



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、容量电费折价与代理购电价格的比率、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	<ul style="list-style-type: none"> · 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	<ul style="list-style-type: none"> · 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	<ul style="list-style-type: none"> · 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。
	+ 系统运行费用	
	+ 抽水蓄能容量费用	<ul style="list-style-type: none"> · 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。
	+ 煤电容量费用	<ul style="list-style-type: none"> · 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。
政府核定或基于市场交易形成,根据总费用进行折价分摊	+ 辅助服务费用	<ul style="list-style-type: none"> · 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。
	+	
	+ 政府性基金及附加	
政府核定		
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月的全国各地区、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

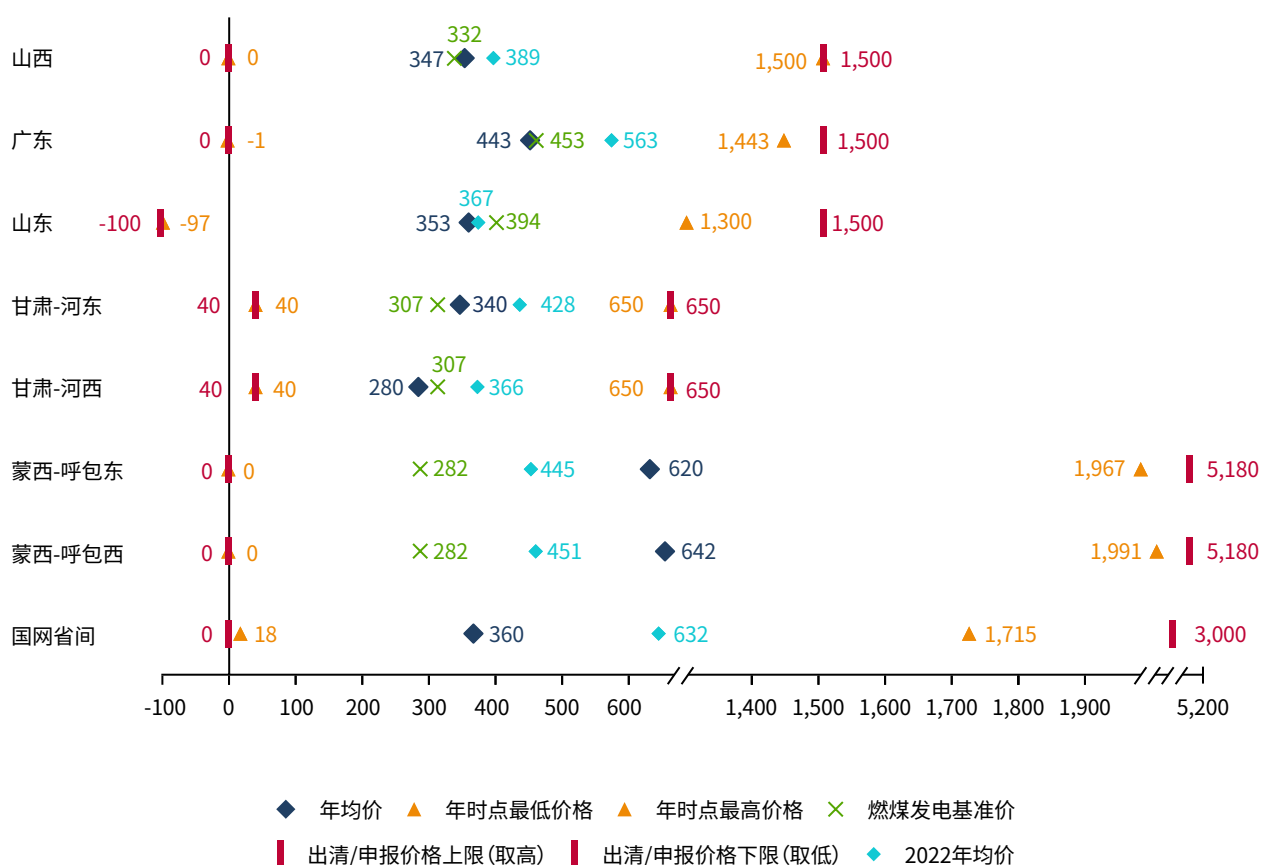
注2：示例中蓝色为省级层面现货市场，红色为区域及全国层面现货市场，部分地区现货市场未纳入考虑

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%。

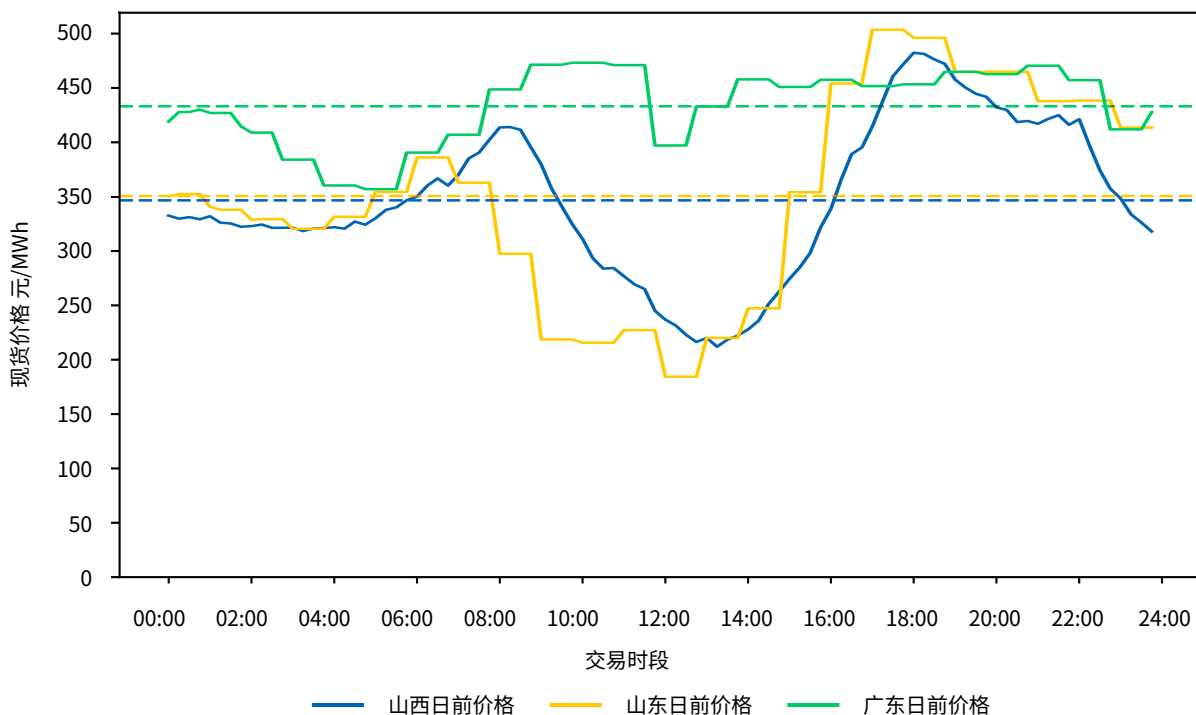
图表4 2023年度层面关键现货价格数据一览



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)

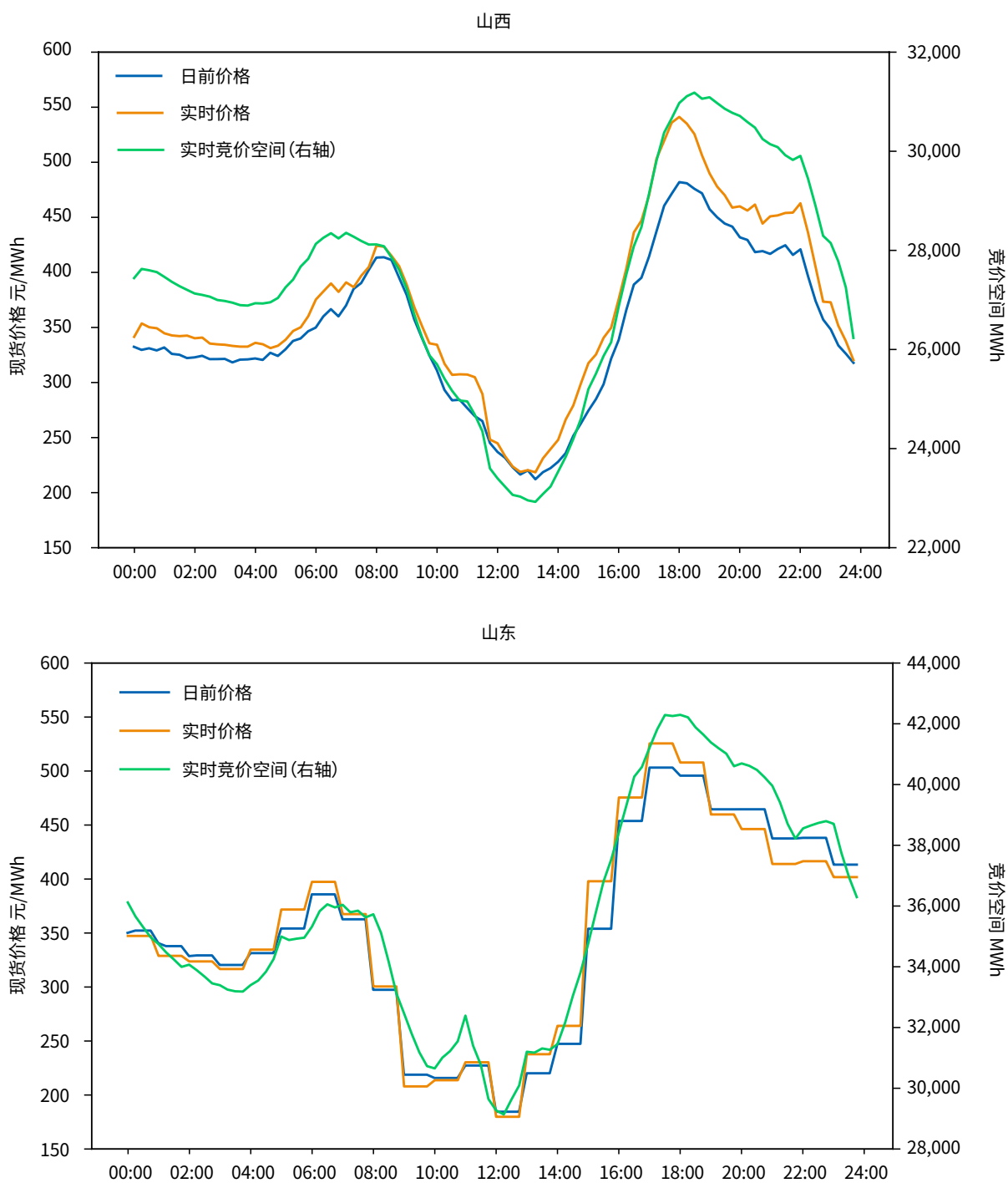


来源: 电查查电力数据, 落基山研究所

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

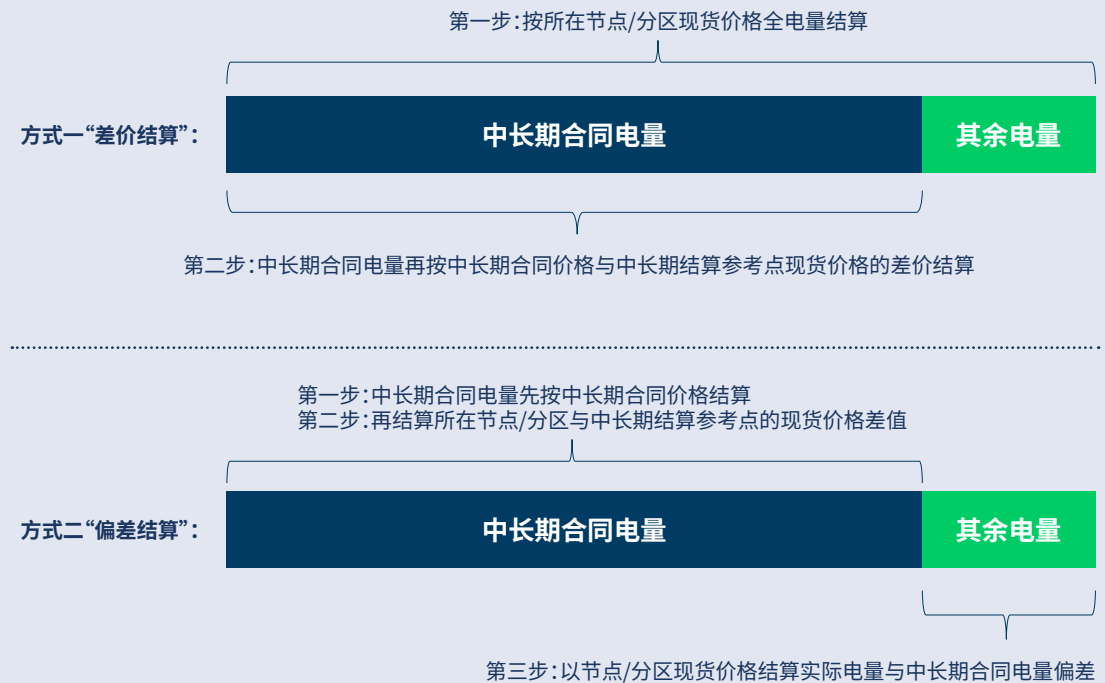
1. 山西虚拟电厂参与现货市场：在山西现货市场中，虚拟电厂以“报量报价”方式参与，每日各交易时段分别申报用电负荷上、下限以及递减的3-10段量价曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清⁷。同时按照虚拟电厂调节能力，山西适当放宽了其中长期交易成交量约束和金融套利约束。2023年8月1日，山西风行虚拟电厂正式入市，其聚合了建材、铸造、钢铁、商业楼宇、分布式光伏、储能、充电桩等资源，当日累计申报负荷1.5万千瓦、7个小时，预计通过负荷调节共减少用电量18,000千瓦时、可获利7,500元，该红利会传导到其代理的零售用户⁸。
2. 山东核电参与现货市场：自2023年11月起，山东海阳核电1、2号机组，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。

