



虹知数科

新能源参与电力市场 挑战与机遇

2024年9月

— — —
打造高性价比、可靠的、低碳的综合智慧能源服务

目录

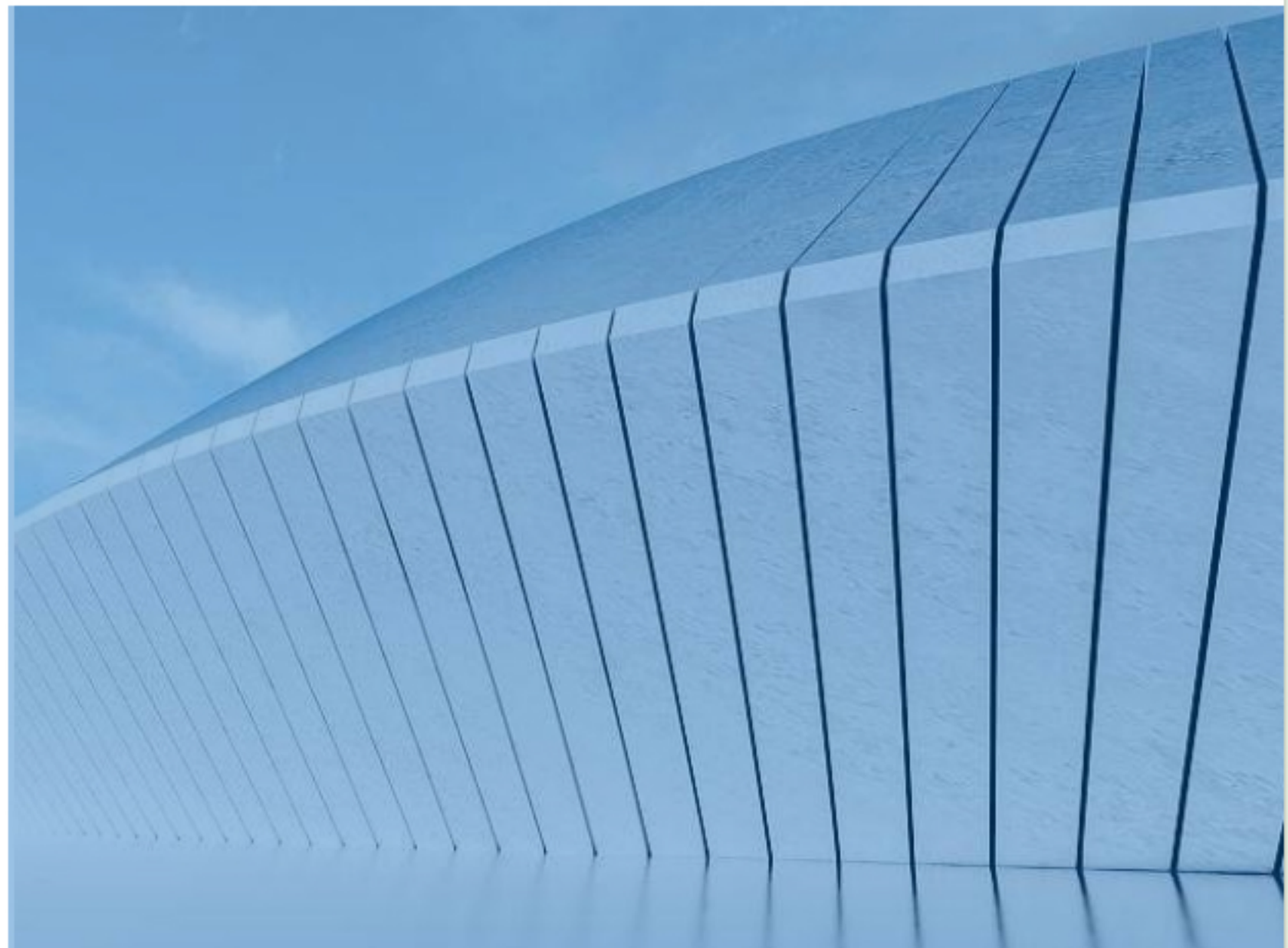
CONTENTS

01 新能源市场化政策与规则

02 新能源市场化价格机制

03 新能源市场化挑战与机遇

政策与规则





政策围绕顶层设计快速落地

顶层设计

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号文）

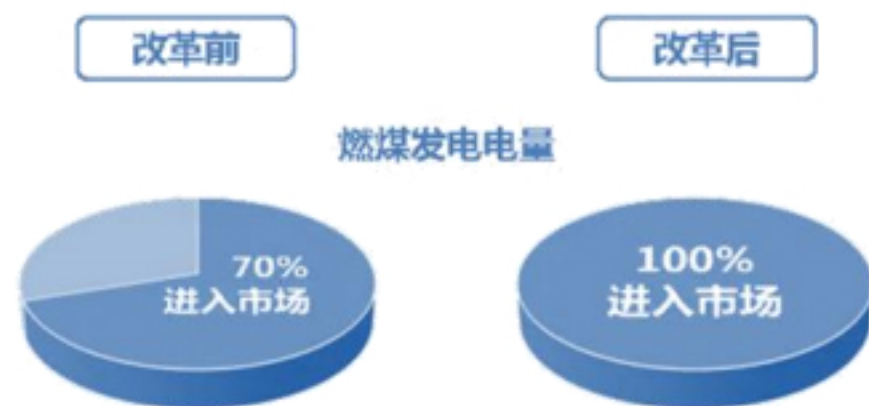
“管住中间、放开两头”的体制架构，实行“三放开一独立”



放开两头：电源侧

一放开：有序放开公益性和调节性以外的发用电计划

《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格1439号文）**煤电电量发布进入市场、扩大市场电价浮动范围**



管住中间：电网侧

二放开：放开新增配售电市场
一独立：交易机构相对独立

目前全国有2个区域性（北京和广州）以及33个省级，共35个，电力交易中心。在《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》指导下**交易中心在股权上向独立于电网企业发展**

《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》（发改价格〔2023〕526号）明确**电网企业聚焦输配电“通道服务”定位**



放开两头：负荷侧

三放开：放开输配以外的经营性电价

《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格1439号文）**取消工商业目录电价，推动工商业用户都进入市场**



“到2030年全国统一电力市场体系基本建成。新能源全面参与市场交易”

市场机制：《关于加快建设全国统一电力市场体系》（发改体改〔2022〕118号文）



电力改革提速，电成为一种市场化商品

——2030年建成全国统一电力市场体系，新能源全面参与市场交易



《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发9号文），明确了**深化电力体制改革的重点和路径以及“管住中间，放开两头”体制架构**

2015.03



发改委：《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格1439号文），**全部燃煤发电及工商业用户全面进入市场**

2021.10

新版《售电管理办法》（发改体改1595号文）出台，进一步**推动售电业务市场化改革**

2021.11



发改委：《关于加快建设全国统一电力市场体系》（发改体改118号文），**确定到2030年新型电力市场发展目标、方向、里程碑**

2022.01

2024.05



发改委、能源局：《电力市场运行基本规则》，统一电力市场建设有了“顶层设计”。**由国家统筹推进全国统一电力市场体系建设，推进电力中长期、现货、辅助服务市场建设，做好各类市场之间的衔接**

2023.08

发改委、财政部、能源局：《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》发改能源〔2023〕1044号提出**绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，认证绿色电力消费**

