



公用事业&电新行业研究

买入（维持评级）
行业深度研究

证券研究报告

国金证券研究所

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001） 分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

xujunyi@gjzq.com.cn

yaoy@gjzq.com.cn

联系人：汪知瑶

wangzhiyao@gjzq.com.cn

掘金新型电力系统系列报告二：电改政策驱动下的信息化投资机会

投资逻辑

新型电力系统的新变化——源侧清洁低碳、荷侧多元互动、网侧柔性灵活。①新的装机结构：新系统中装机主体和电量主体将逐步由火电转变为非化石能源发电，且源侧将由多种能源的简单叠加过渡为基于复杂多能流网络协同的联动性、系统性的大时空尺度优化配置。②新的负荷特性：新型电力系统的低碳目标驱使终端电气化水平大幅提升，带动负荷侧呈现多元化特征，且负荷侧属性从单纯的刚性消费者转变为响应源网侧供需平衡调控的需求侧资源。③新的电网形态：电网将由单向逐级的链型网络向“主网+微网”、“交流+直流”转型，弹性、柔性显著提升。

新变化带来的新问题——供需匹配难度升级、系统风险和系统成本增加。①供需匹配方面，从空间匹配角度看，我国新能源资源与负荷中心逆向分布，而特高压电网建设仍存在进度滞后、资源配置能力不足等问题；从实时平衡角度看，源侧新能源出力具有随机性、波动性、逆负荷性，荷侧三产用电增加叠加新型负荷占比提升加剧负荷波动，二者共同增加电力供需平衡难度。②系统风险和成本方面，新能源大规模并网、配电网侧输入多元化以及电力电子元器件高比例接入带来系统运行工况波动加剧、电能质量和稳定性降低的风险。为了控风险、助平衡，系统成本将显著提升，国网能源研究院预测 2025 年包括辅助服务、电网建设等助力系统消纳措施所带来的成本将是 2020 年的 2.3 倍。

新问题的解决途径——“信息化技术+电改政策”共同发力。①发电侧：为保障并网稳定性，新能源功率预测及智能并网技术需求提升；政策方面，“双细则”的功率预测偏差考核趋严叠加新能源参与市场承担的预测偏差损益凸显高精度功率预测的价值，且在对并网控制系统的安装、考核提出明确要求的同时给予新能源通过辅助服务获得收益的机会，为智能并网控制系统提供应用激励和成本分摊。②输变电&调度侧：电网建设和调度要求提升催生 BIM 设计、电网智能调度、智能运维技术需求，政策上第三轮输配电价改革后“顺价”机制理顺为输配电价上涨留出空间，有利于主网侧增量成本的分摊。③配用电侧：负荷侧多元化、高波动要求需求响应能力提升并催生虚拟电厂技术需求，且配电网接入多元化对配电感知响应、用户服务和管理的的高要求催生配电自动化、用电信息采集及数字化电力营销技术需求；从政策看，输配电价改革提出的分电压等级核定容量电价及负荷率约束激励机制利好虚拟电厂建设所需的增量配电网成本的控制和分摊；而除国家层面激励政策外，市场化改革和系统规则完善是虚拟电厂技术得以落实的重要途径。

从政策驱动角度看信息化技术商业模式落地——短期看发电侧，中长期看输配用电侧。发电侧技术相关政策以考核类为主，奖惩细则已较为清晰且有一定强制性，预计短期可对技术落地应用起到较好促进作用。输配电侧技术相关政策以成本分摊类为主，政策强度相较考核类略弱；第三轮监管周期中输配电价整体已可看到一定上涨趋势或上涨空间，中期角度看，后续改革深化有望进一步落实涨价带来的成本分摊。包含配、用电环节的虚拟电厂技术发展在增量配网建设方面有输配电价改革带来的成本分摊助力，而短期内系统规则不够明确、辅助服务及现货市场不够成熟对虚拟电厂的市场参与和高效盈利产生了一定制约；我国电力市场化改革过程漫长但已步入加速周期，中长期看市场化改革深化及市场机制的完善将助力虚拟电厂技术落地取得“从 0 到 1”的实质性进展。

投资建议

预计 23-25 年国网智能化投资平均增速可达 7-8%，电网投资的增加将拉动电力信息化行业步入快速增长轨道，相关电改政策推进也为信息化产品的商业模式完善提供了落地途径，因而在电力发、输、配、用各环节中具有信息化技术领先优势的公司有望受益，推荐关注：国能日新（电新、计算机组联合覆盖）、国电南瑞（电新组覆盖）、东方电子（电新组覆盖）、国网信通（电新组覆盖）、朗新科技（计算机组覆盖）。

风险提示

市场化改革不及预期；电网智能化投资不及预期；新能源发展进度不及预期。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

掘金引言.....	4
1、新型电力系统的新变化：源侧清洁低碳、荷侧多元互动、网侧柔性灵活	6
1.1 新的电源装机结构——能源结构向清洁低碳、多能互补转变	6
1.2 新的负荷特性——电能替代带来负荷多元化，单向用电向需求响应、双向传输转变	7
1.3 新的电网形态——“主+微”、“交+直”融合发展，电网弹性、柔性显著提升	8
2、新变化带来的新问题：电力供需平衡难度升级，系统成本与风险提升	9
2.1 供需错配叠加源、荷波动性增加，电力供需平衡难度升级	9
2.1.1 新能源供需空间错配，特高压建设不足问题仍严峻	9
2.1.2 “双随机”电力系统源、荷侧波动均增加，加大电力平衡难度	10
2.2 系统风险显著提升，系统成本随之增加	12
3、新问题的解决途径：“信息化技术+电改政策”双重途径并行	13
3.1 发电环节：提升功率预测和并网控制水平，技术升级+考核趋严+市场化缺一不可	13
3.1.1 为保障并网稳定性，高精度功率预测及智能并网技术需求提升	13
3.1.2 功率考核趋严+绿电市场化，强化功率预测技术在电力交易中的重要性	14
3.1.3 双细则对新能源并网控制提出考核，并可保障一定辅助服务收益	17
3.2 输变电&调度环节：以电网智能化为技术工具，有待输配电价改革实现成本疏导	19
3.2.1 电网建设和调度要求提升，需 BIM 和电网智能调度、运维技术加以支持	19
3.2.2 输配电价改革持续完善，有望利好输电侧增量成本分摊	21
3.3 配用电环节：需求响应相关技术亟待应用，市场机制发展助力落实“源荷互动”	22
3.3.1 需求响应的落实需虚拟电厂、配电自动化以及用户营销管理相关技术助力	22
3.3.2 利好政策陆续出台，助力虚拟电厂技术的发展和运用	24
3.3.3 市场规则完善+市场化改革推进是虚拟电厂技术落实的重要途径	25
3.4 从政策角度看信息化技术商业模式落地：短期看好发电侧，中长期看好输配用电侧	30
4、投资建议	31
5、风险提示	34

图表目录

图表 1： 新型电力系统建设中的问题需要信息化技术和电改政策双重途径解决	5
图表 2： 我国电源结构长期以来以火电为主体	6
图表 3： 我国非化石能源发电量占比将显著提升	6
图表 4： 新型电力系统发展三阶段中对储能发展有明确规划	6
图表 5： 2060 年新型电力系统建设完成时，我国电气化率预计将达到 60%	7
图表 6： 终端电气化主要聚焦于工业、建筑、交通、农业农村四大用能部门，负荷侧呈现多元化	7



图表 7: 与传统大电网比, 微电网能实现自我调节、自主供电	8
图表 8: 新型电力系统将出现交直流混合配电网的新型态	9
图表 9: “三北”地区风力发电量排名靠前	9
图表 10: 我国光伏发电集中于西部高海拔地区	9
图表 11: 我国用电负荷集中在中东部和南方等人口密度较高的地区	10
图表 12: 风电、光伏出力集中于 18pm-6am、10am-15pm	10
图表 13: 我国高峰负荷集中在 8am-10am、18pm-22pm	10
图表 14: 二产用电负荷日峰谷差较小	11
图表 15: 三产用电负荷日峰谷差相对较大	11
图表 16: 北京因三产占比更高而负荷峰谷差较蒙西更大	11
图表 17: 我国近十年三产及居民生活用电占比上升	11
图表 18: 未来电动车保有量将持续增长 (百万辆)	11
图表 19: 电动车的无序充电增加了用电负荷峰谷差	11
图表 20: 新能源汽车充电时间与日常用电时段重合度较高	12
图表 21: 不同于传统发电机组, 风电输出电压具有随机波动性	12
图表 22: 新型电力系统在“源-网-荷”端引入更多电力电子装备	13
图表 23: 功率预测系统主要由预测服务器、安装于服务器内的软件和测风/测光设备构成	14
图表 24: 功率预测技术服务包含从气象数据的采集和预测至功率测算及结果上传全流程	14
图表 25: 并网控制系统可分为 AGC 系统、AVC 系统和快速频率响应系统	14
图表 26: 自 2018 年起各区域电力监管机构先后制定并发布了“双细则”考核方案	15
图表 27: 因短期预测偏差, 新能源在现货市场需承担日前双细则考核、日前预测偏差损益和日前超额获利回收	16
图表 28: 新能源日前预测偏差造成的总损失额 (亿元)	17
图表 29: 新能源日前预测偏差造成的度电损失 (元/MWh)	17
图表 30: 国家政策层面对新能源功率控制有明确要求	17
图表 31: 各区域“双细则”对新能源并网控制 (主要指 AGC、AVC) 有明确要求	18
图表 32: 各地“双细则”中的《辅助服务管理实施细则》规定新能源 AGC、AVC 服务可获得一定补偿	19
图表 33: 电力领域 BIM 技术应用包括设计平台及核心软件等	19
图表 34: 新一代调度技术支持系统可实现电力的实时运行组织和调度管理	20
图表 35: 输电线路智能运维管理系统可助力监测和预警	21
图表 36: 变电站智能辅助系统可对变电站设备和运行环境进行在线监测和控制	21
图表 37: 第三轮输配电价改革后, 区域电网输电价格整体看已呈现出上涨趋势	22
图表 38: 虚拟电厂扮演“电厂”或“负荷”的双重角色	23
图表 39: 虚拟电厂分为拟电厂站控、过程和资源三层结构	23
图表 40: 虚拟电厂各个逻辑层级在应用功能上协调配合	23



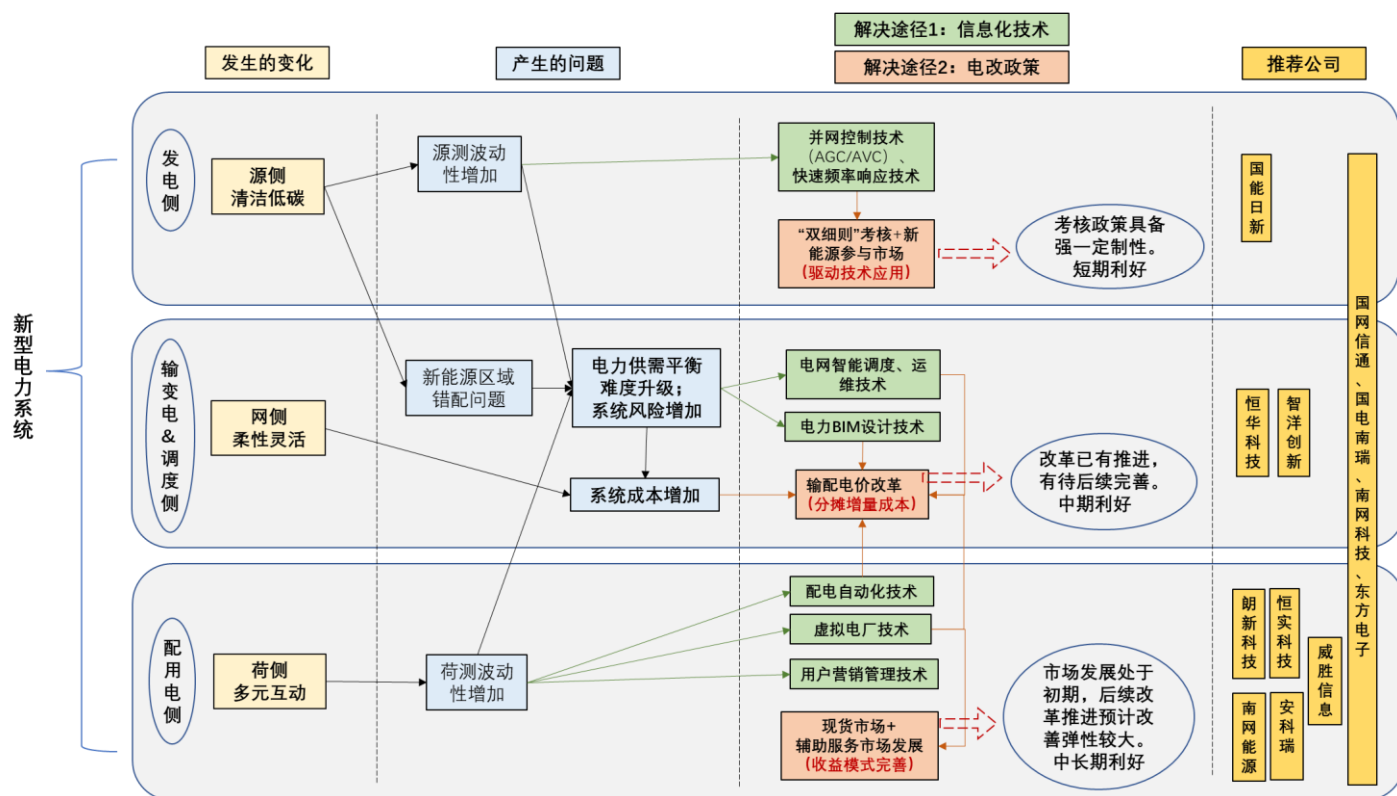
图表 41: 配电自动化系统主要由配电主站、配电子站、配电远方终端和通信网络组成.....	24
图表 42: 用电信息采集系统可提供实时用电信息数据	24
图表 43: 数字化电力营销系统可高效提供各类营销操作	24
图表 44: 2021 年以来有关虚拟电厂的鼓励政策频出	25
图表 45: 虚拟电厂发展分为邀约型、市场型和跨空间自主调度型 3 阶段	26
图表 46: 江苏、浙江、上海、冀北等地已出现大型虚拟电厂试点	26
图表 47: 广州虚拟电厂参与需求响应分为邀约型、实时型	26
图表 48: 相关地区虚拟电厂参与辅助服务市场的商业模式汇总	27
图表 49: 我国虚拟电厂存在盈利模式较为单一且效益较低的问题	28
图表 50: 德国虚拟电厂相关政策出台起到关键推动作用	29
图表 51: 我国辅助服务市场及电力现货市场建设持续推进	30
图表 52: 新型电力系统中主要信息化技术的相关政策发展情况汇总	31
图表 53: 预计 23-25 年国网投资完成额 CAGR 为 5-6%.....	32
图表 54: 预计 23-25 年国网智能化投资金额 CAGR 为 7-8%.....	32
图表 55: 推荐公司及推荐逻辑	32



掘金引言

- 随着国网智能化投资的逐年增加，市场对于新型电力系统建设过程中的电力信息化发展有较高的关注度，但关注点更多集中于 IT 技术发展、AI 算法涌现的背景下电力信息化在技术方面的突破。
- 我们认为，有关电力信息化的投资逻辑中，技术层面的发展固然重要，但技术真正在应用时，需要面临的重大挑战之一就是需要跑通自身的商业模式，不论是通过考核对技术应用提出奖惩要求、还是对技术应用成本进行合理分摊、亦或是对技术应用后收益模式的持续完善，都对信息化技术在最后的落地应用关卡起到至关重要的推动作用，而这些都离不开电力市场中相关市场规则的完善和市场改革政策的驱动。
- 因此，我们按照“新型电力系统建设产生的新变化-新变化带来的新问题-新问题的解决途径”的思路，从发电侧、输变电&调度侧、配用电侧三个维度分析了新系统建设过程中的问题及解决途径。更重要的是，我们将解决途径分为信息化技术和电改政策两个层面，并着重分析了后者对前者应用助推的原理、推动的进程以及目前主要的制约点。最后，我们将这两类途径的分析相结合，总结得出，从电改政策角度看，发电侧技术（主要涉及新能源功率预测和智能并网控制技术）的商业模式已较为清晰成熟、有望在短期内实现对技术应用落地的有效驱动；输配电侧技术（主要指 BIM、电网智能调度、输变配电智能运维、配电自动化、虚拟电厂技术等）则将在中长期电改推进的过程中实现商业模式的实质性改善，未来改善弹性可期。
- 本文的行文逻辑如下图所示：

图表1：新型电力系统建设中的问题需要信息化技术和电改政策双重途径解决



来源：国金证券研究所

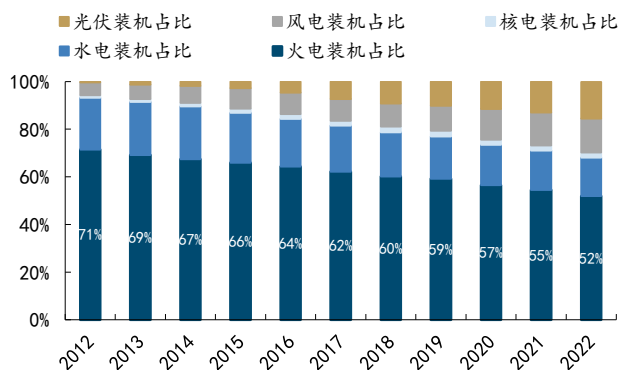


1、新型电力系统的新变化：源侧清洁低碳、荷侧多元互动、网侧柔性灵活

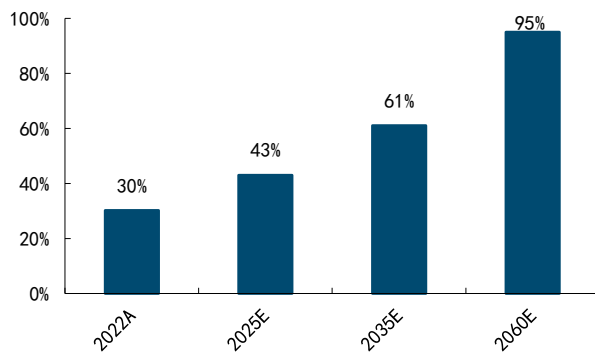
1.1 新的电源装机结构——能源结构向清洁低碳、多能互补转变

- 新型电力系统的发电结构需由传统的以煤为主转向低碳清洁的供应体系。
- ✓ 火电长期以来是我国电力系统中的主体电源。由于我国“富煤、贫油、少气”的能源结构，虽然近年来煤电装机占比逐步降低，但燃煤发电一直以来仍为我国电源的主力。2022 年火电累计装机容量达 13.3 亿千瓦、占总装机容量比重 52%，近 10 年来占比持续维持在 50% 以上；其中煤电累计装机容量 11.2 亿千瓦，占火电及总装机容量比重分别为 84.1%/43.7%。2022 年全年我国火电发电量 58531.3 亿千瓦时，占总发电量的 69.8%。
- ✓ “清洁低碳”是构建新型电力系统的核心目标。新型电力系统中，装机主体和电量主体将逐步由火电转变为非化石能源发电。据国家电网预测，到 2030 年我国新能源发电装机规模将超过煤电，成为第一大电源；根据北京大学能源研究院发布的《以新能源为主体的新型电力系统的内涵与展望》，在新型电力系统的发展路径下我国光伏、光热、陆上风电和海上风电总装机到 2025 年、2035 年和 2060 年预计将分别超过 11 亿千瓦、26 亿千瓦和 56 亿千瓦，非化石能源发电量占比分别达 43%、61% 和 95%。

