



2024电力市场化改革与电价体系洞察： 面向市场参与者的十大趋势





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库，与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

陈梓浩, 高硕, 江漪, 李婷, 刘雨菁, 刘子屹, 田嘉琳, 王康*, 张沥月

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

*该作者来自清华海峡研究院(厦门)。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

引用建议

高硕等, 2024电力市场化改革与电价体系洞察: 面向市场参与者的十大趋势, 落基山研究所, 2024,

<https://rmi.org.cn/insights/2024powermarketreviewandoutlook/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

目录

引言	6
01 二十三省启动电力现货市场（试）运行，新能源出力塑造现货价格峰谷形态 ..	9
02 分时电价政策动态调整加快，现货价格对分时电价的指导作用凸显	16
03 省级电力零售市场建设加强，用户范围扩大和多元市场主体是发展趋势， 批零价格有效传导是发展方向	23
04 输配电价回归电网业务成本，线损费用和系统运行费用在电费中单列	26
05 煤电容量电价机制出台，重构发用电双方电费结构，支撑煤电角色转型	31
06 辅助服务市场价格机制得到规范，新能源和储能主体或需调整市场策略 ...	35
07 新能源市场化交易规模增加，“报量报价”电量继续走低，新能源项目收益 在现有市场规则设计下有保障，但长期面临市场化程度更高的价格冲击 ...	37
08 分布式光伏超预期发展，投资主体需密切关注电网接入与上网价格政策变化	41
09 独立储能探索电力市场参与模式，电能量市场收益将愈发重要	44
10 绿电与绿证市场持续扩容，短期内供需关系较为宽松	47
参考文献	51

图表目录

图表1	工商业用户电价组成和近期重要进展	7
图表2	面向市场参与者的十大趋势汇总	8
图表3	全国各地地区现货市场的建设进度(截止2024年1月)	9
图表4	2023年度层面关键现货价格数据一览	10
图表5	2023年山西、山东、广东现货日前市场分时段均价图(虚线为年平均值)	11
图表6	2023年山西、山东现货日前和实时市场分时段均价与实时平均竞价空间图	12
图表7	电能量批发市场的两种结算方式简化示意图	14
图表8	部分省份工商业分时电价时段划分及浮动比例	17
图表9	山东省2023年和2024年分时电价时段划分及2023年现货价格	19
图表10	甘肃省分时电价时段划分及浮动比例	20
图表11	2023年甘肃-河东现货交易分时均价	20
图表12	现货试点省份分时电价浮动基数的组成	21
图表13	2024年山东零售套餐分时电价的时段和时长约束	22
图表14	2024年山东零售套餐分时电价浮动系数约束	22
图表15	广东电力市场售电公司市场占有情况	25
图表16	广东电力市场售电公司售电价格和度电收益情况	25
图表17	第二、第三监管周期各省级电网需量电价比容量电价系数汇总	27
图表18	部分省份容量电价电压等级价差汇总	28
图表19	抽水蓄能电站装机容量及容量电价汇总	29
图表20	第三监管周期内各省市抽蓄年度容量电费汇总(单位: 亿元)	29
图表21	部分省份月度工商业用电量与抽蓄容量电费关系图	30
图表22	各省煤电容量电价和容量电费折价	32
图表23	各省容量电费折价、容量电费折价占比、可再生能源消纳责任权重、火电发电量占比、 火电利用小时数分布示意图	33
图表24	蒙西、新疆和宁夏电网风电和光伏优先发电量利用小时	38
图表25	云南省全容量并网新能源项目执行燃煤发电基准价的电量比例	39
图表26	2024年青海和宁夏发电项目价格峰谷浮动比例	39
图表27	各地新能源参与电力现货市场对比	40
图表28	2023年光伏发电建设情况	41
图表29	2021-2023年全国绿电绿证交易量	47
图表30	广东省2022-2024年度交易均价对比	49
图表31	2024年部分省份对环境价值的限值设定	49
图表32	浙江省光伏风电装机容量占比(截止2023年底)	50

引言

2015年启动的新一轮电力体制改革已经走过了九个年头。2020年以来，随着“碳达峰、碳中和”和“构建新型电力系统”等目标的提出，**电力市场体系建设也被赋予了支持新能源加速发展、推动电力系统低碳转型、支撑新型电力系统构建的新任务。**

过去一年，电力市场化改革全面推进，电力价格体系得到细化和完善，电力的商品属性进一步还原。在全国层面，**输配电价、电力现货市场、容量电价、辅助服务市场**等各方面的政策或规则均在近一年内完成了重要更新，深刻影响了工商业电力价格组成和价格形成模式（图表1），逐步搭建起面向新型电力系统构建和高比例可再生能源接入的市场体制和价格体系。

工商业电力价格顺价模式进一步细化和完善。2023年5月，《国家发展改革委关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》确定了“工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成”的新模式。与以往相比，线损费用和系统运行费用从输配电价中分拆，在工商业电费账单中实现单列，用户通过账单可更清晰直观地了解供电各环节的成本和价值。

电力现货市场建设全面提速，现货市场发现电能量价格的功能进一步强化。2023年9月，首个全国层面的电力现货市场规则文件——《电力现货市场基本规则（试行）》印发。这一文件规范了各现货市场试运行地区的市场建设路径、规则设计、运营要求，为各地设计和修改现货市场交易细则划定了统一标准，促进电力现货市场更好地发挥发现电能量价格的功能。2023年12月，经过五年的试运行，山西和广东电力现货市场率先转入正式运行，开启了全国电力现货市场建设运行的新篇章。

煤电容量电价机制建立，探索面向能源转型的价格体系。2023年11月，煤电容量电价机制建立，自2024年起，煤电机组收益由单一电量电价转变为“电量电价+容量电价”的两部制机制，适应并进一步推动煤电功能由提供电能量向提供支撑调节能力转型。

建立健全辅助服务市场价格机制，提升电力系统调节能力。2024年2月，国家发展改革委和国家能源局就建立健全电力辅助服务市场价格机制发布通知，规范全国各省和区域辅助服务市场的服务品种设置、交易机制设计和价格上限设定，明确各地辅助服务费用的传导机制，促进电能量市场与辅助服务市场的统筹衔接，以适应新型电力系统发展需要。

落基山研究所一直以来深入跟踪和助力电力市场化改革进程。以往的研究中，我们重点以市场设计为关注点，分析和讨论“电力市场如何建设”的问题。从去年起，我们以《2023电力市场化改革洞察：面向市场参与者的20大趋势》为始，推出面向市场主体的年度报告，力图为发用电主体提供兼具深度和广度的阶段性洞察。今年，我们在上一年度报告的基础上，系统性回顾过去一年电力市场建设和电价体系构建的重要进展和交易动态，并基于现有观察展望了未来1-3年的市场化发展趋势；同时，在以往按市场组成成分章节讨论的基础上，今年我们还增加了针对特定市场主体和特定交易类型的章节（图表2）。对于2015年-2022年电力体制改革和电力价格体系的背景内容，有需要的读者可以参考2023年报告中的相应内容。在加快构建新型电力系统和建设全国统一电力市场体系的大背景下，我们希望本报告可以帮助市场参与者更好地理解当前和未来的电力价格体系，洞悉市场发展趋势，并提升参与电力市场交易的能力。

图表1 工商业用户电价组成和近期重要进展

形成方式	电价组成	重要进展
发电侧与用电侧通过市场交易形成, 市场化用户直接或通过售电公司购电, 非市场化用户通过电网公司代理购电	上网电价	· 2023.9《电力现货市场基本规则(试行)》印发, 2023年10月15日起执行。 · 2023.12 山西、广东电力现货市场转入正式运行。 · 2023.8《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则(修订稿)》发布, 交易价格中分别明确电能量价格和绿电环境价值, 2023年8月9日起执行。
政府发布上网环节综合线损率	线损费用	· 2023.5《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》印发, 线损费用以综合线损率形式单列, 2023年6月1日起执行。
政府核定, 含对居民和农业用户的基期交叉补贴	输配电价	· 2023.5《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》印发, 按电压等级核定输配电价, 2023年6月1日起执行。
政府核定或基于市场交易形成, 根据总费用进行折价分摊	系统运行费用	· 2023.5《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》印发, 以一厂一价的形式核定容量费用, 由工商业用户分摊, 2023年6月1日起执行。 · 2023.11《关于建立煤电容量电价机制的通知》印发, 按省区设置煤电容量电价, 费用由工商业用户分摊, 2024年1月1日起执行。 · 2024.2《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》印发, 规范现货市场建设的不同阶段内, 调峰、调频、备用市场的交易规则、价格上限、分摊方式, 现货市场未连续运行区域, 原则上不向用户侧疏导, 2024年3月1日起执行。
	抽水蓄能容量费用	
	煤电容量费用	
	辅助服务费用	
		
