

大国碳中和之新型电力系统

灵活性调节需求释放，虚拟电厂大有可为

超配

核心观点

新一轮电改启动，聚焦新型电力系统建设，灵活调节需求释放。新一轮电改聚焦于加快构建新型电力系统，而提升电力系统灵活性是重要方向，尤其是在未来高比例新能源接入电网后，由于新能源具有间歇性、随机性特征，将导致电力系统转动惯量减小、频率调节能力降低等问题，快速消耗电力系统灵活调节资源，驱动灵活调节需求加快释放。

虚拟电厂聚合多种灵活性资源，经济性、灵活性优势突出。虚拟电厂可聚合分布式光伏、储能、可调负荷等多种用户侧灵活性资源，通过调度灵活性资源实现削峰填谷并提供辅助服务，保障电网安全稳定运行。与灵活性改造后的火电机组、抽水蓄能、燃气发电等灵活性资源相比，虚拟电厂具有爬坡速率快、可自由组合容量、投资成本低等优势。

虚拟电厂盈利来源多元，多重因素催化加速市场规模扩张。虚拟电厂可通过提供削峰填谷、辅助服务、能效管理、偏差考核补偿等服务，以及参与电力现货市场、绿电绿证交易、CCER交易、容量市场实现盈利。当前，我国虚拟电厂处于发展初期阶段，主要盈利来源为需求侧响应补贴，未来受电力体制改革持续推进、极端天气频发、净负荷峰谷差拉大、用户侧可聚合资源增加以及电价变化等因素催化，虚拟电厂市场规模有望持续扩张。据测算，到2025年虚拟电厂投资端累计市场规模为131-220亿元，2025年虚拟电厂运营端市场规模为129-216亿元。

虚拟电厂竞争格局及竞争关键要素：目前国内虚拟电厂项目多以示范性项目为主，未出现规模较大的虚拟电厂运营商，虚拟电厂市场格局较为分散。从虚拟电厂产业链构成、运营和盈利模式来看，虚拟电厂行业竞争的关键要素在于聚合资源、信息预测及交易运营。

海外虚拟电厂发展回顾：1) 德国虚拟电厂主要整合分布式发电资源，可参与批发市场、日间市场、平衡服务。德国通过平衡基团机制，使所有能源供应商承担平衡义务，激发对灵活性资源的需求。2) 美国加州虚拟电厂主要整合需求侧资源，可参与日前和实时的能量市场、旋转/非旋转备用市场。3) 澳大利亚虚拟电厂主要整合储能资源，可参与批发市场、批发需求响应市场、6种FCAS调频辅助服务市场、可靠性和应急储备交易、提供配电网支持服务。

投资建议：新型电力系统建设背景下，灵活性调节资源需求持续释放，虚拟电厂迎来快速发展机遇期，软硬件设备供应商、运营商均显著受益。推荐灵活性资源丰富、有序推进负荷聚合商转型的**南网能源**，灵活性资源可开发空间较大的**芯能科技**，以配售电业务为基础发力综合能源服务业务的**三峡水利**，建议关注虚拟电厂业务逐步落地的**苏文电能**。

风险提示：政策不及预期；市场竞争加剧；电价波动风险；补贴下降。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2022A	2023E	2022A	2023E
003035.SZ	南网能源	买入	6.12	231.82	0.15	0.27	40.8	22.7
603105.SH	芯能科技	买入	15.08	75.40	0.38	0.54	39.7	27.9
600116.SH	三峡水利	买入	8.44	161.38	0.25	0.45	33.8	18.8

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究 · 行业专题

公用事业

超配 · 维持评级

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

证券分析师：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

- 《公用环保 202308 第 2 期-山西、山东完善辅助服务相关政策，欧洲天然气价格大涨》——2023-08-14
- 《公用环保 2023 年 8 月投资策略-绿证全覆盖促进绿电消费，消纳权重稳步提升》——2023-08-06
- 《公用环保 202307 第 5 期-23H1 光伏发电装机加速，天然气消费量同比增长 5.6%》——2023-07-31
- 《绿电行业专题-多重因素边际改善，绿电板块有望迎来修复》——2023-07-24
- 《公用环保 202307 第 4 期-公用环保板块基金持仓梳理，全国累计发电装机同比提高 10.8%》——2023-07-23

内容目录

新一轮电改启动，聚焦新型电力系统建设	6
新型电力系统建设推进，虚拟电厂迎发展机遇	9
新型电力系统建设加快推进，灵活调节性资源需求释放	9
虚拟电厂：聚合多种灵活性资源，经济性、灵活性优势突出	12
多重因素催化，虚拟电厂发展提速	16
虚拟电厂产业链、市场竞争格局及市场规模测算	24
海外虚拟电厂发展回顾	32
欧洲：聚焦电源侧，平衡责任向下分派，激发灵活性资源需求	32
美国：聚焦负荷侧，挖潜居民端灵活性资源	38
澳大利亚：聚焦储能侧，户用光储规模大，调频服务交易品种多	46
海外虚拟电厂发展总结：因地制宜聚合资源，多种市场机制推动虚拟电厂发展	52
投资建议	54
南网能源：负荷聚合商转型有序推进，未来发展潜力较大	54
苏文电能：发展光伏+储能+充电桩业务，虚拟电厂逐步落地	61
芯能科技：基于分布式光伏拓展用户侧储能+充电桩业务，灵活性资源可开发空间较大	63
三峡水利：以配售电业务为基础，发力综合能源服务业务，具备发展虚拟电厂的基础	65
风险提示	68

图表目录

图 1: 新型电力系统四大基本特征	7
图 2: 新型电力系统建设“三步走”发展路径	8
图 3: 新型电力系统图景展望	8
图 4: 国内风电光伏装机容量及占比情况（万千瓦）	9
图 5: 国内风光新能源发电量及占全社会用电量比例的情况（亿千瓦时）	9
图 6: 高比例新能源接入电网导致系统电力转动惯量减小	10
图 7: 新能源占比越高，调频能力越差（K 为常规同步机组占比）	10
图 8: 电力系统灵活性维持电力系统供需平衡示意图	10
图 9: 电力市场建设释放灵活性示意图	11
图 10: 虚拟电厂运营示意图	12
图 11: 虚拟电厂发展的三个阶段	13
图 12: 国内冀北虚拟电厂架构示意图	13
图 13: 需求侧资源优化负荷曲线示意图	15
图 14: 虚拟电厂调峰能力示意图	15
图 15: 国内用电量结构变化情况	16
图 16: 2012 年至 2020 年美国加州鸭型曲线示意图	17
图 17: 2021 年江苏某县光伏处理及净负荷曲线	17
图 18: 2023 年 H1 全国高温日数距平分布图	19
图 19: 1961-2022 年中国极端高温事件频次	20
图 20: 1961-2023 年 H1 全国平均高温日数历年变化	20
图 21: 国内公共充电桩保有量情况	20
图 22: 国内新型储能累计装机规模（GW）	20
图 23: 中国新能源汽车销量及增长率情况	21
图 24: V2G 适用于峰谷调节、旋转备用、频率调节等场景	21
图 25: 2023 年 1-6 月部分省份 1-10KV 工商业用户电网代理购电最大价差（元/kwh）	22
图 26: 第三监管周期前后 1-10（20）KV 单一制工商业用户输配电价比较（元/kwh）	23
图 27: 23 年 5 月 1-3 日山东现货日前市场电价（元/MWh）	23
图 28: 23 年 5 月 1-3 日山东现货实时市场电价（元/MWh）	23
图 29: 8 月 2 日山东电力现货市场电价走势（元/MWh）	24
图 30: 虚拟电厂产业链示意图	24
图 31: 虚拟电厂主要业务主体	26
图 32: 虚拟电厂业务运营模式示意图	26
图 33: 虚拟电厂主要盈利模式	27
图 34: 虚拟燃料电池电厂项目（VFCPP）示意图	32
图 37: 平衡基团机制示意图	34
图 38: IGCC 发展示意图	34
图 39: IGCC 成员分布	34

图 40: IGCC 成员国每月净不平衡电量 (GWh)	35
图 41: IGCC 成员国每月净不平衡电量的平衡费用 (百万欧元)	35
图 42: Next Kraftwerke 公司营收 (亿欧元)	35
图 43: Next Kraftwerke 公司营业利润和净利润 (万欧元)	35
图 44: Next Kraftwerke 公司分业务收入 (亿欧元)	36
图 45: Next Kraftwerke 公司发展史与管理装机规模	36
图 46: NK 公司优化客户负荷曲线, 降低客户用电成本	37
图 47: 美国各类型能源发电量 (十亿千瓦时)	38
图 48: 美国各类型发电机组夏季净容量 (GW)	38
图 50: CAISO 管辖区域内可再生能源发电容量 (MW)	39
图 51: 2022 年 CAISO 辖区内大型储能电池的总功率和电池容量全美第一	40
图 52: 2021 年加州小型储能电池总功率全美第一 (占全美的 71%)	40
图 54: CAISO 管辖区域内年度峰值负荷波动上升 (MW)	41
图 55: 2022 年 CAISO 需求响应调度情况 (MW), 调度集中在夏季 17-21 点	42
图 56: PG&E “家庭能源报告” 示意图	43
图 57: 特斯拉 Power Wall 产品图示及规格情况	44
图 58: 特斯拉加州虚拟电厂涵盖的家庭数	44
图 59: 特斯拉 Autobidder 能源管理交易示意图	44
图 60: 特斯拉 Autobidder 新能源生态示意图	45
图 61: 澳洲三大电网相互独立, NEM 内部五大区域相互联通	46
图 62: 2022 年澳洲可再生能源发电量占比 32%	46
图 63: 2021 年 NEM 装机容量 (MW), 屋顶光伏仅次于黑煤	46
图 64: 2021 年 NEM 发电结构	46
图 65: 澳洲不同容量大小的光伏系统安装数量, 近年小型光伏安装数量明显增长	47
图 66: AEMO 的虚拟电厂论证计划中各虚拟电厂分布	48
图 67: AEMO 虚拟电厂论证计划中虚拟电厂储能充放电情况并不完全取决于实时电价	49
图 68: AEMO 虚拟电厂论证计划中虚拟电厂运营商参与 FCAS 市场的收入 (澳元)	50
图 69: 2019.9-2021.1 期间 AEMO 的虚拟电厂论证计划中运营商获得的 FCAS 收入 (万澳元)	50
图 70: AEMO 对 7 家虚拟电厂运营商的客户发起的问卷调查: 参加 VPP 项目的原因	50
图 71: Enel X 聚合的工商业资源类型和为客户创造的年均收入 (澳元, 截至 2022 年)	51
图 72: 分布式光伏及光伏聚合平台接入虚拟电厂的方式及架构	54
图 73: 南网能源分布式光伏装机容量情况	55
图 74: 南网能源拟投资节能服务项目新增分布式光伏装机容量 (万千瓦)	55
图 75: 南网能源代表性的部分分布式光伏项目	56
图 76: 商业建筑可调负荷接入虚拟电厂架构图示	56
图 77: 酒店建筑虚拟发电执行情况	57
图 78: 办公楼建筑虚拟发电执行情况	57
图 79: 既有建筑节能服务示意图	57
图 80: 新建建筑节能服务示意图	57
图 81: 公司代表性的部分建筑节能项目	58
图 82: 南网能源建筑节能业务服务面积情况	58

图 83: 南方电网虚拟电厂发展过程	59
图 84: 南网能源股权结构图	60
图 85: 南方电网公司架构图	60
图 86: 苏文电能主要业务及应用场景图示	61
图 87: 苏文电能主要客户分布情况	62
图 88: 苏文电能获得电力需求侧管理服务机构能力评定证书（一级）	62
图 89: 苏文电能“电能侠”云平台架构	63
图 90: 芯能科技自持分布式光伏装机容量（MW）	64
图 91: 芯能科技工商业分布式光伏客户数量	64
图 92: 芯能科技“光伏+储能+充电”智慧电动汽车充电站示意图	64
图 93: 三峡水利发电、供电业务发展布局情况	65
图 94: 三峡水利公司市场化售电区域分布情况	66
表 1: 电力体制改革主要政策文件梳理	6
表 2: 灵活性资源实现电力系统供需平衡的调节方式	11
表 3: 虚拟电厂可分为电源型、负荷型、储能型、混合型四类	12
表 4: 不同调节资源灵活性特征比较	14
表 5: 不同资源提供灵活性的成本构成	14
表 6: 国内部分虚拟电厂项目梳理	15
表 7: 近年来国家支持虚拟电厂发展的政策梳理	17
表 8: 各地政府支持虚拟电厂发展的政策梳理	18
表 9: 虚拟电厂主要上市公司梳理	25
表 10: 虚拟电厂可参与的电力市场类型及其优质资源	27
表 11: 各省虚拟电厂价格政策梳理	28
表 12: 部分省份需求响应补贴标准情况梳理	29
表 13: 200 万千瓦容量虚拟电厂建设投入（亿元）	30
表 14: 200 万千瓦容量虚拟电厂年运营收入（亿元）	31
表 15: 加州三大公用事业公司辖区内被纳入 PSR 计划的家庭	43
表 16: 特斯拉能源软件功能与运营情况	45
表 17: 澳大利亚能源市场委员会 (AEMC) 推动分布式能源发展和参与市场的政策	47
表 18: AEMO 的虚拟电厂论证计划中各运营商信息	48
表 19: 德国、美国、澳大利亚虚拟电厂发展情况梳理	52
表 20: 近年来南网区域推动虚拟电厂发展的相关政策梳理	59
表 21: 苏文电能 100MWh 虚拟电厂项目建设时间安排	61
表 22: 三峡水利公司分布式光伏项目情况	66
表 23: 2023 年以来公司新获独立储能项目情况	67

新一轮电改启动，聚焦新型电力系统建设

自 2002 年 5 号文发布以来，电力体制改革持续推进，在电力市场、电力市场主体多元化、电价市场化、电力交易市场化、输配电价改革等方面取得积极进展。站在当前时点，随着“双碳”目标政策推进，新能源装机容量和发电量占比持续提升，对电力系统平衡带来挑战，亟需采取市场化机制促进电力系统平衡，保障新能源消纳和“双碳”目标政策有效落地。

2023 年 7 月 11 日，中央深改委第二次会议召开，审议通过了《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》（以下简称《意见》）等文件，会议强调要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，保障国家能源安全。此次《意见》出台意味着新一轮电改启动，主要任务聚焦于构建新型电力系统。

表 1：电力体制改革主要政策文件梳理

时间	文件	发布机构	主要内容
2002 年 2 月	《关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5 号）	国务院	实施厂网分开，重组发电和电网企业；实行竞价上网，建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、开放的区域电力市场，实行新的电价机制；制定发电排放的环保折价标准，形成激励清洁能源发展的新机制；开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局；继续推进农村电力管理体制的改革。
2015 年 3 月	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）	中共中央、国务院	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究。
2023 年 7 月	《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》	中央深改委	加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。 科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重。要健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新。要推动有效市场同有为政府更好结合，不断完善政策体系，做好电力基本公共服务供给。

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

新型电力系统含义及特征：根据《新型电力系统发展蓝皮书》，新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大基本特征。

安全高效：煤电为保障电力安全的“压舱石”，新能源发电通过可靠支撑能力提升转变为主体电源，多时间尺度储能协同运行为电力系统动态平衡提供支撑。

清洁低碳：以风光新能源为主的可再生能源将逐步成为主体电源，终端能源消费主体将逐步向电能转变，逐步完善绿电消费激励约束机制，扩大绿电、绿证交易规模，体现绿电环境价值。

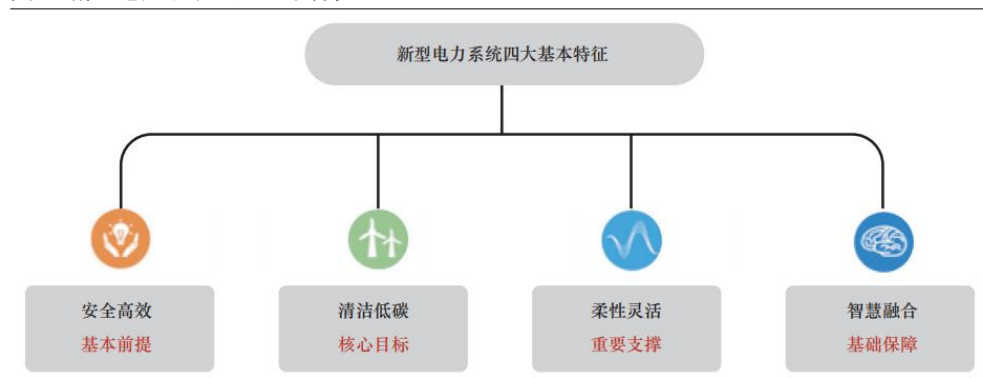
柔性灵活：灵活发电技术、灵活储能技术、柔性交直流等新型输电技术广泛应用，骨干网架柔性灵活性提高，为高比例新能源接入系统和外送消纳提供支撑；用户侧主体具有源、荷双重属性，终端负荷特性转变为柔性、产销属性兼具，提升源

网荷储灵活互动和需求侧响应能力；辅助服务市场、现货市场、容量市场持续完善并衔接融合，灵活调节性资源市场价值得到体现。

智慧融合：在电力系统各环节，广泛应用“云大物移智链边”等信息技术，逐步实现电力系统数字化、智慧化和网络化发展。

根据新型电力系统的内涵及特征，我们认为新型电力系统相较于以化石能源为主的传统电力系统的变化主要体现在：一是电源端风光可再生能源发电成为主体电源；二是电网端形态将向多元双向结构层次转变；三是负荷端转变为柔性、源荷属性兼具方向发展；四是运行特性由“源随荷动”向“源网荷储”互动转变。整体来看，新型电力系统带来的变化在新能源发展、安全、柔性灵活、智能化等方面对电力系统建设提出了新要求。

图1：新型电力系统四大基本特征



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

《新型电力系统发展蓝皮书》提出，新型电力系统建设分为加速转型期（当前-2030年）、总体形成期（2030-2045年）、巩固完善期（2045-2060年）三个阶段，根据《新型电力系统发展蓝皮书》，对新型电力系统建设三个阶段的主要路径整理如下：

加速转型期（当前-2030年）：电源侧非化石能源发电快速发展，新能源逐步成为发电量增量主体，同时煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型；电网侧以西电东送为代表的跨省跨区通道规模进一步扩大，配电网有源化发展以及分布式智能电网快速发展；用户侧终端用能电气化水平持续增长，灵活调节和响应能力提升；储能侧多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。此外，全国统一电力市场体系基本形成，促进新能源发展，并激发各类灵活性资源调节能力。

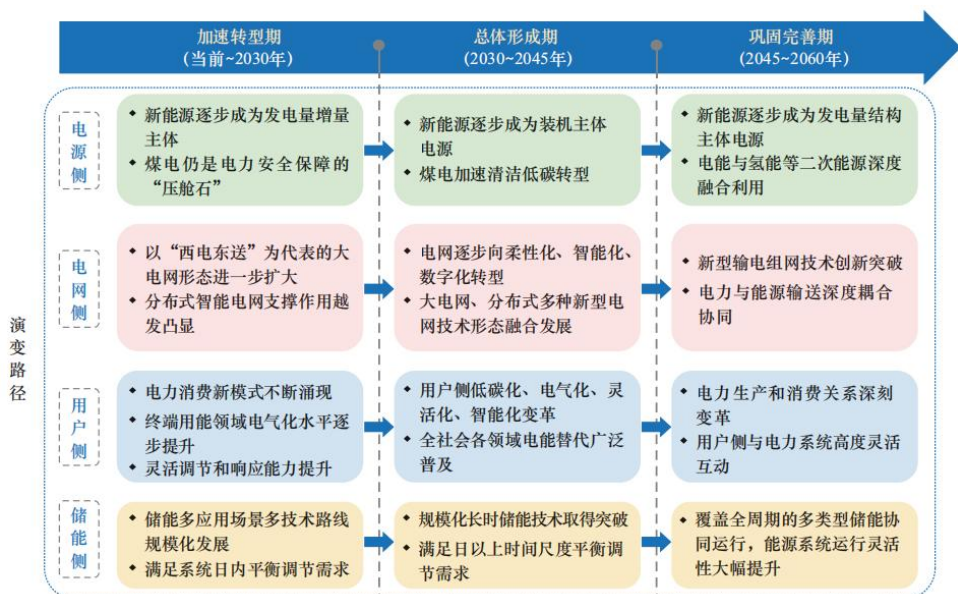
总体形成期（2030-2045年）：电源侧新能源逐渐成为主体电源，煤电加快清洁低碳转型；电网侧柔性化、智能化、数字化发展转型，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，大电网、分布式智能电网等融合发展；用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革，全社会各领域电能替代广泛普及，虚拟电厂等用户侧优质调节资源参与电力需求响应市场化交易；储能侧规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。

巩固完善期（2045-2060年）：电源侧新能源逐步成为发电量结构主体电源，电能与氢能等二次能源深度融合利用，煤电等传统电源转型为系统调节性电源，新一代先进核电技术实现规模化应用；电网侧低频输电、超导直流输电等新型技术实现规模化发展，交直流互联的大电网与主动平衡区域电力供需、支撑能源综合利用的分布式智能电网等多种电网形态广泛并存，打造出输电—输气一体化的“超

导能源管道”；用户侧构建以电氢协同为主的终端用能形态，与电力系统高度灵活互动；储能侧储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，大幅提升能源系统运行灵活性。

预计未来新型电力系统成型后，电源侧以新能源为主体、多种电源协同互补发展，电网侧柔性化、智能化、大电网与分布式电网并存融合发展，用电侧负荷柔性、绿电消费比例高及灵活调节能力强，储能侧多时间尺度、多类型储能协同运行，保障电力系统动态平衡。

图2：新型电力系统建设“三步走”发展路径



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

图3：新型电力系统图景展望



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

新型电力系统建设推进，虚拟电厂迎发展机遇

新型电力系统建设加快推进，灵活调节性资源需求释放

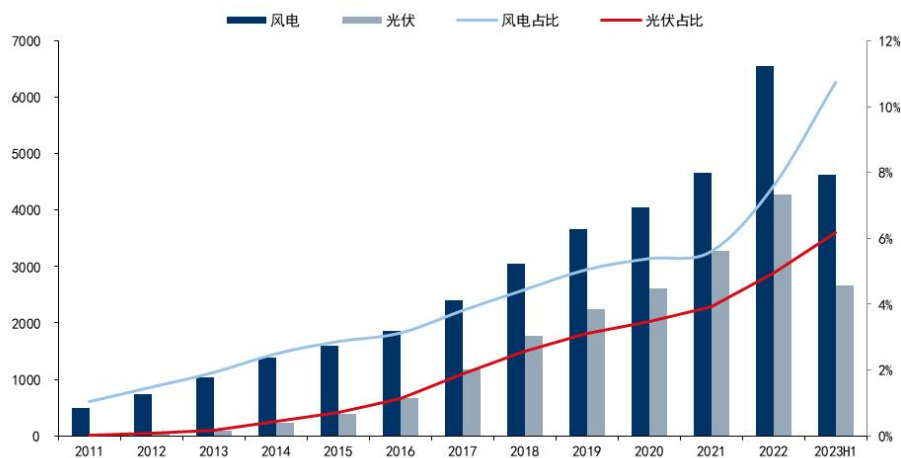
风光新能源装机规模持续增长。“双碳”目标政策推进，国内风光新能源装机规模不断增长，国家能源局数据显示，截至 2023 年 6 月，国内风光新能源装机容量合计 85988 万千瓦，占国内发电装机容量的比例为 31.76%；从发电量数据来看，2023H1 国内风光发电量为 0.73 万亿 kwh，占全社会用电量的 16.9%，较 2022 年底增加 3.1pct。展望未来，“双碳”目标政策驱动下，风光新能源装机规模将持续增长并成为主体电源，根据《2030 年前碳达峰行动方案》，到 2030 年国内风电和太阳能发电总装机容量达 12 亿千瓦以上，非化石能源消费比重达到 25%左右。

图4：国内风电光伏装机容量及占比情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图5：国内风光新能源发电量及占全社会用电量比例的情况（亿千瓦时）

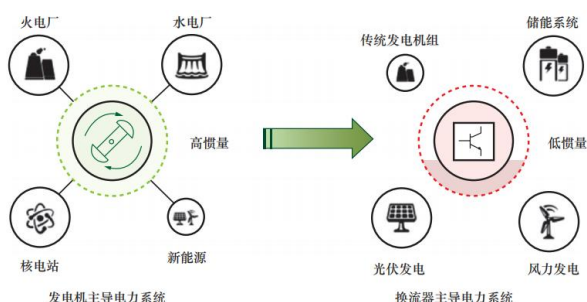


资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

为适应新能源逐步成为主体电源，新型电力系统建设提速。由于新能源具有波动性、随机性特征，高比例新能源电量接入电网后，将导致电力系统转动惯量减小、频率调节能力降低等问题，快速消耗电力系统灵活调节资源，且新能源发电设备易产生脱网问题，电力系统平衡和安全问题更加突出，影响新能源消纳。为有效支撑新能源发展，预计源网荷储一体化发展的新型电力系统建设进程有望加快。

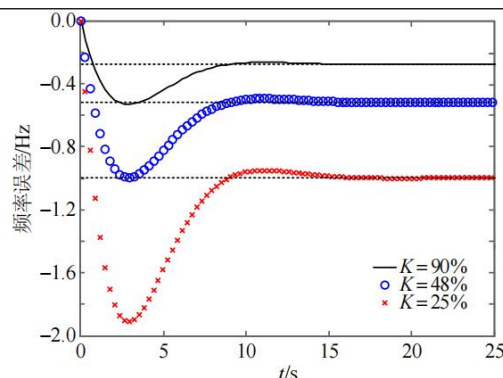
从新型电力系统建设目标、任务、支撑因素来看，我们认为，为有效提升电力系统的安全性以及为电力系统提供柔性灵活支撑，推动源网荷储灵活互动和需求侧响应能力不断提升具有必要性和迫切性，因而加快建设灵活调节性资源对于建设新型电力系统意义重大。

图6：高比例新能源接入电网导致系统电力转动惯量减小



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

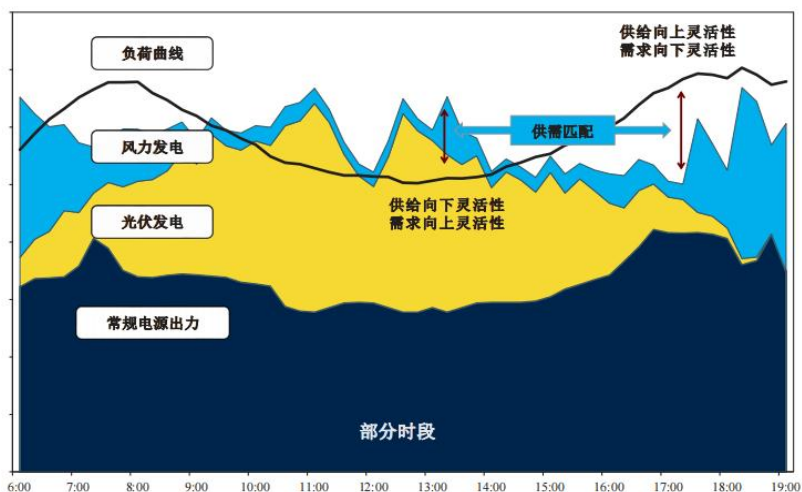
图7：新能源占比越高，调频能力越差（K为常规同步机组占比）



资料来源：张剑云、李明节，《新能源高渗透的电力系统频率特性分析》，中国电机工程学报，2020（11），国信证券经济研究所整理

电力系统灵活性有助于实现电力系统供需平衡。根据《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，电力系统灵活性指的是电力系统的各类资源快速改变自身发用电特性以维持系统有功功率平衡的能力。常见的灵活性调节资源包括灵活性改造后的火电机组、燃气发电机组、抽水蓄能、储能、需求侧响应等，灵活性资源通过提供供给向上/需求向下、供给向下/需求向上的调节实现电力系统供需平衡，保障电网安全稳定运行。

图8：电力系统灵活性维持电力系统供需平衡示意图



资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

表2：灵活性资源实现电力系统供需平衡的调节方式

调节方式	应用场景	实现方式	示例
供给向上灵活性	电力供给 小于需求	电源提高出力	火电提高出力、储能放电、抽蓄发电 需求响应中断或转移负荷需求、电动汽车放电
需求向下灵活性		用户减少需求	
供给向下灵活性	电力供给 大于需求	电源压减出力	火电深度调峰、水电减少出力等 需求响应转移的负荷需求、电动汽车有序充电、储能充电等
需求向上灵活性		用户提高需求	

资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

新能源装机持续增加释放灵活调节资源需求。随着新能源接入电网比例不断提升，灵活性调节资源容量逐步短缺，灵活调节资源需求有望加快释放，推动灵活调节资源市场规模扩张。当前，国内已有地区出现电力系统调节能力不能满足实际需求的情况，如《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则编制说明》指出，当前系统的调节能力已不能满足实际需求，在现货市场运行中，部分时段已出现系统调节能力不足的情况，2022年实时市场共出现爬坡能力不足219次，时段占比0.625%，其中顶峰爬坡179次，主要集中在1-5月份，调峰爬坡（新能源弃电后仍不平衡）40次，发生在2月份。

市场机制调整可释放系统的灵活性潜力，促进电力系统灵活性提升。通过持续完善辅助服务市场、电力现货市场、容量市场体制机制，为灵活性资源参与电力系统调节提供补偿、激励和保障合理收益，激发不同时间尺度的灵活性资源潜力充分释放。我们认为，通过完善电力市场体制机制，充分挖潜用户侧灵活性资源，亦是本轮电改的应有之意。