图表2：我国电源结构长期以来以火电为主体



图表3：我国非化石能源发电量占比将显著提升

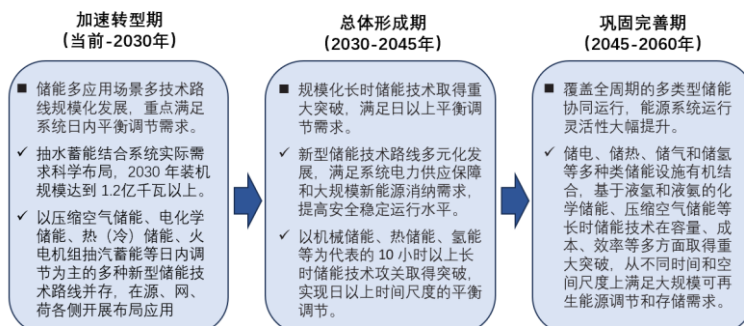


来源：中电联、国金证券研究所

来源：《以新能源为主体的新型电力系统的内涵与展望》、国金证券研究所

- 新能源占比提升的同时需落实“多能互补”，分布式能源和储能重要性愈发凸显。
- ✓ 新系统注重优化能源系统网络格局、实现多能耦合，这也意味着源侧将由多种能源的简单叠加过渡为基于复杂多能流网络协同的多种能源联动性、系统性的大时空尺度优化配置。
- ✓ 分布式电源由于实现就地生产和消纳，对于能源结构的改善尤为重要，据前瞻产业研究院测算 2025 年分布式能源在电网体系比例将由目前的 6-7% 提升至 15.6%；同时，储能将是高比例新能源电力系统中维护发用平衡的主要方法，且可为分布式发电系统提供调频、调压、能源备用、稳定输出等服务以实现局部平衡，因而新系统中覆盖全周期的多类型储能将协同运行、助力能源系统运行灵活性提升。

图表4：新型电力系统发展三阶段中对储能发展有明确规划



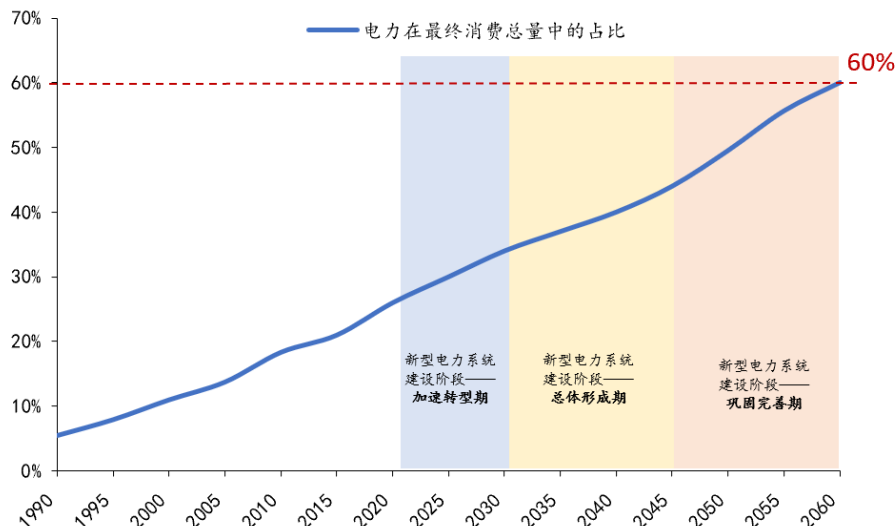
来源：《新型电力系统发展蓝皮书》、国金证券研究所



1.2 新的负荷特性——电能替代带来负荷多元化，单向用电向需求响应、双向传输转变

- 新型电力系统的低碳目标驱使终端电气化水平大幅提升，带动负荷侧呈现多元化特征。
- ✓ 利用低碳电力实现中国经济体的普遍电气化是建成低碳新型电力系统的重要途径。据中国能源基金会预测，除电力供应端的快速脱碳外，工业、交通和建筑等终端部门的电气化对实现 2060 年碳中和目标的碳减排量贡献比例将达到 27%。根据中电联发布的《中国电气化年度发展报告 2022》、国家电网“碳达峰、碳中和”行动方案和壳牌分析数据，2021 年全国电能占终端能源消费比重约 26.9%，预计 2025、2030、2060 年全国电能占终端能源消费比重将分别超过 30%、35%、60%，2060 年新型电力系统建设完成时，建筑业（住宅和商业建筑）、轻工业和道路客运等部门将基本实现电气化。

图表5：2060 年新型电力系统建设完成时，我国电气化率预计将达到 60%



来源：《壳牌能源远景：中国能源体系 2060 碳中和》、《新型电力系统发展蓝皮书》、国家电网“碳达峰、碳中和”行动方案、国金证券研究所

- ✓ 终端电气化带动负荷侧多元化发展。根据《中国电气化年度发展报告 2022》，电气化转型主要聚焦于工业、建筑、交通、农业农村四大用能部门，随着“以电代油”、“以电代煤”等电能替代发展战略陆续落实，以新能源汽车、电采暖为代表的电力产品将逐渐抢占传统高排放产品的市场，电力负荷侧结构将更加多元化。

图表6：终端电气化主要聚焦于工业、建筑、交通、农业农村四大用能部门，负荷侧呈现多元化

终端电气化

细分领域	电气化现状	发展规划&负荷侧多元变化	
工业	在工业生产中使电力成为大机器生产的动力基础,并在工艺过程中以及在工业生产管理和控制中广泛应用电力。主要包括:动力设备电气化、工艺过程电气化、电子设备管理和控制生产。	工业电气化水平保持稳定,2022年电气化率 26.2% (同比持平);其中汽车制造业电气化率72.7%,2018-2021年累计+11.8pct,增幅位居主要制造业之首	整体稳中有进,工业高效供热电气化、绿电制氢等先进工业电能替代技术和新型装备经济性逐步提升,带动2025年工业部门电气化率达到 28.2%~30.6% ,预计2060年提升至 58%-69% 。
建筑	将电气系统广泛应用在建筑物中,以提高建筑物的使用效率、改善其安全状况、节约能源和提高效率,主要包括建筑采暖、炊事、生活热水等领域的电气化以及光伏与建筑的结合应用。	建筑电气化发展持续向好,2022年电气化率达 44.9% (+0.8pct);尤其西部地区居民生活电气化水平快速提升	热泵+蓄能、光伏建筑一体化、电厨具、智能家电等建筑部门电能替代技术装备应用规模持续扩大,“光储直柔”等前沿技术创新应用潜力加速释放,带动2025年建筑部门电气化率达到 51.4%~55.9% ,预计2060年提升至 66%-93% 。
交通	大力发展以电动汽车为核心的清洁交通工具,包括地铁、城市轻轨、电动公交车、电动轿车和电动轻便车及电动桩的部署,形成适应城市人居环境发展趋势的绿色可持续交通系统。	交通电气化进程稳中有进,2022年电气化率 3.9% (+0.2pct);尤其西部地区交通电气化率最高、达到4.3%	电动汽车成为推进交通部门电气化进程的主要驱动,带动2025年交通部门电气化率达到 4.8%~5.5% ,预计2060年客运部门电气化率达 56%-64% 、货运部门电气化率达 22%-39% 。
农业&农村	农业中广泛使用电力,主要包括:以电力作为农业机械化的动力资源;采用电器装置进行增温、加热、冷却、照明;电子设备(如电子计算机)用于生产管理等。	农业农村电气化水平快速提升,2022年电气化率 35.2% (+2.4pct);长三角乡村居民生活用电基数大、粤港澳大湾区农业用电量全国领先	电气化进程加快推进,农网巩固提升工程深入实施,分布式清洁能源微电网技术应用范围逐步扩大,带动2025年农业与乡村居民生活电气化率达到 42.2%~47.6% 。

来源：《中国电气化年度发展报告 2022》、《中国碳中和综合报告 2022：深度电气化助力碳中和》、《壳牌能源远景：中国能源体系 2060 碳中和》、《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》、国金证券研究所



- 新系统中负荷属性将从传统电力系统中单纯的刚性消费者转变为响应电源、电网侧供需平衡调控的需求侧资源。从能量流向看，新兴双向互动负荷资源的出现使得负荷侧成为既消耗电能又可生产电能的“产消者”：如电力用户可通过自建分布式发电“自发自用、余电上网”，分布式储能和电动汽车接入后的充放电行为也使用户负荷参与电网侧的双向能量互动；即便是工业、生活等领域的单向可调节负荷，也可通过调整运行时间或用电功率来参与需求响应，实现“源随荷动”向“源荷互动”的转变。

1.3 新的电网形态——“主+微”、“交+直”融合发展，电网弹性、柔性显著提升

- 电网形态将由单向逐级的链型网络，向以传统大电网为“主干网”、以微电网为“局域网”的“能源互联网”转型，体现出具有较强恢复力的电网“弹性”特征。
- ✓ 传统电网是大型的中心集中式电力系统，其“发、输、变、配、用”的单链流程表现出基本仅调整集中式发电的“源随荷动”特征，即由核心供电站服务于庞大的输电网，负荷和储能未纳入调度范畴。因此，当用电负荷突然增高时，一旦电源侧发电能力不足，就容易出现供需不平衡以致严重影响电网的安全运行。
- ✓ 新系统中传统主电网将与微电网融合发展，电网“弹性”将显著提升。在传统的大容量、集中式远距离输电模式基础上，随着就地利用资源的分布式发电、充电汽车及其他储能装置等大规模增加，未来配电系统将划分为多个独立运行的控制区域，面向终端用户的区域电网和微型电网因此会大量出现。与传统电网相比，微电网能够在电网局部传输出现问题时实现自我调节、自主供电，电网“弹性”得以大幅度提升。

图7：与传统大电网比，微电网能实现自我调节、自主供电

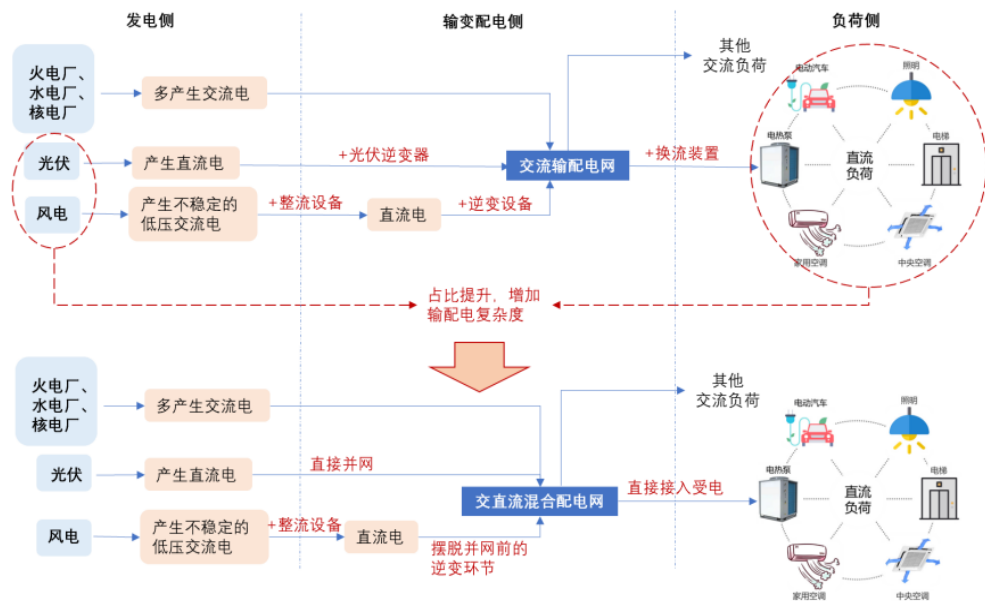
比较维度	传统大电网	微电网
建立目标	以支持传统的集中式的大型火电、水电等电源，通过远距离输电到负荷中心为目标	实现分布式电源的灵活、高效应用，解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题，是实现主动式配电网的有效方式
规模大小	大型的中心集中式电力系统，覆盖范围广，能提供大量的电力供应	覆盖范围较小，通常服务于一些小型用户，如社区、工业园区、独立小岛等地区
供电方式	通过电网公司发电、输电、分配电力	通过集成分布式能源发电技术，多种能源互相匹配，自主供给所需能量
能源管理方式	采用集中控制管理，能源的来源、消耗、配电由电网公司进行统一调度和管理	通过智能能源管理系统，自动感知和控制供需情况，实现对能量的高精度管理
稳定性	稳定性较高，同时也存在单点集中、事故状态下系统可靠性差、恢复困难等问题	较传统电网更加稳定，能够在局部传输出现问题时，自我调节，实现自主供电

来源：《新型电力系统将呈现“三多”特征》、《能源局域网：物理架构、运行模式与市场机制》、国金证券研究所

- 供需双方的结构改变引导传统交流大电网与交直流配电网形成共存局面，体现出对电压电流高度可控的电网“柔性”特征。
- ✓ 传统电网多采用交流传输形式。交流电网具有变换电压方便、传输同样功率采用高电压可降低电流、长距离输电损耗显著减少等技术优势。火电厂、水电厂、核电厂等常规能源发出的电力多为交流电以方便接入传统的交流大电网，现有交流配电网也实现了广泛应用。
- ✓ 新型电力系统将由直流配电网配合传统的交流电网进行深度融合，驱动电网“柔性”显著提升。新系统将发展出交直流混合配电网，就是在已有交流网架基础上详细规划电源和负荷分布、建立直流配电系统，从而方便光伏直接并网和风电摆脱并网前的逆变环节，且家用电器、电动汽车等中低压直流负荷也可享受集中配电、不再需要独立配备整流器，在省去部分变流环节、减少系统损耗的同时实现交直流电网线路间“柔性”互联，输配电效率、灵活性显著提升。



图表8：新型电力系统将出现交直流混合配电网的新型态



来源：《交直流混合配电网多阶段随机优化调度模型》、《分布式风电接入交直流混合配电网的研究》、中国能建官微、国金证券研究所

2、新变化带来的新问题：电力供需平衡难度升级，系统成本与风险提升

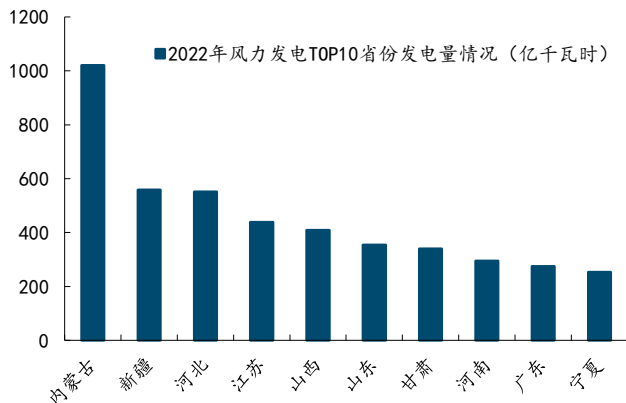
2.1 供需错配叠加源、荷波动性增加，电力供需平衡难度升级

2.1.1 新能源供需空间错配，特高压建设不足问题仍严峻

- 我国新能源资源与负荷中心逆向分布。我国新能源资源集中分布在西部、西北部地区，其中风能资源主要分布于东北、华北北部和西北地区以及部分东南海上区域，其中内蒙古、新疆、河北三省 2022 年风力发电量占比高达 31%；光伏主要分布于宁夏北部、甘肃北部、新疆东南部、青海西部等高海拔地区。而我国用电负荷则主要集中于华北、华东、华中等人口密度较高的地区。未来随着新能源发电占比提升，负荷中心与电力资源的时空错配格局将愈发明显。

图表9：“三北”地区风力发电量排名靠前

图表10：我国光伏发电集中于西部高海拔地区

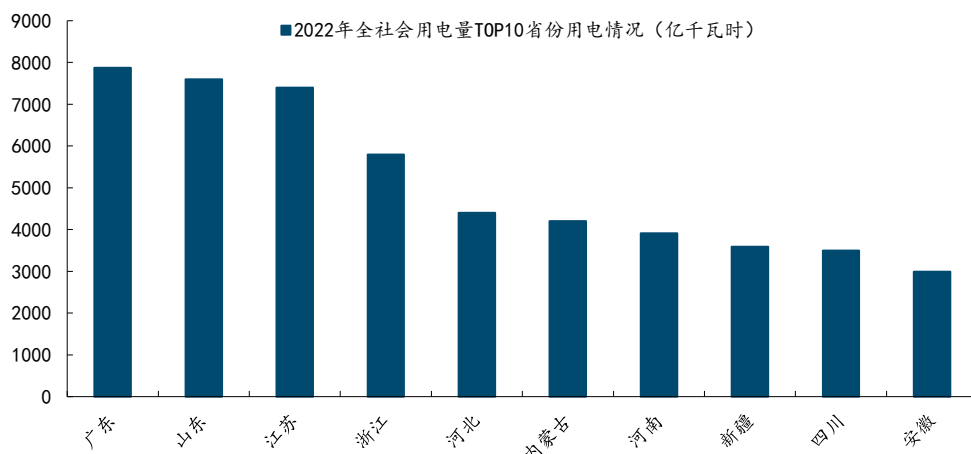


来源：北极星电力网、国金证券研究所

来源：北极星电力网、国金证券研究所



图表11：我国用电负荷集中在中东部和南方等人口密度较高的地区



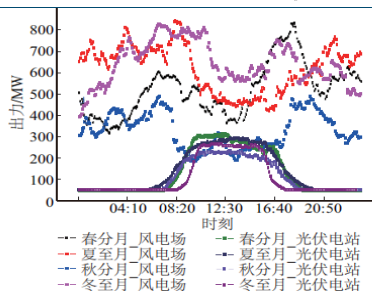
来源：北极星售电网、国金证券研究所

- 新能源外送有赖跨省跨区特高压电网建设，但我国特高压电网建设仍存在总体进度滞后、资源配置能力不足等问题，成为新能源发展的一大掣肘。
- ✓ 特高压是连接资源与负荷的重要“桥梁”，可通过远距离、大容量、低损耗输电实现大范围资源优化配置，有利于将富集在我国西南、西北地区的清洁能源快速传运到经济更为发达的中东部地区，解决电力供需矛盾。
- ✓ 特高压工程建设速度整体已滞后于风光大基地建设。一方面，从建设周期看，光伏电站建设需要3-6个月、风电约需1年，而特高压建设周期一般为1.5-2年、建设进度慢于新能源建设速度；另一方面，特高压电网一般需建设先行才能与建设速度更快的风光电站形成“源网匹配”，以实现同时投产、良好消纳，而过去几年疫情、特高压核准滞后等因素使电网工程建设进度在一定程度上有所滞后。
- ✓ 目前已建成的特高压工程外送容量不足以满足清洁能源的送出需要。随着西北部地区新能源装机规模快速提高，弃风、弃光现象仍然较严重；全国新能源消纳监测预警中心数据显示，2022年弃风最严重的蒙东地区风电利用率仅有90%，弃光最严重的西藏光伏利用率仅有80%，特高压的建设速度以及资源配置能力均亟需提升。