政府核定	政府性基金及附加	
依据上述各部分价格确定	销售电价	

来源:落基山研究所整理

图表2 面向市场参与者的十大趋势汇总

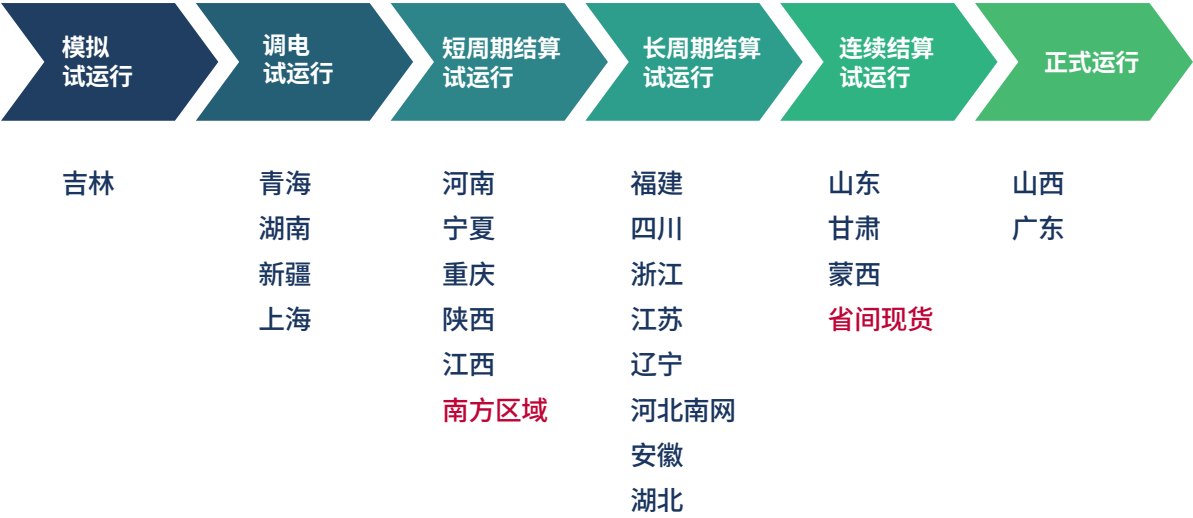
按市场或价格组成	电能量	01 二十三省启动电力现货市场(试)运行,新能源出力塑造现货价格峰谷形态
		02 分时电价政策动态调整加快,现货价格对分时电价的指导作用凸显
		03 省级电力零售市场建设加强,用户范围扩大和多元市场主体是发展趋势,批零价格有效传导是发展方向
	输配电	04 输配电价回归电网业务成本,线损费用和系统运行费用在电费中单列
	容量	05 煤电容量电价机制出台,重构发用电双方电费结构,支撑煤电角色转型
	辅助服务	06 辅助服务市场价格机制得到规范,新能源和储能主体或需调整市场策略
按市场主体或交易类型	集中式新能源	07 新能源市场化交易规模增加,“报量报价”电量继续走低,新能源项目收益在现有市场规则设计下有保障,但长期面临市场化程度更高的价格冲击
	分布式新能源	08 分布式光伏超预期发展,投资主体需密切关注电网接入与上网价格政策变化
	独立储能	09 独立储能探索电力市场参与模式,电能量市场收益将愈发重要
	绿电交易	10 绿电与绿证市场持续扩容,短期内供需关系较为宽松

01 二十三省启动电力现货市场（试）运行， 新能源出力塑造现货价格峰谷形态

2023年9月，国家发展改革委、国家能源局正式印发《电力现货市场基本规则（试行）》¹（以下简称《基本规则》），首次从国家层面出台统一规则指导各地区现货市场建设，标志着我国电力现货市场建设从试点探索迈向全面建设的新阶段。10月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》²（以下简称“813号文”），提出“进一步明确现货市场建设要求”、“进一步扩大经营主体范围”、“统筹做好各类市场机制衔接”等方向。

在《基本规则》和“813号文”出台后，全国现货市场建设全面加速。图表3总结了截止到2024年1月的全国各地、各层级现货市场的建设进度。省级现货市场层面，山西、广东现货市场已于2023年底由试运行转正式运行，在此之前，两省现货市场均已连续结算试运行两年以上；山东、甘肃、蒙西现货市场均已连续结算试运行一年以上。区域和全国现货市场层面，国网省间现货市场自2022年7月1日起开始连续结算试运行；2023年12月15日，南方区域首次实现覆盖广东、广西、云南、贵州、海南五省区的全区域电力现货市场结算试运行，是我国进展最快的区域级电力市场。展望2024年，考虑到建设进度和实际运行情况，山东现货市场有望进一步转正，江苏、江西、河北南网、湖北等省份现货市场有望率先转为连续结算试运行，南方区域电力现货市场将开展不同周期的结算试运行。

图表3 全国各地现货市场的建设进度（截止2024年1月）



来源：各省市和区域电力交易中心，落基山研究所整理

注1：现货市场建设一般历经六个阶段：模拟试运行、调电试运行、短周期结算试运行（一般一周及以内）、长周期结算试运行（一般两周到一个月）、不间断结算试运行（一般一年以上）、正式运行等六个阶段

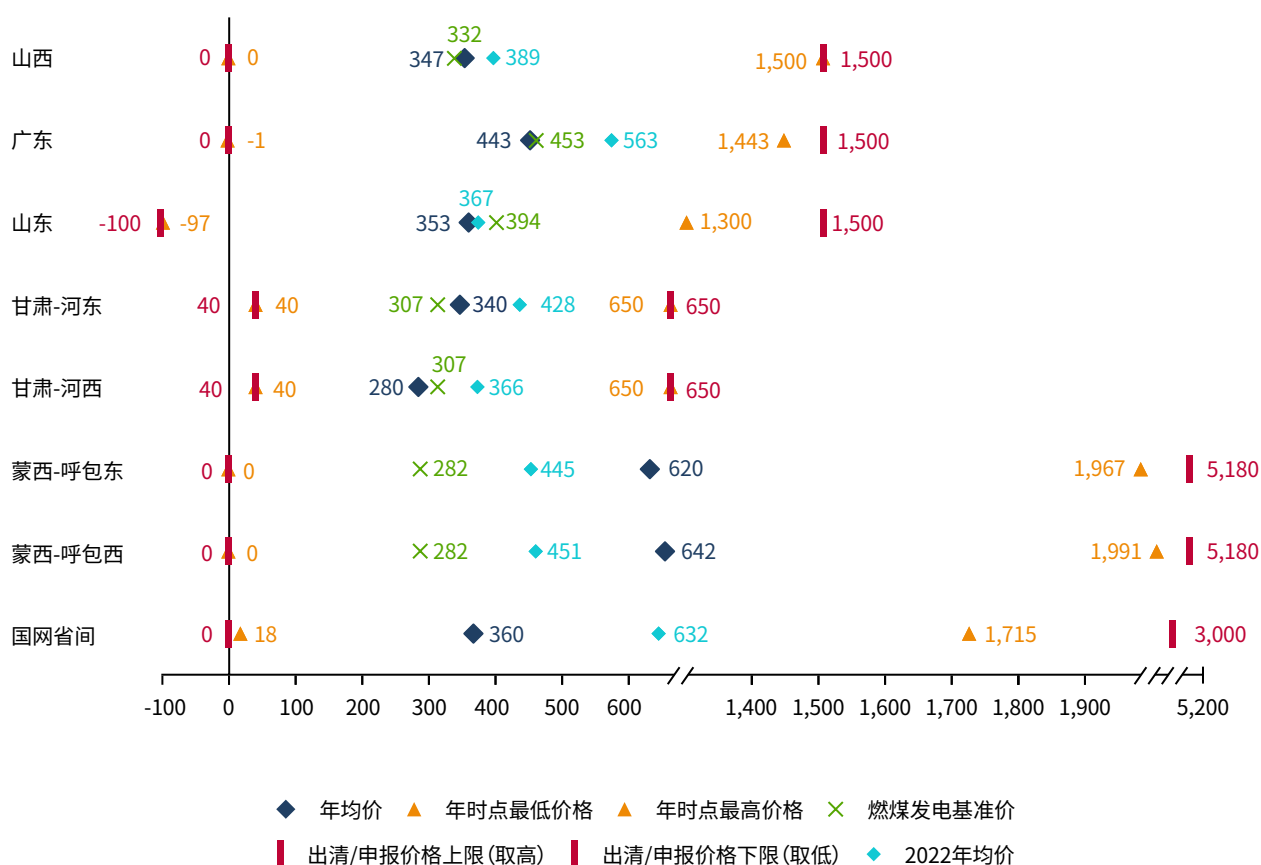
注2：示例中蓝色为省级层面现货市场，红色为区域及全国层面现货市场，部分地区现货市场未纳入考虑

注3：与其他现货市场设计不同，四川电力现货市场设计了丰水期“水电现货”和平枯水期“火电现货”，两种现货模式均已实现长周期结算试运行。

六省区现货市场实现全年连续结算运行, 现货价格和竞价空间高度正相关

2023年, 山西、广东、山东、甘肃、蒙西和省间现货市场均成功实现了全年连续结算, 现货价格较2022年整体下探。图表4展示了年度层面关键现货价格数据。从整体水平来看, 伴随着动力煤价格下调, 除蒙西外各省现货年均价较2022年都有所下降, 下降幅度从-3.7%到-23.7%不等。蒙西受到中长期市场价格较低、发电侧希望在现货市场回收成本等因素影响, 现货均价较2022年上涨2倍以上, 但由于用户侧风险防范补偿机制的存在, 最终结算价格仍会维持在中长期合约均价的一定范围内。省间方面, 国网省间电力现货市场申报价格上限由2022年的10元/千瓦时调整至3元/千瓦时, 送电方节点日均结算价格上限设置为1.5元/千瓦时³, 以降低极端情况下电力受端省份的用户分摊压力。同时, 由于2023年全国供需总体平衡, 尤其迎峰度夏期间降水形势好转、水电发电同比增加, 国网省间现货均价较2022年显著下降43.1%。

