降低市场运行成本，但同时也增加了违反约束的风险。

3) 鲁棒优化不需要不确定参数特定的概率分布信息或场景集，只需要不确定性参数的上下界，采用有界封闭集描述不确定性。文献[80]使用 RO 模型优化机组组合，将最坏情况考虑为风电最大波动，并设置不确定性预算限制风电实际出力和预测出力的偏差。

RO 模型的可行解在不确定参数的任意值下均成立，因此保证了结果的鲁棒性，与 SP、CCO 相比，发生切负荷、弃风弃光等极端情况的可能性最小^[81]。

综上所述，表 6 中对比了本文介绍的 6 种应对

表 5 计及不确定性优化调度模型对比
Table 5 Comparison of optimal scheduling models with uncertainty

方法	一般性模型	解决问题及优点	研究难点及缺陷
SP	$\begin{cases} \min\{c^T x + E[q_{\omega}^T y_{\omega}]\} \\ b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \\ \text{s.t.} \begin{cases} h_{\omega}^{\min} \leq T_{\omega} x + W_{\omega} y_{\omega} \leq h_{\omega}^{\max} \\ x \geq 0, y_{\omega} \geq 0 \end{cases} \end{cases}$	<ul style="list-style-type: none"> 提高预期社会经济福利(相比于确定性模型) 日前与实时平衡市场共同优化，降低市场价格波动 定价机制体现平抑成本，增加传统机组收入 	<ul style="list-style-type: none"> 引入大量场景增加计算负担 场景削减后降低求解精度 场景识别难题，新能源存在误报概率信息的动机
CCO	$\begin{cases} \min E[f(x, \xi)] \\ \text{s.t.} \Pr\{g(x, \xi) \leq 0\} \geq \alpha \end{cases}$	<ul style="list-style-type: none"> 限制不确定性相关风险，平衡系统运行的可靠性与经济性 便于实现新能源消纳率等目标 使用概率密度函数表征不确定量更为准确(相比于使用场景表征) 	<ul style="list-style-type: none"> 难以精准表征随机变量及其概率分布 机会约束转化为确定性约束、解决非凸性难题 模型复杂性随机会约束数量的增加而增加，可能导致收敛性问题
RO	$\begin{cases} \min f(x, \xi) \\ \text{s.t.} g(x, \xi) \leq 0, \xi \in U \end{cases}$	<ul style="list-style-type: none"> 最劣情况下的最优解，可覆盖不确定量的所有值 	<ul style="list-style-type: none"> 优化结果过于保守，降低了系统运行经济性

表 6 各类应对措施与市场设计方案的对比
Table 6 Comparison of proposals

改进措施/市场机制	特点/目的	解决问题/理想目标								
		变化维度			市场主体角度			系统整体角度		
		市场组织	出清定价	市场交易	促进收入	促进需求侧	抑制市场	支撑灵活性	保障发电容量	支持绿色
		结构	机制	产品	充足性	参与	力行使	需求	充裕度	低碳目标
凸包定价	定价时考虑固定成本，减少上调费用		√			●		●		
惯量、爬坡辅助服务	不同时间尺度平衡调节能力的市场化获取	√		√		●		●	●	●
调节容量市场	从中长期进行灵活性容量投资建设	√		√		●		●	●	●
双电力市场	按可用性将新能源与传统机组分为不同市场	√	√	√		●	●	●	●	●
Swing contract	以电力路径取代电能量作为市场交易产品	√	√	√		●	●	●	●	●
不确定性市场模型	在出清模型中显式计及新能源不确定性		√			●		●		●

措施与市场设计的各自特点、变化维度和解决问题。将变化维度分为3个方面:1)改变市场组织结构;2)改进出清定价机制;3)新增/变更市场交易产品。按6项标准评价上述措施能够解决的问题,如促进市场主体收入充足性、支撑系统灵活性需求等。表中圆点表示该措施关注的焦点问题,半圆表示能够在一定程度上改善的问题,为空表示没有明确考虑的问题。以引入惯量、爬坡辅助服务为例,该措施通过多样调节产品支撑系统灵活性需求、适应清洁低碳目标,同时也为提供调节服务的资源增加收益途径,有利于保障收入充足性和中长期灵活性资源的充裕性。

4 对我国高比例新能源参与电力市场的启示和思考

围绕碳达峰碳中和路径,我国新能源装机增长迅速,与此同时新能源消纳压力也在持续增加,推动新能源参与市场化交易进程加速。2023年新能源市场化交易电量6845亿kW·h,占总发电量47.3%^[82],以市场化交易替代新能源消纳责任权重势在必行。