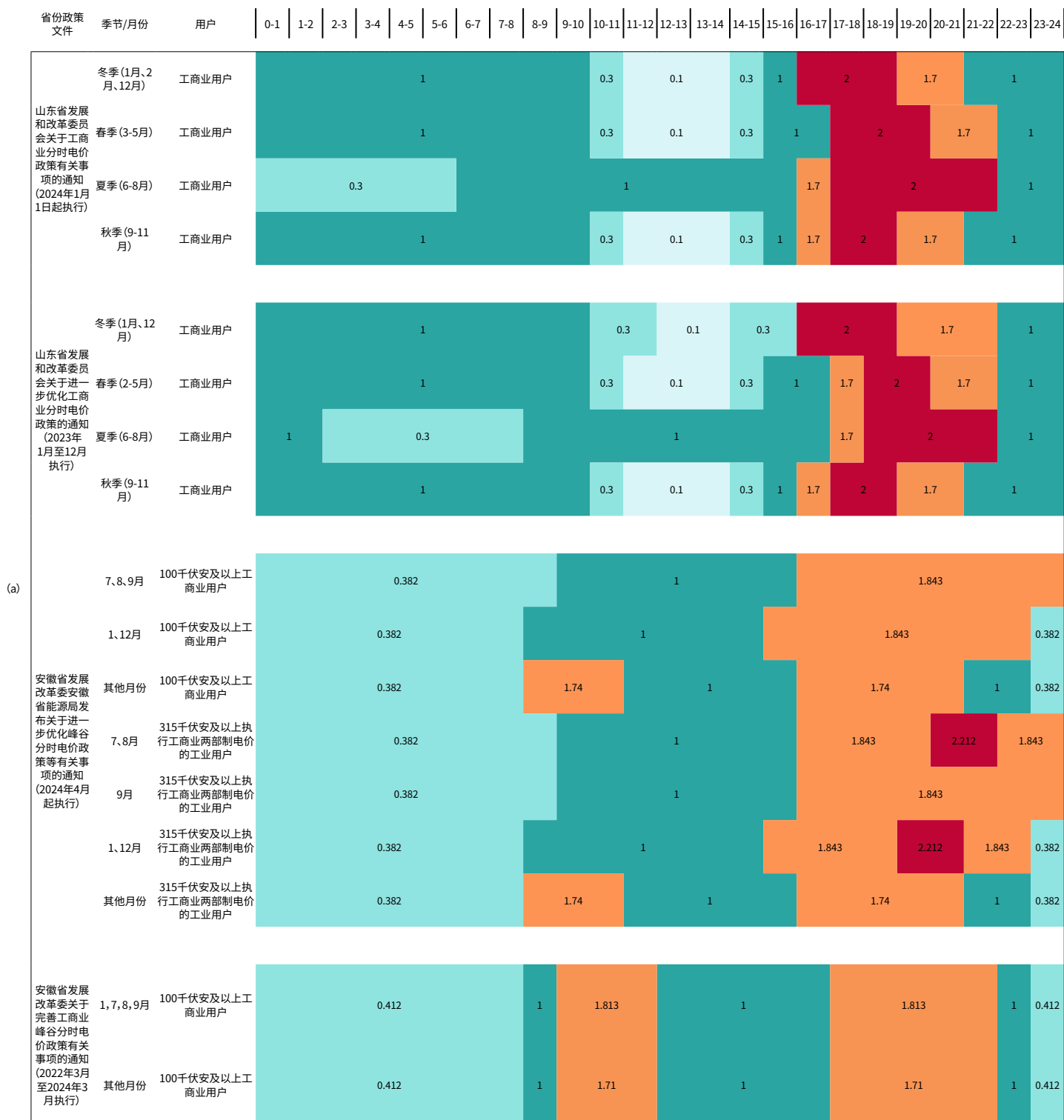
02 分时电价政策动态调整加快，现货价格对分时电价的指导作用凸显

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：

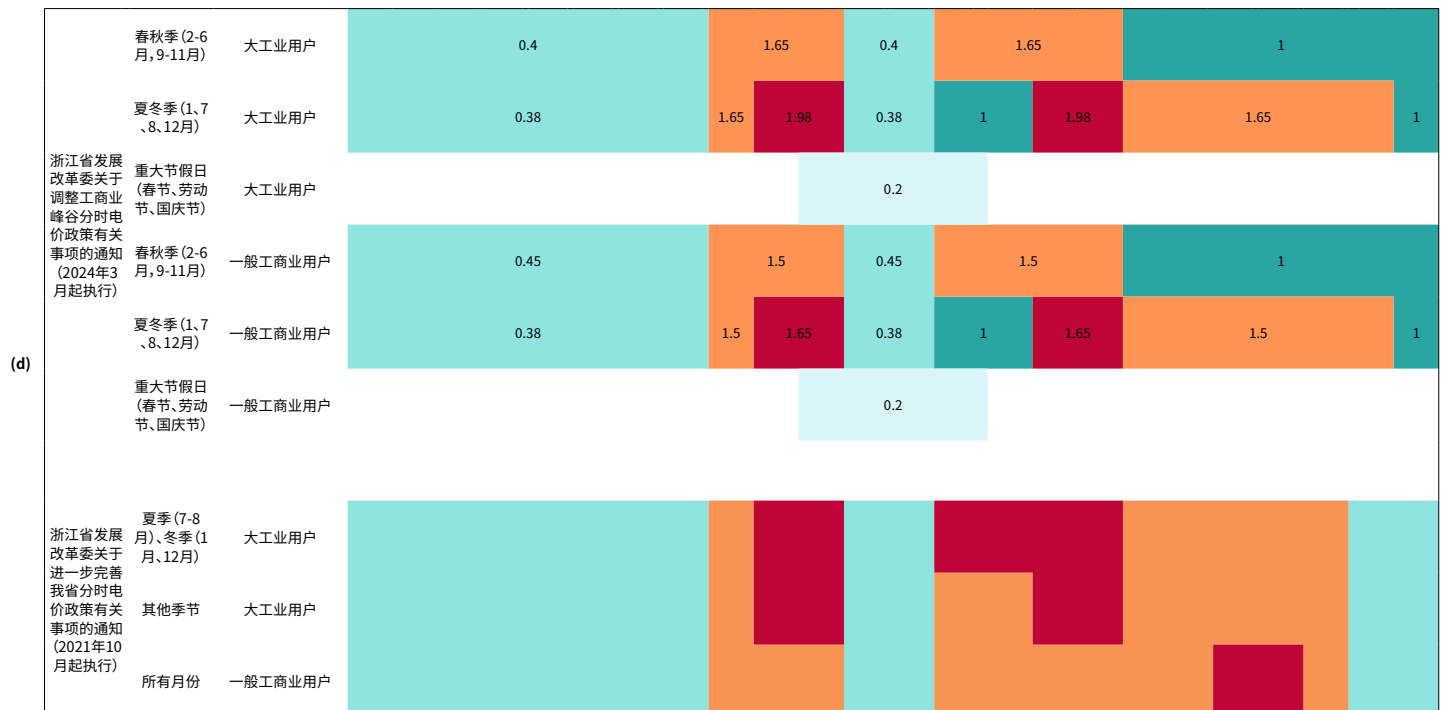
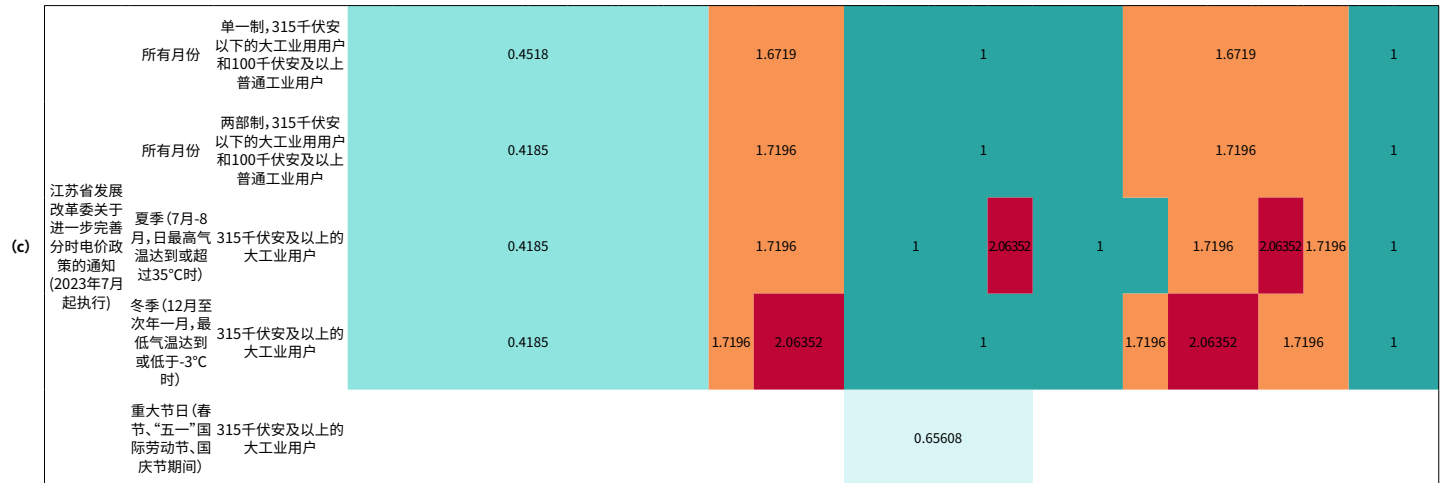
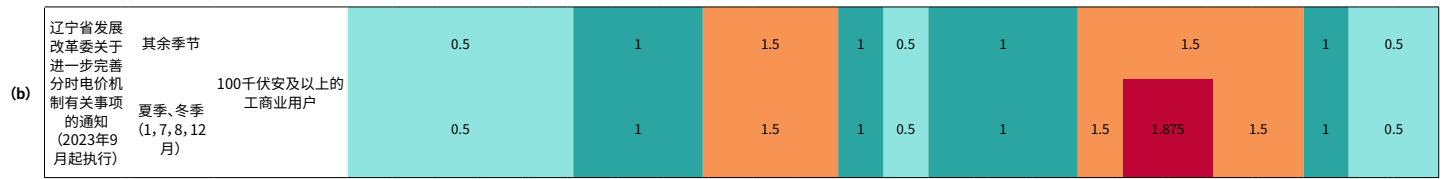
- **调整尖峰时段划分：增加尖峰时段时长**(见图表8.a)。例如，山东本年度动态调整过程中尖峰时段增加184小时、深谷时段增加62小时，高峰时段减少182小时，低谷时段减少180小时；安徽针对315千伏安及以上执行工商业两部制电价的工业用户尖峰时段新增248小时。
- **调整时段划分精度：提高时段精度，分时段含0.5小时节点**(见图表8.b)。如辽宁省早高峰时段为7:30-10:30，午间高峰时段为11:30-12:00。含辽宁省在内，目前已有6个地区时段划分精度提升到了0.5小时。
- **探索节假日深谷政策：在重大节假日期间引入午间深谷电价政策**(见图表8.c)。浙江和江苏率先在春节、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的浮动比例，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* (1+20%) * (1+该时段分时电价政策浮动比例) * (1+20%)，最低下限原则上不低于燃煤发电基准价* (1-20%) * (1-该时段分时电价政策浮动比例) * (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



接上表



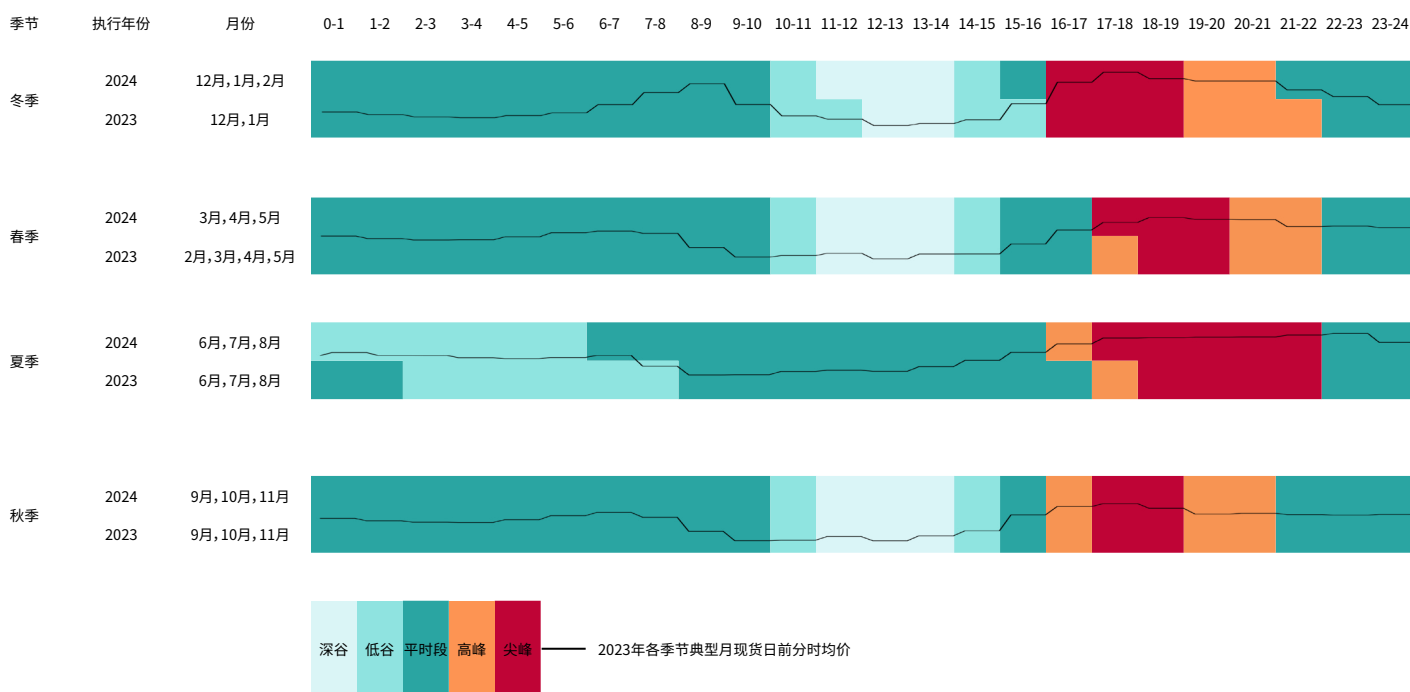
来源: 各省发展和改革委员会, 落基山研究所

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

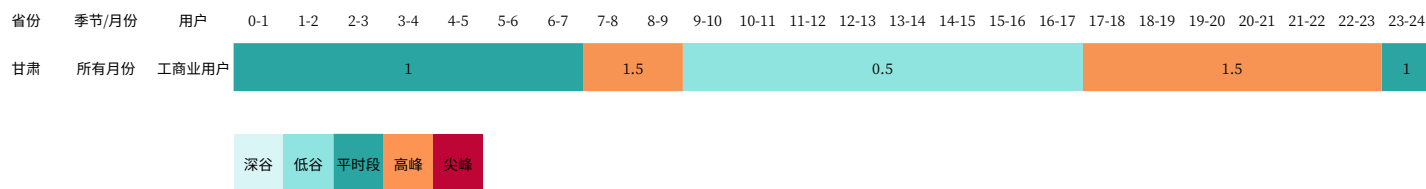


来源：山东省发展和改革委员会，电查查电力数据，落基山研究所

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

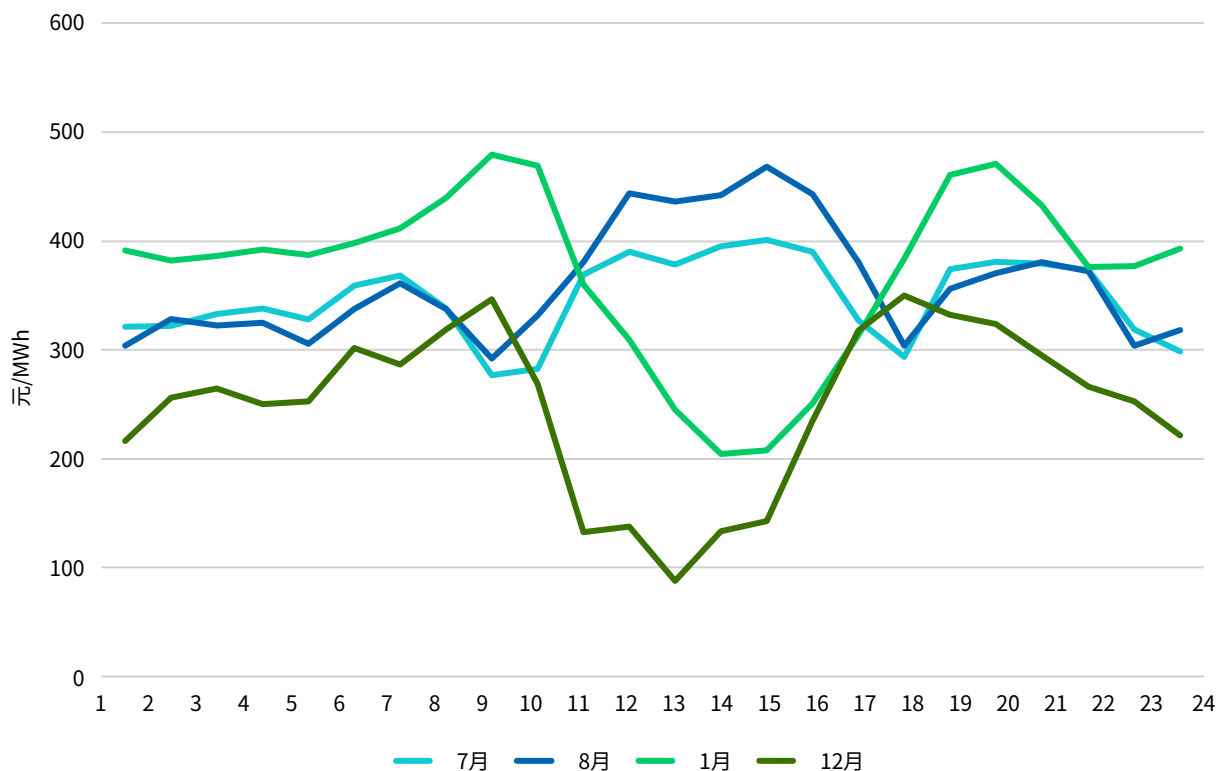
但同时，在部分地区的特定时段，现货价格波动与分时电价浮动也可能表现出不一致的趋势。如图表9所示，山东夏季分时电价将0:00-6:00时段划分为低谷，但该时段各小时现货均价均高于划分为平时段的8:00-13:00。如图表10、图表11所示，甘肃现货分时价格有较强的季节性特征，但是分时电价政策中尚未体现出这一特点：2023年甘肃省河东现货市场中夏季（7-8月）峰价集中在午间（12:00-17:00）和晚间（18:00-23:00），冬季（1月、12月）峰价集中在早间（7:00-9:00）和晚间（17:00-23:00），现有分时电价政策中的时段划分贴近冬季现货价格，但是与夏季时段差别较大。电力用户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	<ul style="list-style-type: none"> · 须包括尖峰时段 · 在平段和峰段中选取 	
谷段	<ul style="list-style-type: none"> · 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。