图9：电力市场建设释放灵活性示意图

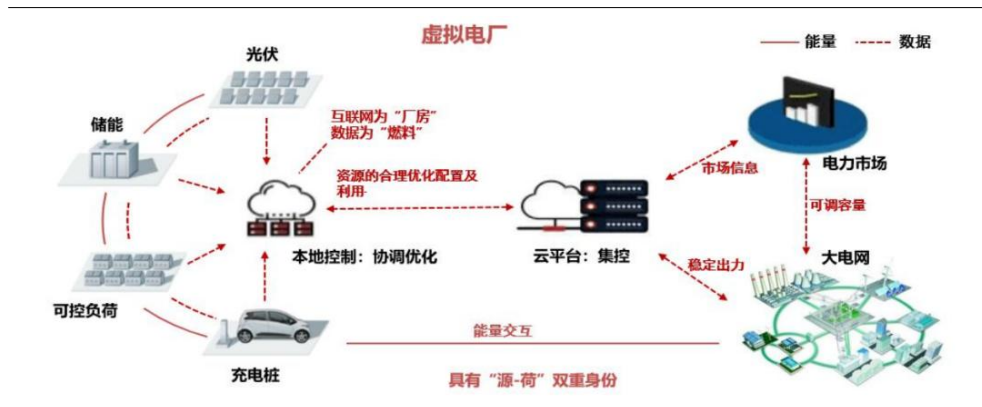


资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂：聚合多种灵活性资源，经济性、灵活性优势突出

虚拟电厂的定义：根据 IEC 虚拟电厂标准及山西省《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》，虚拟电厂是将不同空间的可调节负荷、储能侧和电源侧等一种或多种资源聚合起来，形成可调控、可交易单元，采用信息通信技术实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。

图 10：虚拟电厂运营示意图



资料来源：国网上海经研院，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂聚合的资源包括电源、负荷、储能三类资源。其中，电源侧资源为并网运行的光伏、风电、生物质发电等，负荷侧资源为商业楼宇、工业负荷中的可调节负荷，储能侧资源为电源侧、电网侧、用户侧等各类储能系统资源。根据虚拟电厂聚合的资源不同，可将虚拟电厂分为电源型虚拟电厂、负荷型虚拟电厂、储能型虚拟电厂以及混合型虚拟电厂（源网荷储一体化虚拟电厂）四大类别。

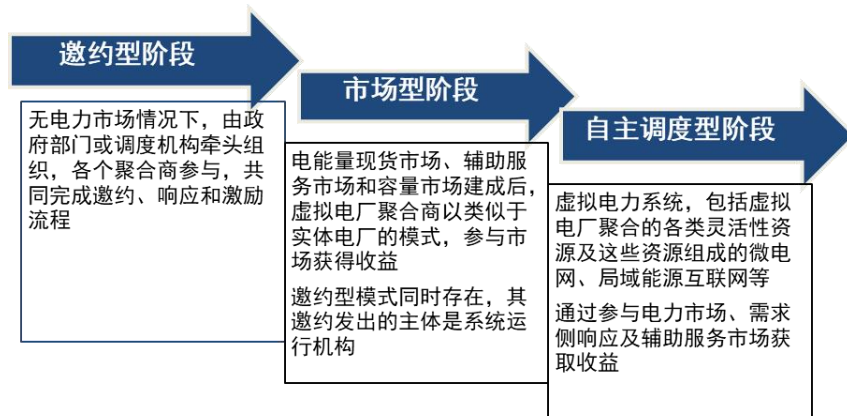
表 3：虚拟电厂可分为电源型、负荷型、储能型、混合型四类

类别	聚合的资源	运营模式
电源型虚拟电厂	光伏、风电、生物质发电等电源	可进行电能出售，参与电力交易市场，并视实际情形参与辅助服务市场。
负荷型虚拟电厂	商业楼宇、工业负荷中的可调节负荷	可进行功率调节，参与辅助服务市场和进行需求侧响应
储能型虚拟电厂	电源侧、电网侧、用户侧等各类储能系统资源	参与辅助服务市场，也可以部分时段放电来出售电能，参与电力市场交易
混合型虚拟电厂	电源、负荷、储能等多种灵活性资源	可进行电能出售，参与电力交易市场；可进行功率调节，参与辅助服务市场和进行需求侧响应

资料来源：钟永洁等，《虚拟电厂基础特征内涵与发展现状概述》，综合智慧能源，2022 年 6 月，44（6）：25-36，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂发展可分为邀约型、市场型、自主调度型 3 个阶段，不同阶段的参与的灵活性资源、可参与的市场类别以及收益来源存在差异。当前，我国虚拟电厂主要以邀约型阶段为主，主要由政府机构或电力调度机构发出邀约信号，负荷聚合商、虚拟电厂组织灵活性调节资源进行削峰、填谷等需求响应，获得补贴激励。但同时应看到的是，部分虚拟电厂发展模式已逐步向市场型虚拟电厂进行转型，如国网冀北虚拟电厂、深圳虚拟电厂等。

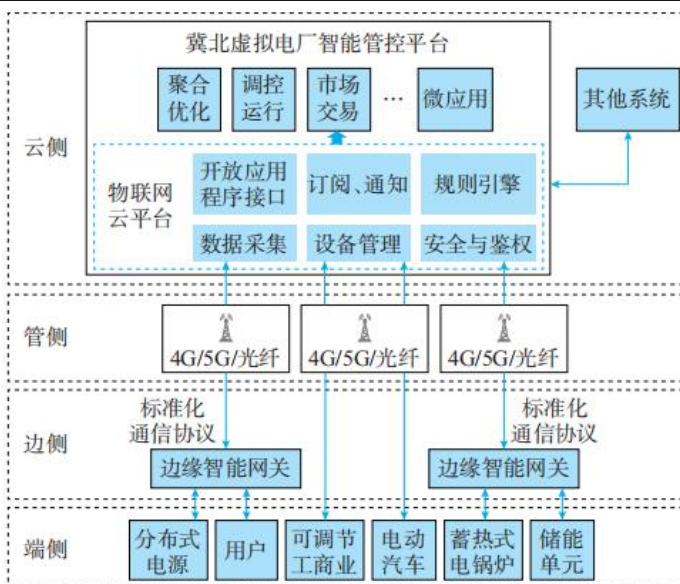
图 11: 虚拟电厂发展的三个阶段



资料来源：钟永洁等，《虚拟电厂基础特征内涵与发展现状概述》，综合智慧能源，2022 年 6 月，44（6）：25-36，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂主要技术：虚拟电厂采用“云、管、边、端”架构体系，“云侧”为虚拟电厂管控平台，“管侧”运营商通信网络，“边侧”为边缘智能网关，“端侧”为分布式光伏、可调负荷、储能等用户侧终端。根据虚拟电厂架构体系，虚拟电厂发展所需的主要技术为协调控制技术、智能计量技术、智能通信技术、信息预测与容量估计技术等。当前，虚拟电厂发展相关技术较为成熟，未来随着人工智能技术发展，将有助于处理虚拟电厂系统中的海量异构数据资源，提升对电价、负荷、功率等关键要素的预测能力，为调度策略和市场交易策略制定提供有效支撑，实现资源调度优化和运营效率提升。

图 12: 国内冀北虚拟电厂架构示意图



资料来源：王宣元等，《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》，电力系统自动化，2022 年 9 月，46（18）：158-168，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂相较于其他灵活性调节资源，主要优势体系在灵活性、经济性两个方面。

灵活性：虚拟发电厂的各可调节资源多样且可自由组合，容量可依据调节需求进行供应，而其他灵活调节资源的装机容量固定；同时，从响应速度来看，虚拟电

厂功率爬坡速率较快，未来可做到分钟级、秒级响应，而其他灵活调节资源多数从启动到达到要求的功率时间较长，响应速度相对较慢。

表4：不同调节资源灵活性特征比较

灵活性调节资源类别			运行范围（%）	爬坡速率（Pn/min）	启停时间（h）
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10
		已改造	30-100	3-6%	4-5
	燃煤热电	未改造	80-100	1-2%	6-10
		已改造	50-100	3-6%	4-5
	气电		20-100	8%	2
	常规可调节水电		0-100	20%	<1
储能	核电		30-100	2.5-5%	-
	抽水蓄能		-100-100	10-50%	<0.1
	电化学储能		-100-100	100%	<0.1
	绿氢		-	-	-
需求侧	需求响应		用电负荷 3-5%	瞬时	0
	微电网		-	-	-
	电动汽车		-	-	-

资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

经济性：根据国家电网 2020 年的测算结果，通过火电厂实现削峰填谷、满足 5% 的峰值负荷需要投资 4000 亿；同时，尖峰负荷时间短、频次低，以南方电网为例，2016-2019 年 5% 尖峰负荷单次持续时间最长为 3-6 小时，全年出现频次 10-40 次，为满足几次尖峰而建设的煤电机组实际上利用率较低；通过建设虚拟电厂，在建设、运营等环节投资仅需 400-570 亿元，成本仅为火电的 1/7-1/10。虚拟电厂通过对存量资产的再开发利用，实现需求侧灵活性资源挖潜增效，经济性优势突出。

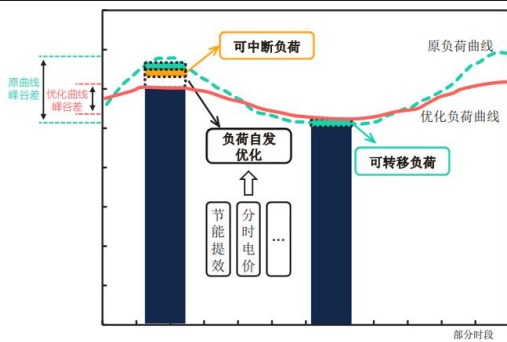
表5：不同资源提供灵活性的成本构成

资源类别			固定成本投入	成本增量		机会成本
电源侧	灵活性改造煤电	常规煤电	灵活性改造投资成本 600-700 元/千瓦	低负载运行产生的可变成本增量 14-20 克/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/千瓦	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
	燃气电厂		建设投资成本 气电置换煤电：7013-9457 元/千瓦	运行维护成本低负载运行时高于 0.56-0.58 元/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		无	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
储能侧	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	-
	绿氢		投资建设成本 1.71 元/Nm ³	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
需求侧	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，其他成本约 70 元/m ²	运行维护成本	-	-

资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

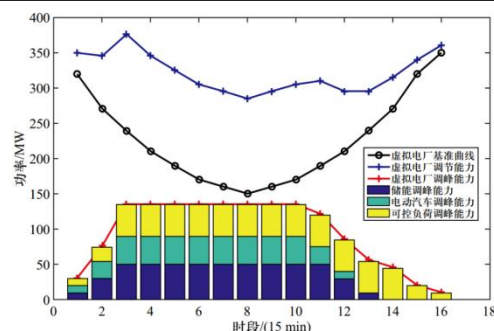
虚拟电厂发展提升用户侧灵活性资源利用水平，有助于保障电网安全稳定运行、降低工商业企业用电用能成本、缓解极端天气下电力供需紧张、促进新能源消纳水平提升以及节约电源、电网投资，对于建设以新能源为主体电源的新型电力系统和实现电力系统动态平衡具有重大意义。

图 13: 需求侧资源优化负荷曲线示意图



资料来源：中国电力圆桌项目课题组《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》，国信证券经济研究所整理

图 14: 虚拟电厂调峰能力示意图



资料来源：赵晋泉等，《考虑虚拟电厂参与的深度调峰市场机制与出清模型》，全球能源互联网，2020，3(5)：469-476.，国信证券经济研究所整理

国内多地探索发展虚拟电厂，支撑虚拟电厂规模化发展。当前，国内已有多地开始探索虚拟电厂项目发展，有代表性的项目有国网冀北虚拟电厂、上海黄浦商业建筑虚拟电厂示范项目、深圳虚拟电厂管理中心、华能浙江虚拟电厂等。整体来看，目前国内虚拟电厂项目已聚合了分布式光伏、工商业可调负荷、充电桩、储能等多种灵活性资源，可实现对调度指令的快速响应，应用于需求侧响应、辅助服务、电力现货交易等场景中，且部分项目实现盈利，各地虚拟电厂示范项目建设为后续虚拟电厂规模化发展积累了大量经验，助力未来虚拟电厂行业快速落地。

表 6: 国内部分虚拟电厂项目梳理

地区	投运时间	项目名称	聚合资源及运行情况	应用场景
安徽合肥	2020	合肥电网虚拟电厂	接入光伏电站、电动汽车充换电站（桩）、储能站、商业楼宇等多种负荷类型，总容量达 22 万千瓦。2023 年 5 月份，合肥市供电公司完成虚拟电厂系统升级建设，将虚拟电厂的调控负荷速度缩短至 15 秒内	需求侧响应、辅助服务
安徽芜湖	2022	芜湖虚拟电厂	已签订需求响应代理协议 230 户，高效聚合工商业企业、充电桩、储能等可调节负荷 40 万千瓦	需求侧响应
广东深圳	2022	深圳虚拟电厂管理中心	对接虚拟电厂运营商累计 66 家，接入管理超 30 家，接入资源规模超过 150 万千瓦，预计实时最大可调节负荷能力超 30 万千瓦	需求侧响应
广东深圳	2022	国电投深圳能源发展有限公司虚拟电厂平台	已通过工业互联网手段接入 150MW 负荷用户。现货模块运营平台不间断运行 3 个月，3、4 月连续 2 个月实现售电盈利提升超过 200%。5 月，国家电投广东虚拟电电力现货运营平台，响应电力系统需求，调度位于东莞的尚呈新能源基地智的充电桩站，将 50kWh 电最从 0 时转移至 4 时，成功完成参与电力现货市场的功能试验，此次试验平均度点收益为 0.274 元，成为国内首个虚拟电厂参与电力现货市场盈利的案例	需求侧响应、参与现货市场
广州、深圳、柳州	2023	南方电网分布式源荷聚合服务平台	聚合了新型储能、电动汽车充换电设施、分布式光伏、风光储充微电网等各类分布式资源。规模 1075.1 万千瓦，其中可调节能力 153.2 万千瓦，相当于投产 7 座 220 千伏变电站	需求侧响应、辅助服务
河北	2019	国网冀北泛在电力物联网虚拟电厂	冀北电网辖区在秦皇岛、廊坊和张家口三地，共接蓄热式电采暖、可调节工商业、智能楼宇、智能家居、储能、电动汽车充电站、分布式光伏等 11 类的可调负荷，总容量 358MW	辅助服务
湖北黄石	2023	国网黄石磁湖电厂	截至 2023 年 7 月，拥有黄石地区空调、充电桩、5G 基站和工业用户等资源，可调节电能达 22 万千瓦，调节能力达黄石地区最大负荷的 7.5%	需求侧响应
湖北武汉	2021	湖北武汉虚拟电厂	可在武汉市东西湖、汉口后湖、百步亭、徐东、南湖、东湖高新等区域局部降低监控负荷 70 万千瓦	
华北	2021	华北国网综能虚拟电厂	聚合 20.4 万千瓦用户参与华北、河北南网辅助服务市场，率先实现业内负荷自动控制，自 2020 年试运行以来，为用户提供能效评估、智能运维、能源交易等一揽子服务，截至 2021 年 12 月，累计调峰贡献 4782.09 万千瓦时，收益 470 余万元	辅助服务
江苏苏州	2022	国电投苏州吴江区综合智慧零碳电厂	聚合资源包含分布式光伏、分布式储能、户用储能、商业楼宇储能、充电桩、码头等。目前已接入超过 250 家工商业用户，总负荷超过 500 兆瓦，可调节 100 兆瓦	需求侧响应
山西	2023	山西虚拟电厂	2023 年 2 月，9 家售电主体申报的 15 家虚拟电厂建设完成，共聚合容量 184.74 万千瓦，可调节容量 39.2 万千瓦。首批虚拟电厂建设完成。2023 年 4 月，公布第二批示范项目，共 6 家，可调节容量合计 25.26 万千瓦	中长期、现货及辅助服务市场
上海	2021	国网上海虚拟电厂	虚拟电厂聚合商数量为 20 家，可调节容量 41.48 万千瓦	需求侧响应
上海	2016	上海市城区（黄浦）商业建筑虚拟电厂	冷水机组、风冷热泵、电热锅炉、动力照明、充电桩等。截至 2021 年底，入驻商业建筑达 130 幢，约 60MW，单次最大削减负荷 50.5MW，柔性负荷调度能力超过 10%	需求侧响应

示范项目

浙江	2022	华能浙江虚拟电厂	接入了储能、换电站、分布式燃机、充电桩、楼宇空调等。2022 年底投产的 VPP1 号机组总可调容量 83.82MW	辅助服务
浙江金华	2022	国网金华全域虚拟电厂	截至 2023 年 6 月底,已聚合资源容量 130 余万千瓦,运行负荷约 35 万千瓦,具备最大 6.6 万千瓦的实时可调节能力	需求侧响应、辅助服务、自主调节参与市场
浙江丽水	2021	浙江丽水绿色能源虚拟电厂	接入了丽水市内 800 余座水电站	发电侧填谷、接受调度
浙江宁波	2021	国网宁波虚拟电厂	接入了杭州湾地区工业企业布业写字楼、电动汽车、数据中心、光伏、储电站等在内的 19 家电力用户的发电能力、用电负荷,可调能力 4.8 万千瓦	需求侧响应、辅助服务
浙江平湖	2021	国网平湖县域虚拟电厂	聚合了园区、光伏、热电联产自备电厂、储能电站、5G 基站等 6 大类 18 小类源储荷资源。截至 2022 年 8 月,有 23.4 万千瓦可调节电力负荷资源池,约 5-6 万千瓦的响应能力	需求侧响应
浙江平湖	2021	浙江嘉兴平湖县县域虚拟电厂	已接入涵盖商业综合体、行政机关、酒店以及商业写字楼等四类 16 家空调用户,累计运行容量 23050 千瓦,其中柔性调节能力 2242 千瓦,节能能力 600 千瓦	需求侧响应
海南	2023	海南成立虚拟电厂管理中心	目前已接入充换电站、5G 基站、空调等资源,形成规模 50 万千瓦的虚拟电厂	

资料来源:各地发改委、能源局官网,国信证券经济研究所整理

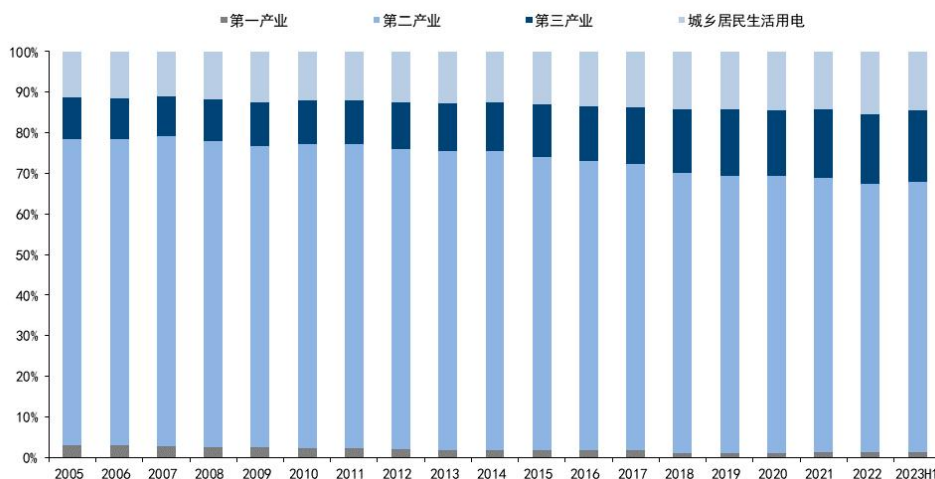
多重因素催化,虚拟电厂发展提速

当前,虚拟电厂主要技术、软件系统、主要硬件设备制造水平较为成熟,产业发展基础条件已具备,而电力系统变化、政策、极端气温频现、电价波动等因素或将驱动虚拟电厂产业发展提速,虚拟电厂产业有望迎来快速发展机遇期。

催化因素一:净负荷峰谷差拉大,电力需求将呈“鸭型曲线”

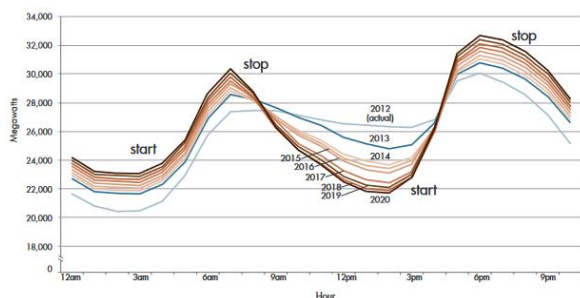
净负荷峰谷差呈拉大趋势。一方面,受国内经济结构变化和第三产业及居民用电特性影响,国内负荷呈现日负荷峰谷差拉大、负荷冬夏季双峰特征明显等新特点;另一方面,随着新能源装机规模持续增长,电力系统净负荷短时变化加剧,净负荷呈“鸭型曲线”走势。整体而言,随着用电结构变化和新能源装机占比提高,全国电力负荷峰谷差不断拉大,电力系统调节需求增加。

图 15:国内用电量结构变化情况



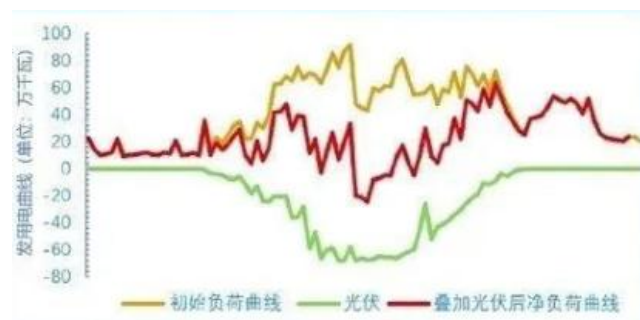
资料来源:国家能源局,国信证券经济研究所整理

图 16: 2012 年至 2020 年美国加州鸭型曲线示意图



资料来源：加州独立系统运营商 CAISO，国信证券经济研究所整理

图 17: 2021 年江苏某县光伏处理及净负荷曲线



资料来源：中国电科院《新型电力系统背景下虚拟电厂实践》，国信证券经济研究所整理

催化因素二：支持政策持续出台，驱动商业模式落地

新型电力系统建设背景下，支持虚拟电厂的政策持续出台。近年来，国家发改委、国家能源局陆续出台相关政策支持虚拟电厂发展，明确虚拟电厂的并网主体地位，可参加需求侧响应、辅助服务、电力现货市场交易等获取收益，并对未来发展目标提出要求，推动虚拟电厂建设发展。根据《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》，到 2025 年，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；到 2030 年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。

表 7: 近年来国家支持虚拟电厂发展的政策梳理

时间	发布机构	政策文件	相关内容
2023/05	国家发改委	《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》、《电力负荷管理办法（征求意见稿）》	支持各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等需求侧资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应。各级电力运行主管部门应指导电网企业统筹推进本地区新型电力负荷管理系统建设，制定负荷资源接入年度目标，逐步实现 10 千伏（6 千伏）及以上高压用户全覆盖。负荷聚合商、虚拟电厂应接入新型电力负荷管理系统，电网企业为第三方市场主体提供数据支撑和技术服务。
2023/03	国家能源局	《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》	重点推进在智能电厂、新能源及储能并网、分布式能源智能调控、虚拟电厂等应用场景组织示范工程承担系统性数字化智能化试点任务。
2023/01	国家能源局	《2023 年能源监管工作要点》	持续挖掘需求侧响应潜力，聚焦传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、智能楼宇等典型可调节负荷，探索峰谷分时电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等价格激励方式，推动柔性负荷智能管理、虚拟电厂优化运营、分层分区精准匹配需求响应资源等。
2022/11	国家能源局	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》	加快推进辅助服务市场建设，不断引导虚拟电厂、新型储能等新型主体参与系统调节。
2022/09	国家能源局	《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易；负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等为电力现货市场主体。
2022/01	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	建立和完善虚拟电厂标准体系，推进虚拟电厂领域重点标准制修订。
2022/01	国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	大力提升电力负荷弹性。开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷等各类资源聚合的虚拟电厂示范。开展 V2G、虚拟电厂、微电网等技术研发及示范应用。以多能互补的清洁能源基地、智能微网、虚拟电厂等新模式新业态为依托，开展智能调度、能效管理、负荷智能调控等智慧能源系统技术示范。
2022/01	国家发改委、国家能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	丰富辅助服务交易品种，推动储能设施、虚拟电厂、用户可中断负荷等资源参与辅助服务。
2021/12	国家能源局	《电力辅助服务管理办法》（2021 年修订）	拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。
2021/12	国家能源局	《电力并网运行管理规定》	鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。
			电力用户可由代理其参与电力中长期交易的售电公司，或聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊方式，参与电力辅助服务。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。
			传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）等负荷侧并网主体，省级以下电力调度机构调度管辖范围内的并网主体，视其对电力系统运行的影响参照本规定执行。

2021/10	国务院	《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	加快建设新型电力系统。引导自备电厂、传统高耗能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节。到 2030 年，省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。
2021/07	国家发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
2021/03	国家发展改革委、国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。区域（省）级源网荷储一体化。依托区域（省）级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立储能等市场主体，全面放开市场化交易，推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。充分发挥区域电网的调节作用，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

资料来源：国家发改委，国家能源局，国信证券经济研究所整理

多地政府出台虚拟电厂支持政策，助力产业落地。各地政府、发改委、能源管理部门根据当地电力供需、灵活性资源、电力市场建设情况，制定出台相关支持虚拟电厂发展的政策，引导用户侧灵活资源参与电力市场提升电力系统灵活性。目前，山西、宁夏、广州、深圳等省市出台了支持推动虚拟电厂发展的专项政策，预计未来或有更多地方政府出台建设虚拟电厂的工作方案，虚拟电厂在各地有望持续落地。

表8：各地政府支持虚拟电厂发展的政策梳理

时间	发布机构	政策文件	相关内容
2021/12	山西省能源局	《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》	将 VPP 分为“负荷类”虚拟电厂（提供负荷侧响应服务）、“源网荷储一体化”虚拟电厂（参与电力市场、为电网提供调节服务）。规定了 VPP 建设流程、入市流程、退出方式。省内 VPP 需接入省级智慧能源综合服务平台，统一运营管理。
2022/05	北京市人民政府	《北京市“十四五”时期能源发展规划》	提高电力需求侧响应能力。发挥电力在能源互联网中的纽带作用，挖掘需求响应资源，聚集大型商务楼宇、电动汽车和储能设施等资源，建设虚拟电厂。
2023/05	广东发改委、能源局	《广东省促进新型储能电站发展若干措施》	积极推进虚拟电厂建设。推动新型储能电站与工业可控设备负荷、充换电设施、分布式光伏等资源聚合应用，配置“智能量测终端+多芯智能电表”，完成独立计量和智能控制，在广州、深圳等地开展虚拟电厂试点。统筹全省虚拟电厂接入、市场交易和协同控制，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力
2021/06	广州市工信局	《广州市虚拟电厂实施细则》	将虚拟电厂作为全社会用电管理的重要手段，逐步形成约占我市统调最高负荷 3% 左右的响应能力。规定了电力用户和负荷聚合商参与 VPP 的条件、邀约响应和实时响应的流程、削峰填谷响应的触发条件、效应效果评估和补贴计算方法
2022/04	河北省发改委	《河北省“十四五”新型储能发展规划》	加快推动源网荷储融合建设，鼓励电网企业联合社会资本建设以大规模共享储能为支撑的 区域性虚拟电厂 。
2022/02	河南省人民政府	《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》	以提升能源系统综合效率为目标，实施能源大数据创新应用、“风光水火储”一体化、“源网荷储”一体化等示范工程，布局建设一批能源云平台、智能电站、虚拟电厂、分布式能源站、储能示范项目，推进能源全领域、全环节智慧化发展。
2022/10	黑龙江省住建厅	《黑龙江省城乡建设领域碳达峰实施方案》	优化建筑用能结构，推广建筑光伏一体化应用，推动智能微电网、光储直柔、蓄冷蓄热、负荷灵活调节、虚拟电厂等技术应用，优先消纳可再生能源电力，主动参与电力需求侧响应
2022/05	湖北省人民政府	《湖北省能源发展“十四五”规划》	探索推广 V2G、商业储能、虚拟电厂、“光伏+”等新型商业模式。
2022/08	吉林省人民政府	《吉林省碳达峰实施方案》	大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高耗能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网。
2023/04	济南市发改委	《关于开展虚拟电厂建设与运营试点工作的通知》	将 VPP 分为“ 聚合式 ”虚拟电厂（提供负荷侧响应服务）、“ 微网式 ”虚拟电厂（参与电力市场、为公共电网提供调节服务。以园区为依托，实现园区内新能源、用户及配套储能项目一体化聚合）。2023 年 7 月 6 日济南发改委公布了试点名单，共 4 个“聚合式”，一个“微网式”。
2022/07	江西省人民政府	《江西省碳达峰实施方案》	大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，引导自备电厂、传统高耗能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节，建设坚强智能电网。
2022/09	内蒙古自治区能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的实施意见》	积极培育综合能源服务商、电储能企业、负荷集成商等新兴市场主体。研究独立储能电站、需求侧响应主体、虚拟电厂等做为独立市场主体平等参与市场交易相关事宜。
2022/02	内蒙古自治区人民政府	《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》	在呼和浩特市、通辽市、乌兰察布市和鄂尔多斯市等地区，鼓励聚合可调节负荷资源、储能和分布式新能源，发展供需智能互动的虚拟电厂，促进新能源消纳利用；鼓励聚合蓄热式电锅炉、智慧楼宇、智能家居、用户侧储能、工商业负荷等可调资源，推动综合能源服务、辅助服务供应商、能源聚合商等多元主体 参与电力辅助服务市场化交易，打造虚拟电厂生态体系 ，提升电力系统灵活性调节能力，到 2025 年，构建最大负荷 3% 的需求响应资源库。
2023/04	宁夏发改委	《虚拟电厂建设工作方案（试行）》	建设虚拟电厂运营管理平台，聚合分布式电源、储能与可调节负荷等资源，打造虚拟电厂示范工程，通过市场机制引导，有效提升负荷侧可调资源的响应及聚合能力。
2022/07	青海省发改委、青海省能源局	《青海省关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	支持蓄热式电锅炉、用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节，提升负荷参与电力需求侧响应能力，发挥需求侧资源削峰填谷、促进新能源消纳作用，确保电力供需平衡。
2022/07	上海市发改委	《上海市碳达峰实施方案》	完善用电需求响应机制，开展虚拟电厂建设，引导工业用电大户和工商业可中断用户积极参与负荷需求侧响应，充分发挥全市大型公共建筑能耗监测平台作用，深入推进黄浦建筑楼宇电力需求侧管理试点示范，并逐步在其他区域和行业推广应用。
2022/06	上海市发改委	《上海市数字经济发展“十四五”规划》	发展“ 虚拟电厂 ”新业态，利用先进的计量、通信、控制等技术，对分布式异构能源进行聚合，实现自动化远程调度、精准化智能分析和便捷化市场交易，推动构建“技术+产品+运营+生态”的“虚拟电厂”产业链条；加快构建以零碳能源为基础的区域性电能集中管理模式，建立城市级“虚拟电厂”和能源互联网中心，聚合分布式光伏、风电等泛在可调资源，推动传统“源随荷动”调度模式