2.1.2 “双随机”电力系统源、荷侧波动均增加，加大电力平衡难度

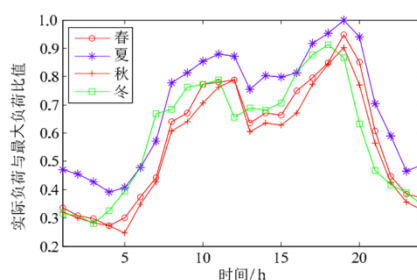
- 源侧波动性增加——新能源出力具有随机性、波动性和逆负荷性。
- ✓ 新能源出力功率的随机性、波动性使电源侧控制难度提升。以火电为代表的传统电源由于可控性较强，因而通常可以实现“以用定发”。而以风电、光伏为代表的新能源发电出力则较大程度取决于风力大小、光照强度等不可控的自然条件因素，难以进行预测和干预，导致风力发电和光伏发电具有较强随机性、波动性和间歇性。新型电力系统中新能源占比提升后，电源侧整体出力控制难度将增加。
- ✓ 新能源出力高峰与用电负荷高峰匹配度较低，增大供需平衡复杂度。由于新能源出力多取决于自然条件，因此风电出力集中于傍晚和夜间（18pm-6am）、光伏出力集中于中午（10am-15pm），而与通常用电负荷的早晚高峰8am-10am、18pm-22pm匹配度较低，导致了电力供需间存在时间错配问题。

图表12：风电、光伏出力集中于18pm-6am、10am-15pm



来源：《大规模新能源发电基地出力特性研究》、国金证券研究所

图表13：我国高峰负荷集中在8am-10am、18pm-22pm

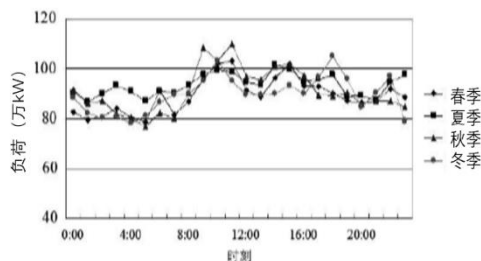


来源：《考虑“源-网-荷”三方利益的主动配电网协调规划》、国金证券研究所



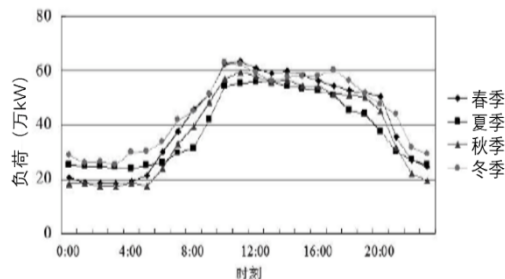
- 荷侧波动性增加——除产业结构改变外，新型负荷增加为加剧负荷侧波动的全新因素。
- ✓ 近十年来三产及居民用电占比增加，加大负荷侧峰谷差。第二产业用电负荷较为平稳，典型负荷曲线呈现直线形状，峰谷差小、负荷率较高；而第三产业和居民生活用电受气候、节假日和生活习惯等影响，短时波动较大、峰谷差明显。随着我国人均收入的提升以及经济结构的转型升级，2011-2022 年一产、二产用电量在总电量中的占比持续走低，而三产和居民生活用电比例呈明显上升趋势，驱动负荷侧峰谷差持续增加。

图表14：二产用电负荷日峰谷差较小



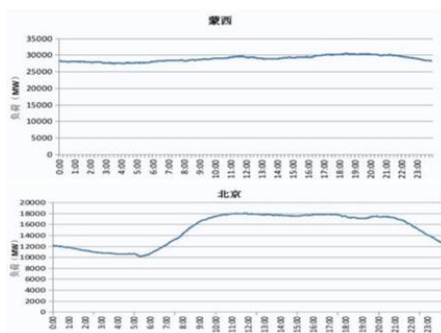
来源：《第二产业、第三产业用电负荷特性分析》、国金证券研究所

图表15：三产用电负荷日峰谷差相对较大



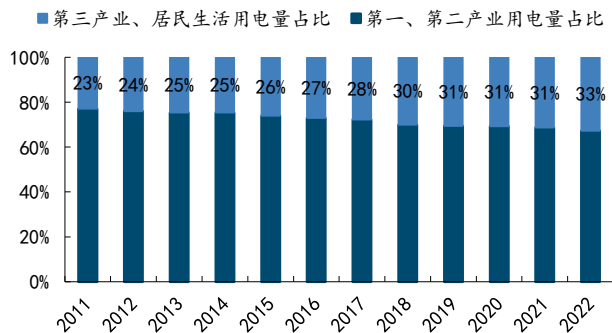
来源：《第二产业、第三产业用电负荷特性分析》、国金证券研究所

图表16：北京因三产占比更高而负荷峰谷差较蒙西更大



来源：中国政府网、国金证券研究所

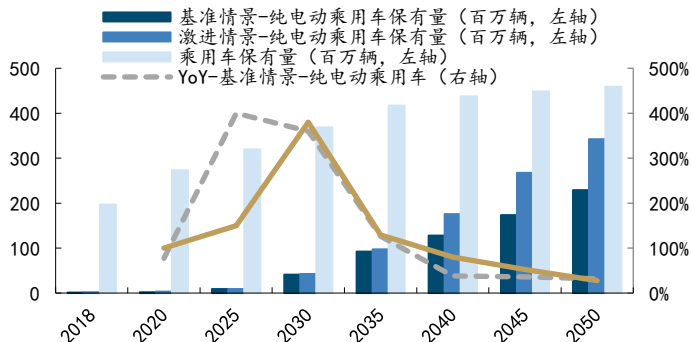
图表17：我国近十年三产及居民生活用电占比上升



来源：Ifind、国金证券研究所

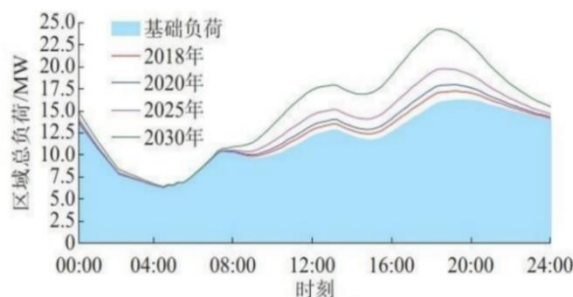
- ✓ 新系统建设带来的新型负荷（电动车、储能等）成为影响尖峰负荷变化的全新因素，在增加尖峰负荷波动性、时变性的同时驱动峰谷差显著提升。以新能源汽车为例，其对充电的需求为随机事件，根据国网北京经济技术研究院测算，这种无序充电行为与电网日常负荷曲线重合度可高达 85%，二者负荷叠加会提升负荷高峰、进一步拉大峰谷差；世界资源研究所和国网能源研究院联合预测数据指出，在汽车高比例电动化和快充普及的情境下，电动汽车的无序充电将导致 2030 年电网峰值负荷增加 12%-13%。

图表18：未来电动车保有量将持续增长（百万辆）



来源：中国汽车技术研究中心有限公司数据资源中心、世界资源研究所《中国新能源汽车规模化推广对电网的影响分析》、国金证券研究所（激进情景为考虑政策加码的情况，如 2035 年起实施分区域、分车型的“禁燃”政策等）

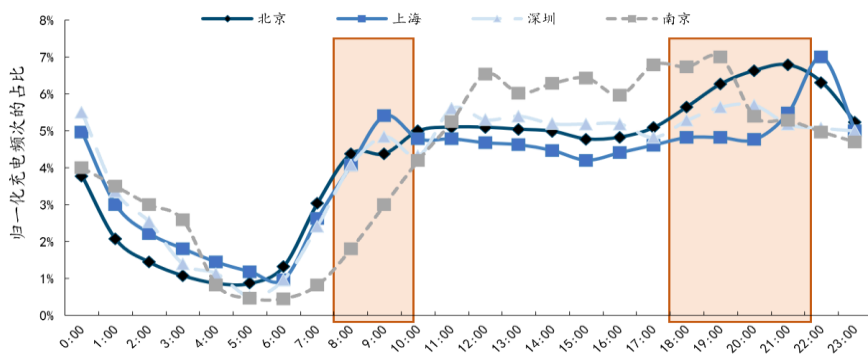
图表19：电动车的无序充电增加了用电负荷峰谷差



来源：锂电网、国金证券研究所（图为某典型居民区基础用电负荷案例，蓝色实心区域为基础负荷，线条为预计不同年份的背景上叠加电动车充电负荷后的区域总负荷）



图表20：新能源汽车充电时间与日常用电时段重合度较高

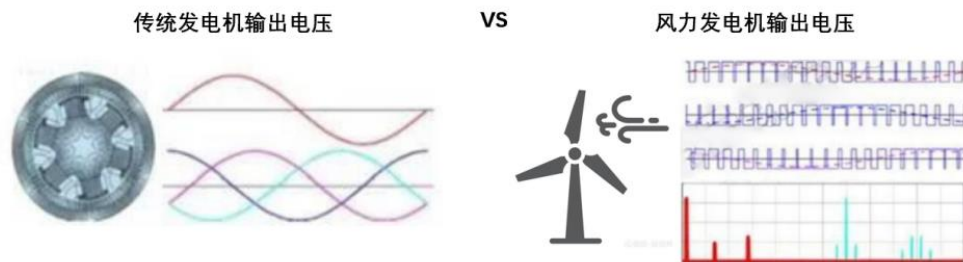


来源：新能源汽车国家监测与管理中心、世界资源研究所《中国新能源汽车规模化推广对电网的影响分析》、国金证券研究所（图为北京、上海、深圳、南京的私家电动汽车充电开始时间日平均分布，红色底色为日常用电负荷高峰期）

2.2 系统风险显著提升，系统成本随之增加

- 新能源大规模并网使电网运行工况波动加剧。新能源高比例接入电力系统后，系统转动惯量减小、频率调节能力降低，使得系统短路容量下降、抗扰能力降低；若系统无功支撑能力也随之降低，暂态过电压问题突出，则新能源机组存在大规模电网解列可能。以风力发电为例，由于风能不稳定、无法做到准确控制，风电出力会随风况变化而出现时段性的功率变化或缺失，因此并网后将引起电网电压及频率的随机扰动且可导致宽频率范围震荡失稳风险，从而影响电能的实时平衡和电网的安全稳定运行。

图表21：不同于传统发电机组，风电输出电压具有随机波动性

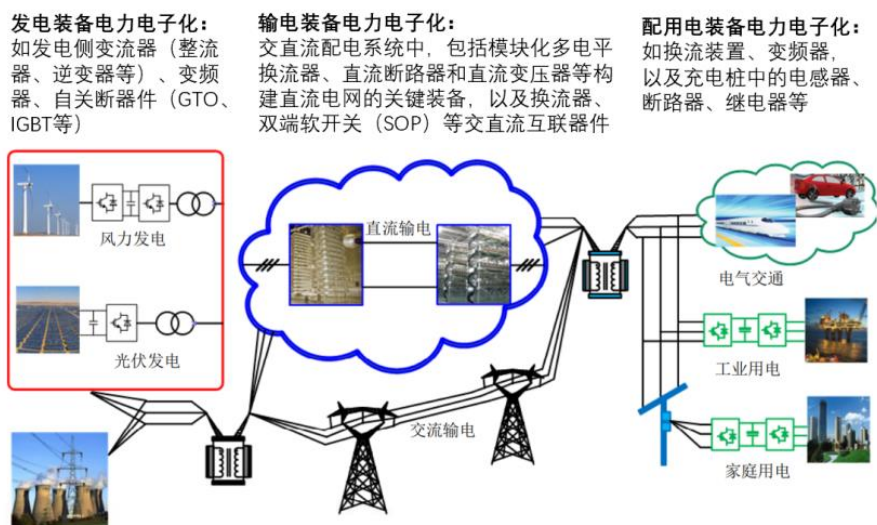


来源：中国电源学会电源云讲坛《新能源电力系统电能质量分析与控制》（清华大学-耿华）、国金证券研究所

- 新型电力系统配网输入侧多元化将使电能质量与电网稳定性降低。随着分布式电源、储能装置和微电网等系统元素增加，配电网侧从无源转为有源、潮流由单向变为双向甚至多向，配电网电能质量将受到影响；此外，终端无序用电将会增加净负荷峰谷差，功率波动问题将更加突出，影响配电网稳态运行。例如，分布式能源接入配电网后，将可能产生配网规划难度提升、负荷节点电压被抬高甚至偏移超标、系统供电可靠性下降等风险。
- 新型电力系统的建设需要电力电子元器件高比例接入，使得电力系统稳定性受到挑战。
- ✓ 考虑到电力电子元器件具有响应速度快、精准控制等优点，新能源为实现顺利并网、传输和消纳需在“源-网-荷”端引入更多电力电子装备，系统基本特性将由旋转电机主导的机电稳态过程演变为电力电子装备主导的电磁暂态过程。
- ✓ 不同于火电、水电等传统机组多采用同步电机而具有较强的机械惯性，电力电子装置具有低惯性、低短路容量、弱抗扰性和多时间尺度响应特性，导致电力电子化电力系统时间常数更小、频域更宽、安全域更复杂，系统的机电暂态和电磁振荡等多重因素会产生交互影响；目前新能源基地出现的暂态电压支撑不足、风电机组并网的高/低电压穿越停机脱网、宽频振荡、多馈入直流换相失败等情况都是电力电子化带来系统稳定性挑战的具体表现。



图表22：新型电力系统在“源-网-荷”端引入更多电力电子装备



来源：《电力电子化电力系统多尺度电压功角动态稳定问题》、清华大学电机工程与应用电子技术系官网、国金证券研究所

- 为控制系统风险、助力供需平衡，系统成本将显著提升。根据国网能源研究院测算，到 2025 年我国新能源电量渗透率将超过 15%，包括辅助服务、电网建设等助力系统消纳措施所带来的成本将是 2020 年的 2.3 倍。
- ✓ 新能源高比例接入对电网的“质”与“量”提出更高要求，带来增量电网成本。从“量”来看，一方面，新能源能量密度较火电更低，且资源与负荷的空间错配问题突出，使得新能源若要实现顺利输送消纳，主网侧的配套建设成本需大幅增加；另一方面，配网侧为应对接入主体的多元化，增量配网的建设成本将提升。从“质”来看，源、荷侧高波动带来的系统风险和供需匹配难度增加，使得输配电网侧调度优化、运行风险防控等智能化相关的信息化技术投资会不断增加，且高比例电力电子元器件的接入也带来了新的投资成本。
- ✓ 电源和负荷侧出力波动性催生辅助服务需求，电力调节成本提升。为确保电力系统的安全稳定，电源侧安全并网以及负荷侧需求响应的实现需要配备一次调频、ACG、无功调节、备用、黑启动等辅助服务，带来增量电力调节成本。据国家能源局初步统计，现阶段包括调峰在内的辅助服务成本约占全社会总电费的 1.5%；而根据国际经验，电力辅助服务成本一般可达到全社会总电费的 3% 以上，且会随着新能源发电量的提升而增加比例。

3、新问题的解决途径：“信息化技术+电改政策”双重途径并行

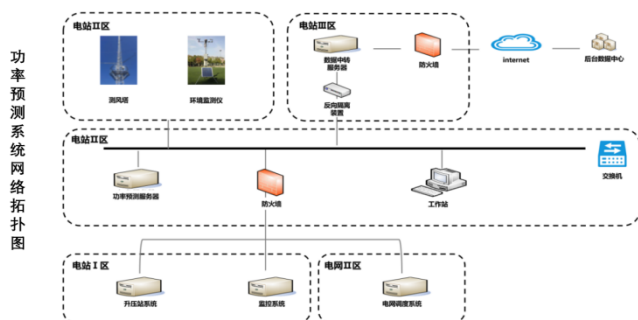
3.1 发电环节：提升功率预测和并网控制水平，技术升级+考核趋严+市场化缺一不可

3.1.1 为保障并网稳定性，高精度功率预测及智能并网技术需求提升

- 为解决新能源高波动带来的供需匹配难、系统风险高等问题，需要针对新能源的发电功率精确预测和智能并网控制技术相互配合、协同发力。
- ✓ 新能源功率预测技术助力电网“科学决策”。信息化赋能的新能源功率预测技术可基于数学模型和算法，通过对新能源发电设备的运行状态、天气预报、历史数据等多种因素进行分析和计算，预测新能源发电设备未来一段时间内的发电功率。预测系统主要由预测服务器、安装于服务器内的软件和测风、测光设备构成，技术服务流程包含从气象数据的采集和高精度预测至功率测算及结果上传全流程。随着 IT 技术的发展，更多 AI 算法的涌现和更强算力的支撑，使得支持向量机 (SVM)、多层感知器 (MLP) 等结合海量历史数据样本开展基于 AI 的智能预测方法具备了落地的条件，有效提升了系统的预测准确率。