我国目前正在第三轮电力市场化改革阶段,各地区电力市场建设进度有所不同,但总体上仍处于计划与市场“双轨制”并行的电力市场初期,却已面临新能源高比例入市的“大考”。借鉴国外先行电力市场实践经验,结合我国电力市场改革现状,从以下几方面提出建议。

4.1 完善短期爬坡市场机制,调动灵活性资源潜力

我国山东率先实施国内首个爬坡辅助服务市场,为灵活性资源的价值体现提供了有益探索。但在运行实践中仍存在机制设计尚不完善、参与主体较为局限等问题,亟需从以下角度进行优化:

其一,价格机制需反映爬坡供需关系与系统真实成本。目前山东爬坡市场价格上限设为1500元/(MW·h)(与电能量价格上限相同)^[83],未能有效区分爬坡能力的稀缺价值,且产生的爬坡辅助服务费用较高。建议引入爬坡需求价格曲线机制,参照CAISO创建弹性爬坡需求曲线,结合净负荷预测误差与爬坡不足造成的经济损失,合理评估爬坡容量价值,根据爬坡稀缺程度形成递增的价格信号,引导灵活性资源主动提供爬坡能力。

其二,爬坡市场准入和参与主体结构有待拓展。目前山东爬坡服务主要由火电机组和新型储能承担,市场成员覆盖不够广泛。建议适当放宽准入

条件,丰富市场主体类型,激励抽水蓄能、工商业负荷、虚拟电厂等多元主体参与调节。同时,引导光伏等新能源机组通过主动弃电提供单向爬坡服务,或可与储能协同参与,进一步挖掘分布式、间歇性资源的调节潜力。

其三,爬坡费用分摊机制需体现“谁受益、谁承担”原则。现阶段山东爬坡服务费用仅在发电侧承担,尤其由未提供爬坡的新能源机组按上网电量分摊。结合MISO和CAISO等成熟市场,负荷侧也是爬坡需求方和爬坡服务的受益者,建议将负荷侧纳入费用承担主体。基于爬坡需求的形成责任,构建发用双方合理分摊机制,提升市场接受度和公平性。

其四,系统设计多辅助服务产品的协同机制。为避免与调频、备用等服务功能重叠,建议建立辅助服务产品的级联排序和互补机制。在爬坡与电能量、调频、备用等联合优化出清时,明确各类辅助服务的重要性与稀缺性价值,如调频>备用>爬坡,引入差异化价格上限进行需求曲线设计,在资源紧缺时合理进行各类市场产品的取舍。

此外,考虑到山东爬坡需求主要在光伏大发日的傍晚时段,其运行经验对河北、新疆等电源结构呈“光伏主导型”的电力系统具较强借鉴意义,建议这些地区可以提前开展爬坡市场机制设计与试点准备,推动高比例光伏系统中灵活性能力的市场化获取。

4.2 建立中长期调节容量市场,保障灵活性资源充裕度

随着新能源比例持续提升,我国中长期容量保障机制亟待转型升级。中长期容量市场建设可分“两步走”:第一阶段在现有容量补偿政策基础上,推进容量市场化定价;第二阶段构建调节容量市场,实现对不同灵活性资源的差异化激励。

第一阶段:稳妥推进容量补偿的市场化定价。自2023年《关于建立煤电容量电价机制的通知》发布,我国对煤电实行两部制电价的固定成本容量补偿政策^[84]。但目前政策仍面临以下局限:

1)现行容量补偿机制仅面向煤电机组,覆盖范围局限。未来随着新能源成为电源主体,其容量价值也不容忽视。建议基于可靠性评估方法,将风电、光伏、储能等新型主体纳入补偿范畴。

2)目前补偿标准由政府规定,缺乏市场价格信号支撑。建议借鉴国际容量市场经验,逐步引入基于竞争出清的市场机制,根据容量供需变化动态

调整容量需求及价格。在容量机制市场化过渡阶段，可优先选择现货市场运行条件较成熟的山西，或煤电生存压力较大、对容量电价有迫切需求的四川等省份开展试点工作。

第二阶段，建立体现灵活性价值的调节容量市场。我国华北地区于 2021 年启动首个调峰容量市场^[85]。结合华北调峰容量市场运营规则，可从以下方面进一步优化：

1) 调节容量需求设定应体现新能源季节性特征。行政划定的调峰容量需求无法反映新能源季节性波动，建议参照 CAISO 调节容量市场，分季节评估调峰容量需求，结合历史新能源、负荷数据以及未来新能源装机、负荷增长进行精细化指定，避免调峰能力采购过剩或不足。

