

电力设备

投资建议：强于大市（维持）

上次建议：强于大市

收益机制有望拓展，虚拟电厂加速成长

➤ 电网新变化：用电结构和分时电价变化

1) 用电结构变化，第三产业用电量呈现高增趋势，加剧电网负荷峰差，影响电网稳定，第三产业用电量同比增长12.35%，对用电同比增速贡献达到37.3%，终端电气化率提升增加尖峰负荷，加剧电网负荷峰差。2) 分时电价机制不断完善。用电侧角度，6月份代购电大多数省份峰谷价差在0.3-1.0元/kWh以内，超过0.5元/kWh有22个省份。发电侧角度，2023年广东现货价差高于0.76元/kWh天数占比为66.1%，山东现货价差高于0.7元/kWh天数占比为26.9%。

➤ 虚拟电厂：低价高效的灵活性资源聚合平台

虚拟电厂既可以作为“正电厂”向系统供电，也可作为“负电厂”消纳系统冗余电量。虚拟电厂建设成本相对较低，考虑推广费用、相关智能设备以及管理运维平台成本后，单位投资为200-400元/kW，需求响应为主的虚拟电厂项目提升系统灵活性的成本相较于其他资源更低，性价比更高。

➤ 电改带来机会：盈利模式渐清晰

《电力市场运行基本规则》2024年7月1日开始执行，规定虚拟电厂市场经营主体地位，过去国内虚拟电厂主要处于邀约型的试点和探索，虚拟电厂结合已代理的用户资源条件申报各时段的应邀容量和邀约价格。未来虚拟电厂可作为一个市场主体全面参与电能量市场、辅助服务市场，盈利模式逐渐清晰。

➤ 需求：负荷逐年提升增加灵活性资源需求，虚拟电厂盈利性初显

电网尖峰负荷逐年提升，2023年同比增长3.84%，2024年预计同比+1亿千瓦，依据《电力需求侧管理办法（2023年版）》，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%-5%，需求响应能力要求不断提升，加大虚拟电厂建设需求。同时虚拟电厂盈利能力初显，200万kW虚拟电厂，含储能成本5.36亿元，投资回收期为5.08年，不含储能建设成本2.9亿元，投资回收期为3.6年。

➤ 市场规模：迎来建设高增期

悲观情境下2024/2025/2030年虚拟电厂建设市场空间分别为28/44/75亿元，同比分别+40.8%/55.6%/15.3%，乐观情境下2024/2025/2030年虚拟电厂建设市场空间分别为44/73/151亿元，同比分别+116.6%/68.6%/19.9%。该测算仅为满足需求响应能力所需虚拟电厂规模，当现货市场、辅助服务市场建设完全后，虚拟电厂盈利方式有望拓宽，经济效益有望提升，驱动虚拟电厂建设规模加速。

➤ 投资建议：关注电网信息化环节

基本面情况来看：一方面用电侧呈现尖峰负荷快速增加情景，另一方面分布式电源、分布式负荷等加速建设带动需求。当前电改政策持续推进，虚拟电厂盈利模式有望丰富，经济效益驱动虚拟电厂建设规模持续提升。建议关注虚拟电厂平台建设型企业如国电南瑞、许继电气等。

风险提示：政策推进不及预期，建设进度不及预期，测算的相关风险。

相对大盘走势



作者

分析师：贺朝晖

执业证书编号：S0590521100002

邮箱：hezhaog@lsc.com.cn

相关报告

- 1、《电力设备：拨云见日，蓄势前行——风光锂电2024年度中期投资策略》2024.06.29
- 2、《电力设备：固态顺利启航，看好新型材料体系突出重围》2024.06.28

正文目录

1. 虚拟电厂受益当前电网新变化.....	3
1.1 电网新变化：用电结构&分时电价	3
1.2 虚拟电厂：低价高效的灵活性资源平台.....	6
2. 电改带来机会：虚拟电厂盈利模式初显.....	8
2.1 当前：受益需求侧响应收益	10
2.2 未来：拓展电能量+辅助服务市场	11
2.3 怎么看虚拟电厂市场空间？	13
3. 投资建议：关注电网信息化环节.....	16
4. 风险提示	16

图表目录

图表 1： 第三产业用电量及贡献率 (%)	3
图表 2： 各类型用电量占比情况 (%)	3
图表 3： 江苏 2023 年用电量增速超 50%的细分行业.....	3
图表 4： 各区域电网当年负荷最高值（万千瓦）	4
图表 5： 2024 年 6 月份各省电网代购电峰平谷时段电价及峰谷价差情况	5
图表 6： 广东 2023 年电价价差分布区间	6
图表 7： 山东 2023 年电价价差分布区间	6
图表 8： 广东、山东两地现货市场日前电价价差情况.....	6
图表 9： 虚拟电厂基本架构：分布式电源、负荷的聚合商.....	7
图表 10： 部分灵活性资源投入成本	7
图表 11： 各地需求侧响应补贴文件	8
图表 12： 虚拟电厂参与市场的交易品种	11
图表 13： 国内主要省市需求侧响应市场机制	11
图表 14： 成熟阶段虚拟电厂盈利方式	11
图表 15： 虚拟电厂参与辅助服务市场的整体流程图	12
图表 16： 工商业储能收益率测算模型	13
图表 17： 2024 年 6 月工商业储能收益率测算 (%)	13
图表 18： 国内主要电网最高用电负荷当年值（万千瓦）	14
图表 19： 200 万 kW 虚拟电厂成本	14
图表 20： 收益及回收期测算.....	15
图表 21： 虚拟电厂平台建设空间	15