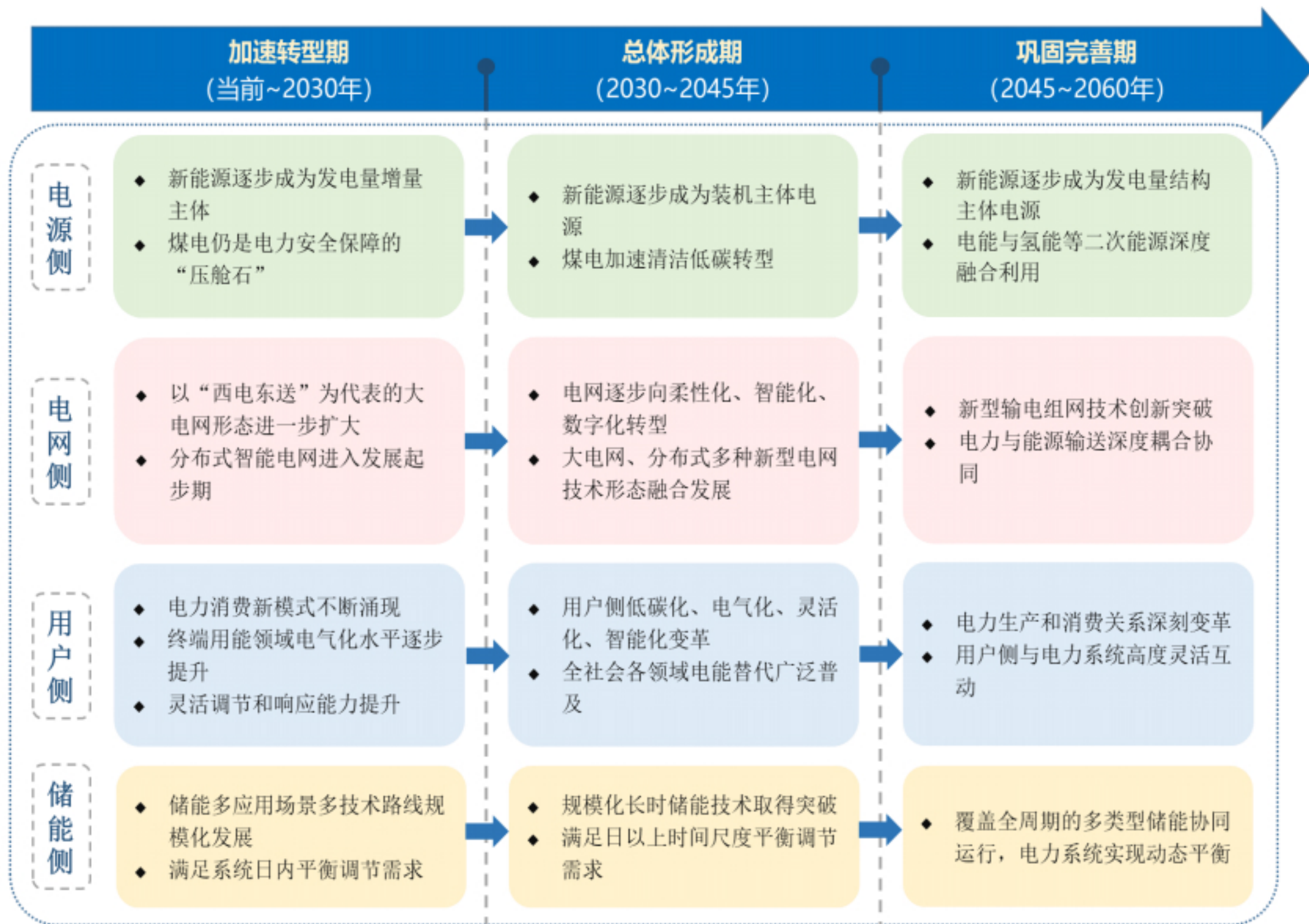
2023.05

发改委：《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，**推动电网聚焦“通道服务”**

新型电力系统下源网荷储变化趋势

——分“三步走”，从源网荷储层面细化，制定发展路径

演变路径



功能定位由“服务经济社会发展”向“保障经济社会发展和引领产业升级”转变。电力系统发展应逐渐向跨行业、跨领域协同转变

供给结构以“化石能源发电为主体”向“新能源提供可靠电力支撑”转变

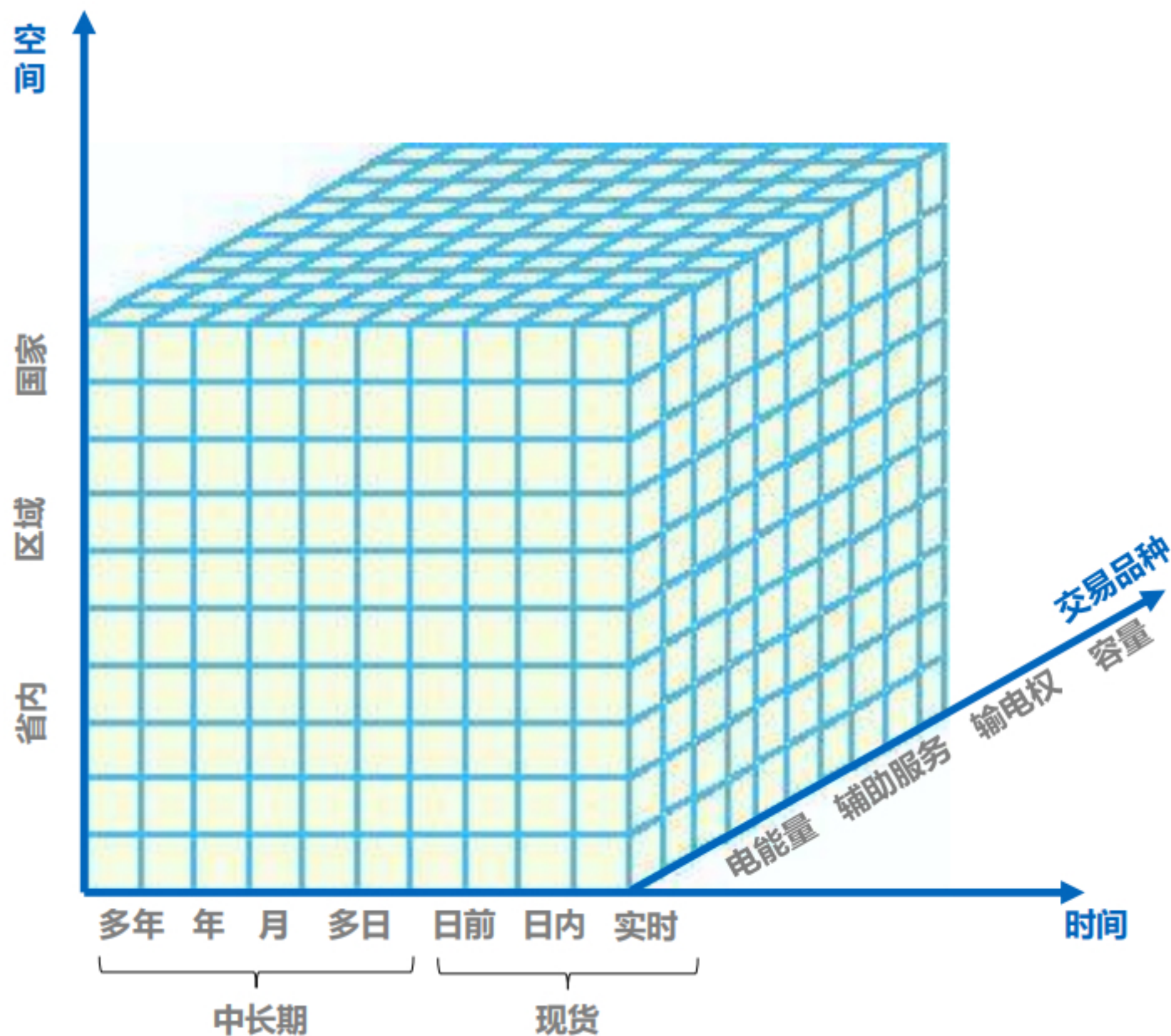
系统形态由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变，电网多种新型技术形态并存

调控运行模式由“源随荷动”向“源网荷储多元智能互动”转变

来源：《新型电力系统发展蓝皮书》——国家能源局，2023年6月2日



电力市场总体架构



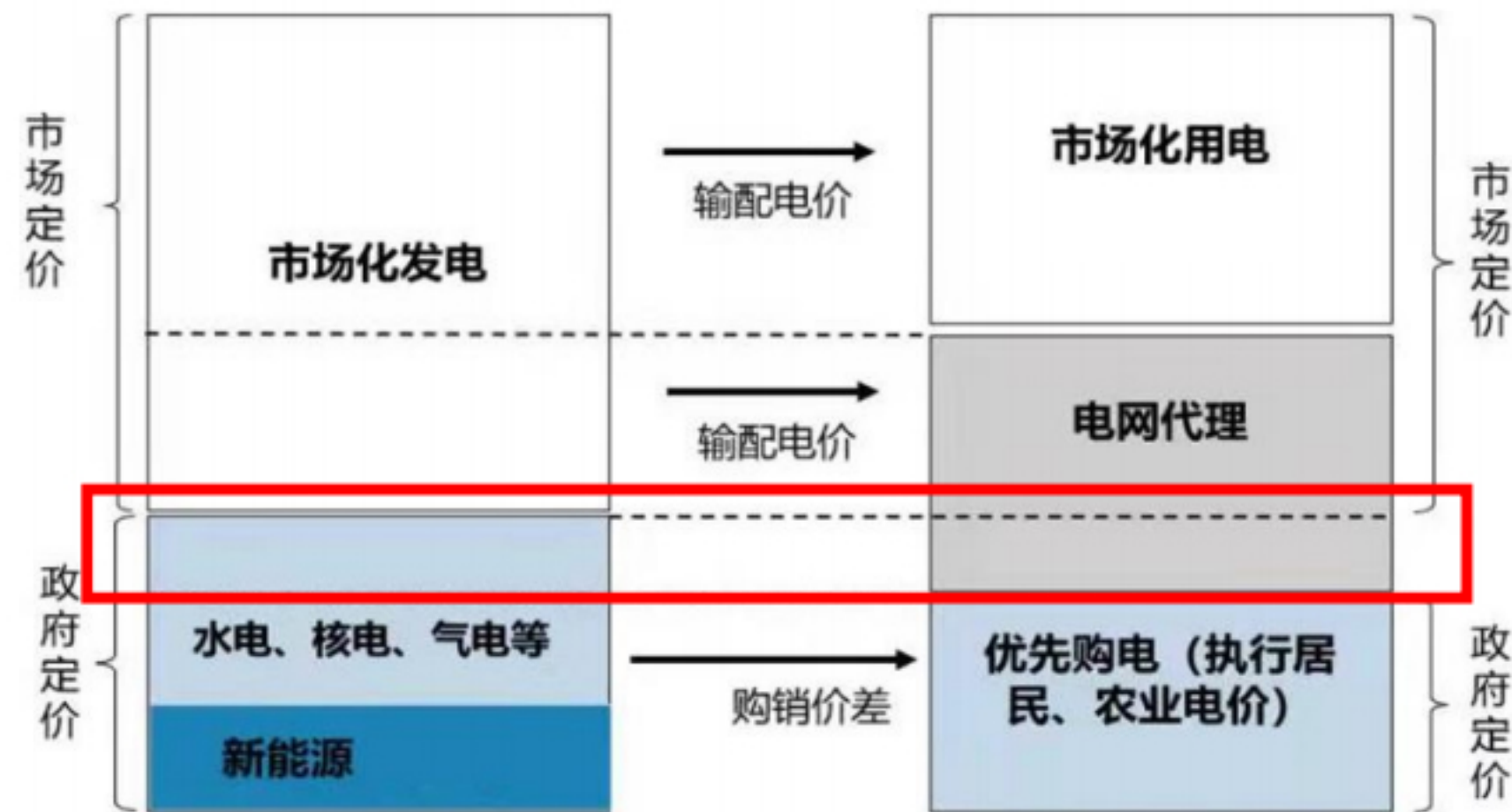
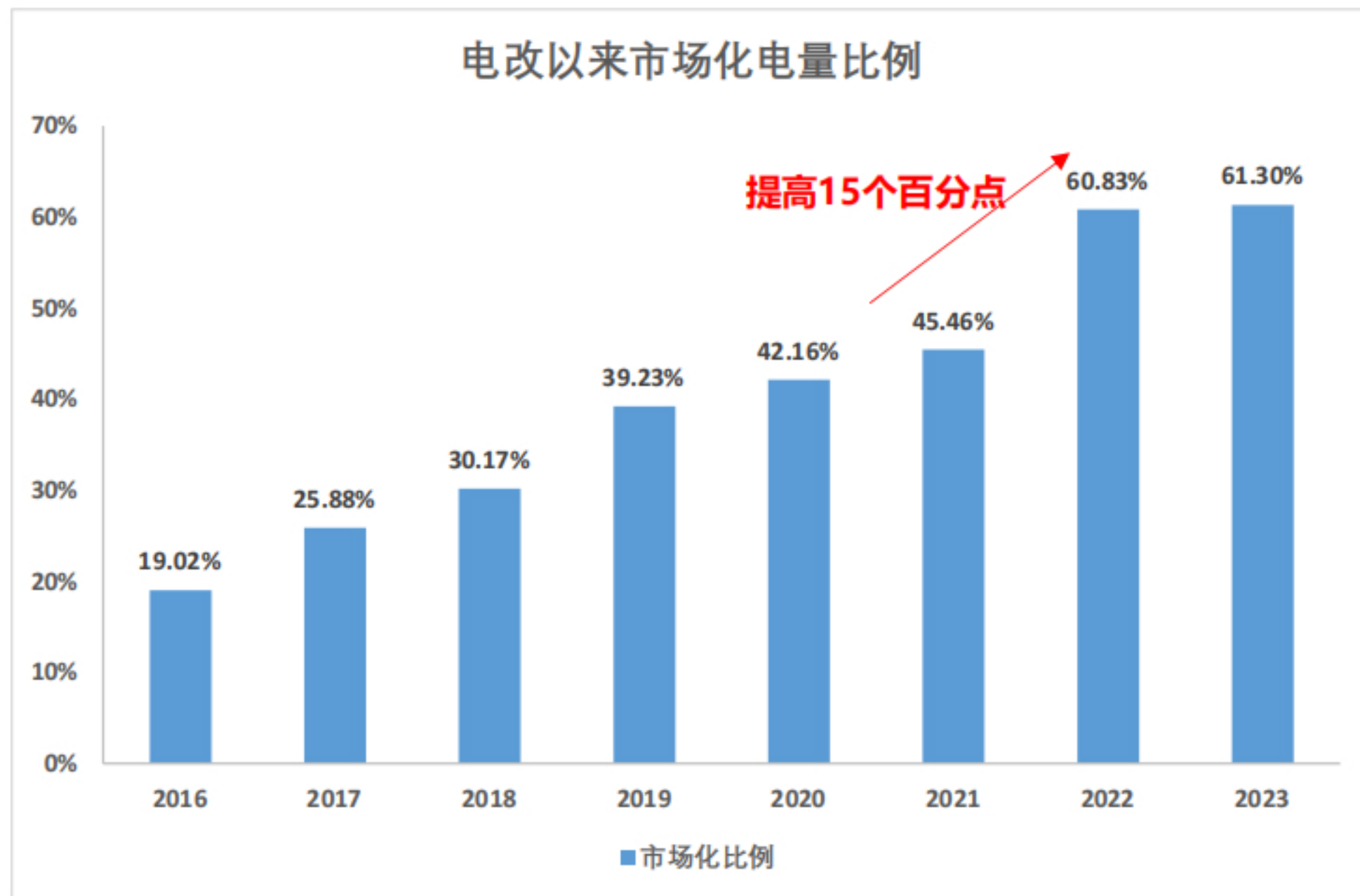
- 根据电力市场的**实质和特点**，总体架构可简要从**时间、空间和交易品种**三个维度加以构造
- 该结构的系统性十分重要，综合考虑了电力细分市场构成的**科学性**，以及各个细分市场的时空分布及其有机结合而建立的各类**关联机制的协调性**
- 呈现出**交易品种的互补性**、**时间继起性**（承前启后、相互接续）、**空间交替性**三方面显著特征