2) 调节容量市场参与和分摊主体需多元化。将参与主体由火电增加到包含储能、可调负荷等在内的各类灵活性资源，并将用户侧纳入分摊主体，共同承担容量成本，从而更有效地释放调峰能力，增加新能源消纳空间。

3) 细分调节需求，合理评估资源调节能力。市场发展成熟后，可延伸至分钟级、小时级等时间尺度调节容量需求。基于响应速度、持续时间等指标评估资源的调节能力，同时推动调节容量市场和辅助服务市场、容量补偿机制的有效衔接。

4.3 重视系统惯量需求,积极稳妥推进惯量服务市场化建设

随着新能源渗透率提升，系统惯量水平持续下降，频率安全风险显著上升，有必要从以下方面推进惯量服务的市场化获取：

其一，动态评估惯量供需关系，分情况补偿系统惯量提供方。2022 年《南方区域电力辅助服务管理实施细则》推出国内首个惯量辅助服务品种^[86]，建议基于系统频率安全要求合理评估惯量需求，并根据惯量供需关系指定补偿标准：1) 系统惯量充裕时，惯量可视为电能量的附属属性，无需额外补偿；2) 当系统惯量短缺时，需权衡系统稳定性风险和惯量留取成本，识别因惯量需求导致的调度偏离所产生的机会成本，对未中标但需低负荷运行的机组给予合理补偿。

其二，推动惯量服务市场化交易和价格形成。相较固定补偿机制，市场化定价能准确反映惯量对系统安全性的贡献，对惯量资源的运维、投资形成良性的价格激励。惯量市场建设需明确其与快速频率响应、黑启动等辅助服务之间的区别和联系。根据惯量供需状态实施不同的市场机制：惯量充裕时

段，可与快速频率响应相互替代，但当低于最低惯量需求时，惯量响应具有不可替代性，必须运行单独的惯量市场并保证其优先获取。

其三，允许提供市场化惯量服务的主体多元化。鼓励非传统机组如负荷侧资源以及储能、新能源等新型主体参与惯量支撑。结合我国资源分布特征，在新能源高占比地区推动虚拟惯量控制技术的发展成熟。

其四，配合惯量市场同步建设快速调频市场。系统惯量与调频能力共同保障系统的频率稳定，建议明确调频响应的时效性要求，规定参与快速调频的资源在数秒级内完成响应，与惯量市场分时段共同配合，提升系统频率韧性。

4.4 研究现货定价新方式,真实反映火电机组启停的综合成本

随着新能源接入比例的提高，火电机组调节责任不断加重，频繁启停成为运行常态。据山东市场公开信息，2023 年一季度市场化煤机启动次数多达 550 次^[87]，这使机组启停成本显著增加。2023 年 3 月山东出台全面降低燃煤机组启动价格上限的规则^[88]，意在控制用户侧电价传导，但压低价格却忽略了火电机组真实的固定成本，可能削弱其长期投资意愿与调节能力的可持续性。

为此，可从市场定价机制入手，探索合理反映火电启停成本的路径。建议引入凸包定价机制，提升价格对真实成本的覆盖能力。凸包定价可以通过市场价格体现非凸运行成本，MISO 实施经验表明，凸包定价可能带来一定电价上涨，但有助于降低整体的上调费用。

考虑到凸包定价求解复杂，其在我国大区域电网中应用前需先在区域试点中验证计算可行性。在过渡期内，可以合理通过行政手段缓冲成本压力，或探索基于平均增量成本的简化机制。在机组启停频繁又尚未具备凸包定价实施条件的省份，通过固定补贴机制，或参考平均增量成本定价，将机组启动成本包含在分时电价中。对比不同定价方法的实操难度及社会福利，逐步实现由行政补偿向市场化定价过渡，保障火电机组的合理收益。

4.5 明确新能源发展领跑地位,探索电力市场设计新蓝图

近年来，我国将能源绿色低碳转型摆在突出位置，新能源发展成就斐然，在短时间内实现了从跟跑、并跑到领跑的跨越式转变。目前我国已建成全球规模最大的新能源发电体系，IEA 预计到 2028 年，中国新增可再生能源装机将占全球新增可

再生能源装机容量的近60%^[89]。迎来新能源发展机遇的同时,我国电力市场化建设也面临着更大挑战。过去我国在电改过程中,一直将欧美电力市场建设视为先行者,对其市场发展现状、演化路径以及建设过程中出现的关键问题和解决方法批判性地学习和借鉴,未来,随着我国在新能源领域领跑地位的确立,必将面临很多其他国家不会遇到或尚未遇到的问题,需主动探索具有中国特色的电力市场建设路径。