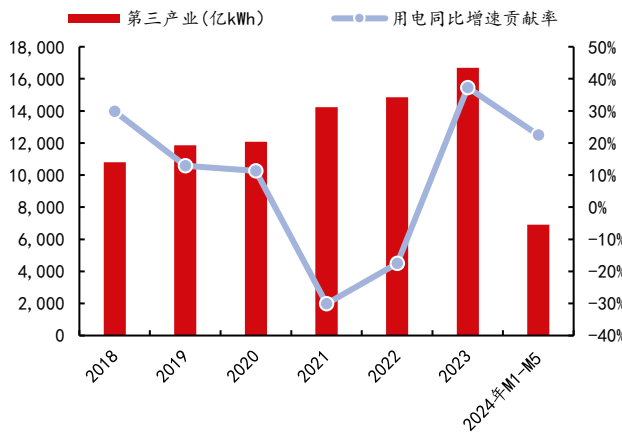
1. 虚拟电厂受益当前电网新变化

1.1 电网新变化：用电结构&分时电价

➤ 现象一：用电量结构性变化趋势造成电网高峰负荷增加

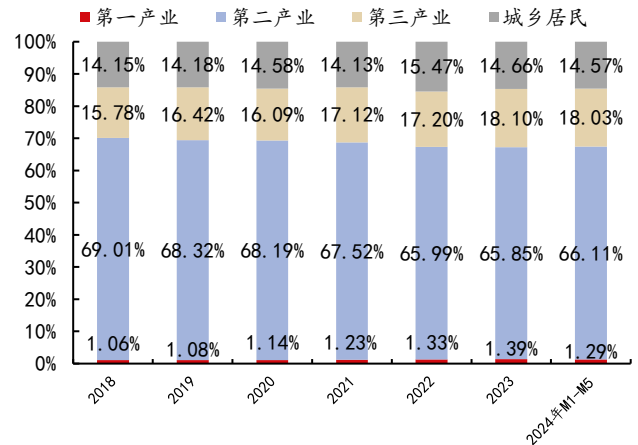
用电结构变化，第三产业用电量呈现高增趋势。在用电量高增背景下，产业用电结构也有明显变化趋势，2023年全社会用电量同比增速为6.8%，拆分结构来看，第一产业/第二产业/第三产业/城乡居民用电量占比分别1.39%/65.85%/18.1%/14.66%。我们观察到2023年第三产业用电量同比增长12.35%，对用电同比增速贡献达到37.3%，高于用电量占比，表明第三产业贡献明显。

图表1：第三产业用电量及贡献率（%）



资料来源：Wind，国联证券研究所

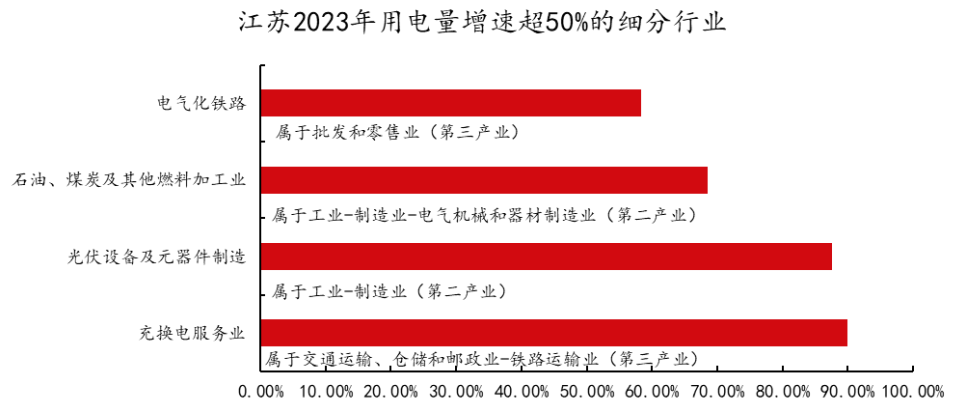
图表2：各类型用电量占比情况（%）



资料来源：Wind，国联证券研究所

当前第三产业用电量不仅是狭义服务业用电量，还包括充电桩、数据中心等用电，以江苏为例，2023年充换电服务业用电量增速为89.98%、电气化铁路用电量增速为58.36%，这类负荷用电特征为增加尖峰负荷，加剧电网负荷峰差，对电网稳定性要求更高。

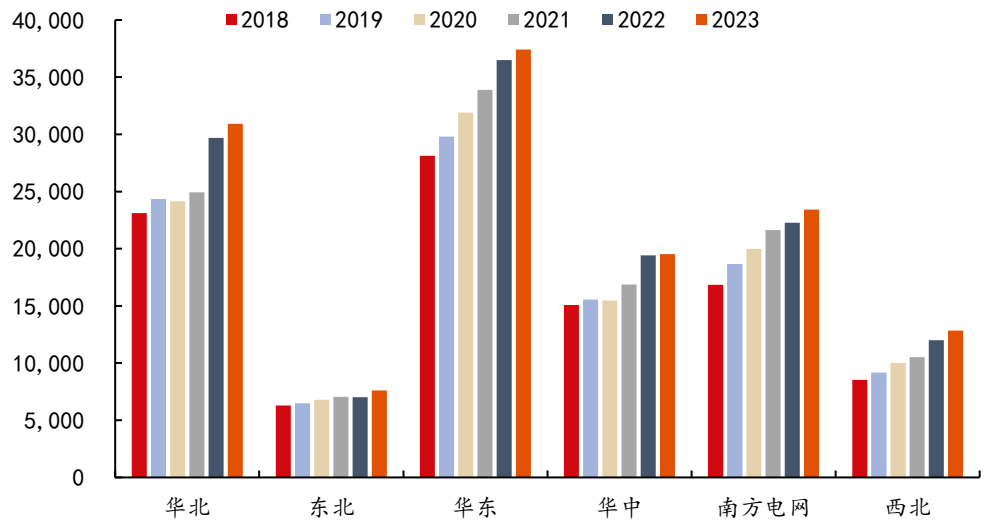
图表3：江苏2023年用电量增速超50%的细分行业



资料来源：国网江苏经研院，国联证券研究所

全国范围内尖峰负荷呈现增长趋势。我们统计 2018-2023 年各区域电网最高负荷情况，呈现以下特征：1) 各区域负荷最高值逐年增加；2) 华东电网、南方电网最高负荷增幅明显提高。2023 年华北/东北/华东/华中/南网/西北区域当年负荷最高值分别为 30,916/7,598/37,420/19,536/23,406/12,834 万千瓦，相对 2018 年同比增长分别为 33.7%/20.6%/33.1%/29.7%/38.9%/50.7%。

图4：各区域电网当年负荷最高值（万千瓦）



资料来源：Wind，国联证券研究所

➤ 现象二：分时电价机制持续完善，峰谷价差增大

电改政策推进，分时电价机制不断完善，分时电价机制通过将每天 24 小时划分为高峰（含尖峰）、平段、谷段等时段，对各时段分别制定不同电价水平，引导和鼓励用户削峰填谷，调整发电曲线与用电曲线匹配。

用电侧角度，我们参考电网代购电数据，我们以 6 月份电网代购电数据进行统计，6 月份大多数省份峰谷价差在 0.3-1.0 元/kWh 以内，超过 0.5 元/kWh 有 22 个省份，其中峰谷价差超过 1.0 元/kWh 的省份有广东、海南，峰谷价差在 0.9-1.0 元/kWh 区间的省份有吉林、江苏、浙江、山东。

