

新型电力系统 成本篇：多维解决消纳问题，新能源迈入 2.0 时代

华泰研究

2024 年 10 月 25 日 | 中国内地

深度研究

新能源发展面临瓶颈，能源转型仍然是发展必经之路

自 2020 年来，新能源造价大幅下降 28-39%，国内风光新增装机 2020-23 CAGR 35%；然而消纳瓶颈愈加明显、价格需求弹性减弱。如何解决消纳瓶颈成为行业和市场的关注点，8 月发改委发布《加快新型电力系统建设行动方案》，将从两个方面解决新能源供需在时空上无法有效匹配的限制，1) 提升电力系统本身的灵活性，2) 推动新能源技术要求越来越接近传统电源。从对内的经济发展资源约束，以及对外的产业升级出口来看，新能源发展不仅是能源转型的必经之路，也是我国应对电力需求持续增长的必然选择。

新型电力系统将增加灵活性，解决新能源消纳问题

由于新能源的特性造成其与电力有效需求在瞬时、短时、长时三个维度的错配，引发电网对于系统稳定，电力平衡，备用支撑的三方面挑战。其中我们认为目前主要瓶颈在于短时平衡，主要在于如何经济高效解决，即成本问题。通过新型电力系统建设，将在储能平价前提供多种低成本灵活性支撑，或使得我国电力系统灵活性资源占比从当前的 12% 提升至 2027 年的 34%。我们从“量，价，技术，商业”多个维度分析，预计电力系统灵活性资源在悲观、基准、乐观三种情景假设下，将分别提供当前到 2030 年年均 210GW、367GW、611GW 的风光新增装机空间。

储能平价，将打开新能源发展的天花板

风光储平价是解决新能源消纳的核心方案，通过提升储能配置可以增加新能源出力的置信度，通过构网型技术升级可以提升新能源对电力系统瞬时稳定性的支撑，以及可以帮助电力供需实现日内短时平衡，多方面使得新能源在目前电力系统要求下更接近传统能源，最终打开系统消纳的天花板。我们认为如储能可以实现 0.25 元/度的成本，将实现系统成本平价，大幅提升新能源装机能力。当前储能实际运营成本仍有 0.43~0.63 元/度，储能平价卡点主要在于利用率和时长，通过微网自平衡、大基地共享储能等形式加强风光联合调度，以及随电力系统灵活性需求提升，有望实现储能利用率提升和时长优化，或将分别带来 0.19、0.14 元/度的成本下降，实现储能平价。

新型电力系统将带来三大投资机遇

我们认为新能源发展已从单纯的发电供给向如何创造新能源有效需求转变，而成本比较也从此前比较电量成本转变为系统综合成本。从投资层面，单纯从新能源产业链寻找瓶颈点的策略或难再获得超额汇报，但从更大的新型电力系统研究如何突破瓶颈点，仍然存在超额投资机遇。我们认为机遇有三：

- 1，风电需求有望加速。从风光储最优配置来看，增加风电配比至风/光 8/2 可以最优化储能配比，高于目前实际的 4/6，且风电项目受电力现货影响较小，若全部入市折价 12% (vs 光伏折价 38%)。9M24 国内风机招标量同增 71%，价格底部反弹 30%，我们预计明年国内风电有望继续受益量价齐升。产业链企业包括：金风科技（电新组覆盖），运达股份。
- 2，电网灵活性带来配网升级。一方面随着新能源分布式比例增加，电源资源在地调、县调层面增加，电力平衡压力不再仅在主网，亟需配网扩容提升对充电桩和分布式容纳能力；另一方面，配网生态已经发生变化，在配用电层面实现源网荷储一体化更具经济性，因此需要增加更多智能化控制实现“四可”，我们认为智能电表和配网变压器将会更多受益，推荐：三星医疗（战略/医药组联合覆盖）。其他产业链企业：东方电子。
- 3，储能需求受益于海内外需求共振。随着新能源渗透率提升储能需求将持续受益于调峰、置信出力要求，构网型技术要求过载电流使得储能 PCS 需超配 2-3 倍，将更进一步带来价值量提升，以及控制策略的复杂度提升带来头部集中效应，推荐：阳光电源，国电南瑞。（电新组覆盖）