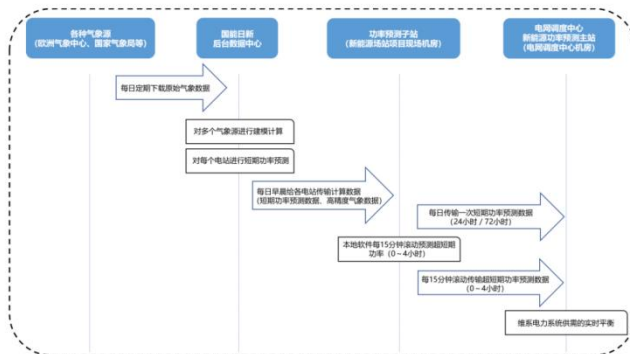


图表23：功率预测系统主要由预测服务器、安装于服务器内的软件和测风/测光设备构成



来源：国能日新公司招股说明书、国金证券研究所

图表24：功率预测技术服务包含从气象数据的采集和预测至功率测算及结果上传全流程



来源：国能日新公司招股说明书、国金证券研究所

- ✓ 智能并网控制技术助力电网的“决策执行”。在功率预测助力电网进行“科学决策”后，一旦功率、电压、频率等电能质量指标未达到并网发电要求，电网则需要依靠智能并网系统对这些不良指标进行自检调节并将其控制在正常水平内，在上网过程中尽量减少对电网的冲击，从而使电力生具备可调性、规律性和平滑性。根据控制方式不同，新能源并网控制系统可分为自动发电控制系统（AGC 系统）、自动电压控制系统（AVC 系统）和快速频率响应系统。

图表25：并网控制系统可分为 AGC 系统、AVC 系统和快速频率响应系统

控制系统类型	控制目标	控制方式
自动发电控制系统 (AGC 系统)	控制光伏/风电的 并网有功功率	根据电网需求的变化和电网调度指令、结合电站内机组的状态、损耗等，通过优化算法，制定优化控制策略等，使电站满足电网的电能调控需求
自动电压控制系统 (AVC 系统)	控制光伏/风电的 无功功率	将采集的逆变器/风机和无功补偿装置实时运行数据上传电网调度，同时接收电网调度下发的电压控制指令，经过模型分析和策略模块的分析计算，通过对逆变器/风机、无功补偿装置、调压变压器分接头等设备的统一协调控制，实现电站并网点电压的闭环控制和电站的优化运行
快速频率响应系统	调控电力系统 频率	通过最优控制策略建模，高速高精度追踪电网频率，当电力系统频率失平衡时自动响应电网的频率调节需求。 发电端频率调整的主要方法是调整发电有功功率：通过快速协调电站的自动发电控制系统，调整有功出力、降低频率偏差，实现电网频率的快速稳定

来源：国能日新公司招股说明书、国金证券研究所

3.1.2 功率考核趋严+绿电市场化，强化功率预测技术在电力交易中的重要性

- “双细则”对功率预测设备有强制安装要求，且偏差考核趋严对功率预测精准度提出更高要求。
- ✓ 为保障新能源并网后电力系统安全、优质、经济运行，在国家能源局推行的《电力并网运行管理规定》、《电力辅助服务管理办法》的基础上，自 2018 年起各区域电力监管机构先后制定并发布了全国及各区域《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》。“双细则”在要求新能源定期上报功率预测结果的同时，进一步明确和加强了对新能源发电功率预测的考核罚款机制，以平衡电力系统内所有电源的出力和利润分配。
- ✓ 在各区域的“双细则”中，西北区域的功率偏差衡量最为严格，华东、华北的功率考核标准也在逐步趋严。西北地区幅员辽阔、气象观测站稀疏、因昼夜温差大易出现局地阵风，导致风功率预测准确率较低，对当地电网调度产生更大的困难，因此仍保留较平均值法更加严格的单点偏差考核；此外，从华东、华北监管局目前已完成公开意见征求的新版“双细则”文件中可以看出功率预测考核指标在逐渐趋严，如华东区域的短期功率预测准确率将从现阶段的 80% 上升至 90% 以上、超短期功率预测准确率将从 85% 上升至 95% 以上。
- ✓ 双细则对功率预测偏差考核标准逐步趋严，新能源发电企业为了维持正向的投资回报率、减少考核罚款将更依赖于精准的风光功率预测，使得更高时空分辨率、更高准确



率的功率预测技术的重要性愈发显著。

图表26：自 2018 年起各区域电力监管机构先后制定并发布了“双细则”考核方案

区域	现考核规范	预测类型	新能源类别	考核指标			偏差计算方式与考核标准
				上传率	准确率	合格率	
国家电网西北地区	2018 版西北“双细则”	短期预测	风电	>95%	≥75%	-	准确率考核采用单点误差；若未达标，按偏差积分电量 0.2 分/kWh 考核
			光伏	>95%	≥80%	-	
		超短期预测	风电	>95%	第 2 小时 ≥ 75%	-	准确率考核采用调和平均数；若未达标，准确率每减少 1%按全场装机容量×0.015 分/kWh 考核
			光伏	>95%	第 2 小时 ≥ 75%	-	
国家电网华北地区	2019 版华北“双细则”	中短期预测	风电	100%	≥85%	-	准确率考核采用变形后的均方根误差；若未达标，按（85%-准确率）×新能源电站装机容量×0.4 小时进行考核
			光伏	100%	≥85%	-	
		超短期预测	风电	100%	≥90%	-	准确率考核采用变形后的均方根误差；若未达标，按（90%-准确率）×新能源电站装机容量×0.4 小时进行考核
			光伏	100%	≥90%	-	
国家电网东北地区	2020 版东北“双细则”	短期预测	风电	100%	≥75%	≥80%	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每减少 1%，每 10 万千瓦容量扣 1 分（1 分对应考核费用 1000 元）。合格率考核采用绝对误差；若未达标，准确率每减少 1%，每 10 万千瓦容量扣 1 分（1 分对应考核费用 1000 元）
			光伏	100%	≥85%	≥80%	
国家电网华东地区	2020 版华东“双细则”	短期预测	风电	100%	≥80%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，按（80%-准确率）×新能源电站装机容量×0.2 小时×技术管理考核系数（浙江为 0.25，其他地区为 0.2）×该发电厂机组最高批复上网电价进行考核
			光伏	100%	≥80%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，按（80%-准确率）×新能源电站装机容量×0.1 小时×技术管理考核系数（浙江为 0.25，其他地区为 0.2）×该发电厂机组最高批复上网电价进行考核
		超短期预测	风电	100%	≥85%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，按（85%-准确率）×新能源电站装机容量×0.2 小时×技术管理考核系数（浙江为 0.25，其他地区为 0.2）×该发电厂机组最高批复上网电价进行考核
			光伏	100%	≥85%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，按（85%-准确率）×新能源电站装机容量×0.1 小时×技术管理考核系数（浙江为 0.25，其他地区为 0.2）×该发电厂机组最高批复上网电价进行考核
国家电网华中地区	2021 版华中“双细则”	短期预测	风电	-	≥80%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每降低 1%，按当月装机容量×0.2×A3 小时进行考核（A3 为日前功率预测准确率考核系数，默认为 1）
			光伏	-	≥85%	-	
		超短期预测	风电	-	≥85%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每降低 1%，按当月装机容量×0.2×A4 小时进行考核（A4 为超短期功率预测准确率考核系数，默认为 1）
			光伏	-	≥90%	-	
南方电网	2022 版南网“双细则”	中期预测	风电	100%	第 4 日 ≥ 40%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每降低 1%，按当月装机容量×0.2×A2 小时进行考核（A2 为中期功率预测准确率考核系数，默认为 1）
			光伏	100%	第 4 日 ≥ 45%	-	
		短期预测	风电	100%	≥60%	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每降低 1%，按当月装机容量×0.2×A3 小时进行考核（A3 为日前功率预测准确率考核系数，默认为 1）
			光伏	100%	≥65%	-	
		超短期	风电	100%	第 4 小时 ≥	-	准确率考核采用均方根误差；若未达标，准确率每降低 1%，按当



区域	现考核规范	预测类型	新能源类别	考核指标			偏差计算方式与考核标准
				上传率	准确率	合格率	
		预测	光伏	100%	65% 第4小时≥70%	-	月装机容量×0.2×A4小时进行考核(A4为超短期功率预测准确率考核系数,默认为1)

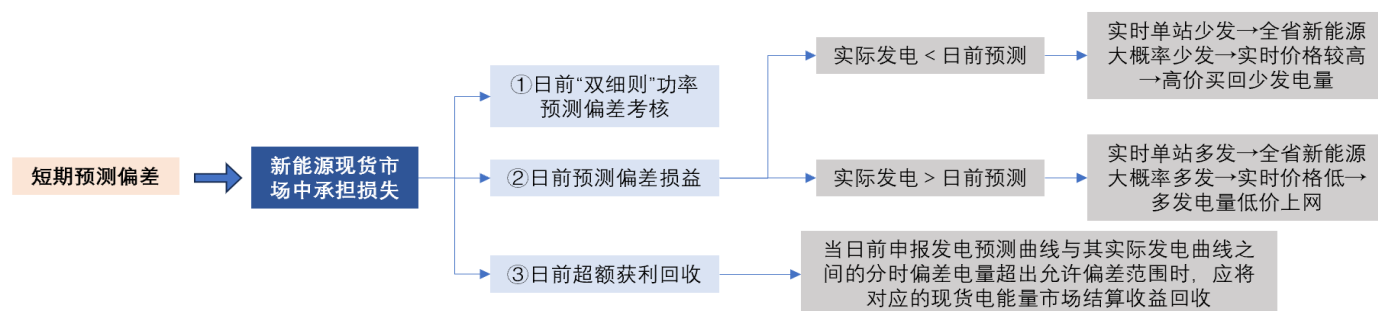
报送要求:

- ①新能源电站需每天早上9点前向电网调度部门报送短期功率预测数据(指自次日0时起至未来24小时或72小时的发电预测功率,分辨率15分钟,部分地区要求未来168小时的发电预测功率),用于电网调度做未来1天或数天的发电计划。
- ②新能源电站需每15分钟向电网调度部门报送超短期功率预测数据(指自报送时刻起未来15分钟至4小时的发电预测功率,分辨率15分钟),用于电网调度做不同电能发电量的实时调控。

来源:各地区能源局“双细则”文件、国金证券研究所(中期预测是指对未来240小时的功率预测预报,中短期预测是指对次日0时至168小时发电功率预测预报,短期预测是指对次日0时至24小时发电功率预测预报,超短期预测是指自上报时刻起未来15分钟至4小时的预测预报)

- 考核趋严+新能源参与市场,功率预测偏差将承受多重惩罚,凸显高精度预测价值。
- ✓ 新能源占比逐渐提升,参与电力市场是发展的必经之路。新能源参与市场后可通过市场化收益吸引社会资本投资建设新能源项目,有利于推动形成有更强新能源消纳能力的新型电力系统。2021、2022年新能源参与电力市场的比例分别约30%、35%,国家发展改革委、国家能源局在《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中提出,2030年全国统一电力市场体系基本建成、新能源将全面参与市场交易。此外,2017、2021年两批电力现货市场试点打开,为新能源参与市场化交易提供了新渠道。
- ✓ 从超短期功率预测看,预测偏差影响新能源在电力市场中的消纳和考核。调度机构在运行日当天会依据电站申报的超短期功率预测组织实时市场出清,超短期预测误差会导致下达的发电计划指令与实际发电能力不符并影响市场出清:若指令小于发电能力,场站容易出现限电而导致弃风弃光、浪费发电资源;若指令大于发电能力,则会因不能及时完成调度下达的发电计划指令而面临执行偏差考核。
- ✓ 从短期功率预测看,预测偏差对新能源参与现货交易的收益产生直接影响。若日前风电预测功率不准确,实际发电低于或高于预测值,电站在承担双细则偏差考核时还会发生以高实时价格购买少发电量或超发电量低价上网的情形,且可能存在现货结算的超额获利回收,从而影响到新能源电站整体收益水平。

图表27: 因短期预测偏差,新能源在现货市场需承担日前双细则考核、日前预测偏差损益和日前超额获利回收



来源:国能日新官方号、兰木达电力现货官方号、北极星售电网、国金证券研究所(考虑某省新能源装机分布较为集中的一般情况,此时单电站的出力情况与全省的出力情况相关性较高,则单场站实时超发时全省新能源大概率多数超发,导致实时价格通常较低,反之亦然)

- ✓ 从中长期功率预测看,预测偏差还会对中长期交易产生影响。在参与日滚动交易时,由于新能源在3天以上尺度功率预测较不准确,因此新能源企业往往只敢对4%以下的装机容量进行交易,即便出现合适的交易机会,也会因为承担考核的风险而交易意愿不足,在月旬市场中这种情况更为常见,不利于新能源在长尺度上的消纳。因此只有对中长期功率的合理预测才能有效辅助电站交易人员及时通过滚动交易进行持仓量的调整。
- 从技术使用成本和考核成本两方面测算比较,我们发现在考核政策与市场化参与背景下,高精度功率预测技术的使用具有较强经济性。
- ✓ 使用成本方面,以新能源功率预测龙头公司国能日新的产品为例,其风电短期、超短

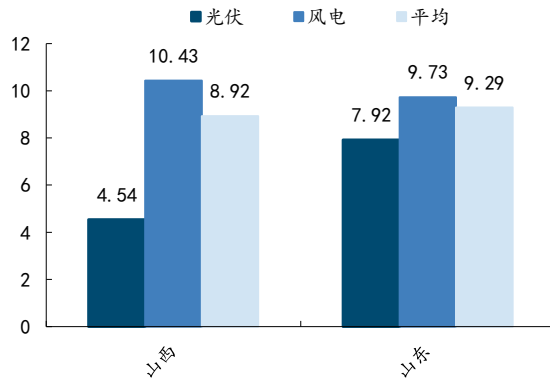
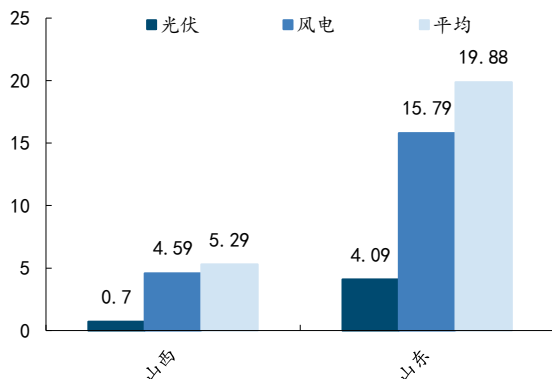


期预测精度已分别超过 80%、90%，可基本避免偏差考核；根据其市场上测风塔、测风仪、环境监测仪、反向隔离装置等产品售价以及国能日新产品价格信息，可假设风电/光伏功率预测设备约 25/10 万元、功率预测服务平均 5-6 万/年，采用 2022 年各省风电、光伏利用小时数据，以 75GW 的典型新能源发电站体量测算，山西、山东采用高精度功率预测技术的度电成本均为 0.002 分，可几乎忽略不计。

- ✓ 考核成本方面，以山西、山东电力市场公开披露的 2022 年全部新能源企业参与现货市场因短期功率预测偏差（忽略节点价格差异）产生的亏损数据为例，山西省、山东省总亏损分别为 5.3 亿元和 19.9 亿元，度电亏损均为约 1 分钱。对比来看，在仅考虑短期功率预测偏差时，考核成本已远高于高精度功率预测技术的使用成本。

图表28：新能源日前预测偏差造成的总损失额（亿元）

图表29：新能源日前预测偏差造成的度电损失（元/MWh）



来源：兰木达电力现货公众号、国金证券研究所

来源：兰木达电力现货公众号、国金证券研究所

3.1.3 双细则对新能源并网控制提出考核，并可保障一定辅助服务收益

- 以“双细则”在内的政策对并网控制系统的安装、考核有明确要求。
- ✓ 全国层面相关政策已对新能源智能并网控制系统提出明确的安装和考核要求。并网智控系统适用于几乎所有发电模式，而相比于传统的火电或水电，新能源发电因具有波动性、随机性而对 AGC/AVC 的需求尤为强烈。中电联在风电和光伏的接入技术规定中明确提出新能源电厂应具备有功和无功的功率控制能力；国家能源局在最新发布的《电力并网运行管理规定》中也再次强调了并网控制系统的重要性，对智能并网控制系统提出明确的配置要求，并对 AGC、AVC 的服务提出严格的考核标准。

图表30：国家政策层面对新能源功率控制有明确要求

政策标准	并网控制相关内容
国家能源局	发电侧并网主体应具备相应的一次调频、自动发电控制 (AGC) 和无功服务能力。
《电力并网运行管理规定》	发电侧并网主体提供 AGC 服务的考核内容，包括 AGC 可用率、调节容量、调节速率、调节精度和响应时间等。
	发电侧并网主体提供无功服务的考核内容，包括无功补偿装置或自动电压控制 (AVC) 装置投运率、调节合格率、母线电压合格率等。受所并入电网系统电压影响，经过调整仍无法达到电压目标的不予考核。
GB/T 19963《风电场接入电力系统技术规定》	风电场应配置有功功率控制系统，具备有功功率调节能力。
	风电场应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。
GB/T 19964《光伏发电站接入电力系统技术规定》	光伏发电站应配置有功功率控制系统，具备有功功率连续平滑调节的能力，并能够参与系统有功功率控制。
	通过 110(66)kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电站应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。

来源：国家能源局、国家电网、CPIA、国金证券研究所

- ✓ 各地“双细则”进一步加强针对本地的新能源并网控制的考核。以西北最早发布的 2018 版双细则为例，细则首次要求新能源电站必须配备高电压穿越、一次调频、功率因数动态可调功能，不配备或性能不满足要求者，月度单位容量考核扣分折算费用最高可达 4200 元/MW；同时，新细则首次提出新能源 AVC 配备及性能考核要求，不配备或性能不满足要求者，月度单位容量考核扣分折算费用最高可达 5000 元/MW。因此，各地新能源电场为规避考核风险而对智能并网系统的配备和升级有了更高需求。


