

2024

新能源及储能 参与电力市场交易



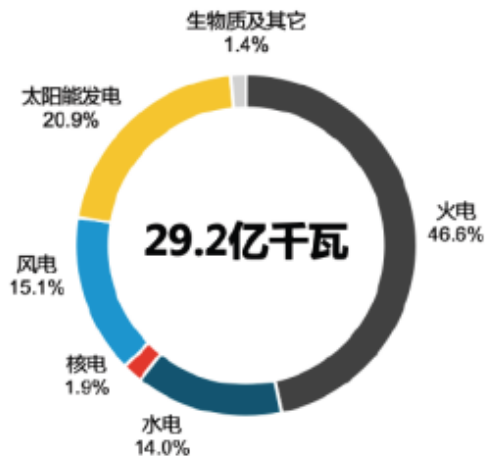
新能源及储能 参与电力市场交易现状

01

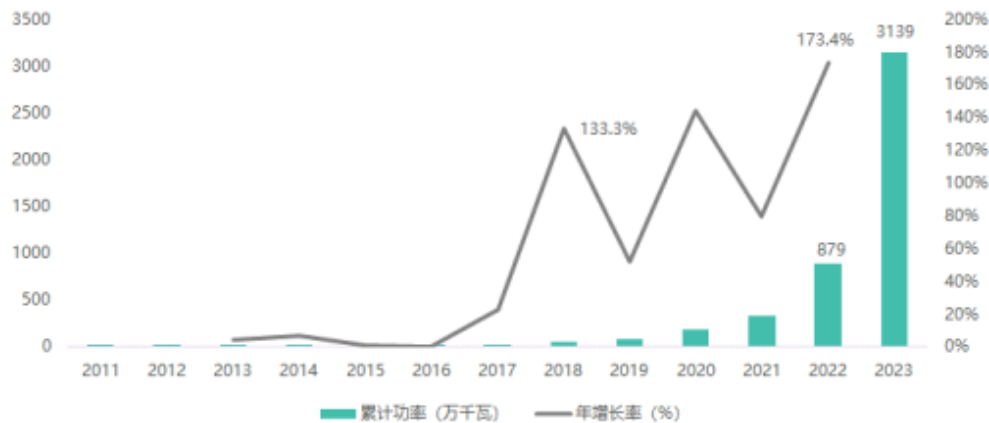


新能源及储能在2023年实现跨越式发展

我国电源结构



新型储能历年装机规模图



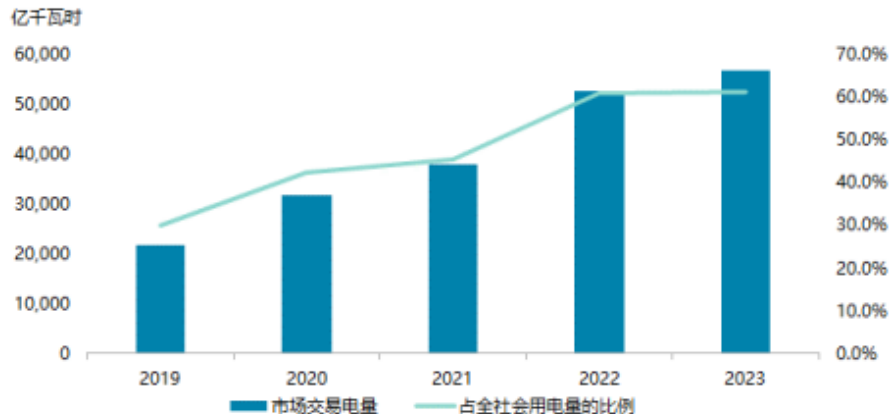
2023年底，风电和太阳能发电合计装机规模达到**10.5**亿千瓦，占总装机容量的比重达到**36.0%**

2023年底，已建成投运新型储能项目累计装机规模达**3,139万千瓦/6,687万千瓦时**，平均储能时长2.1小时
2023年新增装机规模约2,260万千瓦/4,870万千瓦时



新能源参与电力市场交易比例逐年提升

2019~2023年全国电力市场交易电量及占全社会用电量的比例



2019~2023年，我国新能源市场化交易电量逐年增长。
2023年，新能源市场化交易电量6,845亿千瓦时，占新能源总发电量的**47.3%**。

2023年，国家电网公司经营区域绿电结算电量576亿千瓦时，是2022年的**2.4**倍；完成绿证交易2,364万张，相比于2022年的145万张，增长了**15**倍。