图表5：2024年6月份各省市电网代购电峰平谷时段电价及峰谷价差情况

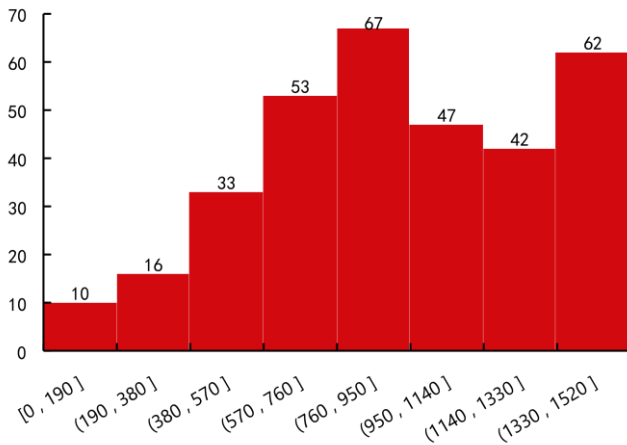
单位：元 /kWh	尖峰时段	高峰时段	平时段	低谷时段	深谷时段	2024年6月 峰谷价差
北京		1.150	0.867	0.612		0.538
天津		1.139	0.793	0.419		0.721
上海		0.959	0.831	0.490		0.469
重庆		1.123	0.733	0.330		0.792
河北		1.139	0.793	0.419		0.721
冀北	1.069	0.927	0.635	0.342		0.727
山西		0.803	0.585	0.385		0.418
辽宁		1.074	0.745	0.416		0.658
吉林	1.412	1.194	0.831	0.468		0.944
黑龙江		1.130	0.773	0.416		0.714
江苏		1.283	0.767	0.347		0.936
浙江	1.364	0.938	0.775	0.403		0.961
安徽		1.143	0.686	0.304		0.839
福建		0.925	0.664	0.380		0.545
江西		1.007	0.686	0.364		0.643
山东	1.258	1.107	0.757	0.407	0.307	0.951
河南		1.158	0.721	0.387		0.771
湖北	1.105	0.959	0.729	0.485		0.620
湖南		1.211	0.775	0.338		0.874
广东	1.619	1.301	0.776	0.312		1.307
海南	1.661	1.402	0.866	0.408		1.254
四川		0.927	0.596	0.264		0.662
贵州		1.002	0.636	0.269		0.732
云南	0.618	0.551	0.439	0.326		0.292
陕西		0.991	0.677	0.364		0.627
甘肃		0.769	0.622	0.476		0.293
青海		0.610	0.458	0.301		0.309
蒙东	0.998	0.907	0.722	0.581	0.555	0.444
蒙西	0.753	0.665	0.512	0.353	0.328	0.425
广西		0.863	0.700	0.537		0.326
宁夏		0.691	0.512	0.398		0.293
新疆		0.603	0.397	0.241	0.209	0.394

资料来源：各省能源局，国联证券研究所

注：色阶变化代表价差绝对值变化

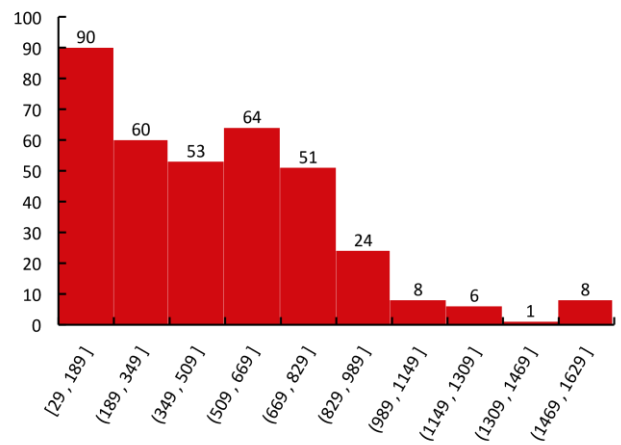
发电侧角度，我们参考部分广东、山东两地日前电价。我们统计2023年全年两省电价价差区间来看（日前市场最高电价-日前市场最低电价），广东电价价差分布相对较高，高于0.76元/kWh天数占比为66.1%，山东电价价差分布相对较低，高于0.7元/kWh天数占比为26.9%。

图表6: 广东 2023 年电价价差分布区间



资料来源: 广东电力交易中心, 国联证券研究所
横轴为电价价差区间 (元/MWh)
纵轴为出现天数 (天)

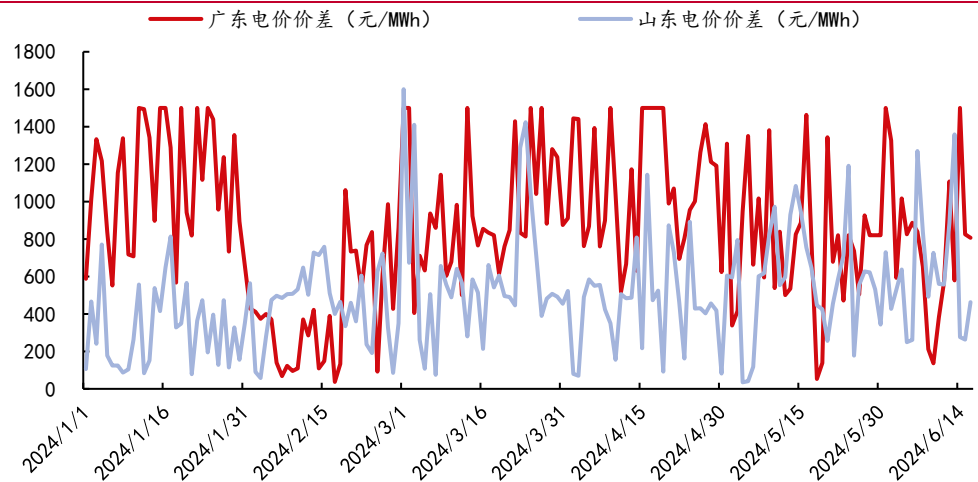
图表7: 山东 2023 年电价价差分布区间



资料来源: 山东电力交易中心, 国联证券研究所
横轴为电价价差区间 (元/MWh)
纵轴为出现天数 (天)

2024 年两地现货电价价差情况来看, 截至 2024 年 6 月, 广东现货市场价差平均值为 0.868 元/kWh, 同比增长 0.052 元/kWh, 山东现货市场价差平均值为 0.502 元/kWh, 同比增长 0.019 元/kWh, 两地现货市场价差同比均有不同程度增加, 价差扩大代表发电侧上网电价时间维度价值逐渐体现。