风险提示：产业链降本不及预期，技术进步不及预期，产业政策不及预期。

能源 增持（维持）
电力设备与新能源 增持（维持）

研究员 刘俊
SAC No. S0570523110003 karliu@htsc.com
SFC No. AV464 +(852) 3658 6000

研究员 边文蛟
SAC No. S0570518110004 bianwenjiao@htsc.com
SFC No. BSJ399 +(86) 755 8277 6411

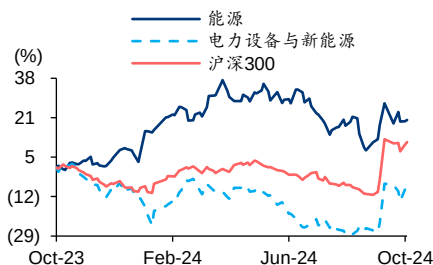
研究员 周敦伟
SAC No. S0570522120001 zhoudunwei@htsc.com
SFC No. BVE697 +(86) 21 2897 2228

研究员 苗雨菲
SAC No. S0570523120005 miaoyufei@htsc.com
SFC No. BTM578 +(86) 21 2897 2228

研究员 戚腾元
SAC No. S0570524080002 qitengyuan@htsc.com
SFC No. BUE666 +(86) 21 2897 2228

联系人 马辰辰，CFA
SAC No. S0570122100007 mamengchen@htsc.com
SFC No. BUM666 +(86) 21 2897 2228

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
三星医疗	601567 CH	44.25	买入
阳光电源	300274 CH	100.26	买入
国电南瑞	600406 CH	29.00	买入

资料来源：华泰研究预测

正文目录

概要：再论新型电力系统，从哪儿来，到哪儿去？	5
加速能源转型 = 解决资源安全 + 产业升级发展	10
中国能源需求转向低能耗发展，但电力需求增长较快	10
电力需求持续增长，能源转型是满足发展对资源需求的必由之路	10
中长期资源约束和能源经济性约束倒逼能源转型的加速	12
新能源消纳面临多重挑战，日内短时平衡是当前主要矛盾	14
风光突破平价线后实现了装机的快速增长，但新的系统瓶颈已经出现	14
目前新能源消纳的主要瓶颈在日内短时平衡，也即传统能源最小出力、新能源同时出力与最高负荷之间的矛盾	16
新型电力系统如何增加系统灵活性以解决短时平衡挑战	18
应对短时平衡问题：充分调动源侧、荷侧灵活性资源	21
从中外对比来看我国灵活性资源现状和可能的提升路径	21
供给侧：火电深调改造政策升级，目标到 2027 年存量煤机“应改尽改”	23
供给侧：抽水蓄能稳步发展，2026 年后或投产加速	25
需求侧：充电桩响应和大工业等负荷管理灵活性资源潜力可观	26
电化学储能平价，将打开新能源装机天花板	31
储能度电成本理论值和实际值或存在较大差距，调用率制约实际运营表现	31
长期来看，储能度电成本降至 0.3 元/度以下，将成为灵活性资源主力，彻底解决瓶颈问题	33
风光配比优化也能降低储能成本	34
新型电力系统的趋势性机会	35
方向一：新能源风电有望结构性受益于新型电力系统的推进	35
方向二：灵活性资源投资加大，配网更受益于需求侧升级	37
方向三：电化学储能将从瞬时安全、短时平衡、长时充裕多个维度助力新能源发展	40
产业链标的梳理	43
三星医疗：配用电与医疗双龙头，成长空间广阔	43
东方电子：深耕电网自动化，有望充分受益配网投资提速	45
阳光电源：全球光储龙头，综合实力领先（华泰电新组覆盖）	47
国电南瑞：二次电力设备龙头，构网储能助力新型电力生态建设（华泰电新组覆盖）	49
金风科技：国内风电整机龙头，国际业务拓展顺利（华泰电新组覆盖）	51
运达股份：国内风机龙头，大型化进展领先	53
风险提示	54

图表目录

图表 1：新型电力系统相关政策	5
图表 2：新型电力系统的挑战	6
图表 3：新型电力系统推动新能源消纳的路线图展望（测算详见正文第三章节）	7
图表 4：储能利用率提升叠加成本下降将有效推动远期储能度电成本降低	7
图表 5：不同电源类型当前与未来成本预测对比	8
图表 6：中国能源消费结构及电气化率增长趋势	10
图表 7：中国发电量组成及可再生能源占比	10