储能参与电力市场开启加速度

2023年，北京电力交易中心发布新型储能主体注册规范指引，积极服务新型储能入市交易，在册新型储能主体**186**家，容量突破**1000**万千瓦。

- **山东、山西、甘肃、青海、广东、贵州6个省份**已明确独立储能参与现货市场的规则
- **28个省份**出台了新增新能源项目配储或租赁储能政策
- 各省对储能参与辅助服务的价格及补偿进行了政策规定

2023年各省独立储能参与电力市场交易品种

区域	容量租赁	现货市场套利	辅助服务	容量补偿	其他
山东	√	√	√ (调频)	√	√ (爬坡)
山西	√	√	√ (调频+正备用)		
湖南	√		√ (调峰)		√ (充放电价差)
广东	√	√	√ (调频+调峰)		
广西	√		√ (调峰)		√ (中长期交易)
甘肃	√	√	√ (调频+调峰)		
宁夏	√		√ (调峰)		√ (顶峰)
青海	√	√	√ (调频+调峰)	√	
浙江	√		√ (多种)	√	
江苏	√		√ (调峰)		√ (补贴)
河南	√		√ (调峰)		√ (补贴)
冀南	√				√ (中长期交易)
贵州	√	√	√ (调峰)		



典型地区新能源及储能 参与电力市场调研

02



首个现货市场正式运行省——山西

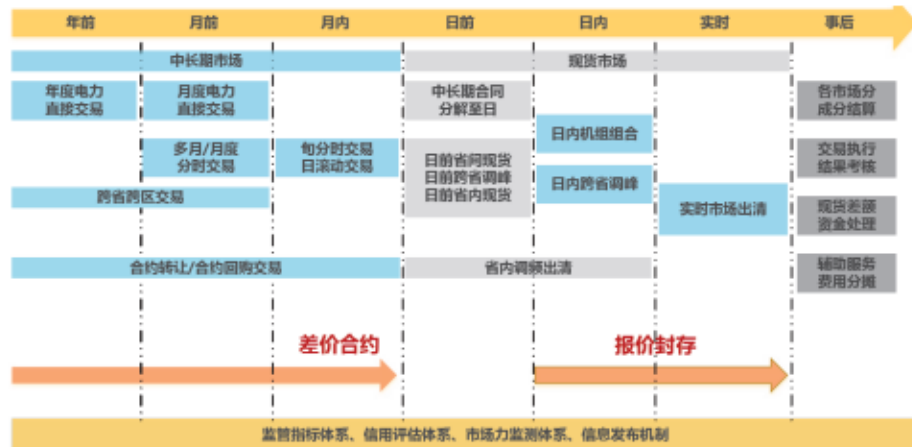
“中长期交易+现货交易+辅助服务”

现货市场实现电力电量平衡，中长期市场实现价格风险管理，两者分别解决电力市场的两个根本问题，组合起来形成一个电力市场运行的有机整体。

“省内+省外”的电力市场体系

“晋电外送”中长期电力交易拓展至北京、江苏、湖南等**14个省份**，省间省内现货市场激励机组顶峰发电，通过外送通道全力支援全国**23个省份**的电力保供。

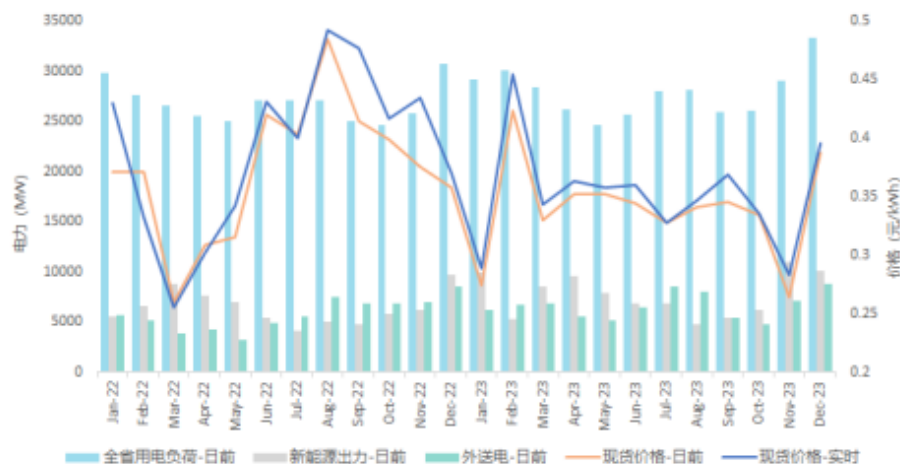
山西电力市场体系





山西新能源参与现货市场的方式及收益

2022~2023年山西现货市场出清结果月度走势



2023年省内交易成交电量，累计1,779.3亿千瓦时
均价**0.3596元/kWh**

- 火电1,604亿千瓦时 均价0.3599元/kWh
- 风电149.9亿千瓦时 均价0.3655元/kWh
- 光伏 25.4 亿千瓦时 均价0.3110元/kWh