图表8: 广东、山东两地现货市场日前电价价差情况

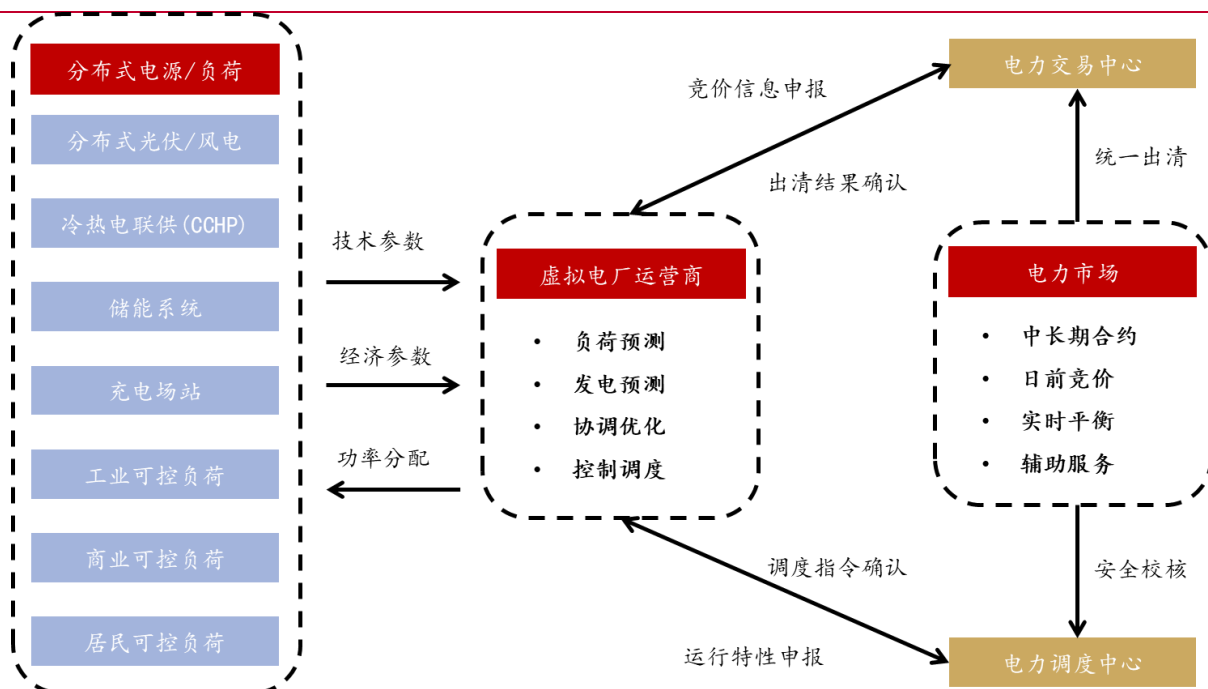


资料来源: 山东电力交易中心, 广东电力交易中心, 国联证券研究所

1.2 虚拟电厂: 低价高效的灵活性资源平台

虚拟电厂可以“正电厂”供电,“负电厂”消纳。虚拟电厂(Virtual Power Plant, 简称 VPP), 通过控制、计量、通信等技术聚合分布式资源形成一个整体参与电力系统调配。主要聚合分布式电源(分布式光伏、冷热电联供)、可调节负荷、储能、电动汽车等资源, 作为一个特殊的“电厂”参与电力市场交易和电网调度。虚拟电厂既可以作为“正电厂”向系统供电, 也可作为“负电厂”消纳系统冗余电量。

图表9：虚拟电厂基本架构：分布式电源、负荷的聚合商



资料来源：国联证券研究所

虚拟电厂建设成本相对较低。灵活性改造后，煤电机组可以降低负荷至 20%-30% 左右，煤电灵活性提升固定改造成本约 600-700 元/千瓦，以及低负载运行增加煤耗 14-20 克/千瓦时的变动成本，但调节负荷范围约宽，需要改造的花费会更高。需求响应侧（虚拟电厂），考虑推广费用、相关智能设备、管理运维平台成本后，单位投资为 200-400 元/kW，需求响应提升系统灵活性的成本相对其他资源更低。

图表10：部分灵活性资源投入成本

资源类型	固定成本投入	成本增量	机会成本
灵活性改造煤电	常规煤电 灵活性改造投资成本 600-700 元/kW	低负载运行产生的可 变成本约 14-20g/kWh	机组的加速折旧和部件磨 损、更换成本增量 损失部分发电收 益
	燃煤热电 联产 灵活性改造投资成本 300-500 元/kW	低负载运行产生的可 变成本增量	机组的加速折旧和部件磨 损、更换成本增量 损失部分发电收 益
电源侧	燃气电厂 建设投资成本：气电置换 煤电 7013-9457 元/kW	运行维护成本：低负载运行时高于 /kWh	-
	常规水电	-	频繁变水流量导致水轮机叶片寿命损耗 损失部分发电收 益
	核电	-	燃料循环成本增量 设备维护更换成本增量 损失部分发电收 益
储能	抽水蓄能 投资建设成本 6300-7200 元/kW	运行维护成本	-
	电化学储能	投资建设成本 1.5 元/Wh	运行维护成本 退役处置成本 -
需求侧	绿氢 投资建设成本 1.71 元/Nm3	生产成本 20-65 元/kg 运输成本 3.9-13 元/kg	损失部分发电收 益
	需求响应 前期平台建设、设备更换 等投入 200-400 元/kW	运行维护成本	中断、转移生产 的机会成本

微电网	主、微网连接的平台建设、设备更换投入	运行维护成本	中断、转移生产的机会成本
电动汽车	平台建设和设备更换投入： 充电桩 2000-6000 元，其他成本约 70 元/m ²	运行维护成本	-
电网侧	互联互通	建设投资成本：1.56 元/km·W 运行维护成本	-

资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》中国电力圆桌，国联证券研究所

2. 电改带来机会：虚拟电厂盈利模式初显

电改变化点：虚拟电厂市场地位明确。《电力市场运行基本规则》自 2024 年 7 月 1 日起执行。其中规定电力市场经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）。虚拟电厂作为经营主体地位明确后，盈利模式有望由过去参与需求侧响应转向参与电力市场其他交易，收益路径有望打开。

各地需求侧响应文件陆续推出，总结来看主要以邀约响应和实时响应为主，结算方式一般为两种，一种为按出力结算(kWh)，类似为电量补偿，一般会设定折算系数，要求出力能力达到负荷响应率的 80%以上；另一种按容量结算(kW)，依据装机规模计算补偿。

图表11：各地需求侧响应补贴文件

省份	时间	政策	内容
湖南	2023/7/31	《湖南省电力需求响应实施办法》和《湖南省电力可中断负荷管理办法》	需求响应补偿： ≤10 元/kW/次 可中断负荷调用补偿： 20 元/kW/次。
贵州	2023/7/10	《贵州省电力需求响应实施方案(试行)》	响应时长： 原则上响应时长不低于 1 小时 响应价格： 响应价格上限为 1.5 元/kWh
福建-厦门	2023/6/9	《厦门市电力需求响应实施方案(2023-2025)》	用户需求响应补贴=实际响应负荷量×响应时间×补贴价格系数×响应速度系数×补偿基准价格 补偿基准价格： 4 元/kWh 补贴价格系数和响应速度系数分别为 0-1、1-3
福建	2022/5/24	《福建省电力需求响应实施方案(试行)》	申报价格上限=资金来源预算/(电力调控中心提供的年度预计负荷缺口×缺口预计持续时间)。 用户需求响应补贴金额=该用户实际响应负荷×响应市场×补贴价格系数×补贴单价。 补贴价格系数： 实际响应容量占申报响应量的比例：<50%，补贴价格系数为 0；50%-80%，补贴价格系数为 0.6；>80%，补贴价格系数为 1。
浙江-瑞安	2023/5/31	《2023 年瑞安市有序用电和电力需求响应工作方案》	日前需求响应： 电量补贴单价竞价出清价格，不超过 4 元/kWh； 小时级别需求响应： 电量补贴单价：年度固定单价 4 元/kWh；容量补贴力度：旺季 1 元/kW、次旺季：0.25 元/kW； 秒级需求响应： 电量补贴单价年度固定单价 4 元/kWh；容量补贴力度：