图表31：各区域“双细则”对新能源并网控制（主要指AGC、AVC）有明确要求

区域政策	考核方向	AGC 考核细节	AVC 考核细节
2018 版西北 “双细则”	AGC 考核配置项、可用率、变化率、合格率、响应时间；	➢ 10MW 以上必须配备，以 20 分/万千瓦考核； ➢ 有功功率系统可用率大于 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核； ➢ 月均 1min 最大功率变化不超过装机容量 10%，月均 10min 最大功率变化不超过装机容量 33%；超出 1%按 10 分/月考核；	➢ 风电、光伏电站不具备 AVC 功能按每月 15 分/万千瓦考核；正常投运后因故障退出按每天 1 分/万千瓦考核；调节容量变化未及时报送按每次 2 分/万千瓦考核； ➢ 风电、光伏电站 AVC 投运率大于 98%，每降低 1%按 2 分/万千瓦考核； ➢ 调节合格率达 95%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。
	AVC 考核配置项、调度管理、投运率、调节合格率	➢ 合格率大于 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核； ➢ 响应时间在 120s 内的比例大于 99%，每降低 1%按 1 分/万千瓦考核。	
2019 版华北 “双细则”	AGC 考核可用率、调节性能；	➢ 可用率大于 98%；考核电量按照 $(K-K') \times P \times 1(\text{小时}) \times \alpha$ 系列公式计算； ➢ 调节指标考核电量按照 $(1-K) \times P \times 1(\text{小时}) \times \alpha$ 系列公式计算；	➢ AVC 投运率大于 98%，低于 98%的机组考核电量按 $(98\%-\text{投运率})/50 \times \text{上网电量}$ 考核； ➢ AVC 合格率大于 96%，低于 96%的机组考核电量按 $(96\%-\text{合格率})/50 \times \text{上网电量}$ 考核。
	AVC 考核投运率、合格率	➢ 总考核电量=调节速率考核电量+调节精度考核电量+响应时间考核电量。	
2020 版东北 “双细则”	AGC 考核管理指标、可用率、调节性能；	➢ 擅自退出 AGC 功能的并网机组，按照相关容量 $\times 2$ 分/10 万千瓦考核； ➢ 可用率大于 98%；每降低 1%按 1 分/万千瓦考核；	➢ 不提供无功功率服务，按每天 2 分/万千瓦乏时考核； ➢ 无法达到核定相进、迟相能力，按 0.2 分/万千瓦乏时考核
	AVC 考核配置项、服务能力	➢ AGC 调节容量必达额定容量的 50%，调节率、调节精度、响应时间也需达相应要求，否则按 1 分/万千瓦考核。	
2020 版华东 “双细则”	AGC 考核平均调节速度、调节精度；	➢ 考核费用= $(1-\text{实测速度}/\text{基本速度}) \times \text{机组额定容量} \times 2 \text{ 小时} \times \text{考核系数} \times \text{批复上网电价}$ ，风电、光伏调节基本速度为 10%额定功率/min； ➢ 调节精度费用为各周期积分精度费用之和	➢ AVC 投运率大于 98%，否则机组考核电量按 $(98\%-\text{投运率}) \times \text{发电量} \times \text{AVC 考核系数} \times \text{批复上网电价}/100$ 考核； ➢ AVC 在 3min 内调整到目标指令为合格（福建为 5min），否则按 $(1-\text{投运率}) \times \text{发电量} \times \text{AVC 考核系数} \times \text{批复上网电价}/100$ 考核。
	AVC 考核投运率、调节合格率		
2021 版华中 “双细则”	AGC 考核配置项、投运率；	➢ 未配置的风电场、光伏电场按当月上网电量的 2%考核； ➢ 投运率大于 98%，低于 98%的考核电量为 $(98\%-\text{投运率})/30 \times \text{当月上网电量}$	➢ AVC 子站投运率大于 90%，各机组投运率大于 85%，每降低 1%按 AVC 对应机组额定容量 $\times 0.2$ 小时考核； ➢ AVC 子站投运合格率大于 90%，每降低 1%按 AVC 对应机组额定容量 $\times 0.2$ 小时考核
	AVC 考核投运率、调节合格率		
2022 版南网 “双细则”	AGC 考核合格率（包括响应时间、调节速度、调节精度）；	➢ 风电响应时间风电小于 2min（光伏 60s）、调节速率大于额定容量的 35%/min（光伏 10%）、调节精度不超过当月装机容量的 3%为合格（光伏 5%）； ➢ 合格率大于 99%，考核电量为 $(99\%-\text{合格率}) \times \text{当月装机容量} \times 1 \text{ 小时}$	➢ AVC 投运率大于 98%，考核电量= $(98\%-\text{投运率}) \times \text{当月装机容量} \times 0.2 \text{ 小时}$ ； ➢ AVC 调节合格率大于 96%，考核电量= $(96\%-\text{调节合格率}) \times \text{当月装机容量} \times 0.2 \text{ 小时}$
	AVC 考核投运率、调节合格率		

来源：各地区能源局、国金证券研究所（考核规则中，1 分对应考核费用 1000 元）

- “双细则”在加严考核的同时，也明确了新能源通过有偿辅助服务获得收益的机会，为新能源智能并网控制系统提供应用激励和成本分摊途径。
- ✓ 新版《电力辅助服务管理办法》中明确提出辅助服务市场遵循“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，而新能源出力间歇性、不确定性等特点决定了其更多为传统



能源提供辅助服务的获益方而承担更多成本。但随着新能源装机达到一定规模且逐步具备调频调压能力，各地新版“双细则”中的《辅助服务管理实施细则》对新能源辅助服务补偿的完善也给予了其参与有偿辅助服务并获得收益的机会；以西北地区为例，2018 版新细则首次提出允许新能源电场参加 AGC、无功调节及 AVC 调压等有偿辅助服务盈利，月度单位容量有偿服务盈利最高可达 1500 元/MW。

- ✓ 补偿机制的完善为新能源电场提供了除售电以外的盈利途径、助力新能源提高收益，更对分摊并网控制系统成本、保障并网控制投资回报起重要作用。

图表32：各地“双细则”中的《辅助服务管理实施细则》规定新能源 AGC、AVC 服务可获得一定补偿

区域双细则	AGC 补偿	AVC 补偿
2018 版西北“双细则”	➢ 可用率补偿：AGC 月可用率大于 98%，每提高 1% 补偿 1 分/万千瓦	➢ 投运率补偿：AVC 投运率达 98% 以上，按补偿电量 0.01 分/万千瓦时补偿
2019 版华北“双细则”	➢ 可用时间补偿：AGC 月可用率大于 98%，按可用时间补偿 10 元/小时； ➢ 服务贡献补偿：含日调节深度补偿、调节性能补偿、日补偿费用、月补偿费用	➢ 投运率补偿：AVC 投运率达 98% 以上，按机组容量和投用时间补偿
2020 版东北“双细则”	➢ 可用时间补偿：AGC 月可用率大于 98%，按可用时间补偿 20 元/小时； ➢ 服务贡献补偿：根据 AGC 调整电量，补偿 1200 元/千瓦时	➢ 进相功率因数低于 0.97 时吸收的无功电量、迟相功率因数低于 0.85 注入的无功电量，补偿 300 元/万千瓦乏时
2020 版华东“双细则”	➢ 基本补偿：每月按机组 AGC 投运率、可调节容量的乘积补偿 480 元/兆瓦； ➢ 调用补偿：根据发电机组 AGC 调节容量调用时增减的电量，按 50 元/兆瓦时补偿	➢ 按 AVC 服务机组计量，补偿费用=机组额定容量×AVC 投用时间×AVC 补偿标准（浙江 0.5 元/兆瓦时、其他 0.1 元/兆瓦时）
2021 版华中“双细则”	➢ 按单元参与自动发电控制（AGC）按照单元参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的对其贡献量进行补偿； ➢ 投其它控制模式的不对调节电量补偿	➢ AVC 投运率达 98% 以上、合格率达 95% 以上的，按机组容量和投运时间补偿，补偿费用=（调节合格率-95%）×机组容量×0.1 元/MWh×AVC 投运时间/（1-98%）
2022 版南网“双细则”	➢ 调节容量补偿费用=调节容量服务供应量×R2 元/MWh ➢ 调节电量补偿费用=调节容量服务供应量×R3 元/MWh	➢ AVC 投运率、调节合格率达 98% 以上，按机组容量和投用时间补偿（调节合格率-98%）×场站容量×AVC 效果补偿标准×AVC 投用时间/（1-98%）

来源：各地区能源局、国金证券研究所

3.2 输变电&调度环节：以电网智能化为技术工具，有待输配电价改革实现成本疏导

3.2.1 电网建设和调度要求提升，需 BIM 和电网智能调度、运维技术加以支持

- 在电网建设方面，需要 BIM 三维建模技术助力新型电力系统的电网建设工程。
- ✓ BIM 信息化技术在新型电力系统的电网建设中应用空间可期。BIM 最初起源于建筑业，是一种由二维模型到三维模型的转变技术，催化了传统施工中从被动“遇到问题、解决问题”到主动“发现问题、解决问题”的转变过程。相比之下，电力工程生产环节多、地域分布广、现场环境各异以及工程个体间联系性强等的特征尤为明显，且新型电力系统的建设对于特高压电网建设需求、对电网灵活性要求大幅提升，使得 BIM 技术应用有较高潜在需求，从而衍生出适用于电力领域的 BIM 设计平台和核心软件。

图表33：电力领域 BIM 技术应用包括设计平台及核心软件等

电力 BIM 平台及软件	主要相关内容
BIM 核心技术平台	三维建模引擎（DH3D）、三维数字地球平台（DHGlobe）、轻量化 BIM 引擎（BIMEngine）、轻量化 GIS 引擎（GISEngine）、应用快速开发平台（FWeb）、物联网平台、移动应用快速开发平台（FMobile）等

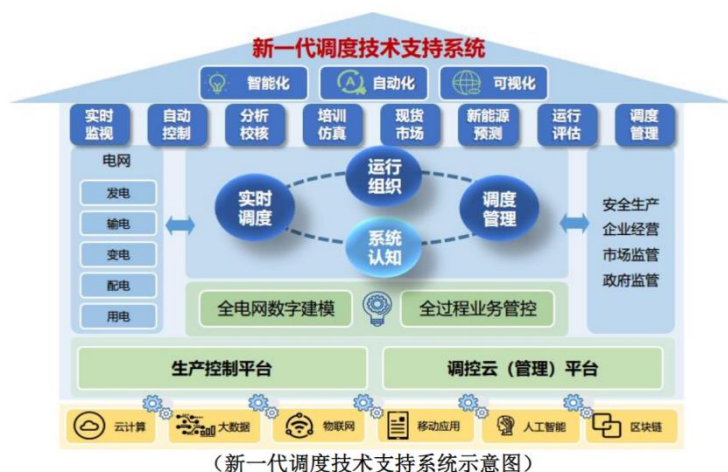


电力 BIM 平台及软件	主要相关内容
BIM 技术系列软件	三维线路设计软件、三维变电设计软件、三位电缆设计软件、三维配网设计软件、三维协同设计软件、三维评审平台等
BIM 造价软件	输电设计造价一体化软件、造价评审软件等
BIM 基建平台	基建现场智慧管控平台等
BIM 智慧运维平台	用于实现资产运维可视化、智能化的基础产品平台

来源：恒华科技公司官网、国金证券研究所

- ✓ BIM 技术可用于电网建设工程全寿命周期中的电网模型建立以及模型各类属性信息的管理。BIM 技术具有可视化、协调性、模拟性、优化性和可出图性等特点，对电网建设各环节的信息管理和运维都有重要作用。如输电线路的 BIM 模型当中不仅包含可视化的三维模型，还包括各类施工信息和现场实景监控录像等；在电网建设过程中，BIM 模型不仅能模拟和监控施工进度，还可以管理和控制施工物资的进场情况、堆放位置等从而提升施工效率；在电网建设完工后，BIM 系统还可通过设备芯片、传感器等实时监测和预警电网运行情况以确保电网安全运行。
- 在电网调度方面，新型电力系统为实现高波动性的供需双方电力平衡，急需提升电网调度响应能力，催生电网调度自动化系统需求。
- ✓ 新型电力系统源、荷双侧的变化对电网调度响应提出更高要求。随着发电侧新能源占比提升及负荷侧多元化共同导致的供需波动性提升、电力平衡难度加大，现有的电网调度响应速度不足以保证电网的及时响应和运行稳定。而电力调度自动化系统可通过信息化技术进行信息采集、分析、统计，从而实现电网安全分析、负荷预测及高效调度控制，以适应新型电力系统对于电网灵活性的需求。
- ✓ 电网调度自动化系统是用于信息集中处理的自动化系统，由调控中心主站系统、厂站系统和数据传输通道三部分构成。系统通过设置在各变电站和发电厂的远动终端 (RTU) 采集电网运行的实时信息后由信道传输至设置在调度中心的主站系统，主站再根据收集到的电网信息进行电网系统的全息感知和在线精准计算，从而进行实时的运行组织和调度管理。

图表34：新一代调度技术支持系统可实现电力的实时运行组织和调度管理



来源：国电南瑞公司公告、国金证券研究所

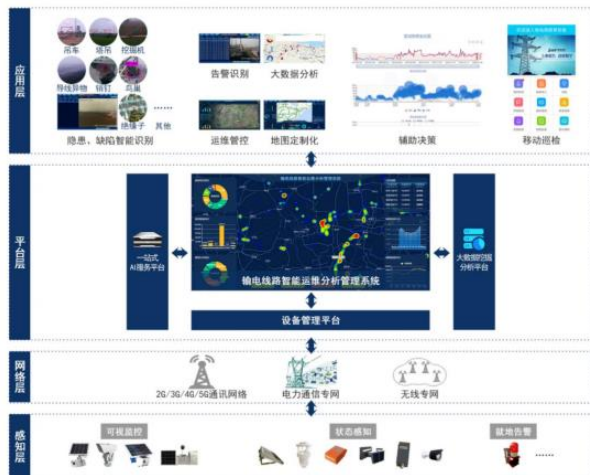
- 在电网运维方面，输变电智能运维系统可助力电网的全息感知、降低电网运行风险。
- ✓ 输、变电环节易存在低效和安全隐患问题，对运维水平提出更高要求。输电线路具有分布范围广、跨度大、运行环境复杂、隐患种类较多等特点，且变电站设备及运行环境运维管理通常存在辅助监控设备互相孤立、缺乏联动，以及普通监控系统无法进行巡视工作、运维过度依赖人工、周期性运维难以及时发现隐患等问题。
- ✓ 新型电力系统的电网运行复杂度提升，将对输变电环节运维和风险管控提出更高要求，对输电线路、变电站运行状态的全面监测、智能分析管理逐渐成为发展趋势。其中，输电线路智能运维分析管理系统根据实现方式的不同，主要分为通道可视化及本体状态监测、无人机巡检及机器人巡检三种方式进行相互补充和协同，可对输电线路通道隐患和本体缺陷进行人工智能识别及预警、告警推送、辅助决策和移动巡检；变电智



能运维分析管理系统主要包括变电站智能辅助系统、直流电源智能监控管理系统以及变电站智慧消防系统，可实现对变电站设备和运行环境进行在线监测和控制以实现全面感知、信息融合、智能分析及智能联动以及性能分析、状态评估和故障预警。

图表35：输电线路智能运维管理系统可助力监测和预警

图表36：变电站智能辅助系统可对变电站设备和运行环境进行在线监测和控制



来源：智洋创新公司招股说明书、国金证券研究所

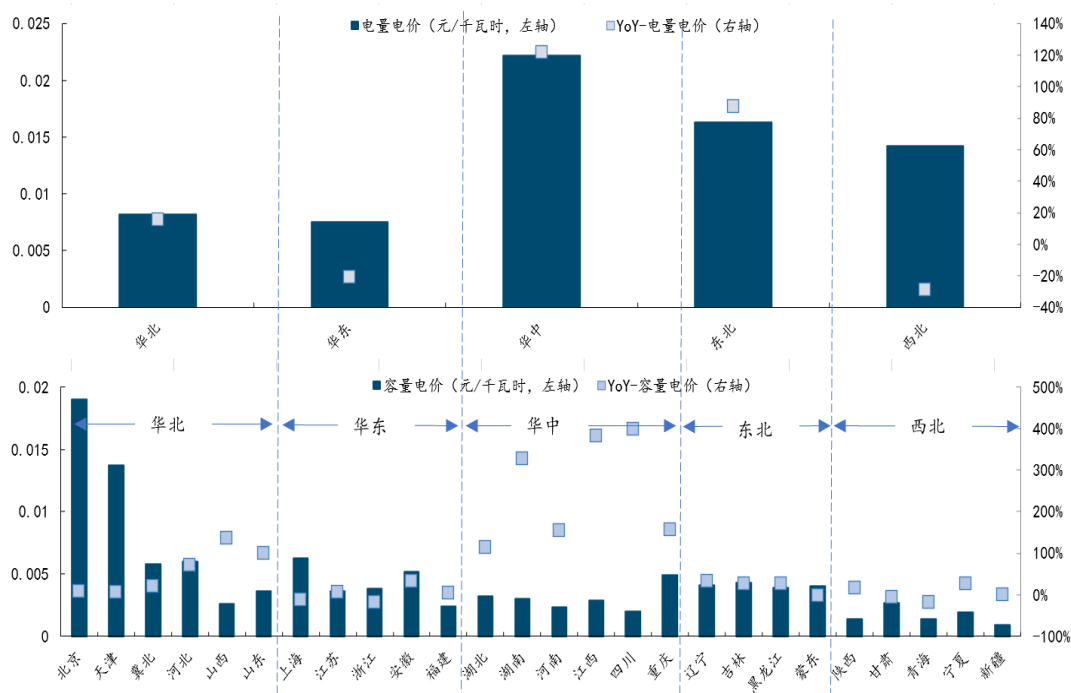
来源：智洋创新公司招股说明书、国金证券研究所

3.2.2 输配电价改革持续完善，有望利好输电侧增量成本分摊

- 前两轮输配电价监管周期中，输配电价整体有所下调且未真正解决“差价”结算问题。
- ✓ 为缓解发电侧价格压力、降低终端电价并刺激用电需求，2017-2019、2020-2022 年的前两轮监管周期中输配电价曾出现过一定下调。第一次输配电价改革共核减与输配电业务不相关或者不合理的成本费用达到 1180 亿元、平均核减比例为 14.5%，改革后平均独立输配电价较购销差模式减少近 1 分钱/千瓦时，32 个省级电网准许收入减少约 480 亿元。第二轮监管周期中，除北京、河北南部、冀北、蒙东等少数地方省级输配电价有普遍上调外，其他地方省级输配电价均出现不同程度的下调，尤其西北、华东区域下调面较广、幅度较大。
- ✓ 前两个监管周期中，由于电网企业仍然负责按照目录销售电价向大部分工商业用户售电等原因，采用对标电网购售价差确定涨价或降价金额进而调整输配电价表的方式核价，使电网企业的准许收入仍一定程度上与购售价差产生了关联。
- 2023 年开启第三轮输配电价监管周期，“顺价”机制正式理顺，为输配电价上涨留出空间，有利于未来主网增量成本的分摊。
- ✓ 新型电力系统的建设对电网主网的“量”（增量建设）与“质”（智能化需求）提出更高要求，给电网带来增量成本，输配电价理应呈上涨趋势，价格成本监审办法、输配电价结构均亟待完善。且新能源占比提升后电网投资整体较为低效，输电价提升带来的电网收入增加也将有利于弥补未来投资的低效、带来包含输电网侧在内的增量投资。
- ✓ 第三轮监管周期改革正式理顺电网企业收入模式，为输配电价上涨提供前提条件。第三监管周期在省级电网输配电价核定、输配电价结构优化上实现了突破，输配电价第一次实现真正按照“准许成本+合理收益”直接核定，而不再采用对原有电网购销价差进行微调的方式。“顺价”机制助力电网端摆脱了“价差”结算下“发电降价多少对应用户降价多少”的困局，为输配电价的上涨提供了有利前提和空间。
- ✓ 此次改革后输电价格整体上已呈现上涨趋势。从区域电网输电价格看，华东、西北区域的电量电价有所下降，而华北、华中、东北区域电网的电量电价分别上调了 15.5%、122.0%、87.4%，且各区域输电价中容量电价也基本实现了上涨。