			转变为“源荷互动”新模式。
2022/06	深圳发改委	《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022-2025）》	到2025年建成具备100万千瓦级可调能力的虚拟电厂，逐步形成年度最大负荷5%左右的稳定调节能力；虚拟电厂参与市场化交易机制不断完善。
2023/04	深圳发改委	《深圳市支持虚拟电厂加快发展的若干措施（征求意见稿）》	支持虚拟电厂关键技术研发，对重点研发方向支持建设一批重点实验室、企业技术中心、工程研究中心，最高不超过1000万元。同时，鼓励虚拟电厂关键设备规模化量产。对于虚拟电厂关键核心设备产业化，最高支持力度不超过1500万元。
2022/06	浙江发改委、能源局	《浙江省循环经济发展“十四五”规划》	加快新型电力系统建设，建设多元融合高弹性电网，积极建设虚拟电厂、源网荷储等示范项目，提升电网设施智能化调度运行水平。
2022/06	浙江发改委、浙江能源局	《浙江“十四五”新型储能发展实施方案》	依托大云物移智链等技术，探索智慧能源、虚拟电厂、电动汽车有序充电等多种商业模式，提高用能质量、降低用能成本；依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂等领域先进能源技术融合应用示范。

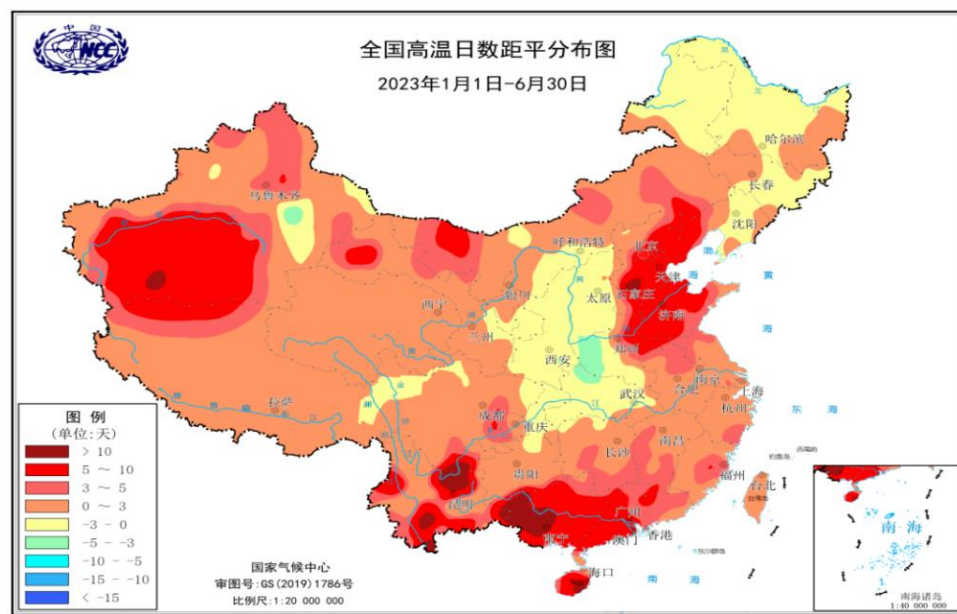
资料来源：各地政府、发改委、能源局官网，国信证券经济研究所整理

催化因素三：极端天气频发，加快发掘需求侧响应潜力

极端天气事件发生频次呈增长趋势。根据《中国气候变化蓝皮书（2023）》，中国升温速率高于同期全球水平，1961-2022年中国极端高温事件发生频次呈显著增加趋势。2023年，受厄尔尼诺现象影响，全国多地夏季出现高温天气，致使用电尖峰负荷大幅提升。据中电联预计，2023年夏季中国高峰用电需求将达到13.7亿千瓦，比2022年增加约8000万千瓦，若出现极端高温天气，中国的最大电力负荷预计还将增加约2000万千瓦。

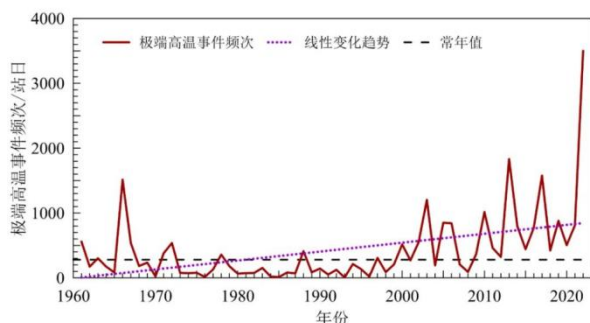
发掘用户侧灵活性资源，有效满足尖峰负荷需求。尖峰负荷持续时间较短，从多年电力运行情况看，国内每年用电负荷高于95%的尖峰负荷发生时间仅有几十小时，通过新增电源来满足尖峰负荷不具备经济性。通过发掘用户侧灵活性资源，压降用电负荷需求，有助于缓解极端高温天气下电力供需偏紧的问题，保障电力系统平衡稳定。

图18：2023年H1全国高温日数距平分布图



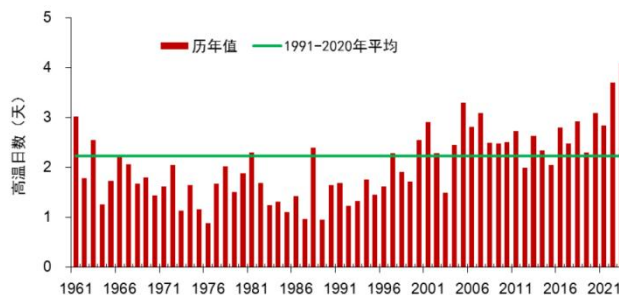
资料来源：国家气候中心，国信证券经济研究所整理

图19：1961–2022 年中国极端高温事件频次



资料来源：《中国气候变化蓝皮书（2023）》，国信证券经济研究所整理

图20：1961–2023 年 H1 全国平均高温日数历年变化



资料来源：国家气候中心，国信证券经济研究所整理

催化因素四：充电桩保有量和新型储能装机容量增长，可聚合资源快速增加

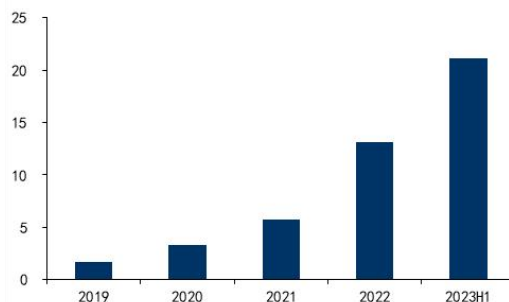
充电桩保有量和新型储能装机容量持续增加，为虚拟电厂提供丰富的可聚合资源。随着新能源汽车销量快速增加，国内充电桩保有量快速增长，截至 2023H1，国内充电基础设施保有量达到 665.2 万台，同比增长 69.8%，其中公共充电基础设施保有量达到 214.9 万台，同比增长 40.6%；同时，新型储能装机容量亦快速增长，CNESA 数据显示，2023H1，国内新增投运新型储能规模 8.0GW/16.7GWh，累计投运新型储能累计装机 21.1GW/44.6GWh。整体而言，充电桩、储能等灵活性资源快速增加，为虚拟电厂运营商提供了更多的可聚合灵活性资源来源，助力虚拟电厂运营商聚合资源规模扩张。

图21：国内公共充电桩保有量情况



资料来源：中国电动汽车充电基础设施促进联盟，国信证券经济研究所整理

图22：国内新型储能累计装机规模（GW）



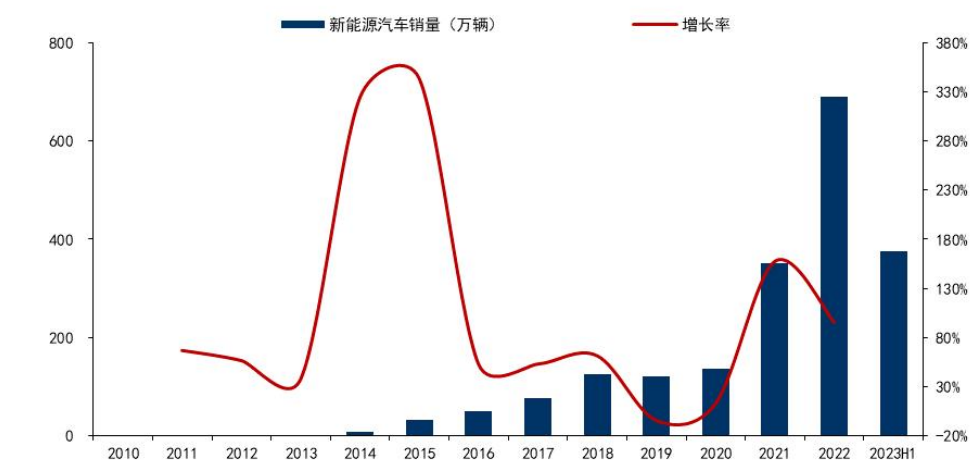
资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

新能源汽车保有量持续增加。中汽协数据显示，2023H1，国内新能源汽车产销量分别为 378.8、374.7 万辆，分别同比增长 42.4%和 44.1%，新能源汽车新车销量达汽车新车总销量的 28.3%。同时，截至 2023 年 6 月，全国新能源汽车保有量达 1620 万辆，占汽车总量的 4.9%。其中，纯电动汽车保有量 1259.4 万辆，占新能源汽车总量的 77.8%。随着“双碳”目标政策推进，预计未来新能源汽车产销量、保有量将持续增加。

V2G 有望逐步落地。新能源汽车保有量持续增加的情况下，新能源汽车无序充电将增大电网压力。若新能源汽车可在用电低谷充电，在用电高峰放电，可减少电网增容压力，V2G 则是实现新能源汽车低谷充电、高峰放电过程的主要举措。车

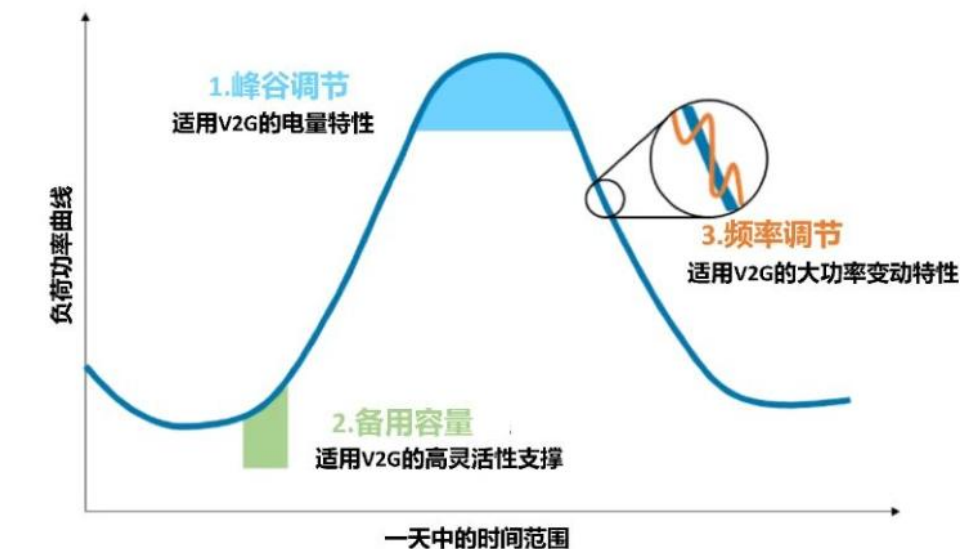
辆和电网互动（Vehicle-to-grid, V2G）是将电动汽车车载电池作为分布式储能单元，实现车辆和电网之间能量与信息双向传递，V2G 具备削峰填谷、调节频率、旋转备用等功能，有助于保障电网平衡，同时更高效地利用新能源汽车车载电池。未来 V2G 逐步落地后，将会为虚拟电厂带来大量灵活性调节资源。

图 23：中国新能源汽车销量及增长率情况



资料来源：中汽协，国信证券经济研究所整理

图 24：V2G 适用于峰谷调节、旋转备用、频率调节等场景



资料来源：《车网互动（V2G）技术潜力与实施可行性》，国信证券经济研究所整理

催化因素五：峰谷电价拉大及电价上浮致工商业企业节能需求增加，负电价提供套利空间

政策持续完善分时电价机制，峰谷价差持续拉大。2021 年 7 月，国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知（发改价格〔2021〕1093 号）》（以下简称“1093 号文”），1093 号文提出，合理确定峰谷电价价差和建立尖峰电价机制，从而更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况和促进新能源消纳。1093 号文执行以来，各地政府部门陆续出台完善分时电价机制的政策，调整峰谷时段设置及峰谷电价，工商业峰谷电价差呈增长态势。

图 25：2023 年 1-6 月部分省份 1-10KV 工商业用户电网代购电最大价差（元/kwh）

省市	1月	2月	3月	4月	5月	6月	趋势
广东省（珠三角五市）	1.342	1.346	1.345	1.346	1.384	1.347	
海南省	1.025	0.930	1.041	1.041	1.314	1.243	
湖北省	1.023	1.018	0.995	1.012	0.943	0.922	
浙江省	0.981	0.977	0.982	0.956	0.952	0.973	
吉林省	0.975	0.958	0.967	0.956	0.956	0.952	
山东省	0.926	0.929	0.934	0.919	0.921	0.870	
辽宁省	0.893	0.899	0.902	0.907	0.883	0.880	
重庆市	0.981	0.963	0.919	0.844	0.835	0.804	
江苏省	0.847	0.864	0.854	0.865	0.869	0.884	
河南省	1.021	0.846	0.851	0.849	0.813	0.744	
安徽省	0.915	0.847	0.847	0.847	0.847	0.808	
四川省	0.866	0.866	0.923	0.880	0.798	0.727	
广西壮族自治区	0.941	0.892	0.791	0.913	0.889	0.422	
内蒙古自治区	0.659	0.844	0.834	0.845	0.847	0.792	
黑龙江省	0.955	0.735	0.735	0.735	0.735	0.720	
江西省	0.860	0.870	0.696	0.678	0.671	0.659	
河北省（南网）	0.761	0.761	0.612	0.761	0.761	0.761	
天津市	0.723	0.727	0.717	0.713	0.708	0.717	
陕西省	0.814	0.631	0.558	0.607	0.592	0.609	
福建省（福州、厦门、莆田、宁德市）	0.609	0.629	0.619	0.614	0.633	0.635	
冀北电网	0.571	0.570	0.570	0.571	0.570	0.571	
北京市（城区）	0.561	0.566	0.550	0.553	0.546	0.571	
山西省	0.606	0.598	0.583	0.568	0.540	0.416	
新疆维吾尔自治区	0.699	0.555	0.564	0.556	0.564	0.342	
上海市	0.554	0.529	0.518	0.523	0.520	0.473	
青海省	0.445	0.448	0.498	0.490	0.475	0.436	
云南省	-	-	0.480	0.474	0.400	0.361	
宁夏回族自治区	0.272	0.300	0.293	0.295	0.293	0.292	
甘肃省	0.154	0.222	0.166	0.144	0.140	0.152	

资料来源：CNESA，国信证券经济研究所整理

第三监管周期省级电网输配电价政策出台，多数省份输配环节电价上浮。2023 年 5 月，国家发改委印发《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）》，规定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，其中系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等，在工商业用户电价构成中新增系统运行费用。第三监管周期省级电网输配电价自 6 月 1 日执行以来，多数省份综合输配电价有所上浮，工商业企业用电成本有所抬升。

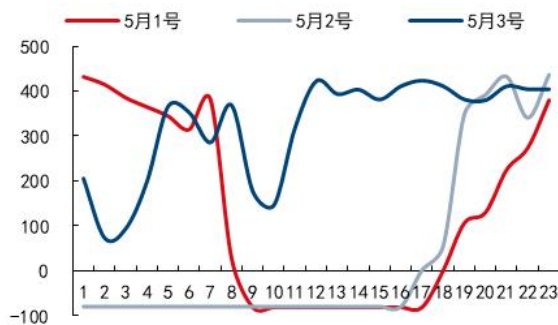
图26: 第三监管周期前后 1-10 (20) KV 单一制工商业用户输配电价比较 (元/kwh)

省份	2023年6月				2023年5月综合输配电价 (e)	差值 (d-e)
	输配电价 (a)	上网环节线损费用折价 (b)	系统运行费用折价 (c)	d (d=a+b+c)		
北京	0.39	0.018979	0.01402	0.422999	0.3891	0.033899
天津	0.251	0.0165	0.0407	0.3082	0.2577	0.0505
河北	0.175	0.0243	0.0131	0.2124	0.1659	0.0465
冀北	0.1442	0.0183	0.0032	0.1657	0.1224	0.0433
山西	0.1256	0.013206	0.00325	0.142056	0.1256	0.016456
蒙东	0.3361	0.021146	0.021376	0.378622	0.3613	0.017322
蒙西	0.1289	0.0094	0.0032	0.1415	0.1375	0.004
辽宁	0.2085	0.020444	0.009067	0.238011	0.2384	-0.000389
吉林	0.2564	0.02845	0.00922	0.29407	0.2891	0.00497
黑龙江	0.2726	0.026553	0.014804	0.313957	0.2891	0.024857
上海	0.2305	0.0194	0.0579	0.3078	0.251	0.0568
江苏	0.2134	0.0149	0.0291	0.2574	0.211	0.0464
浙江	0.2144	0.0204	0.0078	0.2426	0.2303	0.0123
安徽	0.1614	0.0192	0.0057	0.1863	0.1915	-0.0052
福建	0.1633	0.0171	-0.0088	0.1716	0.155	0.0166
江西	0.1616	0.02185	-0.00816	0.17529	0.1656	0.00969
山东	0.2069	0.0133	0.0179	0.2381	0.1855	0.0526
河南	0.168	0.02331	0.004722	0.196032	0.1851	0.010932
湖北	0.1903	0.0216	0.0026	0.2145	0.2094	0.0051
湖南	0.2358	0.02974	0.00072	0.26626	0.2365	0.02976
广东	0.1719	0.0155	0.0065	0.1939	0.1834	0.0105
广西	0.2462	0.0162	0	0.2624	0.3034	-0.041
海南	0.2361	0.029845	0.032904	0.298849	0.2831	0.015749
重庆	0.2121	0.019758	0	0.231858	0.2383	-0.006442
四川	0.2296	0.0218	0	0.2514	0.2511	0.0003
贵州	0.2062	0.020813	-	0.227013	0.2525	-0.025487
云南	0.152	0.010723	-	0.162723	0.1311	0.031623
陕西	0.2015	0.0188	-0.0075	0.2128	0.1651	0.0477
榆林	0.2015	0.0188	-0.0075	0.2128	0.1966	0.0162
甘肃	0.2765	0.007413	-0.008104	0.275809	0.2965	-0.020691
青海	0.1807	0.00952	-0.00732	0.1829	0.1605	0.0224
宁夏	0.1646	0.008	0.000035	0.172635	0.1896	-0.016965
新疆	0.1606	0.016946	0.003404	0.18095	0.1707	0.01025

资料来源: 各省电网公司, 国信证券经济研究所整理

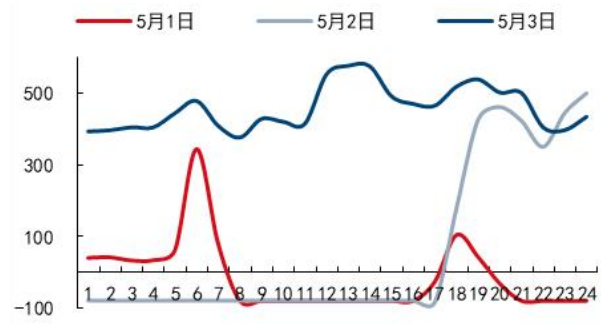
负电价现象产生以及现货市场上电价波动增加, 提供套利机会。2023 年 5 月 1 日-3 日期间, 由于风光新能源大发而电力需求不足, 山东电力现货实时市场出现连续 21 小时负电价, 预计未来随着新能源装机增加, 电力现货市场出现负电价可能成为常态, 电力现货市场出现负电价反映出系统缺乏灵活性; 同时, 电力现货市场价格波动加剧, 相关主体可根据价格信号自动调节用户可调节负荷, 在保证用户正常生产的情况下, 将用户负荷从现货高价转移至现货低价时段, 节约用户用电成本的同时实现套利。

图27: 23 年 5 月 1-3 日山东现货日前市场电价 (元/MWh)



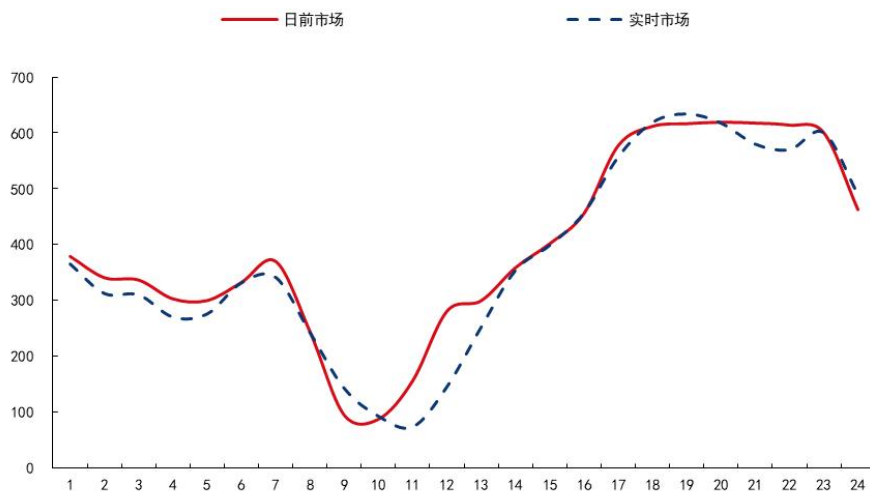
资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图28: 23 年 5 月 1-3 日山东现货实时市场电价 (元/MWh)



资料来源: 山东电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图29：8月2日山东电力现货市场电价走势（元/MWh）

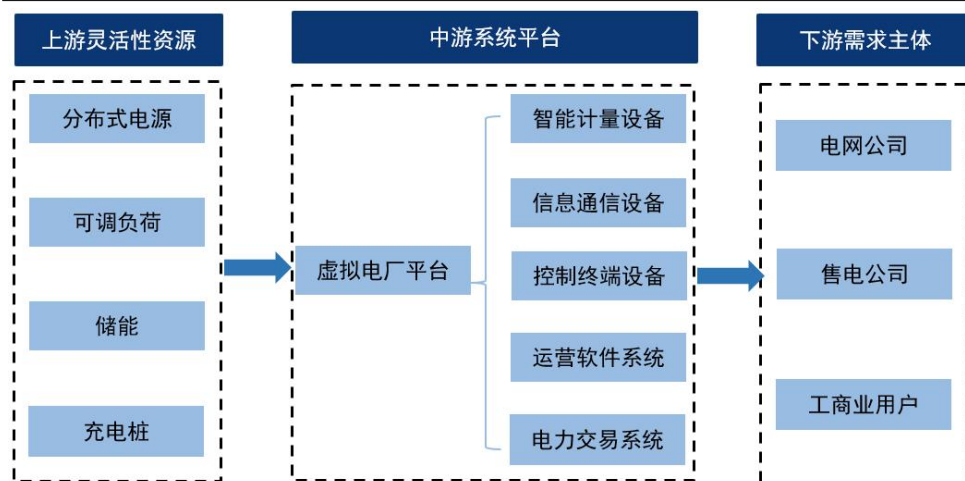


资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

虚拟电厂产业链、市场竞争格局及市场规模测算

虚拟电厂产业链：上游包括分布式电源、可调负荷、储能、充电桩等灵活性资源，中游为智能计量设备、信息通信设备、控制终端、运营和交易系统软件等软硬件构成的虚拟电厂平台，下游主要是有电网、售电公司以及工商业用户等需求主体构成。

图30：虚拟电厂产业链示意图



资料来源：36 氪研究院，国信证券经济研究所整理

当前，国内虚拟电厂产业处于发展初期，项目多以示范性项目为主，未出现规模较大的虚拟电厂运营商，市场格局较为分散。虚拟电厂行业主体可分三类：一是虚拟电厂设备、软件、运营平台供应商，如东方电子、国电南瑞、远光软件等公司；二是聚合灵活性调节资源参与虚拟电厂调度的运营商，如朗新科技、南网能