为什么新能源要进入电力市场？

——政策推动为催化剂，而市场运行逻辑为新能源入市的根本原因

- **需求侧**：2021年10月1439号文发布后，工商业用户积极进入电力市场，2022年**市场化电量年增速为15个百分点**，2023年又同比增长8%，达到61.3%
- **供给侧**：新能源发电的快速增长，“**保量保价**”的上网电量增速超过非市场化用户用电增速，若新能源仍不参与电力市场，将导致**政府定价的新能源电量实际由市场化用户消纳**，从而引起**不平衡资金**，降低市场资源优化配置效率



“风光发电量已超过优先购电”

以山东为例，2023年，山东新能源等优化电量2790亿千瓦时，优购电量（居民农业）仅1440亿千瓦时，**优发优购偏差费用高达90亿元。**



分布式发电市场化交易

——“隔墙售电”将扩大分布式光伏电站交易目标范围

第一阶段 (2017年)

“隔墙售电”
正式问世

- 2017年10月，国家发改委、能源局印发《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901号），明确了分布式发电试点市场化交易的**项目规模（20MW及以下项目，在35kV电压等级内消纳；20-50MW项目，在110kV等级内消纳）、交易模式、“过网费”核定原则（按照分电压等级输配电价级差核定）**

第二阶段 (2019年)

公布首批“隔
墙售电”试点

- 2019年5月，《关于公布2019年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》（发改办能源〔2019〕594号）中确定了2019年分布式发电市场化交易**十省市共26个试点项目名单，容量共计1470MW**
- 2019年12月，江苏省出台**首个地方分布式发电交易规则**，《江苏省分布式发电市场化交易规则（试行）》

第三阶段 (2021年至今)

政策持续鼓励
“隔墙售电”

- 2021年12月，国家能源局印发《能源领域深化“放管服”改革优化营商环境实施意见》（国能发法改〔2021〕63号），明确“支持分布式发电参与市场交易，落实相关价格政策”
- 2022年9月，浙江省第十三届人民代表大会常务委员会第三十八次会议通过了《浙江省电力条例》，提出分布式发电企业可以与周边用户按照规定直接交易，自2023年1月1日起试行，浙江“隔墙售电”进入实质化阶段
- 近期，苏州工业园区高贸区正式投运一分布式光伏发电市场化交易试点项目，分为110kV界浦变5.57MW和110kV强胜变6.22MW两个子项目，分布在10个房屋载体上，铺设面积约20万平方米，总装机约12MW，预计年均发电量1,223万度



“隔墙售电”试点案例

——江苏某分布式发电市场化交易试点

交易组织

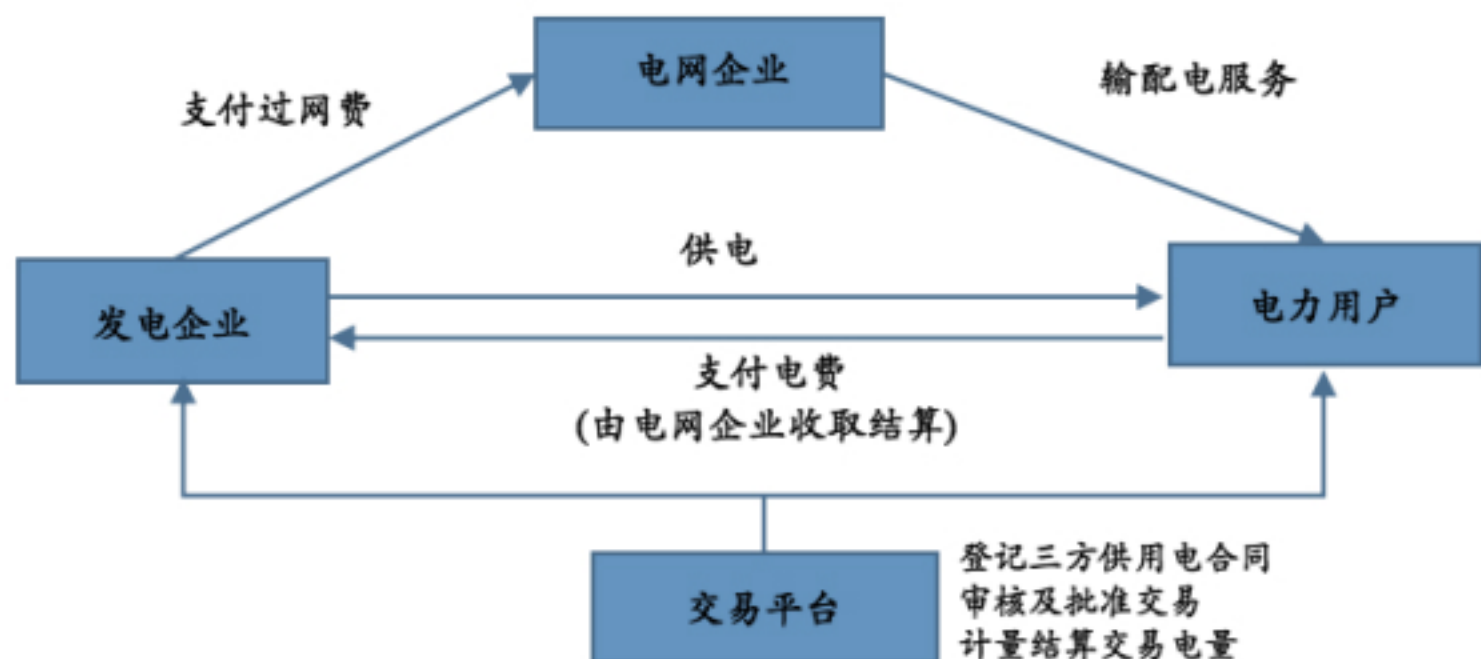
以年度为周期开展双边协商交易，由分布式发电企业与电力用户自主协商交易电量、电价，由江苏省电力交易中心负责按月对交易电量进行结算，电网企业负责交易电量的计量和电费的收缴

交易与结算方式

发电企业按**0.4698元/千瓦时固定价格**结算，电量按分月计划、发电上网电量以及用户实际用电量**取小结算**；超出部分由电网企业按当年对应燃煤基准上网电价（0.391元/千瓦时）收购

电力用户平段结算电价为**0.5492元/千瓦时**（包括过网费和政府性附加，分别为0.05和0.0294元/千瓦时），峰谷按当时目录电价同幅增减（2021年10月前参考目录电价）

该试点交易组织流程



分布式光伏某月结算情况

	电量 (万千瓦时)	结算电价 (元/千瓦时)
分月计划	48	0.4698
超出部分	9.55	0.391
实际上网	57.55	0.4567

最终结算电价高于
0.391元/千瓦时电网收购价格



分布式发电市场化交易

——“隔墙售电”为分布式光伏带来机会，仍面临容量备用、输配成本分配等问题

分布式发电市场化交易机制鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户（同一配电网区域）直接交易，实现“隔墙售电”。符合新型电力系统的基本规律和物理特性，适应新能源发展的电力市场机制



机 会

- ✓ 分布式光伏发电量不再绑定一个用户，可以有更多种选择
- ✓ 屋顶面积大而用电量小的业主可通过“隔墙售电”模式更科学地利用屋顶资源，有利于提升分布式光伏发电项目的投资价值
- ✓ “隔墙售电”可提升企业微电网项目整体经济性（“自用”模式收益率通常高于“全额上网”）



挑 战

- ✓ 分布式享受电网备用但未足额承担系统容量备用相关成本
- ✓ 输配成本的分担问题。当前的电网（输配电）投资是按照用户的最大负荷设计的，虽然“隔墙售电”交易双方减少了网购电量，但电网投资并没有减少，造成下一个监管周期输配电价上涨的可能
- ✓ 市场化机制仍有待完善。分布式发电市场化交易模型、交易方式仍不成熟，分布式能源交易主体多，交易机制复杂，各地区交易政策实施细则方面差异较大