图表37：第三轮输配电价改革后，区域电网输电价格整体看已呈现出上涨趋势



来源：国家发改委官网、国金证券研究所

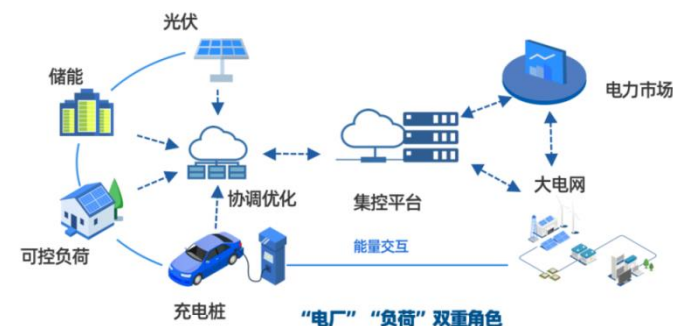
3.3 配用电环节：需求响应相关技术亟待应用，市场机制发展助力落实“源荷互动”

3.3.1 需求响应的落实需虚拟电厂、配电自动化以及用户营销管理相关技术助力

- 负荷侧多元化、高波动特征对需求响应能力提出要求，负荷侧向“双向传输”的转变催生配用电侧的虚拟电厂技术需求。
- ✓ 新型电力系统电力供需平衡难度加大，需求响应能力亟待提升。在电力市场价格明显提升或降低以及系统安全可靠存在风险时，负荷侧的需求响应可实现电力用户根据价格信号或激励措施改变其用电行为，从而减少或增加用电以促进电力供需平衡、保障电网稳定运行。
- ✓ 虚拟电厂技术助力实现需求侧响应，且是需求侧响应的延伸。虚拟电厂技术的本质为通过先进信息通信技术和软件平台系统实现配用电侧能源资源的聚合、协调和优化，是实现需求侧响应的重要技术路径。此外，新型电力系统中，分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等分布式能源资源的增加使得配网侧接入主体更加多元化，使得虚拟电厂在实现需求响应聚焦的“削峰”功能的基础上兼顾“削峰”和“填谷”，侧重点除用户自身用电调节以外还包括了增加供给，部分具有储能特征的虚拟电厂会将“源、网、荷、储”都包含在内，调节方式和手段更为丰富。
- ✓ 虚拟电厂在电网中扮演“负荷”和“电厂”的双重角色。虚拟电厂主要分为站控层、过程层和资源层三层结构，各个逻辑层级在应用功能上协调配合。从具体作用来说，一方面，虚拟电厂可作为“负荷”减少或者增加用电，即在电力负荷高峰时段削减聚合资源功率、助力供电调峰，在电力负荷低谷时段可增加聚合资源功率以加大负荷消纳、配合系统填谷；另一方面，虚拟电厂也可作为特殊“电厂”参与中长期、现货、辅助服务等各类电力市场交易。

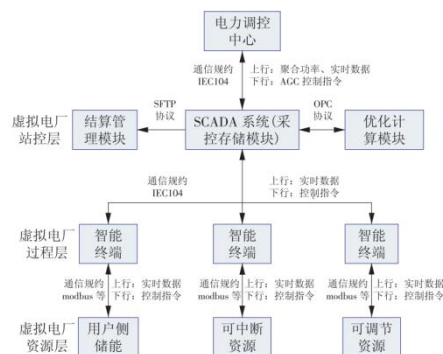


图表38：虚拟电厂扮演“电厂”或“负荷”的双重角色



来源：国际能源网、国金证券研究所

图表39：虚拟电厂分为拟电厂站控、过程和资源三层结构



来源：《虚拟电厂关键技术及其建设实践》、国金证券研究所

图表40：虚拟电厂各个逻辑层级在应用功能上协调配合

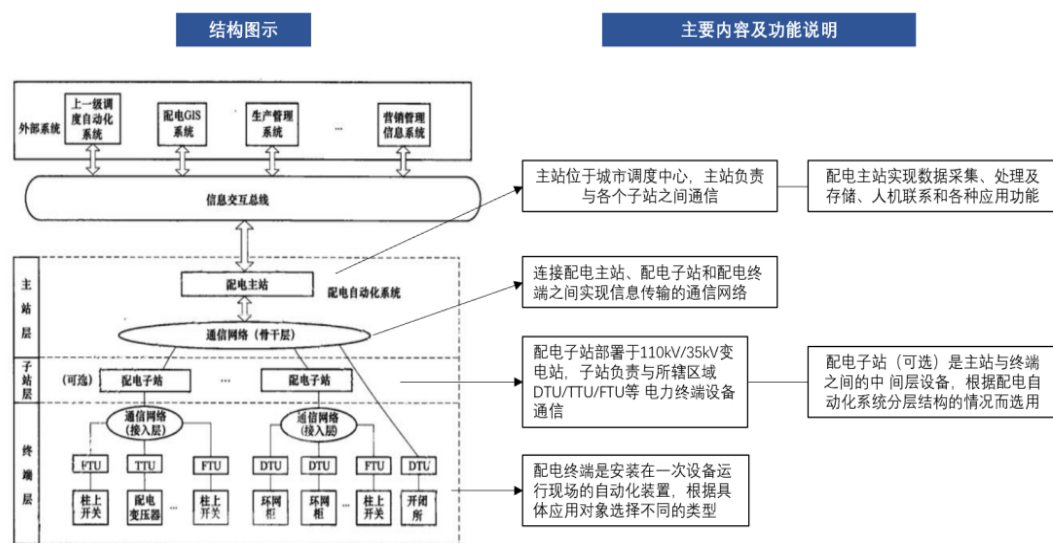
逻辑层	主要内容	主要功能
资源层	系统可接入的分布式发电、用户侧储能、各类可中断、可调负荷资源，典型类型包括分布式燃机、分布式光伏、用户侧储能、充换电站、楼宇空调系统等	各资源在虚拟电厂系统内进行建模并参与优化调度计算及聚合解聚算法的执行，进而与电网进行互动以实现调频、调峰等目标
过程层	主要由智能终端组成，包含协议转换接口、微型纵向加密及通信模块，安装在用户资源现场的数据采集、通信及控制设备柜内	- 对资源的实时运行数据的采集和测量，并通过通信远程传送至虚拟电厂站控层进行优化调度计算； - 智能终端接收虚拟电厂站控层下发的控制命令，实现对资源的本地调节控制
站控层	主要由结算管理模块、SCADA系统（采控存储模块）以及优化计算模块组成	- 上行与电力调控中心通信，接收调度下发的调频、调峰 AGC 指令； - 下行主要与智能终端的数据通信，获取接入用户资源的测量数据及用户资源模型建立及运行，基于所采集的数据实现对资源灵活性预测、聚合与解聚的优化计算，并下发优化运行结果自动功率控制指令至智能终端设备。

来源：《虚拟电厂关键技术及其建设实践》、国金证券研究所

- 虚拟电厂为顺利实现需求响应，配网侧接入主体逐步多元化，对配电感知响应能力和管控水平提出更高要求，从而催生配电自动化系统需求。
- ✓ 配电网输入、输出侧衔接主体类型均增加，配网难度提升。在落实需求响应的过程中，一方面，随着分布式电源快速发展以及电动汽车、储能装置等大量应用，配电网由传统的无源网络成为有源网络，功能和形态正在发生显著变化；另一方面，电气化趋势下用户负荷更加多元复杂，对供电安全性、可靠性、适应性的要求提升；同时，配电网量的增加使得管理、调度难度进一步加大，因此配电网侧亟需信息化技术助力管控水平提升。
- ✓ 配电网自动化系统主要由配电主站、配电子站（常设在变电站内，可选配）、配电远方终端（FTU、DTU、TTU 等）和通信网络组成。该系统具备配电 SCADA、馈线自动化、电网分析应用及与相关应用系统互连等功能，可对配电网运行调度、配网故障抢修、配电设备检修维护、分布式电源运行接入控制等方面进行全方位的智能化改善，使配电网始终处于安全、可靠、优质、经济、高效的最优运行状态。



图表41：配电自动化系统主要由配电主站、配电子站、配电远方终端和通信网络组成



来源：CPEM 全国电力设备管理网、《配电自动化技术在智能电网中的应用》、国金证券研究所

- 随着更多社会电力资源被调动参与市场，负荷侧信息管理和用户服务难度提升，催生用电信息采集系统、数字化电力营销系统需求。
- ✓ 用电信息采集系统是集成现代数字通信技术、计算机软硬件技术、用电异常智能判断告警技术、电能计量技术、电力负荷控制技术和电力营销技术为一体的综合实时信息采集与分析处理系统。该技术通过与营销业务应用系统的业务集成，可及时、完整、准确地为营销业务应用提供实时用电信息数据，从而实现自动抄表、预付费管理、计量设备在线监测、用电异常报警、线损统计分析等功能以提升供电服务水平和能力。
- ✓ 数字化电力营销系统是利用大数据、物联网、移动互联网和其他技术创建的具有自动化操作、智能、适应性和柔性特征的集成电力营销管理平台。一方面，系统可以根据用户的需求自行启动，以标准化、高效和协调的方式进行各类营销操作，并为电力消费者和生产商提供数据信息交互的界面；另一方面，系统数据资源中心和信息管理中心具有海量存储、智能计算和快速响应的特点，可以实施整个营销过程全面的运营监控、数据分析和建模，增加支持决策的水平并实现智能化控制。

图表42：用电信息采集系统可提供实时用电信息数据



来源：新浪新闻、国金证券研究所（图为国家电网新一代用电信息采集系统）

图表43：数字化电力营销系统可高效提供各类营销操作



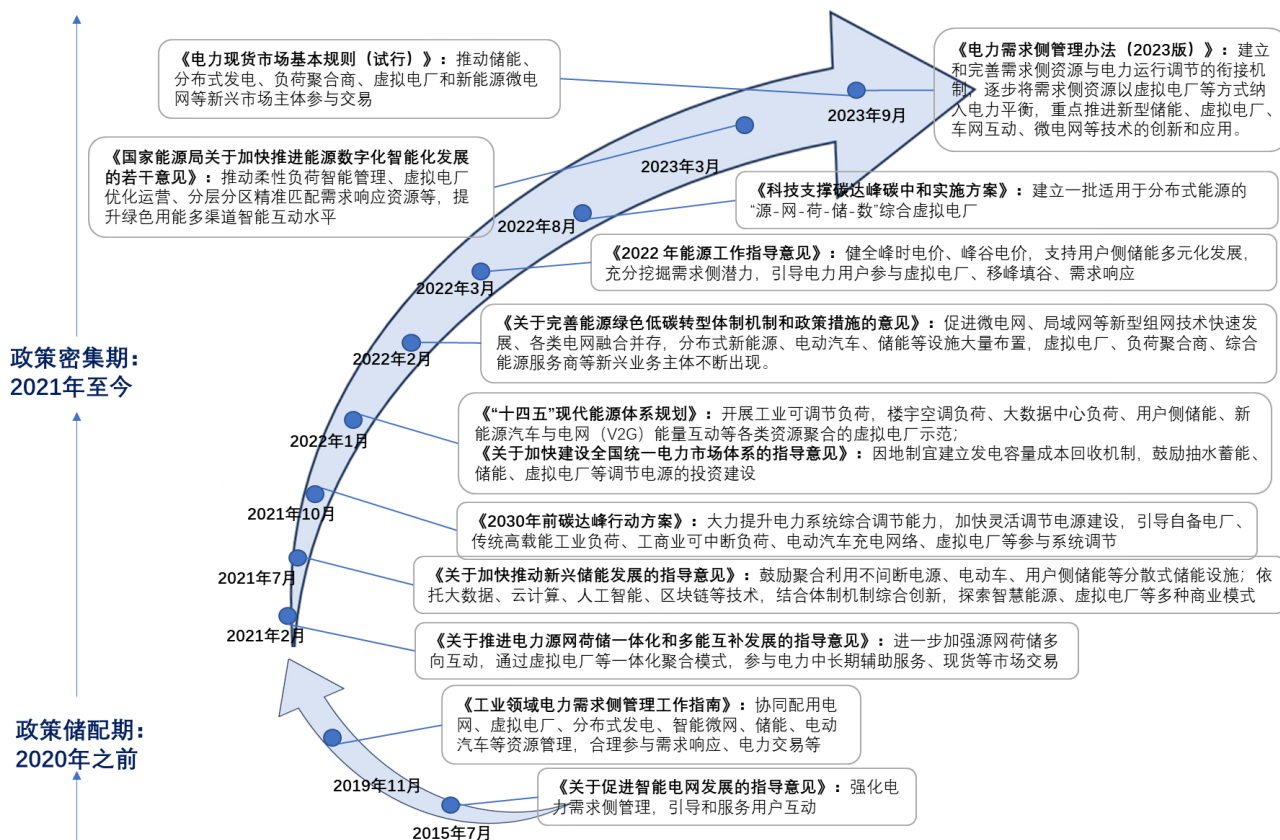
来源：朗新科技官网、国金证券研究所

3.3.2 利好政策陆续出台，助力虚拟电厂技术的发展和运用

- 虚拟电厂的发展将伴随局域网、微电网增多导致的配网侧成本提升，第三轮监管周期输配电价改革进一步利好增量配网成本的控制和分摊。
- (1) 改革建立负荷率约束激励机制，提升配电经济效益。
- ✓ 包括峰谷特性、负荷率、同时率在内的用户的用电负荷特性是影响输配电成本的主要因素。其中用户侧提高负荷率可以有效减少用电变压器容量、降低高峰负荷并提升配电设施利用率，从而利好配电成本的控制。

- ✓ 此次改革提出“选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到260千瓦及以上的，当月需量电价按标准价格水平的90%执行”，相当于对高负荷率用户降低了需量电价水平，从而通过电价信号来有效引导用户合理报装容量，提升了配电网建设的经济性。
- (2) 改革提出分电压等级核定容量电价，更好反映了供电成本差异，利好增量配网建设。
- ✓ 前两个监管周期中，输配电价均沿袭了原有目录销售电价制度下各电压等级容量电价相同的结构，仅通过不同的分电压等级电量电价来部分地反映输配电成本差异，该模式难以满足增量配网、局域网、微网回收投资的需要。
- ✓ 第三轮监管周期改革提出，输配电价根据不同电压等级成本、电量等情况分电压等级核定容量电价，使得不同电压等级用户用电成本差异得以合理体现，为实现需求响应所需的增量配电网创造有利条件。未来从整体趋势上看，越是低电压等级的输配电价上行趋势将越明显，有望利好虚拟电厂建设所需的增量配网成本的分摊。
- 虚拟电厂作为需求响应实现的关键技术，2021年起国家层面相关鼓励政策频出。
- ✓ 从国家层面政策来看，我国在2020年前对于发展虚拟电厂技术以实现需求响应的政策已有一定储备，而相关政策于2021年开始密集推出。2023年9月国家发改委进一步发布《电力需求侧管理办法（2023版）》，提出逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡以提高电力系统的灵活性，并将重点推进新型储能、虚拟电厂、微电网等技术的创新和应用，再次确立了虚拟电厂的主体地位；《办法》同时提出，到2025年各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%-5%，计划2030年形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易实现电网区域内可调节资源共享互济。

图表44: 2021 年以来有关虚拟电厂的鼓励政策频出



来源：国家发改委、国家能源局、工信部官网、国金证券研究所

3.3.3 市场规则完善+市场化改革推进是虚拟电厂技术落实的重要途径

- 我国虚拟电厂目前正处于邀约型向市场型过度阶段，仍处于发展起步期。
- ✓ 虚拟电厂发展分为邀约型、市场型和跨空间自主调度型三阶段，由于我国储能、分布



式电源以及电力交易市场尚未发展成熟，虚拟电厂仍处于邀约型向市场型过渡的阶段。

- ✓ 从我国虚拟电厂已开展的部分早期试点来看，资源调度能力仍有待提升。目前应用场景多数局限于单一的楼宇空调群、工业负荷群、充换电站群或非统调并网的分布式发电资源群等，因其资源分散、控制方式较为单一而只能实现其所在地的单一功能应用，还未完全实现虚拟电厂对各类资源的“聚合”与“解聚”功能。

图表45：虚拟电厂发展分为邀约型、市场型和跨空间自主调度型 3 阶段

类型	主要特征	目的	关键主体	市场举例
邀约型	通过需求响应激励资金推动	削峰减荷	政府机构	广东、江苏、上海等省市虚拟电厂项目
市场型	通过电力交易引导主体加入电力市场	电力平衡	交易机构	欧洲 Next krafttwerke 虚拟电厂、冀北电力交易中心虚拟电厂项目
跨空间自主调度型	通过信息强化市场主体参与度	能源改革	运行机构	-

来源：《考虑碳交易与需求响应的虚拟电厂参与电力市场调度策略》、华夏能源网、国金证券研究所

图表46：江苏、浙江、上海、冀北等地已出现大型虚拟电厂试点

所在地区	应用场景	试点项目	响应资源	主要特征
上海	削峰填谷、商业楼宇能源管理	市区(黄浦)商业需求侧管理示范项目、虚拟电厂运营项目	工商业负荷、储能等	以商业楼宇为主的虚拟电厂体系
江苏	需求响应、新能源消纳	大规模源网荷友好互动系统示范工程	可中断/可调节负荷	源网荷系统、国内规模最大
浙江	需求响应、削峰填谷	丽水虚拟电厂、宁海虚拟电厂，宁波离网光伏虚拟电厂	储能设备、充电桩、居民、楼宇	国内单次响应体量最大
冀北	新能源消纳、广域需求响应	泛在电力物联网 VPP 示范工程	光伏、电采暖	多主体参与