特别是在部分新能源资源丰富但市场建设还处于空白的省份及地区,建议抓住契机开展市场设计前瞻性试验,充分考虑新型市场主体的复杂性质、上平衡与下调峰并存等难题,大胆探索高比例新能源电力市场新模式。可以移植双市场概念,将新能源与传统火电分割为两个子市场,根据各自的成本特性分别进行出清定价;同时开拓电力零售市场运营新机制,借鉴3.1.2节所述分色电价鼓励用户自主行使市场主体权力,推动用户侧参与市场的积极性。也可以效仿swing contract模式,以连续可变的电力路径取代分时电能量作为电力市场交易标的物,传导灵活性资源的调节能力价值,并根据调度执行结果对市场主体进行事后支付,抑制逐利目标下的市场参与者对市场的操纵能力,规避多主体、多市场导致的市场脆弱性。当然,上述理论构想离实际落地还有很长的摸索过程,可以先在小范围内进行预研和试点,不断纠正和改善实施过程中出现的新问题。

5 结论

电力市场的建设起步于以火电为主的传统电力系统,如今全球能源结构转型步伐不断加速,原本在化石燃料机组参与下运行良好的市场机制越来越难以适应特性截然不同的新能源的接入。为了应对新能源发电参与市场化交易带来的影响与挑战,世界各国都在积极推进电力市场改革,分别从完善电能量市场定价方式,引入丰富的辅助服务交易品种平抑系统功率不平衡、维持频率和电压稳定性,探索差异化容量充裕性机制等角度进一步优化电力市场机制,其中也不乏大胆创新的市场设计构想,种种实践与理论均在为适应能源转型需求、构建更健全的市场体系不懈努力。

我国正处在能源变革关键时期,大力推动新能源参与电力市场化交易,是实现新能源高质量发展的必然选择。我国各地区电力市场化进度不同,高比例新能源入市既是挑战也是机遇,为此,要从国

内外市场建设实践中吸取经验,与本区域/省内实际情况充分结合,因地制宜开展市场机制设计。推进电力改革试点地区持续完善迭代,鼓励非试点地区积极探索,让电力市场建设地图呈现“全面发力、多点开花”趋势。在市场建设过程中,始终把保障电力安全放在首位,做好运营监控和市场分析,以构建全国统一市场体系为最终目标,为形成多元主体、竞争有序的电力交易格局保驾护航。

参考文献

- [1] International Energy Agency. Electricity market report 2023[R]. Paris: IEA, 2023.
- [2] 国家能源局. 2023年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2024-01-26) [2024-01-26]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm.
- [3] 中央纪委国家监委网站. 2023年我国可再生能源发电新增装机超全球一半 累计装机规模全球占比近40%能源绿色低碳发展不断迈上新台阶[EB/OL]. (2024-06-20)[2024-06-20]. https://www.ccdi.gov.cn/yaowenn/202406/t20240620_356301.html.
- [4] 郑亚先. 高比例新能源入市的电力市场机制探讨[J]. 中国电力企业管理, 2024(16): 64-67.
- [5] 清华大学能源互联网创新研究院. 高比例新能源下我们需要怎样的电力市场?[EB/OL]. (2023-11-17)[2023-11-17]. <https://mp.weixin.qq.com/s/7EJUb0yEvkwx8V1w23LDQ>.
- [6] NICOLAY K, STEINBRENNER D, WOELFING N, et al. The effectiveness and distributional consequences of excess profit taxes or windfall taxes in light of the Commission's recommendation to Member States[R]. Brussels: European Union, 2023.
- [7] Ata Ufuk Seker. Europe takes new measures against energy crisis: EU members limits heating temperatures, reduces taxes and provides monetary helps for bills[EB/OL]. (2022-12-09)[2023-12-09]. <https://www.aa.com.tr/en/europe/europe-takes-new-measures-against-energy-crisis/2683453>.
- [8] 华尔街见闻. 欧洲电力暴利税始末: 全面转型新能源的坚定一步[EB/OL]. (2022-11-28). <https://new.qq.com/rain/a/20221128A08OPM00>.
- [9] AEMO. NEM market suspension and operational challenges in June 2022: a market event and reviewable operating incident report for the National Electricity Market[R/OL]. [2023-08-31]. https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/market_notices_and_event_s/market_event_reports/2022/nem-market-suspension-and-operational-challenges-in-june-2022.pdf.
- [10] AEMC. Amendment of the market price cap, cumulative price threshold and administered price cap, rule determination[EB/OL]. (2023-12-07)[2023-12-07]. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-12/Amending%20the%20MPC%20CPT%20APC%20rule%20change%20-%20Final%20Determination%20-%20v2.pdf>.
- [11] AEMC. Efficient provision of inertia[EB/OL]. (2023-03-02) [2024-03-02]. <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/efficient-provision-inertia>.
- [12] CAISO. FINAL root cause analysis mid-August 2020 extreme heat wave[EB/OL]. (2021-01-13)[2024-01-13]. <https://www.caiso.com/Documents/Final-Root-Cause-Analysis-Mid-August-2020-Extreme-Heat-Wave.pdf>.
- [13] CAISO, CPUC, CEC. CAISO, CPUC, CEC issue final report on causes of August 2020 rotating outages[EB/OL]. (2021-01-13) [2024-01-13]. <https://www.cpuc.ca.gov/news-and-updates/all-news/caiso-cpuc-cec-issue-final-report-on-causes-of-august-2020-rotating-outages>.