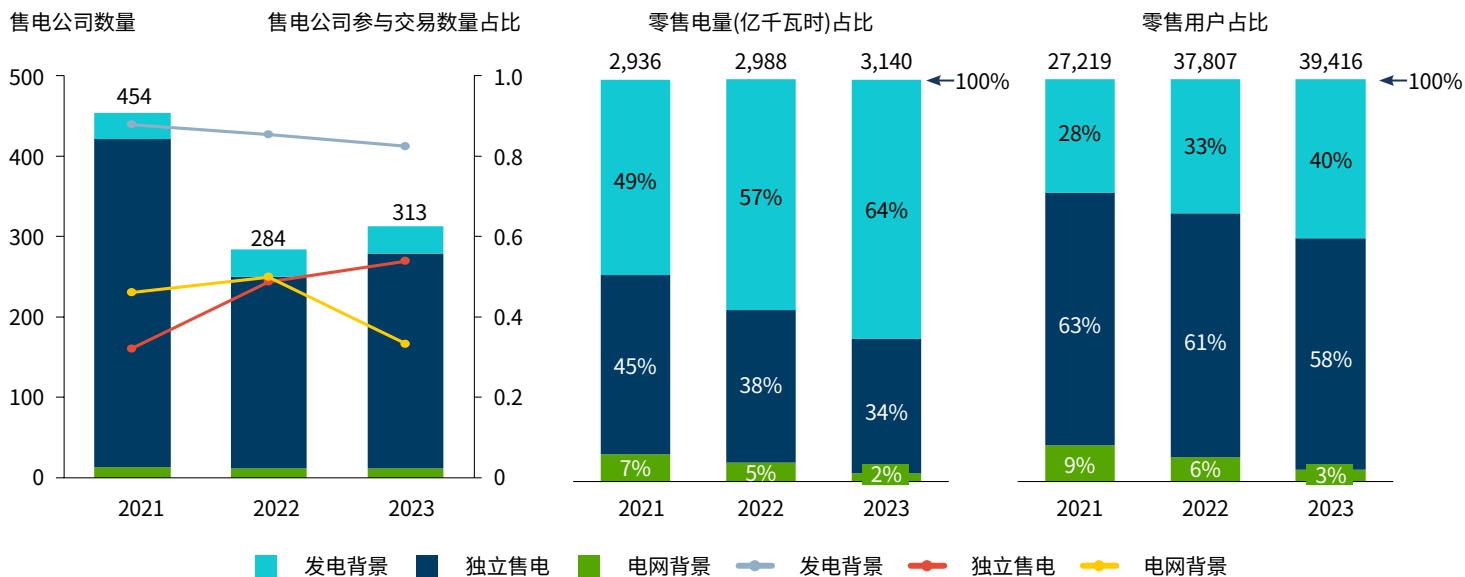
ii 广东省电能量零售交易合同分为“固定+市场联动”类和“100%市场联动价格”类这两类，其中前一类要求零售合同中至少10%的实际用电量采用市场价格联动方式。

- 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}：

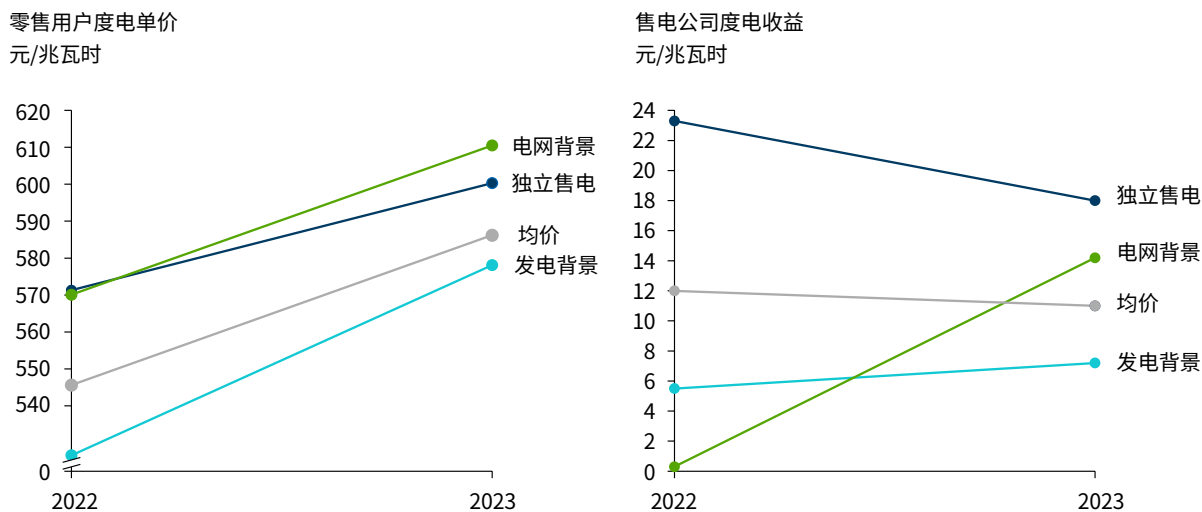
- **发电背景售电公司用户中电力大用户比例较高，因而能够以约三成的零售用户数量占据约六成的零售电量。**发电背景售电公司在电源方面的优势，能够帮助其为电力用户提供更低的售电价格和相对稳定的电力来源。2021年到2023年，发电背景售电公司零售电量占比不断提升。广东零售交易结果显示，发电背景售电公司的零售用户度电单价最低，2022年和2023年分别比市场均价低19元/兆瓦时和8元/兆瓦时。凭借大用户规模效应带来的更低的度电管理成本，发电背景售电公司度电收益在所有类别中最低，2022年和2023年分别比市场均价低7元/兆瓦时和4元/兆瓦时。
- **独立售电公司在零售市场上主体众多，承接了约60%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率情况



来源: 广东电力交易中心, 落基山研究所

图表16 广东电力市场售电公司售电价格和度电收益情况



来源: 广东电力交易中心, 落基山研究所

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。

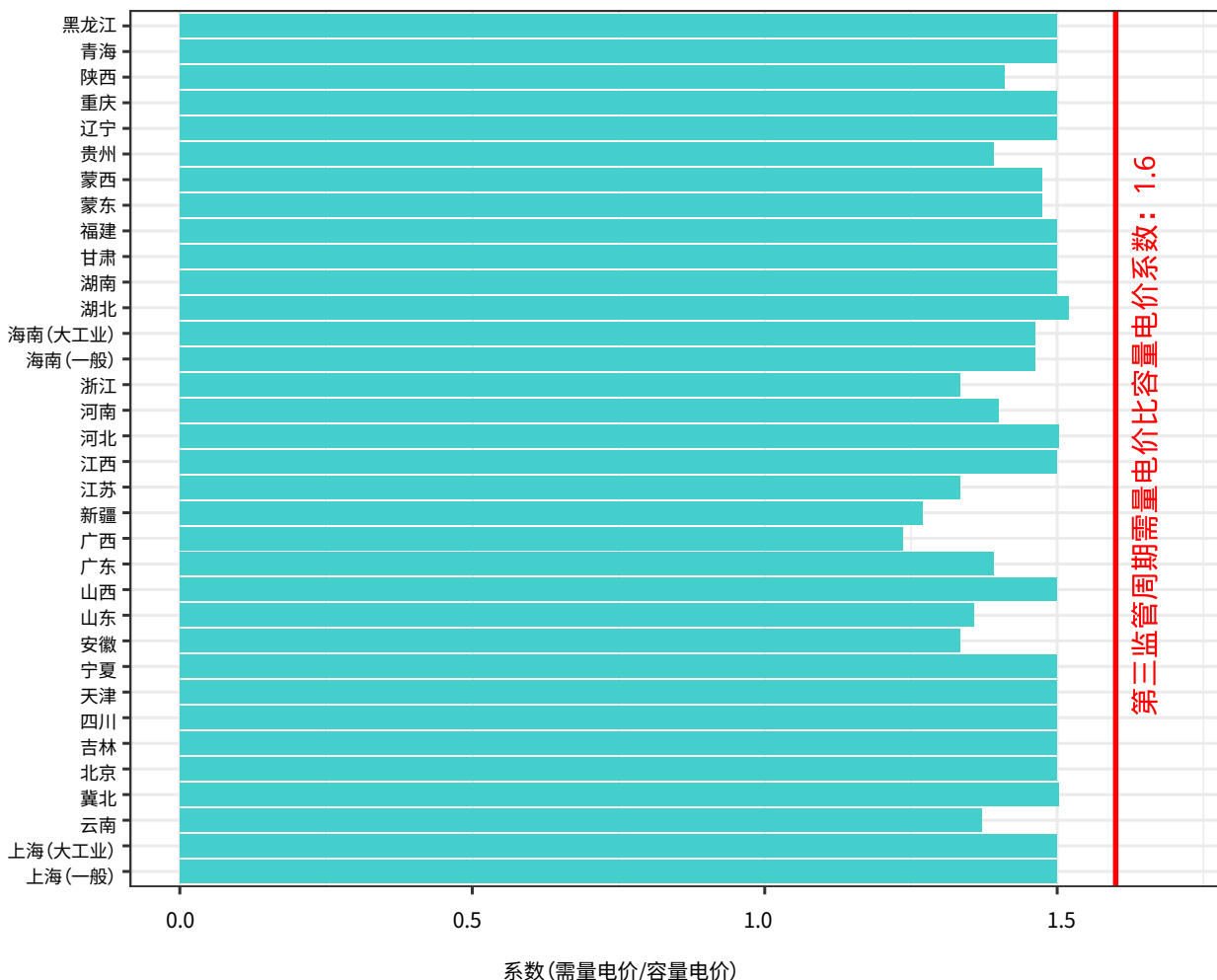
工商业用户按照电压等级和用电容量可选择执行单一制电价或两部制电价ⁱⁱⁱ。《第三监管周期通知》规定**用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或者两部制电价；315千伏安及以上的，执行两部制电价**。

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

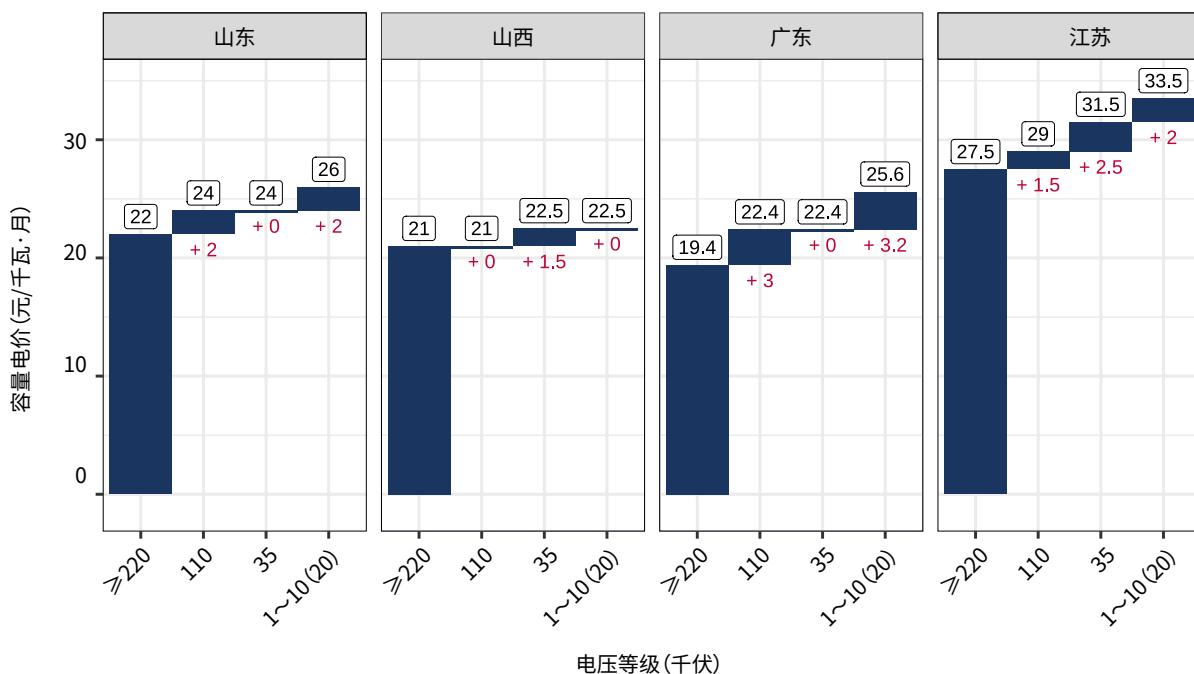
第二、第三监管周期各省级电网需量电价比容量电价系数汇总



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。

图表18 部分省份容量电价电压等级价差汇总



来源：国家发展和改革委员会，落基山研究所

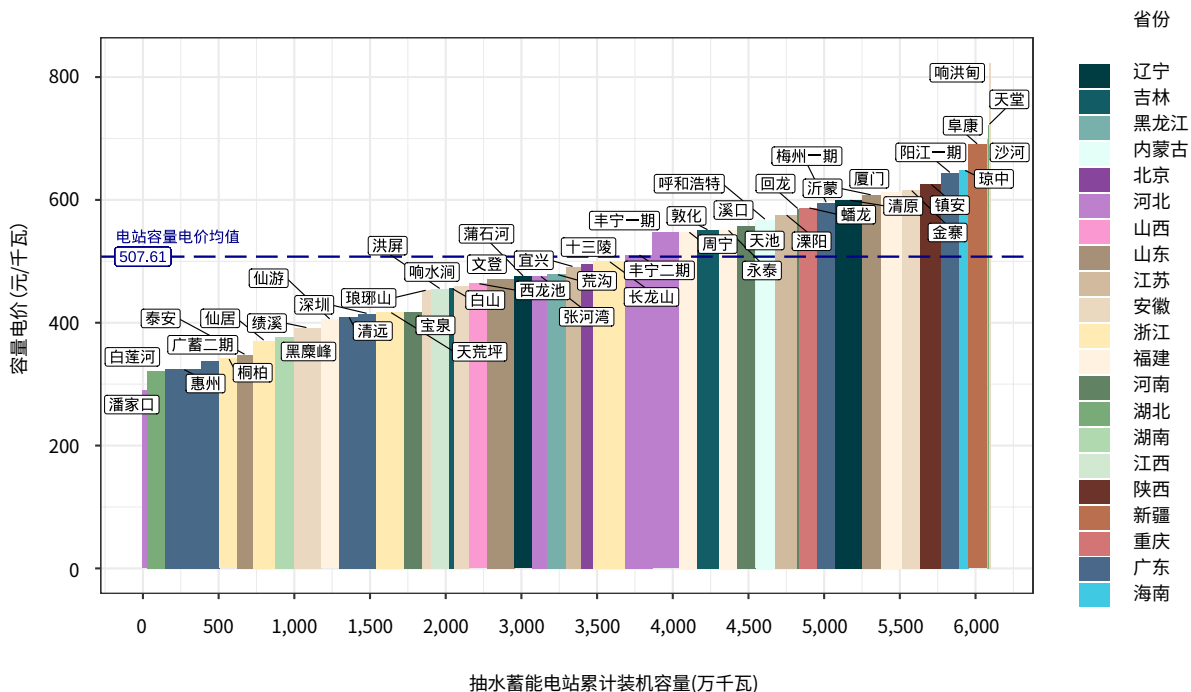
调整后的容（需）量电价还对高负荷用户配套了激励机制：在电力用户选择用需量电价进行结算时，“当每月每千伏安用电量达到260千瓦时及以上时，当月需量电价按核定标准的90%执行”。对电力系统来说，新的需量电价模式更加准确地反映了不同电压等级用户需要承担的变压器容量成本，尤其是针对单位供电容量在当月利用小时数高的用户（即 $\frac{\text{当月用电量}}{\text{总变压器容量}} \geq 260$ ），在需量电费上给予优惠，在长期更好地节约了电网输电容量建设和维护的成本。对用户来说，这一变更将影响电力用户容（需）量电费的选报策略，过去采用容量电价划算的用户在新的容（需）量电价结构下可能选择需量电价会比较划算。