来源：《考虑碳交易与需求响应的虚拟电厂参与电力市场调度策略》、国金证券研究所

- 从商业模式分析，目前我国虚拟电厂盈利模式主要为需求响应补贴，部分地区可参加辅助服务赚取收益。
- ✓ 需求响应是“邀约型”虚拟电厂可实现的主要盈利方式。该模式由政府机构或电力调度机构发出邀约信号，虚拟电厂组织资源进行削峰填谷等需求响应后获取补贴收益，包括增量发电补贴、装机容量补贴、消纳补贴等。以 2021 年广州率先开展的虚拟电厂需求响应市场为例，其响应类型主要有邀约型与实时型，可响应容量均需大于 0.3MW；其响应补贴标准随响应类型浮动，度电补贴波动幅度在 0-5 元；目前广州市工信局对虚拟电厂需求响应市场计划安排补贴资金 3000 万元、补贴期限为 3 年。

图表47：广州虚拟电厂参与需求响应分为邀约型、实时型

需求响应类型	响应方式
邀约型	电网提前 4 h 向用户发出响应时间和需求量的邀约，用户响应邀约后自行调整用电负荷曲线以完成响应需求
实时型	虚拟电厂收到电网下发的响应需求后需在 60 s 内开始执行并在 15 min 内达到响应要求

来源：《国内虚拟电厂市场机制与应用综述》、头豹研究院、国金证券研究所

- ✓ 辅助服务收益是“邀约型”向“市场型”转型期虚拟电厂的额外盈利方式，以给大电网提供调峰、调频等辅助服务赚取收益为主。在调峰服务中，虚拟电厂在接受调度指令后通过调整自身的用电行为，全面缓解电网负荷高峰资源不足的情况，包括了削峰调峰和填谷调峰；调频辅助服务主要包括一次调频和二次调频。目前华北、华中及部分华东地区已在市场准入、报价方式、出清方式和结算方式等方面对虚拟电厂参与辅助服务市场做出一定规定。



图表48：相关地区虚拟电厂参与辅助服务市场的商业模式汇总

地区	政策文件	准入条件	报价方式	出清方式	结算方式
虚拟电厂参与调峰服务相关地区政策规定					
华北		《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则》	不少于 10MW 的稳定调节电力、30 (Mwh) 的稳定调节电量	报量报价;华北地区申报价格上限为 600/(MWh);	可参与省网市场或华北市场,具有日前、日内和实时市场 华北市场:服务费用=调峰电量×出清时长×出清价格;省网市场有 30% 偏差电量惩罚
华中		《新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则》	单次调节容量大于 2.5 (MWh), 最大调节功率大于 5MW	报量报价;最大调峰能力低于 20 MW 不报价;分低谷和腰荷申报,市场申报最低限价 0.12 元/(kWh)	服务卖出省的服务费用=调峰电量×(电网代理购电价格-日前调峰价格-其他输电价格)
华东	上海	《上海电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》	可调容量 1 MW 及以上;参与实时调峰虚拟电厂信息采集时间周期小于 15min, 响应时间小于 15min, 持续时间小于 30min	报量报价;报价上限为上海市场日前市场价 100 元/(MWh), 而实时市场价 400 元/(MWh)	具有日前、日内和实时市场 补偿费=实际执行量×报价;实际执行量=实际发用电曲线与基准曲线积分差值
	山东	《山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2021 修订版)》	实时采集周期小于 60s, 可调节电力大于 10MW, 连续调节时间大于 4h	报量报价;报价上限为 400 元/(MWh)	可参与日前、日内和实时市场 日前费用=50%日前价格和日内实时价格的较大值×实际调用量;实时费用=实时价格×实际调用量
	浙江	《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则》	调节容量大于 2.5 (MWh)、调节功率大于 5MW, 持续响应时间大于 1h	报量报价;低谷和尖峰时段填谷出清电价上限分别为 400 元/(MWh) 和 500 元/(Mwh), 削峰电价上限 500/(Mwh)	可参与中长期、日前和日内市场 实际调峰量大于中标量 120%, 小于 70%部分不补偿;中长期按合同结算;日前和日内按填谷收益和调峰收益分别结算
西北	甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》	允许用户侧电储能与新能源电厂签订协议形成虚拟电厂, 在新能源弃风弃光时使用电储能, 或参与电网调频调峰	报量报价;日前申报、日内调用, 非现货时期报价上限 0.5 元/(kW·h), 现货时期价格上限 0.3 元/(kw· h)	可参与日前和日内市场 调峰补偿费用=调峰电量×出清价格
虚拟电厂参与调频服务相关地区政策规定					
浙江		《浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则》	额定充/放电功率大于 5MW、持续响应时间大于 2h	报量报价;一次调频出清价格上限为 120 元/(MW·h), 二次调频出清价格上限为 60 元/(MW·h)	可参与中长期、日前和日内市场 一次调频性能指标小于 0.6 时不予补偿;参考华东“两个细则”调频收益
江苏		《江苏电力辅助服务(频)市场交易规则行)》	储能电站单站充/放电功率大于 5 MW, 总充/放电功率大于 10 MW, 持续时间大于 2h	报量不报价, 按市场最高价出清	参与日前市场、日内调用 基本补偿费=调频性能×调频容量×投运率;调用补偿费=调频里程×调频性能×里程单价

来源：各地区能监局、《国内虚拟电厂市场机制与应用综述》、国家电网、国金证券研究所

- 从本质看，目前国内虚拟电厂盈利主要来自电网和政府的补贴，盈利模式较为单一且效益较低是制约发展的重要因素。
- ✓ 我国虚拟电厂盈利模式较为单一，主要从政府补贴型需求响应邀约以及电网的辅助服务购买中获得补偿。而成熟的虚拟电厂收益还应包括电力现货交易套利，即虚拟电厂



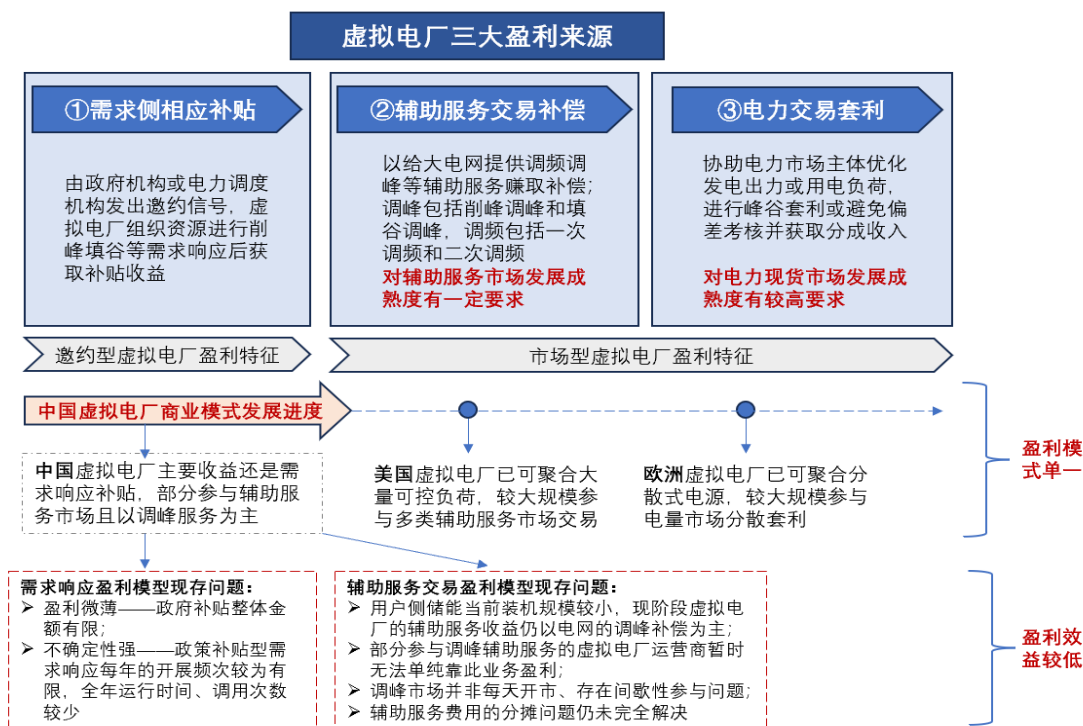
帮助新能源发电厂、售电公司、配售电公司、可控负荷等电力市场主体优化发电出力或用电负荷，进行峰谷套利或避免偏差考核并获取分成收入。

- ✓ 发展初期收益主要来源于电网和政府侧的背后逻辑是为电网投资提供了经济效益后获得的补偿。根据国家电网的测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足 5% 的峰值负荷需要投资 4000 亿，而通过虚拟电厂仅需投资 500-600 亿元，虚拟电厂的成本仅为火电厂的 1/8-1/7。虚拟电厂带来的投资效益使得电网和政府侧初期理论上应为其提供一定补贴，而这类补偿性收入仍较为微薄且可持续性不足：

(1) 从需求响应补贴盈利来看，当前需求响应的补贴资金主要来源于国家及各省市设立的需求侧响应专项管理资金、额外征收的差别电价收入（如用电高峰期的加价电价）以及年度跨省区交易电量计划形成的购电价差盈余等。而政府补贴整体金额较为有限，使得该方式盈利微薄，且政策补贴型需求响应每年的开展频次较为有限，全年运行时间、调用次数较少，使该方式获利具有一定不确定性。

(2) 从辅助服务补偿盈利来看，由于用户侧储能当前装机规模较小，现阶段虚拟电厂的辅助服务盈利来源仍以电网的调峰补偿为主。即便是部分参与了调峰辅助服务的虚拟电厂运营商也暂时无法单纯靠此业务盈利，且调峰市场并非每天开市、存在间歇性参与问题，使得该模式的盈利规模较小、可持续性较低。

图表49：我国虚拟电厂存在盈利模式较为单一且效益较低的问题



来源：中国能源报、内蒙古自治区能源局、头豹研究院、国金证券研究所

- 我国虚拟电厂目前盈利模式单一且低效的本质原因是现阶段电力市场发展成熟度不够，虚拟电厂进入市场各环节还存在一定阻碍。
- ✓ 其一，我国辅助服务市场发展不够完善。①目前我国辅助服务市场规模小、品种少，总费用约占全社会总电费的比例仍为国际普遍水平的一半，调峰为主要交易品种，调频市场未针对响应速度进行细分，其他服务品种如电压支撑、黑启动、爬坡等较为欠缺，虚拟电厂价值难以充分体现。②目前我国辅助服务正处于市场化探索建设阶段，且省间和省内市场间、日前和日内市场间未能形成协调衔接机制，限制了虚拟电厂在更大时空范围参与优化配置。③虚拟电厂参与辅助服务时报价递增单位和报价上限有相应限制，且多数情况仍遵循电网公司购买辅助服务成本最小化原则进行市场出清，不利于虚拟电厂经济价值的实现。
- ✓ 其二，现货市场发展成熟度较低，对虚拟电厂接纳程度仍不够。目前我国电力现货市场仍未全面铺开，现有峰谷价差尚不足以刺激用户产生需求侧响应；此外，虚拟电厂对现货市场的参与度仍较低，主要因为虚拟电厂具有发电、负荷两种特性，但多数省



份的现货市场处于发展试点阶段、仅为发电侧单边市场，使得虚拟电厂无法直接参与或只能以价格接受者参与，因而其灵活调节价值难以体现。

- ✓ 其三，虚拟电厂的市场定位和市场准入标准仍不够完善。由于虚拟电厂聚合资源的多元性，通常有发电企业、售电公司、电力用户等多重市场定位，而不同的市场定位决定了其参与市场的类型、策略以及享受的权利义务差异较大。此外，各地针对虚拟电厂准入辅助服务市场的规则完善度、统一度不够，且实践过程中以华北、上海为代表的部分地区出于安全运行等因素的考虑而对虚拟电厂设置了较高准入门槛，降低了市场主体的参与积极性。
- 对比德国，从政策机制角度看，系统规则的完善和市场价格机制的畅通是虚拟电厂发挥价值的重要前提。
- ✓ 从规则制定角度看，德国法律对虚拟电厂发展有更细致的系统规则 and 更强制的要求。尤其是德国对分布式电源提出了强制要求，明确提出可再生能源电厂（尤其是 100kW 以上中型可再生能源电厂）需参与市场交易，同时允许通过市场纽带将大量小型分布式电源聚合在一起形成具备规模效应并且可统一调控的有价值资源。对比来看，目前我国个别省份出台了鼓励负荷侧虚拟电厂、储能虚拟电厂参与需求响应项目的政策文件，但国家层面的具体管理办法及权利义务规定还较为缺乏，且对虚拟电厂定位和职责划分暂无具有全国普遍性的强制要求。
- ✓ 从市场参与角度看，德国虚拟电厂商业化程度较高得益于电力市场较为成熟。德国电力市场中，虚拟电厂运营商可以在现货电能量市场的日前市场中销售可再生能源的发电量，在日间市场中销售生物质发电和水电等灵活性较高机组的发电量，还可参与平衡基团管理、平衡市场和再调度，为虚拟电厂运营带来规模化、常态化、市场化的赢利机会。而目前我国仅在少数地区初步建立了虚拟电厂参与调峰、调频的市场机制，且现货市场仍处于试点阶段、市场交易机制不健全，阻碍了虚拟电厂商业模式的完善。

图表50：德国虚拟电厂相关政策出台起到关键推动作用

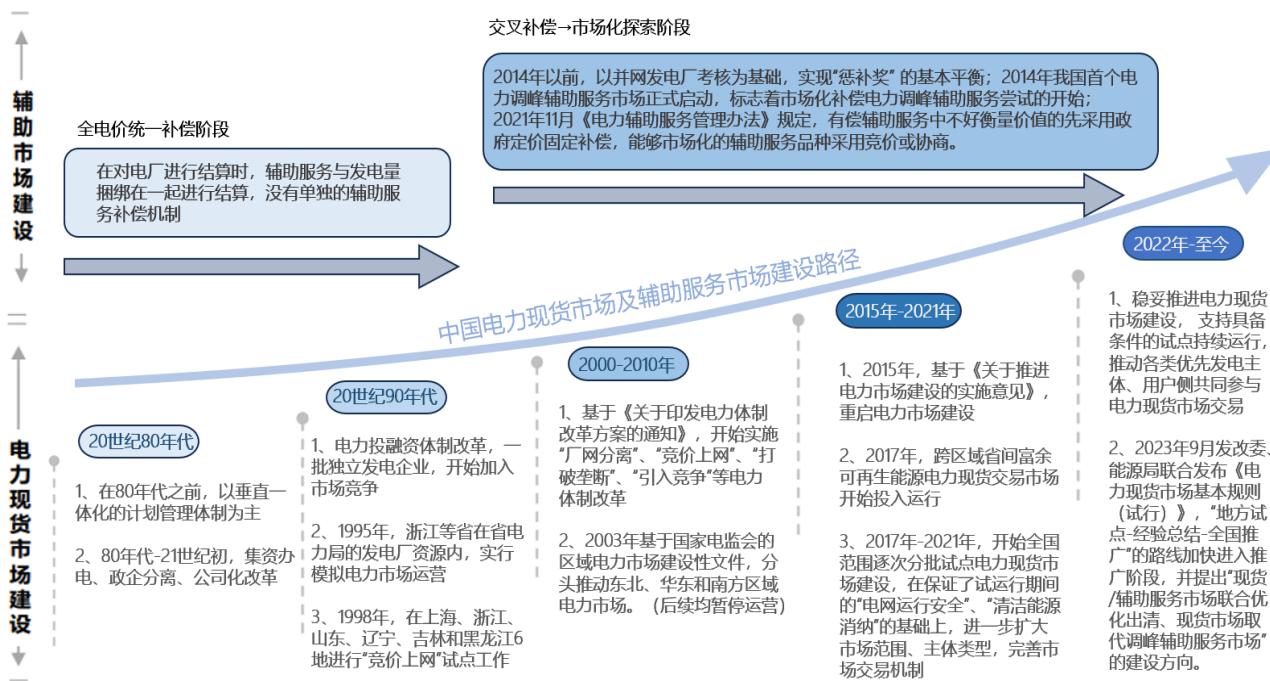
相关政策	虚拟电厂、需求响应相关政策内容	政策意义
《可再生能源法》（EEG）	2012 年修订版 EEG 引入可再生能源电力“直接销售”模式作为固定上网电价的可选替代方案，使可再生能源可在批发市场直接售电并获得溢价。	几轮修订后，被动接入虚拟电厂的
	2014 年修订版 EEG 规定所有 100kW 以上的新增可再生能源机组都必须进行直接销售，叠加灵活性补贴后鼓励中型可再生能源发电机组接入虚拟电厂并在批发市场售电。	可再生能源发电商数量增加，增大了虚拟电厂发挥
	2021 年修订版 EEG 明确，当较低电力需求（如节假日）或光伏/风电过高电能输入时批发市场会出现负电价，需要光伏项目更灵活的做出反应。	作用的空间
《可中断负荷协议条例》（AbLaV）	2013 年生效的 AbLaV 允许 TSO 就“可中断负荷”需求公开招标，从而缓解平衡市场中可用的可中断负荷不足的问题，鼓励各行业提供灵活性； 早期 AbLaV 只针对能源密集型行业。	为虚拟电厂服务
	2015 年修订版 AbLaV 将投标门槛从 50MW 减少至 5MW，从高压电网的分布式能源降低至 6kV-60kV； 条例规定，输电系统运营商每周通过每周通过联合招标平台发布 750MW 的立即可中断负荷和快速可中断负荷的招标； 提供可中断负荷的用户根据提供的容量、能量获得补偿，容量补偿每周最多 50 €/MW，能量补偿最多 400 €/MWh。	可中断负荷用户提供重要盈利机会
《电网发展加速法》（NABEG）	2021 年修订，将参与电力调度的最高门槛从 10MW 降低至 100kW；引入“调度管理商”的市场角色，规定可控电厂可将再调度管理职责移交给“部署经理”；提出新的数据传输要求。	提出了新的市场角色和新的电力传输标准，推动虚拟电厂运行
其他相关行业指南、能源法规	2015 年起，德国联邦网络管理局在行业指南中明确将“能源聚合商”（相当于虚拟电厂）定位为市场角色； 2017 年 7 月，德国能源法明确“能源聚合商”参与市场的机制； 2019 年欧盟在 2019-943&2019-944 法规中强调，“能源聚合商”可以参与所有平衡市场并提供服务，输电系统运营商在采购辅助服务时，对虚拟电厂不得歧视。	对“能源聚合商”（虚拟电厂）的市场地位、市场机会和义务进行了法律规定