新能源优先出清、“报量不报价”

2023 年，现货机组结算均价**0.3577元/kWh**

- 火电结算均价0.3843元/kWh
- 风电结算均价0.2650元/kWh
- 光伏结算均价0.2440元/kWh
- 电化学储能结算均价0.5093元/kWh



绿电交易典型区域——冀北

在交易比例方面，直接交易用户优先开展冀北年度绿电交易；新能源企业分月、月度交易上限，暂按2020~2022年分地市当月平均利用小时的**50%**确定（平价新能源项目按**60%**确定），配建调相机的项目交易上限按**1.3**倍执行。

- 风电项目分月交易电量上限=场站容量×前三年分地市分月风电平均利用小时×50%（平价项目60%）
- 光伏项目分月交易电量上限=场站容量×前三年分地市分月光伏平均利用小时×50%（平价项目60%）

绿电交易的用户主要包括两类：

- 高耗能企业，通过绿电交易抵消能耗“双控”指标
- 出口型企业，通过绿电交易使产品获得绿电生产标签，破除贸易壁垒，提升出口竞争力和国际竞争力



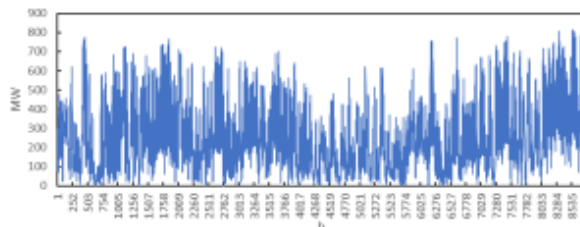
冀北典型项目参与现货交易模拟

假设冀北区域优先发电计划电量和新能源发电量优先出清

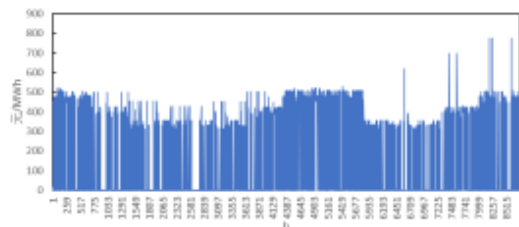
仿真模拟显示2025年该风电场节点边际最高电价0.7753元/kWh，最低电价0元/kWh，全年加权平均电价为0.1472元/kWh

中长期交易策略设置影响场站电能量收入

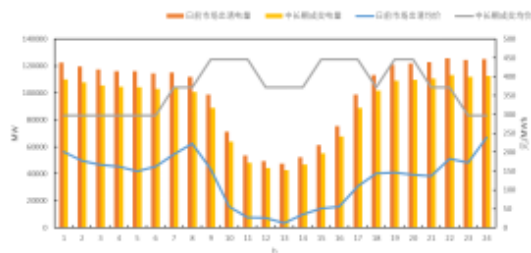
- 中长期合约覆盖90%电量，增收15.6%
- 中长期合约覆盖低价时段，增收16.2%
- 中长期合约覆盖60%电量，且为绿色溢价，增收11.4%