图表4 2023年度层面关键现货价格数据一览

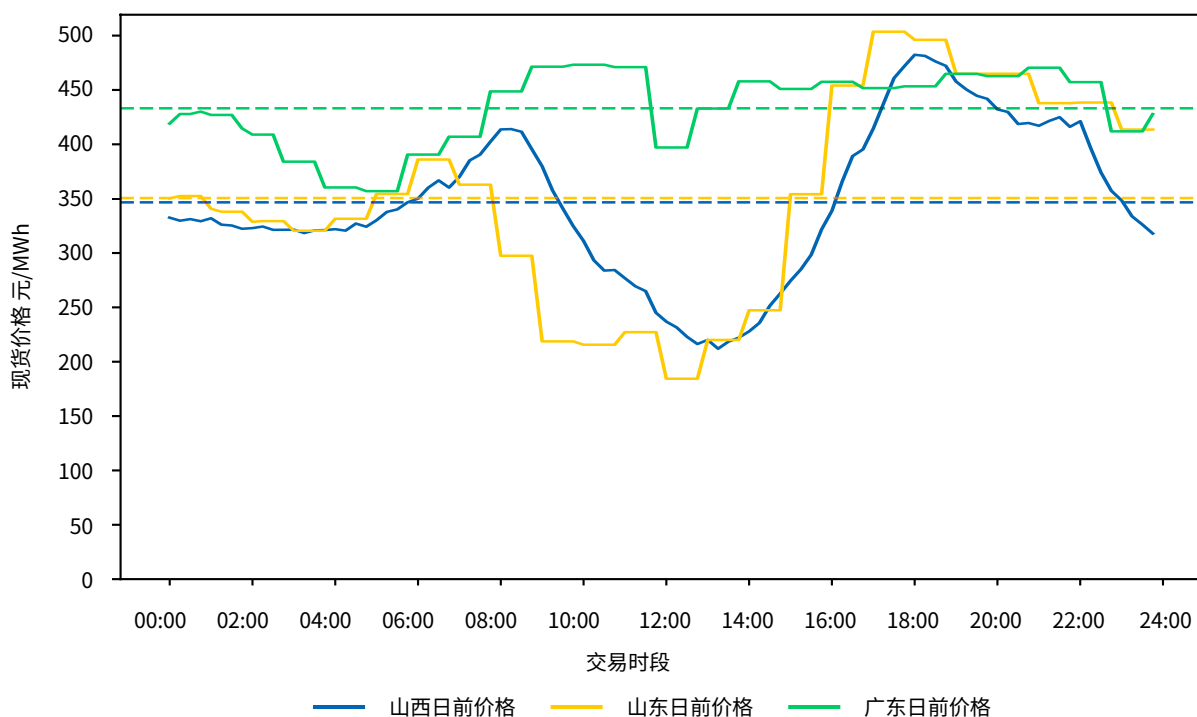


来源: 兰木达电力现货, 落基山研究所

具体到日内层面, 各省现货价格峰谷形态和新能源渗透率高度相关。如图表5所示, 山西和山东现货价格均呈现“早晚双峰、中午低谷”的形态, 早高峰出现在日出前的6-9点, 价格更高的晚高峰出现在日落前后的17-19点, 而在此之间的现货价格均显著低于全年平均值, 最低值出现在光伏出力最高的12-14点。相比之下, 广东的最低值出现在负荷较低的凌晨4-6点, 虽然中午12-13点也明显出现低谷, 但除此之外白天的电价仍保持在年平均值之上。这一现象与光伏渗透率相关: 2023年广东省光伏电量占比仅为3.1%, 而山西、山东分别为6.2%和9.7%。三省比较下, 山东的光伏渗透率最高, 也导致深谷幅度最大, 深谷均价系数(最低时段均价: 年平均值)低至0.5, 峰谷均价比(最高时段均价: 最低时段均价)高至2.7(分季节分时段均价与分时电价政策的相关性详见第2条)。伴随着光伏装机继续保持高速增长, 白天时段的现货价格将进一步下探。

图表5

2023年山西、山东、广东现货日前市场分时段均价图(虚线为年平均值)

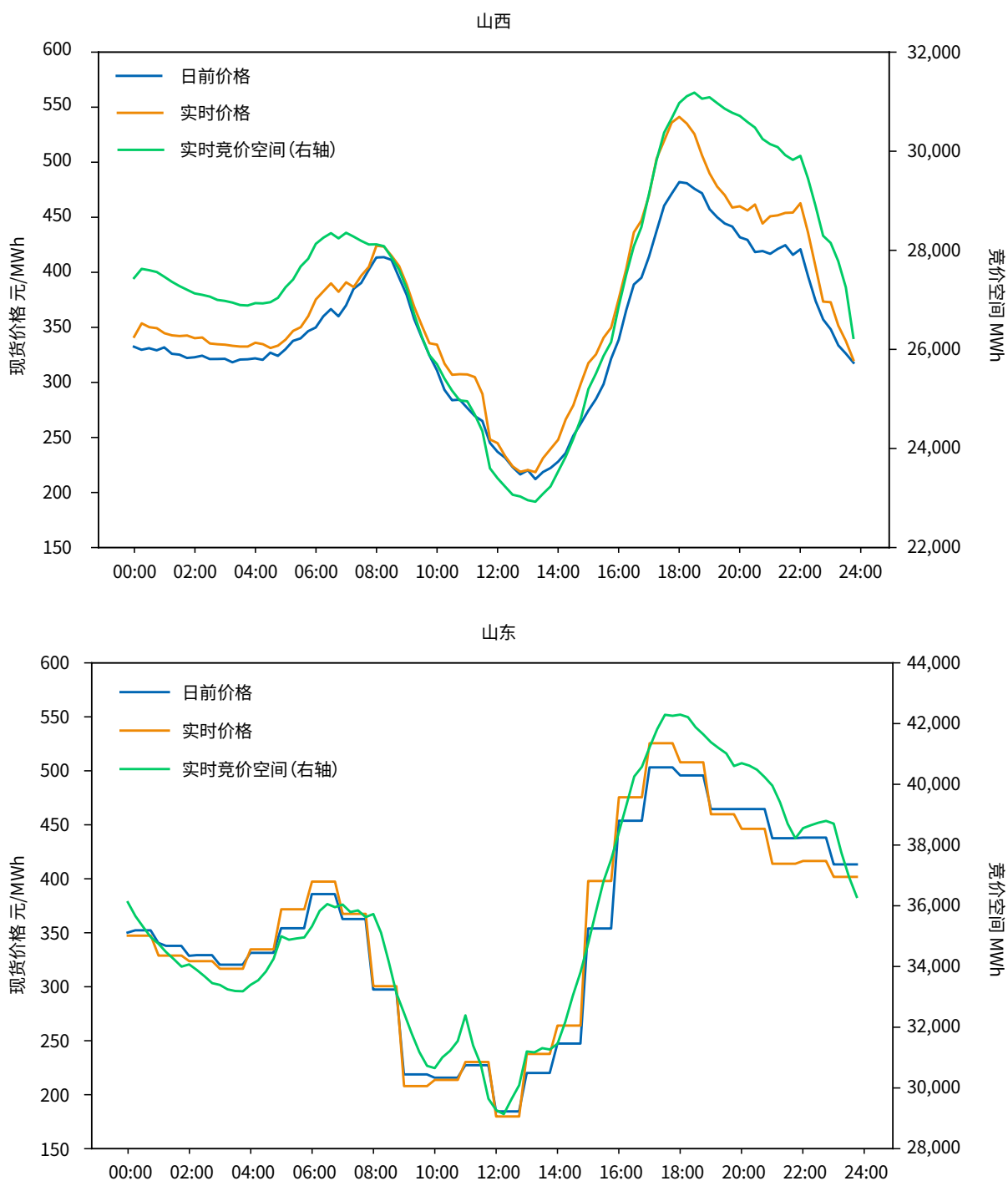


来源：电查查电力数据，落基山研究所

进一步探讨影响现货价格变动的因素，数据显示**现货价格和竞价空间存在高度正相关性**（图表6）。与日前价格相比，实时价格峰谷形态相近但普遍价格更高。实时价格曲线和实时竞价空间曲线形态呈现出高度的一致性，这符合现货市场的设计理论。当用户侧负荷较低或者发电侧优先出清（如联络线）和零边际成本（如新能源）的机组出力较高时，竞价空间则较低，由于目前用电侧“报量不报价”，竞价空间则决定了其他发电机组（主要为火电）的报价博弈空间，报价较低的机组会被优先出清，则现货市场边际出清价格也会随之降低，反之则升高。

图表6

2023年山西、山东现货日前和实时市场分时段均价与实时平均竞价空间图



来源：电查查电力数据，落基山研究所

注：本文中竞价空间近似定义为“竞价空间 = 直调负荷 - 联络线负荷 - 风电出力 - 光伏出力”。

更大比例新能源、更多元新型主体将参与现货市场，“发用双侧报量报价”将进一步试点推广

在经营主体范围扩大方面，集中式新能源、独立储能、虚拟电厂、核电等市场主体参与现货市场均有一定进展。在连续结算试运行的省份中，蒙西、甘肃两地区新能源发电量占比较高（超过 20%⁴），基本上除扶贫光伏、分布式光伏外，新能源发电机组全电量参与中长期市场与现货市场；而山东、山西入市采用自愿原则，入市的新能源全电量参与现货市场，山东未入市的新能源电站实际出力的 10%（2023 年标准）也要按照现货价格结算；广东要求省内 220 千伏及以上电压等级的中调调管的风电、光伏发电企业全部参与现货市场交易（新能源入市详见第 7 条）。储能方面，自 2022 年 2 月山东首批独立储能电站以“报量不报价”方式参与现货交易后，独立储能已陆续在各现货试点省份参与现货市场及调频等辅助服务市场。2023 年，山西、广东成功试点独立储能以“报量报价”方式参与现货，山西允许独立储能按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”方式参与现货市场⁵，山东 2024 年初发布的《山东电力市场规则（试行）》（征求意见稿）要求独立储能由“报量不报价”变为“报量报价”参与市场⁶（独立储能入市详见第 9 条）。此外，虚拟电厂及核电参与现货方面也在山西、山东等地有所突破（见专栏 1）。展望近期，集中式新能源有望在更多省份以更大比例入市并全电量参与现货市场，独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型市场主体“报量报价”参与现货市场会得到进一步推广；2024 年有望在山东等分布式新能源装机占比较高的省份率先试点分布式新能源上网电量部分参与现货交易。