源等公司；三是供应虚拟电厂硬件设备/软件的同时发展虚拟电厂运营业务，如恒实科技、国网信通等。

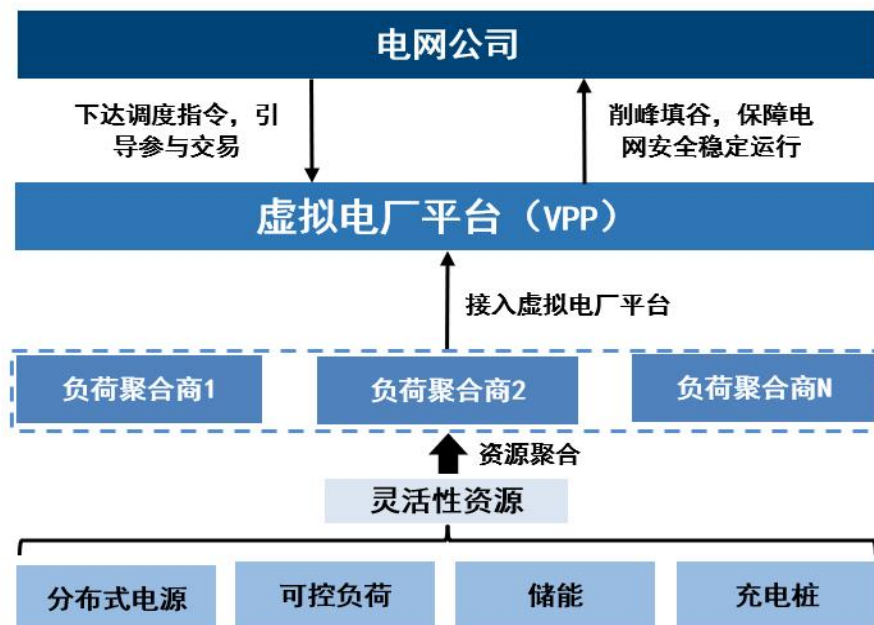
表9：虚拟电厂主要上市公司梳理

公司	主营业务	虚拟电厂布局
朗新科技	服务于电力能源消费领域，以 B2B2C 的业务模式，聚焦“能源数字化+能源互联网”双轮驱动发展战略。	虚拟电厂运营商 ，截至 2023 年 6 月，公司已在十几个省份获得售电牌照，并在江苏、四川、广东、深圳等省市获得需求响应或虚拟电厂资质，年度电力交易合约突破 2.3 亿度，签约参与聚合调度的容量超 75MW，聚合绿电交易的光伏电站超 820 座。
国能日新	面向电力市场主体提供新能源信息化产品及相关服务，产品主要以新能源发电功率预测产品为核心。	主要以 虚拟电厂智慧运营管理系统和虚拟电厂运营业务两种方式 进行，为客户提供虚拟电厂平台开发、资源接入等软件定制开发服务，同时公司已于 2022 年 6 月设立控股子公司国能日新智慧能源（江苏）有限公司重点拓展虚拟电厂运营业务，于 2023 年 7 月设立全资子公司日新鸿泰和全资孙公司日新鸿展开展工商业储能或微电网投建运营业务。
东方电子	全方位布局数字化电网、数字化能源、数字化社会相关业务，产品包括调度及云化、输变电自动化、智能配用电等。	目前公司虚拟电厂的项目主要包括 为客户提供能源管控系统、相应设备、工程实施和后期运维服务 。公司目前在园区级、负荷聚合商级和城市级三个层级开展虚拟电厂业务，相应的典型项目包括广州明珠工业园虚拟电厂管理平台、“粤能投”虚拟电厂管理平台和广州市虚拟电厂管理平台。
恒实科技	致力于用先进的物联网大数据技术为电力、通信等基础行业实现数字化转型升级提供支撑，业务包括数据能源、通信技术服务、智能物联应用等。	公司在虚拟电厂领域未来规划的身份是 能源聚合商、平台与技术提供商和运营商 ，为用户提供虚拟电厂交易平台；公司参与建设了国网冀北虚拟电厂、国网湖南省电力有限公司智慧能源综合服务平台、东北电网调峰辅助服务项目，并以能源聚合商身份开展冀北、湖南等地虚拟电厂业务。在数字能源板块，南方总部将聚焦于深圳区域的虚拟电厂业务发展。恒实盛景在山西设立子公司，拟在山西开展虚拟电厂等数字能源相关业务。
国网信通	依托电力数字化服务、企业数字化服务、云网基础设施三大业务板块，不断优化以“数字底座+能源应用”为核心定位的“云网融合”产业布局。	参与虚拟电厂相关示范工程建设， 打造覆盖“源网荷储充”一体化运行虚拟电厂运营平台 ，平台已接入华北辅助服务市场、天津虚拟电厂、上海虚拟电厂参与电网调节，实现面向企业园区、商业楼宇用户的区域能源资源的优化配置。 公司积极拓展售电用户资源，聚合负荷资源，提供虚拟电厂运营、能源聚合运营服务。
特锐德	专注户外箱式电力设备的研发与制造，基于在户外箱式电力设备的技术积累和创新延伸，公司成功开拓了电动汽车充电网业务。	公司致力于打造充电网、微电网、储能网，从而形成链接、聚合、平衡新能源发电和电动汽车的虚拟电厂体系， 公司建成特来电虚拟电厂平台，聚合充电站和新能源微网场站参与电力调峰辅助服务及需求侧响应 ，公司实现与 16 个省、地市级电力调控中心或需求侧管理中心的对接，截至 2022 年，公司具备虚拟电厂条件的可调度的资源容量约为 200 万 KW，报告期内参与调度的容量超过 40 万 KW，参与调度电量超过 7000 万度。目前，在华北调峰市场，特来电总计接入资源 178MW，调峰容量超过 20MW，总调峰电量达 10GWh，实现分钟级数据交互和控制响应、结算。
安科瑞	专注于从事中低压企业微电网能效管理所需的设备和系统的研发、生产、销售及及服务。	公司聚焦在企业微电网领域，应用涵盖电力、环保、新能源、消防、数据中心、智能楼宇、智慧园区、智慧工厂、市政工程等多个领域， 公司微电网能效管理系统及硬件设备可应用于虚拟电厂。
国电南瑞	公司以先进的控制技术和信息技术为基础，利用大数据、云计算、AI 等技术为电网、发电等行业和客户提供软硬件产品、整体解决方案及应用服务。	公司在虚拟电厂关键技术和市场机制方面已进行多年的研究，可以提供完整的虚拟电厂解决方案， 拥有虚拟电厂平台、虚拟机组、调控终端等系列化成熟产品 和不同类型虚拟电厂的建设经验。2022 年，公司研发的国内首套省级虚拟电厂运营管控系统投入运行，为山西虚拟电厂正式参与电力现货交易奠定基础。
远光软件	专注大型企业管理信息化，长期为能源行业企业提供信息化管理产品与服务，围绕数字企业、智慧能源、信创平台、社会互联四大领域进行布局。	公司在已有的电力交易平台基础上，综合运用远光物联网、大数据和人工智能等技术基础， 建设了面向虚拟电厂运营商的虚拟电厂运营管理平台 ，平台能够实现分布式发电、储能、充电桩、工商业用户等分散资源的在线聚合和统一管理，支持资源的潜力评估以及分级分区聚合管理；平台可提供精准的负荷预测、市场价格预测以及交易申报策略智能决策等，在交易的基础上平台能够通过能力分析、调控指令分解实现调控计划的智能化分解和执行，实现虚拟电厂内资源的精准调控。
苏文电能	公司为涵盖电力设计咨询、电力设备供应、电力施工及智能用电服务为一体的一站式（EPCO）供应品牌服务商。	公司作为 负荷集成商和工业领域电力需求侧管理服务机构 ，一直致力于通过需求响应、微电网建设和运营、可调负荷托管等技术和手段，为用户提供虚拟电厂相关服务，产生了实质性的收入。截至 2022 年，公司“电能侠云平台”接入变电站 4300+，光伏电站 100+，储能站 30+，共接入电能物联网终端设备 8W+，年均管理用电量超 60 亿度。
南网能源	主要从事节能服务，围绕综合能源供应商和综合能源服务商两大战略定位，以引领综合能源产业新生态为愿景，为客户能源使用提供诊断、设计、改造、综合能源项目投资及运营维护等一站式综合节能服务。	抢抓源网聚合业务起步发展且与公司业务高度契合的机遇，推出七个典型应用场景综合能源解决产品，目前公司以肇庆、南沙为试点打造城市级/区域级/园区级负荷聚合商先行点，并在南方电网分布式源网聚合服务平台上注册了相应资质，开始尝试在该平台下开展分布式源网聚合服务相关业务。未来公司将加快分布式源网聚合服务业务发展，在分布式电源、光储用一体化、水（冰）蓄冷、建筑楼宇可控负荷等公司存量及增量客户资源的聚合上形成独有优势， 积极探索向负荷聚合商转型。
芯能科技	聚焦自持分布式电站业务，依托分布式光伏电站屋顶资源业主布局“充电、储能”新应用领域。	以分布式光伏客户为基础，结合充电桩、储能、微网、虚拟电厂等技术的应用场景，布局电动汽车充电桩业务，稳步推进工商业储能运营业务，截至 2022 年，公司累计投运的分布式光伏装机容量为 726MW。
晶科科技	光伏发电，也为客户提供储能、售电、节能改造等综合能源服务。	公司积极参与调峰调频辅助服务、利用储能和负荷侧聚合资源实现快速需求侧响应，搭建虚拟电厂集控平台，推动虚拟电厂业务全面发展。公司下属 综合能源服务商晶科慧能以负荷聚合商身份组织晶科 10MW/20MWh 用户侧储能项目 全程参与华能浙江虚拟电厂首个实时调度 72 小时试运行。

资料来源：Wind，各公司公告，国信证券经济研究所整理

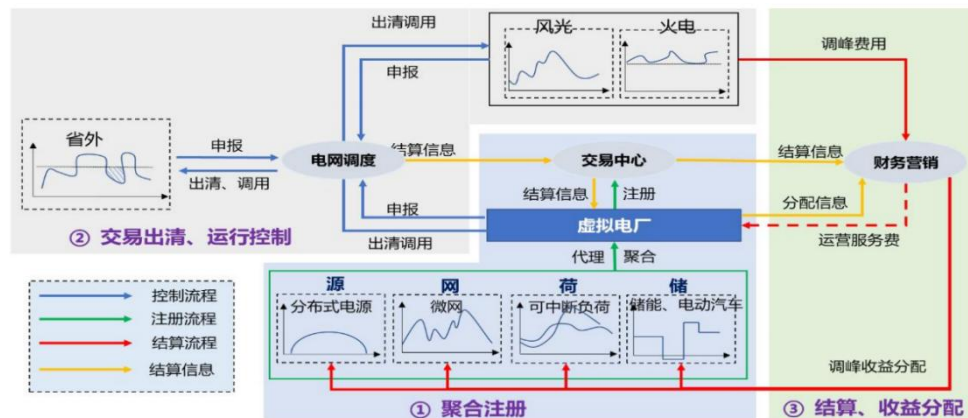
虚拟电厂主体及运营模式：虚拟电厂产业的主体主要包括电网公司、虚拟电厂平台、负荷聚合商、灵活性资源的业主四类，在虚拟电厂运营过程中，电网公司负责调度指令发布以及引导虚拟电厂平台上的负荷聚合商参与电力市场交易，而虚拟电厂平台则根据自身聚合的资源情况对电网调度指令进行响应，提供服务并参与电力市场交易获取相应收益。

图31：虚拟电厂主要业务主体



资料来源：中国电科院，国信证券经济研究所整理

图32：虚拟电厂业务运营模式示意图



资料来源：国能日新公司公告；国信证券经济研究所整理

虚拟电厂盈利模式：虚拟电厂可通过提供削峰填谷、辅助服务、能效管理、偏差考核补偿服务等服务和参与电力现货市场交易、绿电绿证交易、CCER交易、容量市场实现盈利，盈利来源较为多元。未来电力体制机制改革持续推进背景下，预计虚拟电厂盈利方式将逐步落地。

图 33: 虚拟电厂主要盈利模式



资料来源：东方电子，国信证券经济研究所整理

从虚拟电厂产业链构成、运营模式、盈利模式及产业发展状况来看，我们认为虚拟电厂行业竞争的关键要素在于聚合资源、信息预测能力、交易运营能力等。

聚合资源：一是聚合资源规模的大小、类型多元程度等，拥有多元类型的虚拟电厂运营商可根据响应能力构建覆盖毫秒级、秒级、分钟级等多时间尺度调控产品；二是不同资源响应速度和特性、补贴价格有所差异，不同市场所需的优质资源类型也有所不同，拥有优质资源的虚拟电厂运营商市场竞争力或更为突出；三是资源的可调、可控潜力，由于可调负荷通过自主调节负荷行为来响应，可能会受负荷主体或企业主体行为影响，同时各地区当地主要用电产业不同，受上述因素影响，各类资源的可调、可控潜力会产生差异，进而影响虚拟电厂运营水平。

信息预测能力：虚拟电厂参与电力市场是实现收益的重要来源，而电力市场交易要求报量报价出清，而报价报量交易策略在很大程度上取决于对电价、发电功率、负荷等预测的结果。因而，为提升虚拟电厂运营效益，对虚拟电厂运营商的预测能力提出更高要求，相应具备更强的电价、发电功率、负荷预测能力的虚拟电厂运营商市场竞争优势更为突出，同时较强的信息预测能力也将为虚拟电厂运营商交易能力提供有效支撑。

交易运营能力：一是虚拟电厂作为一个整体，需在满足调控范围、响应时间、调节速率等指标的前提下，对灵活性资源制定相对较优的调度策略；二是虚拟电厂在对价格、负荷变化趋势预测基础上进行调控，需根据不同交易场景、不同时间调节尺度、不同收益水平制定交易、调度策略；三是虚拟电厂响应速度要求“秒级”，需考虑控制模式（直控、非直控）、资源类型、环境现状、调控层级和资源设备条件等因素来参与响应，实现资源优化配置；四是由于在计算虚拟电厂需求侧响应补贴收益时要考虑补贴系数，而补贴系数跟实际响应情况相关，虚拟电厂运营商需根据工商业可调负荷主体用电规律，结合可调可控资源将响应系数控制在合理区间内，从而达到预期收益水平。虚拟电厂需要基于对接入各类资源的运行特性分析及对市场的判断，寻找较优交易策略，从而获取更高的交易回报。

表 10: 虚拟电厂可参与的电力市场类型及其优质资源

市场类型	优质资源类型
现货	源网荷储各环节可以柔性控制出力的资源
调峰辅助服务	源网荷储各环节可以柔性控制出力的资源
调频辅助服务	分布式电源、储能等具备调频能力的资源
备用、无功等辅助服务	分布式电源、储能等可以提供相应辅助的资源
中长期双边、集中交易	大工业、工商业等用电曲线和电量较为稳定的资源
容量	大工业、工商业等用电曲线和电量较为稳定的资源
绿证交易等	分布式电源、电化学储能、大数据中心等具有相关交易需求的资源

资料来源：王宣元等，《虚拟电厂参与电网调控与市场运营的发展与实践》，电力系统自动化，2022 年 9 月，46（18）：158-168，国信证券经济研究所整理

表11：各省虚拟电厂价格政策梳理

地区	相关政策	VPP 参与的 市场	补贴标准	费用来源
浙江	《2023 年浙江省电力需求侧管理工作实施方案》 《关于浙江第三方独立主体参与电力辅助服务常态化运行的补充通知》	需求侧响应 调峰辅助服务	根据实际响应效果，参与需求响应的用户可获得补贴。响应到位持续时间越长，获得补贴越多 若上一日同时段现货均价高于 1000 元/MWh，则当日削峰调峰价格上限为 1000 元/MWh，否则削峰上限为 650 元/MWh。 响应价格上限：1.5 元/千瓦时；单个虚拟电厂响应能力不低于 0.1 万千瓦，单个需求响应资源响应能力不低于 0.01 万千瓦，响应时长均不低于 1 小时。	由全体工商业用户公平合理分摊 发电侧分摊费用参与华东“两细则”费用结算
贵州	《贵州省电力需求响应实施方案（试行）》	需求侧响应	保底价与珠三角五市 10 千伏大工业代理购电用户尖峰时段电度电价基本相当，体现尖峰时段的用电价值，暂按 1.5 元/千瓦时设置。	由全体工商业用户共同承担，按月度实际用电量进行分摊
广东	《关于广东省市场化需求响应相关事项的通知》	需求侧响应	（一）实时型响应补贴：全年统一价格 2.5 元/kWh。（二）邀约型响应补贴：削峰类 0-5 元/kWh；填谷类 0-1 元/kWh。负荷聚合商应具备集成 2500 千瓦及以上响应负荷能力。	由所有需求地区电力用户按结算月份月度实际用电量比例分摊。
云南	《2023 年云南省电力需求响应方案》	需求侧响应		由直接参与市场化交易的用户按月度冻结用电量计算度电分摊价格
四川	《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》	需求侧响应	需求响应价格的上下限暂定为 3 元/千瓦时和 0 元/千瓦时，后期可视市场运行情况调整。	优先将四川电网尖峰电价增收资金等作为市场主体需求侧市场化响应收益的资金来源
河北	《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》 《河北省电力需求响应市场运营规则》	需求侧响应	日前和日内响应采用电量补偿方式。实时响应采用容量+电量补偿方式。电量补偿：日前响应按照出清价格进行补偿；日内提前 4 小时响应按照出清价格 1.3 倍补偿，提前 2 小时级响应按照出清价格 2 倍补偿；实时响应按照出清价格的 3 倍补偿。 容量补偿：在需求响应执行月，给予实时需求响应主体容量补偿，标准按照 8 元/千瓦·月。负荷聚合商聚合削峰能力不低于 5000 千瓦。	向全部高压工商业用户（含市场化交易用户、电网企业代理购电用户）当月高峰时段（含尖峰）用电量征收需求响应补贴费用。
江苏	《江苏省电力需求响应实施细则（修订）》	需求侧响应	削峰：调控时间<60 分钟，电价标准 10 元/kW；60-120 分钟，12 元；>120 分钟，15 元。填谷响应电价：约定时段 5 元/kW，平时段补贴为 8 元/kW。负荷集成商响应能力原则上不小于 1 万千瓦。	尖峰电价收取的资金
宁夏	《宁夏回族自治区电力需求响应管理办法》	需求侧响应	削峰响应：2 元/kWh。填谷响应：0.35/kWh。负荷集成商响应能力大于 1 万千瓦	设立电力需求响应专项资金，通过辅助服务费用、尖峰电价、直接交易电量分摊等多种渠道拓宽资金来源
山东	《2022 年全省电力可中断负荷需求响应工作方案》 《关于进一步做好 2022 年下半年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的通知》	需求侧响应 现货市场	容量补偿费用：第一档（日前 13 点通知）不超过 2 元/千瓦/月，第二档（日内提前 4 小时通知）3 元/千瓦/月，第三档（日内直控）4 元/千瓦/月；山东电力现货市场未运行时，紧急型需求响应电量补偿费用按最近一次现货运行期间响应时段实时节点电价价格结算。虚拟电厂总调节能力不低于 5MW，单日持续响应时间不低于 2 小时，可在 4 小时内快速响应。 虚拟电厂可作为独立市场主体参与市场交易	削峰需求响应补偿费用按全省工商业用户在需求响应执行时段的用电量进行分摊，填谷需求响应补偿费用按省内核机组、集中式新能源场站、火电机组在需求响应执行时段上网电量进行分摊。
陕西	《2022 年陕西省电力需求响应工作方案》	需求侧响应	经济型（日前邀约）：调控时间≤120 分钟，补贴标准 5 元/千瓦/次，>120 分钟，补贴标准 10 元/千瓦/次 紧急型（日内邀约）：调控时间≤60 分钟，补贴标准 20 元/千瓦/次，>60 分钟，补贴标准 30 元/千瓦/次	-
重庆	2022 年 5 月重庆市经信委《2022 年重庆电网需求响应实施方案（试行）》 《重庆电力调频辅助服务市场运营规则》	需求侧响应 调频辅助服务	削峰响应：工业用户为 10 元/千瓦/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、冷库等用户为 15 元/千瓦/次；填谷响应：1 元/千瓦/次。负荷聚合商响应能力不低于 5000 千瓦。 调频里程申报价格上、下限分别暂定为 15 元/兆瓦、6 元/兆瓦。虚拟电厂、负荷聚合商经电力调度机构同意可纳入调频辅助服务提供者范围。	-
广西	《广西电力市场化需求响应实施方案（试行）》	需求侧响应	暂定响应价格上限为 2.5 元/kWh，最低 0 元/kWh。负荷集成商聚合的单个虚拟电厂最小响应能力不低于 1MW，单个需求响应资源最小响应能力不低于 0.2MW 响应时长均不低于 1 小时	由以下市场主体进行分摊：发电企业、参与市场化交易的电力用户、其他需要参与分摊的市场主体电力用户月度分摊需求响应市场损益上限为 0.01 元/千瓦时
安徽	《安徽省电力需求响应实施方案（试行）》	需求侧响应	约时削峰响应，响应补偿价格 8 元/千瓦·次，实时削峰响应，响应补偿价格 12 元/千瓦·次，填谷响应，响应补偿价格 3 元/千瓦·次。负荷聚合商响应能力原则上不低于 5MW。容量补偿：约时备用容量：1 元/kW·月（旺季），0.5 元/kW·月（淡季）。实时备用容量：2 元/kW·月（旺季），1 元/kW·月（淡季）	-
湖北	《湖北省电力需求响应实施方案（试行）》	需求侧响应	市级补贴标准按实际有效需求响应用户中报价最高值确定。且前响应补贴标准最高 20 元/千瓦，日内 25 元/千瓦。负荷聚合商总约定响应能力不低于 5000kW。	2020 年三峡增发电量对应的价差空间
天津	《天津市 2022 年电力需求响应实施细则》	需求侧响应	邀约型填谷需求响应为固定补偿模式，价格为 1.2 元/千瓦时。邀约型削峰需求响应为固定补偿模式，价格为 2.0 元/千瓦。紧急型削峰需求响应（虚拟电厂优先）为固定补偿模式，价格	财政资金。当合计总补贴资金超过设定的全市补贴资金上限，按比例折算。

湖南	《湖南省电力需求响应实施办法》、 《湖南省电力可中断负荷管理办法》	需求侧响应	为 5.0 元/千瓦。虚拟电厂响应能力不低于 0.1 万 kW，最大不超过 20 万 kW，响应持续时间不少于 30 分钟。 日前：补偿价格不高于 10 元/千瓦·次。日内可中断负荷：调用补偿价格 20 元/千瓦·次。负荷聚合商具备集成 3000 千瓦及以上响应负荷能力。	从省需求响应专项资金安排。
山西	《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》	中长期、现货、辅助服务	市场建设初期，“负荷类”虚拟电厂参与中长期、现货及辅助服务市场，“一体化”虚拟电厂参与现货及辅助服务市场，后期视电力市场发展情况适时进行调整。虚拟电厂参与现货市场时，仅参与日前现货市场，实时现货市场中作为固定出力机组参与出清，待条件具备后，再参与实时现货市场。	通过市场化竞争形成价格

资料来源：各地发改委官网，国信证券经济研究所整理

表 12：部分省份需求响应补贴标准情况梳理

时间	省份	政策	补贴标准
2023/4	云南	《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 削峰类：0-5 元/kwh 填谷类：0-1 元/kwh
2023/4	四川	《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
2022/10	江苏	《江苏省电力需求响应实施细则（修订征求意见稿）》	削峰 调控时间≤2h，10 元/kw 2<调控时间<4h，12 元/kw 调控时间>4h，15 元/kw 填谷 谷时段：5 元/kw 平时段：8 元/kw
2022/6	宁夏	《宁夏回族自治区电力需求响应管理办法》	削峰：2 元/kwh 填谷：0.35 元/kwh
2022/5	陕西	《2022 年陕西电力需求响应工作方案》	削峰响应： 经济型响应时间≤120 分钟，5 元/kw·次 经济型响应时间>120 分钟，10 元/kw·次 紧急型响应时间≤120 分钟，20 元/kw·次 紧急型响应时间>120 分钟，30 元/kw·次
2022/4	重庆	《2022 年重庆电网需求响应实施方案（施行）》	削峰响应 工业用户，10 元/kw/次 充换电站、冷库等用户，15 元/kw/次 填谷响应：1 元/kw/次
2022/4	广东	《广东省市场化需求响应实施方案（试行）》	日前邀约：70-3500 元/mwh 可中断负荷：70-5000 元/mwh
2022/1	天津	《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
2022/1	安徽	《安徽省电力需求响应实施方案（试行）》	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 1 元/kw·次（旺季）/0.5 元/kw·次（淡季） 实时备用容量 2 元/kw·次（旺季）/1 元/kw·次（淡季）
2021/12	广西	《广西电力市场需求响应实施方案（试行）》	响应价格上限暂定 2.5 元/kwh
2021/6	湖北	《湖北省电力需求响应实施方案（试行）》	日前响应：每天不超过 2 次，累计时长<4h，最高 20 元/kw 日内响应：每天不超过 2 次，累计时长<4h，最高 25 元/kw

资料来源：各地发改委官网，国信证券经济研究所整理

虚拟市场规模测算：虚拟电厂市场空间测算可从投资端、运营端来进行测算。

到 2025 年，虚拟电厂投资端累计市场规模为 131-220 亿元。参考中国电科院《新型电力系统背景下虚拟电厂实践》，对投资端市场空间测算的主要假设如下：

- (1) 以 200 万千瓦容量的虚拟电厂建设为例，接入日前级资源 150 万，小时级资源 30 万千瓦，分钟级资源 15 万千瓦，秒级资源 5 万千瓦；
- (2) 虚拟电厂平台建设费 500 万元/套；
- (3) 工业企业日前级资源接入与监测单价为 0.01 万元/千瓦；
- (4) 工业企业小时级资源接入与监测单价为 0.02 万元/千瓦；
- (5) 商业分钟级资源接入与监测单价为 0.05 万元/千瓦；
- (6) 储能建设成本为 0.18 万元/千瓦；
- (7) 根据中电联预测，到 2025 年，国内最大负荷为 16.3 亿千瓦；同时，根据《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》，到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5%。

综合以上假设，200 万千瓦容量的虚拟电厂建设投资成本为 5.36 亿元，单位投资成本为 268 元/千瓦；同时，到 2025 年，预计国内需求响应能力对应容量为 0.49-0.82 亿千瓦，对应虚拟电厂投资端的市场规模为 131-220 亿元。

表 13：200 万千瓦容量虚拟电厂建设投入（亿元）

序号	费用类型	单价	数量	小计
1	平台建设费	500 万元/套	1 套	0.05
2	工业企业日前级资源接入与监测	0.01 万元/千瓦	150 万千瓦	1.5
3	工业企业小时级资源接入与监测	0.02 万元/千瓦	30 万千瓦	0.6
4	商业分钟级资源接入与监测	0.05 万元/千瓦	15 万千瓦	0.75
5	储能建设	0.18 万元/千瓦	13.69 万千瓦	2.96
合计				5.36

资料来源：中国电科院《新型电力系统背景下虚拟电厂实践》，国信证券经济研究所整理 注：储能建设容量，按最大调频容量 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达到 5 万千瓦 X (1000 小时 ÷ 365 天) = 13.69 万千瓦/天

2025 年，虚拟电厂运营端市场规模（仅考虑需求侧响应、调峰调频辅助服务）为 129-216 亿元。参考中国电科院《新型电力系统背景下虚拟电厂实践》，对运营端市场空间测算的主要假设如下：

- (1) 虚拟电厂容量为 200 万千瓦，其中日前级资源响应容量为 150 万千瓦，小时前级资源响应容量为 30 万千瓦，分钟级资源响应容量为 15 万千瓦，基于调峰辅助服务市场互动响应容量 60 万千瓦，调频服务响应容量 5 万千瓦；
- (2) 日前级资源响应单价为 4 元/kwh，小时前级资源响应单价为 8 元/kwh，分钟级资源响应单价为 15 元/kwh，基于调峰辅助服务市场互动服务单价为 0.2 元/kwh，调频服务单价为 0.5 元/kwh；
- (3) 日前级资源响应时长为 4 小时，小时前级资源响应时长为 2 小时，分钟级资源响应时长为 1 小时，基于调峰辅助服务市场互动响应时长为 8 小时；
- (4) 日前级资源响应次数为 10 次，小时前级资源响应次数为 10 次，分钟级资源响应次数为 10 次，基于调峰辅助服务市场互动响应次数为 200 次；

综合以上假设，在不考虑分成比例的情况下，测算得出该虚拟电厂的年收益为

5.275 亿元，对应单位收入为 264 元/千瓦；预计到 2025 年国内需求响应容量需求为 0.49-0.82 亿千瓦，对应 2025 年虚拟电厂运营市场规模为 129-216 亿元。

表 14：200 万千瓦容量虚拟电厂年运营收入（亿元）

序号	收益类型	响应容量 (万千瓦)	单价(元/ 千瓦时)	单次响 应时长	响应次数	小计
1	日前级资源（传统需求响应市场）	150	4	4 小时	10	2.4
2	小时级资源（传统需求响应市场）	30	8	2 小时	10	0.48
3	分钟级资源（传统需求响应市场）	15	15	1 小时	10	0.225
4	基于调峰辅助服务市场的互动收益	60	0.2	8 小时	200	1.92
5	调频服务	5	0.5	1000	1	0.25
合计						5.275

资料来源：中国电科院《新型电力系统背景下虚拟电厂实践》，国信证券经济研究所整理

海外虚拟电厂发展回顾

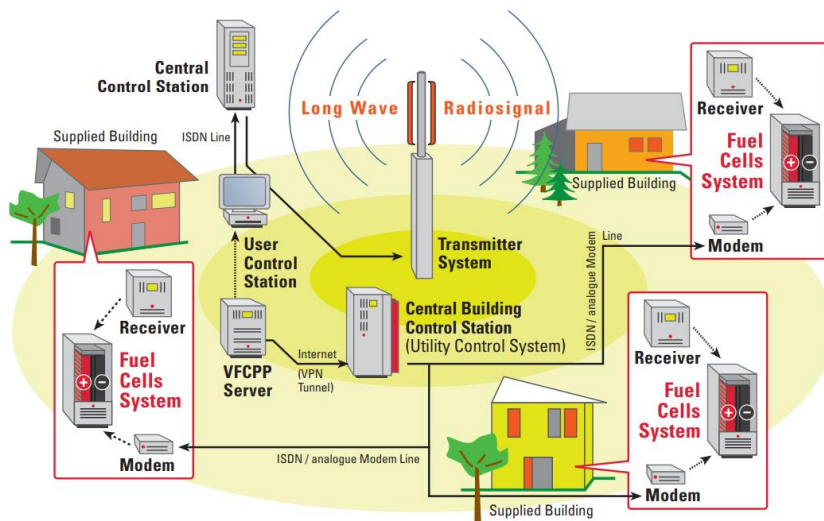
在欧洲、北美、澳大利亚等国家和地区，虚拟电厂实现了商业化发展。欧洲侧重于电源侧，主要考虑分布式发电的可靠并网和电力市场运营。北美侧重于负荷侧，将“需求响应”纳入能源批发市场，兼顾可再生能源利用。澳大利亚侧重于储能侧，以储能为主体的虚拟电厂项目占比高。

欧洲：聚焦电源侧，平衡责任向下分派，激发灵活性资源需求

欧洲各国自 2000 年开始组织实施虚拟电厂研究项目。欧洲近年虚拟电厂发展迅猛，据 Guidehouse Insights 预测，欧洲是世界上虚拟电厂最集中的市场，到 2028 年，市场收入预计每年将超过 30 亿美元。

欧盟首个虚拟电厂项目为虚拟燃料电池电厂项目，是由来自德国、荷兰等 5 个国家的 11 家公司，于 2001-2005 年间实施的虚拟研究与试点项目，其聚合的资源是 31 个分散且独立的居民燃料电池热电联产系统，该项目可协调控制每个机组的供热和供电，并实时跟踪负荷曲线，在负荷变化或需求达到峰值时优化各机组生产，从而降低生产成本和峰值负荷对配电网的压力。

图 34：虚拟燃料电池电厂项目（VFCPP）示意图



资料来源：European Virtual Fuel Cell Power Plant，国信证券经济研究所整理

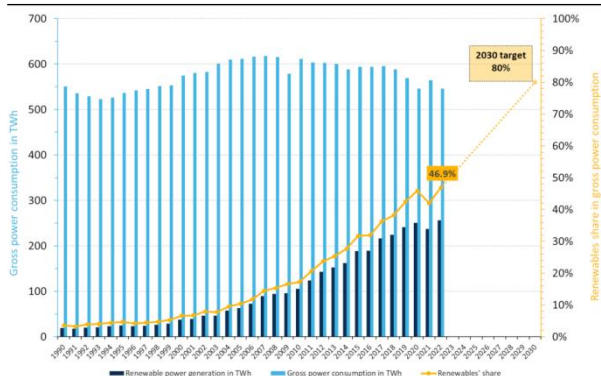
2005-2009 年间，欧洲 8 国 19 个研究组织实施了欧盟 FENIX 项目。该项目包含两类虚拟电厂，一类是商业型虚拟电厂（CVPP），另一类是技术型虚拟电厂（TVPP），商业型虚拟电厂将分布式电源整合后共同参与电力市场，并将发电计划实时传递给技术型虚拟电厂，由技术型虚拟电厂响应输配电系统调度指令，提供系统平衡和辅助服务。

2012 年，德国莱茵集团开始运营第一家商用规模的虚拟电厂，对可再生能源发电机组进行组合管理，所发电量可进行能源交易，并获得政府补贴。从这些欧洲早期的虚拟电厂项目案例可以看出，欧洲虚拟电厂主要集中在分布式能源的接入与管理，这主要是由于欧洲发电资源较为分散，通过集中管理可提高绿电消纳、保障电网安全稳定运行。

德国可再生能源供电比例高，促进虚拟电厂建设。德国的绿色能源计划中可再生

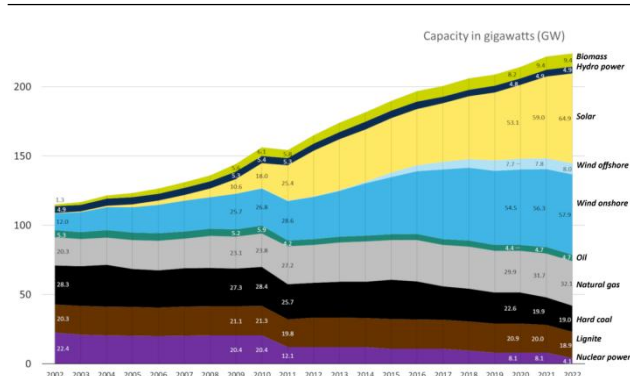
能源发展目标较大，2020 年修订的《可再生能源法》计划到 2030 年由可再生能源提供 65% 的电力，2022 年该目标提高至 80%。2022 年，可再生能源发电占德国总用电量的 46.9%，可再生能源装机容量 161.6GW（含抽水蓄能和电池储能 14GW），占总装机容量的 66.7%。高比例的新能源装机对电网稳定性带来冲击，因此德国政府鼓励发展虚拟电厂来聚合分散的新能源机组、调用灵活性资源保障电网平衡。