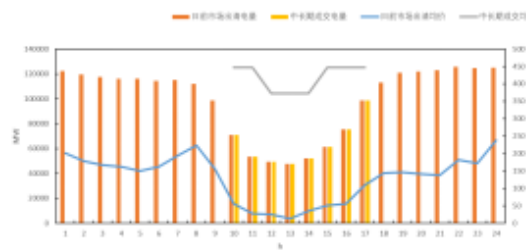
8,760小时上网功率时序曲线



8,760小时节点边际电价时序曲线



中长期合约覆盖90%电量

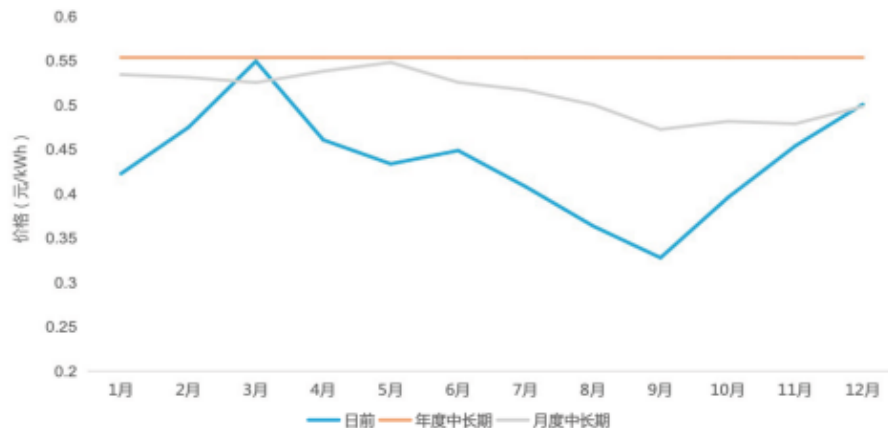


中长期合约仅覆盖预测价格较低时段电量



南方区域现货市场——广东

广东现货价格与中长期价格对比



2023年度中长期交易均价**0.5539元/kWh**，贴近广东中长期交易上限0.554元/kWh；

2024年度交易均价**0.4656元/kWh**，同比下降15.9%。

2023年，受一次能源价格大幅降低、负荷需求增长不足、入市机组大幅增长等方面影响，广东日前和实时平均节点价格分别为**0.438元/kWh**和**0.448元/kWh**，较2022年分别降低0.0182元/kWh和0.0198元/kWh。





新型储能典型省份——宁夏

截至2023年底，宁夏已投运新型储能容量约286万千瓦，仅为并网新能源规模的8%，远无法满足当地电网实际调峰需求。宁夏电网储能装机容量需求为新能源装机的20%~25%

- 辅助服务交易。储能顶峰交易报价上限为2022年12月31日前并网的储能电站1.2元/kWh，2023年1月1日后并网的储能电站为1元/kWh
- 容量市场交易。预计为1万元/10万kW·天
- 调频辅助服务交易。计划为5~15元/MW一个里程，电站调频系数先仿照甘肃定到上限1.5

宁夏独立储能参与调峰辅助服务相关规则

	政策规定	政策文件
参与条件	参与交易的电储能装置充电功率需在1万kW及以上、持续充电时间2小时以上，并满足相关国家标准。	
交易方式	单边竞价交易：储能设施在双边协商交易后仍有富余充电能力时，电力调度机构根据电网实际运行情况，按照调峰资源提供者由低到高的报价顺序依次出清执行的交易。单边竞价交易在日前预出清、日内正式出清。	国家能源局西北监管局宁夏回族自治区发展和改革委员会《关于印发宁夏电力辅助服务市场运营规则的通知》（西北监能市场〔2021〕14号）
统计周期	以15分钟为交易量计算的基本时间单位，全天共96个单位统计周期。	国网宁夏电力有限公司《关于储能项目参与辅助服务市场等有关事项的函》（宁电〔2022〕81号）
服务费用	储能设施日前申报次日调峰补偿价格和储能容量，调峰补偿价格上限为0.6元/kWh，调试阶段按补偿价格标准的八折执行（0.48元/kWh）。	
电量计算	按照充电电量进行补偿。	



新型储能典型省份——宁夏

宁夏储能收益目前以辅助服务收入、容量租赁收入为主，将逐步向市场化收益转变

- 参与调峰辅助服务及顶峰辅助服务交易一年可实现收益3,086万元。考虑衰减后约为2,554~2,924万元
- 当前容量租赁及其他或有收益约为200~260元/千瓦

经测算，当前阶段一座100MW/200MWh的独立储能电站仅依靠参与电力市场获益，项目IRR（税前）为-3.6%，考虑容量租赁收益后，项目IRR（税前）为**7.3%**