专栏 1 市场动态案例分享

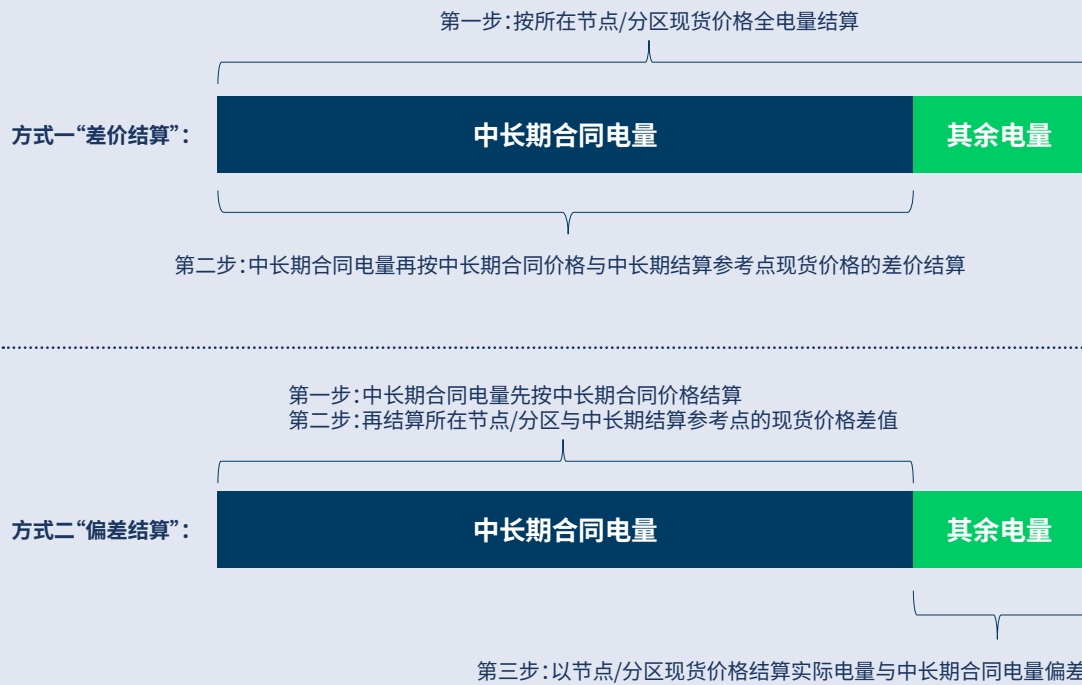
1. 山西虚拟电厂参与现货市场：在山西现货市场中，虚拟电厂以“报量报价”方式参与，每日各交易时段分别申报用电负荷上、下限以及递减的 3-10 段量价曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清⁷。同时按照虚拟电厂调节能力，山西适当放宽了其中长期交易成交量约束和金融套利约束。2023 年 8 月 1 日，山西风行虚拟电厂正式入市，其聚合了建材、铸造、钢铁、商业楼宇、分布式光伏、储能、充电桩等资源，当日累计申报负荷 1.5 万千瓦、7 个小时，预计通过负荷调节共减少用电量 18,000 千瓦时、可获利 7,500 元，该红利会传导到其代理的零售用户⁸。
2. 山东核电参与现货市场：自 2023 年 11 月起，山东海阳核电 1、2 号机组，装机容量共计 250 万千瓦，通过保留优先发电量、全电量报量报价方式参与电力现货市场⁹。这意味着除事前给定、分月调整的优先消纳电量部分仍按照政府批复价格结算，其余电量部分将参与电力市场。根据 2024 年 1 月发布的《山东电力市场规则（试行）》（征求意见稿），全部核电机组按自愿原则参与电能量市场，在满足低功率运行深度、调节速度、准备时间等安全条件基础上，以报量报价方式全电量参与日前现货市场出清，其中具备日内调节能力的核电机组可以参与日内和实时市场交易。

用户侧参与上，除了已实行“发用双侧报量报价”的甘肃电力市场外，“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”为现行的主流模式。广东在 2024 年 1 月发布的《关于 2024 年电力市场交易有关事项的通知》中指出，计划开展现货市场双边报量报价试点交易，允许批发用户和具备条件的售电公司自愿选择报量报价参与日前电能量市场出清¹⁰。山东在 2024 年 1 月发布的《山东电力市场规则（试行）》（征求意见稿）中也指出，具备条件时，采取“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式。伴随着各地区现货市场试运行的不断成熟及正式运行，“发用双侧报量报价”将进一步试点推广⁶。这不仅将对售电公司（或直接参与市场的批发用户）提出更高的交易能力要求，还意味着对于用户侧而言，现货市场的结算价格有望从虚拟的“统一结算点”价格细化为基于用户物理位置的“节点/分区”价格。

专栏 2 中长期交易与现货交易的结算衔接方式实现统一，发电侧结算全电量反映阻塞和空间价值

在电能量批发市场结算方面,《基本规则》给出了“差价结算”和“偏差结算”两种设计方式(见图表 7),目前蒙西电力市场采用前者,其余省份多采用后者¹¹。《基本规则》修正了前期现货试点中两种结算方式导致的不同,为方式二增加了“第二步”以结算因输电阻塞导致的所在节点和中长期参考结算点的空间价值差。因此两种方式实现等效,对于发电方而言,全电量都会承担因所在节点阻塞而导致的节点电价低于全省均价的风险(反之部分节点电价高于全省均价会带来超额收益)。伴随着现货市场逐步成熟,未来如果用户侧也采用节点/分区现货价格、允许发用双方自行选择结算参考点,用户侧也将受到因线路阻塞导致的现货节点电价不同的影响。

图表7 电能量批发市场的两种结算方式简化示意图



来源: 落基山研究所
注 现阶段,由于用户侧“报量不报价”、发用双方暂无法自行选择结算参考点,各地电力市场均为用户侧定义了虚拟的“统一结算点”现货价格作为其所在“节点/分区”现货价格,而发电侧是一般基于真实的物理位置确定的节点/分区现货价格。同时各地电力市场为发用双方定义了中长期交易“结算参考点”以结算中长期和现货交易的差价/偏差部分。

各层级现货市场和各类型电力市场衔接将更加紧密

在各层级电力市场衔接上，国家电网区域和南方电网区域采取了不同的设计思路。南方区域电力现货市场结算试运行期间，五省区按区域现货出清结果执行、按区域出清价格结算，广东现货市场出清结果仅作为备用。这体现了南方区域和各省内现货市场“全电量集中竞争、统一出清”的设计思路，有助于实现电力资源在全区域的最优化配置。但在过渡阶段，《南方区域电力现货市场第一次全域结算试运行实施方案》引入了“省间利益平衡临时调整机制”，即在区域现货市场结算后，对省间送电费用进行事后调节，减少出现省间利益较现行机制调整过大的风险¹²。相比之下，国网省间电力现货和各省内现货市场是互补关系，目的是利用省间通道剩余输电能力、匹配电力富余和短缺省份的互济需求，为“两级出清”模式，即省间现货交易结果作为开展省内现货市场出清的边界条件。

在各类电力市场交易品种衔接方面，伴随着部分省份（区）现货市场的不间断运行，现货市场发现电力价格的能力愈发被市场参与方认可并作为中长期交易的价格锚点。“813号文”明确在现货市场连续运行地区，中长期交易需连续运营，实现执行日前七日（D-7日）至执行日前两日（D-2日）连续不间断交易；调频辅助费用可向用户侧疏导，其他辅助服务品种“成熟一个、疏导一个”；各地现货市场出清价格上限设置应与需求侧响应价格相衔接。从报价策略角度分析，年度中长期交易的买卖双方不仅会考虑动力煤价格水平，还会考虑近期现货市场的价格水平。例如在广东省，2022年动力煤价格处于高位、现货均价达到562.9元/MWh，这也导致2023年年度长协平均价格为553.9元/MWh¹³，基本达到煤电基准价的20%上浮上限。但是相比较而言，广东2023年全年现货均价仅为443.1元/MWh，显著低于年度长协均价。2024年度交易开展前的11月现货（实时价格）均价为469.5元/MWh，对之对应，12月开展的2024年年度长协交易均价下降到465.6元/MWh¹⁴，仅较煤电基准价上浮不到1%。在月度和月内中长期交易阶段，上月和当月现货价格水平对中长期价格的传导效应预计会更加突出。

02 分时电价政策动态调整加快，现货价格对分时电价的指导作用凸显

分时电价机制通过引导用户削峰填谷，进而改善电力供需状况、促进新能源消纳¹⁵。分时电价政策决定电网代理购电分时电价、间接影响中长期交易的分时结算价格ⁱ，并进一步影响零售市场分时价格的形成。目前33个省级电网均已颁布工商业分时电价政策，并有16个省网在近一年内完成了动态调整，动态调整的主要方面包括：

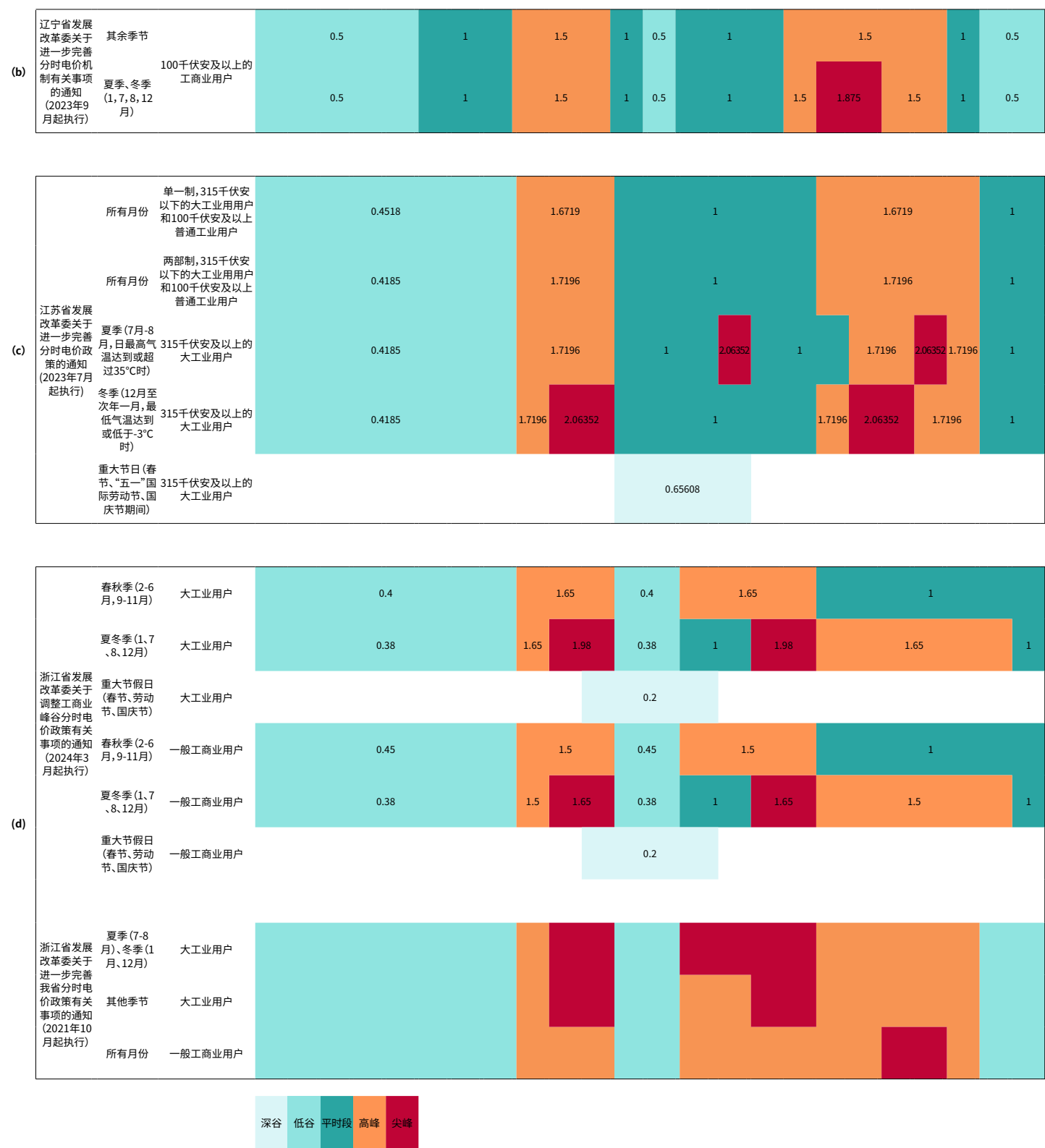
- **调整尖峰时段划分：增加尖峰时段时长**(见图表8.a)。例如，山东本年度动态调整过程中尖峰时段增加184小时、深谷时段增加62小时，高峰时段减少182小时，低谷时段减少180小时；安徽针对315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户尖峰时段新增248小时。
- **调整时段划分精度：提高时段精度，分时时段含0.5小时节点**(见图表8.b)。如辽宁省早高峰时段为7:30-10:30，午间高峰时段为11:30-12:00。含辽宁省在内，目前已有6个地区时段划分精度提升到了0.5小时。
- **探索节假日深谷政策：在重大节假日期间引入午间深谷电价政策**(见图表8.c)。浙江和江苏率先在春节、劳动节、国庆节三个重大节假日期间执行深谷电价政策，浙江深谷电价时段设置在10:00-14:00，涵盖原高峰、尖峰、低谷、平时段；江苏深谷电价时段设置在11:00-15:00，涵盖原平时段。重大节假日期间往往伴随电力负荷下降，设置深谷时段有利于更具针对性的识别和体现系统实际供需状况，引导用户填谷。
- **统一分时浮动方式：在全国范围内统一了峰谷时段的电价计算方式，即在平时段电价的基础上按时段系数浮动**(见图表8.d)。浙江省在2024年1月动态调整的分时电价政策中，明确了大工业用户不同时段浮动比例，不再以加减固定度电价格的方式确定峰谷电价。浙江动态调整完成后，按浮动比例确定峰谷电价的方式在全国范围内得到统一。
- **分时电价更灵活的时段划分**：如广西省，在迎峰度夏和迎峰度冬期间，电网公司可结合电力供需等情况，在报备和公示后，对用电电压等级在35千伏及以上规定执行范围内电力用户的时段划分进行灵活调整。