- [14] CAISO. Comments on revised draft final proposal Initiative: WEIM resource sufficiency evaluation enhancements[EB/OL]. (2021-12-16) [2023-12-16]. <https://stakeholdercenter.caiso.com/Comments/AllComments/5293f8fd-ab86-47ea-9168-3ed6dd8b8a68>.
- [15] STODDARD R, ADAMSON S. Comparing capacity market and payment designs for ensuring supply adequacy[C]//2009 42nd Hawaii International Conference on System Sciences. Waikoloa: IEEE, 2009: 1-8.
- [16] MUÑOZ F D, SUAZO-MARTÍNEZ C, PEREIRA E, et al. Electricity market design for low-carbon and flexible systems: room for improvement in Chile[J]. *Energy Policy*, 2021, 148: 111997.
- [17] MILLIGAN M, FREW B A, BLOOM A, et al. Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: revenue sufficiency and long-term reliability[J]. *The Electricity Journal*, 2016, 29(2): 26-38.
- [18] FERC. Order approving stipulation and consent agreement[EB/OL]. (2013-07-30)[2023-07-3]. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/EventCalendar/Files/20130730080931-IN11-8-000.pdf>.
- [19] SPP. Make-whole payments[EB/OL]. (2012-04-12)[2023-04-12]. [https://www.spp.org/documents/17009/mwp%20sug%20presentation_april2012%20\(no%20notes\).pdf](https://www.spp.org/documents/17009/mwp%20sug%20presentation_april2012%20(no%20notes).pdf).
- [20] PJM. LMP calculation and uplift[EB/OL]. (2018-01-29). <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>.
- [21] HANSEN J, RABITI C. Characterizing US wholesale electricity markets[EB/OL]. [2024-01-3]. https://indigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_37425.pdf.
- [22] CAISO. Flexible ramping product revised draft final proposal [EB/OL]. (2015-12-17)[2023-12-17]. <https://www.caiso.com/Documents/RevisedDraftFinalProposal-FlexibleRampingProduct-2015.pdf>.
- [23] MISO. Ramp product enhancements[EB/OL]. (2022-12-01) [2023-12-01]. <https://cdn.misoenergy.org/20221201%20MSC%20Item%2006%20Ramp%20Product%20Enhancements627169.pdf>.
- [24] SPP. SPP ramp product: ramp product focus group Q&A[EB/OL]. [2023-12-31]. <https://www.spp.org/documents/29343/ramp%20product%20focus%20group%20q%20a%2026a.pdf>.
- [25] 关立, 周蕾, 刘秉祺, 等. 山东电力现货市场“五一”假期长时间负电价现象分析及启示[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(14): 1-7. GUAN Li, ZHOU Lei, LIU Bingqi, et al. Analysis and enlightenment of long-time-scale negative electricity prices in Shandong electricity spot market of China during “May Day” holiday[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(14): 1-7(in Chinese).
- [26] 中新经纬. 电力股 2022 年年报出炉!超四成火电公司亏损[EB/OL]. (2023-05-04)[2023-05-04]. <https://new.qq.com/rain/a/20230504A02VJE00>.
- [27] 赵紫原. 煤电深度调峰经济性短板依旧突出(聚焦煤电转型增效系列报道之十)[N]. *中国能源报*, 2021-06-07(12).
- [28] 赵紫原. 新型储能如何破解盈利难题(上)[J]. *大众用电*, 2024, 39(3): 5-6. ZHAO Ziyuan. How to solve profit problem in new energy storage (Part 1)[J]. *Popular Utilization of Electricity*, 2024, 39(3): 5-6(in Chinese).
- [29] 光伏盒子. 无容量, 又一地暂缓分布式备案!已近 300 地分布式接入受限![EB/OL]. (2024-06-06)[2024-06-06]. <https://mp.weixin.qq.com/s/qzll5xf749G4yX8cbiZm6w>.
- [30] 孟繁林, 钟海旺, 夏清. 基于非凸报价的高比例新能源现货市场机制[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 120-128. MENG Fanlin, ZHONG Haiwang, XIA Qing. Non-convex bidding-based spot market mechanism of high penetration renewable energy[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 120-128(in Chinese).