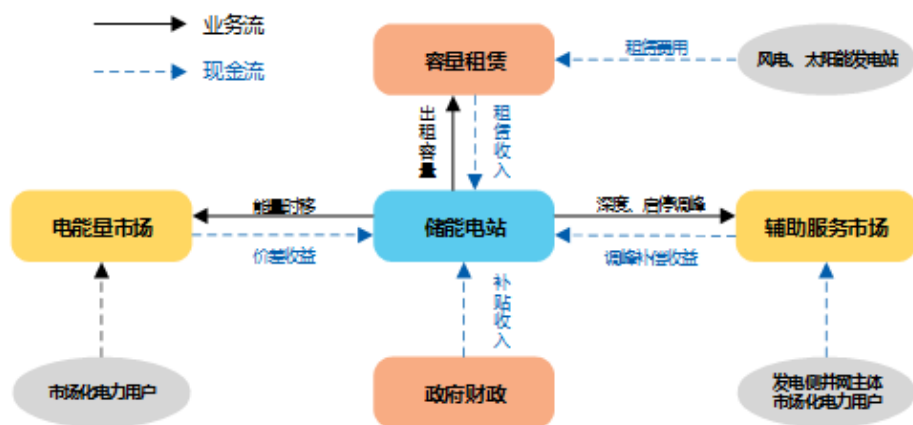
宁夏独立储能电站收益测算

项目名称	参数值	项目名称	参数值
储能功率容量	100MW	残值率	5%
储能电量容量	200MWh	调峰辅助服务计量方式	充电量
充放电深度（DOD）	90%	年调峰辅助服务次数	250
综合效率	82%	调峰辅助服务价格	0.6元/kWh（试运营期八折结算）
运营期限	10年	顶峰辅助服务计量方式	放电量
电池衰减	首年4.5%，次年起1.5%	年顶峰辅助服务次数	50
储能系统成本	3.2亿元	顶峰辅助服务价格	1元/kWh
年运维费用	300万元	容量租赁价格	230元/kW·年
仅考虑参与电力市场收益项目 IRR(税前)		-3.6%	
考虑全部收益项目 IRR(税前)		7.3%	



河南独立储能电站商业模式

河南独立储能电站商业模式



储能参与河南电力市场交易以电能量收入与调峰补偿收入为主，还包括容量租赁收入、财政补贴等

- 充放电量收入。2025年底前迎峰度冬、迎峰度夏期间，上网电价执行煤电交易均价的1.64倍；充电时享受分时电价，不承担输配电价和政府性基金及附加
- 调峰补偿收入。补偿价格报价上限暂定为0.3元/kWh
- 非市场交易收入。主要包括容量租赁收入和政府补贴收入。容量租赁参考价（不超过200元/kWh·年），1,000kWh以上的储能项目，2023~2025年奖励标准分别为140、120、100元/kWh

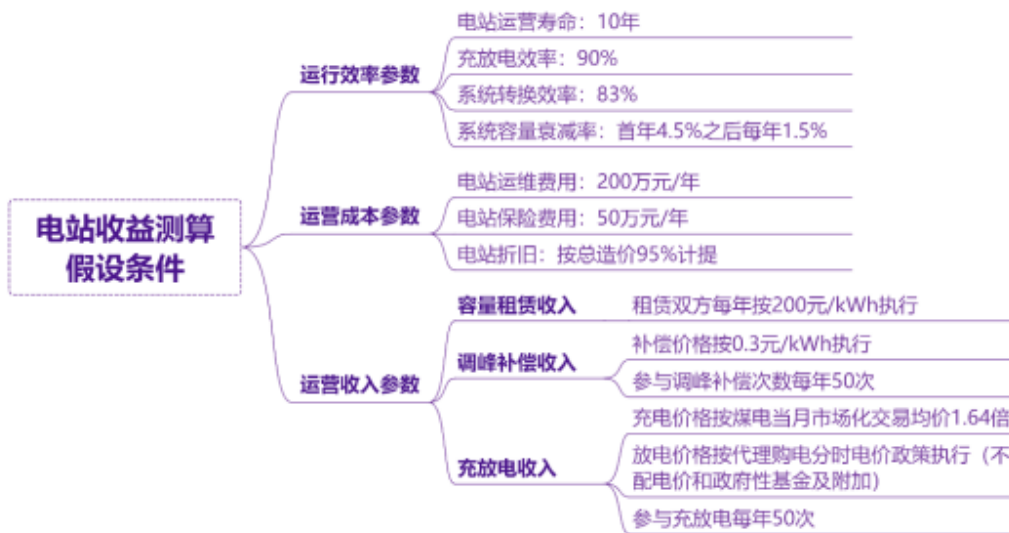


河南独立储能电站商业模式

以一座100MW/200MWh采用磷酸铁锂技术路线的独立储能电站为例，项目总造价3.2亿元。

经测算，电站在运营期内年均收入约5,160万元，以容量租赁收入为主；参与市场交易的年均收入（充放电收入与调峰补偿收入）合计约1,164万元。投资回收期约7年，电站全投资内部收益率（税前）约**7.9%**。

河南典型储能电站收益测算条件





湖南储能参与电力市场

湖南储能参与辅助服务的规则

辅助服务品种	准入条件	申报与出清规则	申报价格区间 (元/MWh)	计算方式
深度调峰	并网容量不小于 5MW/10MWh	储能电站按充电电量报价，申报次日低谷、腰荷时段可提供调峰辅助服务的能力，调节速率，最大可连续充电时间，调峰辅助服务价格等	$0 \leq P \leq 500$	储能电站深度调峰服务费 = $K \Sigma$ (交易时段储能电站深度调峰电量 $\times$ 中标价格) 深度调峰调节系数 K 取值 0.8