图 35：德国可再生能源发电 (TWh) 及占全社会用电量比例



资料来源：CleanEnergyWire 官网，国信证券经济研究所整理

图 36：德国发电机组装机容量 (GW)



资料来源：Clean Energy Wire 官网，国信证券经济研究所整理

德国虚拟电厂已实现商业化。盈利途径主要有三类：一是在批发市场直接销售 100 千瓦及以上中型可再生能源电厂生产的电量，在日前市场优化其售电；二是在日间市场，利用灵活性较高的机组在电价高时出力；三是在平衡市场提供调频辅助服务。

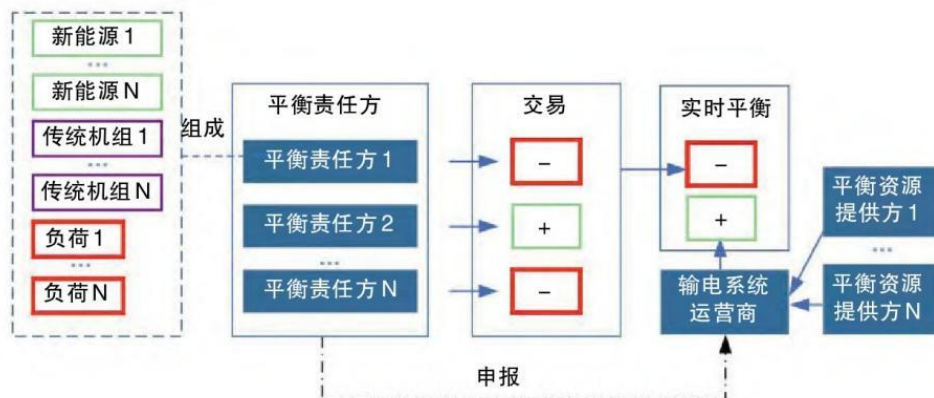
德国电力市场高度自由化，为虚拟电厂提供运营空间。德国的电网、发电、输电、配电、售电业务互相拆分，形成零售竞争模式。1998 年《德国能源经济法》规定，所有客户超过 10 万家的能源公司必须将其电网运营业务从竞争性的发电或供电业务中剥离，规模较小的公司必须为发售电和输电业务分别设立独立账户。德国电力市场的高度开放为新兴市场主体进入市场、并发展成为可持续运营且获利的新型商业模式提供了重要前提条件。德国虚拟电厂运营商可以是独立运营商，也可以是拥有发电资源的大型电力公司，或是小型分布式能源运营商。

德国利用平衡基团维护电网平衡，驱动虚拟电厂发展。德国电力市场设计了平衡基团机制，也叫电力供需平衡责任方。德国共有四个输电网运行区域，各有约 100 个平衡基团，一定范围内的电力用户和电力生产者都属于一个平衡基团。平衡基团内的发用电量、输入输出电量必须达到平衡。一个平衡基团内有多个平衡责任方，平衡责任方（BRP）负责预测自己管理区域内的每日发用电情况、在现货市场相应地买卖电力以达到平衡，并且受到区域输电网公司的管理。当预测和实际发生偏差时，平衡责任方（BRP）将通过备用市场（也称平衡市场）结算，承担不平衡偏差成本。

虚拟电厂可帮助平衡责任方维持内平衡、提供现货交易决策。备用市场的电价一般高于现货市场，两者差异称为不平衡价差，典型的年平均价差最高值可达到 132 欧元/MWh。不平衡价差提供了有效经济激励，引导平衡责任方（BRP）积极进行现货交易、利用灵活性资源缩小不平衡偏差。虚拟电厂可为 BRP 提供此类服务，帮助管理分散的资源、提供现货交易决策。因此，目前德国很多虚拟电厂运营商和平衡基团之间是合作关系，平衡责任方（BRP）也可以运营虚拟电厂。在德国，任何一个参与电力交易的能源公司，必须至少成为一个平衡基团的平衡责任方。平衡责任方可以是大型发电厂，也可以是聚合商等新型主体。

虚拟电厂为输电公司提供灵活性平衡资源。输电公司负责处理区域内所有平衡基团产生的不平衡量，也需要灵活性资源来提供调频服务。这类“平衡资源提供方”可以是机组、负荷、虚拟电厂等。因此，平衡基团机制是德国电力市场设计的核心，保证了电力市场的活跃和维护电网平衡，也促进了虚拟电厂发展。

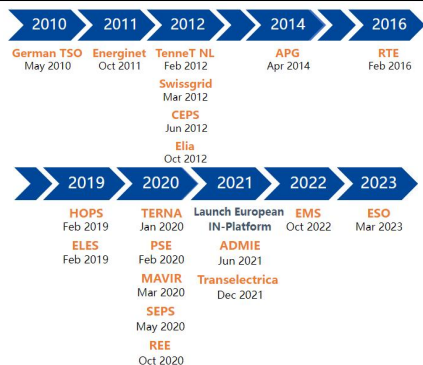
图 37: 平衡基团机制示意图



资料来源：江涵、高艺，《德国能源转型中电力系统平衡机制探讨》，中国电力企业管理，2023（13）：90-93，国信证券经济研究所整理

德国的平衡基团机制扩展到欧洲多个国家。现已有 24 个欧洲国家实行了平衡基团机制，组成了 IGCC（国际电网控制合作组织），并按照“平衡基团内平衡→输电网控制区内平衡→国内跨区域平衡→IGCC 成员国内平衡”的层级，若上一级无法实现内平衡，则调用下一级的平衡资源。根据 IGCC 发布的 2023Q1 社会福利报告，成员国净不平衡电量较高，为此付出的平衡费用呈走高趋势，2022 年最高的月份（3 月）达 0.78 亿欧元。

图 38: IGCC 发展示意图



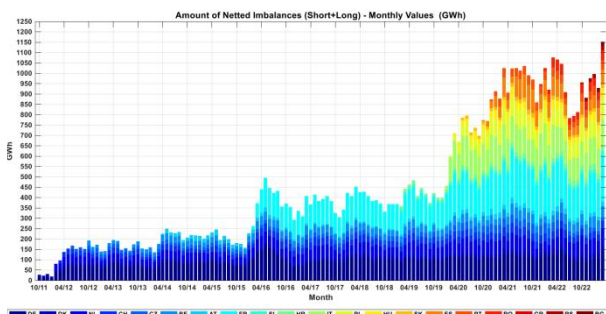
资料来源：ENTSO-E，国信证券经济研究所整理

图 39: IGCC 成员分布



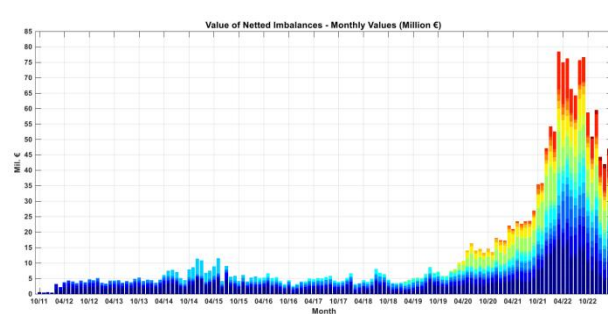
资料来源：ENTSO-E，国信证券经济研究所整理

图 40: IGCC 成员国每月净不平衡电量 (GWh)



资料来源: IGCC, 2023Q1 社会福利报告, 国信证券经济研究所整理

图 41: IGCC 成员国每月净不平衡电量的平衡费用 (百万欧元)



资料来源: IGCC, 2023Q1 社会福利报告, 国信证券经济研究所整理

在政策方面，德国为虚拟电厂发展提供支持与保护。2014 年《可再生能源法》修订案规定，100 千瓦以上的新增可再生能源机组均必须进行直接销售，从而鼓励中型可再生能源发电机组聚合形成虚拟电厂，在批发市场上售电、优化发电收入，使虚拟电厂拥有足够发展空间。2019 年，欧盟委员会发布政策规定聚合商可参与所有平衡市场，并要求成员国确保输电系统运营商和配电系统运营商在采购辅助服务时，不得歧视需求响应的聚合商。2021 年，德国政府对聚合商的角色、市场机会和义务进行了法律界定，虚拟电厂可自由确定其资源组合，包括分布式能源资源的数量和类型，降低了市场准入门槛。

Next Kraftwerke (以下简称 NK) 是德国以及欧洲最大的虚拟电厂运营商。NK 公司成立于 2009 年，2021 年被壳牌收购。公司在五个主要业务领域开展业务：①直销可再生能源；②平衡服务；③灵活供电；④提供电力交易服务、电力证书以及平衡基团管理；⑤提供虚拟电厂建设方案和服务。2021 年公司营收 18.8 亿欧元 (+216.5%)，收入高增的原因因为经济复苏、天然气价格和碳价高企导致电价上涨；净利润-1044 万欧元，主要是由于电价上涨导致风险损失准备金上涨，扣除此影响后，净利润为 646.5 万欧元 (+139%)。直销业务贡献主要营收，2021 年为 13.4 亿欧元，占比 71%。

图 42: Next Kraftwerke 公司营收 (亿欧元)



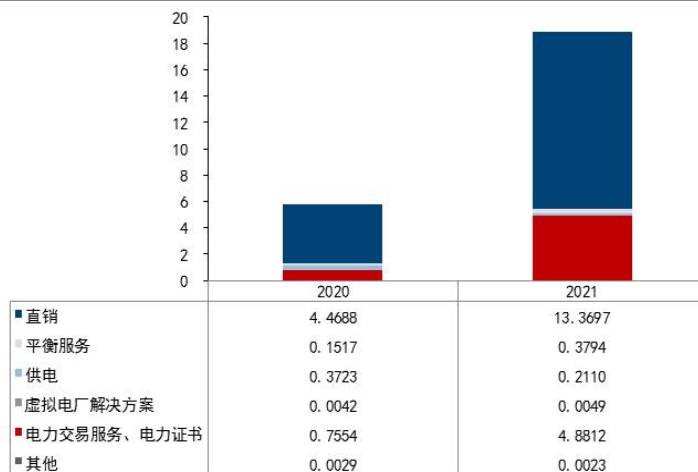
资料来源: Next Kraftwerke 公司官网, Craft, 国信证券经济研究所整理

图 43: Next Kraftwerke 公司营业利润和净利润 (万欧元)



资料来源: Next Kraftwerke 公司官网, Craft, 国信证券经济研究所整理

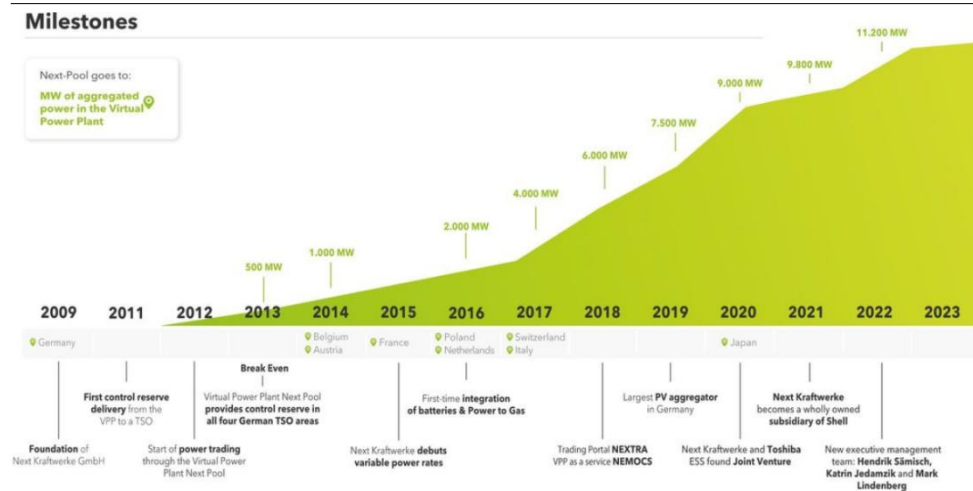
图44: Next Kraftwerke 公司分业务收入 (亿欧元)



资料来源: Next Kraftwerke 公司官网, Craft, 国信证券经济研究所整理

NK 公司本身并不投资、建设或运营发电机组,而是将沼气、太阳能或风能等分散式电源和工业用户聚合起来,形成了自营的虚拟电厂 Next Pool。截至 2022Q4, Next Pool 共有 15346 个聚合单元, 12.3GW 装机容量, 是德国乃至欧洲最大的虚拟电厂。

图45: Next Kraftwerke 公司发展史与管理装机规模



资料来源: Next Kraftwerke 公司官网, 国信证券经济研究所整理

NK 公司主要业务介绍如下:

(1) 直销。2014 年, 德国修订的《可再生能源法》要求, 100 千瓦以上的新增可再生能源机组都必须进行直接销售, 并鼓励中型可再生能源发电机组接入到虚拟电厂, 在批发市场上 (含中长期、现货、衍生品) 销售电量。NK 公司凭借其聚合的共计约 5GW 的光伏发电资源, 成为德国最大的光伏发电直销商。NK 公司的主要交易场所是电力现货交易所 EPEX SPOT (欧洲)、Nord Pool (欧洲), EXAA (奥地利) 和 TGE (波兰)。NK 在被壳牌收购之前, 也活跃于欧洲能源交易所 (EEX) 和 TGE (波兰) 的中长期交易市场。

(2) 平衡服务。辅助服务市场由输电系统运营商管理, NK 公司利用 Next Pool

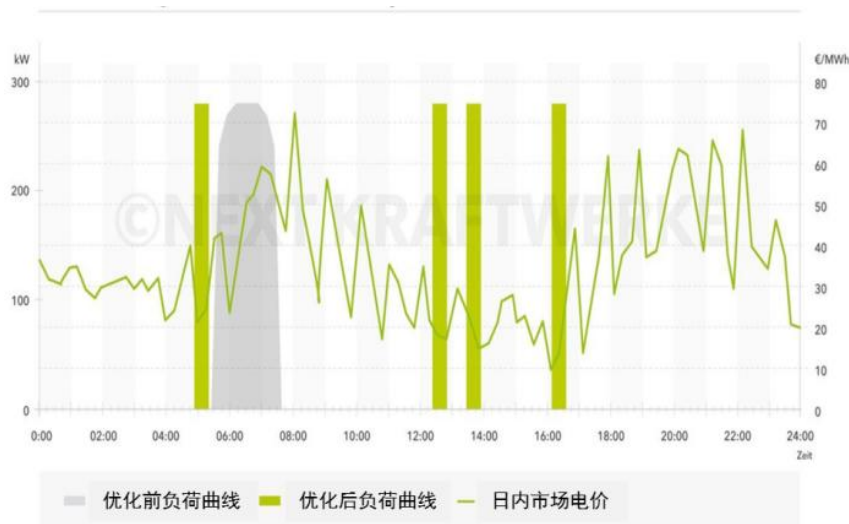
的灵活性资源（主要是响应速度快的生物质发电和水电）为欧洲五个国家，共七个输电系统运营商提供辅助服务，收取平衡费用。

（3）灵活供电。利用 Next Pool 中的发电资源，为年用电量 10 万千瓦时的工业用户提供电力输送，结合电力市场价格波动曲线，为客户降低用电成本。

（4）提供电力交易服务、电力证书以及平衡基团管理。在电力市场价格波动的情形下，NK 公司帮助客户在电力市场进行交易，尽可能增加收益、降低成本。电力证书与我国绿证类似，NK 公司帮助 Next Pool 中的发电资源出售其电力证书。平衡基团管理指帮助平衡责任方管理区域内的电源和负荷，更精确地预测发用电量，做出相应的现货交易决策，减少平衡偏差，节省平衡费用。

（5）利用 NEMOCS 软件为第三方（能源供应商、输电公司）提供建立虚拟电厂的解决方案。NEMOCS 系统是 NK 公司研发的软件，可以帮助客户管理灵活性资源，包括提供电力市场交易决策使收益最大化、为输电系统运营商提供备用服务。NEMOCS 系统可实时显示并记录资产的负荷、备用状态等信息，来自交易所的价格信号和来自输电系统运营商的网络信号可迅速处理，并向联网的分散式资源传达命令。NK 公司也会为客户提供系统远程控制服务和售后服务。NK 公司通过该软件为欧洲、亚洲和北美的客户提供灵活性资源管理、可再生能源发电消纳和预测。

图 46: NK 公司优化客户负荷曲线，降低客户用电成本



资料来源：Next Kraftwerke 公司官网，国信证券经济研究所整理

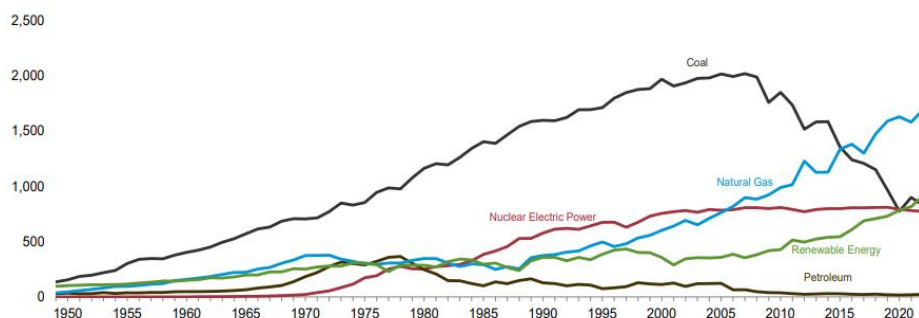
德国虚拟电厂实现商业化发展，或者说 NK 公司的成功得益于以下几点：一是高度竞争的电力市场，使虚拟电厂能充分参与，发挥灵活性资源的优势。二是政策支持，中型可再生能源机组必须直销，为虚拟电厂提供大量可整合的资源，同时多了一种可观的获利方式。三是平衡基团的设定，将电网平衡任务层层分派，所有能源供应商都必须承担平衡责任，激励其充分挖掘灵活性资源，为虚拟电厂的发展提供空间。

美国：聚焦负荷侧，挖潜居民端灵活性资源

美国自 2010 年开始研究和实践虚拟电厂项目。由于美国电价较高、极端天气较频繁、电力供应不稳定，而太阳能资源较丰富，在政府的补贴激励下，许多居民选择投资建设户用光伏系统，并搭配户用储能，以节省电费开支和保护用电安全。随着新能源装机容量增长，电网稳定性面临挑战凸显，美国开始实行需求侧响应以应对高峰负荷，需求侧响应逐渐演化为虚拟电厂。

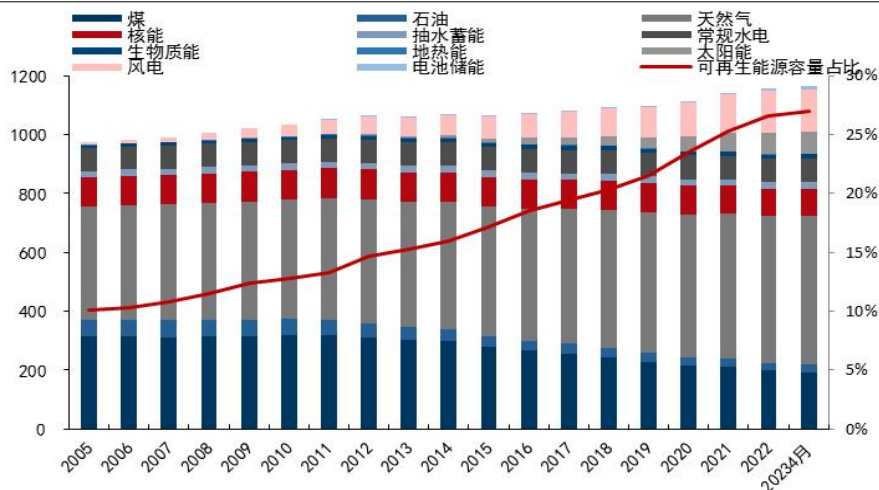
可再生能源装机容量增加导致电网不稳定性提升，美国虚拟电厂发展空间扩大。美国政府的可再生能源发电目标是：到 2030 年实现 80% 的零碳电力、到 2035 年实现 100% 的零碳电力。根据 EIA（美国能源信息署）数据，2022 年，美国可再生能源发电量 9128.7 亿 kWh，占总发电量的 21.51%。截至 2023 年 4 月，美国可再生能源夏季净容量（在夏季需求高峰通过多小时测试证明，发电设备可向系统负载提供的最大输出）314.5GW，占总容量的 26.95%，其中光伏 76.1GW，风电 143.3GW。美国国家可再生能源实验室的研究发现，为实现 2035 年 100% 零碳电力，风电和光伏在美国电力结构中的占比需提升至 2035 年的 60%-75%，可再生能源发电量占比需达到 70%-85%。未来随着美国新能源装机容量持续提升，将会释放大量的灵活性调节需求，驱动美国虚拟电厂发展。

图 47：美国各类型能源发电量（十亿千瓦时）



资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

图 48：美国各类型发电机组夏季净容量（GW）

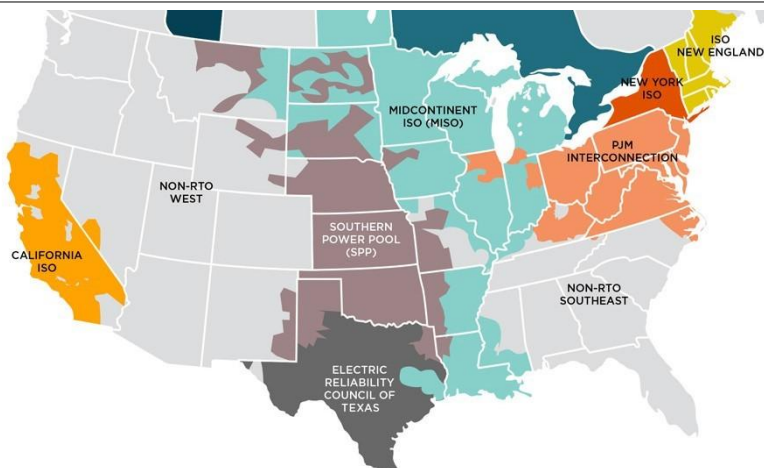


资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理，注：其中电池储能仅包括大型电池

美国加州虚拟电厂案例：

美国本土有七大独立系统运营商/区域输电组织（ISO/RTO），负责调度、发电、输电规划以及系统的运行安全和发电端-输配电端（批发市场）、输配电端-零售端（零售市场）市场运行管理，为美国 2/3 的电力用户提供服务。

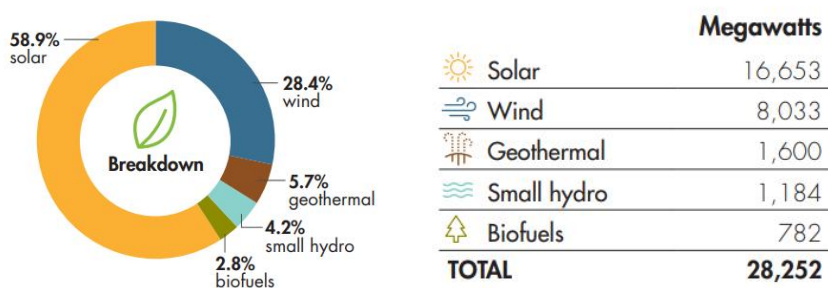
图 49：美国独立系统运营商/区域输电组织（ISO/RTO）分布，CAISO 位于西部



资料来源：Energy Innovation，国信证券经济研究所整理

美国加州独立系统运营商 (CAISO) 拥有高比例新能源和储能。CAISO 是世界上最大的独立系统运营商（ISO）之一，服务于加州 80% 的电力用户，负责管理加州电力系统、输电线路以及电力市场。加州在太阳能、地热能和生物质资源发电方面排名全美第一，在传统水力发电方面排名全美第四。截至 2023 年 6 月，CAISO 管辖区域内装机容量共计 49.20GW，其中可再生能源装机容量 28.25GW，占比 57.42%，其中太阳能 16.65GW，风能 8.03GW。截至 2023 年 6 月，CAISO 电网辖区内拥有电池储能容量 5.24GW，为全美第一。

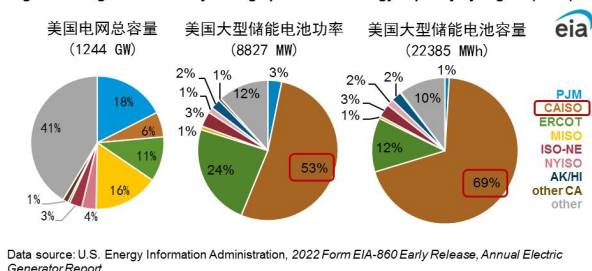
图 50：CAISO 管辖区域内可再生能源发电容量（MW）



资料来源：CAISO，国信证券经济研究所整理

图51: 2022 年 CAISO 辖区内大型储能电池的总功率和电池容量全美第一

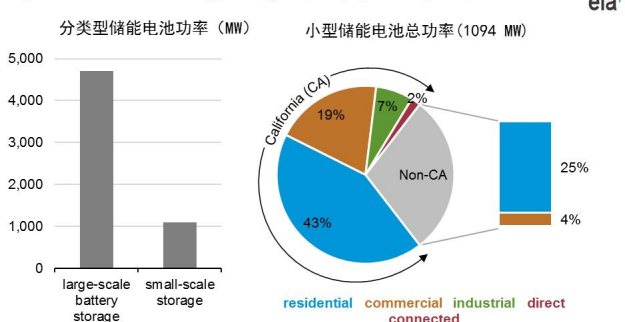
Figure 2. Large-scale battery storage power and energy capacity by region (2022)



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

图52: 2021 年加州小型储能电池总功率全美第一 (占全美的 71%)

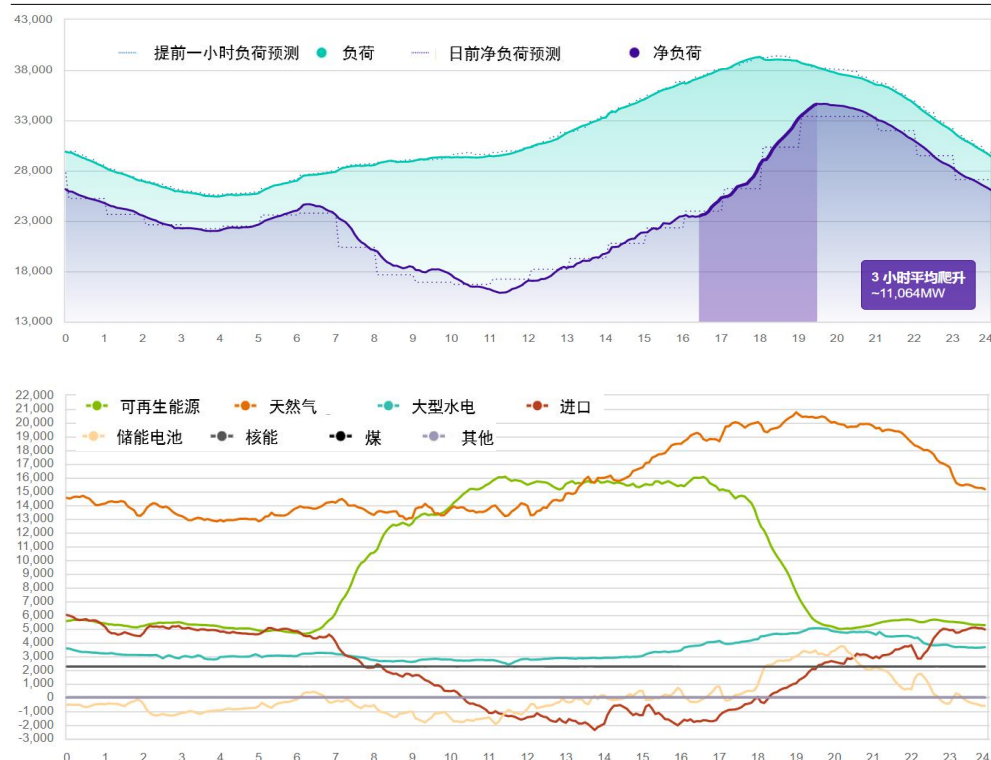
Figure 13. Small-scale energy storage capacity by sector (2021)



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

较高的可再生能源装机比例使净负荷呈现“鸭型”曲线。根据 CAISO 官网每日实时更新的负荷曲线和机组出力曲线,以 2023 年 8 月 1 日(工作日)数据为例,净负荷在日间 8-16 时较低,17 时左右净负荷开始快速攀升,三小时内平均爬升 11.06GW,净负荷呈现鸭型曲线形状。从机组出力曲线可以看到,可再生能源在 8-17 时大发(主要是光伏),17 时以后快速下落;天然气是应对晚间负荷高峰的主要出力,其次是大型水电和进口电力,储能电池主要在 18-22 时释放电力。

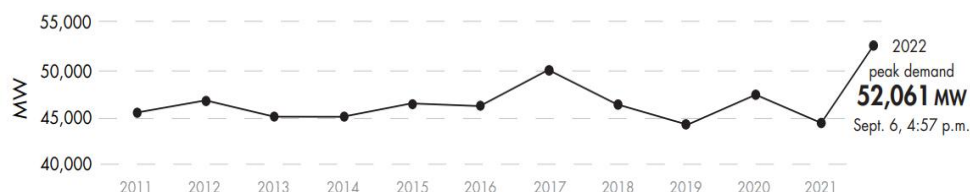
图 53: CAISO 工作日 (2023. 8. 1) 净负荷 (MW) 呈现鸭型曲线、各类型发电机组出力 (MW)



资料来源: CAISO 官网, 国信证券经济研究所整理

加州历年峰值负荷波动上升，2022 年达到 52.06GW，超过总装机容量。为利用灵活性资源，加州政府和公用事业公司积极启动需求响应和虚拟电厂项目。

图 54: CAISO 管辖区域内年度峰值负荷波动上升 (MW)