			旺季: 0.5 元/kW、次旺季: 0.1 元/kW 分钟级需求响应 : 电量补贴单价: 年度固定单价 4 元/kWh; 容量补贴力度: 旺季: 4 元/kW、次旺季: 1 元/kW;
浙江-衢州	2022/10/27	《衢州市本级 2022 年电力需求响应补贴实施办法》	市本级(含柯城、衢江)有效参与需求响应的电力用户, 在获得省级响应补贴金额基础上给予补贴, 补足至 4 元/kWh。 一个自然年内市本级(含柯城、衢江)补贴总额上限为 500 万元。如年度内应补贴总额超过上限的, 则实际补贴金额同比例下降
浙江	2021/6/8	《关于开展 2021 年度电力需求响应工作的通知》	日前削峰 : 电量补贴: 4 元/kWh 封顶 小时级 : 电量补贴: 固定 4 元/kWh; 容量补贴: 旺季 0.25 元/kW·月 分钟级 : 电量补贴: 固定 4 元/kWh; 容量补贴: 旺季 1 元/kW·月 秒级 : 电量补贴: 固定 4 元/kWh; 容量补贴: 旺季 0.1 元/kW·月 填谷 : 容量补贴: 5 元/kW·日
广东	2023/5/19	《关于广东省市场化需求响应相关事项的通知》	灵活避峰需求响应补偿收益暂按日前邀约的保底价格 1.5 元/kWh 执行
广东	2022/4/16	《广东省市场化需求响应实施细则(试行)》	日前邀约 : 申报价格上限 3500 元/MWh; 虚拟电厂申报可响应容量下限 0.3MW。 可中断负荷 : 申报价格上限为 5000 元/MWh; 虚拟电厂申报可响应容量下限为 0.3MW
云南	2023/4/27	《2023 年云南省电力需求响应方案》	实时响应补贴 : 全年统一 2.5 元/kWh, 每天不多于 3 次每次不超过 3 小时; 邀约型响应 : 削峰类: 0-5 元/kWh; 填谷类: 0-1 元/kWh
甘肃	2023/4/21	《甘肃电力需求响应市场实施方案(试行)》	需求响应补偿费用结算以小时为单位, 由实际有效响应电量按照 出清价格乘以相应收益折算系数 进行结算。 折算系数 : 80%≤实际响应负荷<90%, 折算系数 0.8; 90%≤实际响应负荷<100%, 折算系数 0.9; 100%≤实际响应负荷≤120%, 折算系数 1; 实际响应负荷>120%, 折算系数 1, 且有效响应容量计为中标响应负荷的 120%; 实际响应负荷未达 80%, 视为无效响应。 考核费用结算 : 实际响应负荷低于中标容量 80%的部分出清价格乘以考核系数 0.5
四川	2023/4/19	《关于四川电网试行需求侧市场化响应电价政策有关事项的通知》	需求响应: 0-3 元/kWh
河北-南网	2023/4/6	《河北省发展和改革委员会关于进一步做好河北南部电网电力需求响应市场运营工作的通知》	实时需求响应容量补偿 : 8 元/kW·月 电量补偿 : 日前响应电量补偿 : 按照出清价格进行补偿; 日内响应电量补偿 : 提前 4 小时响应按照出清及价格 1.3 倍进行补偿, 提前 2 小时级响应按照出清价格 2 倍进行补偿; 实时响应电量补偿 : 按照出清价格 3 倍进行补偿。
河北	2022/4/7	《河北省电力需求响应市场运营规则》	采用“ 给予响应负荷的阶梯式 ”补贴方案, 根据用户响应负荷与应约负荷的比值(负荷响应率), 按照出清价格和有效响应电量核算。负荷响应率<80%, 不予补贴; 负荷响应率在 80%-120%之间, 按有效响应电量乘以出清价格进行补贴; 负荷响应率>120%, 120%-150%部分按有效响应电量乘以出清价格的 0.5 倍进行补贴; 150%以上部分不予补贴。
天津	2023/1/11	《天津市 2023 年春节期间电力需求响应实时细则》	邀约型 : 填谷需求响应为固定补偿模式, 价格为 1 元/kWh
天津	2022/1/21	《天津市 2022 年电力需求响应实施细则》	邀约型 : 填谷需求响应 1.2 元/kWh; 削峰需求响应 2 元/kW 紧急型 : 削峰需求响应 5 元/kW(虚拟电厂优先, 其余用户按照“容量优先”边际出清)

			补贴系数: 实际响应率低于 50%, 不予补贴; 实际响应率在 50%(含)-120%(含)之间, 按有效响应量乘以出清价格进行补贴; 超过 120%的部分, 不予补贴。
江苏	2024/04/23	《江苏省电力需求响应实施细则(修订征求意见稿)》	削峰: 约定需求响应, 2.4 元/kWh (日前); 3 元/kWh (>4h); 快上快下响应, 3.6-4.8 元/kWh 填谷: 0.6 元/kWh
宁夏	2023/12/19	《宁夏回族自治区电力需求响应优化实施方案》	削峰: 2 元/kWh, 补偿费用=有效响应量(千瓦)×补贴系数×补偿价格(元/千瓦时)×响应时长(小时); 填谷: 0.35 元/kWh, 补偿费用=有效响应量(千瓦)×补贴系数×补偿价格(元/千瓦时)×响应时长(小时)
山东	2022/6/7	《2022 年全省电力可中断负荷需求响应工作方案》	紧急型需求响应: 容量补偿: 第一档不超过 2 元/kW·月; 第二档 3 元/kW·月; 第三档 4 元/kW·月; 电能量补偿: 根据实际响应量和现货试产价格计。 经济性需求响应: 无容量补偿; 电能量补偿: 根据实际响应量和现货市场价格计
陕西	2021/5/21	《2021 年陕西省电力需求响应工作方案》	削峰经济型非居民: 调控时间≤2h, 10 元/kW·次; 调控时间>2h, 15 元/kW·次。 削峰经济型居民: 调控时间≤2h, 5 元/kW·次; 调控时间>2h, 8 元/kW·次。 削峰紧急型非居民: 调控时间≤1h, 25 元/kW·次; 调控时间>1h, 35 元/kW·次
重庆	2024/05/09	《2024 年重庆市电力需求响应实施方案(征求意见稿)》	削峰响应: 工业用户: 10 元/kW·次; 商业、移动通信基站、用户侧备用电源、数据中心、电动汽车充换电站、冷库等用户: 15 元/kW/次; 填谷响应: 1 元/kW·次
安徽	2023/3/6	《湖北省电力需求响应实施方案》	响应补偿: 约时削峰响应: 8 元/kW·次; 实时削峰响应: 12 元/kW·次; 填谷响应: 3 元/kW·次 容量补偿: 约时备用容量: 旺季 1 元/kW·月, 淡季 0.5 元/kW·月; 实时备用容量: 旺季 2 元/kW·月, 淡季 1 元/kW·月
广西	2021/12/30	《广西电力市场化需求响应实施方案(试行)》	响应价格暂定为上限 2.5 元/kWh
湖北	2021/6/18	《湖北省电力需求响应实时方案(试行)》	日前响应: 每天不超过 2 次, 累计时间<4h, 最高 20 元/kW 日内响应: 每天不超过 2 次, 累计时间<4h, 最高 25 元/kW