现阶段湖南新型储能盈利的方式有三种：

- 容量租赁
- 通过电力市场交易方式形成新型储能项目充放电价格
- 鼓励新型储能项目积极参与电力辅助服务市场



湖南储能参与电力市场的收益分析

湖南储能参与电力市场的收益主要分为容量租赁和辅助服务两部分：

- 容量租赁

2023年湖南新型储能容量市场化交易容量
租赁的成交均价3.2万元/MW月
容量100MW/200MWh的储能项目，容
量租赁收入可达到3,840万元/年

- 辅助服务

湖南独立储能电站年参与调峰辅助服务次
数约为300次，平均结算价格0.15元/kWh，
则100MW/200MWh的储能项目调峰辅
助服务的收入约在900万元/年

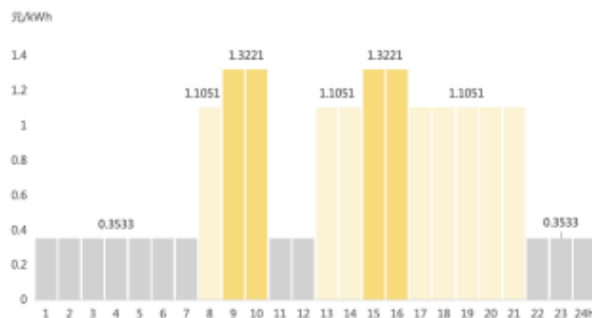


浙江用户侧储能参与电力市场收益分析

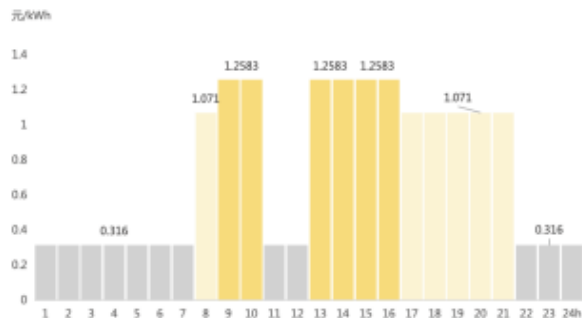
用户侧储能尚未进入市场，主要通过峰谷套利方式获得收益，同时也可以参与需求响应获得相应收益；随着电力市场的发展，未来浙江的工商业用户侧储能可以通过虚拟电厂等以聚合商的方式参与电力市场交易。

对于工商业用户侧储能，浙江的平均峰谷价差约为0.96元/kWh，按1.7元/Wh造价、每天“两充两放”，不考虑需求响应收入、财政补贴收入和聚合通过虚拟电厂参与辅助服务可能获得的收入，浙江工商业用户侧储能的全投资内部收益率（税前）也可达到**12%**以上。

浙江1-10（20）kV工商业电价（2023.3）



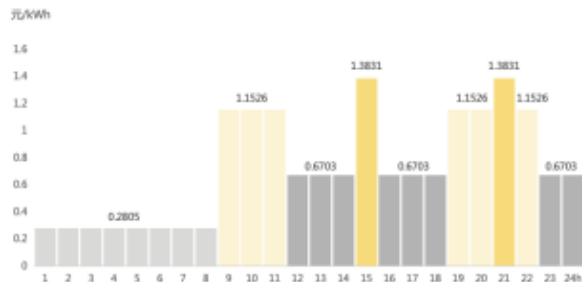
浙江1-10（20）kV工商业电价（2023.7）





江苏用户侧储能参与电力市场收益分析

江苏2023年8月10kV代理购电工商业用户电价



江苏某用户侧储能项目经济性测算表

测算参数	数值
储能功率容量	3.3MW
储能电量容量	7.5MWh
充放电深度 (DOD)	5%-95%
系统转换效率	82%
电池寿命	10 年
电池衰减	首年 4.5%，次年超 1.5%
储能系统造价	1.5 元/Wh
日均循环次数	2 次
年平均运行天数	330 天
运维费用	17 万元/年
IRR	8.3%

根据目前的峰谷价差情况，以每天“两充两放”，一年330次充放计算，江苏一个3小时工商业用户侧储能项目IRR（税前）为**8.3%**。

未来如果江苏参考浙江取消平时段，只设置峰时段、谷时段，用户侧储能项目“两充两放”价差将大幅扩大，项目经济性或将大幅提高。

“新能源+储能” 联合参与电力市场——山东

山东新能源与配建储能联合主体可自主参与电力中长期和现货市场交易。新能源场站申报的配建储能充放电曲线在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下优先出清，作为一个联合主体结算。