- [31] MILLS A D, LEVIN T, WISER R, et al. Impacts of variable renewable energy on wholesale markets and generating assets in the United States: a review of expectations and evidence[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 120: 109670.
- [32] STAFFELL I, GREEN P R, GREEN P T, et al. Electric insights quarterly[R/OL]. [2023-12-31]. https://reports.electricinsights.co.uk/wp-content/uploads/2024/02/ElectricInsights_23Q4.pdf.
- [33] RINTAMÄKI T, SIDDIQUI A S, SALO A. Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? an analysis of Denmark and Germany[J]. *Energy Economics*, 2017, 62: 270-282.
- [34] SIJM J, GOCKEL P, VAN HOUT M, et al. The supply of flexibility for the power system in the Netherlands, 2015-2050: report of phase 2 of the FLEXNET project[R/OL]. [2023-12-31]. <https://www.tno.nl/media/12356/e17044-flexnet-the-supply-of-flexibility-for-the-power-system-in-the-netherlands-2015-2050-phase-2.pdf>.
- [35] 鲁贞. 火电企业成本构成及控制措施的探讨[J]. *财经界*, 2019(18): 60.
- [36] WANG Qin, WU Hongyu, TAN Jin, et al. Analyzing the impacts of increased wind power on generation Revenue Sufficiency[C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston: IEEE, 2016: 1-5.
- [37] SPP. State of the market 2022[EB/OL]. (2022-04-29)[2023-04-29]. <https://www.spp.org/documents/67042/spp%20mmu%20quarterly%20state%20of%20the%20market%20report%20winter%202022%20v2.pdf>.
- [38] 兰木达电力现货. 购买谷段电量竟然赚钱?——火电报价行为变化对蒙西交易策略的影响[EB/OL]. (2024-06-11)[2024-06-11]. https://mp.weixin.qq.com/s/?_biz=MzkyOTMwMDE4Nw==&mid=2247513913&idx=1&sn=a6d71428d55ccdf81cd7f4f27c8a6a06&source=41&poc_token=HFYWrGijth37-QkeJ6pICyJDFHs6DMs_FHSOmRJI.
- [39] 刘丽军, 黄伟东, 陈泽楷, 等. 考虑灵活性供需平衡的新型电力系统长短期储能联合规划[J]. *电网技术*, 2024, 48(12): 4908-4917. LIU Lijun, HUANG Weidong, CHEN Zekai, et al. Joint long-term and short-term energy storage planning for new power system considering supply and demand balance of flexibility[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(12): 4908-4917(in Chinese).
- [40] 李阳, 史岳, 王江波, 等. 新能源高渗透率下辅助服务市场的思与变[J]. *中国电力企业管理*, 2023(16): 60-63.
- [41] FREW B A, MILLIGAN M, BRINKMAN G, et al. Revenue sufficiency and reliability in a zero marginal cost future[R]. Vienna: NREL, 2016.
- [42] 陈吟颖. 有必要适度提高煤电调峰补偿电价[N]. *中国能源报*, 2020-06-22(04).
- [43] 杨策, 孙伟卿, 韩冬. 考虑新能源消纳能力的电力系统灵活性评估方法[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 338-346. YANG Ce, SUN Weiqing, HAN Dong. Power system flexibility evaluation considering renewable energy accommodation[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 338-346(in Chinese).
- [44] HUA Bowen, BALDICK R. A convex primal formulation for convex hull pricing[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(5): 3814-3823.
- [45] GRIBIK P R, HOGAN W W, POPE S L. Market-clearing electricity prices and energy uplift[EB/OL]. (2007-12-31)[2023-12-31]. <https://hepg.hks.harvard.edu/publications/market>.
- [46] HOGAN W W. Electricity market design: optimization and market equilibrium[EB/OL]. (2016-01-13)[2024-01-13]. https://whogan.scholars.harvard.edu/sites/g/files/omnum4216/files/whogan/files/hogan_ucla_011316.pdf.
- [47] 王宣元, 高峰, 康重庆, 等. 扩展的节点电价算法研究[J]. *电网*