稳步推进分布式能源进入市场

——以适合分散、小型市场主体的形式推动分布式能源入市

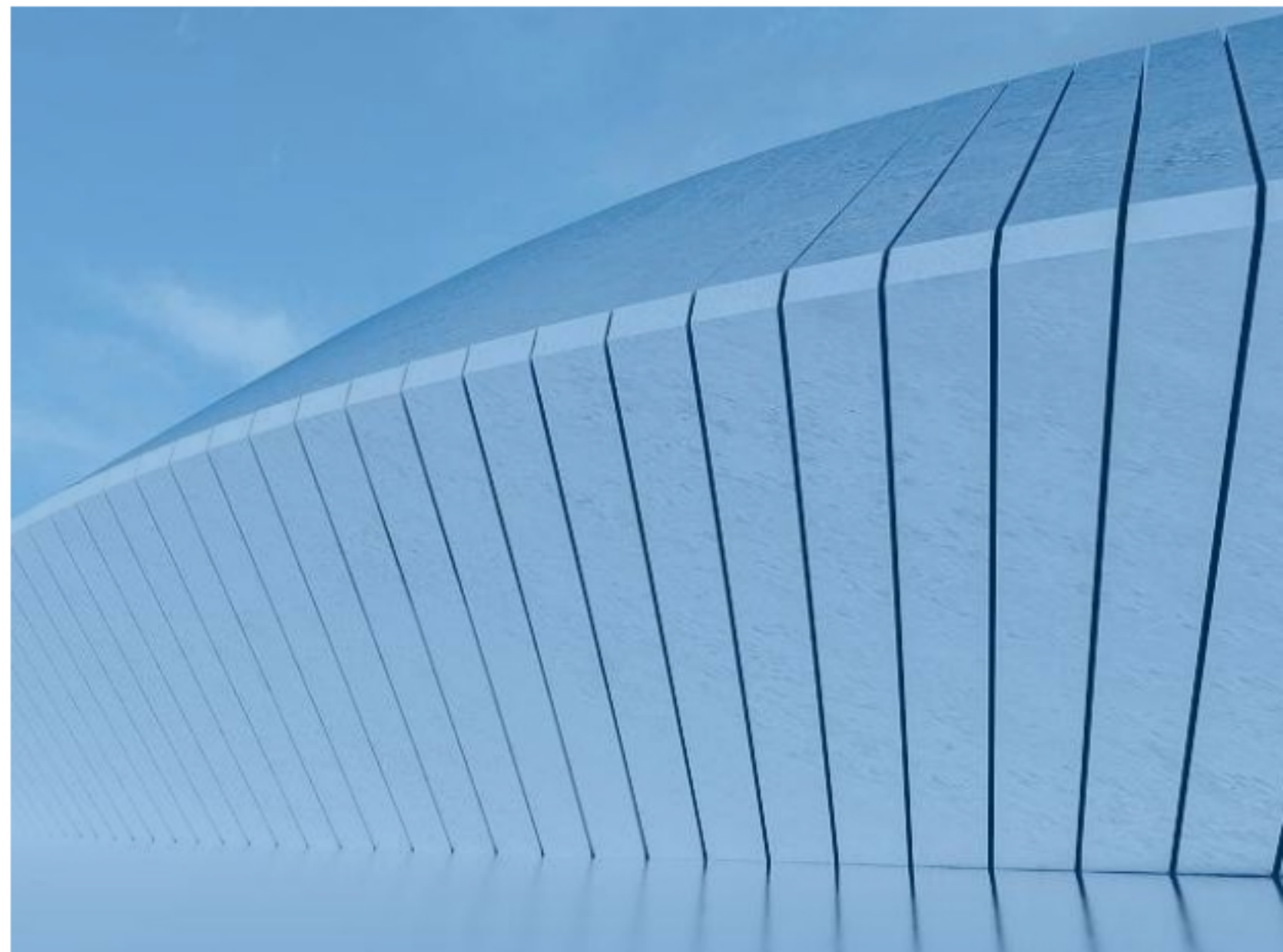
江苏电力交易中心有限公司

苏电注册公告 2024-23 号

关于开展江苏分布式新能源聚合参与省内
绿电市场交易试点入市相关工作的通知

- 9月18日，江苏电力交易中心有限公司（以下简称交易中心）印发《关于开展江苏分布式新能源聚合参与省内绿电市场交易试点入市相关工作的通知》
- 交易中心将于2024年9月20日**启动聚合商注册、分布式能源聚合试点业务**，充分发挥电力市场机制作用，**引导分布式光伏、分散式风电等分布式新能源参与市场交易**，提升新能源消纳能力