2023年，山东现货市场年均价**0.3531元/kWh**，比基准价下降0.0418元/kWh

2023年，山东光伏现货度电年均价**0.2166元/kWh**，同比上涨5.9%；风电现货度电年均价**0.2878元/kWh**，同比下降8.9%

山东现货出清结果月度走势



“新能源+储能”联合参与电力市场——山东

山东储能参与电力市场的收益以电能量市场获取的价差收益为主，还包括容量补偿收益、辅助服务收益，以及容量租赁等其他收益。

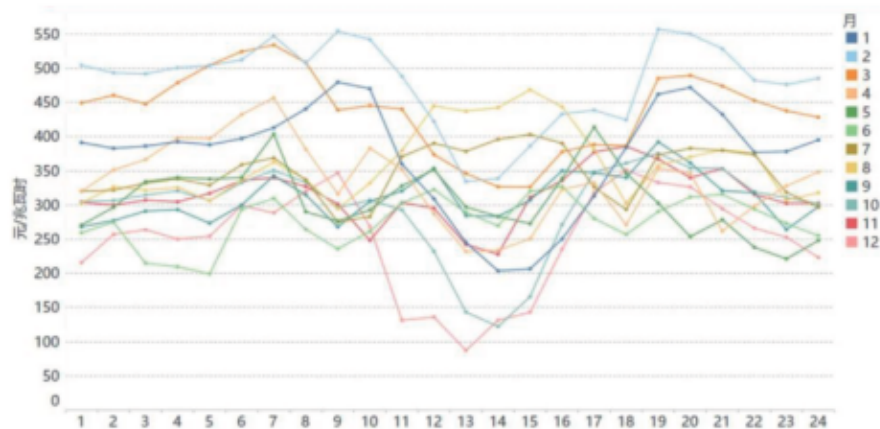
以100MW/200MWh的独立储能电站为例，每年电能量市场的峰谷价差收益约1,300万左右，容量租赁收入约1,000~2,000万左右，容量补偿费用约600~900万，未来独立储能参与辅助服务市场也可获得部分收入。但从整体来看，独立储能在上述四个市场的收入仍无法完全覆盖成本。

2023年不同季节同类补偿分时峰谷系数取值及执行时段

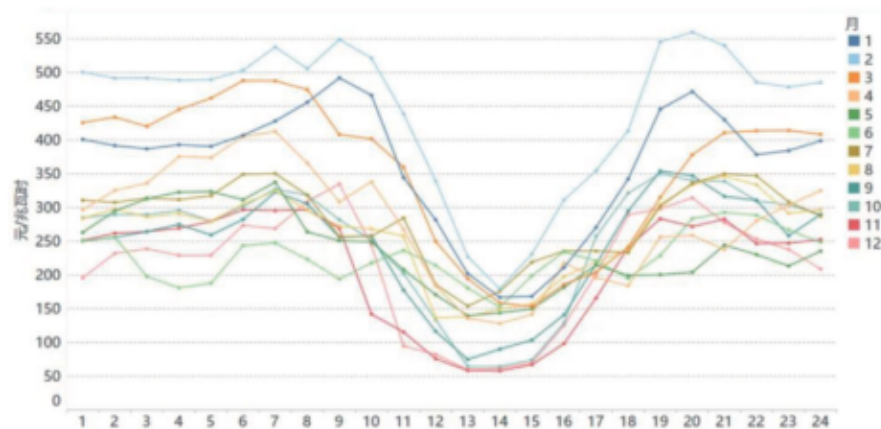
分段		冬季（1月、12月）	春季（2-5月）	夏季（6-8月）	秋季（9-11月）
谷段	执行时间	10:00-16:00	10:00-15:00	2:00-8:00	10:00-15:00
	谷系数	0.3	0.3	0.3	0.3
深谷段	执行时间	12:00-14:00	11:00-14:00		11:00-14:00
	深谷系数	0.1	0.1		0.1
峰段	执行时段	16:00-22:00	17:00-22:00	16:00-22:00	16:00-21:00
	峰系数	1.7	1.7	1.7	1.7
尖峰段	执行时段	16:00-19:00	18:00-20:00	18:00-22:00	17:00-19:00
	尖峰系数	2.0	2.0	2.0	2.0