资料来源: 各地发改委, 国联证券研究所

2.1 当前: 受益需求侧响应收益

需求响应指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况, 通过经济激励为主的措施, 引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为, 实现削峰填谷, 提高电力系统灵活性, 保障系统安全稳定运行, 促进可再生能源消纳。

当前虚拟电厂主要参与需求响应获取盈利。虚拟电厂可以在供电负荷高的时间段, 自动发起需求响应指令, 通知用户调节负荷, 目前已开展的虚拟电厂业务模式主要以邀约型需求响应为主, 盈利模式来源于响应补贴。

图表12：虚拟电厂参与市场的交易品种

市场	交易品种	交易范围	交易组织形式
需求响应	日前	省内	多采用邀约单边报量固定标准补贴、单边报量报价边际出清
	日内		

资料来源：《面向双碳的虚拟电厂技术支撑体系与商业模式研究》PSR，国联证券研究所

过去国内虚拟电厂主要处于邀约型的试点和探索，邀约型需求响应模式下，运营机构事先向负荷集成商、虚拟电厂、大用户发布响应需求，如江苏、天津、上海、佛山等，一般为前一天通知，负荷集成商、虚拟电厂结合已代理的用户资源条件申报各时段的应邀容量和邀约价格。

图表13：国内主要省市需求侧响应市场机制

省市	资源类型	项目类型	实施方式	补偿标准
江苏	工业企业、负荷聚合商、拥有储能设施的用户与充电桩运营商、居民用户通过负荷聚合商参与	约定需求响应	响应日前一天完成响应邀约和确认过程 响应日前 4h 完成响应邀约和确认过程	削峰响应：响应类型与响应速度确定补偿价格； 填谷响应：谷时段 5 元/kW，平时时段 8 元/kW
		实时需求响应	由具有自动响应能力的需求响应资源参与，在接收到响应指令后，实时确认并执行响应	
天津	工商业用户、负荷集合商以及储能等类型用户	约定需求响应	邀约提前 24h，响应时长 1~4h	4 元/kW
		实时需求响应	邀约提前 24h，响应时长 4h	8 元/kW
上海	负荷聚合商与大用户	避峰需求响应	隔日通知 当日通知	0.3 元/kWh 0.8 元/kWh
		可中断响应计划	当天通知，15min 内执行响应	2 元/kWh
		试点需求响应	上海公司发布事前邀约，需求响应管理平台正式发布需求响应事件，确定响应参与名单	削峰响应：2 元 kWh 填谷响应：0.8 元 kWh
佛山	各类负荷集成服务商或企业	自动需求响应	提前一天或者当天上午在需求响应平台发布需求并自动分配负荷量至各参与者	对参与需求响应的企业给予一次性 130 元/千瓦的经济补贴

资料来源：《虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴》李嘉媚等，国联证券研究所

2.2 未来：拓展电能量+辅助服务市场

虚拟电厂市场地位明确，随着中长期市场、现货市场、绿电交易市场、辅助服务市场陆续放开，虚拟电厂可作为一个市场主体全面参与，盈利模式除需求响应外，可拓展辅助服务市场、电力现货交易等。

图表14：成熟阶段虚拟电厂盈利方式

市场	交易品种	交易范围	交易组织形式	典型地区或省份
辅助服务	备用	省内、区域	单边报量固定标准补贴、单	

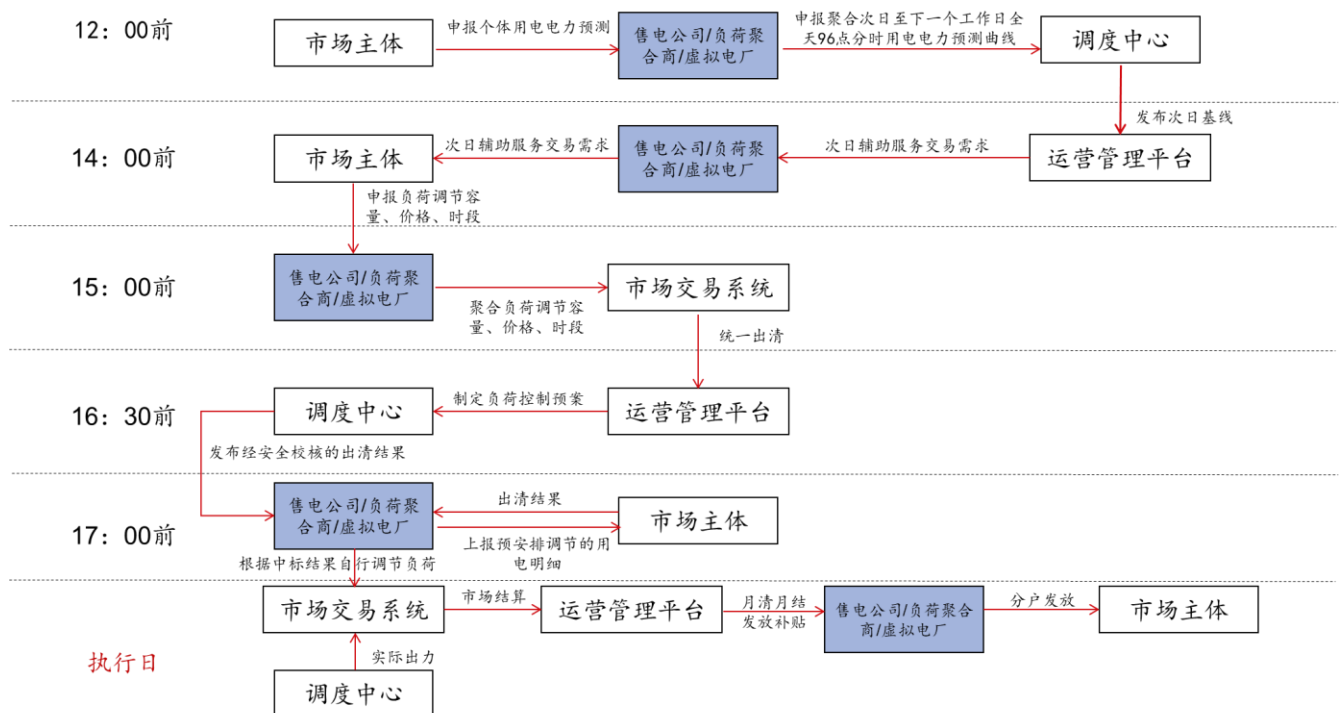
	调峰	省内、区域	边报量报价 际出清	南方区域：采用“日前出清 + 日内调整”模式组织跨省备用市场交易。日前分 24 个时段分省区申报 10 分钟备用购买和提供容量和价格，出清后在日内由南网总调组织调整并事后披露。 上海：实时市场申报容量单位为 0.01MW，时间单位为 15 分钟，最短持续时间为 30 分钟。报价上限值为 400 元/MWh。 重庆：市场初期暂定调频容量价格为日前 3 元/MW，日内 10 元/MW。
	调频	省内、区域		
现货市场	日前	省内	单边报量报价 边际出清	山西：日前交易以报量报价方式参与
	日内			山东：虚拟电厂竞价申报运行日调节的电力、调节时间、调节速率等信息，接受实时市场出清价格