来源：德国联邦经济与能源部、德国国际合作机构(GIZ)、IEA、国金证券研究所



- ✓ 从德国虚拟电厂的发展路径可看出，虚拟电厂的发展有赖电力系统规则的细化，以及电力市场成熟度提升后对交易机制的完善。尤其是电能量套利的盈利模式中，电能量销售市场需要根据价格信号正确引导企业登记参与调节，要求虚拟电厂被聚合对象具有价格敏感性、自然地理特性和市场出清过程的可操作性，从而对现货市场的发展成熟度提出了较高要求。
- 我国电力市场化改革持续推进，改革过程漫长但已步入加速周期，中长期看有望助力虚拟电厂技术商业化应用取得实质性进展突破。
- ✓ 回顾我国电力市场发展历程，现货市场的建设主要通过打破垄断、引入主体、完善竞争机制等措施持续推进，辅助服务市场也逐渐随着交易市场的完善由交叉补偿模式开始进入市场化探索阶段。经过数十年的电力市场发展，我国目前在空间、时间范畴上初步构建起全市场体系结构，已开展现货市场试点并基本建立了“省间+省内”两级市场架构及“中长期+现货”的电能量市场和辅助服务等市场，虚拟电厂也正处于长期制度基础持续推进、市场基础逐步形成的商业化初期。
- ✓ 2023年7月中央深改委会议审议通过《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》，预示电力体制改革进程正步入加速周期。9月发改委、能源局联合发布《电力现货市场基本规则（试行）》，“地方试点-经验总结-全国推广”的路线已加快进入推广阶段，且现货/辅助服务市场联合优化出清、现货市场取代调峰辅助服务市场等更接近海外成熟市场的未来建设方向逐步明晰，现货市场的价格发现功能将得到更好的实现。
- ✓ 综上，从中长期角度看，待未来市场化改革取得实质性推进，叠加相关定位和准入规则进一步细化，将有效助力解决虚拟电厂商业模式不完善的核心问题，促进技术应用顺利落地。

图表51：我国辅助服务市场及电力现货市场建设持续推进



来源：北极星售电网、人民资讯、电联新媒官方号、中国政府网、艾瑞咨询、国金证券研究所

3.4 从政策角度看信息化技术商业模式落地：短期看好发电侧，中长期看好输配电侧

- 我们认为，新型电力系统带来的供需匹配难、系统风险和成本提升问题，需要信息化技术和政策模式两方面共同完善进行解决，其中政策发展对信息化技术的商业模式完善起到重要作用。
- 我们从政策改革角度分析发、输、配、用各侧相关信息化技术的商业模式落实情况：
- ✓ 发电侧技术相关政策以强制性考核为主，考核奖惩细则已经较为清晰，且华东、华北等地更严格的修订版政策细则已出具征求意见稿。随着新能源占比持续提升，发电主体为减少或避免考核惩罚而采用相关信息化技术的积极性较高，预计短期内可对技术的落地、发展起到实质性助推作用。



- ✓ 输、配电侧技术相关政策以成本分摊类为主。从政策强度看，该类政策所起到的促进作用相较考核类而言略弱；从政策完善度看，第三轮配电价政策的定价机制已较前两轮做出了较大改善，输配电价整体可看到一定上涨趋势或上涨空间，有待后续改革深化有望对此轮留出的部分涨价空间进行进一步落实。按照输配电价改革3年一个核价监管周期的规律看，预计中期维度可对输配电网增量成本的分摊提供有效助力。
- ✓ 包含了配用电环节的虚拟电厂技术相关政策可从两方面分析。一方面，输配电价改革的完善利好虚拟电厂建设时增量配网成本的分摊；另一方面，虚拟电厂的发展需要系统规则的进一步明确，且更有赖于辅助服务市场和现货市场的发展对盈利机制的完善，而这两类市场目前发展仍处于初期。我国电力市场化改革过程漫长但已步入加速周期，从中长期维度看，电改政策持续深化及相关市场规则的不断完善将对虚拟电厂的商业模式改善起重要助推作用，有望助力虚拟电厂的技术落地实现“从0到1”的关键性转变。

图表52：新型电力系统中主要信息化技术的相关政策发展情况汇总

所属环节	信息化技术	相关政策	政策类型		与电力市场发展的关联	技术落实的积极性来源 (政策角度)	技术商业模式落实的政策路径实现情况
			政策考核	激励补偿/成本分摊			
发电侧	新能源功率预测技术	双细则、电力市场化改革相关政策	✓	-	市场交易规则多数情况下为功率预测偏差带来额外惩罚	功率预测准确率提升可减少考核、并减少参与市场时产生的损失	考核机制已较为完善且具有一定强制性，使得技术采用意愿较强
	新能源智能并网控制技术	双细则	✓	✓	辅助服务市场的完善有望提供更多补偿获利机会	并网技术落地可减少考核、并获得部分激励补偿	
输电侧	BIM、智能调度、智能运维技术	输配电价改革政策	-	✓	针对输配电侧市场定价机制的完善将有利于增量电网成本分摊	来源于技术自身带来的提效优势以及成本分摊的实现路径逐步清晰	已进入第三轮输配电价改革监管周期，输配电价可看到一定上行趋势及上行空间，有待下一轮改革进一步落实完善
	配电自动化技术	输配电价改革政策	-	✓	针对输配电侧市场定价机制的完善将有利于增量配网成本分摊	来源于技术自身带来的提效优势以及成本分摊的实现路径逐步清晰	
	电力营销、用户信息采集技术	电力市场化建设政策	-	-	市场化建设的完善将为技术使用提供更多应用机会	来源于技术自身带来的提效优势	
配用电侧	虚拟电厂技术	输配电价改革政策；需求响应相关激励政策；电力市场化改革相关政策	-	✓	针对输配电侧市场定价机制的完善将有利于增量配网成本分摊；辅助服务市场、电力现货市场的发展及参与规则的明确是虚拟电厂商业模式走向成熟的前提	主要来源于参与电力市场获得盈利	目前系统规则不够完善，辅助服务市场、电力现货市场均处于建设初期；未来电改推进有望助力虚拟电厂商业模式取得实质性进展

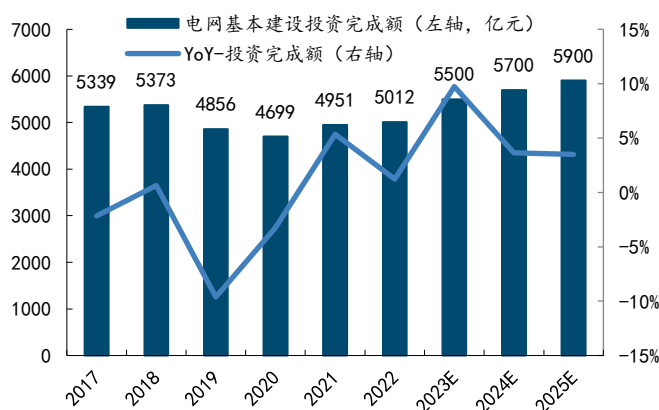
来源：国金证券研究所

4、投资建议

- 预计23-25年国网智能化投资为935、998、1062亿元，CAGR达7-8%，电网投资的增加叠加新型电力系统加速构建将拉动电力信息化行业步入快速增长轨道。
- ✓ 2023年国网计划投资超5200亿元，预计年中计划值将增长到约5500亿、同比2022年的计划投资5012亿元增长9.7%。“十四五”初期投资规划2.6万亿元，当前21-23投资额已达成15460亿元，考虑到特高压直流建设加速等因素，“十四五”期间实际投资额有望超预期，我们预计23-25年实际投资规划为5500亿元、5700亿元、5900亿元，年均增速约为5-6%，预计“十四五”投资额共计2.7万亿元。
- ✓ 智能化投资占比方面，根据《国家电网智能化规划报告》，国网“十三五”智能化投资占比为12.5%，预计“十四五”期间占比达17%，我们假设23-25年智能化投资占比为17%、17.5%、18%，则对应投资金额935、998、1062亿元，年均增速约7-8%。

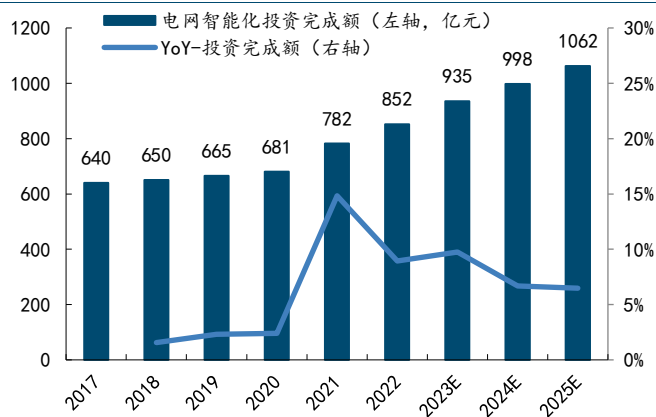


图表53：预计23-25年国网投资完成额CAGR为5-6%



来源：、国家电网、国金证券研究所

图表54：预计23-25年国网智能化投资金额CAGR为7-8%



来源：、国家电网、国金证券研究所

- 新型电力系统建设中新问题的出现催生了电力信息化投资机会，相关政策推进也为信息化产品的商业模式完善提供了落地途径，因而在发、输、配、用各环节具有信息化技术领先优势的公司有望受益。
- ✓ 发电侧：新能源占比提升，其出力随机性、波动性带来功率预测产品以及并网智能控制产品需求，同时“双细则”考核的趋严助推了技术落地以及技术应用的积极性，因此推荐关注新能源发电功率预测领域市占率领先的龙头企业**国能日新**（电新、计算机组联合覆盖）。
- ✓ 输电侧：源、荷侧波动性提升及多元化趋势带来电网建设、调度、运维等维度信息化产品的需求，且输配电价改革进一步为增量电网成本提供分摊途径。因此推荐关注输电**BIM**设计领域具有技术领先优势的软件提供商**恒华科技**（计算机组覆盖）；同时推荐深耕电力智能运维领域多年的智能电网解决方案提供商**智洋创新**（电新、计算机组联合覆盖）。
- ✓ 配、用电侧：配电侧接入主体复杂化、负荷侧多元化以及负荷出力波动性提升共同催生虚拟电厂、配电智能化、用户信息采集、智能营销系统需求，电改的持续深入也有望进一步明确相关技术的商业模式。因此，推荐关注面向智能电网的信息化服务商**恒实科技**、**朗新科技**（计算机组覆盖），企业微电网能效管理龙头服务商**安科瑞**（电新组覆盖），背靠南网的综合能源服务商**南网能源**（公用事业组覆盖）以及能源物联网解决方案提供商**威胜信息**（通信组覆盖）。
- ✓ 此外，推荐关注跨电网多环节的信息化、智能化领军企业**国电南瑞**、**国网信通**、**南网科技**、**东方电子**（电新组覆盖）。

图表55：推荐公司及推荐逻辑

相关环节	推荐标的	主要竞争优势	盈利预测
发电侧	国能日新 (301162.SZ)	公司为我国新能源功率预测龙头企业，功率预测产品2019年市占率即达到约为20%，且产品力强势、运维团队高效、产品迭代快速三大优势助力市占率持续提升。此外，公司以发电功率预测产品为基，衍生出并网智能控制系统、电网新能源管理系统、电力交易、储能EMS、虚拟电厂等相关创新产品，有望逐步实现“源网荷储”各环节覆盖。	根据电新组覆盖报告预测结果，23-25年EPS分别为1.49/1.91/2.43元，对应38X/30X/23X PE。
	恒华科技 (300365.SZ)	公司为国内BIM行业龙头，深耕电力领域二十年；公司具有全自主的BIM平台，是国内少数可以提供覆盖输变电工程三维设计各专业软件产品的企业，相关产品及服务在电力行业已取得相对领先的市场地位，其中输电三维线路设计软件市占率超50%。	一致预测23-24年EPS分别为0.17/0.30元，对应41X/23X PE。
输电侧	智洋创新 (688191.SH)	公司为我国领先的电力智能运维分析管理系统提供商，深耕电力智能运维领域多年，实现了输配变智能运维产品的全覆盖，以“物联网+无人机+人工智能+数字孪生”为产品方向，并积极拓展新业务领域；2019年开始与华为保持深度合作，共同实现人工智能技术在电网数字化中的创新应用，有望持续夯实技术优势。	一致预测23-25年EPS分别0.48/0.69/0.98元，对应40X/28X/20X PE。



相关环节	推荐标的	主要竞争优势	盈利预测
配用电侧	朗新科技 (300682.SZ)	公司为我国领先的能源互联网平台企业，“能源数字化+能源互联网”双轮驱动；在能源数字化业务中，公司聚焦中台能力和平台产品，为国网、南网提供用电服务核心系统解决方案，国内电力营销信息化市占率超40%，且深度参与国网电力营销2.0系统建设，持续巩固已有市场优势地位。	一致预测23-25年 EPS分别0.80/1.11/1.44元，对应24X/17X/13X PE。
	恒实科技 (300513.SZ)	公司为国内领先的智能大数据综合解决方案提供商与运营商，其综合能源服务板块正积极开展虚拟电厂、综合能源改造、电力市场交易等业务；公司系我国首批支撑国家电网公司推动虚拟电厂建设的企业之一，具备虚拟电厂交易平台建设方和运营方双重身份，具有参与冀北、湖南等虚拟电厂项目的宝贵经验。	一致预测23-25年 EPS分别0.23/0.35/0.49元，对应54X/36X/26X PE。
	安科瑞 (300286.SZ)	公司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、销售及售后服务，具备为用户提供可靠、安全、节约、有序用电及智能化运维管理等多方面系统解决方案的能力。公司AcrelEMS能效管理平台可根据电网价格、用电负荷、电网调度指令等调整各系统控制策略，使企业内部电力系统稳定运行、提升效率，降低企业用电成本。	一致预测23-25年 EPS分别1.12/1.59/2.18元，对应24X/17X/12X PE。
	南网能源 (003035.SZ)	公司是南网旗下以合同能源管理模式为主的综合能源供应服务商，主业分布式光伏业务项目储备丰富、装机容量逐年递增；同时，公司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。	根据公用事业组覆盖报告预测结果，23-25年EPS分别0.16/0.24/0.30元，对应36X/24X/19X PE。
	威胜信息 (688100.SH)	公司是唯一一家在国家电网、南方电网及蒙西电网三大主流电网公司用电信息采集招标中均有中标的企业，稳居用电信息采集行业龙头地位。公司确保国内市场稳步增长的同时，持续扩张海外业务，以“物联网+数字化+芯片”为核心，为全球的城市、园区、企业等基础设施提供电水气热综合能源管理产品、通信解决方案及分布式能源管理系统，2022年公司与沙特签署中沙产能合作备忘录，深度参与沙特智慧能源和智慧城市重点项目。	一致预测23-25年 EPS分别1.03/1.33/1.67元，对应29X/22X/18X PE。
跨多环节	国网信通 (600131.SH)	公司背靠国家电网，为我国领先的具备一体化服务能力的“云网融合”全链条布局企业，以“集成算力服务+能源数据服务”为基础，致力于提供能源行业多场景信息化融合服务；公司子公司中电普华牵头研发建设更加适配新兴能源市场、可有效提升量费计算效率的“电力营销2.0系统”，且公司积极拓展虚拟电厂、双碳数字化等新业务，自主研发的虚拟电厂精准调控仿真与实证平台已在山西成功部署试运行。	一致预测23-25年 EPS分别0.81/0.94/1.06元，对应19X/16X/14X PE。
	国电南瑞 (600406.SH)	公司为以电力智能化为核心的能源互联网整体解决方案提供商，作为国网电力智能化龙头企业，在数十年自主创新和产业发展的基础上已形成电网自动化及工业控制、继电保护及柔性输电、电力自动化信息通信、发电及水利环保四大业务板块，实现了发输变配用及调度的全环节覆盖。	一致预测23-25年 EPS分别0.92/1.08/1.24元，对应24X/21X/18X PE。
	南网科技 (688248.SH)	公司深耕电力系统技术服务与智能设备，其机器人及无人机产品具备技术领先、产品系统全面、软硬件一体、规模运用先发等优势；公司推出行业内首个统一开放的智能配用电终端操作系统“丝路InOS”、推动实现国产化替代，且智能检测设备相关产品应用场景持续延伸、商业化应用前景广阔。此外，公司背靠南方电网，可与南网旗下的南网储能、南网能源形成良好的协同效应。	一致预测23-25年 EPS分别0.75/1.18/1.68元，对应38X/24X/17X PE。
	东方电子 (000682.SZ)	公司深耕电力行业近40年，产品体系深覆盖智能电网“发输变配用”全环节。产品技术优势：①专注调度自动化多年，算法积累丰富，新一代调度产品持续迭代升级；②为最早进入配电领域的厂商之一和唯一取得变电站巡检主站、特高压站智能巡视、区域型巡视和变电站辅助监控全系列资质的厂家；③公司为国内领先布局综合能源服务和虚拟电厂领域的厂商之一，技术领先性已具有多项资质认定	根据电新组覆盖报告预测结果，23-25年EPS分别为0.41/0.51/0.64元，对应20X/16X/13X PE。

来源：各公司公告、各公司官网、国金证券研究所（注：除国能日新、东方电子、南网能源外，其余盈利预测来自一致预期，股价截至10月07日数据。）



5、风险提示

- 市场化改革不及预期：市场化进程的发展对于发电侧的功率预测偏差奖惩、输配电价改革带来的增量配网成本分摊以及虚拟电厂相关技术的市场化收益均有重要影响，若全国统一电力市场的建设进度不及预期则会影响各领域信息化技术的落地应用。
- 电网智能化投资不及预期：增量配网信息技术的运用需电网侧投资支持，而国网、南网每年实际投资额存在一定波动，且其中的智能化投资也会根据执行情况进行定期调整，若电网智能化领域投资不及预期会对电网侧相关信息化产品的应用产生影响。
- 新能源发展进度不及预期：新型电力系统建设的核心为绿电的生产、使用占比提升。而若发电侧装机增长进度不及预期、或新能源消纳情况不及预期，会对新能源功率预测、并网控制以及电力调度智能化需求产生影响。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话：021-80234211

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 5 楼

北京

电话：010-85950438

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100005

地址：北京市东城区建内大街 26 号

新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心

18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究