“新能源+储能” 联合参与电力市场——甘肃

2023年甘肃河东价区月分时均价曲线



2023年甘肃河西价区月分时均价曲线



2023年，甘肃河东现货市场平均价格为339.9元/MWh；河西现货市场平均价格为279.6元/MWh。

从月均价格走势看，河东和河西最高价格均出现在2月份，现货月均价格走势波动较大。

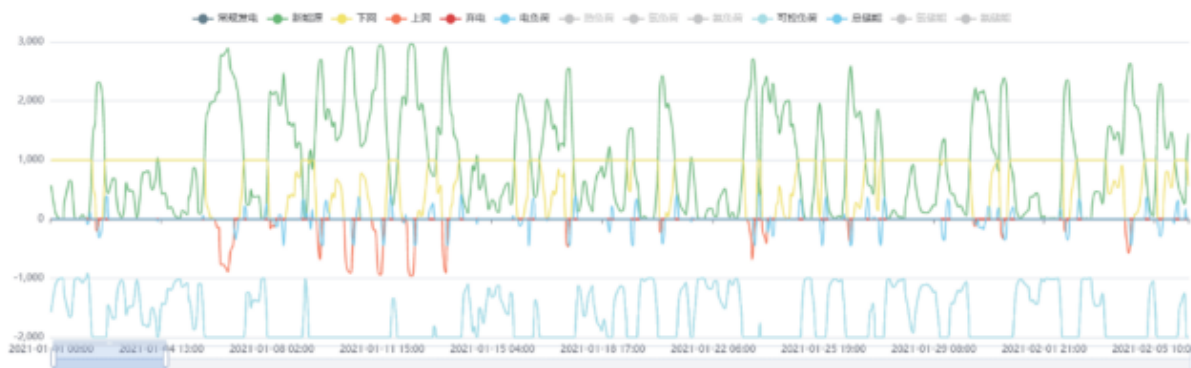


甘肃“新能源+储能”项目参与电力市场模拟

对负荷开展场景假设，进行储能相应动作测算

- 本地负荷功率曲线呈1,000MW平直工业负荷，且无调节能力时，并网约束造成了一定的限电
- 本地负荷功率曲线呈2,000MW平直工业负荷，且有较强调节能力时，储能设备动作频繁，将并网约束限电率控制到极低

甘肃项目生产运行仿真情况



项目为175万千瓦风电、50万千瓦光伏、配置20%时长2小时储能，拟采用虚拟电厂模式调度运行。

2025年项目所在节点边际电价最大为650元/MWh（市场限价），电价最小为40元/MWh，全年加权平均电价为267.8元/MWh。



新能源及储能参与电力市场 策略及政策建议

03





新能源策略分析

● 提升功率预测精度

进一步提升短期、中长期场站功率预测精度，为市场价格预测、中长期和现货交易策略奠定基础。

● 发挥中长期+现货组合交易优势

结合新能源优先消纳（即对电力市场竞价空间的决定性）优势，在中长期预测基础上，探索利用现货模式下金融差价合约（CFD）模式，最大程度锁定中长期收益，用好分时交易（月内交易、旬交易、周交易等滚动撮合模式）手段，实现灵活的仓位调整。现货市场申报方面，在市场规则范围内进行适当的曲线调整，以博取部分中长期/日前、日前/实时两级市场偏差收益。

● 获取省间交易更高收益

对部分电力送出省份，提前预留部分出力参与省间交易，以获取更大市场收益。



储能策略分析

- **电能量市场方面**

强化对市场统一出清价格的预测，做好不同时段의 充放控制，精准参与电能量市场交易。在新能源占比较高省份，发挥储能顶峰作用，解决晚高峰新能源出力不足，电网电力紧缺问题，获得较高的电能量收益。

- **辅助服务交易方面**

充分发挥储能调节容量大、速度快、精度高等优势参与辅助服务市场。

- **整体收益模型方面**

建立“一揽子”市场交易策略和收益测算模型，针对电能量交易、容量补偿、容量租赁、“两个细则”考核的可变收益部分，及时调整交易策略，保证收益最大化。



“新能源+储能”联合运行策略分析

- 针对新能源随时性波动问题，
储能在短期或超短期场景下提供电量充放，解决场站出力或消纳问题
- 储能配合开展日前/实时电站出力调节，提升新能源场站市场申报策略灵活性，以博取更大收益
- 针对新能源场站可能产生的“两个细则”考核，使用储能进行补偿或平抑，降低场站偏差考核费用



政策建议



新能源

- 研究建立适应新能源参与的电力市场运行机制
- 发挥市场配置资源的作用，激发调节潜力
- 进一步科学设置考核机制和激励机制
- 建立适应新能源特性的绿电市场



储能

- 放宽储能参与电力市场的准入条件
- 完善储能参与现货交易细则
- 完善辅助服务市场机制和交易品种
- 制定和完善储能容量成本回收机制



“新能源+储能”

- 通过市场机制合理引导新能源配建储能
- 完善新能源配建储能入市技术要求及市场规则
- 通过保险、财税等政策手段促进新能源配储产业健康发展
- 将“新能源+储能”纳入绿色金融支持范畴