系统运行费用实现单列，抽水蓄能电站容量电价和成本回收机制得到明确

对系统运行费用进行单列是此轮省级输配电价核定的亮点之一，本部分重点关注系统运行费用中的抽水蓄能容量电费，关于煤电容量电费和辅助服务费用的内容将在后续章节展开讨论。在2023年5月输配电价重新核定并单列系统运行费用的同时，国家发展改革委还核定发布了抽水蓄能电站容量电价，明确了2021年4月《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》²⁷中关于抽水蓄能“容量电价纳入输配电价回收”的具体方式。抽蓄电站的成本回收机制得到明确，固定成本将由容量电价进行回收，运行成本由充放电价差进行回收和获取收益。

在已经公布的核定在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价表中²⁸（详见图表19），容量电价的均值为507.61元/千瓦，装机容量的均值为114万千瓦。有22座电站的容量电价高于均值。容量电价最高的电站是位于安徽的响洪甸电站，装机容量为8万千瓦，容量电价为823.34元/千瓦；容量电价最低的电站为位于河北的潘家口电站，装机容量为27万千瓦，容量电价为289.73元/千瓦。48座抽水蓄能电站中，装机规模为120万千瓦的电站最多，有21座。

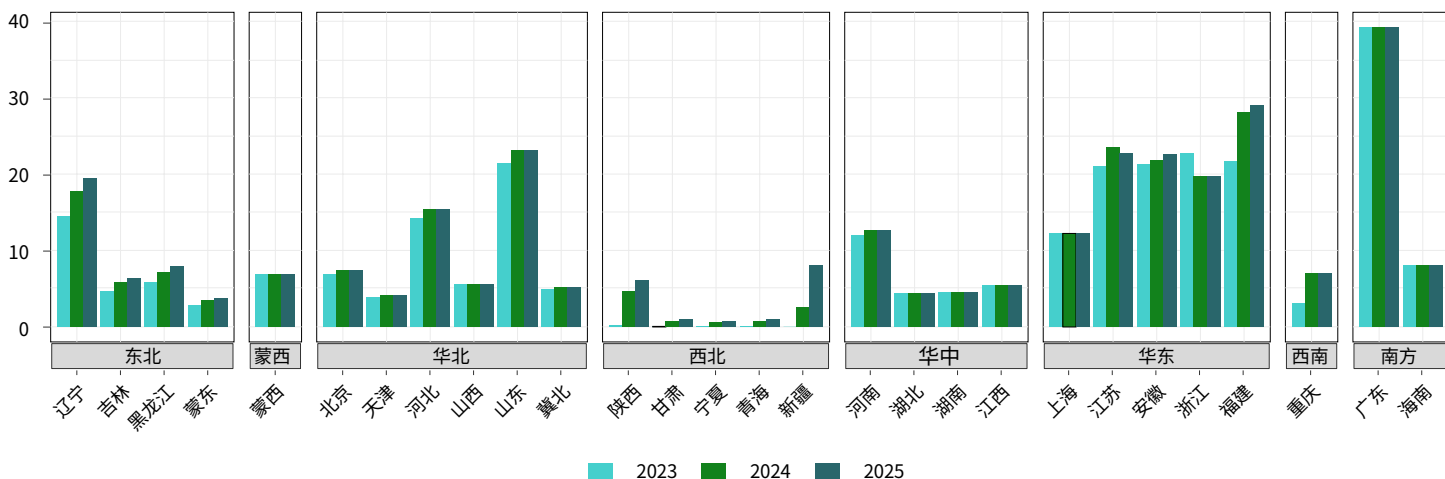
图表19 抽水蓄能电站装机容量及容量电价汇总



来源：国家发展和改革委员会，落基山研究所

分省区看，大多数省市和自治区（除江苏、浙江外）的抽水蓄能电站年度总容量费用规模在2023-2025年间都有持平或上升的趋势（图表20）。预计在2025年，传导至工商业用户系统运行费用中的抽水蓄能电站容量费用折价约在3-4厘/千瓦时。国网经营区内，东北和华东地区部分省份的抽蓄容量电费折价水平相对较高，预计可能达到约0.8-1分/千瓦时。此外，工商业用户支付的抽蓄容量电费折价还呈现月际波动，折价与月度工商业用电量水平呈反比关系（图表21）。

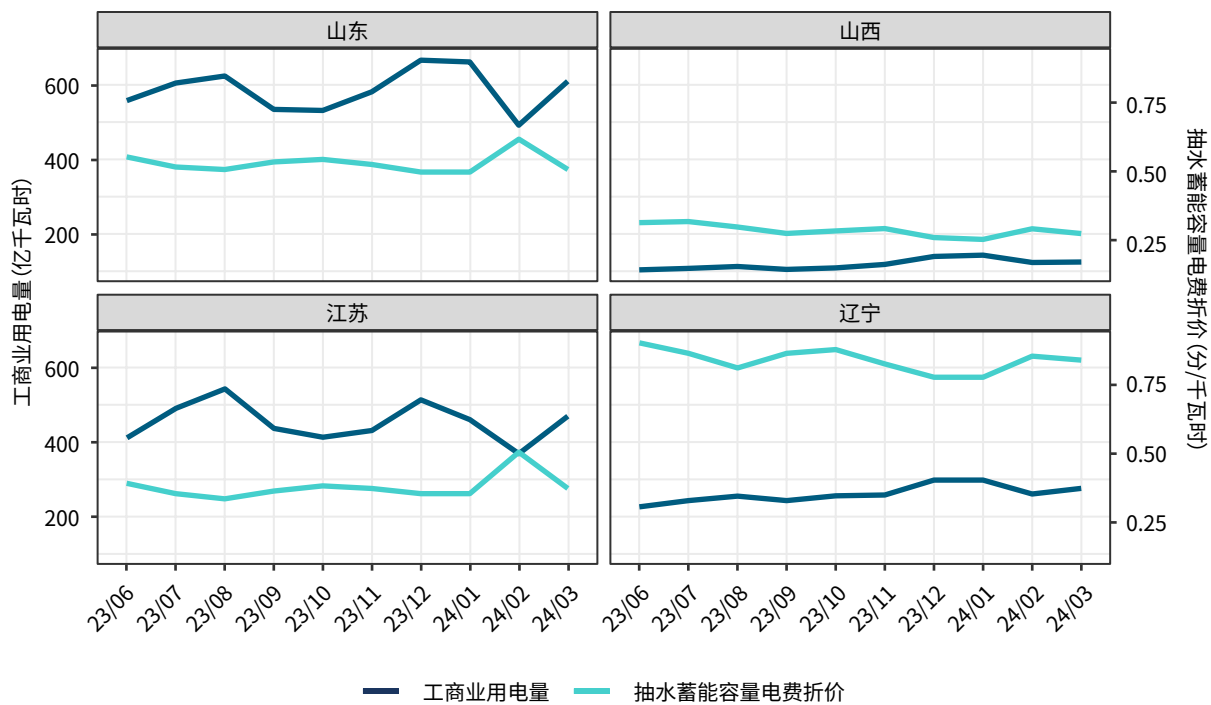
图表20 第三监管周期内各省市抽蓄年度容量电费汇总 (单位: 亿元)



来源：国家发展和改革委员会，落基山研究所

注：四川、云南、广西、贵州未公布抽蓄年度容量电费

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



来源: 国家电网, 中国电力企业联合会, 落基山研究所

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

2023年11月8日，国家发展改革委和国家能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》²⁹，明确从2024年1月1日起，合规在运用燃煤发电机组执行容量电价机制，形成的煤电容量电费纳入系统运行费用，由各省区的工商业用户按当月用电量进行分摊。

煤电容量电价机制确保了煤电资产的部分固定收益，旨在支撑新型电力系统构建中的煤电角色转型。当前煤电容量电价水平基于成本法，由煤电机组的固定成本和机组所在省级电网的固定成本回收比例共同确定。其中，前者采用标准化取值，全国公用煤电机组固定成本均以每年每千瓦330元为参考；后者结合省级电网可再生能源装机情况确定：2024-2025年（图表22），这一比例普遍设定在30%（即每年每千瓦100元），可再生能源比例较高的部分省区为50%（即每年每千瓦165元）；2026年起，这一比例在全国将普遍上浮至不低于50%，部分地区将上调至不低于70%²⁹。**各煤电机组获得的容量电费由当地煤电容量电价和机组申报的最大出力共同决定。**

发电侧容量电价水平，即固定成本回收比例，与所在省网可再生能源产销情况有关。本次容量电价为每年每千瓦165元7个省网，与可再生能源电力消纳责任权重前7位的省区高度重合（除河南外均位列前7位）：四川、云南、青海责任权重达70%，湖南、广西、重庆均超过40%（图表23.a）。就河南而言，虽然其消纳责任权重不突出，但其煤电角色转型速度较快，数据显示，河南火电利用小时数仅高于西藏和东北三省（图表23.c），较全国均值偏低约20%。

图表22

各省煤电容量电价和容量电费折价

省级电网	发电侧收益	用户侧费用分摊	
	2024-2025年容量电价(元/千瓦·年)	2024年1月煤电容量电费折价(元/千瓦时)	2024年2月煤电容量电费折价(元/千瓦时)
北京	100	0.009581	0.013798
天津	100	0.0123	0.0172
冀北	100	0.0147	0.0221
河北	100	0.0195	0.0271
山西	100	0.014274	0.015273
山东	100	0.0190	0.0225
蒙西	100	0.0139	0.0137
蒙东	100	0.011651	0.012280
辽宁	100	0.011421	0.003450
吉林	100	0.02176	0.032494
黑龙江	100	0.016000	0.016000
上海	100	0.0142	0.0173
江苏	100	0.0158	0.0225
浙江	100	0.0140	0.0255
安徽	100	0.0210	0.0205
福建	100	0.0161	0.0212
江西	100	0.01608	0.01881
河南	165	0.036775	0.037298
湖北	100	0.0180	0.0254
湖南	165	0.03708	0.04862
重庆	165	0.028621	0.034697
四川	165	0.0075	0.0090
陕西	100	0.0197	0.0216
新疆	100	0.015108	0.017263
青海	165	0.004676	0.004634
宁夏	100	0.0124	0.0137
甘肃	100	0.012279	0.013358
深圳	100	-	-
广东	100	-	-
云南	165	-	0.006006
海南	100	-	-
贵州	100	-	-
广西	165	0.0230	0.028021

来源：国家发展和改革委员会，各省级电力公司，北极星电力网，落基山研究所

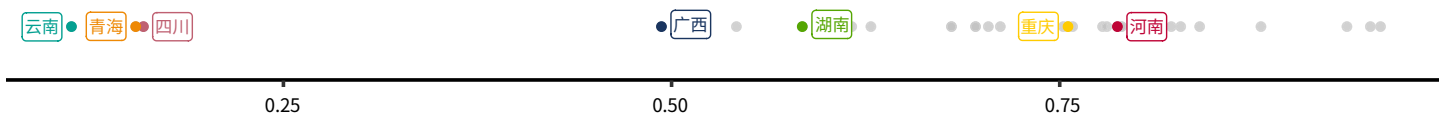
图表23

各省容量电费折价、容量电费折价与代理购电价格的比率、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

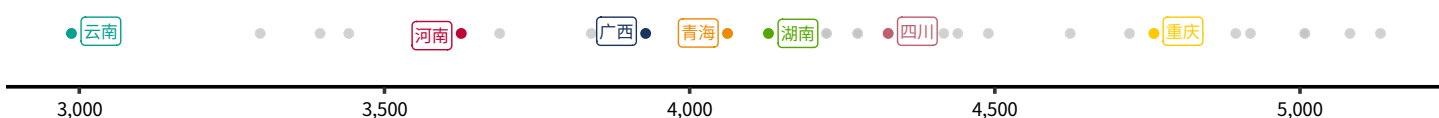
(a) 可再生能源消纳责任权重 (2023年)



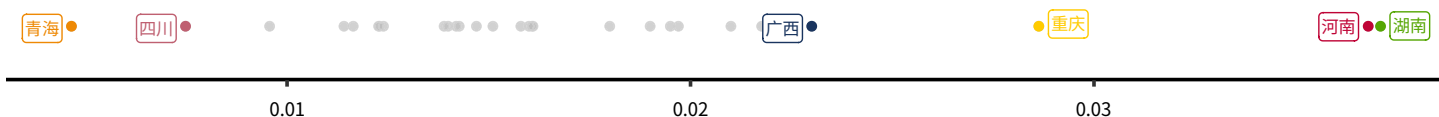
(b) 火电发电量占比 (2022年)



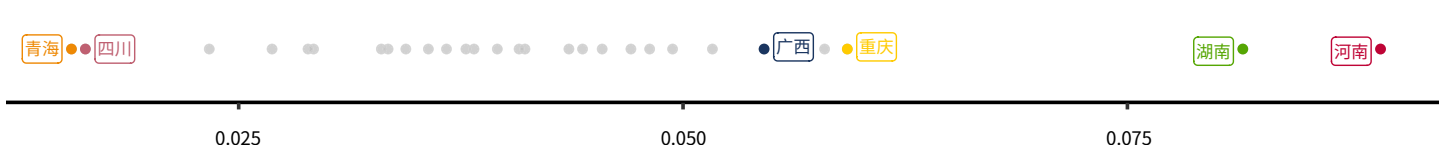
(c) 火电利用小时数 (2022年)



(d) 容量电费折价 (元/千瓦时) (2024年1月)



(e) 容量电费折价与代理购电价格的比率 (2024年1月)



来源：国家发展和改革委员会，中国电力企业联合会，各省级电力公司，北极星电力网，落基山研究所

对于电力用户而言，2024年起，煤电容量费用作为系统运行费用的一部分，以电量电价进行定价和支付。全体工商业用户按月度用电量，共同分摊所在省网当月的煤电容量费用（图表22）。

从电力用户费用分摊的绝对水平看，煤电容量电费折价的平均水平约为1.7分/千瓦时。在披露信息的28个省级电网中，容量电费折价水平较高的包括湖南、河南、重庆、吉林、广西等，其中湖南和河南在2024年1月的容量电费折价高于平均水平的2倍。容量电费折价较低的省份包括青海、四川、北京、辽宁、蒙东等，其中青海、四川低于平均水平的50%。

从容量电费折价与代理购电价格的比率看，在28个有信息披露的省级电网中（以2024年1月为例），大多数省网（16个）位于3.0%~5.0%的区间内，处于2.0%~3.0%和5.0%~6.0%两个区间内的省网各有4个，河南、湖南两省占比最高，均超过8.0%，青海、四川两省占比最低，均为约1.6%。

用户侧煤电容量电费分摊水平与发电侧容量电价定价水平相关，但作用效果呈现两极分化现象（图表23.d、图表23.e）。发电侧容量电价较高的7个省份中，湖南、河南、重庆、广西在用户侧的容量费用折价水平和占比也显著高于其他地区，尤其是湖南与河南，两项指标均占据最高两位；与之相对的是，青海、四川、云南在用户侧的容量费用折价水平和占比皆处于全国最低。省网发电量的分燃料结构可以解释这一现象：执行煤电容量电价的33个省网中，火电发电量占全部发电量的比例普遍接近或高于50%，唯青海、四川、云南为例外，占比仅为约10%~20%（图表23.b）。这一低比例同时意味着三地省网火（煤）电装机容量占比也显著低，因而即使发电侧每千瓦容量电价收益偏高，电力用户支付的煤电容量电费仍处于全国低位。