ⁱ 中长期合同未形成分时价格时，各时段结算价格在交易价格的基础上按照分时电价划分的时段和浮动比例执行；申报用电曲线、逐时段交易时，分时电价政策指导形成各时段报价的上下限，如山西省中长期分时段交易中，各个时段报价最高上限原则上不高于燃煤发电基准价 $\times (1+20\%) \times (1+\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1+20\%)$ ，最低下限原则上不低于燃煤发电基准价 $\times (1-20\%) \times (1-\text{该时段分时电价政策浮动比例}) \times (1-20\%)$ ，从而间接影响中长期分时结算价格

图表8 部分省份工商业分时电价时段划分及浮动比例

省份政策文件			季节/月份	用户	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
山东省发展和改革委员会关于工商业分时电价政策有关事项的通知(2024年1月1日起执行)	冬季(1月、2月、12月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3	1		2		1.7			1	
	春季(3-5月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3	1		2			1.7			1
	夏季(6-8月)	工商业用户			0.3											1					1.7		2					1
	秋季(9-11月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3	1	1.7	2		1.7			1	
山东省发展和改革委员会关于进一步优化工商业分时电价政策的通知(2023年1月至12月执行)	冬季(1月、12月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3		2			1.7			1	
	春季(2-5月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3	1	1.7	2			1.7			1
	夏季(6-8月)	工商业用户	1			0.3										1					1.7		2					1
	秋季(9-11月)	工商业用户							1						0.3		0.1		0.3	1	1.7	2		1.7			1	
(a)	7、8、9月	100千伏安及以上工商业用户					0.382										1							1.843				
	1、12月	100千伏安及以上工商业用户					0.382									1							1.843				0.382	
	其他月份	100千伏安及以上工商业用户					0.382					1.74					1						1.74			1	0.382	
	7、8月	315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户					0.382									1						1.843		2.212			1.843	
	9月	315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户					0.382									1								1.843				
	1、12月	315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户					0.382									1						1.843		2.212		1.843	0.382	
	其他月份	315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户					0.382					1.74					1					1.74				1	0.382	
安徽省发展改革委关于完善工商业峰谷分时电价政策有关事项的通知(2022年3月至2024年3月执行)	1,7,8,9月	100千伏安及以上工商业用户					0.412				1		1.813				1						1.813			1	0.412	
	其他月份	100千伏安及以上工商业用户					0.412				1		1.71				1						1.71			1	0.412	

接上表



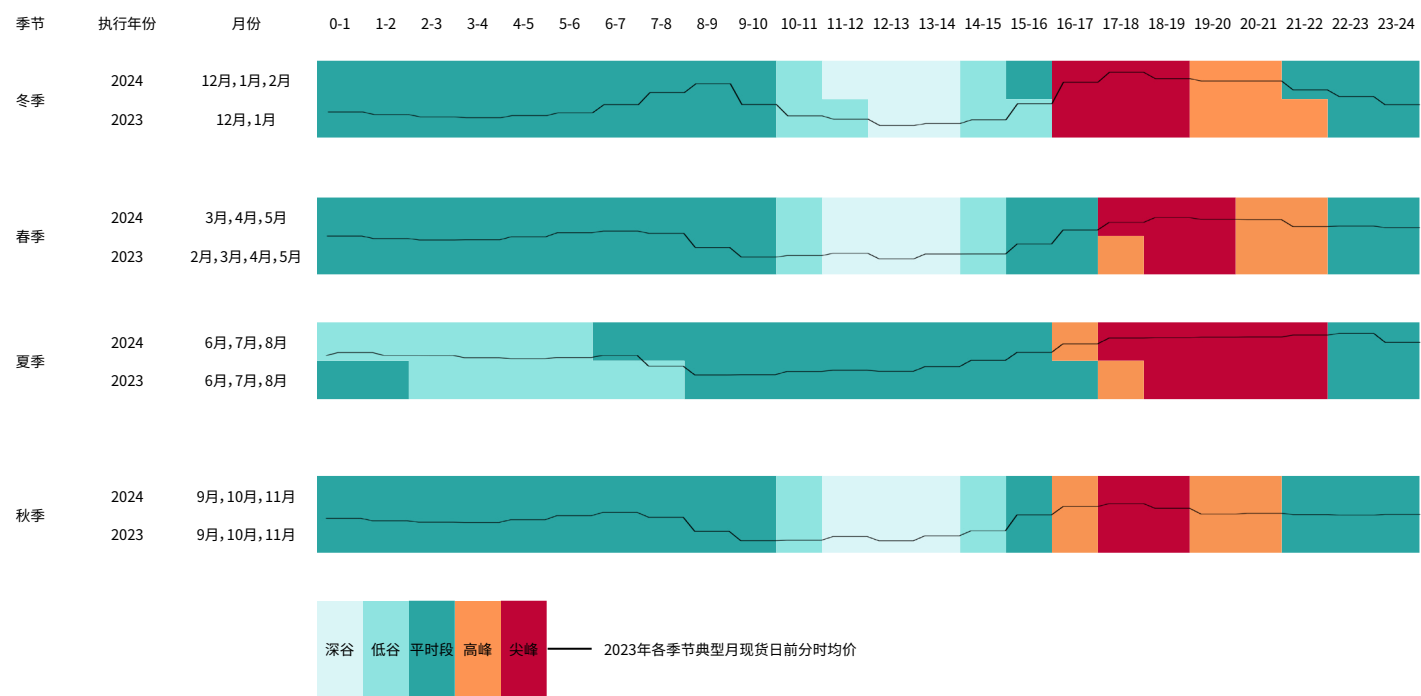
来源：各省发展和改革委员会，落基山研究所

分时电价的动态调整及时反映了现货价格波动的发展趋势

在现货市场长周期连续（试）运行的省份，现货交易价格在日内的波动情况已成为新一年度分时电价动态调整的重要参考。现货市场发现的分时电能量价格信号，通过分时电价政策的动态调整机制传导到分时电价政策中，进而更准确地指导用户调整用电行为。以山东为例，如图表9所示，2024年分时电价在2023年基础上，调整了冬季、春季和夏季的峰谷时段，深谷与尖峰时段的调整清晰反映了现货市场价格曲线的年际变化：

- 深谷调整方面，2024年冬季11:00-12:00时段由低谷调整为深谷，这与2023年冬季现货价格的日内波动情况及其相对上年的变化趋势一致。2023年1月现货市场中，11:00-12:00时段现货平均价格相比10:00-11:00时段下降14%，该时段内现货价格处于日内价格低点，为1月平均价格的0.56倍（现货1月各时段平均价格最低值为月平均价格的0.4倍）。而2022年同期同时段现货市场平均价格为月均价的0.77倍，2023年与2022年相比，该时段价格在均价基础上的下浮更为显著，分时电价新增本时段为深谷时段及时反映了这一变化。
- 尖峰调整方面，2024年春夏季17:00-18:00时段由高峰调整为尖峰。以夏季17:00-18:00时段调整为例，2023年7月现货交易结果显示，17:00-18:00时段与16:00-17:00时段相比现货均价上浮9.7%，上浮后价格达到高位，该时段平均价格为日内各时段平均价格最高值的93%，处于尖峰电价区间。而2022年同期，这一比值为86%，2023年与2022年相比，该时段在均价基础上的上浮比例增加，分时电价政策将这一时段动态调整为尖峰时段，与该时段现货均价上行趋势一致。