- 技术, 2019, 43(10): 3587-3596.
- WANG Xuanyuan, GAO Feng, KANG Chongqing, et al. Analysis of extended locational marginal price[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3587-3596(in Chinese).
- [48] MISO. 2020 State of the market report for the miso electricity markets[EB/OL]. [2023-05-31]. https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2021/05/2020-MISO-SOM_Appendix_Compiled_Final_rev-6-1-21.pdf.
- [49] O'NEILL R P. Pricing methods in ISO day-ahead and real-time auction markets[C]//INFORMS Annual Meeting. 2017.
- [50] O'NEILL R P, CHEN Yonghong, WHITMAN P. One-pass average incremental cost pricing[EB/OL]. [2023-07-30]. https://optimization-online.org/wp-content/uploads/2023/07/AIC_Generic_Article-20230722OptOnline-2.pdf.
- [51] CHEN Yonghong, O'NEILL R, WHITMAN P. A comparison of three methods for ISO pricing[J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2025, 3(1): 59-71.
- [52] WANG Qin, HODGE B M. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(4): 1652-1664.
- [53] CAISO. Flexible ramping product performance[EB/OL]. (2022-03-29)[2023-03-29]. <https://www.caiso.com/Documents/Report-FlexibleRampingProductPerformance.pdf>.
- [54] MISO. Scarcity pricing evaluation[EB/OL]. (2021-05)[2023-05-31]. <https://cdn.misoenergy.org/20210513%20MSC%20Item%20XX%20S%20carcity%20Pricing%20Evaluation%20Paper550162.pdf>.
- [55] KHOSHJAHAN M, DEHGHANIAN P, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Harnessing ramp capability of spinning reserve services for enhanced power grid flexibility[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(6): 7103-7112.
- [56] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 446-462.
- YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yening, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level [J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 446-462(in Chinese).
- [57] 王强强, 姚良忠, 徐箭, 等. 基于切片采样-马尔科夫链蒙特卡罗模拟的高比例新能源电力系统等效惯量概率评估[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 140-149.
- WANG Qiangqiang, YAO Liangzhong, XU Jian, et al. S-MCMC based equivalent inertia probability evaluation for power systems with high proportional renewable energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 140-149(in Chinese).
- [58] PETERSON P, WHITED M, FIELDS S. Synapse comments on FAST proposals in ERCOT[EB/OL]. (2014-05-28)[2023-05-28]. https://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapseReport.2014-05.SC_FAST-in-ERCOT.13-122.pdf.
- [59] AEMC. 2023 Efficient provision of inertia - consultation paper [EB/OL]. (2023-04-11)[2023-04-11]. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-04/AER%20Submission%20-%20Efficient%20provision%20of%20inertia%20-%20Consultation%20paper.pdf>.
- [60] AEMO. Essential system services and inertia in the NEM[EB/OL]. [2023-06-11]. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2022-06/Essential%20system%20services%20and%20inertia%20in%20the%20NEM.pdf>.
- [61] CAISO. Flexible resource adequacy criteria and must offer obligation (FRAC MOO) implementation[EB/OL]. [2023-04-11]. https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourceAdequacyCriteria_MustOfferObligation.pdf.
- [62] CAISO. Final 2014 flexible capacity needs assessment[EB/OL]. (2014-05-01)[2014-05-01]. https://www.caiso.com/Documents/Final_2014_Flex_CapacityNeedsAssessment.pdf.
- [63] CAISO. Final Flexible Capacity Needs Assessment for 2024 [EB/OL]. (2023-05-16)[2014-05-16]. <https://stakeholdercenter.caiso.com/RecurringStakeholderProcesses/Flexible-capacity-needs-assessment-2024>.
- [64] CPUC. 2018~2022 RESOURCE ADEQUACY REPORT[R/OL]. [2023-04-11]. <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/resource-adequacy-homepage/2018-ra-report-rev.pdf>.
- [65] KEAY M, ROBINSON D. The decarbonised electricity system of the future: the 'two market' approach[EB/OL]. [2023-06-11]. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf>.
- [66] KEAY M, ROBINSON D. Market design for a decarbonised electricity market: the "two market" approach[C]//Proceedings from the Eurelectric-Florence School of Regulation Conference. European University Institute, 2017: 61-64.
- [67] WEYMAN-JONES T. Energy price decoupling and the split market issue[J]. Energies, 2023, 16(16): 5910.
- [68] MOU Yuting. Nonlinear pricing schemes for mobilizing residential flexibility in power systems[D]. Leuven: Catholic University of Louvain, 2020.
- [69] TEFATSION L. A new swing-contract design for wholesale power markets[M]. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2021.
- [70] HEO D Y, TEFATSION L. Facilitating appropriate compensation of electric energy and reserve through standardized contracts with swing[J]. Journal of Energy Markets, 2015, 8(4): 93-121.
- [71] LI Wanning, TEFATSION L. A swing-contract market design for flexible service provision in electric power systems[M]//MEYN S, SAMAD T, HISKENS I, et al. Energy markets and responsive grids: modeling, control, and optimization. New York: Springer, 2018: 105-127.
- [72] MA Shanshan, WANG Zhaoyu, TEFATSION L. Swing contracts with dynamic reserves for flexible service management[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 4024-4037.
- [73] LI Wanning, WANG Qin. A linked swing contract market design with high renewable penetration and battery firming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 2723-2734.
- [74] SILVA-RODRIGUEZ L, SANJABA, FUMAGALLI E, et al. Short term wholesale electricity market designs: a review of identified challenges and promising solutions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 160: 112228.
- [75] MORALES J M, CONEJO A J, MADSEN H, et al. Integrating renewables in electricity markets: operational problems[M]. New York: Springer, 2014.
- [76] MORALES J M, CONEJO A J, LIU Kai, et al. Pricing electricity in pools with wind producers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1366-1376.
- [77] 雷星雨, 杨知方. 显式计及新能源不确定性多统计矩特征的电力市场定价方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(15): 5772-5784.
- LEI Xingyu, YANG Zhifang. Electricity market pricing method considering multiple statistical moments of renewable energy uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5772-5784(in Chinese).
- [78] RATHA A, KAZEMPOUR J, VIRAG A, et al. Exploring market properties of policy-based reserve procurement for power systems [C]//Proceedings of the IEEE 58th Conference on Decision and Control. Nice: IEEE, 2019: 7498-7505.