图表22还显示，**用户侧支付的煤电容量费用折价呈现月度差异**，这主要反映了月度工商业用电量波动。在当前发电侧煤电容量费用形成机制下，各月需分摊的费用主要取决于机组最大申报出力的变化，月度总费用的波动预期不明显。用户侧的煤电容量费用折价，由总费用与工商业用电量共同决定，当全月工商业用电量偏少时（如2月春节期间），容量费用也将面临比较明显变化：28个披露1月与2月价格的省网中，有一半省网升幅达到20%，其中10个省网升幅超过30%。

当前的煤电容量电价机制对天然气发电、新型储能等市场成员的价格设计产生了溢出效应。天然气方面，此前采用单一电量电价的广东省在2024年起同步实施气电容量电价，电价水平与煤电容量电价水平相同，均为每年每千瓦100元³⁰。新型储能方面，河北省2024年建立了临时性支持政策，独立储能电站可获得最高每年每千瓦100元的容量电价³¹。但值得注意的是，煤电和抽水蓄能容量电价，以及此前已经在部分省区执行的气电容量电价（如上海、江苏等），其容量电价的计算均以固定成本为基础，电价水平体现了对标准固定成本（如煤电）或个体固定成本（如抽蓄）的部分或全部回收。而此次广东气电容量电价和河北独立储能临时容量电价，与煤电容量电价水平之间有明显的相关性，这表现了**容量电价定价的一个新思路：在提供系统充裕度方面具有相似价值的发电或储能技术，其价格结构与收益模式也趋于一致**。

未来价格趋势方面，短期（1-2年）内，发电侧主体的煤电容量电价将维持在当前水平；中期（3-5年）尺度下，按照政策通知，各省煤电容量收益水平预计普遍提高，相较2024年的提升幅度为每年每千瓦65元。用户侧费用分摊方面，由于工商业电量增幅预计不及容量电价调整幅度，预计中期尺度下煤电容量电费折价将有所提高，表现出**“电能量费用占比下降，系统运行费用占比提升”**的整体趋势。远期来看，由于容量电价的设计初衷是为了满足电力系统充裕度，因此容量电价机制有可能覆盖更多类型的发电和储能技术。同时，与辅助服务中“各类经营主体公平参与辅助服务市场”类似，**整合各类电力供给侧容量电价机制、实现市场化发展将是远期趋势**。

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

在构建新型电力系统的大背景下，如何解决电力电子设备比重大幅增加带来的电网同步转动惯量降低、频率稳定性降低、新能源出力波动幅度提高等问题，变得更为迫在眉睫。2021年底，国家能源局发布了新版“两个细则”^{32,33}，旨在适应新能源大规模发展和电力市场化改革加快的现实需要，推动增加电网急需的辅助服务品种，扩大辅助服务参与主体范围，建立更加公平的分摊或者市场化机制。2024年2月8日，国家发展改革委、国家能源局进一步发布了《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》³⁴（下称《通知》），首次在国家层面对辅助服务市场进行统一规范，加强了辅助服务市场与其他电力市场板块的衔接，明确了三种辅助服务（调峰、调频、备用）的交易和价格机制，对处于电力市场改革不同阶段地区的价格疏导方式进行了明晰。

《通知》明确了调峰辅助服务与现货市场的衔接。自从2018年国家发改委和国家能源局发布《关于提升电力系统调节能力的指导意见》³⁵以来，调峰服务逐渐成为我国辅助服务品种中最成熟、最被广泛采用的交易品种，大部分拥有辅助服务市场的省份实际上也只有调峰服务这一交易品种。其核心是在现货市场未到位的时候，发挥衡量电力在不同时段上的价格差异的功能。本次《通知》中提出，**在电力现货市场连续运行的地区，不再运行调峰及类似功能的市场，并通过放宽现货市场限价来引导实现调峰功能；**在电力现货市场未连续运行的地区，在无现货市场运行的时段，提供服务的机组（原则上不包括风电和光伏，鼓励水电机组参与）自主申报分时段出力和价格，并通过市场竞争来确定出清价格和调峰出力。

调峰、调频、备用三种辅助服务的价格计算方式和价格上限得以明确：

- **调峰服务：**近年来，全国多个省份越来越频繁地出现了需要以火电为主的可调节电源大幅降低出力进行深调、为可再生发电“让路”的现象，并需要可再生向可调节电源支付一定的调峰辅助服务费用。随着近年来可再生渗透率的不断提高，多个省份也持续提高调峰辅助服务的补偿标准和新能源的分摊比例。根据国家能源局披露的数据，2022年全年，火电从辅助服务市场收益为320亿元³⁶，这一数字在2023年上半年达到了254亿³⁷，其中主要来源皆为调峰服务市场中由可再生电源支付的分摊费用。目前，我国各个省份调峰服务的价格上限在每千瓦时0.1-3.5元的区间，在部分省份出现了以远远高于新能源收益水平的代价来消纳新能源。本次《通知》规定，**调峰服务的理论价格上限为当地平价新能源项目的上网电价，可以有效杜绝上述倒挂情况的发生。**
- **调频服务：**在《通知》颁布之前，全国各地现行的辅助服务市场机制存在未保持技术中立、补偿费用差异明显等问题。例如，综合调频性能指标（K值）是用于衡量发电单元响应AGC指令综合性能表现的指标，反映了机组的调节速率、响应时间和调节精度，但各地在K值计算方法上未能统一，导致同一技术在不同地区能获得差异明显的调频价格。部分地区甚至“照顾”设计调节性能较差的机组，针对其改造之后调节性能改善程度大小来确定K值大小，而非直接针对机组的调节性能表现。《通知》明确了**调频费用将是出清价格、调频里程和K值的乘积**，选取每年核定性能最优的机组为基准，折算得出分项参数，且**原则上调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元**，这与目前大部分省份执行的价格上限相差不大。
- **备用服务：**相比起调峰和调频服务，备用服务市场化在我国起步较晚，已经实施相关操作的省份也较少。本次《通知》中的规则更多是发挥了提前统一规范市场价格机制的作用，**明确了备用费用是出清价格、中标容量、中标时间三者的乘积，且价格上限原则上不超过当地电能量市场价格上限**，而湖南、浙江、东北地区等地的现行价格上限在每千瓦时0.04-0.2元的区间^{38,39,40}，低于当地电能量市场价格。

《通知》还规范了辅助服务费用的有序传导分担：在电力市场未连续运行地区，辅助服务费用继续主要在发电侧内部分摊；在现货市场已经连续运行地区，则由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由各省价格部门决定。同时，《通知》还明确了需要通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，不得采用事后调整结算公式等方式。

展望未来，《通知》标志着辅助服务将从以“两个细则”为基础的补偿机制，逐步过渡到以市场化定价为主的交易机制，总体费用规模将缩减，市场主体对辅助服务费用的承担也将更加公平合理。我们预计短期内对两类市场主体的影响最大：

- **部分省份参与电能量市场交易的上网新能源电量分摊费用有望下降：**此次《通知》中明确规定调峰服务的理论价格上限为当地平价新能源项目的上网电价，将避免上述这种价格倒挂情况的发生，降低参与电能量市场交易的上网新能源电量的分摊成本。但与此同时，新能源也将面临电能量市场交易价格存在较高不确定性的风险（见下一条关于新能源参与电力市场部分）。
- **储能辅助服务市场中收益受限，应更积极参与现货市场：**对于已经开展连续运行现货市场地区而言，若现货市场的限价确实能进一步放开以引导激励调峰行为，储能资产有望利用更大峰谷差来获取更高利润。对于无现货市场运行的地区或时段，调峰服务的限价有可能降低储能的相关收益。在调频服务市场中，价格上限同样会限制储能资产在调频服务市场中的收益，除此以外，根据国际经验，调频服务的供给增速一般高于调频服务的需求增速，因此调频服务市场更易饱和从而导致价格下行。

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

在“2030年新能源全面参与市场交易”⁴¹的总体目标下，新能源市场化交易不断扩容。国家能源局数据显示，2023年新能源市场化交易电量6845亿千瓦时⁴²，占新能源总发电量的比例为47.3%；2022年新能源市场化交易电量3465亿千瓦时⁴³，占新能源总发电量的38.4%。

新能源项目^{iv}参与市场化交易可以通过省内中长期交易、省内现货交易和省间电力交易等方式进行，绿电交易在中长期交易的范畴下增加了环境价值的约定和划转。省内中长期交易（包括绿电交易）是新能源参与市场化交易的主要方式，部分省网（例如蒙西、甘肃、冀北等）在中长期交易安排中优先开展新能源交易。新能源参与省内现货交易与各省现货市场的建设进度有关，目前主要在山西、广东、山东、蒙西、甘肃等地区开展。新能源项目省内交易剩余发电能力可以参加省间电力市场，这部分目前主要以特高压输电通道为基础的“网对网”中长期交易为主。

部分地区对新能源项目参与省内中长期交易和省间电力交易的交易电量提出了限制：

- 中长期交易电量：新能源项目除了与煤电项目一样需要遵循对中长期合同签约电量最低比例的要求外，部分省份考虑到新能源项目出力的不确定性，还对于新能源项目年度交易和月度交易签约电量提出了上限。例如，江苏省2023年和2024年都要求集中式光伏发电和风电绿电年度交易电量不超过900小时和1800小时^{44,45}（约占总发电量的75%）。
- 省间交易电量：部分地区，尤其是新能源电力外送大省，考虑本地可再生能源消纳责任权重要求，对省间新能源交易电量有一定限制。例如，蒙西地区要求2024年省间“累计新能源交易比例不得高于2024年蒙西地区可再生能源消纳责任权重要求”。此外，由于省间交易目前主要以“网对网”的形式展开，为平衡各新能源项目之间的收益，蒙西地区还要求单个新能源项目的省间交易电量占省间整体新能源交易电量的比例不超过该项目省内交易电量占省内整体新能源交易电量的比例。

全额保障性收购制度的修订明确了新能源项目从计划机制到全面入市的过渡机制，避免不计代价地促进绿电消纳。国家发展改革委于2024年3月公布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》⁴⁶（以下简称《办法》），对2007年出台的版本进行了修订完善。《办法》明确了全额保障性收购范围，在2007年版本的基础上进一步刨除了因新能源发电企业原因或者市场报价等因素影响的电量，适应目前新能源比例越来越高的电力结构，符合电力市场运行机制，避免不计代价消纳绿电带来的市场扭曲。同时，《办法》明确将新能源项目上网电量分为保障性收购电量（“保量保价”优先发电电量）和市场交易电量，并由**电力市场相关成员共同承担收购责任**。

2024年电力交易方案中公布的新能源项目的优先发电电量和对应利用小时数较2023年进一步降低，新能源项目中更大比例电量将由市场化交易形成价格。这一趋势符合我国推进新能源全面参与市场交易的目标要求，但也为新能源项目的电价收益带来更多的不确定性，增加了新能源运营商的风险。以新能源装机容量和发电量占比较大的蒙西、新疆和宁夏电网为例，2024年优先发电计划电量或对应利用小时数保持了2023年的下降趋势，新能源项目“保量保价”部分电量进一步缩减，更高比例的电量被要求参与电力市场（图表24）。

^{iv} 本章的新能源项目指集中式新能源项目，分布式项目将在分布式发电章节讨论。

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

电网	2024 年	2023 年	2022 年
蒙西	<p>初步安排常规风电“保量保价”优先发电量 53 亿千瓦时（折算利用小时数 300 小时）、特许权项目 28 亿千瓦时（折算利用小时数 2000 小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目 2000 小时以内电量按照竞价价格执行。</p> <p>初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划电量 16 亿千瓦时（折算利用小时数 250 小时），领跑者项目 26 亿千瓦时（折算利用小时数 1500 小时），由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购；低价项目 1500 小时以内电量按照竞价价格执行。</p>	<p>初步安排常规风电“保量保价”优先发电计划小时数 550 小时、特许权项目 2000 小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；低价项目 2000 小时以内电量按照竞价价格结算。</p> <p>初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划小时数 450 小时，领跑者项目 1500 小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；低价项目 1500 小时以内电量按照竞价价格结算。</p>	<p>初步安排常规风电“保量保价”优先发电计划小时数 1100 小时、特许权项目 2000 小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；竞价价格低于蒙西地区燃煤基准价的风电项目，2000 小时以内电量按照竞价价格结算。</p> <p>初步安排常规光伏“保量保价”优先发电计划小时数 900 小时，领跑者项目 1500 小时，按照蒙西地区燃煤基准价结算；竞价价格低于蒙西地区燃煤基准价的光伏发电项目，1500 小时以内电量按照竞价价格结算。</p>
新疆	<p>风电机组安排优先发电计划 148.82 亿千瓦时。其中：国家示范类风电、试验风电项目实行全额保障收购，计划电量 6.42 亿千瓦时；非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1330 小时，计划电量 142.4 亿千瓦时。</p> <p>太阳能发电机组安排优先发电计划 72.57 亿千瓦时。其中：扶贫光伏、分布式光伏、国家示范光热项目实行全额保障收购，计划电量 4.31 亿千瓦时；特许权光伏执行特许权协议确定的年利用小时数，计划电量 0.93 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 800 小时（其中，列入第一批发电侧光伏储能联合运行试点的项目再增加 100 小时），计划电量 67.33 亿千瓦时。</p>	<p>风电机组安排优先发电计划 178.21 亿千瓦时。其中：国家示范类风电、试验风电项目实行全额保障收购，计划电量 6.43 亿千瓦时；非平价风电项目保量保价优先发电利用小时数 1600 小时，计划电量 171.78 亿千瓦时。</p> <p>太阳能发电机组安排优先发电计划 109.08 亿千瓦时。其中：扶贫光伏、分布式光伏、国家示范光热项目实行全额保障收购，计划电量 4.92 亿千瓦时；特许权光伏执行特许权协议确定的年利用小时数，计划电量 0.93 亿千瓦时；非平价光伏项目优先小时数 1220 小时（其中，列入第一批发电侧光伏储能联合运行试点的项目再增加 100 小时），计划电量 103.23 亿千瓦时。</p>	<p>风电机组安排优先发电计划 79.34 亿千瓦时。其中：国家示范类风电 5.95 亿千瓦时，保量保价优先发电利用小时数 2400 小时；保障性风电 26.62 亿千瓦时，一类、三类资源区内优先小时数分别为 1900、1800 小时；非保障性风电 46.77 亿千瓦时，优先小时数 440 小时。</p> <p>太阳能发电机组安排优先发电计划 56.71 亿千瓦时。其中：扶贫光伏、光热 2.26 亿千瓦时，实行全额保障收购；保障性光伏 29.63 亿千瓦时，一类、二类资源区内优先小时数分别为 1500、1350 小时；非保障性光伏 24.82 亿千瓦时，优先小时数 280 小时，列入第一批发电侧光伏储能联合运行试点的项目再增加 100 小时。</p>
宁夏	<p>风电、光伏优先发电计划 55.35 亿千瓦时</p>	<p>风电、光伏优先发电计划 58.75 亿千瓦时（占风电和光伏发电当年总发电量的 10%）</p>	<p>风电、光伏优先发电计划 75 亿千瓦时（占风电和光伏发电当年总发电量的 15%）</p>

来源：内蒙古自治区能源局，新疆维吾尔自治区发展和改革委员会，宁夏回族自治区发展和改革委员会，落基山研究所整理

尽管推动更高比例的新能源参与电力市场是全国统一趋势，但在市场化转型过程中，部分地区还是对优先发电小时数以外的部分电量通过政府授权合约机制或价格补贴机制，保障新能源项目的合理收益。广西和河南在 2024 年电力市场交易方案中都提出了针对超过利用小时部分的市场化电量的政府授权合约机制，并按照固定的政府授权合约价格进行结算。其中，广西的政府授权价格为 0.38 元 / 千瓦时，低于优先发电小时数以内部分执行的燃煤基准价 0.4207 元 / 千瓦时⁴⁷；河南则要求新能源项目中优先发电电量以外的部分上网电价执行燃煤基准价。云南为了激励新能源项目建设投产，在 2023 年先后完善了光伏发电和风电上网电价政策，将新能源项目固定比例的上网电量“在清洁能源市场交易均价基础上补偿至云南省燃煤发电基准价”，但 2024 年并网项目的补偿电量比例较 2023 年下降（图表 25）。

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

全容量并网时间	2021/1/1-2023/7/31	2023/8/1-2023/12/31	2024/1/1-2024/6/30	2024/7/1-2024/12/31
光伏发电	100%	80%	65%	55%
风电	60%		50%	45%