电价机制



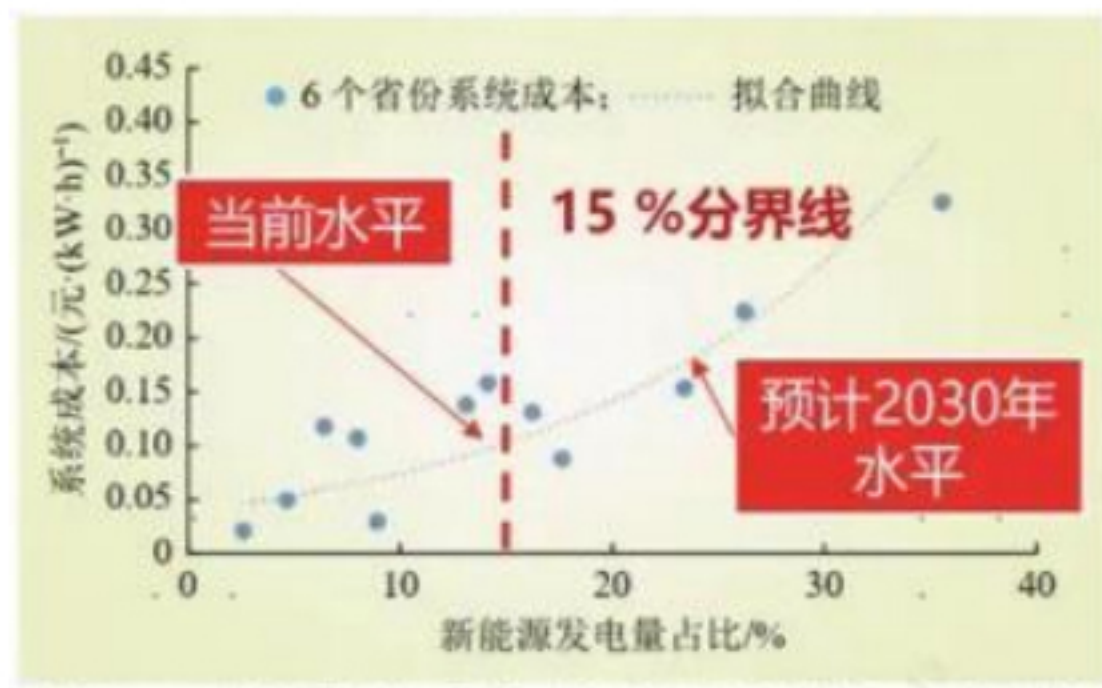
💡 多元价值模式下市场主体收益构成发生重大变化

——新能源由“降价参与交易”转为“绿色溢价”，绿色溢价抵消系统消纳成本

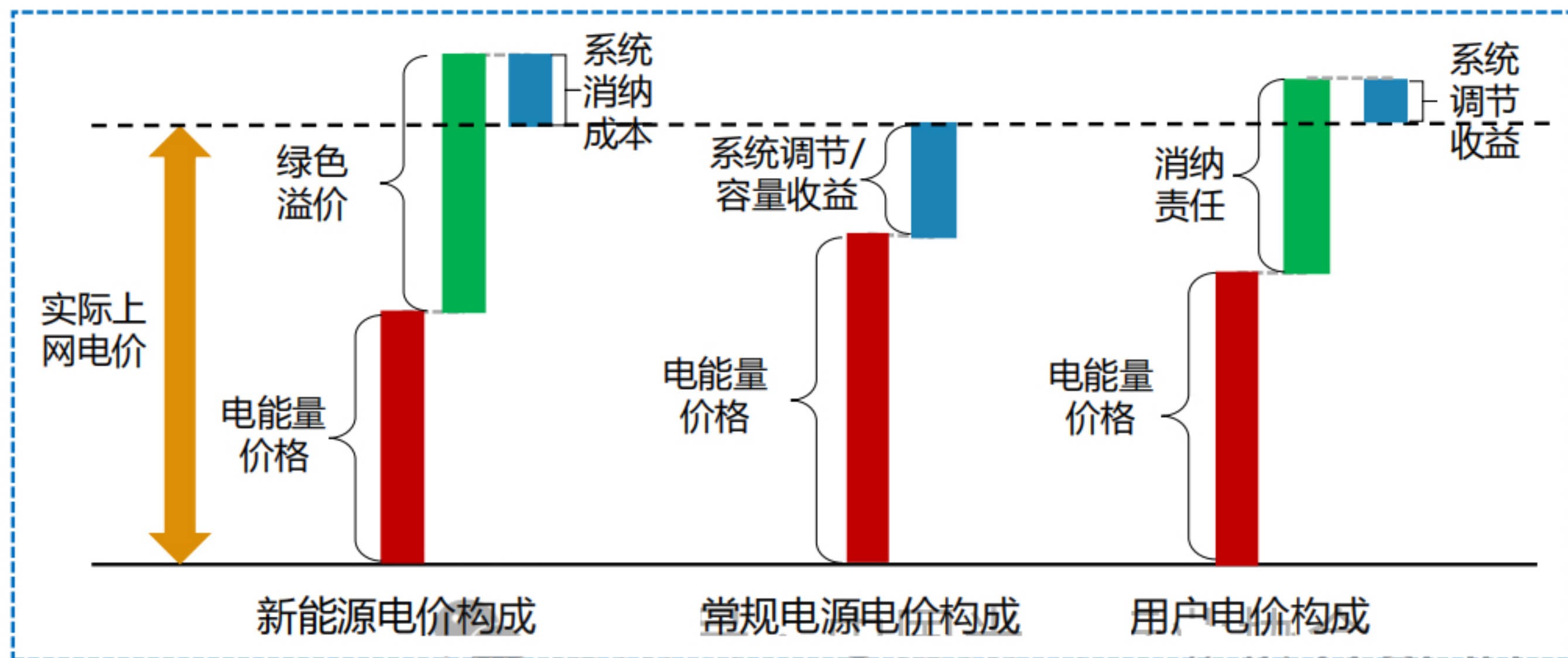
新能源收益：电能量价格+绿色溢价-系统消纳成本

常规电源收益：电能量价格+安全价值

用户侧支付：电能量价格+消纳责任-系统调节收益



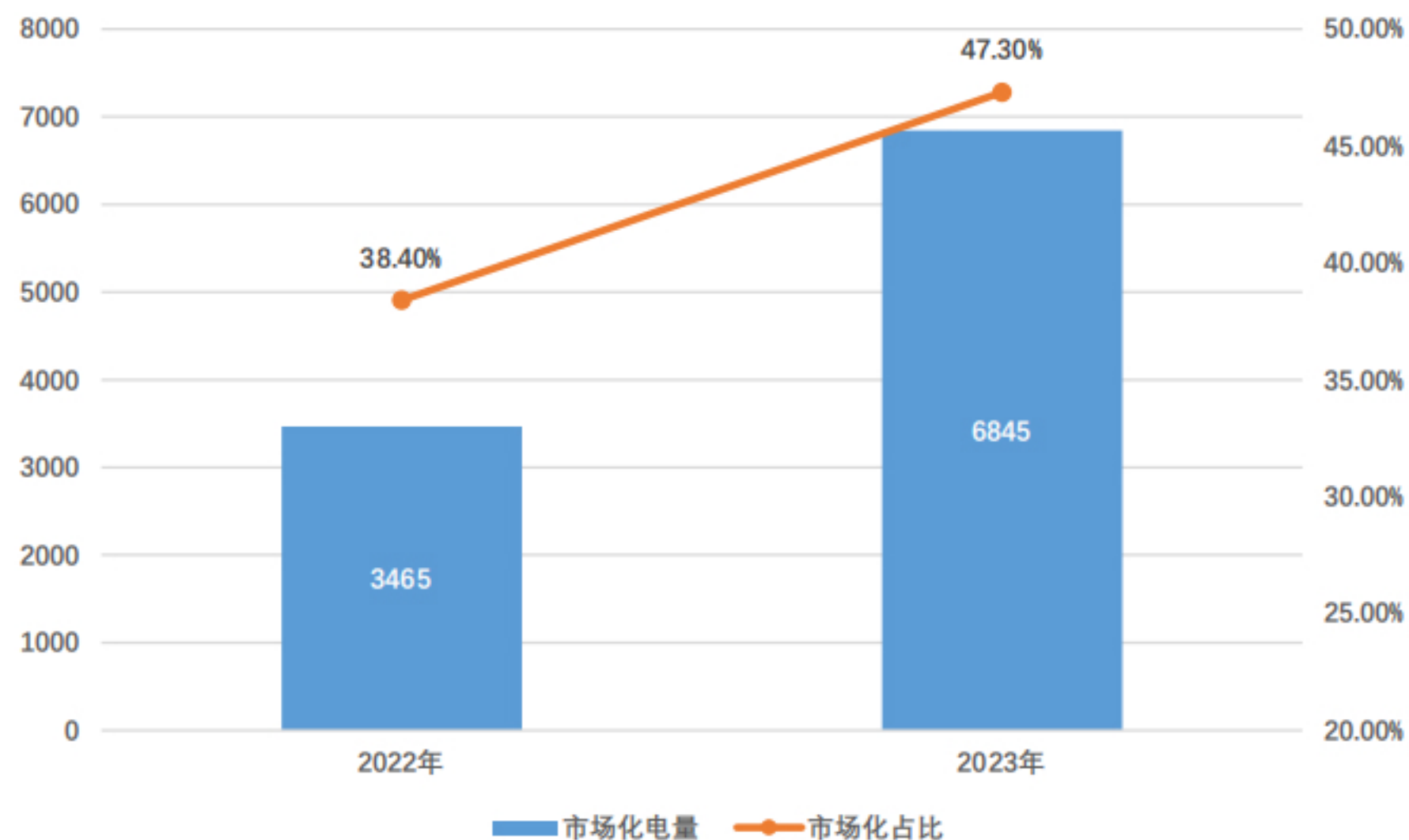
新能源渗透率将快速增长，根据国网能源院测算，**新能源渗透率每提高1个百分点，系统成本将增加0.01元/千瓦时左右**



💡 新能源市场化比例提高，结算收益持续下降

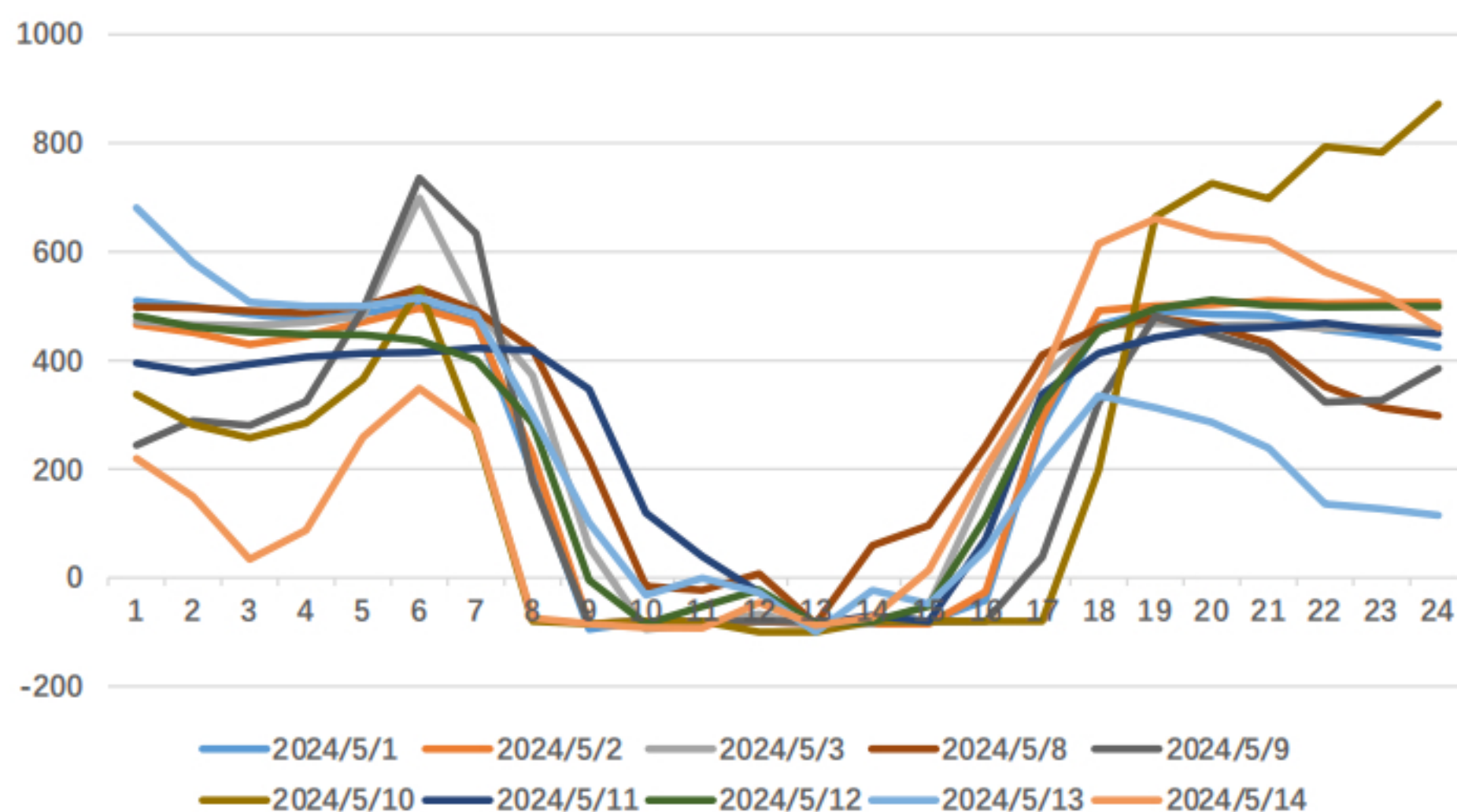
甘肃、新疆2024年光伏中长期交易均价较基准价**下降超30%**。2023年，山西现货市场中光伏和风电场站结算均价较基准价分别**降低27%和20%**，蒙西现货市场中光伏和风电场站结算均价较基准价分别**降低23%和36%**

新能源市场化电量（亿千瓦时）及占比（%）



2022年新能源市场化交易电量为3465亿千瓦时，占新能源总发电量38.4%，**2023年交易规模升至6845亿千瓦时，同比上升97.5%，占新能源总发电量 47.3%**

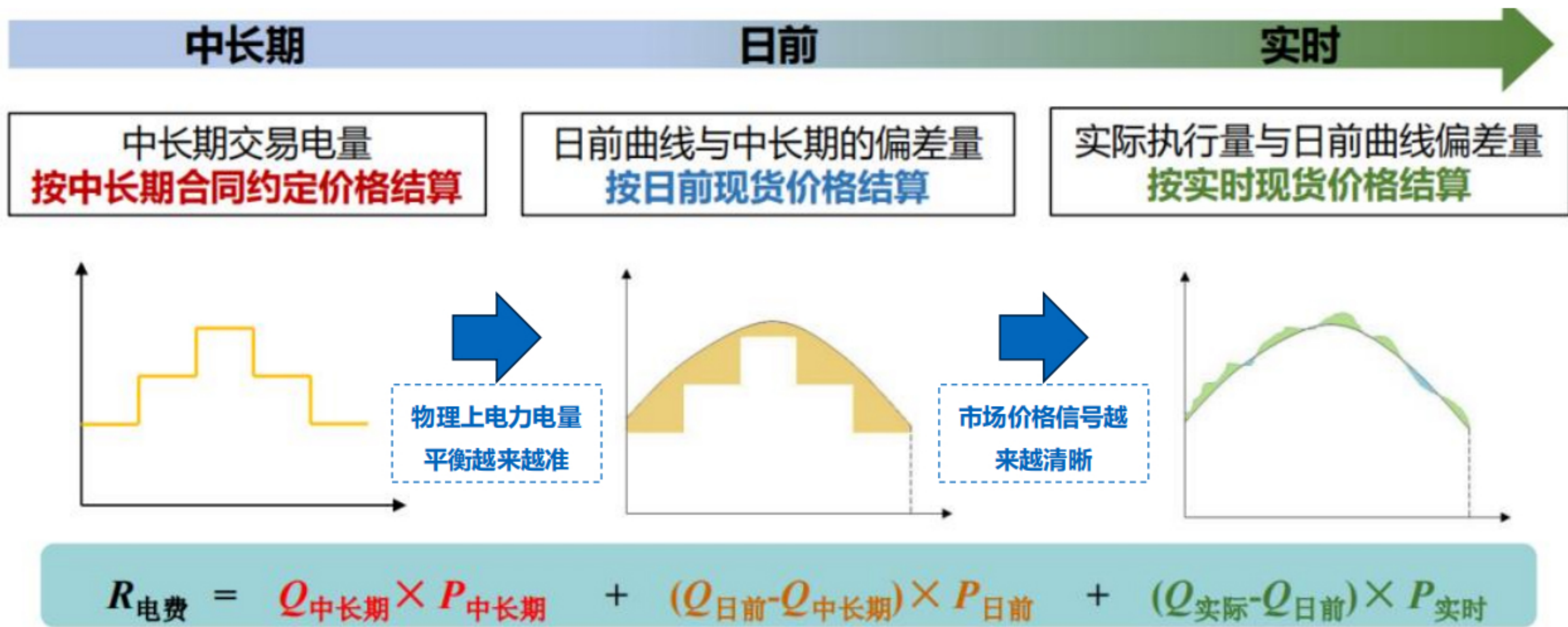
山东2024年5月上半月电力现货分时价格



山东电力现货市场价格受光伏装机影响，**午间负电价呈常态化**。
2024年5月上半月，仅3天(5月4-6日)没有出现负电价



现货背景下电力市场各交易品种特点



电力现货市场因交易和交付的间隔时间较短，不同时段对应的负荷需求和新能源出力不同且难以控制，每个时段形成的价格不同，形成分时电价



电力现货交易案例

——山东电力现货市场，交易品种繁多且复杂

山东省电力市场主体参与方式

- 火电机组全部参与市场化交易，“报量报价”方式全电量参与现货市场交易
- 新能源场站可自愿参与中长期市场，未参与中长期市场的场站按90%政府批复价格（394.9元/MWh）和10%现货价格结算
- 售电公司/电力用户按“报量不报价”全电量方式参与现货市场，月度中长期合约量需要在80%-110%之间

电力交易频次骤增

以2024年3月31日12:00-13:00的成交价格为例，山东电力市场可细分为年度双边、竞价交易、月度双边交易、月度双边、竞价交易、月度分时滚动撮合、月内竞价和挂牌交易、月内分时交易、2次日滚动撮合、日前以及实时市场出清，为了一个小时的电量交易需要做**22次交易**，且每次交易方式不同。如中长期滚动撮合交易中，市场参与者在开市1小时内可随时提交和撤回该时段的电量和电价挂单