资料来源：CAISO，国信证券经济研究所整理。

加州虚拟电厂主要参与电能量市场和备用市场。为解决可再生能源渗透率增加导致的出力不稳、电网频率波动加剧的趋势，CAISO 首先推出代理需求响应资源 (PDR) 市场机制，推动分布式能源进入市场，在此基础上又提出分布式能源供应商 (DERP) 市场机制。虚拟电厂可通过上述两种方式参与日前和实时的电能量市场、旋转/非旋转备用市场。

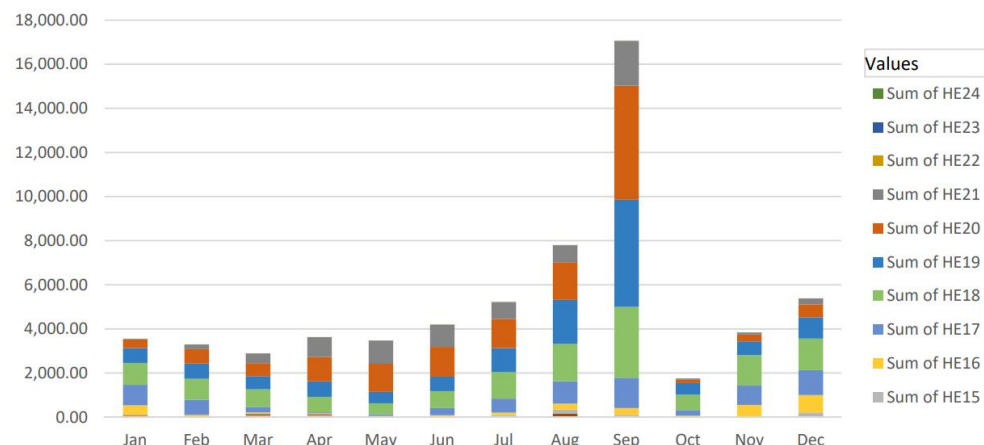
在市场准入方面，分布式能源供应商 (DERP) 市场机制对聚合的分布式资源种类没有特殊要求，并且允许双向调节，因此相较于代理需求响应资源 (PDR) 更符合虚拟电厂的概念。两种参与方式均需虚拟电厂通过独立系统运营商的新资源认证流程并寻求调度协调员代理虚拟电厂进行报价与结算。此外，两种参与方式的聚合容量的门槛有所不同：对于 PDR，虚拟电厂参与能量市场竞标容量应达到 100kW，参与辅助服务市场竞标容量须达到 500kW 且持续时间应达到 30 分钟；对于 DERP，虚拟电厂所聚合的最小容量应达到 500kW。

在报价与结算方面，加州虚拟电厂均需通过调度协调员 (SC) 报价与结算。CAISO 根据调度协调员 (SC) 提交的结算计量数据并考虑配电损耗因子的影响，对虚拟电厂进行结算。虚拟电厂参与备用市场可得到中标容量与调用电量两部分组成的结算费用。当虚拟电厂实际响应量小于中标容量的 90% 时，独立系统运营商 (ISO) 会取消虚拟电厂的容量结算费用并对调度协调员 (SC) 提出警告。对于分布式能源供应商，当虚拟电厂跨越多个 P-Node (定价节点) 时，调度协调员 (SC) 提交的投标信息还需包含分配因子 (DF)，代表虚拟电厂在每个节点的资源比例。CAISO 对虚拟电厂发布调度指令，然后由虚拟电厂根据分配因子 (DF) 将调度指令分解至各节点的分布式能源。

CAISO 自 2015 年开始实施需求响应竞价机制。2022 年，需求响应资源达到 1875MW，占夏季备用裕度 (resource adequacy capacity，为满足峰值负荷的备用容量) 的 3%-4%。根据 CAISO 官网数据，截至 2022 年，已有 1332 家代理需求响应运营商、216 家实时响应资源登记。需求响应资源可以参与辅助服务市场 (如非旋转备用市场)，获得相应收入或抵消其自身的辅助义务。2022 年，CAISO 辖区内的需求响应资源共提供了 554.5GW 非旋转备用服务，总收益 17.7 万美元。需求响应资源还可参与实时市场，投标削减自身负荷，2022 年 CAISO 实时调度总量 62.1GW，需求响应资源业主获得 2078 万美元收益。

2023 年 7 月，加州能源委员会批准了“需求侧电网支撑计划”。该计划将会充分利用加州的户用光储，在电力需求处于尖峰、电网压力最大、电价最高的时间段内，远程调度家庭储能电池，支撑电网容量，进而避免出现停电事故。该计划规划聚合加州约 10 万个家庭的储能电池。需求侧电网支持服务的供应商（包括虚拟电厂）预计最早将于今年夏天加入该计划并开始与客户签约。

图 55: 2022 年 CAISO 需求响应调度情况 (MW)，调度集中在夏季 17-21 点



资料来源：CAISO，国信证券经济研究所整理 注：图例 Sum of HE 意为各时段内调度容量之和，一天分为 24 个时段。

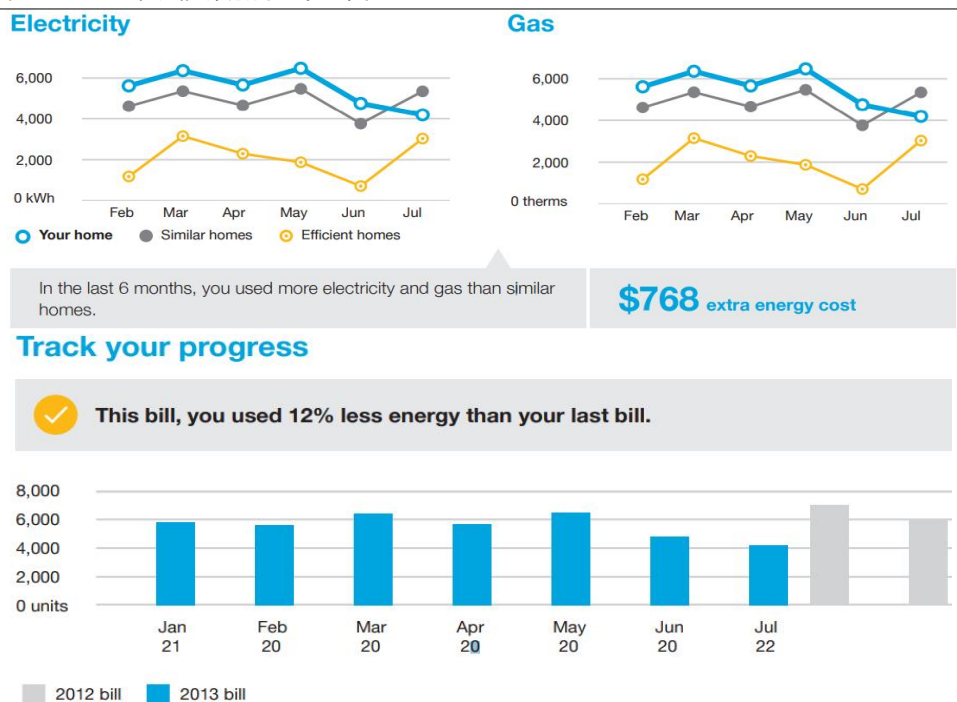
2021 年 3 月，加州公共事业委员会创建了紧急减负荷计划（ELRP）。ELRP 允许公用事业公司和 CAISO 在负荷高峰时期通过削减负荷的方式来管理电网，该计划可以有效减少分区轮流停电次数、减少建设备用发电机组的成本。ELRP 的第一阶段将从 2021 年持续到 2025 年，拥有光储、热电联产等的非居民用户、虚拟电厂运营商、需求响应运营商均可参与 ELRP。ELRP 项目仅在夏季（5 月初至十月底）每日 16 点至 21 点、当 CAISO 发出紧急调度指令时才会启动，注册用户可以选择自愿参与，不参与也不会受到惩罚，每年最多发起 60 小时的调度命令。ELRP 项目与 CAISO 的批发市场是分离的，目前参与响应的用户可获得固定额度奖励：2 美元/kWh（2021 年为 1 美元/kWh）。

2022 年 5 月，加州公共事业委员会将 ELRP 扩展到居民端，形成 Power Saver Rewards (PSR) 计划。PSR 计划的目的、发起调度的条件、获得的每度补贴与 ELRP 相同，不同点在于可参与需求响应的用户从非居民端扩展到居民端（仅限未加入其他需求响应项目的居民）。居民可以通过关闭空调、洗衣机等家用电器、暂停电车充电等，使调度时段的负荷少于自己的基线负荷，就可以获得节电奖励。

加州公用事业公司与居民端充分联结，为 PSR 项目带来充足的响应成员。加州三大公用事业公司帮助居民了解自己的用能情况，并提供节电建议。如 PG&E 公司的“家庭能源报告”计划，参与的居民每月会得到家庭用能情况的详细说明，以帮助居民自觉节能。三大公用事业公司把各自辖区内符合特定条件的居民自动纳入 PSR，同时默认把参与“加州能源优惠计划”、“家庭电价援助计划”的居民纳入 PSR，当然居民也可以自愿报名加入 PSR。截至 2022 年 9 月，共有 405 万家庭加入了 PSR 项目。

加州三大公用事业公司负责各自辖区内非居民端和居民端的 ELRP 管理，包括用户注册、发放奖励、转达紧急调度命令。一些第三方，如 OhmConnect、SunRun、Leap、Autogrid、Voltus、Tesla 等也参与到各公用事业公司的 ELRP 管理中。

图 56: PG&E “家庭能源报告” 示意图



资料来源: PG&E, 国信证券经济研究所整理

表 15: 加州三大公用事业公司辖区内被纳入 PSR 计划的家庭

公用事业公司	各公司特定条件	满足各公司特定条件被自动纳入的家庭	属于“加州能源优惠计划”、“家庭电价援助计划”被自动纳入的家庭	自愿报名的家庭	总计
Pacific Gas & Electric (PG&E)	默认纳入参加“家庭能源报告”计划的家庭	400782	1190331	19564	1610677
Southern California Edison (SCE)	默认纳入高用电家庭	680226	1226300	18333	1924859
San Diego Gas & Electric (SDG&E)	默认纳入参加了“行为需求响应”计划的家庭（是“家庭能源报告”的进阶版，只报告分析夏季用电高峰时段的情况）	328988	184159	4737	517884
总计		1409996	2600790	42634	4053420

资料来源: 加州公共事业委员会, 国信证券经济研究所整理

特斯拉加州虚拟电厂:

2022 年, 三大加州公用事业公司之一的 PG&E 与特斯拉合作推进 ELRP 计划。特斯拉向居民销售户用储能产品 PowerWall, 帮助用户在谷时储存电量, 在削峰时段放电, 使客户收益最大化。PG&E 保证每年发起调度命令不少于 20 小时, 不超过 60 小时。由于加州极端天气（如暴风雪、热浪）较频繁, 停电频率相对较高, 因此对于居民而言, 户储也是保障用电安全的一种方式。

特斯拉通过虚拟电厂项目促进光储产品销售。特斯拉不仅在 PG&E 辖区内发展虚拟电厂项目, 也在加州的另一家公用事业公司 SCE 辖区内销售 PowerWall、扩大特斯拉虚拟电厂资源池。接入特斯拉虚拟电厂的软硬件必须按照其技术体系进行开发, 因此当地部门若与特斯拉合作开发虚拟电厂意味着必须使用特斯拉 Autobidder 和户储产品。通过虚拟电厂资源的高进入壁垒, 特斯拉的储能和发电产品的需求量得到提升, 同时获得未来售电差价及虚拟电厂服务费用。Lastbulb

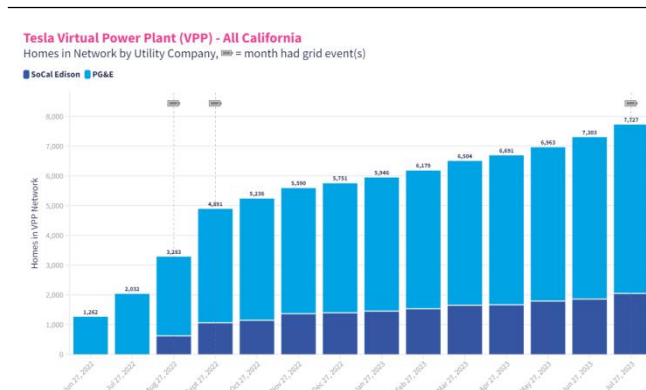
数据显示，截至 2023 年 7 月，PG&E 和 SCE 辖区内参与 ELRP 项目的 Power Wall 用户分别达到 5681、2046 个。

图 57: 特斯拉 Power Wall 产品图示及规格情况



资料来源：特斯拉官网，国信证券经济研究所整理

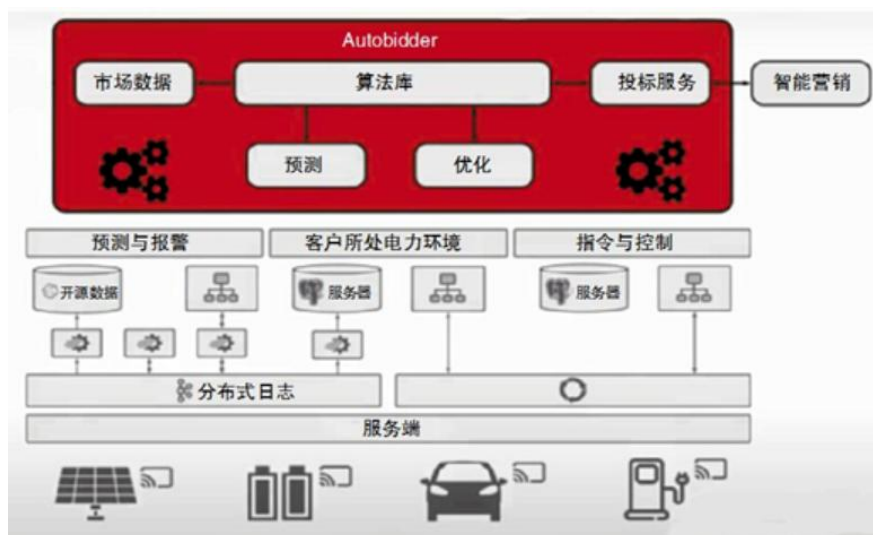
图 58: 特斯拉加州虚拟电厂涵盖的家庭数



资料来源：Lastbulb，国信证券经济研究所整理

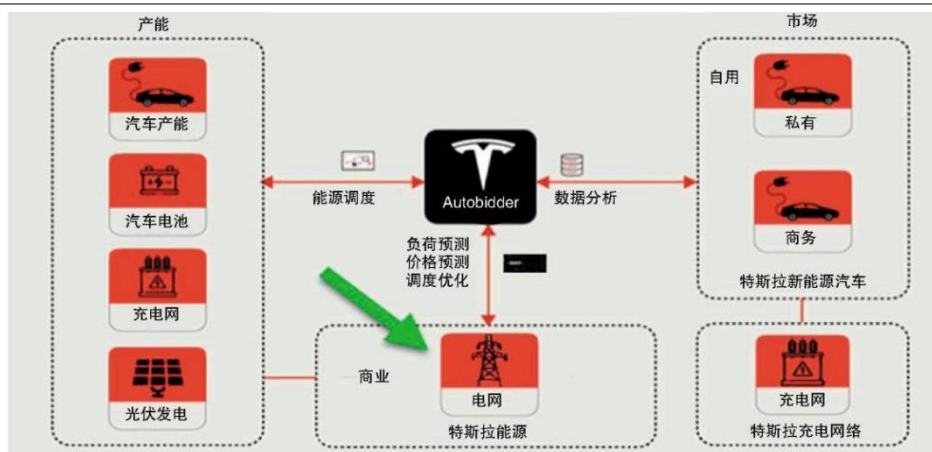
特斯拉切入光储行业，建立高度垂直的新能源产业生态。除户储 Power Wall，特斯拉的光储产品还包括：大储 Powerpack 和 Megapack、“太阳能屋顶”Solar Panel（BAPV 形式）和 Solar Roof（BIPV 形式）。2017 年，特斯拉推出智慧能源管理平台 Autobidder，该平台与虚拟电厂功能类似，可实现价格预测、负荷预测、发电量预测、智能竞价及优化调度等服务。特斯拉在新能源行业布局的新能源汽车、充电桩以及光储产品均可搭载 Autobidder，构建起“车+桩+光+储+荷+智”的新能源闭环生态，实现“发电-储能-用电-交易”的闭环。据特斯拉测算，通过使用光储系统+Autobidder，用户有望实现每月 130 美元的收益。特斯拉在 2023 年 Q2 业绩交流会上表示，目前特斯拉安装的 Power Wall 已超过 50 万台。Autobidder 订单持续增长，预计明年特斯拉调度电量将超过 6GWh。

图 59: 特斯拉 Autobidder 能源管理交易示意图



资料来源：吴建军、王文生，《智慧能源管理平台支撑需求侧变革——以特斯拉智慧能源平台 Autobidder 建设为例》，中国电力企业管理，2021（10）：29-32，国信证券经济研究所整理

图 60: 特斯拉 Autobidder 新能源生态示意图



资料来源：吴建军，王文生《智慧能源管理平台支撑需求侧变革——以特斯拉智慧能源平台 Autobidder 建设为例》，中国电力企业管理，2021(10):29-32，国信证券经济研究所整理

除 Autobidder 外，特斯拉开发了多款软件支持能源硬件产品。其能源软件不仅能支持虚拟电厂的 Power Wall 和大储 Mega Pack 等储能产品，也能管理光伏、电动汽车充电、微电网、公用事业公司的发电厂，可帮助客户减少公用事业费用、参与需求响应、微电网控制和电力批发市场竞价。

表 16: 特斯拉能源软件功能与运营情况

能源软件	功能与运营情况
Autobidder	为独立电力生产商、公用事业公司和第三方提供将储能资产货币化的能力。Autobidder 是一个实时交易和控制平台，提供基于电力市场价格的资产管理和投资组合优化，使所有者和运营商能够根据其业务目标和风险偏好配置运营策略，实现收入最大化。Autobidder 已在南澳大利亚 Hornsdale 储能系统成功运营。
Powerhub	监控平台，用于管理分布式能源、可再生能源发电厂、微电网、逆变器等。Powerhub 已在 Tesla 超过 1 吉瓦时的运营商业站点中部署和使用。Powerhub 可为客户提供定制服务，以满足小型、大型发电厂和虚拟发电厂的运营需求。
Microgrid Controller	微电网控制器可自主维持电网稳定性，同时降低微电网内所有发电来源的运营成本。微电网控制器与 Powerhub 集成，可实时控制并网电源和可变可再生能源发电，以及智能负载和太阳能预测。微电网控制器可以优化完全离网或部分离网运行的站点和系统，支持储能、负荷、太阳能、其他发电机和离网控制。
Opticaster	Opticaster 是特斯拉能源软件的基础机器学习引擎，可以实时预测和优化能源。Opticaster 积累了超过一亿小时的运营经验，为全球数千名特斯拉客户带来了数千万美元的运营支出节省和电网服务收入。Opticaster 是特斯拉在哈萨克州和南澳大利亚控制的虚拟电厂的运营基础。
Virtual Machine Mode	Tesla 的虚拟机模式旨在通过虚拟模拟机械惯性来解决电网的稳定性问题。在南澳大利亚，仅 Hornsdale 储能系统就可以通过使用虚拟机模式提供高达 3000 兆瓦·秒的惯性，约为该州全部惯性需求的一半。

资料来源：特斯拉官网，国信证券经济研究所整理

特斯拉计划或将业务拓展至 V2G 领域。在 2023 年 3 月 1 日的投资者交流日上，特斯拉公司高管表示目前特斯拉电动汽车并不具备双向充电功能，预计在两年内可以实现 V2G，但并不是目前的首要业务拓展方向。

美国加州和特斯拉公司虚拟电厂发展带来的启示是：一、借助自然条件优势和政策激励，布局户端光储资源，加州小型电池容量占全美 71%，为虚拟电厂提供大量可聚合资源。二、对居民端的用电情况有充足的了解，并通过多种激励，调动居民参与到节电的行动当中，降低居民夏季高峰负荷。三、构建能源软硬件生态，单独的硬件只具备发电和储能功能，搭载软件后，可激发硬件的灵活性功能，参与电力市场获得额外收益。

澳大利亚：聚焦储能侧，户用光储规模大，调频服务交易品种多

澳大利亚政府可再生能源发展目标是 2030 年可再生能源发电份额达 82%，未来增长空间大。根据澳洲气候变化局于 2023 年 6 月发布的统计预报，2022 年澳洲可再生能源发电量估计为 2733 亿千瓦时，占发电总量的 32%（同比+3pct）。可再生能源发电中份额最大的是太阳能（占总发电量的 14%），其次是风能（11%）和水电（6%）。

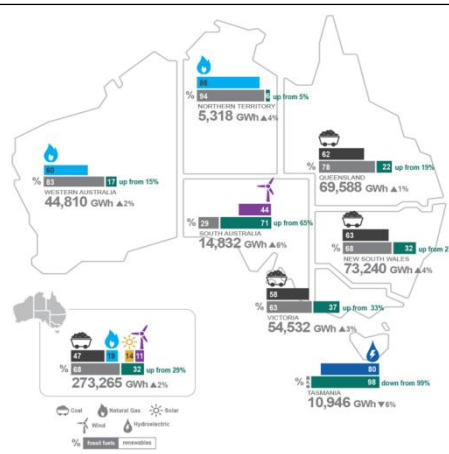
澳大利亚国家电力市场（NEM）拥有 14GW 屋顶光伏，风光容量总计占比 40.33%。澳洲分为三大电网区域，三大电网互不相连。其中 NEM 管辖区域最大，供应澳洲约 80% 的电力消耗。根据 2022 年 9 月澳洲能源监管局发布的报告，NEM 在 2021 年底装机总量 70.51GW，其中屋顶光伏 14.23GW，地面光伏 6.16GW，风电 8.05GW，电池储能 0.48GW，风光装机占比 40.33%。2021 年 NEM 可再生能源发电量占比 25%。

图 61：澳洲三大电网相互独立，NEM 内部五大区域相互联通



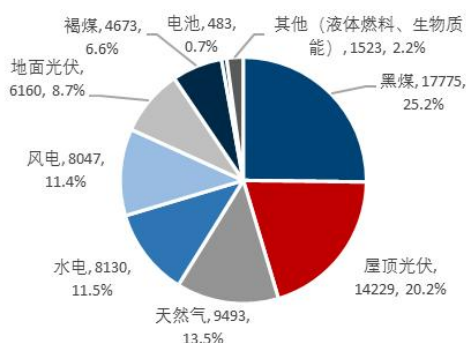
资料来源：AutoGrid，国信证券经济研究所整理

图 62：2022 年澳洲可再生能源发电量占比 32%



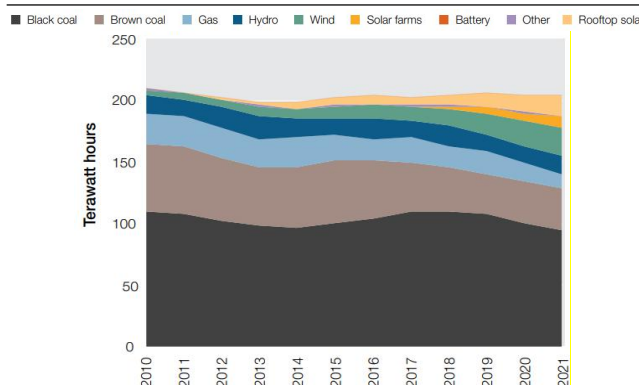
资料来源：澳洲政府，国信证券经济研究所整理

图 63：2021 年 NEM 装机容量（MW），屋顶光伏仅次于黑煤



资料来源：Australia Energy Regulator，国信证券经济研究所整理

图 64：2021 年 NEM 发电结构

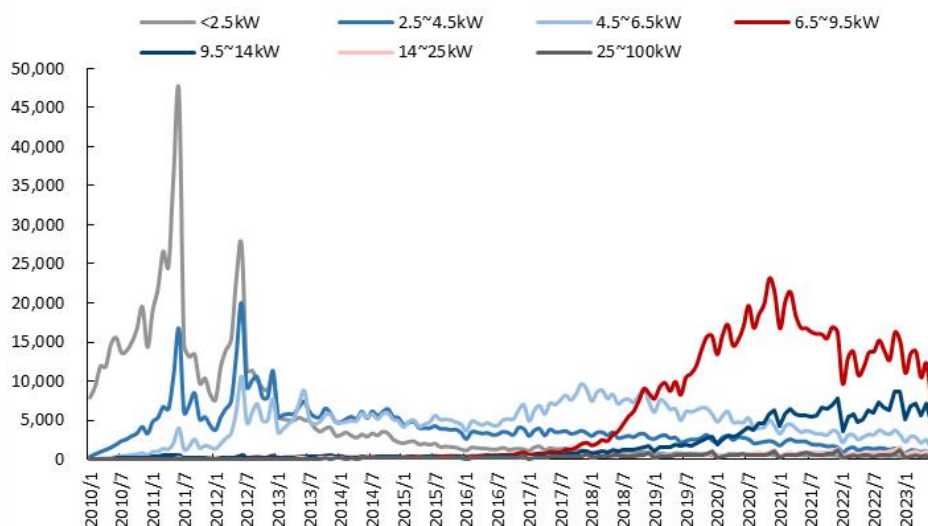


资料来源：Australia Energy Regulator，国信证券经济研究所整理

澳洲户用屋顶光伏和家庭储能增长迅速，为虚拟电厂提供大量可聚合资源。澳大利亚国家电力市场（NEM）拥有的 14.23GW 屋顶光伏中，有超过 3GW 来自户用屋顶光伏，其中超过 2.7GW 已并网，超过 33% 的澳洲住宅装有屋顶光伏。澳洲光伏协会的数据显示，小型光伏系统的安装数量近年来增长较多。国际能源经济与金融

分析研究所（IEEFA）于 2022 年发布的报告认为，澳洲户用屋顶光伏系统的回收期目前约为四年，到 2024 年屋顶光伏的成本将降低一半，将大大提升屋顶光伏的安装率。配有屋顶光伏的家庭选择安装户储的比例也在升高。2021 年，澳大利亚国家电力市场（NEM）小型电池（户储和电动汽车）的容量同比上升 33%。

图 65：澳洲不同容量大小的光伏系统安装数量，近年小型光伏安装数量明显增长



资料来源：APVI，国信证券经济研究所整理

澳洲电力市场改革早，成熟度较高。澳大利亚不具有独立的调峰市场，而是通过预出清与实时市场解决调峰问题。澳大利亚电力市场的辅助服务可分为频率控制辅助服务（FCAS）、网络支持控制辅助服务和黑启动辅助服务，其中 FCAS 共分为 8 种辅助服务市场。

澳大利亚能源市场委员会（AEMC）发布多项政策推动分布式能源参与市场交易。在 AEMC 推动下，虚拟电厂可参与频率控制辅助服务（FCAS）中的 6 种应急调频服务市场，也可在电力批发市场参与需求响应服务投标，或参与澳大利亚国家电力市场（NEM）的需求侧资源集中调用。同时，AEMC 将 NEM 交易结算周期从 30 分钟改为 5 分钟，进一步推动了基于快速响应技术的市场主体（如电池、天然气调峰电厂、需求响应资源等）参与市场竞争。AEMC 还提出电力用户可通过聚合商提供需求响应服务，为虚拟电厂开拓潜在的资源池。

表 17：澳大利亚能源市场委员会（AEMC）推动分布式能源发展和参与市场的政策

时间	具体机制
2016 年 11 月	“需求响应与辅助服务解绑机制”：将辅助服务从现有供应体系中解绑，并提出一种新型市场主体——市场辅助服务提供商（MASP），MASP 可以是第三方主体以及零售商。此外，规定了调节调频服务只能由独立负荷资源提供，聚合型负荷资源只能提供应急调频服务。虚拟电厂可成为 MASP 提供应急调频服务。
2017 年 8 月	取消只有“市场负荷”“能被列为辅助服务负荷的限制，增加了可提供辅助服务的用户数量。
2017 年 11 月	将 NEM 交易结算周期从 30 分钟改为 5 分钟，进一步推动了基于快速响应技术的市场主体（如电池、天然气调峰电厂、需求响应资源等）参与市场竞争。
2020 年 6 月	“批发需求响应机制”：用户首次可以直接在电力批发市场或通过专业聚合商提供需求响应服务。同时，需求响应服务供应商作为新的市场参与者也被引入，其可以直接在电力批发市场中投标需求响应服务，并在 NEM 实现需求侧资源集中调用。

资料来源：王金锋等，《澳大利亚虚拟电厂发展概况与经验启示》，供用电，2023，40（04）：63-73+82. 国信证券经济研究所整理

目前澳大利亚虚拟电厂可参与的市场有：批发市场、批发需求响应市场、FCAS 调频辅助服务市场、可靠性和应急储备交易、提供配电网支持服务（包括热、电压或峰值需求管理）。

AEMO（澳大利亚能源运营机构）通过虚拟电厂论证计划来优化虚拟电厂运行模式。AEMO 预测到 2040 年，在中性情景下，NEM 的屋顶光伏和分布式储能将达到 21GW/6GW。为聚合这类灵活性资源、推动未来虚拟电厂发展，AEM 于 2019 年 7 月开始虚拟电厂论证计划，并于 2021 年 8 月结束。共有 7 家运营商（8 个虚拟电厂）参加，聚合的资源类型均为“光伏+储能电池”，容量合计 31MW，占 FCAS（调频服务市场）3%的市场份额，共计 7150 名电力用户。7 家运营商中有 4 家聚合的资源为特斯拉储能产品。其中，特斯拉与南澳（SA）政府合作的虚拟电厂项目的容量最大，为 16MW。