来源：云南省发展和改革委员会，落基山研究所整理

新能源项目市场交易中需要遵从分时电价相关政策，但部分省份针对新能源项目制定了单独的价格峰谷浮动比例，减少分时电价对新能源项目收益的影响。青海和宁夏在 2024 年电力市场交易方案中针对新能源项目和煤电项目峰谷浮动比例不同，即在谷段交易价格要求的下浮比例都低于对煤电或其他电源的要求。由于上述两省份均将午间前后设置成了谷时段（青海谷时段为 11:00-16:00，宁夏谷时段为 9:00-17:00），上述规定减少了新能源项目在谷时段的电价下浮比例，尤其是避免光伏发电项目在白天出力最大时段获取的电价过低，影响项目收益。

图表26 2024年青海和宁夏发电项目价格峰谷浮动比例

青海	光伏(储能电站充电、绿电制氢等能源转换对应电量除外): 峰-上浮≥63% 谷-下浮≥20%	其他电源: 峰-上浮≥63% 谷-下浮≥65%
宁夏	新能源: 峰-上浮≥30% 谷-下浮≥30%	煤电: 峰-上浮≥50% 谷-下浮≥50%

来源：青海省能源局，宁夏回族自治区发展和改革委员会，落基山研究所整理

随着各地电力现货市场的建设与发展，新能源参与现货市场的相关规则也在不断完善。以已经正式运行和连续结算试运行的五个省级电网为例，除山西以外，其他地区新能源都采用“报量报价”的方式参与现货市场。从参与范围来看，蒙西和甘肃地区的新能源项目参与现货市场比例全国领先，除特许经营、扶贫和分布式新能源外都全电量参与现货市场；而在山西现行的交易规则和山东 2024 年 1 月发布的《山东电力市场规则（试行）》（征求意见稿）中都未强制要求新能源项目参与市场，而是提出了新能源项目自愿参与市场的选择，并且山东参与市场的新能源项目仅以一定的比例“报量报价”参与出清。

- 山西和山东新能源项目参与现货市场出清的比例较蒙西和甘肃低，新能源项目整体受到现货市场价格的影响相对较小。但对于参与现货市场的新能源项目，无中长期持仓要求，结算受现货加权均价影响较大。
- 蒙西和甘肃新能源项目整体入市比例较高，但对于参与现货市场的新能源项目有高比例中长期持仓要求，并且设置了风险防范补偿回收机制，减少了现货市场价格波动对新能源项目收益的影响。

广东于 2022 年 12 月提出了《广东新能源试点参与电力现货市场交易方案》，试点“省内 220kV 及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部参与现货交易”，并于 2024 年电力交易方案中提出自 2024 年 1 月起正式全部参与。同时，在 2023 年 11 月发布的《广东省可再生能源交易规则》（试行）中提出新能源项目可同时参与现货市场和绿电交易。具体来讲，参与现货的可再生发电主体电能量价格通过市场交易形成，包括与购电方自行协商或按照原有价格体系执行；而未参与现货的可再生发电主体电能量价格按照不含补贴的核定上网电价执行。这一规则使参与现货的新能源发电主体在绿电交易过程中具备更多价格调整的灵活空间，鼓励新能源发电主体参与现货交易，并在新能源项目参与现货市场和中长期绿电市场的衔接上进行了探讨实践。

图表27

各地新能源参与电力现货市场对比

	参与方式	参与电量	交易模式
山西	“报量不报价”(具备条件时,允许按年度自主选择是否“报量报价”)	平价、扶贫等未入市的新能源场站,可自愿选择参与市场。选择入市后,不得退市,并需同步参与中长期市场、现货市场、市场运营费用的分摊与返还。	“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”
山东 ^V	“报量报价”	新能源场站(含配建储能)按自愿原则选择全电量参与电能量市场。新能源场站(含配建储能)以预测出力的一定比例(征求意见稿中未明确)报量报价参与现货市场出清,其实际上网电量曲线的优先发电量比例按照政府批复价格结算。	全电量竞价模式
广东	“报量报价”	220KV及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部作为市场交易电源,参与现货市场交易,适时参与中长期市场交易(含绿电交易)。	按照“基数电量+现货偏差结算”的机制全电量参与市场(基数合约电量目前未上网电量的90%,按照不含补贴的批复上网电价执行)
蒙西	“报量报价”	除扶贫及分布式新能源外,其余新能源发电机组全电量参与现货市场。	设置新能源风险防范补偿回收机制
甘肃	“报量报价”	特许经营和扶贫新能源作为市场边界,依据其预测发电能力优先出清,且不参与现货市场结算。	设置风险防范补偿回收机制

来源: 各省电力交易中心, 落基山研究所整理

长期来看, 新能源参与电力市场的比例会进一步提高。预计优先发电电量和“保量保价”小时数会保持下降趋势, 更多地区会开展新能源参与电力现货市场的规则研究和试点工作, 新能源参与省间电力市场化交易的电量会进一步提高。随着分时电价机制的完善和现货市场的发展, 预计新能源项目将更大程度地受到细分时段的影响, 增加了新能源项目的收益风险。在此情况下, 如何在推动新能源入市的同时避免市场价格过大波动影响新能源项目投资建设依然是各地重点考虑的问题, 预计短期内部分地区在相关价格机制上依然会利用中长期市场合约作为风险防范的主要方式, 一定程度上保证新能源项目的收益。

^V 山东参与方式和参与电量为《山东电力市场规则(试行)》(征求意见稿)中公布内容

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

分布式光伏靠近用户场景，利用“自发自用”模式能获得更高的发电收益；同时，分布式光伏具备项目实施便利、备案流程简单等优势，近年来实现了快速发展。2023年分布式光伏新增装机达到9628.6万千瓦，占当年光伏新增装机的44.5%；累计装机超过2.5亿千瓦，占光伏累计装机的41.8%⁴⁸。全国范围内，河南、江苏、山东三省2023年分布式光伏新增装机超千万千瓦，另有五个省区新增装机超500万千瓦（见图表28）。但同时，由于分布式光伏日益带来严重的电网消纳问题，各地陆续开始采取措施规范分布式光伏的发展。市场投资主体需密切关注各地分布式光伏政策变动，谨慎评估分布式光伏的投资风险。

图表28 2023年光伏发电建设情况

省份	2023年底累计(万千瓦)			2023新增(万千瓦)				
	集中式	分布式	总计	集中式	同比增幅	分布式	同比增幅	总计
河南	637.4	3093.69	3731.09	8.6	1.37%	1389.49	81.53%	1398.09
江苏	1155.8	2772.24	3928.04	202.5	21.24%	1217.04	78.26%	1419.54
山东	1593.75	4098.76	5692.51	344.05	27.53%	1078.56	35.71%	1422.61
安徽	1285.92	1937.14	3223.06	222.12	20.88%	846.84	77.67%	1069.06
浙江	667.05	2689.58	3356.63	53.65	8.75%	764.08	39.68%	817.63
河北	3023.85	2392.59	5416.44	1029.75	51.64%	531.39	28.55%	1561.14
江西	981.07	1012.07	1993.14	285.97	41.14%	505.37	99.74%	791.24
湖南	399.23	852.53	1251.76	113.13	39.54%	502.73	143.72%	615.86
福建	44.16	830.37	874.53	4.96	12.65%	404.57	95.01%	409.63
湖北	1749.2	738.09	2487.29	773.6	79.29%	397.99	117.02%	1171.59
山西	1824.08	666.37	2490.45	567.08	45.11%	227.67	51.90%	794.75
辽宁	521.48	436.18	957.66	140.18	36.76%	216.88	98.90%	357.06
陕西	1825.7	466.36	2292.06	632	52.94%	143.86	44.61%	775.86
天津	299.17	190.37	489.54	177.47	145.83%	91.47	92.49%	268.94
上海	39.79	249.64	289.43	15.79	65.79%	78.74	46.07%	94.63
黑龙江	396.1	168.8	564.9	29.2	7.96%	60.4	55.72%	89.6
重庆	87.85	71.8	159.65	33.65	62.08%	56.7	375.50%	90.35
宁夏	2011.54	125.03	2136.57	519.94	34.86%	32.83	35.61%	552.87
吉林	340.13	119.65	459.78	45.53	15.45%	27.65	30.05%	73.18
甘肃	2414.8	103.98	2518.78	1103.9	84.21%	18.48	21.61%	1122.38
四川	522.82	50.75	573.57	349.82	202.21%	17.55	52.86%	367.37
北京	5.1	103.31	108.41	0	0.00%	13.11	14.53%	13.11
青海	2520.98	19.23	2540.21	715.48	39.63%	3.53	22.48%	719.11
西藏	251.51	5.09	256.6	75.61	42.98%	2.89	131.36%	78.5
新疆	2877.59	17.98	2895.57	1437.29	99.79%	-8.92	-33.16%	1428.37

来源：国家能源局，落基山研究所

分布式光伏快速扩容深刻改变净负荷曲线：由于光伏发电特有的间歇性特征，同时分布式光伏“自发自用”模式抵消的是净负荷，可能导致分布式光伏大发的早上和中午时段，净负荷的快速下降；随着山东、河北、河南等地分布式光伏的急剧发展，类似加州的“鸭形曲线”正在向“峡谷曲线”蜕变，电力系统需承受更大的灵活性压力。

同时，**大量分布式光伏集中接入电网，会对电网带来一定的安全隐患。**如果分布式光伏“全额上网”比例过高，配网侧的电力潮流走向或将发生改变：在渗透率较高地区，部分时段户用光伏所发电量需从 380 伏逐级升压，甚至向 110 千伏以上高电压等级电网反送电，这将直接对高电压等级电网的稳定性带来考验。

针对分布式光伏带来的问题，**各地正逐步出台政策规范分布式光伏发展，一是在分布式光伏接入难的区域，限制分布式光伏的快速扩张；二是调整用户侧峰谷电价区间，用价格手段优化分布式光伏发展。**

- **分布式光伏发展受接入容量限制**

2023 年 6 月，国家要求在山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建等 6 个省份开展分布式光伏接入电网承载力评估试点工作。根据评估结果，除浙江外，其他五省都存在一定程度的接网困难。在存在接网困难的五省中，河南、山东和黑龙江三省均发布了要求，对接入困难的地区将暂停或限制新增分布式光伏的接入。除此之外，越来越多的地区、县发布关于分布式光伏可接入容量为 0 的报告。除上述 6 省外，截止目前还有辽宁、广西、河北、湖北等省份陆续发布了分布式光伏接网承载力情况评估情况。据统计，全国已有超过 200 个县（市、区）分布式光伏已无新增接入空间。

电网接入容量不足、各地限制分布式光伏备案等情况之下，分布式光伏发展面临较大的不确定性，现阶段一些光伏投资主体开始由原来的积极转为观望。为了提升光伏消纳能力，各地纷纷鼓励光伏配置储能，配置比例和时长也逐步提升，要求分布式光伏配置储能虽然为国内储能市场打开了增量空间，但也增加了光伏的投资压力。

- **峰谷电价调整向不利于分布式光伏方向发展**

随着分布式光伏的增长，“鸭形曲线”效应更加明显，以前的峰谷电价曲线划分不能真实反映电价情况，山东、湖北等光伏大省开始调整峰谷电价时段，通过价格引导分布式光伏发展。

山东根据现货市场价格情况，逐步修正峰谷价格对应时段，根据最新发布的新版代理购电价格表中，光伏发电功率较大的 10:00-16:00 时段，基本上已调整为低谷甚至是深谷时段，根据规则，谷段的代理购电价格部分按 30% 计算，深谷更是仅按 10% 计算，分布式光伏的价值大幅降低。随着省级现货市场的推进，各省调整峰谷时段或者直接推进零售侧参照现货市场价格结算将稳步推进，分布式光伏的价值快速下降风险需要投资主体格外关注。

2023 年 11 月 17 日，湖北省就《工商业分时电价机制有关意见》首次征求意见，将湖北省 2024 年的工商业电价将重新划分峰谷时段，其中：将 10:00-15:00 共 5 个小时划分为谷段电价，对工商业分布式光伏行业引起了较大的影响。2024 年 1 月 3 日，湖北省能源局在再次就《关于做好工商业分时电价机制有关工作的通知》征求意见，将中午的低谷时段减少为两小时，12:00-14:00，尽管光伏发电时段对应的低谷时长降低了，但整体上分布式光伏收益有所降低。长期趋势来看，峰谷电价的调整将不利于分布式光伏。

同时，河南、河北、山东等光伏大省出台政策要求分布式光伏参与调峰。早在 2022 年 5 月，国家能源局河南监管办，要求省内 10（6）千伏及以上电压等级并网的分散式风电、分布式光伏（不含扶贫项目）纳入市场主体范围，参与河南电力调峰辅助服务市场管理，按现行交易规则中新能源电厂调峰费用分摊办法进行辅助服务费用分摊。而河北、山东为应对春节期间调峰能力不足等问题，要求分布式光伏参与调峰服务。预计未来随着分布式光伏进一步发展，非现货市场省区对于分布式光伏分摊调峰辅助服务费用或参与调峰服务的要求将更加严格。

根据上述分析，为了解决配电网承载力限制以及电网消纳问题，我们判断市场化将成为破局分布式光伏发展的必然手段。2023年6月湖南已发布《关于进一步规范全省分布式光伏开发建设的通知》，2023年底前实现具备条件的直接接入10千伏及以上电压等级公共电网的分布式光伏全部进入市场，“十四五”末实现全电压等级所有分布式光伏全部进入市场。

目前，绝大部分分布式光伏项目虽然并没有直接参与电力市场，但其实际结算价格已经受到电力市场的影响。对于自用部分电量，目前常见定价方式之一是在用户所对应的电网代理购电价格基础上打折。因此，在工商业用户进入电力市场后、特别是在现货市场运行区域，现货曲线价格影响电网代理购电价格、进而影响自用部分电量的实际结算价格。对于上网部分电量，目前通常以当地煤电基准价结算。但展望未来，随着近年来分布式光伏项目（含户用和工商业）加速发展、分布式上网电量体量猛增，这部分电量预计将根据现货市场价格曲线进行分时结算，或直接进入电力市场。

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

发展新型储能是构建新型电力系统进程中提升电力系统调节能力的关键途径，近年来新型储能越来越走向独立储能的发展模式。为解决独立储能的商业模式问题，很多省份在电力市场设计中，探索独立储能参与本地电力市场的规则与模式。内蒙古、山西、山东、新疆等省区结合本地实际情况，在独立储能电站参与电力市场方面展开了多样化的探索。

内蒙古：电能量市场交易收益+容量收益的收益模式

为推进新型储能的发展，2023年内蒙古发布了《自治区独立新型储能电站项目实施细则（暂行）》（以下简称《实施细则》），对电网侧和电源侧独立储能的电力市场参与方式进行了明确，市场主体收益主要包括电能量市场交易收益和容量收益。

电网侧和电源侧独立储能电站作为独立市场主体，以双重身份按市场规则参与电力市场和辅助服务市场交易，自主申报充放电计划，放电时作为发电企业参与交易，充电时视同电力用户参与交易。内蒙古电网分为两部分，其电力市场建设进程不一致，蒙西地区已建立了现货市场，独立储能电站可通过参与电力现货市场和电力辅助服务市场获得收益。蒙东地区还没有建立现货市场，独立储能电站在电力现货市场和电力辅助服务市场运行之前，参与电力市场交易，执行峰谷、尖峰等分时电价政策，并按照东北区域电力辅助服务管理相关要求，参与有偿调峰、调频、转动惯量调用获取收益。

《实施细则》中明确了独立储能的容量收益方式：其中纳入示范项目的电网侧独立储能电站享受容量补偿，补偿标准按发电量计算，补偿上限暂按0.35元/千瓦时，补偿期暂按10年考虑，如有容量市场或容量电价相关政策出台，按新政策执行。电源侧独立储能电站通过租赁、出售容量给新能源企业，获得容量租赁费用；储能容量租赁价格可参考电网侧独立储能示范项目的容量补偿标准。

山西：新型储能参与电力现货市场与调频市场交易

山西不断迭代电力现货市场交易实施细则（目前已出台V14版本），根据实施细则：独立储能电站可以通过报量报价或报量不报价方式参与现货市场；初期暂时仅参与日前现货市场，具备条件时参与实时现货市场；**因现货市场与调峰辅助服务融合，故不再参与电力调峰辅助服务市场。**