- [79] WANG Yang, ZHAO Shuqiang, ZHOU Zhi, et al. Risk adjustable day-ahead unit commitment with wind power based on chance constrained goal programming[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 530-541.
- [80] JIANG Ruiwei, WANG Jianhui, GUAN Yongpei. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 800-810.
- [81] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2608-2626.
DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2608-2626(in Chinese).
- [82] 人民日报海外版. 2023年新能源完成投资额增长超34% 新型储能发展迅速——能源领域新发展为经济增动能[EB/OL]. (2024-01-29)[2024-01-29]. https://www.gov.cn/zhengce/202401/content_6928849.htm.
- [83] 国家能源局山东监管办公室. 山东电力爬坡辅助服务市场交易规则(试行)[EB/OL]. (2024-02-08)[2024-02-08]. https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202402/t20240208_245961.html.
- [84] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于建立煤电容量电价机制的通知[EB/OL]. (2023-11-10)[2023-11-10]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html.
- [85] 韩逸飞. 引导火电企业从“提供已具备的调峰能力”向“主动通过改造获得更大的调峰能力”转变——国内首个调峰容量市场在华北电网启动[N]. 中国能源报, 2021-11-29(21).
- [86] 国家能源局. 南方区域电力辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2022-06-13)[2023-06-13]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgnr/scjg/202402/t20240208_240258.html.
- [87] 华世平. 煤电调峰新常态下的频繁启停之忧[J]. 中国电力企业管理, 2023(16): 23-27.
- [88] 山东省发展和改革委员会. 关于征求《关于山东电力现货市场价格上下限规制有关事项的通知(征求意见稿)》意见的公告[EB/OL]. (2023-03-13)[2023-03-13]. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2023/3/13/art_91686_10387954.html.
- [89] IEA. Renewables 2023: analysis and forecasts to 2028[EB/OL]. (2022-06-13)[2022-06-13]. https://iea.blob.core.windows.net/assets/3f7f2c25-5b6f-4f3c-a1c0-71085bac5383/Renewables_2023.pdf.



王蓓蓓

在线出版日期: 2025-09-28。

收稿日期: 2025-02-26。

作者简介:

王蓓蓓(1979), 女, 通信作者, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场、需求侧管理等,
E-mail: wangbeibe@seu.edu.cn;

徐文欣(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场, E-mail: 220222658@seu.edu.cn。

(责任编辑 王金芝)