图表9 山东省2023年和2024年分时电价时段划分及2023年现货价格

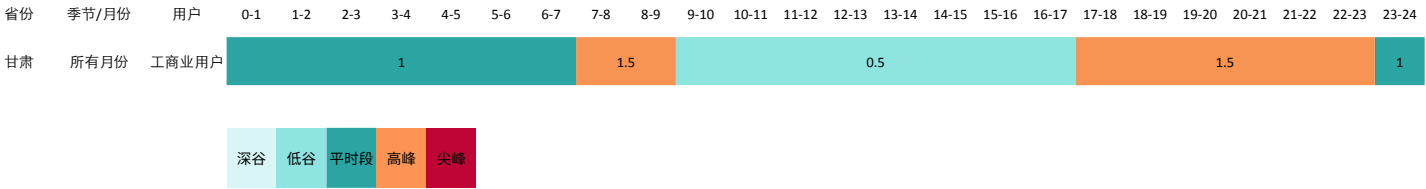


来源：山东省发展和改革委员会，电查查电力数据，落基山研究所

注：2023年现货价格为各季节典型月现货价格，其中1月为冬季典型月，4月为春季典型月，7月为夏季典型月，10月为秋季典型月

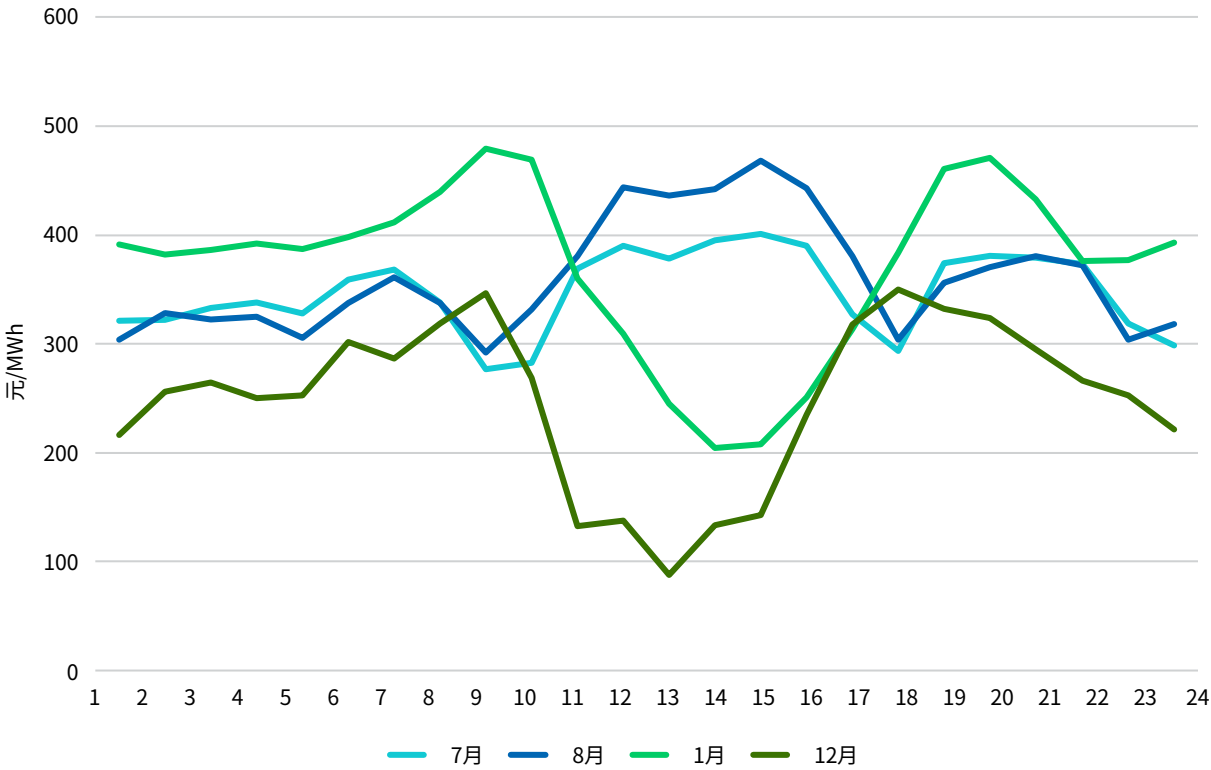
但同时，在部分地区的特定时段，现货价格波动与分时电价浮动也可能表现出不一致的趋势。如图表9所示，山东夏季分时电价将0:00-6:00时段划分为低谷，但该时段各小时现货均价均高于划分为平时段的8:00-13:00。如图表10、图表11所示，甘肃现货分时价格有较强的季节性特征，但是分时电价政策中尚未体现出这一特点：2023年甘肃省河东现货市场中夏季（7-8月）峰价集中在午间（12:00-17:00）和晚间（18:00-23:00），冬季（1月、12月）峰价集中在早间（7:00-9:00）和晚间（17:00-23:00），现有分时电价政策中的时段划分贴近冬季现货价格，但是与夏季时段差别较大。电力用户可重点关注此类分时电价浮动和现货价格波动错配的时段，此类时段更可能成为分时电价政策下一步动态调整的重点方向，用户可提前规划应对方案。

图表10 甘肃省分时电价时段划分及浮动比例



来源：甘肃省发展和改革委员会，落基山研究所

图表11 2023年甘肃-河东现货交易分时均价



来源：兰木达电力现货，落基山研究所

各省市分时电价浮动基数的组成有较大差别，远期有望出台统一的规范性指导文件

目前各省分时电价浮动基数的组成各异。现货长周期运行的试点省网中（如图表12所示），除市场交易价格/代理购电价格外，安徽、河南、广东、四川、浙江、江苏、辽宁七地要求输配电价参与浮动，浙江、江苏两地政府性基金及附加需参与浮动，此外在上网环节线损和系统运行费用方面也未形成统一理解。因此，电力用户实际面对的峰谷浮动系数，不仅受分时政策确定的峰谷系数影响，还取决于所在省份对分时电价浮动基数组成的约定。当用户侧电价浮动幅度在同等水平时，浮动基数组成部分越少，电能量价格可浮动的范围更大，越有利于储能参与者利用峰谷价差套利、回收投资成本。在构建全国统一电力市场体系的目标下，中远期全国层面或将针对分时电价浮动组成出台指导性文件，厘清分时电价浮动基础，进一步规范电价体系。

图表12 现货试点省份分时电价浮动基数的组成

省份	浮动基数组成				
	电能量交易价格/代理购电价格	上网环节线损费用	输配电价	系统运行费用	政府性基金及附加
安徽	✓		✓(不含容(需)量电价)		
山东	✓	✓		✓	
山西	✓(历史偏差电费折价不参与浮动)				
河南(征求意见稿)	✓		✓(不含容(需)量电价)		
广东	✓	✓	✓(不含容(需)量电价)	✓	
蒙西	✓				
四川	✓		✓(不含容(需)量电价)		
浙江	✓	✓	✓(不含容(需)量电价)	✓	✓
江苏	✓	✓	✓(不含容(需)量电价)	✓	✓
辽宁	✓	✓	✓(不含容(需)量电价)		
湖北	✓	✓			

来源：各省发展和改革委员会，北极星电力网，落基山研究所
注：山东独有的容量补偿电价也在浮动基数组成内，上海、福建、甘肃未就浮动基数组成作出明确规定。

分时电价政策与零售套餐衔接加强

在零售市场日益完善、批发侧和零售侧连接更加紧密的背景下，目前分时电价政策通过三种影响路径影响零售分时电价的形成：

- (1) **分时电价政策中的时段划分和浮动系数作为计算依据影响零售套餐分时电价形成：**对于未签有分时段属性零售套餐的零售用户，结算时购电价格在约定价格的基础上按照分时电价政策中的峰谷时段划分及浮动比例执行。
- (2) **分时电价政策直接约束零售套餐分时机制：**以山东省为例，山东的零售套餐执行分时约束机制，时段划分需满足各时段时长约束条件，并且在分时电价政策的限定时段内选择，可浮动比例较分时电价政策中的规定的浮动系数范围更大。

图表13 2024年山东零售套餐分时电价的时段和时长约束

零售套餐分时电价时段	与分时电价政策峰谷时段的对应要求	时长约束
峰段	- 须包括尖峰时段 - 在平段和峰段中选取	
谷段	- 须包括深谷时段 - 在平段和谷段中选取	≥峰段总时长
平段	-	≥12h

来源：山东省发展和改革委员会，落基山研究所

图表14 2024年山东零售套餐分时电价浮动系数约束

	月份	峰段	谷段
分时电价政策确定的系数	全年	1.7	0.3
零售套餐分时系数可选范围	4月、11月	>1.6	<0.4
	其他月份	>1.5	<0.5

来源：山东省发展和改革委员会，落基山研究所

- (3) **分时电价通过约束中长期逐时段限价，进而影响零售分时电价：**以山西省为例，当零售用户与售电公司签订带有分时段属性的零售套餐时，零售用户的分时段市场化用电量以售电公司与其签订的分时电价作为结算价格。各时段分时电价在报价时受中长期分时段交易限价的影响，最高限价是在中长期逐时段最高限价的季度算数平均数基础上上浮8%，最低限价是中长期逐时段最低限价的季度算数平均数¹⁶。

03 省级电力零售市场建设加强，用户范围扩大和多元市场主体是发展趋势，批零价格有效传导是发展方向

工商业用户参与电力市场交易电量在2023年继续增长，电网企业代理购电电量依旧占据三成比例。据国家能源局统计，2023年全国电力市场交易电量5.7万亿千瓦时，同比增长7.9%¹⁷。结合北极星售电网的数据，2023年电网企业工商业用户代理购电电量在市场交易电量中占比约为30.6%，较2022年降低了1.0个百分点¹⁸。尽管国家发展改革委要求“有序推动工商业用户全部进入电力市场”，但目前各地10千伏以下的工商业用户几乎都采用电网企业代理购电的方式，尚未直接参与市场交易。广东省于2023年10月发布了《广东电力市场低压工商业用户参与市场化交易试点实施方案》，首次试点低压工商业用户参与市场直接购电或者通过售电公司购电，试点选择深圳市辖区内完成“转改直”计量抄表到户改造的工业园区为试点，允许低压工商业用户自愿参与电能量市场，这一试点方案为未来推动10千伏以下工商业用户直接参与市场交易、缩小代理购电范围打下基础。