资料来源：《面向双碳的虚拟电厂技术支撑体系与商业模式研究》PSR，国联证券研究所

参与辅助服务市场

当前我国电力辅助服务处于市场探索初期，主要以调峰、调频服务开展，虚拟电厂作为电力市场经营主体，可参与辅助服务市场。我们以日前辅助服务市场为基础，调度机构根据市场主体上报的预测用电数据和实际用电数据，评估实际调节情况和有效电量，按日前市场出清价和有效调节电量对市场主体予以补偿。

图表15：虚拟电厂参与辅助服务市场的整体流程图



资料来源：《分区虚拟电厂可调负荷参与辅助服务市场的交易机制》兴胜利等，国联证券研究所

现货市场

虚拟电厂可聚合分布式光伏、分散式风电、储能等分布式资源参与电力现货市场，我们搭建工商业储能模型计算收益率，假设建设成本为 1.1 元/Wh，年利用天数 350

天，每日充放电次数 1 次。

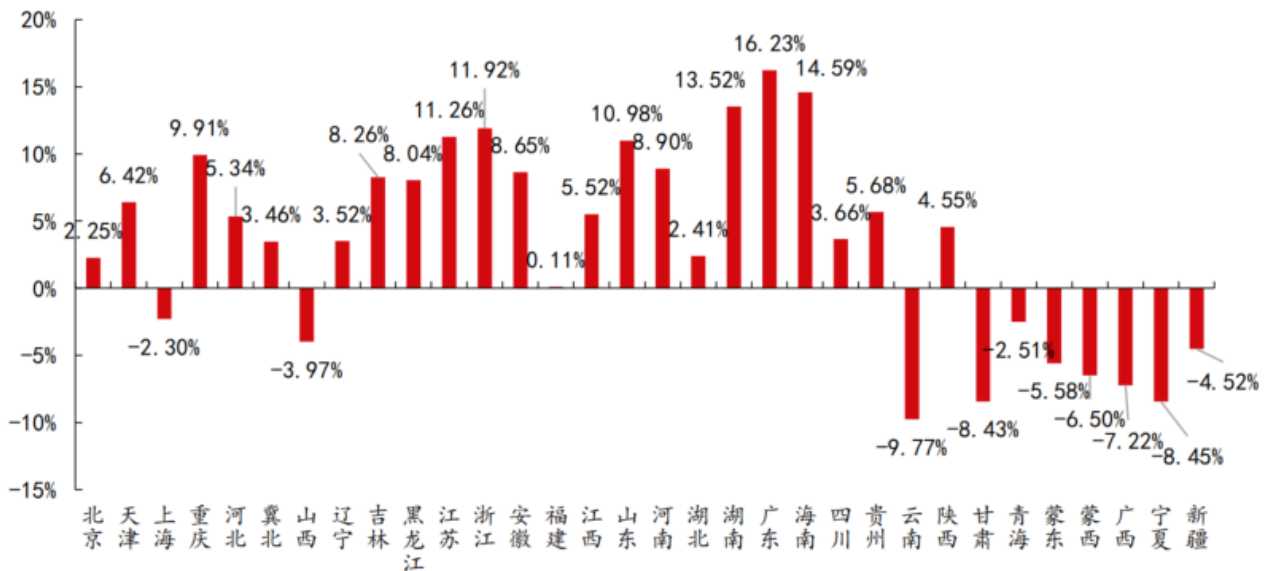
图表16：工商业储能收益率测算模型

项目	数值	单位
建设成本	1.1	元/Wh
运维成本	15	元/kWh·年
放电时长	2	小时
放电深度	90%	百分比
循环次数	3500	次
年利用天数	350	天
年衰减率	2%	百分比
每日充放电次数	1	次
能量转化效率	88%	百分比
收入来源	峰谷价差套利	元/kWh

资料来源：国联证券研究所

根据 6 月份电网代购电数据来测算，依据我们搭建的储能收益率模型测算，多数省份储能收益率在 5%-15%之间，其中 6 省份收益率超 10%，其中收益率前五的省份为广东（+16.23%），海南（+14.59%），湖南（+13.52%），浙江（+11.92%），江苏（+11.26%）。

图表17：2024 年 6 月工商业储能收益率测算（%）



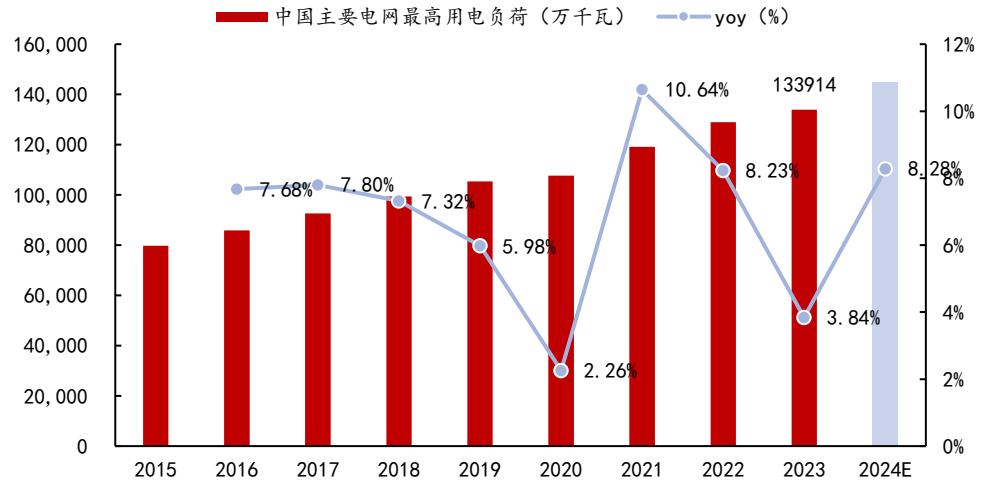
资料来源：各省电力公司、省发改委、能源局，国联证券研究所

2.3 怎么看虚拟电厂市场空间？

需求响应能力需满足。依据《电力需求侧管理办法（2023 年版）》，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。依据 wind 数据，国内主要电网最高用电负荷逐年提升，2023 年为 13.4 万千瓦，同比增长 3.84%，以 3%-5%来计算需要需求响应能力达到 4017-6696 万