交易频次	每年一次	每月一次	每月一次	每月一次	每周一次	每天一次	每天一次
交易品种	年度双边、竞价	政府授权电量 认购	月度双边、竞价、 挂牌	月度分时竞价	月内竞价、挂牌	日滚动撮合 (D+2/3) 分时段竞价 (D+4/8)	现货市场 日前/实时
真实成交价格 (未展示全部)	374.8	374.8	374.8	374.8	372.9 371.4 349.0 330.0	352.3 372.9	262.908 154.62

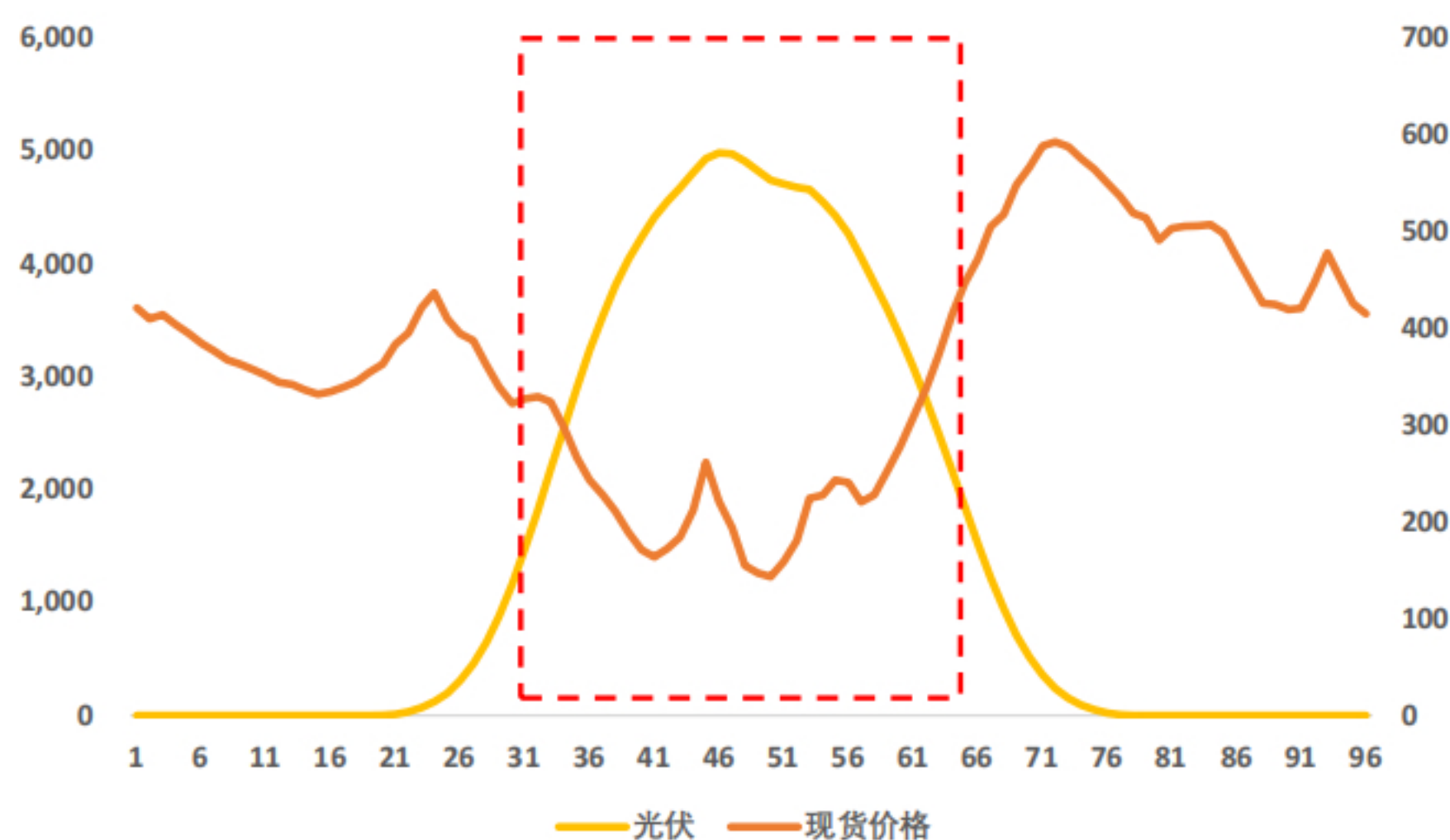


供需决定电力价格，灵活性提高资产价值

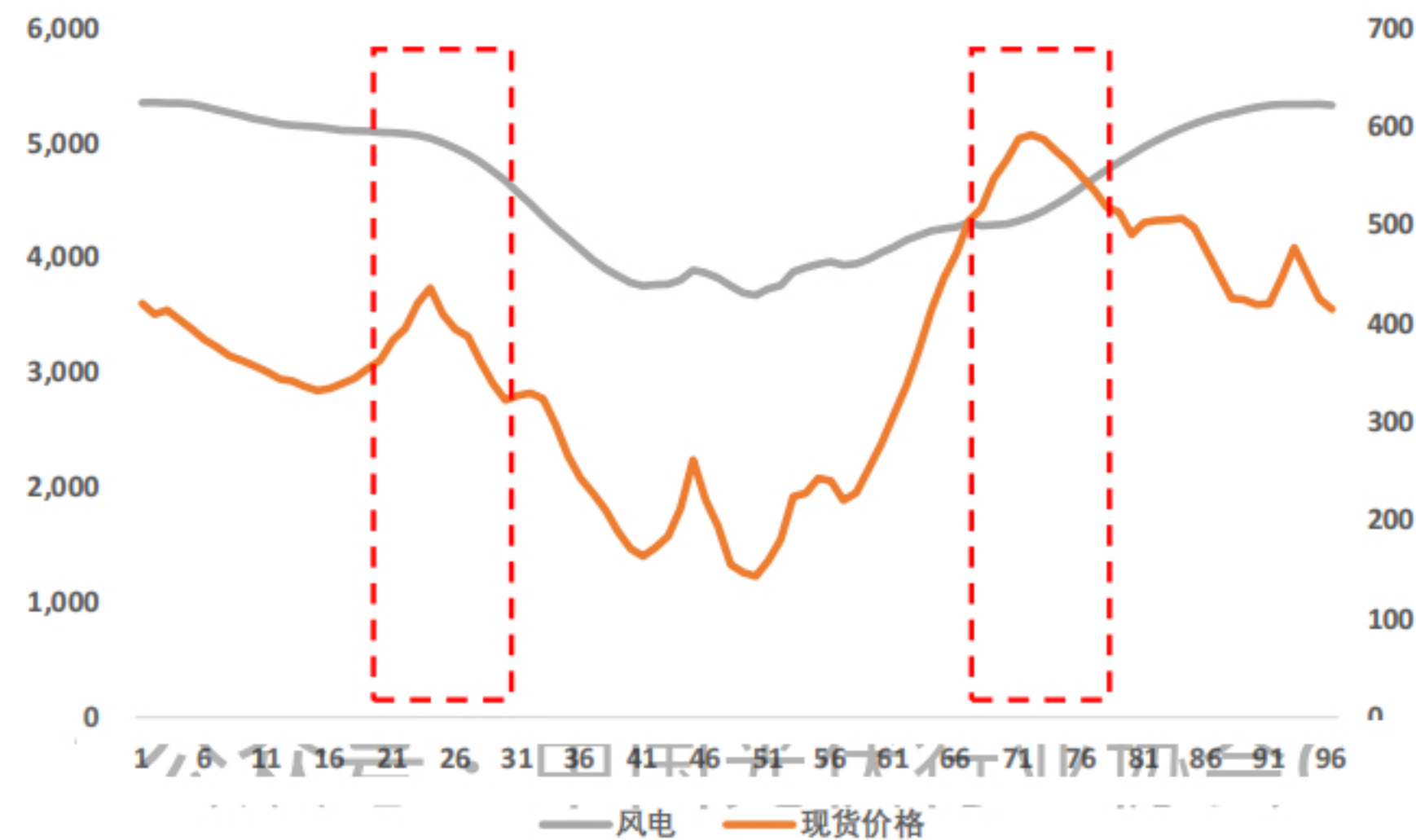
——跟踪支架在关键时段提高发电收益

- 按2023年山东省现货分时价格（全年平均价格为**0.353元/千瓦时**）以及风电和光伏出力曲线计算加权电价，**光伏为0.215元/千瓦时，风电为0.287元/千瓦时**
- 光伏出力曲线与现货价格基本相反（皮尔森相关系数-0.8）；风电可以捕捉到部分现货高价（相关系数0.6）
- 跟踪支架为光伏提供一定的灵活性，不仅仅是在提高发电量，还要在关键时段提高发电量，在有需要时少发**