参与零售市场交易是工商业用户直接参与电力市场交易的主要方式。相较于单个用户直接参与批发市场交易，售电公司将多个用户的购电需求打包交易，交易规模更大，议价能力更强。以2023年全国用电量第一的省份广东省为例，2023年共有39243家用户直接参与广东电力市场交易，其中直接参与批发市场交易的仅有4家¹⁹；2024年度交易中仅有1家用户直接参与批发市场年度挂牌交易，没有用户直接参与批发市场年度双边协商交易和年度集中竞争交易¹⁴。部分地区在2024年电力市场交易通知或电力零售市场交易规则中对电力用户直接参与批发市场设置了年用电量的门槛，并且主要分为1000万千瓦时以上（如广东、青海）和500万千瓦时及以上（如福建）。然而，四川和新疆在2024年的电力市场交易方案中则取消了对工商业电力用户直接参与电力市场的年用电量要求，从规则上减少了对电力用户的限制。

省级电力零售市场建设在2023年进一步完善，共有17个省市（广东、江苏、浙江、河北、新疆、四川、安徽、福建、山西、云南、陕西、湖南、甘肃、天津、青海、吉林、海南）在2023年出台或更新了电力零售市场或售电公司管理相关文件。这些文件明确了零售用户和售电公司的权利和义务，明晰了零售交易组织过程和结算方式；规范了零售合同的签订，提供了零售合同范本，明确了零售套餐类型，加强了零售交易线上平台建设，并要求零售合同的签订、变更或解除原则上在零售平台上进行。

各地明确的电能量零售套餐类型主要包括固定价格类套餐、市场联动价格类套餐、价格传导类套餐、价差分成类套餐四类。其中，固定价格类套餐是指电力用户与零售公司的成交价格为固定价格；市场联动价格类套餐，部分地区也叫浮动价格类套餐，是指成交价格随选定的电力市场价格（电力批发市场价格或电网代理购电价格）变化而变化；价格传导类套餐是将售电公司在批发市场交易结算均价传导至电力用户；价差分成类套餐是指售电公司与零售用户在参考价的基础上按照约定的比例分享收益或分摊损失。部分地区在2023年以来还针对绿色电力交易提出了绿色电力套餐，即在约定电能量价格的基础上约定绿电交易电量和绿电环境价值，不同地区绿电零售套餐中绿电环境价值的约定方式也不相同（详见第十章）。

- 固定价格类套餐是目前电力用户的主要选择，帮助电力用户控制电价波动风险。以广东省为例ⁱⁱ，2023年和2024年年度电能量零售合同签约结果显示，超过98%的电力用户选择了“固定+市场联动”的零售合同类型，在签约总电量中占比也超过98%^{20,21}。其中市场联动价格部分电量占比分别为10.6%和10.8%^{20,21}，刚好满足10%的政府要求，电力用户并没有更多意愿超出政府规定签署更多市场联动价格电量。

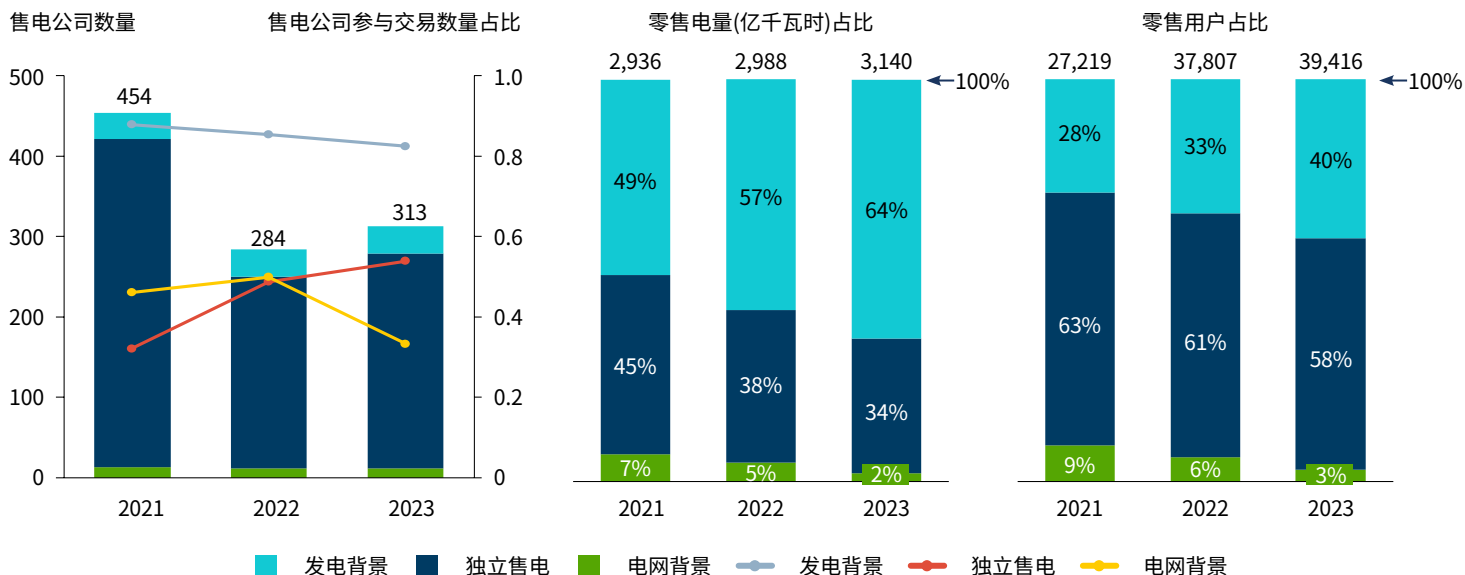
ii 广东省电能量零售交易合同分为“固定+市场联动”类和“100%市场联动价格”类这两类，其中前一类要求零售合同中至少10%的实际用电量采用市场价格联动方式。

- 市场联动价格类套餐中选择的**市场联动价格**包括年度和月度的中长期市场交易价格、现货市场成交均价、月度电网企业代理购电价格。与市场联动价格类套餐关联整个电力市场的交易价格不同，价格传导类套餐则关联售电公司在批发市场上各类交易合同的加权均价。这两类零售套餐通常会叠加服务费，用于售电公司在传导批发市场交易价格的基础上回收相应服务成本。
- 考虑到煤电价格对电力中长期市场价格影响较大，部分地区（例如广东、上海等地）在零售套餐设置过程中加入了**煤电价格联动**的选项。但从广东电能量零售合同交易结果来看，选签“煤电联动”的用户很少，2023年没有电力用户选签，2024年电力用户选签的用户数量比例和电量比例分别为0.03%和0.02%，大部分电力用户依然倾向于相对固定的用电价格^{20,21}。
- 为减少电力用户在零售市场的购电价格波动风险，各地目前主要通过**设置零售合同价格上下限和建立价格风险预警机制**这两种方式避免用户电价过高。对于第一种方式，广东省直接对电能量零售交易中固定价格部分设置了价格上下限，且该价格上下限与批发市场年度交易上下限一致；云南省则将燃煤发电基准价的1.2倍作为零售合同中固定价格部分的最高限价；浙江省可由电力用户和售电公司协商是否设置封顶价格，封顶价格以（80%年度交易均价+20%月度交易均价）为基准设置最高上浮系数。对于第二种方式，江苏省在《关于做好2024年电力零售市场常态业务管理的通知》中设置了电力零售套餐关键参数风险预警阈值，针对零售套餐中的固定价格和浮动价格进行风险预警。
- 电力用户与售电公司签署零售合同时可选择是否设置**偏差考核条款**，但部分地区鼓励售电公司对于低电压等级的零售用户免除偏差考核。例如，浙江省在《浙江省电力零售市场管理办法（试行）》中“鼓励售电公司不对35千伏以下用电电压等级的零售用户进行偏差考核”。在电力用户在零售市场承担的偏差考核与售电公司在批发市场偏承担差考核的衔接方面，部分地区也提出了相关要求。例如，陕西省在《陕西省电力零售市场交易细则》中提出“原则上售电公司与其代理的零售用户共同承担偏差电量费用”，电力用户在零售市场承担的偏差考核费用应支付给售电公司用于其补偿在批发市场承担的偏差考核费用。浙江省则规定售电公司收取的电力用户偏差考核费超出其在批发市场承担的偏差考核费用一定额度的，超出额度部分应返还给按代理零售用户。
- 各地区在零售市场中针对分时交易用户主要通过两种方式应用分时电价相关政策，其一是直接约定平段价格，其余时段按照规定价格峰谷比浮动（例如广东省）；其二是针对不同时段分别约定价格，更精细地用各时段的价格反映单个用户的用电特性和市场供需（例如陕西省）。

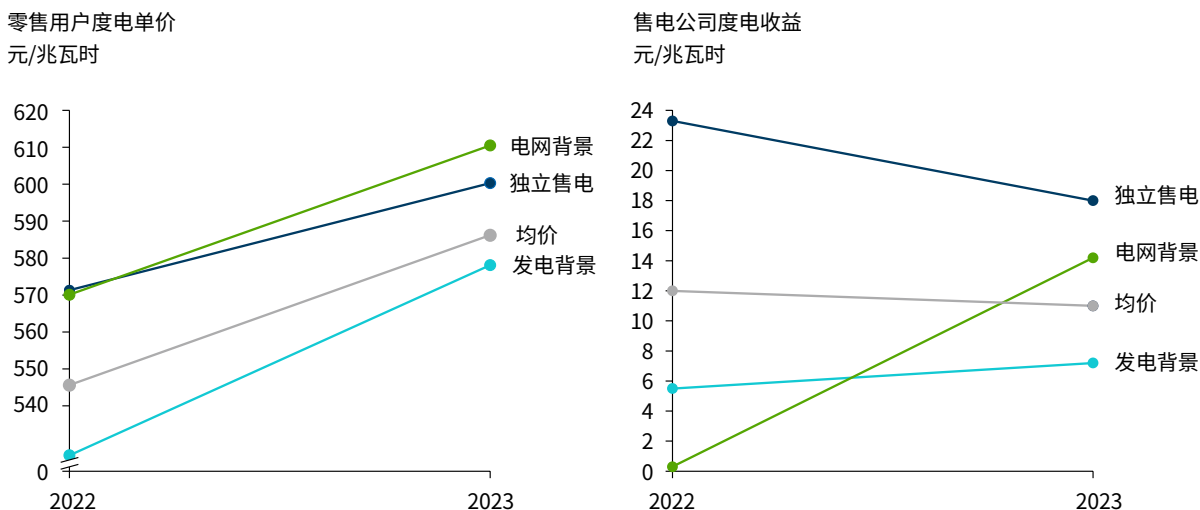
随着电力零售市场的发展和对于售电公司风险管理的加强，售电公司在经历了2022年的大量退市之后，在2023年整体数量相对稳定。以广东电力市场为例，截至2023年底，售电公司数量累计数量为313家，较2022年底净增加了29家^{19,22}。其中独立售电公司是主要经营主体，在全部售电公司中约占85%。在各类售电公司中，发电背景的售电公司参与交易的比例最高，而独立售电公司和电网背景售电公司参与交易的比例较低。然而随着售电公司管理规范加强，未开展实质性业务的售电公司逐步被清退，独立售电公司参与交易比例从2021年的32%上升到2023年的54%^{19,23}。从图表15和图表16展示的广东电力市场售电公司交易情况中可以看出^{19,22,23}：