千瓦，国家能源局在 2024 年二季度新闻发布会上表明预测 2024 年负荷相较 2023 年增加超过 1 亿千瓦，我们预测 2024 年最高用电负荷约 145000 万千瓦。

图表18：国内主要电网最高用电负荷当年值（万千瓦）



资料来源：Wind，国联证券研究所
注：2024 年值为预测值

200 万 kW 虚拟电厂，含储能成本 5.36 亿元，不含储能建设成本 2.9 亿元。依据中国电科院在设计虚拟电厂盈利模型相关参数，以 200 万千瓦虚拟电厂建设为例，接入日前级资源 150 万千瓦（其中 50 万千瓦支撑填谷），小时级资源 30 万千瓦（其中 10 万千瓦支撑填谷），分钟级资源 15 万千瓦，秒级资源 5 万千瓦，总建设成本 5.36 亿元，年运行维护开支 0.2 亿元。

图表19：200 万 kW 虚拟电厂成本

序号	费用类型	单价	数量	小计	单位
1	平台建设费	500 万元/套	1 套	0.05	亿元
2	工业企业日前级资源接入与监测	0.01 万元/kW	150 万 kW	1.5	亿元
3	工业企业小时级资源接入与监测	0.02 万元/kW	30 万 kW	0.6	亿元
4	商业分钟级资源接入与监测	0.05 万元/kW	15 万 kW	0.75	亿元
5	储能建设*	0.18 万元/kWh	13.69 万 kWh	2.46	亿元
合计				5.36	亿元

资料来源：中国电科院，国联证券研究所

备注：储能建设容量，按照最大调频容量 5 万千瓦，年均运行小时数 1000 小时计算，平均每天的放电能力需要达到 5 万 kW*（100 小时÷365 天）=13.69 万 kWh/天

按照提取代理服务费，赚取调频服务费两种方式核算收益，假设日前级激励标准 4 元/kWh，小时级 8 元/kWh，分钟级 15 元/kWh，夜间调峰辅助服务收益 0.2 元/kWh，储能调频放电价差 0.5 元/kWh 计算，年收益 1.255 亿元，考虑年运行维护成本 0.2 亿元，投资回收期为 5.08 年。

不考虑储能单独投资，不考虑调频服务，年运行维护成本 0.2 亿元时，投资回收期为 3.6 年。

图表20：收益及回收期测算

序号	收益类型	响应容量 (万 kW)	单价 (元/kWh)	单次响应时长	响应次数	提成比例	收入 (亿元)
1	日前级资源 (传统需求响应市场)	150	4	4 小时	10	20%	0.48
2	小时级资源 (传统需求响应市场)	30	8	2 小时	10	20%	0.096
3	分钟级资源 (传统需求响应市场)	15	15	1 小时	10	20%	0.045
4	调峰辅助服务市场互动效益	60	0.2	8 小时	200	20%	0.384
5	调频服务	5	0.5	1000	1	100%	0.25
合计							1.255

资料来源：中国电科院，国联证券研究所

我们考虑满足需求响应能力所需虚拟电厂规模，行业有望迎来高增速阶段。我们假设 2024/2025/2030 年电网最高负荷分别为 14.5/16.3/20.1 亿千瓦，需求侧响应能力要求为 5%，依据虚拟电厂渗透率不同设置悲观情景、乐观情景。

悲观情境下 2024/2025/2030 年虚拟电厂建设市场空间分别为 28/44/75 亿元，同比分别+40.8%/+55.6%/+15.3%，乐观情境下 2024/2025/2030 年虚拟电厂建设市场空间分别为 44/73/151 亿元，同比分别+116.6%/+68.6%/+19.9%。

该测算仅为满足需求响应能力所需虚拟电厂建设规模，当前随着电改机制政策逐步健全，如现货市场、辅助服务市场建设完全后，虚拟电厂盈利模式有望丰富，经济效益驱动虚拟电厂建设规模持续提升。

图表21：虚拟电厂平台建设空间

	2023	2024E	2025E	2030E
电网最高负荷 (万千瓦)	133,914	145,000	163,000	201,000
yoy (%)		8.3%	12.4%	3.9%
需求侧响应能力要求 (%)	5%	5%	5%	5%
虚拟电厂单位造价(元/kW)	300	300	300	250
低情景				
虚拟电厂渗透率 (%)	10%	13%	18%	30%
虚拟电厂需求 (万千瓦)	670	943	1467	3015
虚拟电厂市场空间 (亿元)	20	28	44	75
YOY (%)		40.8%	55.6%	15.3%
高情景				
虚拟电厂渗透率 (%)	10%	20%	30%	60%
虚拟电厂需求 (万千瓦)	670	1450	2445	6030
虚拟电厂市场空间 (亿元)	20	44	73	151
YOY (%)		116.6%	68.6%	19.9%

资料来源：国联证券研究所

3. 投资建议:关注电网信息化环节

基本面情况来看:一方面用电侧呈现尖峰负荷快速增加情景,用户侧削峰填谷相对发电侧进行灵活性资源基建性价比更高,另一方面分布式电源(分布式光伏、风电)、分布式负荷(充电桩、工商业储能)等加速建设,需要虚拟电厂统一聚合达到效率&经济优解。

当前变化:电改政策持续推进,虚拟电厂在电力市场地位明确,盈利模式除需求侧响应外,还可参与现货市场、辅助服务市场等获取收益,虚拟电厂盈利模式有望丰富,经济效益驱动虚拟电厂建设规模持续提升。

建议关注虚拟电厂平台建设型企业如国电南瑞、许继电气等。

4. 风险提示

1) 政策推进不及预期:各省需求侧响应补贴价格如果有变动,则影响虚拟电厂利润。

2) 建设进度不及预期:各地虚拟电厂建设处于初级阶段,如果建设进度不及预期则影响行业盈利情况,同时影响市场建设热情。

3) 测算的相关风险:文中虚拟电厂建设单价、渗透率均为预测值,与实际市场建设情况或有偏差。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

联系我们

北京：北京市东城区安定门外大街208号中粮置地广场A塔4楼
无锡：江苏省无锡市金融一街8号国联金融大厦12楼
 电话：0510-85187583

上海：上海浦东新区世纪大道1198号世纪汇一座37楼
深圳：广东省深圳市福田区益田路4068号卓越时代广场1期13楼