全年分时段光伏出力 VS 现货价格



全年分时段风电出力 VS 现货价格



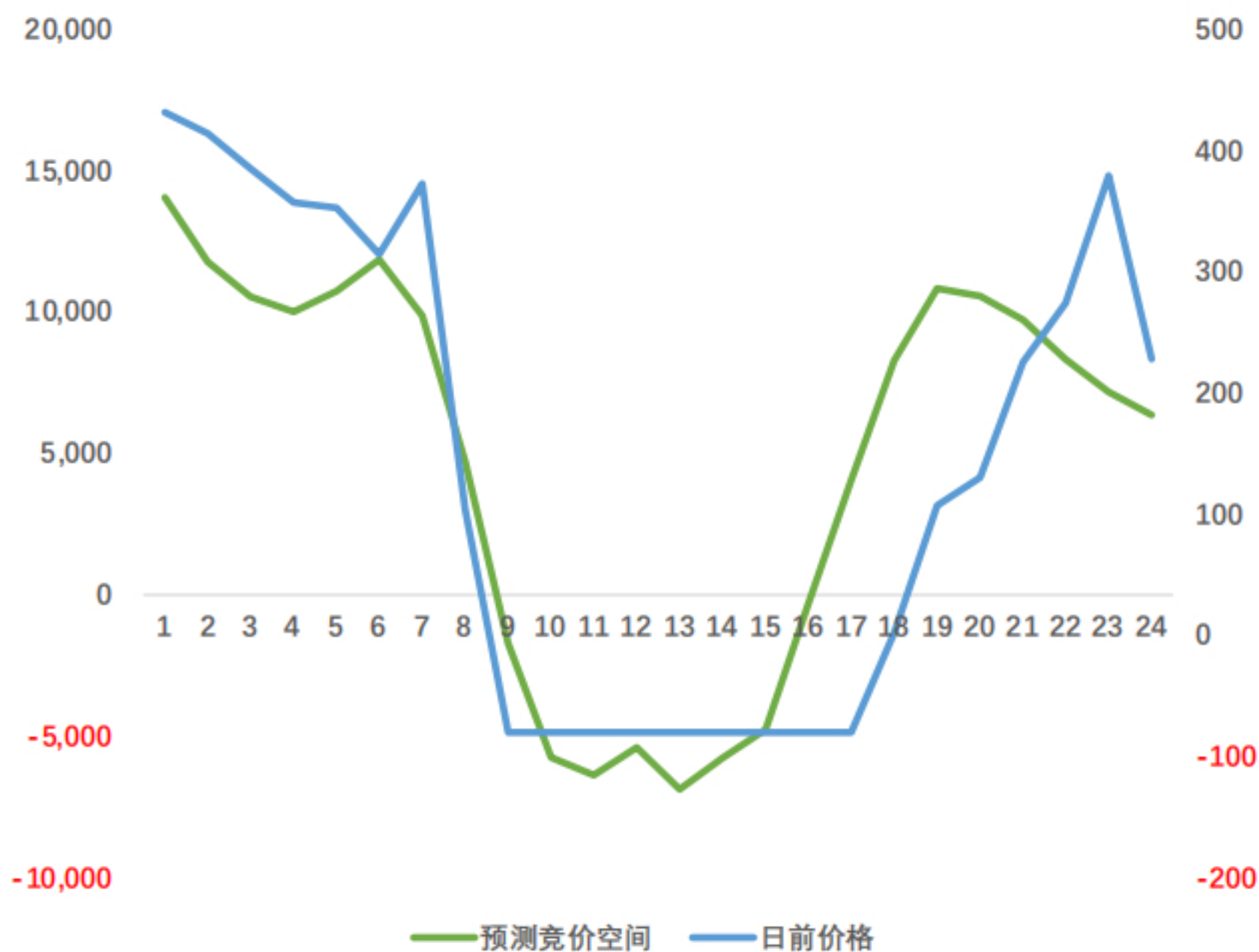


山东负电价怎么来的？

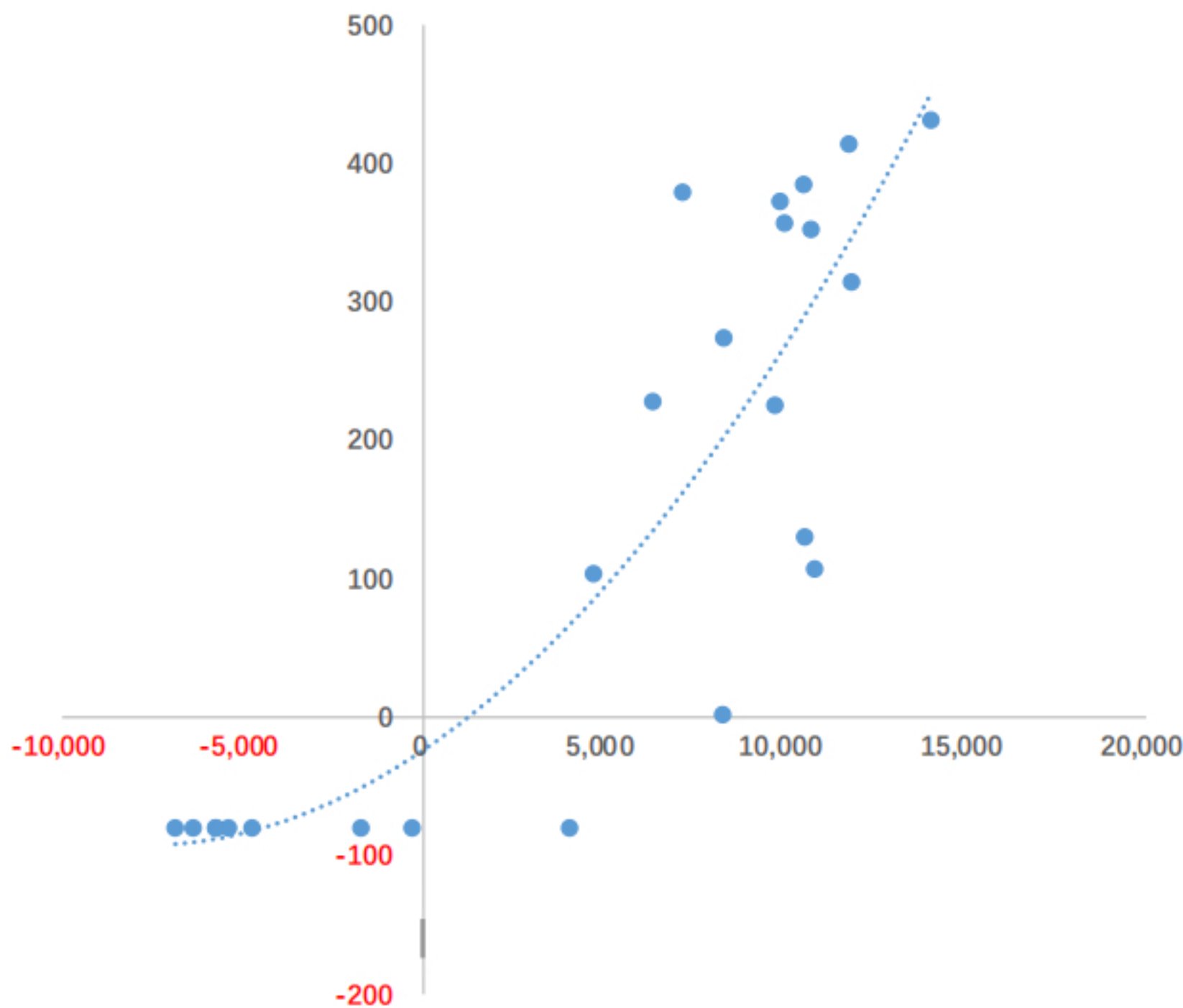
——2023年5月1日中国历史首次日均负电价

受五一假期影响，山东省**用电负荷降低20%以上**，同期风电、光伏日前预测出力也在较高位置，**午间新能源出力占统调负荷比例接近50%**。日前日均价格0.14元/KWh，实时日均价格**-0.011元/KWh**。