图 66: AEMO 的虚拟电厂论证计划中各虚拟电厂分布



资料来源：AEMO，国信证券经济研究所整理

表 18: AEMO 的虚拟电厂论证计划中各运营商信息

运营商	Tesla SA VPP	AGL	Simply Energy	Sonnen	ShineHub	Members Energy	Hydro TASMANIA
储能电池	Tesla PowerWalls	Tesla PowerWalls	Tesla PowerWalls	Sonnen	AlphaESS	AlphaESS Saj/Everready	Tesla PowerPack
注册容量 (2021.8)	16MW	6MW	4MW	1MW	1MW	1MW*2	1MW
参与的 FCAS 市场	6 种应急调频	6 种应急调频	6 种应急调频	6 种应急调频	6 种应急调频	6 种应急调频, 不参与 6S 内向下调频	6 种应急调频

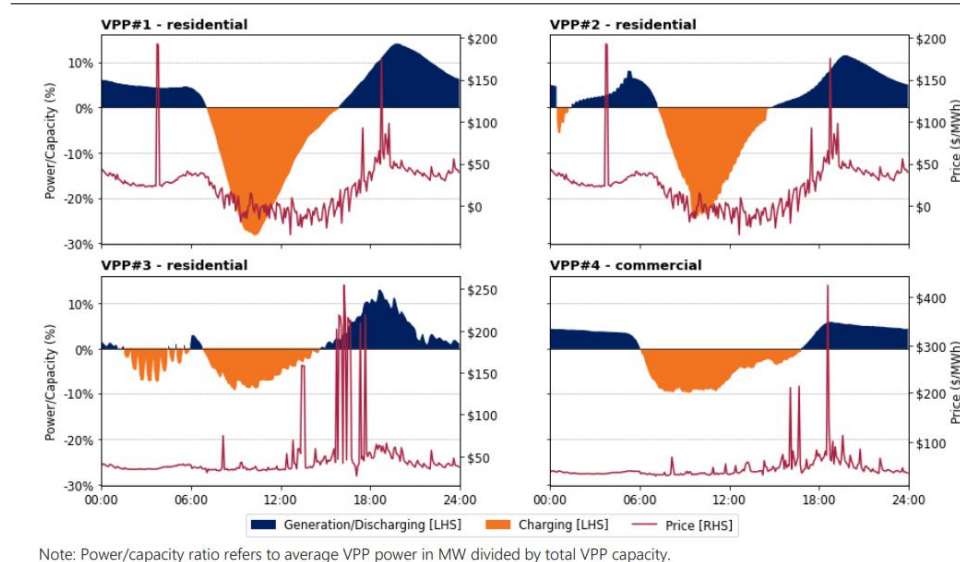
资料来源：AEMO，国信证券经济研究所整理

AEMO（澳大利亚能源运营机构）的虚拟电厂论证计划对虚拟电厂参与批发市场、调频辅助服务市场进行了测试验证。

对实时市场的价格响应：AEMO 发现各虚拟电厂运营商的发用电决策在很大程度上取决于用户协议、事先设计的充放电控制算法、优先消纳屋顶光伏发电量等非价格因素，即实时市场的价格波动与储能电池充放电策略并不具有很大的相关性。如实时电价达到 10000 澳元/MWh 时，7 家虚拟电厂运营商中只有 3 家做出了电池

放电决策；在午间之外的负电价时段，运营商一般不会发出充电指令。储能电池充放电策略还与下列因素有关：用户类型（居民/工商业）、电池规模（小容量电池会在夜间进行二次充电以应对早晨的用电需求）。

图 67：AEMO 虚拟电厂论证计划中虚拟电厂储能充放电情况并不完全取决于实时电价

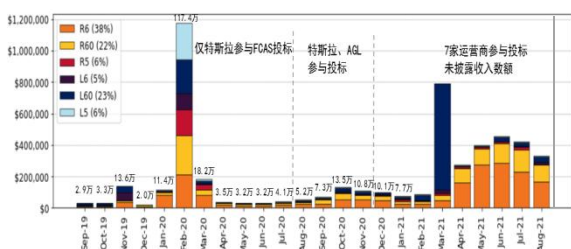


资料来源：AEMO，国信证券经济研究所整理

调频服务市场（FCAS）参与情况：AEMO 虚拟电厂论证计划中，7 家虚拟电厂运营商均参与了应急调频服务市场，包括向上/向下 6 秒内、60 秒内、5 分钟内调频服务，共 6 种。AEMO 发现，FCAS 市场中虚拟电厂平均启用容量在很大程度上受充电情况和电池容量影响，而不是对辅助服务价格信号的响应。如午间一般是储能电池的充电时段，因此参与向下调频服务较少；大容量电池能储存更多电量，因此可在全天提供向上调频服务。

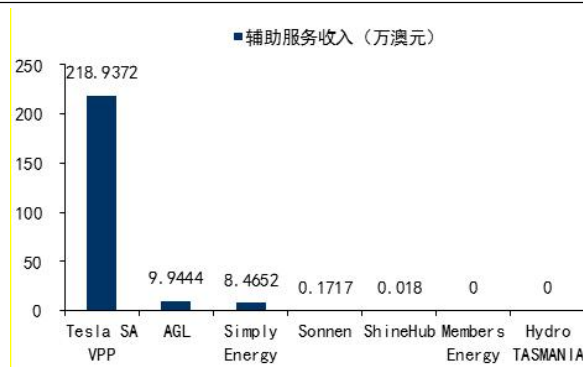
7 家虚拟电厂运营商从 FCAS 市场中获得的收入：特斯拉南澳虚拟电厂从 2019 年 9 月开始参与 FCAS 投标，AGL 从 2020 年 8 月开始投标，其余 5 家于 2020 年 11 月参与投标。在 2019 年 9 月–2021 年 1 月期间，特斯拉参与 FCAS 市场的收入为 218.9 万美元，位居 7 家运营商之首。2020 年 2 月因南澳电力系统故障、发生孤岛事件，调频价格大涨，特斯拉提供调频服务，收入 117 万美元。2021 年 3 月，同样是由于电网事故，调频服务价格剧烈上涨，虚拟电厂运营商从中收入 68.5 万美元。因此，由于市场高度竞争、电网事故不可测、价格波动敏感，虚拟电厂从 FCAS 市场获得的收入波动较大。

图 68: AEMO 虚拟电厂论证计划中虚拟电厂运营商参与 FCAS 市场的收入 (澳元)



资料来源: AEMO, 国信证券经济研究所整理 注: 图例的 R 表示向上调频, L 表示向下调频, 6、60、5 表示 6s 内、60s 内、5min 内

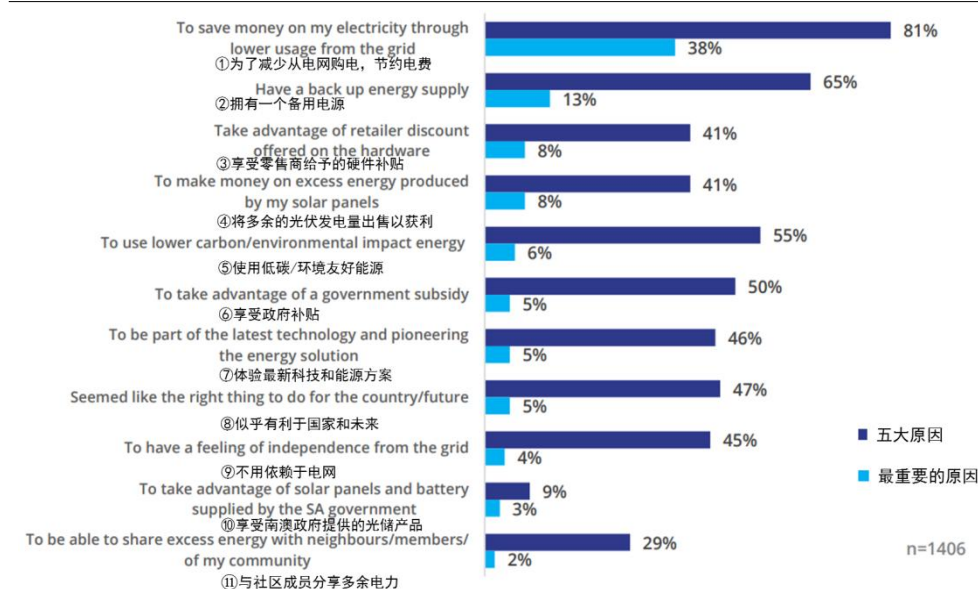
图 69: 2019. 9-2021. 1 期间 AEMO 的虚拟电厂论证计划中运营商获得的 FCAS 收入 (万澳元)



资料来源: AEMO, 国信证券经济研究所整理

电力用户参与虚拟电厂的原因: 2021 年 3 月, AEMO 对 7 家运营商聚合的 6442 个居民和工商业用户发布问卷, 调查用户参与虚拟电厂的原因、体验、建议等, 最终收到 1406 份有效答卷。81% 的被调查者认为“减少从电网购电、节省电费”是参与虚拟电厂的原因之一, 65% 的被调者认为“为了拥有备用电源”是原因之一, 41% 的被调者认为“出售光伏板生产的多余电量来赚钱”是原因之一。问卷数据反映出绝大多数客户参与虚拟电厂并不是为销售多余电量获利, 而是想减少自己的购电量、保障用电安全。这导致了前文所描述的现象: 虚拟电厂运营商并不能以实时市场价格波动作为充放电决策的主要依据, 而要优先考虑与用户签订的协议。

图 70: AEMO 对 7 家虚拟电厂运营商的客户发起的问卷调查: 参加 VPP 项目的原因



资料来源: AEMO, 国信证券经济研究所整理

特斯拉南澳虚拟电厂: 该项目由特斯拉、南澳政府、南澳当地企业等共同发起, 计划聚合 5 万家装有光伏和 PowerWall 的住宅, 组成南澳最大的虚拟电厂。加入特斯拉南澳虚拟电厂的家庭可免费安装特斯拉光储产品, 但并不拥有产品, 仍需为使用的光伏发电量付费。

特斯拉南澳虚拟电厂目前进行到第四阶段，在全澳洲有超过 1 万个家庭参加。2018 年 6 月完成第一阶段，在公共住房安装了 100 套系统，展示了系统运行虚拟电厂的能力，并优化了软件。2019 年 12 月完成第二阶段，在公共住房安装了 1000 套系统，为客户提供优惠的零售商供电价格。第二阶段的资产已经在 AEMO 注册，能参与批发市场和 FCAS 辅助服务市场，并能通过 Autobidder 运行虚拟电厂。2020 年 8 月开启第三阶段，安装 3000（公共住房）+1000（私人住房）套系统，受澳洲可再生能源管理局、清洁能源金融公司资助，展示虚拟电厂提供电压支持、快速频率响应（1 秒内响应）和惯性的技术能力。2023 年 3 月开启第四阶段，将增加 3000 户低收入家庭，可以只装 PowerWall，不安装屋顶光伏。

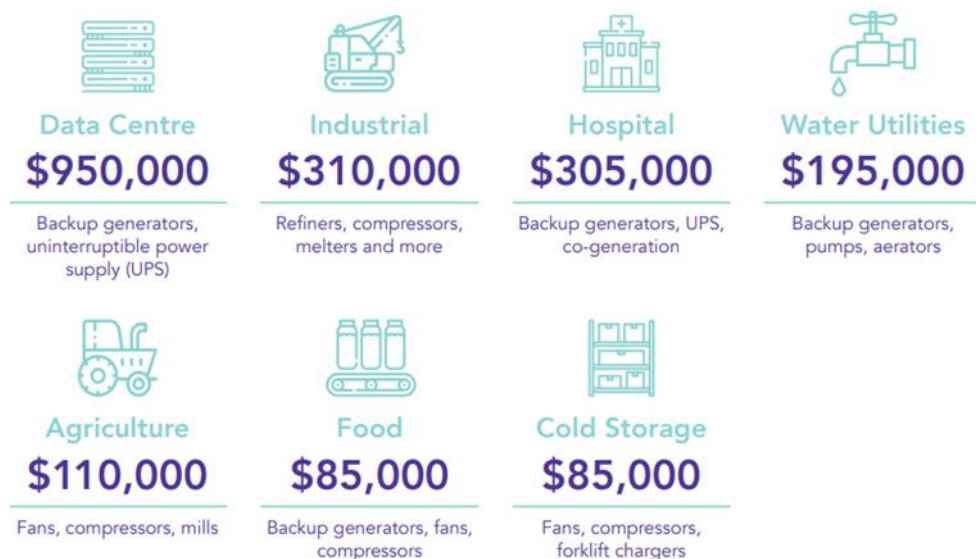
特斯拉已将该项目从南澳扩展到 NEM 的所有州。截至 2023 年 3 月，特斯拉在澳大利亚的虚拟电厂已有超过 1 万个家庭参与，帮助减少了超过 100MW 的峰值需求，并为参与的家庭每年平均节省了 200 美元的电费。

Enel X：澳洲最大的工商业虚拟电厂

Enel X 是意大利国家电力公司（Enel）旗下专注于能源供应和能源管理服务的子公司。2011 年以来，Enel X 为澳大利亚的工商业企业提供服务，帮助其能源密集型资产参与电力批发市场并获得收益。Enel X 同时建立虚拟电厂平台，为工商业客户管理灵活性资产。目前 Enel X 虚拟电厂在澳洲已聚集资源超过 350MW，为客户带来超过 2 亿澳元收入。资源类型包括：工业加工设备、商用暖通空调和制冷系统、备用电源、电池储能系统和电动汽车充电基础设施。

Enel X 虚拟电厂利用聚合的灵活性资源参与澳洲的各类电力市场，与客户分享收益。Enel X 虚拟电厂是第一家进入 FCAS（调频服务市场）的独立公司，占有 FCAS 市场 15% 的份额。对于灵活性资源并不充裕的客户，Enel X 还会免费提供、安装、测试储能电池系统，并帮助进行电力市场注册，最终与客户签订十年的服务协议，按照固定分成比例分享储能系统的收益。Enel X 虚拟电厂还参与可靠性与应急储备交易、批发需求响应市场，并且是参与批发需求响应市场的第一个运营商。

图 71：Enel X 聚合的工商业资源类型和为客户创造的年均收入（澳元，截至 2022 年）



资料来源：Enel X 官网，国信证券经济研究所整理

澳大利亚虚拟电厂发展的特点和给予我们的启示：一、澳洲拥有极佳的光照资源，在政府激励下，户用光伏普及率全球第一，光储装机快速增长，因而具有大量可聚合的分散式光伏和户储。二、澳洲虚拟电厂可参与电能量批发市场、需求响应、以及多种调频服务市场。提供调频服务的收益波动较大，尤其当电网发生事故时，调频服务价格会迅速上涨。因此提升短时调频能力将大大增加收益。三、户用光储的充放电决策受到业主偏好的影响，也受电池容量和业主类型影响，可能无法使参与电力市场的收益最大化。虚拟电厂运营商需要充分了解客户需求和利益，以在谈判中取得优势。

海外虚拟电厂发展总结：因地制宜聚合资源，多种市场机制推动虚拟电厂发展

德国虚拟电厂的核心业务是支持可再生能源通过批发市场直接销售电量，其次是利用灵活性资源 1) 参与日间市场，峰谷套利；2) 参与三种平衡市场，即 FCR（30 秒内调频）、aFRR（5 分钟内调频）、FCR（15 分钟内调频），获得容量费用和电能量费用。德国最大的虚拟电厂运营商 Next Kraftwerke 拥有 15346 个聚合单元，12.3GW 装机容量，2021 年营收 18.8 亿欧元（+216.5%），直销业务收入 13.4 亿欧元，占比 71%。

美国加州的户储和屋顶光伏容量相对较大，小型储能电池总功率全美第一（占全美的 71%），虚拟电厂可聚合的需求端资源较多。与德国相比，美国虚拟电厂不参与批发市场，而是以代理需求响应资源或分布式能源供应商的形式，参与日前和实时的电能量市场、旋转/非旋转备用市场。美国加州公用事业公司支持辖区内的居民和工商业用户参与需求响应、发放节电补贴。多家第三方公司配合需求响应政策，通过销售户用光储产品等方法，聚合需求端用户，运营虚拟电厂。

澳大利亚的户用光伏普及率全球第一，超 33% 的澳洲家庭装有光伏，小型光伏系统与小型电池储能处于快速增长阶段。因此澳洲虚拟电厂与美国有相似之处，主要聚合需求端的屋顶光伏与储能资源（如特斯拉南澳虚拟电厂），也有专门聚合工商业资源的虚拟电厂（如 Enel X）。澳洲虚拟电厂可参与的市场相对更多，包括批发市场、批发需求响应市场、6 种 FCAS 调频辅助服务市场、可靠性和应急储备交易、提供配电网支持服务。

整体而言，从德国、美国、澳大利亚等国家虚拟电厂发展过程来看，各国基于自身可聚合的资源禀赋情况，因地制宜开发灵活性资源，并制定需求响应、辅助服务、电能量交易等多种市场机制为虚拟电厂提供补贴、激励，助力虚拟电厂商业化发展，促进电力系统保持稳定平衡，有效支撑各国可再生能源发展目标落地。

表 19：德国、美国、澳大利亚虚拟电厂发展情况梳理

	德国	美国	澳大利亚
可再生能源政策目标	2030 年由可再生能源提供 65% 的电力，2022 年该目标被提高到了 80%。	到 2030 年实现 80% 的零碳电力、到 2035 年实现 100% 的零碳电力。	到 2030 年可再生能源发电份额达 82%。
可再生能源装机与占比	2022 年，可再生能源发电占德国总用电量的 46.9%。	2022 年，美国可再生能源发电量占总发电量的 21.51%。	2022 年澳洲可再生能源发电量占总发电量的 32%（同比+3pct）。
聚合资源	生物质发电、水电、电动汽车电池、热泵、户储、屋顶光伏、绿氢电解厂、应急发电机等	居民住宅的屋顶光伏和户储、充电桩、热水器、家用电器、工商业电源和负荷等	居民住宅的屋顶光伏和户储、工业用户的电源和负荷
虚拟电厂可参与的市场	批发市场、日间市场、平衡服务（FCR（30 秒内调频）、aFRR（5 分钟内调频）、FCR（15 分钟内调频））。	以代理需求响应资源或分布式能源供应商的形式，参与日前和实时的电能量市场、旋转/非旋转备用市场。	批发市场、批发需求响应市场、6 种 FCAS 调频辅助服务市场、可靠性和应急储备交易、提供配电网支持服务。
发展现状	德国虚拟电厂已实现商业化。法国电力公司估计，德国的能源聚合和本地灵活性市场为 75GW，预计到 2030 年将翻一番。	美国加州虚拟电厂数量将近 140 个，为北美第一，占北美的 24%。加州公用事业公司负责组织辖区内的居民和工商业用户参与需求响应、发放节电补贴。多家第三	稳步发展过程中，2021 年澳洲政府部门的虚拟电厂论证计划的结果认为，目前虚拟电厂在技术上是可行的，而小规模虚拟电厂的成本较高，盈利水平有待提

	方公司配合项目，并运营虚拟电厂。	高。
代表性虚拟电厂项目	德国最大的虚拟电厂运营商 Next Kraftwerke 公司开展可再生能源直销、平衡服务、灵活供电、平衡基团管理、提供虚拟电厂建设方案等业务。公司拥有 15346 个聚合单元，12.3GW 装机容量	特斯拉加州虚拟电厂：向居民销售特斯拉的屋顶光伏和户储产品，利用存在高壁垒的软件 Autobidder 建立虚拟电厂，打造能源软硬件生态。截至 2023 年 7 月，特斯拉加州虚拟电厂聚合的用户达到 7727 个。
	特斯拉南澳虚拟电厂：政府出资为居民免费提供特斯拉的光储产品。在澳大利亚已有超过 1 万个家庭参与	Enel X：在澳洲已聚集资源超过 350MW 工商业资源，是第一家进入调频辅助服务市场的独立公司，占有 15% 的市场份额。还参与可靠性与应急储备交易、批发需求响应市场。

资料来源：各国政府部门官网，各公司官网，国信证券经济研究所整理

投资建议

新型电力系统建设背景下，灵活性调节资源需求持续释放，虚拟电厂迎来快速发展的机遇期。上游硬件设备、软件系统等供应商受益于虚拟电厂项目建设加快推进，智能计量设备、通信设备、采集控制设备以及虚拟电厂平台系统销量有望快速增长。同时，随着新一轮电改启动，电力市场体制机制持续完善，虚拟电厂除可参与需求侧响应外，未来有望逐步参与到辅助服务市场、电力现货市场、容量市场、碳交易市场之中，为虚拟电厂运营商带来更多的收益来源，虚拟电厂运营商发展空间广阔。推荐灵活性资源丰富、有序推进负荷聚合商转型的**南网能源**，推荐灵活性资源可开发空间较大的**芯能科技**，推荐以配售电业务为基础发力综合能源服务业务的**三峡水利**，建议关注光伏+储能+充电桩协同发展、虚拟电厂业务逐步落地的**苏文电能**。

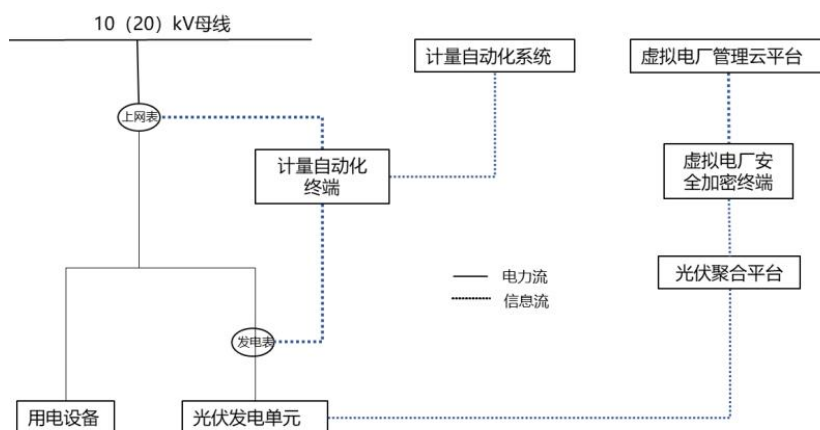
南网能源：负荷聚合商转型有序推进，未来发展潜力较大

公司积极向负荷聚合商转型，打造新的成长动能。公司正全力探索向负荷聚合商转型，并依托工商业、大客户、集团客户，大力开展用户侧光储用一体化能源站等负荷优化调节设施的投资建设运营，优先聚焦南方五省区域范围，加快推进风光储一体化等新业务的拓展。目前，公司以肇庆、南沙为试点打造城市级/区域级/园区级负荷聚合商先行点，并在南方电网分布式源荷聚合服务平台上注册了相应资质，开始尝试在该平台下开展分布式源荷聚合服务相关业务。未来公司将积极服务新型电力系统建设，加快分布式源荷聚合服务业务发展，在分布式电源、光储用一体化、水（冰）蓄冷、建筑楼宇可控负荷等公司存量及增量客户资源的聚合上形成独有优势，积极推进公司商业模式创新迭代，创造新的业绩成长动能。南网能源兼具电源侧、负荷侧资源，资源、规模优势较强，未来发展潜力较大。

1. 电源侧资源：分布式光伏

分布式光伏是虚拟电厂聚合的主要灵活性资源之一，作为电源侧资源，经过数字化、智能化改造后可接入虚拟电厂管理平台参加辅助服务，为电网提供灵活性调节资源，保障电网的安全稳定运行；同时，分布式光伏可通过虚拟电厂平台参与电力现货市场交易获取收益；此外，分布式光伏配套储能建设光储一体化系统，可以参与需求侧响应发挥“削峰填谷”的作用，保持发电功率与用电负荷平衡。

图 72：分布式光伏及光伏聚合平台接入虚拟电厂的方式及架构



资料来源：深圳市《分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台技术规范》，国信证券经济研究所整理

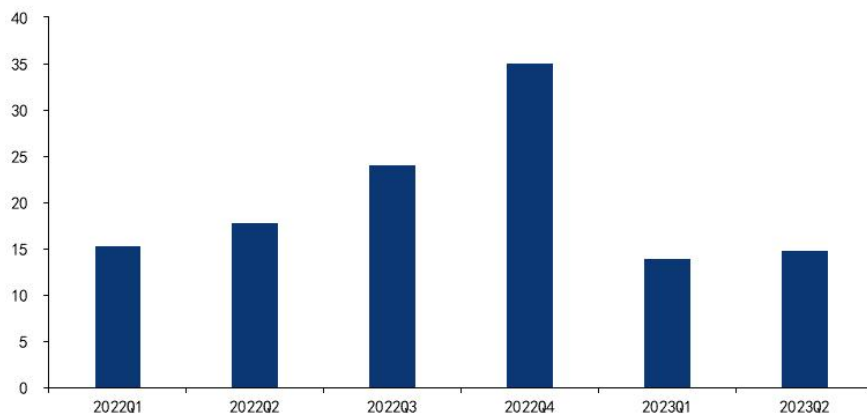
南网能源分布式光伏装机规模居于行业前列，未来装机有望持续增长，可聚合的分布式光伏资源丰富。截至 2023 年 5 月，南网能源公司在运营的分布式光伏项目近 300 个，装机容量约 1.49GW，在建项目装机容量超 500MW。公司将持续推进分布式光伏业务发展，预计未来分布式光伏项目将保持较大规模的投产节奏，可聚合接入至虚拟电厂中的分布式光伏规模将不断增加，资源规模优势较强。

图 73：南网能源分布式光伏装机容量情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 74：南网能源拟投资节能服务项目新增分布式光伏装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

南网能源成功开发、运营多个大容量分布式光伏项目，项目业主方多为大规模的制造业企业，参与虚拟电厂资源聚合具有规模效应。同时，依托现有分布式光伏项目资源，公司可与分布式业主合作开发工商业储能或将工商业可调负荷进行聚合，为公司发展负荷聚合商带来灵活性资源。此外，根据用户用电习惯及负荷需求曲线，结合发电功率预测可更好地参与电力现货市场交易，提升收益水平。

图 75: 南网能源代表性的部分分布式光伏项目



南网能源单个厂区最大分布式光伏项目
并网装机容量 52.38MW, 项目运行 25 年, 预计总发电量 12.5 亿千瓦时, 年均发电量约 5,000 万千瓦时, 年减排二氧化碳 4.21 万吨

中山格兰仕分布式太阳能光伏项目



南网能源首个大型车棚光伏项目
并网装机容量 29.96MW, 项目运行 25 年, 预计总发电量 7.15 亿千瓦时, 年均发电量 2,862 万千瓦时, 减排二氧化碳约 2.41 万吨

东风日产乘用车分布式光伏一期项目



2015 年度中国分布式能源优秀项目特等奖
并网装机容量 31.26MW, 项目运行 25 年, 预计总发电量 7.46 亿千瓦时, 年均发电量 2,984 万千瓦时, 减排二氧化碳约 2.51 万吨

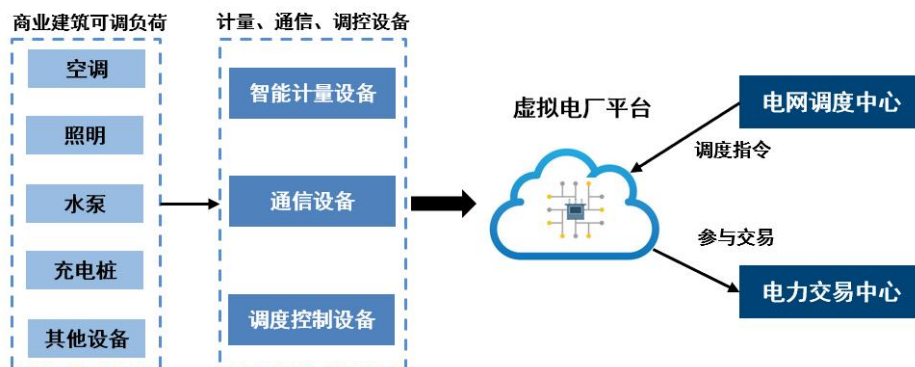
美的顺德制冷工厂分布式光伏项目

资料来源: 南网能源招股说明书, 国信证券经济研究所整理

2. 负荷侧资源: 商业建筑类可调负荷

商业建筑中空调、照明负荷占比较高, 通过对商业建筑中空调系统、照明系统等可调负荷进行智能化、数字化改造后接入虚拟电厂平台, 使得负荷侧具有生产、消费双重属性, 为电力系统提供调节能力, 实现柔性的负荷控制, 保障电网供需平衡。此外, 商业建筑负荷接入虚拟电厂平台后, 通过对商业建筑用电数据积累, 对用户用电精细化调节, 为商业建筑用户提供节能服务, 获取增量收益。

图 76: 商业建筑可调负荷接入虚拟电厂架构图示



资料来源: 屠盛春、刘晓春、张皓, 《上海市黄浦区商业建筑虚拟电厂典型应用》, 电力需求侧管理, 2020 年 22(1): 52-57, 国信证券经济研究所整理

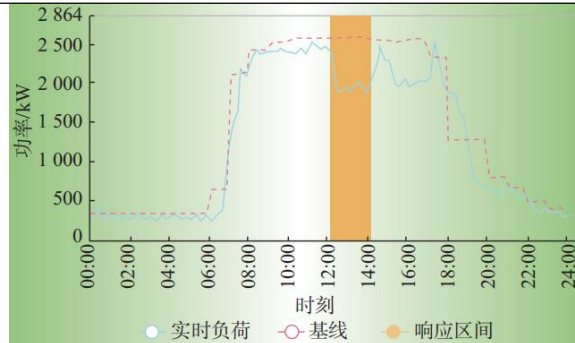
从上海市黄浦区商业建筑虚拟电厂应用实践来看，根据不同商业建筑的负荷曲线制定负荷调度、控制计划，将可调负荷接入至虚拟电厂平台，在用电高峰时段不影响用户正常用电需求情形下可有效实现负荷削减，缓解负荷波动大对电网带来的冲击。