- **发电背景售电公司用户中电力大用户比例较高，因而能够以约三成的零售用户数量占据约六成的零售电量。**发电背景售电公司在电源方面的优势，能够帮助其为电力用户提供更低的售电价格和相对稳定的电力来源。2021年到2023年，发电背景售电公司零售电量占比不断提升。广东零售交易结果显示，发电背景售电公司的零售用户度电单价最低，2022年和2023年分别比市场均价低19元/兆瓦时和8元/兆瓦时。凭借大用户规模效应带来的更低的度电管理成本，发电背景售电公司度电收益在所有类别中最低，2022年和2023年分别比市场均价低7元/兆瓦时和4元/兆瓦时。
- **独立售电公司在零售市场上主体众多，承接了约60%的零售电力用户，尤其是中小型用户，提升了零售市场的多元化程度。**独立售电公司的零售用户度电单价和度电收益都较市场均价更高，其中度电单价2022年和2023年分别比市场均价高26元/兆瓦时和14元/兆瓦时，度电收益分别比市场均价高11元/兆瓦时和7元/兆瓦时。独立售电公司往往更注重在交易能力或服务能力等方面培养自己的核心竞争力，并且度电收益回报较发电背景售电公司要求更高。

图表15 广东电力市场售电公司市场占有情况



图表16 广东电力市场售电公司售电价格和度电收益情况



长期来看，在“推动工商业用户都进入市场”的要求之下，以广东省低压工商业用户参与电力市场交易试点为基础，预计未来各地将开展更多相关试点，扩大工商业用户参与电力市场直接交易比例，逐步缩小电网企业代理购电范围。

参与零售市场将依然是电力用户直接参与电力市场的主要方式。零售市场上各类售电公司将继续保持多元化发展，并且随着电力用户相关能力建设的加强，售电公司需要提供更加专业化、精细化的服务，同时扩展增值业务，为用户创造更多价值并为自身带来更多收益点。

电力用户在零售套餐的选择上预计市场联动价格部分比例将逐步扩大，批发市场价格波动将有效传导至终端电力用户，引导用户用电行为。并且随着各地现货市场建设的推进，现货市场交易价格将更多地被考虑到市场联动价格类套餐里，更好地发挥现货市场的价格发现功能。

04 输配电价回归电网业务成本，线损费用和系统运行费用在电费中单列

输配电价分类归并，并按电压等级核定，还原电网物理属性

2023年5月15日，国家发展改革委发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》²⁴（以下简称《第三监管周期通知》），正式下发输配电价在第三监管周期（2023-2025年）执行的新规和价格标准。《第三监管周期通知》进一步规范了电价顺价形成机制，调整了电力用户类型，首次对容（需）量电价进行了按电压分级核定。第三监管周期中的输配电价更直接地对应了电网主管的业务和成本。

此轮省级输配电价核定明确了**工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成**，并首次将以往涵盖在输配电价中的**上网线损费用以及系统运行费用进行单列**。系统运行费用包括抽水蓄能容量费用、煤电容量费用、辅助服务费用等。根据此前国家发展改革委和国家能源局发布的《输配电定价成本监审办法》²⁵（以下简称《监审办法》）和《省级电网输配电价定价办法》²⁶（以下简称《定价办法》），在输配电定价成本核定中，电网所属抽水蓄能电站、电储能设施、单独核定上网电价的电厂的成本费用不得计入输配电定价成本。此次对系统运行费用单列使输配电服务的成本更加清晰明了，与《监审办法》和《定价办法》有了更好的衔接。

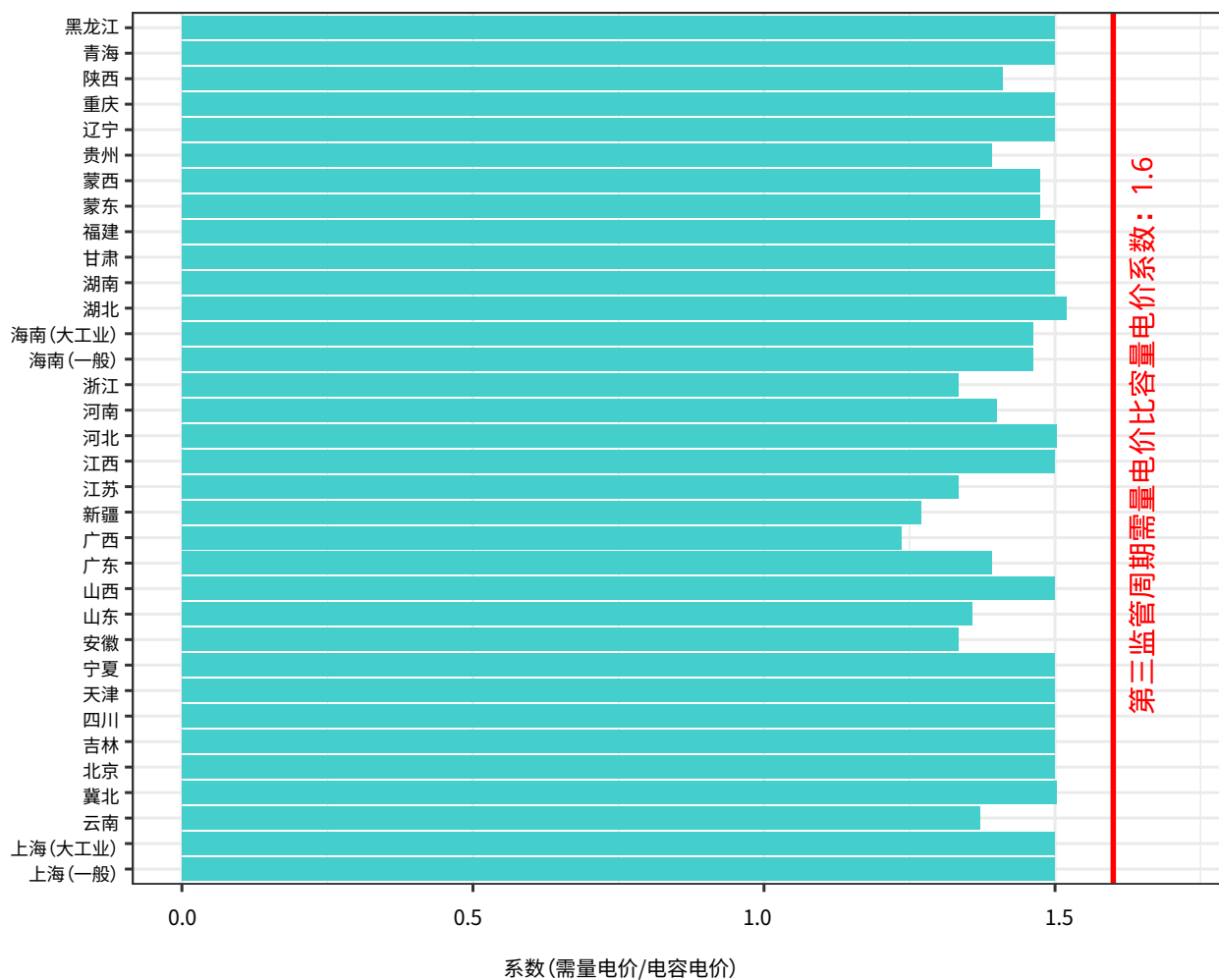
电力用户类别由过去的居民生活、农业生产、大工业、一般工商业用电四类逐步合并为三类，即居民生活、农业生产以及工商业用电（其中包括大工业和一般工商业用户）。在第三监管周期内，**同电压等级的工商业用户将执行相同的价格**。过去工商业用户分为一般工商业用户和大工业用户，分别在核算输配电价时纳入了不同的交叉补贴，导致同电压等级的用户执行不同价格的情况发生。在新的标准下，一般工商业用户和大工业用户被统一为工商业用户，交叉补贴也得到统一，对电力用户及其相应价格结构进行了进一步完善，有力地提升了价格体系的透明度和公平性。

工商业用户按照电压等级和用电容量可选择执行单一制电价或两部制电价ⁱⁱⁱ。《第三监管周期通知》规定**用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或者两部制电价；315千伏安及以上的，执行两部制电价**。

两部制电价中，需量电价在此轮定价中统一按容量电价的1.6倍确定。与第二监管周期相比，各省级电网的需量电价与容量电价的比值整体提高（详见图表17）。这一调整拉大了需量电价和容量电价之间的价差，更直接地引导用户合理报装容量，鼓励用户根据自身的生产情况和负荷波动选择最优的结算方式。

iii 单一制电价：用户根据用电量支付电量电价（元/千瓦时）；两部制电价：用户在结算电费时根据用电量支付电量电价（元/千瓦时）和用电容量支付基本电费（即容量电价或需量电价，以元/千瓦·月或元/千伏安·月计价）

图表17 第二、第三监管周期各省级电网需量电价比容量电价系数汇总



来源：国家发展和改革委员会，落基山研究所

同时，本轮调整首次对容（需）量电价进行了按电压分级核定。在第二监管周期中，容（需）量电价没有区分电压等级，无论是10千伏及以下的用户还是220千伏及以上的用户均执行统一的省级容（需）量电价。而在第三监管周期内，容（需）量电价将根据电压等级进行区分。与第二监管周期中全电压等级的容（需）量电价采用统一标准不同，第三监管周期中低电压等级的容（需）量电价比高电压等级平均高约14%（图表18）。这一调整使得增量配网等新兴市场主体能够同时利用电量电价和容（需）量电价在不同电压等级之间的价差，有利于推动配网业务的发展。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/658002111014006071>