现货日前价格 VS 竞价空间*



现货日前价格 VS 竞价空间*

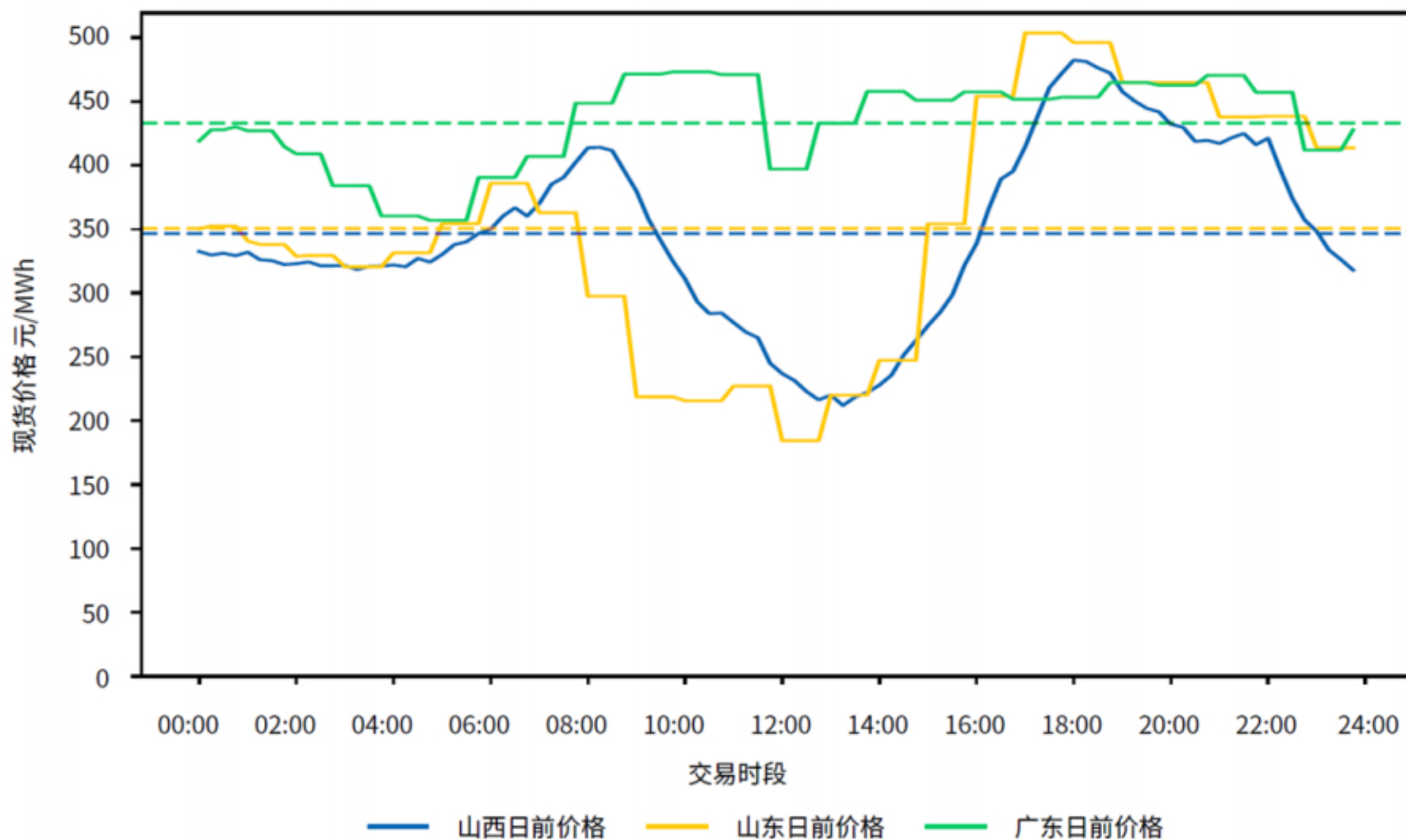


*竞价空间 = 统调负荷 - 省间受电 - 风电 - 光伏 - 核电 - 自备电厂 - 地方电厂



电力现货省份电力分时段价格形态

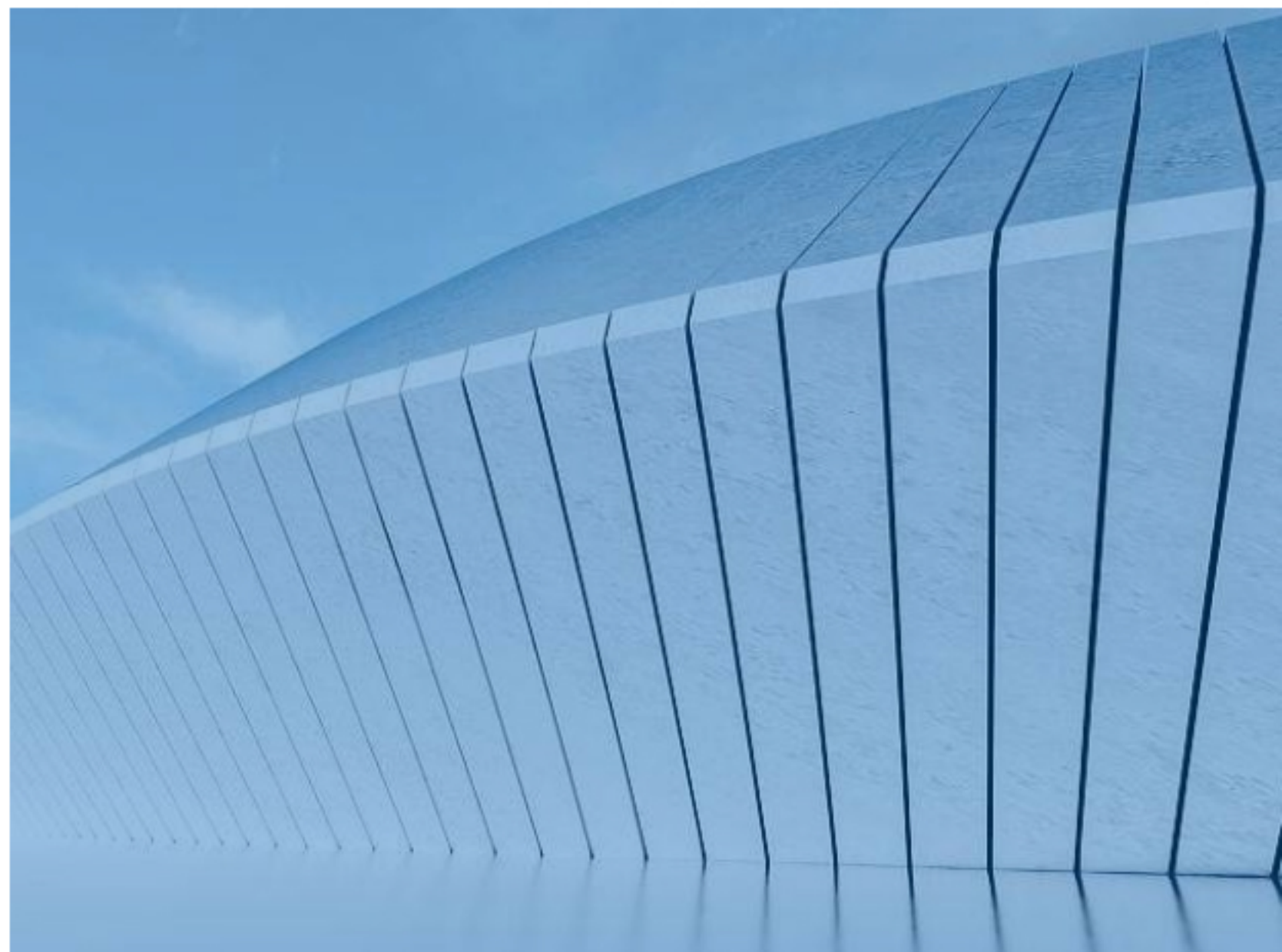
2023年山西、山东、广东现货日前市场分时段均价图(虚线为年平均值)



图表来源：落基山研究所

- **价格水平：**广东远高于山东和山西，与当地发电成本、用电成本关系较大
- **价格形态：**山西和山东现货价格均呈现“**早晚双峰、中午低谷**”（“鸭子曲线”）的形态，而广东的最低值出现在负荷较低的凌晨4-6点。该现象与新能源渗透率高度相关，2023年广东省光伏电量占比仅为3.1%，而山西、山东分别为是6.2%和9.7%

挑战与机遇





电力现货市场带来的挑战与应对

——除了交易策略外，按照需求调整倾角有助于提高收益



中长期合约签订业务技术难度增加

中长期合约为物理合约

只需确定合约量、价



中长期合约为金融合约

需确定合约量、价、曲线

合约交易频次增加

合约交易带来套利机会

新增现货市场报价业务环节

三公调度

无现货市场报价环节



每天在现货电能量市场申报量价曲线

决策是否参与调频等辅助服务市场报价

交易风险控制、结算管理业务重要性增加

基本无交易风险

结算流程较简单



中长期交易、现货交易风险显著增加

交易结算带曲线、涉及多交易品种



电厂运营新需求

合同管理

中长期辅助决策

现货市场辅助决策

提高场站运行的灵活性

交易风险控制

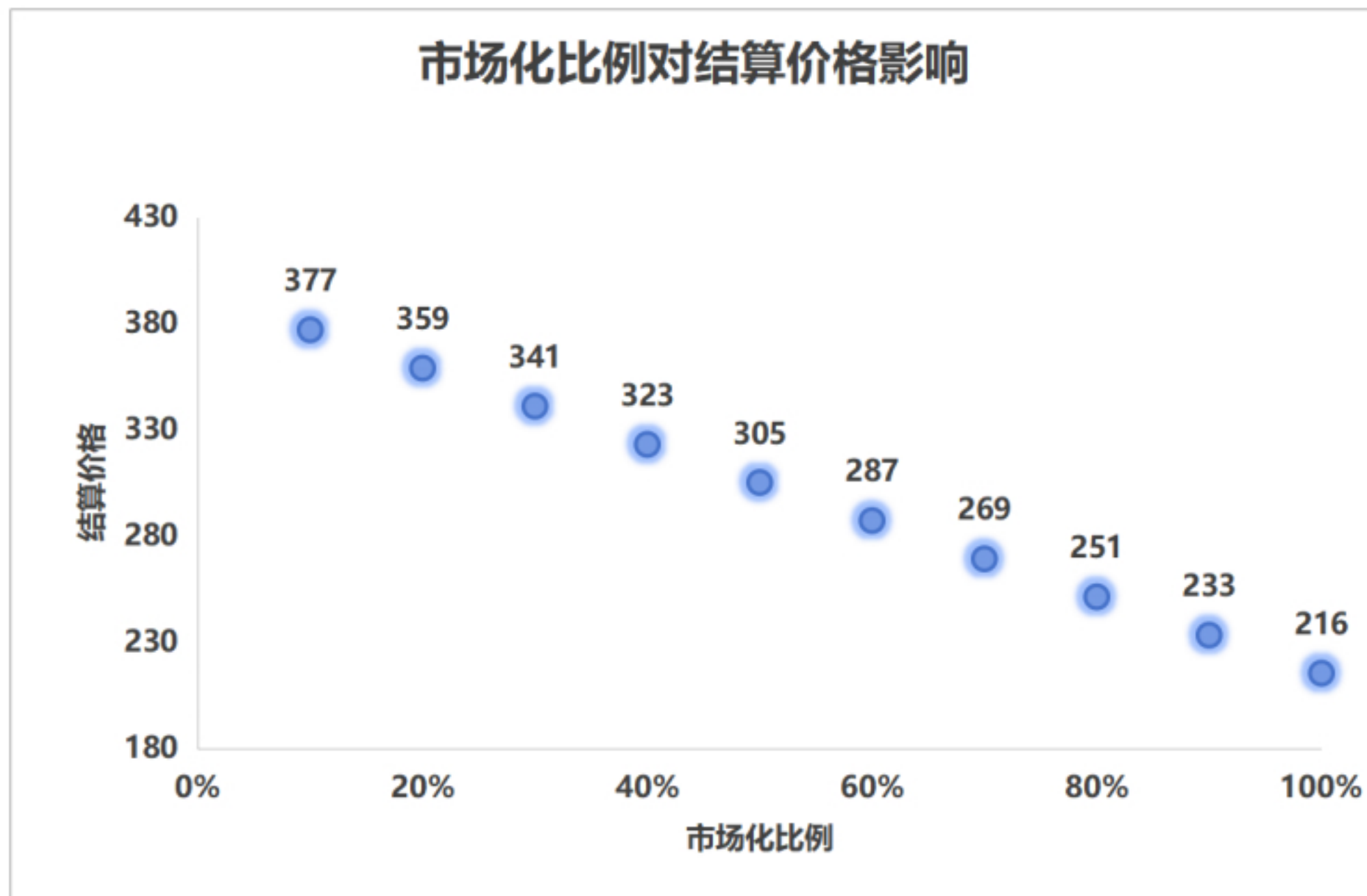
结算校验分析



市场化背景下光伏出力特性将影响收益

——间歇性、不确定性导致市场化比例与收益呈反比

- 以山东为例，当前光伏电站均以“**90%固定价格394.9元/兆瓦时+10%现货价格结算**”
- 如果**现货结算比例提高，光伏电站收益将呈负相关**（左图仅为模拟参考值，并没有完全考虑市场交易品种叠加以及交易策略）
- 因此，我们**不仅仅要关注发电量，更要关注发电质量，在不同时段，多发与少发均有可能产生额外收益**





提高对新能源电站控制可有效管理考核成本

——电力现货背景下，考核精细到分钟级别，跟踪支架有助于考核及成本控制

新能源场站偏差收益回收

新能源场站应考虑天气原因及检修工作、扩建等因素影响后，申报新能源预测功率，在新能源消纳未受限时，新能源场站**实际发电曲线超出实时市场出清曲线部分**（允许偏差为额定容量的1%与1MW取大值），按实时市场出清电价的 $Fe\%$ （ $Fe\% = 10\%$ ）回收偏差收益（价格为负时取0）

发电功率预测考核

中期预测：新能源电站每日8时、14时前分别向电力调度机构提交中期预测数据（包括日前预测数据）和对应的计划开机容量。

- 中期预测**上报率**按日进行统计，按月进行考核，每日两次预测均上报成功则当日上报率计为100%。月上报率应达到100%，每降低1个百分点扣罚当月上网电量的0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的1%；
- 中期预测结果第十日（第217小时-240小时）**准确率**按日进行统计，按月进行考核，月平均**准确率应不低于70%**。准确率小于70%时，每降低1个百分点扣罚当月上网电量的0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的1%。

日前预测：日前预测准确率按照新能源电站日前预测曲线与实际出力曲线的**偏差面积进行考核**，允许偏差为**实际发电出力的20%**（最小允许偏差为2兆瓦），考核电量为**预测曲线和实际出力曲线偏差电量的2%**（允许偏差除外）。

超短期预测：新能源电站每隔15分钟向电力调度机构提交自上报时刻起未来15分钟至4小时共16个时间节点的超短期预测数据和对应的计划开机容量。

- 超短期预测**上报率**按日进行统计，按月进行考核，上报率应达到100%，每降低1个百分点扣罚当月上网电量的0.1%，月度累计考核电量不超当月上网电量的1%。
- 超短期预测准确率按照新能源电站**预测曲线与实际出力曲线的偏差面积进行考核**，允许偏差为**实际发电出力的15%**（最小允许偏差为2兆瓦），考核电量为**预测曲线和实际出力曲线偏差电量的2%**（允许偏差除外）。



电力市场数字智能化转型

——把握信息化向数字智能化升级机会，围绕“解放专家级的脑力”提高综合决策效益

Level4: 机器代替人力

- 全环节、全要素的智慧感知
- 机器监督、机器处理、机器智能自主决策

电站场景案例

边缘计算，通过软硬件结合实现自主实现数据实时采集、分析、反馈、决策

智慧化

Level3: 解放专家级的脑力

- 生产全面智能化、管理关键领域智慧化
- 系统具备自学习、自寻优、自决策、自执行及自适应的能力

电站场景案例

智能故障检修、电力交易策略寻优等

数字智能化

Level2: 解放人的重复脑力

- 多系统数据互通互联、数据应用及智能决策

电站场景案例

智能巡检、气象分析、功率预测等

信息化

Level1: 解放人的体力

- 生产、输配、监控等业务数据化
- 生产数据与管理信息融合、利用

电站场景案例

运维监测、报警等

自动化

谢谢观看