图 77: 酒店建筑虚拟发电执行情况



资料来源：屠盛春、刘晓春、张皓，《上海市黄浦区商业建筑虚拟电厂典型应用》，电力需求侧管理，2020 年 22(1):52-57，国信证券经济研究所整理

图 78: 办公楼建筑虚拟发电执行情况

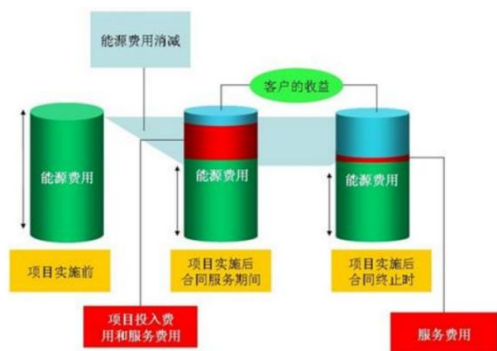


资料来源：屠盛春、刘晓春、张皓，《上海市黄浦区商业建筑虚拟电厂典型应用》，电力需求侧管理，2020 年 22(1):52-57，国信证券经济研究所整理

公司深耕建筑节能服务行业，聚焦医院、学校、通信、轨道交通等领域。南网能源公司建筑节能服务主要是为客户提供既有建筑综合节能服务和新建建筑（园区）高效的供冷、供热（水）、照明等一站式综合节能服务，建筑节能的收益来源于节能效益分成或根据用户用能的数量收取费用。对于既有建筑，进行节能诊断，分析能耗情况，提出有针对性的节能方案，降低用户用能成本；对于新建建筑，将节能目标贯彻到新建建筑用能设备的设计、建造以及运行全过程，通过投资并运营新建建筑高效用能系统来降低用户用能成本。

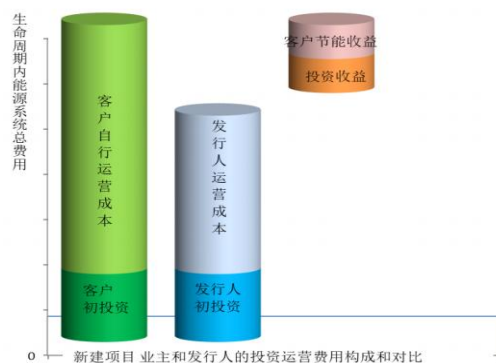
建筑节能市场潜力较大，未来公司建筑节能服务业务有望不断增长。截至 2021 年末国内存量建筑 581 亿平方米，仅 4% 的建筑采用了先进的能效改进措施，节能达标率均不足 10%；国内年新增建筑面积约 20 亿平方米，其中新增公共建筑约 4 亿平方米（新增大型公共建筑约 1600 万平方米）。当前，公司聚焦医院、学校、通信、轨道交通、大型公共建筑等重点领域，大力拓展以能效提升为核心的能源托管业务，不断积累北方大型公共建筑清洁供暖技术和经验。

图 79: 既有建筑节能服务示意图



资料来源：南网能源招股说明书，国信证券经济研究所整理

图 80: 新建建筑节能服务示意图



资料来源：南网能源招股说明书，国信证券经济研究所整理

图81：公司代表性的部分建筑节能项目



广东大厦综合节能改造项目

节能效益：改造内容包括空调系统和照明系统，综合节能效益 180 万 kWh/年，荣获“2016 年第七屆中美合同能源管理示范项目”。



广东广播电视台节能改造项目

节能效益：改造内容包括空调系统、照明系统、新风系统和能源管理系统，综合节能量为 179 万 kWh/年，获评“2018 年度广州市建筑节能与墙材革新示范工程”。



广州市妇女儿童医疗中心

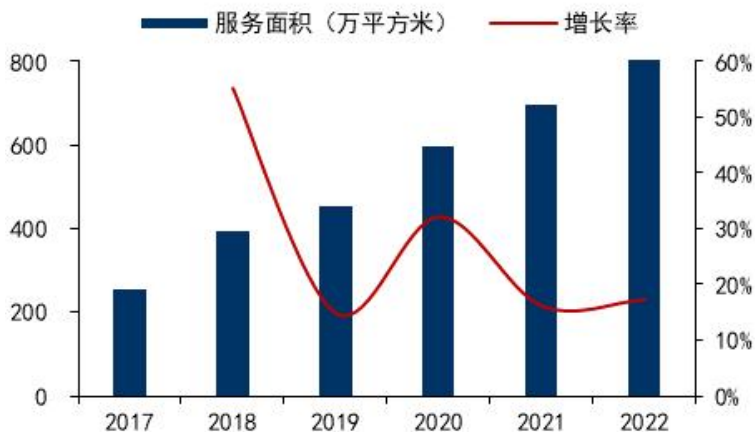
节能效益：改造内容包括空调系统、照明系统、新风系统和能源管理系统，综合节能量为 184 万 kWh/年，荣获“2017 年第七屆中美合同能源管理示范项目”。



资料来源：南网能源招股说明书，国信证券经济研究所整理

南网能源建筑节能业务服务面积及托管电量持续增加，未来可聚合的可调负荷资源多元。截至 2022 年，公司建筑节能服务面积 819 万平方米，托管电量达 6.68 亿千瓦时。未来公司将在医院、学校、通信、轨道交通等领域持续开展建筑节能服务，托管电量、服务面积将不断增加，相应可聚合接入虚拟电厂的可调负荷资源规模或持续扩张，且可调负荷资源类型多样，更为有效匹配电网调度需求。

图82：南网能源建筑节能业务服务面积情况



资料来源：南网能源招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

3. 南网区域虚拟电厂建设全国居前，南方电网为公司负荷聚合商转型发展助力

政策明确可调节负荷并网运行与辅助服务实施的管理规定，推动南网区域内虚拟电厂发展。近年来，国家能源局南方监管局、南方电网多次出台政策推动需求侧响应能力建设和分布式源荷聚合，政策确定了可调节负荷的并网主体地位，同时明确提出将虚拟电厂作为第三方独立主体参与电力市场交易试点，规定可调节负荷可通过参与辅助服务获取收益，政策端利好南网区域内虚拟电厂发展。

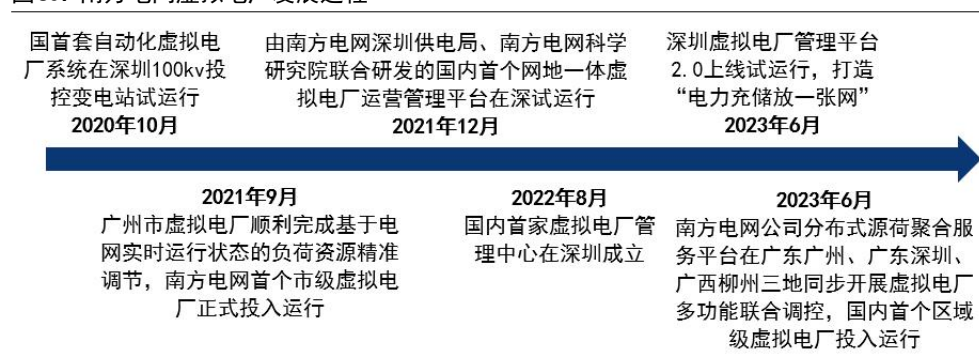
表 20：近年来南网区域推动虚拟电厂发展的相关政策梳理

时间	文件	发布机构	主要内容
2021 年 4 月	《数字电网推动构建以新能源为主体的新型电力系统白皮书》	南方电网	通过物联网和区块链技术聚合海量用户侧可调节资源，大力建设虚拟电厂，引导用户合理用电，促进发电侧和用电侧双向互动。
2022 年 5 月	《南方电网公司建设新型电力系统行动方案（2021-2030 年）白皮书》	南方电网	推进需求侧响应能力建设，深入挖掘弹性负荷、虚拟电厂等灵活调节资源，推动政府建立健全电力需求响应机制，激励各类电力市场主体挖掘调峰、填谷资源，到 2030 年，实现全网削减 5% 以上的尖峰负荷。推动建立健全峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷等需求侧管理电价机制，激励用户侧参与系统调节。
2022 年 6 月	《南方区域可调节负荷并网运行及辅助服务管理实施细则》	国家能源局南方监管局	将可调节负荷确定为负荷侧并网主体，并提出鼓励发电企业、售电企业、电力用户、储能企业或其他市场主体投资建设可调节负荷，促进可调节负荷为电力系统运行提供调频、调峰等辅助服务，对可调节负荷可参与的辅助服务的类别、考核及补偿机制等进行明确规定。
2022 年 12 月	《加快推进分布式源荷聚合服务业务发展实施方案》	南方电网	对分布式源荷聚合服务业务发展的目标、策略、模式做出布局，推动分布式源荷聚合服务业务有序发展
2023 年 7 月	-	国家能源局南方监管局	召开现场推介会，明确提出将虚拟电厂作为第三方独立主体参与电力市场交易试点。

资料来源：南方电网，北极星电力网，国信证券经济研究所整理

南方电网持续推进虚拟电厂建设，虚拟电厂逐步实现规模化发展。南方电网自 2019 年以来就开始探索虚拟电厂，目前在聚合的资源、调节能力、调度控制技术等方面取得积极进展，2023 年 6 月，南网投运国内首个区域级虚拟电厂，在接入规模、响应规模上较单个虚拟电厂数量级实现大幅提升，截至 2023 年 6 月，南方电网建设的深圳虚拟电厂管理中心接入资源规模超 150 万千瓦，实时最大可调节负荷能力超 30 万千瓦。预计未来随着政策驱动以及电力系统调节性需求释放，虚拟电厂接入的资源、负荷规模将持续增加。

图 83：南方电网虚拟电厂发展过程



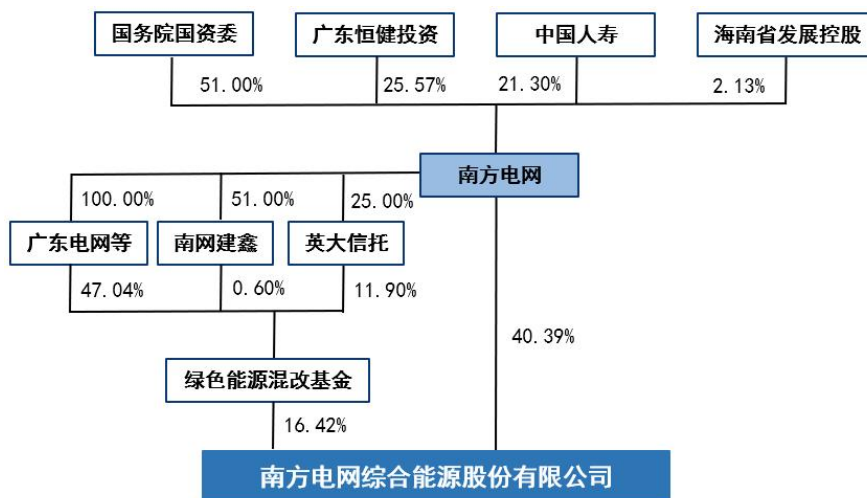
资料来源：南方电网，北极星电力网，国信证券经济研究所整理

南方电网为南网能源公司控股股东，南网能源为南网下属新兴业务单位的主要成员。截至 2023 年 3 月，南方电网直接持有南网能源 40.39% 股权，并通过绿色能源混改基金间接持有南网能源 8.26% 股权，合计持有南网能源 48.65% 股权，为公

司的控股股东；同时，从南方电网公司架构来看，南方电网明确将南网能源公司分类为新兴业务单位，承担南方电网节能服务、综合能源服务相关新兴业务。

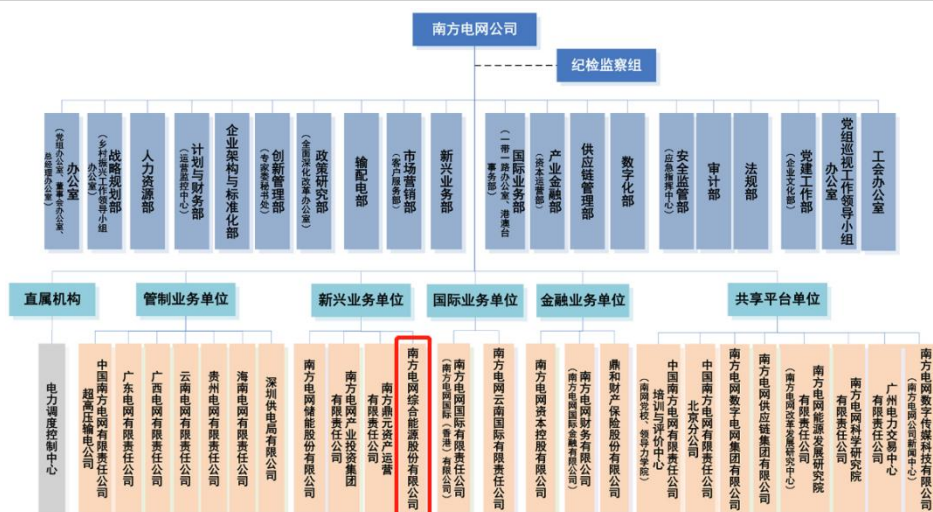
作为南方电网旗下开展节能服务、综合能源服务的专业化公司，南网能源将依托南方电网的客户资源和渠道优势，增强公司工业节能、建筑节能、照明节能等节能服务业务的市场竞争力，实现工商业分布式光伏、建筑节能、照明节能业务快速发展；同时，南网能源可借鉴南方电网多年积累的虚拟电厂建设、运营经验，将在手的电源侧、负荷侧的灵活性资源进行聚合，接入虚拟电厂平台，通过参与需求侧响应、辅助服务市场、电力现货市场交易获取增量收益，增强公司综合盈利能力。

图84: 南网能源股权结构图



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图 85: 南方电网公司架构图



资料来源：南方电网官网，国信证券经济研究所整理

苏文电能：发展光伏+储能+充电桩业务，虚拟电厂逐步落地

苏文电能公司以设计业务为先导，后将产业链向产业链上下游延伸，成为涵盖电力设计咨询、电力设备供应、电力施工及智能用电服务为一体的一站式（EPCO）供应电品牌服务商。近年来，公司积极探索能源数字化与电力服务融合，积极发展分布式光伏、用户侧储能、微电网、零碳园区等相关业务。公司基于 E（咨询设计）P（智能制造）C（安装集成）O（投资运营）S（软件信息）五项专业能力，通过云计算、大数据、物联网和移动互联网技术为用户提供“源、网、荷、储”以及多能互补的综合智慧能源服务平台，实现光电、风电、充电、储能与配电网等多场景智能管理，可帮助客户节能减碳、提高能效，积极参与电力需求侧响应。

图 86：苏文电能主要业务及应用场景图示



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司已有虚拟电厂项目落地。2023 年 4 月，公司发布公告，公司与光明电力、海聚新能源签订《100MWh 虚拟电厂项目合作框架协议》，项目实施共分两期建设，力争在 2024 年底前将完成共计 100MWh 虚拟电厂建设任务。公司在该项目中承担储能项目建设、运维、运营，同时负责虚拟电厂的平台搭建及技术支持，协助海聚新能源进行虚拟电厂的后期运营，并根据实际情况接入东阳当地调度平台，配合光明电力参与东阳市电力辅助服务，削峰填谷。

表 21：苏文电能 100MWh 虚拟电厂项目建设时间安排

项目阶段	建设内容
第一期	2023 年完成 50MWh 分布式用户侧储能项目并网任务
第二期	2024 年完成 50MWh 分布式储能并网任务以及搭建一套虚拟电厂平台，满足东阳市共计 10 万 KWH 的调峰能力

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司积极拓展分布式光伏、用户侧储能、微电网、充电桩等业务，有助于积累电源侧、用户侧灵活性资源。目前，公司已落地多个分布式光伏、用户侧储能项目，且有较为充足的分布式光伏、用户侧储能项目资源储备，并积极推进企业光储充一体化建设，构建微电网。在充电桩方面，公司充电品牌为“电能侠充电”，截至 2023 年 4 月，加盟的站点约 200 座左右。此外，公司作为 EPCOS 一站式电能运营服务商，在过往业务发展过程中，服务客户 10 万+，积累了大量工商企业客户资源及用电数据资源，有助于公司开拓可调负荷资源和提升虚拟电厂运营水平。

图87：苏文电能主要客户分布情况



资料来源：公司 ESG 报告，国信证券经济研究所整理

2023 年 5 月，苏文电能公司获得电力需求侧管理服务机构能力评定证书（一级），公司未来将充分整合优化可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等需求侧灵活性资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应，创新用电服务模式，帮助用户进行调节能耗分析、策略制定及收益核算。

图88：苏文电能获得电力需求侧管理服务机构能力评定证书（一级）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司“电能侠”云平台拥有大量数据，支撑虚拟电厂业务发展。公司“电能侠”云平台基于云计算、大数据、物联网和移动互联网技术为用户提供“源、网、荷、储”以及多能互补的综合智慧能源服务平台，包括数据采集、在线监测、诊断分析、智能调度和能碳管理，实现光电、风电、充电、储能与配电网等多场景智能管理，将电能的“发输配用”数据贯通，可视化服务用电客户。截至 2022 年，“电

能侠”云平台接入变电站 4300+, 光伏站 100+, 储能站 30+, 共接入电能物联网终端设备 8 万+, 年均管理用电量超 60 亿度。

图89: 苏文电能“电能侠”云平台架构



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

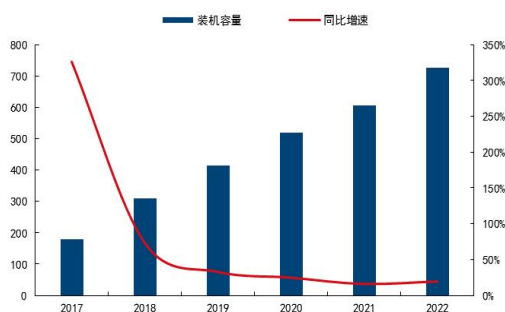
芯能科技: 基于分布式光伏拓展用户侧储能+充电桩业务, 灵活性资源可开发空间较大

公司以自持工商业屋顶光伏为核心业务, 拓展充电桩、储能、微网业务。公司自持工商业分布式屋顶光伏, 积累了大量优质屋顶资源客户, 并对外提供光伏电站开发、建设、运维“一站式”服务。公司发展战略为“聚焦自持分布式电站业务, 紧跟产品技术发展, 围绕主业拓展分布式新应用领域”。“分布式新应用”领域的一方面是依托工商业屋顶资源客户, 开发工商业储能运营业务、充电桩充电服务, 另一方面是利用储备技术, 开发户储产品并向国内外销售。

公司屋顶资源储备丰富, 装机规模稳步提升。公司深耕分布式光伏赛道多年, 已拥有 GW 级分布式客户资源, 形成强大的屋顶资源获取能力。截至 2022 年, 公司累计自持分布式光伏电站并网容量约 726.5MW, 另有在建、待建和拟签订合同的分布式光伏电站装机约 172MW, 公司自持装机以稳定增速向 GW 级迈进。未来公司将持续拓展分布式光伏业务, 而分布式光伏为优质的电源侧灵活性资源, 公司灵活性资源可开发空间较大。

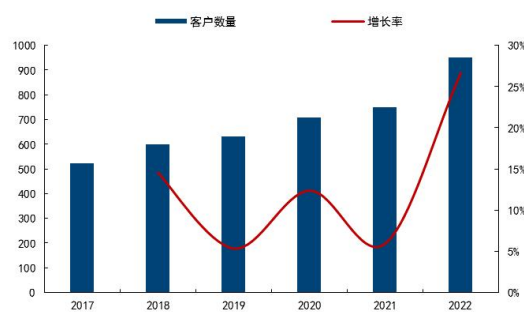
公司深耕光伏行业, 项目经验丰富, 客户资源储备充足。截至 2022 年, 公司已累计获取屋顶资源超 1200 万平方米, 涉及工业企业 951 家, 年发电能力可超 12 亿 kwh。公司在分布式光伏领域积累的客户, 可将其负荷进行聚合参与虚拟电厂运行, 同时还可依托现有客户资源渠道拓展工商业储能业务, 为公司提供潜在的灵活性资源。

图90：芯能科技自持分布式光伏装机容量（MW）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图91：芯能科技工商业分布式光伏客户数量



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司已对外开展工商业用户侧分布式储能聚合业务。公司已落地多个“网荷光储充智能微网”示范项目，属于小型虚拟电厂。通过项目储备的技术基础和实施经验，有助于公司开展工商业分布式储能聚合业务。公司计划优先向分布式光伏客户进行工商业储能的推广、应用，争取在2023年度促成一定规模的储能项目落地。

公司于2021年建成的“网荷光储充智能微网”示范项目是小型分布式虚拟电厂，已稳定运行至今。该示范项目基于生产、办公园区实施建设，配套分布式光伏电站、储能系统、充电桩、数据采集器、智慧能源管理平台等软、硬件设施，可实现用电负荷削峰填谷、提高光伏消纳比例、电力需求响应、并离网无缝切换、储能PCS远程控制等功能，可将用户侧资源聚合作为调节工具参与电力辅助服务市场，从而获得电力需求响应收益。

公司围绕现有分布式光伏客户铺设充电桩，可充分利用光伏发电，搭配工商业储能，构建微网系统。公司充电桩可与光伏产品、工商业储能联动，形成“光伏+储能+充电”生态，通过微电网智能控制技术，构成局部智能微网系统，将光伏发电量直接供充电车辆就近消纳，或存储到储能系统中，既能为电动汽车供给绿色电能，又能调配峰谷用电，可有效提高清洁能源利用率。

图92：芯能科技“光伏+储能+充电”智慧电动汽车充电站示意图

01. 光伏车棚

光伏组件安装于停车场车棚上，为车棚下的车辆遮阳挡雨，并将太阳光转化为电能，给电动汽车充电，自发自用。

03. 储能电池柜

光伏电优先供给电动汽车充电，暂时无法消纳的光伏电储存在蓄电池中，或提供给园区内其它用电设备。



04. 摄像头

对车棚内停放车辆进行实时监控，保证车棚内车辆安全。光伏车棚、储能、充电桩三个功能可独立运行，根据合作模式灵活选配。

02. 充电桩

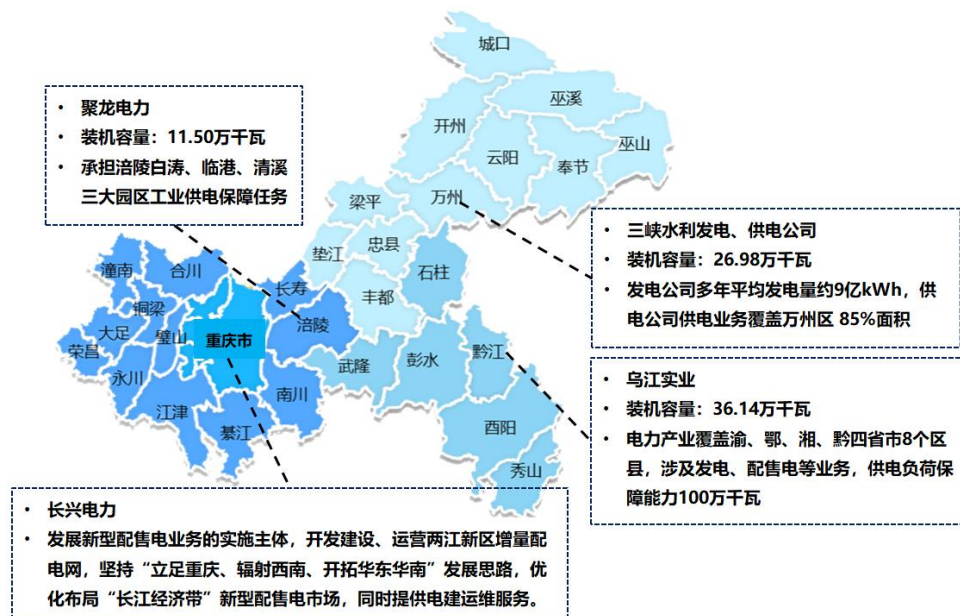
为新能源汽车充电，减少化石能源使用，减少尾气排放，绿色出行。

资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

三峡水利：以配售电业务为基础，发力综合能源服务业务，具备发展虚拟电厂的基础

三峡水利配售电主业发展稳健。自 2020 年资产重组完成后，三峡水利公司整合重庆市内的万州区、两江新区、涪陵区和黔江区四张区域电网，配售电主业实力增强。目前，公司配售电网络涉及重庆市万州区、涪陵区、黔江区、秀山县、酉阳县等区域，掌握稀缺的配电网市场资源，供电网络与国网重庆电力、湖北电网及南网贵州电网均有联网，供电安全可靠。同时，公司在区域内有相对稳定的政府合作基础和用户群体，在市场资源整合和开拓方面存量市场先入和增量市场先发优势显著。

图 93：三峡水利发电、供电业务发展布局情况



资料来源：公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

公司发供电业务具有厂网一体化、市场及区位等优势，未来可将电力用户负荷进行聚合，发展虚拟电厂业务。公司拥有完整的发、供电网络，是上市公司中少数拥有“厂网合一”的电力企业，公司的厂网一体化保证了对区域电力供应的市场优势。公司深耕电力业务所在区域，同时公司高度重视用户开拓，依托所在区域较强的工业优势，拥有一批高质量大工业用户，负荷增长稳定，用户维系及获取能力较强。未来公司有望依托电力客户的资源渠道，将电力用户负荷进行聚合，进行需求侧响应。

大力开展市场化售电业务，积极开拓新增配电业务，推进配售电业务向外拓展。公司坚持“立足重庆、辐射西南、开拓华东华南”发展思路，依托长江经济带和成渝双城经济圈战略，采取“自营+联营”的营销模式，大力拓展配售电业务。目前，公司完成四川、浙江、江苏、安徽、广东、江西等 8 省市的售电资质准入，为拓展市场化售电业务发展奠定基础；同时，公司以增资扩股方式参股广东新巨能公司，快速切入广东售电市场，作为华南区售电业务支撑点；在上海投资 2.05 亿元成立售电公司，支撑公司在长三角发达地区乃至全国范围内开展市场化售电业务。当前，公司市场化售电业务取得积极进展，市场化售电签约客户数量突破 3700 家。2023 年，公司将继续大力拓展售电市场，促进配电业务规模、产能稳步增长，预计实现售电量 138.50 亿千瓦时，同比增长 2.05%。

推动“售电+”增值服务落地，协同综合能源业务开展。公司市场化售电业务采用“自营+分销”模式，依托自有售电资质自主进行市场化售电服务或与有资源、有技术优势的售电公司开展股权合作，不断积累用户资源。同时，根据用户个性化需求，积极推动“售电+”增值服务，依靠售电业务挖掘用户用电需求，并定制增值服务，如综合能源、能效管理、储能服务及电力运维等，助力综合能源业务发展。

图 94：三峡水利公司市场化售电区域分布情况



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

依托现有优势，持续拓展综合能源业务。公司综合能源业务的发展策略：1) 以综合能源公司为主体，集中优势资源，打造公司综合能源发展平台；2) 依托配售电业务基础，发挥产业协同作用；3) 加强储能等新技术储备和新业态研究，提升方案制定能力和项目实施能力。

分布式光伏项目不断落地，增厚公司业绩的同时助力售电、综合能源业务发展。目前，公司在建在运分布式光伏装机规模超 100MW，分布式光伏项目落地将助力公司业绩增长。

表 22：三峡水利公司分布式光伏项目情况

项目	装机规模 (MW)	投资金额 (亿元)
江西九江诺贝尔濂溪工厂屋顶分布式光伏项目 (二期)	21.90	0.92
重庆涪陵临港经济区首期屋顶光伏项目	11.54	0.46
合计	33.44	1.38

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

储能业务双轮驱动，把握新型电力系统建设发展机遇。公司储能业务主要为独立储能和用户侧储能两个细分业务，其中公司独立储能协同大股东业务布局重点区域，目前项目订单逐步释放，近期公司重点推进重庆永川松溉、两江龙盛储能以及广西百色，共计 403MW/806MWh 储能项目，其中永川区松溉、两江新区龙盛独立储能电站已建成投产；用户侧储能则依托市场化售电资源优势，挖掘客户用能需求，在广东等地积极推进用户侧储能业务并取得突破，目前公司累计签约用户侧储能项目 84 个，合计容 863MWh，累计开工项目 33 个，总容量 131MWh，预计随着

峰谷价差持续拉大，公司用户侧储能项目将加快落地。

“十四五”期间，公司在用户侧储能领域将充分发挥售电资源、人才技术等优势，打造以储能为聚合资源、GW 级规模、交易能力国内领先的运营商，同时协同公司售电和综合能源业务发展，为重点布局长江经济带售电市场提供可推广的“售电+”业务模式。

表 23：2023 年以来公司新获独立储能项目情况

项目	装机规模（MW/MWh）	投资金额（亿元）
永川区松溉独立储能电站项目	200/400	7.82
两江新区龙盛独立储能电站项目	100/200	4.00
合计	300/600	11.82

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

整体而言，三峡水利公司作为售电公司，拥有大量工商业客户资源，客户粘性强，未来可将电力用户可调负荷进行聚合形成自身灵活性资源池；同时，目前公司大力发展分布式光伏、独立储能、用户侧储能业务，进一步丰富公司的灵活性资源池，为公司未来发展虚拟电厂提供有效支撑。

风险提示

政策不及预期：政策体制机制完善促进虚拟电厂增加收益，若未来政策不及预期，虚拟电厂不能有效参与到电力现货市场、辅助服务市场、容量市场、绿电市场等市场之中，增量收益较为有限，可能会限制虚拟电厂运营商发展，导致产业发展进程不及预期。

市场竞争加剧：新型电力市场建设背景下，聚合灵活性调节资源的虚拟电厂市场需求有望持续释放，而虚拟电厂运营行业并无很强的进入壁垒，未来产业快速发展可能会吸引大量市场主体加入到虚拟电厂运营行业之中，导致虚拟电厂运营市场竞争加剧，导致虚拟电厂运营商盈利能力下降。

电价波动风险：虚拟电厂可参与电力现货市场获取收益，若电力现货市场电价波动较小，则虚拟电厂可能很难实现套利；同时，如果电价波动变化较大，而虚拟电厂运营商交易策略制定不当，则会导致虚拟电厂运营商收益收窄，甚至可能出现亏损，影响虚拟电厂项目收益。

补贴下降风险：需求侧响应是虚拟电厂实现收益的重要来源之一，若未来需求侧响应电价补贴下降，将会导致虚拟电厂项目收益率下降，对虚拟电厂行业发展带来不利影响。

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、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所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032