由于新能源比例快速增长，山西建立了国内首个有偿的一次调频市场，根据市场细则，市场主体基本义务以外的一次调频能力方可参与一次调频市场交易获得补偿。**一次调频市场需求为日新能源场站预测最大出力的10%。市场主体以报量报价方式参与，报价范围5-10元/MW⁴⁹。**根据电站响应时间、响应速率和响应精度等综合性能指标进行价格排序。调频收益按照调节里程进行计算。储能参与一次调频充放电损耗由储能电站承担，按照当月实时现货均价支付。

山西并未要求新能源强制配储能，所以在新型储能容量租赁方面并未出台明确政策，但在山西省《2023年全省电力市场交易工作方案》中提出研究出台新型储能共享容量租赁交易机制，存在对新型储能进行容量租赁或容量补偿的趋势。

广东：独立储能参与电力中长期、现货市场和辅助服务市场交易

广东省为促进新型储能发展，出台了包括促进其进入电力市场交易、新能源配建储能等多种措施。

2023年，广东省发展改革委和能源局发布文件推进新能源发电配建新型储能。按照分类实施的原则，2022年以后新增规划的海上风电项目以及2023年7月1日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的10%、时长1小时配置新型储能⁵⁰。

在推进新型储能参与电力市场方面，2023年，广东省能源局印发《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案的通知》，对独立储能、电源侧储能、用户侧储能均提出了不同的电力市场参与方式。

跟内蒙古、陕西相似，独立储能电站作为独立主体参与电力中长期、现货市场和辅助服务市场交易。参与电能量交易时，在充电时购买电量，在放电时段出售电量。独立储能参与现货市场交易，独立进行现货电量交易申报，现货市场充放电价格均采用所在节点的分时电价。独立储能按照南方区域辅助服务交易规则相关规定，报量报价参与区域调频、跨省备用等辅助服务市场交易。

电源侧储能电站联合发电企业作为整体参与电能量市场和辅助服务市场，其交易模式与电网侧独立储能类似。用户侧储能电站联合电力用户作为整体参与电能量市场和需求响应市场，参与批发(中长期、现货)或零售电能量交易，根据峰谷价差削峰填谷降低购电成本。用户侧储能联合电力用户，参与日前邀约需求响应等交易品种，按照市场竞价出清价格和有效响应容量获得需求响应收益。

新疆：电能量市场+容量补偿+调峰辅助服务的收益模式

2023年5月，新疆发展改革委印发《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》，对新型储能建立了参与电能量市场、容量补偿（或容量租赁）和调峰辅助服务的收益模式。

新疆独立储能以独立身份全部或者部分容量参与电力市场中长期交易或现货交易以及辅助服务市场，但当前新疆现货市场尚未建立。新能源配建储能可以自行选择与配建主体一体参与市场化交易，也可以或通过技术改造转为独立储能后单独参与。独立储能放电上网时，作为发电市场主体执行分时交易上网电价；充用电时，视同电力用户执行峰谷分时电价政策，参与中长期交易与发电企业签订分时段市场合约。电力现货市场运行后，独立储能电站用电电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。

新疆对建成并网的独立储能电站实施容量补偿，但补偿规模较内蒙古小而且逐年快速递减。2025年底前，补偿标准按发电量计算，2023年暂定0.2元/千瓦时，2024年起逐年递减 20%（即2024年补偿标准0.16元/千瓦时、2025年补偿标准0.128元/千瓦时），补偿所需资金暂由全体工商业用户共同分摊。

对于容量租赁，支持独立储能项目通过出售、租赁调峰容量等共享服务回收建设成本，但对应容量不再享受容量电价补偿；发展改革委按年度发布容量租赁参考价格（2023年参考价暂定300元/千瓦·年）。新能源企业和共享储能项目企业根据当年租赁参考价签订 10 年以上长期租赁协议或合同。

在调峰辅助服务方面，**在全网弃风弃光时段根据调度机构指令进入充电状态的，对其充电电量进行补偿**，具体补偿标准为0.55元/千瓦时，其放电量按照0.25元/千瓦时结算，不再享受容量电价补偿，电网企业在同等条件下确保优先调用储能设施。

电能量市场将是独立储能收益的最重要来源，辅助服务和容量收益预期有不确定性

综合以上省、自治区独立储能市场交易模式，独立储能主要通过参与电能量市场（中长期和现货市场）、向新能源出租容量或获得容量补偿、参与电力辅助服务市场等方式实现收益。未来预计呈现以下趋势：

一是电能量市场收益更加重要。随着现货市场的快速推广，以及对现货市场限价的放开，储能参与现货市场获得价差收益的确定性增大，现货市场收益也将成为独立储能最重要的收益来源。

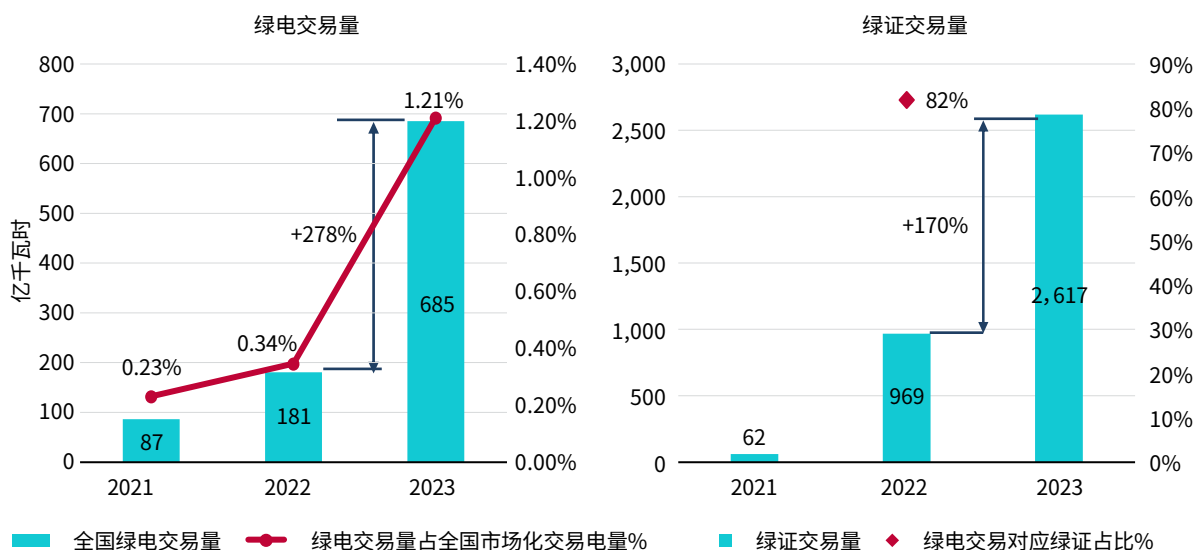
二是辅助服务的占比降低。2024年2月8日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》³⁴，明确合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。主要提出：对于调峰辅助服务，要求电力现货市场连续运行的地区，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。对于调频辅助服务，原则上性能系数最大不超过2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。独立储能参与电力市场时，调峰辅助服务市场和调频市场中的收益占比将逐步降低。

三是容量收益机制可能逐步出台。尽管当前各省通过出台容量补偿或新能源租赁容量的方式来体现独立储能的价，但并没有形成针对新型储能的容量电价机制。11月8日，国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》²⁹，也未提及新型储能容量电价如何建立。主要原因在于当前以锂电池为主导的新型储能，并没有满足电力系统关于本质安全的要求；在储能电站建设与运营方面，也没有形成统一设计和建设标准，主流的2小时系统的配置方式不足以支撑电力系统容量需求，锂电池储能容量衰减、使用寿命短、运行可靠性较差等问题也带来行业的质疑。但《关于建立煤电容量电价机制的通知》总体思路中也明确提出：逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制，由于新型储能调节性能和零碳属性方面优于煤电，我们判断在新型储能电站满足本质安全、具备稳定的长时储能特性后，容量电价机制将不会缺席，但这过程需要一定的技术革新周期。

10 绿电与绿证市场持续扩容，短期内供需关系较为宽松

2023年绿电和绿证市场保持快速扩容状态。交易量方面，2023年全国绿电交易量为685亿千瓦时，同比增长278%，其中国网地区611亿千瓦时，同比增长327%⁵¹。2023年1-7月全国绿证交易量为2617万个⁵²，较2022年全年绿证交易量增长170%⁵³。价格方面，国网地区2023年绿电的环境价值均价为6.5分/千瓦时；南网地区绿电价格较煤电均价高出1.85分/千瓦时⁵⁴。平价绿证^{vi}价格在2023年1-7月均价为42.4元/个⁵⁵，较2022年均价38元/个略微上升⁵⁶，而2023年8月起，每张平价绿证价格较前七个月下降了9-10元⁵⁷。

图表29 2021-2023年全国绿电绿证交易量



来源：中国电力企业联合会,水电水利规划设计总院,落基山研究所

绿电交易细则更新，绿电价格形成机制进一步明晰。2023年8月，北京电力交易中心发布《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（修订稿）》（以下简称“细则修订稿”）⁵⁸。与2022版交易实施细则相比，细则修订稿在重申“绿色电力交易价格应体现电能价值和绿色电力环境价值”的基础上，要求“市场主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值”，而不再是仅做原则性陈述。在双边协商和挂牌交易交易方式下，市场主体在确定绿电交易整体价格的同时，需同时明确电能量价格和绿色电力环境价值；在集中竞价交易模式下，市场主体申报绿电交易整体价格，绿色电力环境价值在市场出清后参考特定范围绿证成交均价直接确定，剩余部分即为电能量价格。同时，在交易结算方面，细则修订稿首次明确了绿色电力交易的电能量与绿色电力环境价值需分开结算。

绿证地位进一步提升，是绿电环境价值的唯一代表。2023年8月，国家发展改革委、财政部和国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》⁵⁹（以下简称“1044号文”）。1044号文将绿证的核发范围从陆上风电、集中式光伏发电扩大至全国风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目，增加了集中竞价交易方式，强化了绿证角色和地位，明确了绿证是可再生能源电量环境属性的唯一证明、是可再生能源生产和消费的唯一凭证。随后的9月份，《关于可再生能源绿色电力证书核发有关事项的通知》⁶⁰明确了将绿证核发单位改为国家能源局电力业务资质管理中心，进一步提升了绿证的权威性。

vi 指无补贴的可再生能源发电项目所核发的绿证

各省的最新绿电交易方案普遍反映了细则修订稿中的新要求。目前，双边协商是绿电交易开展的主要方式，例如冀北、陕西、四川、江苏、福建、广西等地目前仅开展双边协商交易；部分地区（如天津、浙江、安徽、广东、贵州）还会开展挂牌交易和集中竞价交易。北京电力交易中心区域（国网经营区）内的绿电交易价格中普遍实现了电能量价格与绿色电力环境价值的拆分。例如，天津、陕西、江苏、安徽都要求双边协商交易必须分别明确整体价格、电能量价格和环境价值。与国网经营区要求不同，南网经营区的最新交易方案以申报环境价值为主。例如，广东要求双边协商与集中竞价模式中仅需申报环境价值，电能量价格可按照约定价格执行，也可按照各自原有价格体系执行；广西的购售双方在参与双边协商时仅需申报环境价值，电能量价格原则上为交易标的执行当月燃煤发电企业各时段月度（周）交易计划加权平均价格（不含合同电量转让交易）。

除批发市场外，电力用户还可以选择零售市场或认购交易途径参与绿电交易。无论何种参与途径，**现行规则下，绿电交易整体价格中电能量部分和绿色电力环境价值部分，普遍分别以煤电价格和绿证价格为主要参考。**

零售市场中，电力用户由售电公司代理购买绿电。售电公司购买绿电的方式与前文电力用户参与批发市场的方式相同，但在将绿电出售给电力用户时，依据不同地区的规则以及零售套餐的不同，零售的电能量价格和环境价值可能与售电公司在批发市场中获得的价格有所差异。例如浙江要求售电公司出售的绿电的环境价值应与其在批发市场中的环境价值一致，但电能量价格存在灵活约定空间；而广东则允许电力用户通过选取不同零售套餐，与售电公司分别约定电能量价格与环境价值。

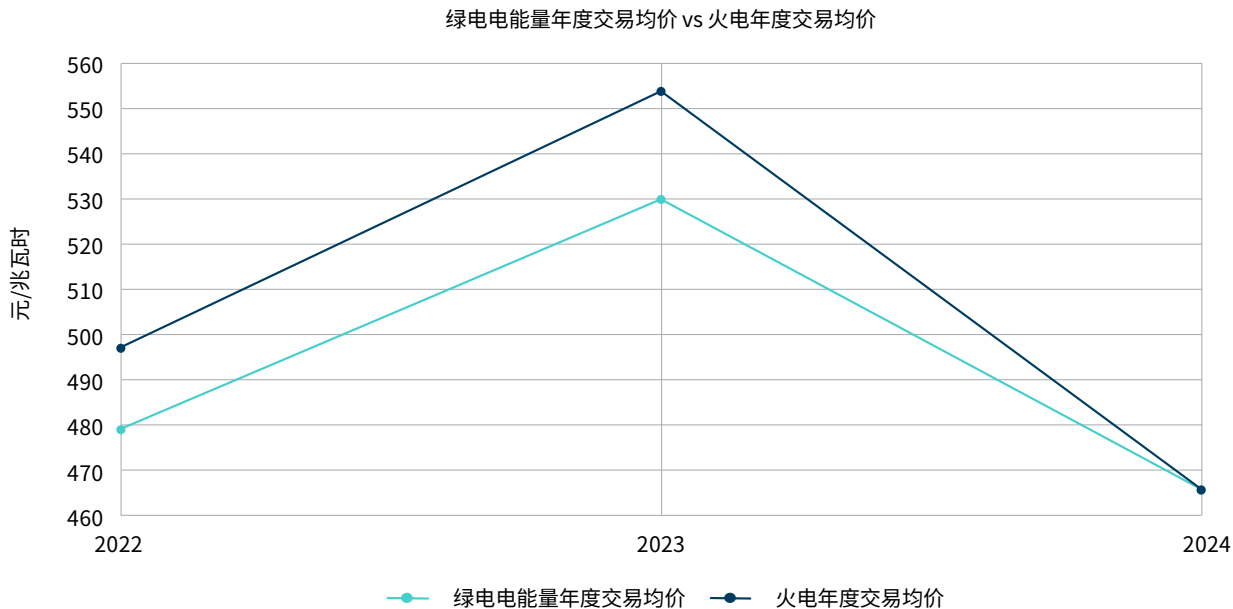
认购交易目前只在南方电网区域开展，此模式下，非市场化电力用户可与发电企业商谈环境价值，而电能量价格默认为其所在省区电网企业代理购电的价格。

2023 年绿电与绿证领域一系列政策与规则迭代，确定了今后一段时间的绿电市场发展的基础。综合当前电能量价格和环境价值两方面的发展趋势，**绿色电力交易整体价格短期内预计以稳中有降为主基调。**

绿电的电能量价格短期内将在一定程度上下降，主要原因在于煤电交易价格下降，以及煤电容量电费的拆分。目前煤电电量仍占主导地位，绿电电能量价格主要锚定煤电交易价格，图表 30 以广东为例展示了绿电电能量价格随火电交易价格波动的态势，2022-2024 年，两者波动趋势相同。随着 2024 年火电交易价格向燃煤发电基准价附近回调，绿电与火电交易价格的差距也在 2024 年收窄。从全国范围看，在动力煤价格下降的背景下，2024 年多地年度中长期交易结果呈现了煤电交易价格下降的趋势，我们推断绿电电能量价格也将相应下降。此外，在煤电的容量电费被纳入系统运行费用后，煤电参与市场交易的上网电价部分将只反应电量的价格，因此煤电的市场交易价格较未设立容量电费前出现下降。煤电上网电价部分价格的下降将带动绿电电能量价格的下降。

绿电的环境价值将在较为稳定的范围内波动。由于环境价值涉及与碳市场、能源消费量计算等环境属性相关机制的衔接，因此主管部门对其合理波动范围有所预期，将其维持在稳定范围内也便于在市场初期与其他机制对接、体现环境属性的一致性。部分绿电需求旺盛的省份如浙江、广东（见图表 31）都对环境价值的范围设定了限值。

图表30 广东省2022-2024年度交易均价对比



来源: 广东电力交易中心, 落基山研究所

图表31 2024年部分省份对环境价值的限值设定

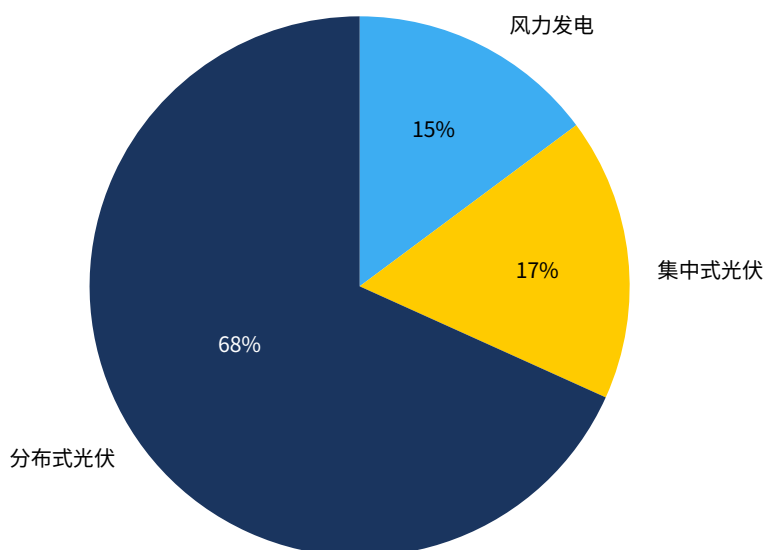
	文件	环境价值上下限
广东	《广东省能源局国家能源局南方监管局关于2024年电力市场交易有关事项的通知》	下限取值0元/兆瓦时, 上限取值50元/兆瓦时
广西	《2024年广西绿色电力市场化交易实施方案》	下限为0元/兆瓦时, 不设上限
浙江	《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则(试行)》	最低不得低于10元/兆瓦时, 最高不得高于30元/兆瓦时
天津	《天津市绿电交易工作方案(2024年修订版)》	取值不得为零, 上限为50元/兆瓦时
安徽	《安徽省2024年绿色电力交易实施方案》	环境价值不设上限, 且需大于零

来源: 广东省能源局国家能源局南方监管局, 各省电力交易中心, 落基山研究所

在波动范围内，电力用户在绿电环境价值方面的议价能力预计将有所增强。尽管目前环境价值的波动方向暂未呈现明显指向，但短期内供给的大量增加将使电力用户对环境价值的议价能力增强。供给增加一方面来自于绿电的供给，另一方面来自于绿电环境价值的定价对标物——绿证供给。

- 绿电供给方面：绿电需求旺盛的东南沿海省份正通过推动省间交易和分布式项目入市来扩充绿电供给。省间交易方面，上海在本地无平价风光发电项目的情况下，仅依靠省间交易满足其绿电需求，随着省间供给增加，上海2024年度省间绿电交易成交量已达到2023全年交易量的两倍⁶¹；江苏2024年绿电供给同样处于宽裕状态，相关售电公司认为，省间交易极大补充了江苏的绿电供给。分布式项目入市方面，广东2023年发布的《广东省可再生能源交易规则（试行）》允许分布式项目以自然人身份参与绿电交易；江苏《关于分散式风电、分布式光伏市场注册及入市工作提示》首次明确指导分布式项目参与省内绿电交易；浙江于2022年便率先组织分布式项目聚合参与绿电交易，并在《浙江省绿色电力交易及输配电服务合同（示范文本，2024年版）》中明确分布式发电企业可被售电方代理参与批发市场，缓解浙江集中式项目绿电供给量有限的局面(见图表32)^{48, 62}。绿电供给的增加将使得短时间内绿电市场从过去的供不应求、供求紧平衡状态中缓解，供需关系的改变将增强电力用户对环境价值的议价能力。

图表32 浙江省光伏风电装机容量占比（截止2023年底）



*图表中风力发电绝大部分为集中式
来源：国家能源局,新华社,落基山研究所

- 绿证供给方面：在细则修订稿以及部分省份文件的影响下，市场主体往往会参考绿证价格来设置绿电的环境价值。2023年8月1044号文印发后，绿证的核发范围在陆上风电、集中式光伏发电的基础上增加了海上风电、分布式光伏、生物质等所有建档立卡的可再生能源发电项目。按2023年末可再生能源累计装机水平估算，仅风电和光伏领域，可核发绿证的装机量就从7.6亿千瓦增加至10.5亿千瓦。政策的迭代使市场预期未来绿证供给增加，供需关系预期的变化影响了绿证的价格，绿证价格在8月出现明显下降。随后于2024年2月印发的《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，要求到“2024年6月底，全国集中式可再生能源发电项目基本完成建档立卡，分布式项目建档立卡规模进一步提升”，并要求“不得限制绿证跨省交易”。这两项要求将极大加快绿证大规模核发进度，并减少绿电资源丰富省区的绿证惜售现象，在短期内大幅提升绿证供给。面对供给的进一步增长，绿证价格可能相应下降。在环境价值对标绿证价格的情形下，绿证价格的下降将提升电力用户在环境价值议价时的能力。

参考文献

- 1 国家发展和改革委员会、国家能源局(2023), 电力现货市场基本规则(试行), https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202309/t20230915_1360625.html
- 2 国家发展和改革委员会办公厅、国家能源局综合司(2023), 关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231101_1361704.html
- 3 国家电力调度控制中心、北京电力交易中心(2023), 关于落实优化省间电力现货市场交易价格机制的通知, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20230713/1319301.shtml>
- 4 中国电力企业联合会(2024), 2023年全国电力工业统计快报
- 5 山西省能源局、国家能源局山西监管办公室(2024), 关于印发《电力市场规则体系(V14)》的通知, <https://pмос.sx.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n9928f33a237b4c579ca7a44e322b535b&eventContent=%E4%BF%A1%E6%81%AF%E6%8A%AB%E9%9C%B2-%E7%BB%BC%E5%90%88%E6%9F%A5%E8%AF%A2-%E9%A6%96%E9%A1%B5%E6%96%87%E4%BB%B6%E9%A2%84%E8%A7%88#toolbar=1>
- 6 国家能源局山东监管办公室(2024), 关于公开征求《山东电力市场规则(试行)》(征求意见稿)意见的通知, https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202401/t20240112_226902.html
- 7 山西省能源局(2023), 山西省电力市场规则汇编(试运行V13.0), <https://pмос.sx.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n76de2e9b157741e286c305bbc3f8e67e#toolbar=1>
- 8 南豆(2023), 现货模式下虚拟电厂如何常态化运行, 2023全国虚拟电厂与未来发展高峰论坛, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20230825/1328190.shtml>
- 9 山东省发展和改革委员会、山东省能源局、国家能源局山东监管办公室(2023), 关于明确海阳核电1、2号机组参与市场交易有关事项的通知, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20231030/1339809.shtml>
- 10 广东省能源局、国家能源局南方监管局(2023), 关于2024年电力市场交易有关事项的通知, <https://pm.gd.csg.cn/views/page/tzggCont-11194.html>
- 11 张婷婷(2023), 由《电力现货基本规则》两种结算方式浅析中长期交易与现货市场的衔接, <https://mp.weixin.qq.com/s/fxwvPyWwObsbHbkFVko7YA>
- 12 姜黎、韩晓彤(2024), 南方区域现货“乘风”, 南方能源观察, https://mp.weixin.qq.com/s/5_T-ik2bcc50j7NvbnFJYQ
- 13 广东电力交易中心(2022), 关于广东电力市场2023年度交易及可再生能源年度交易结果的通报, <https://news.bjx.com.cn/html/20221223/1278259.shtml>
- 14 广东电力交易中心(2023), 关于广东电力市场2024年度交易及年度绿电交易结果的通报, <https://news.bjx.com.cn/html/20231225/1351889.shtml>
- 15 国家发展和改革委员会(2021), 关于进一步完善分时电价机制的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067.html
- 16 山西电力交易中心(2023), 2024年2月山西电力零售交易公告, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20231229/1353110.shtml>
- 17 国家能源局(2024), 刘刚: 2023年1-12月, 全国电力市场交易电量5.7万亿千瓦时, 同比增长7.9% https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761959.htm
- 18 北极星售电网(2024), 回眸 | 2023年全国电网代理购电全貌及2024年趋势展望, <https://news.bjx.com.cn/html/20240131/1359340.shtml>
- 19 广东电力交易中心(2024), 广东电力市场2023年年度报告, <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13679¬iceTypeId=29>
- 20 广东电力交易中心(2023), 关于广东电力市场2023年度零售交易及合同签订情况的通告, <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=9225¬iceTypeId=31>

- 21 广东电力交易中心(2024), 关于广东电力市场2024年度零售交易及合同签订情况的通告, <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=13407¬iceTypeld=31>
- 22 广东电力交易中心(2023), 广东电力市场2022年年度报告, <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=9401¬iceTypeld=29>
- 23 广东电力交易中心(2022), 广东电力市场2021年年度报告, <https://pm.gd.csg.cn/portal/#/home/informationNotice/detail?id=7683¬iceTypeld=29>
- 24 国家发展和改革委员会(2023), 关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202305/t20230515_1355747.html
- 25 国家发展和改革委员会、国家能源局(2019), 印发《输配电定价成本监审办法》的通知, https://www.gov.cn/gongbao/content/2019/content_5421551.htm
- 26 国家发展和改革委员会(2020), 关于印发《省级电网输配电价定价办法》的通知, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-02/05/content_5474799.htm
- 27 国家发展和改革委员会(2021), 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm
- 28 国家发展和改革委员会(2023), 关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202305/t20230515_1355745.html
- 29 国家发展和改革委员会、国家能源局(2023), 关于建立煤电容量电价机制的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/t20231110_1361897.html
- 30 广东省发展和改革委员会、广东省能源局、国家能源局南方监管局(2023), 关于我省煤电容量电价机制有关事项的通知, http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4323582.html
- 31 河北省发展和改革委员会(2024), 关于制定支持独立储能发展先行先试电价政策有关事项的通知, <http://xxgk.xianghe.gov.cn:8088/getfile.do?id={BFA7FFA1-FFFF-FFFF-86CA-3C3E00000007}&file name=%E5%8E%BF%E5%8F%91%E6%94%B9%E5%B1%80%E8%BD%AC%E5%8F%91%E5%B8%82%E5%8F%91%E6%94%B9%E5%A7%94%E8%BD%AC%E5%8F%91%E7%9C%81%E5%8F%91%E6%94%B9%E5%A7%94%E5%85%B3%E4%BA%8E%E5%88%B6%E5%AE%9A%E6%94%AF%E6%8C%81%E7%8B%AC%E7%AB%8B%E5%82%A8%E8%83%BD%E5%8F%91%E5%B1%95%E5%85%88%E8%A1%8C%E5%85%88%E8%AF%95%E7%94%B5%E4%BB%B7%E6%94%BF%E7%AD%96%E6%9C%89%E5%85%B3%E4%BA%8B%E9%A1%B9%E7%9A%84%E9%80%9A%E7%9F%A5.pdf&type=db>
- 32 国家能源局(2021), 关于印发《电力并网运行管理规定》的通知, http://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391369.htm
- 33 国家能源局(2021), 关于印发《电力辅助服务管理办法》的通知, http://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm
- 34 国家发展和改革委员会、国家能源局(2024), 关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.htm
- 35 国家发展和改革委员会、国家能源局(2018), 关于提升电力系统调节能力的指导意见, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201803/t20180323_962694.html
- 36 国家能源局(2023), 赵学顺: 进一步加大电力辅助服务市场建设力度 拓展辅助服务覆盖广度 挖掘辅助服务功能深度, https://www.nea.gov.cn/2023-02/13/c_1310697055.htm
- 37 国家能源局(2023), 国家能源局: 上半年市场化交易电量规模稳步增长, https://www.nea.gov.cn/2023-08/04/c_1310735566.htm
- 38 国家能源局湖南监管办公室、湖南省发展和改革委员会、湖南省能源局(2023), 关于印发《湖南省电力辅助服务市场交易规则(2023版)》的通知, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20230522/1308097.shtml>
- 39 国家能源局浙江监管办公室(2023), 关于浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务有关事项的通知, <https://zjb.nea.gov.cn/u/cms/www/202302/01154507f2mv.pdf>
- 40 国家能源局东北监管局(2020), 关于印发《东北电力辅助服务市场运营规则》的通知, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20200927/1107314.shtml>

- 41 国家发展和改革委员会、国家能源局(2022), 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm
- 42 国家能源局(2024), 刘刚: 2023年1-12月, 全国电力市场交易电量5.7万亿千瓦时, 同比增长7.9%, https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310761959.htm
- 43 人民日报(2023), 我国绿电绿证交易规模稳步扩大, https://www.gov.cn/govweb/lianbo/bumen/202311/content_6915764.htm
- 44 江苏省发展和改革委员会、国家能源局江苏监管办公室(2022), 关于开展2023年电力市场交易工作的通知, https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2022/12/5/art_51012_10688875.html
- 45 江苏省发展和改革委员会、国家能源局江苏监管办公室(2023), 关于开展2024年电力市场交易工作的通知, <https://news.bjx.com.cn/html/20231207/1348591.shtml>
- 46 国家发展和改革委员会(2024), 中华人民共和国国家发展和改革委员会令第15号, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/fzggwl/202403/t20240315_1364966.html
- 47 广西壮族自治区工业和信息化厅、广西壮族自治区发展和改革委员会(2024), 关于明确新能源发电企业政府授权合约价格有关事宜的通知, <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20240115/1355883.shtml>
- 48 国家能源局(2024), 2023年光伏发电建设情况, https://www.nea.gov.cn/2024-02/28/c_1310765696.htm
- 49 国家能源局山西监管办公室(2024), 山西电力一次调频市场交易实施细则政策解读, https://sxb.nea.gov.cn/xxgk/zcjd/202401/t20240119_227437.html
- 50 广东省发展和改革委员会、广东省能源局(2023), 关于印发广东省促进新型储能电站发展若干措施的通知, http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4192578.html
- 51 北京电力交易中心(2024), 光伏发电绿电绿证交易现状及展望, 光伏行业2023年发展回顾与2024年形势展望研讨会
- 52 央视网(2023), 我国绿证核发和交易量明显上升 绿色电力推广速度明显加快, <https://news.cctv.com/2023/09/09/ARTIUGjmRna8Z1yFBOjlvRcs230909.shtml>
- 53 中国能源新闻网(2023), 2022年我国核发绿证2060万个, https://cpnn.com.cn/news/nytt/202302/t20230214_1584028.html
- 54 中国电力报(2024), 观察 | 绿电交易活力待进一步释放, https://www.cpnn.com.cn/news/zngc/202401/t20240117_1669725.html
- 55 德邦证券(2023), 绿证制度不断完善, 新能源运营商有望受益, https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202308041593319732_1.pdf?1691177332000.pdf
- 56 水电水利规划设计总院(2023), 重磅发布 | 《2022中国可再生能源绿色电力证书发展报告》PPT, <https://m.bjx.com.cn/mnews/20230926/1334272.shtml>
- 57 界面新闻(2023), 翻番式增长! 国内绿电绿证交易受热捧, <https://www.stcn.com/article/detail/967120.html>
- 58 北京电力交易中心(2023), 北京电力交易中心绿色电力交易实施细则(修订稿), http://北京电力交易中心.com/html/main/col132/2023-12/08/20231208142412966966157_1.html
- 59 国家发展和改革委员会、财政部、国家能源局(2023), 关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知, https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202308/t20230803_1359093.html
- 60 国家能源局(2023), 关于可再生能源绿色电力证书核发有关事项的通知, <http://www.cnste.org/html/zixun/2023/1009/11480.html>
- 61 中国新闻网(2024), 上海2024年度省间绿电交易电量突破40亿千瓦时创新高, <https://www.chinanews.com.cn/cj/2024/02-05/10159320.shtml>
- 62 新华社(2024), 浙江新能源发电装机占比首超三成, https://www.gov.cn/lianbo/difang/202401/content_6925732.htm
- 63 国家发展和改革委员会、国家统计局、国家能源局(2024), 关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6929877.htm

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/>



除特别说明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2024年5月, 落基山研究所版权所有。 Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。