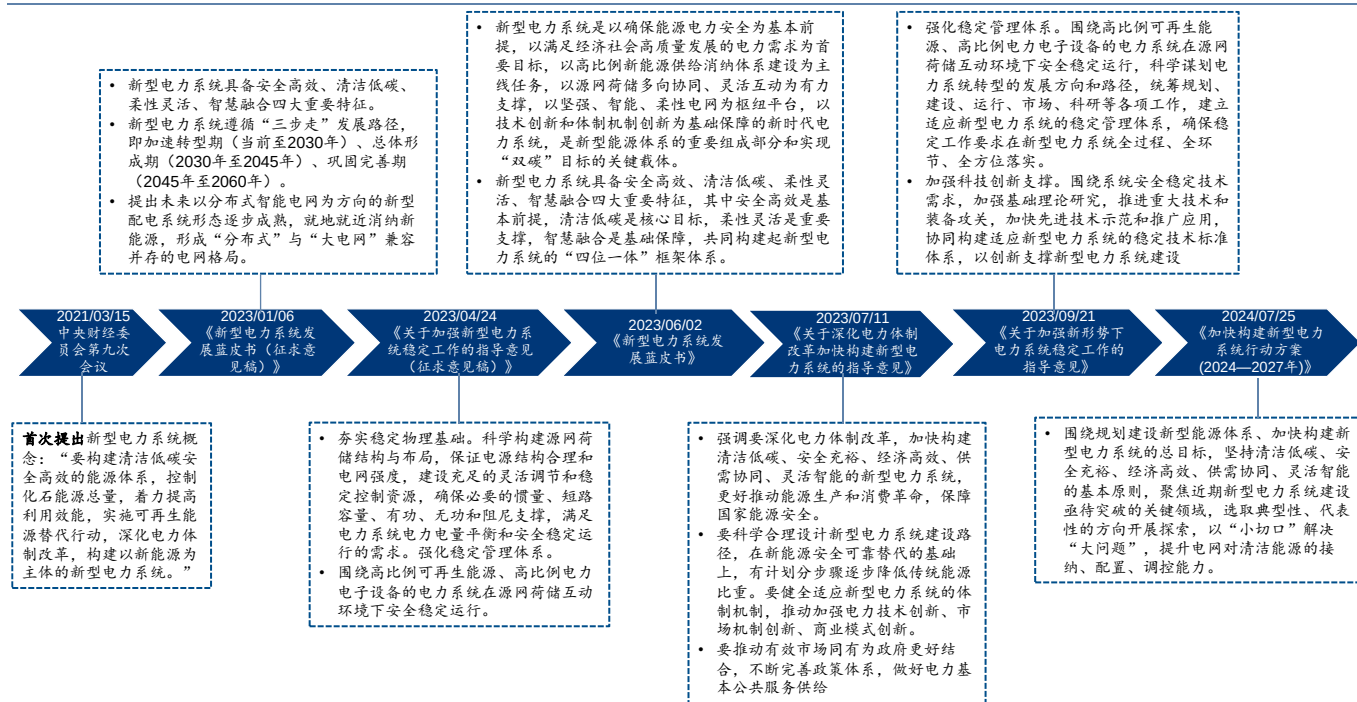
图表 8: 进入十三五以来, 电力需求增速持续跑赢 GDP 增速	11
图表 9: 中美 GDP、能耗相对差异对比示意图	11
图表 10: 中国全社会用电量 2016 年以来屡次超市场预期 (除 2020/2022 年疫情影响外)	11
图表 11: 能源结构不改变下, 传统能源需求伴随经济增长将对能源供给形成显著的冲击	12
图表 12: 传统能源的资源属性 vs 新能源的制造业属性	13
图表 13: 我国电力设备产业在海外市占率估算	13
图表 14: 新能源电力设备出口额保持可观增速	13
图表 15: 伴随光伏电站造价持续下降、国内装机持续增长	14
图表 16: 伴随风电电站造价持续下降、国内装机持续增长	14
图表 17: 全国风光陆续平价 (西部)	15
图表 18: 全国风光陆续平价 (东部)	15
图表 19: 电力系统瞬时、短时、长时问题的识别与解法	15
图表 20: 电力更新系统新能源渗透率提升过程中的短时供需不平衡问题示意	16
图表 21: 新能源风光出力的日度特征 (以山东为例)	16
图表 22: 我们预计我国传统电源改造前最小出力+新能源同时出力或在 2024 年超过全国平均负荷、在 2027 年超过全国最大负荷	17
图表 23: 以 2024 年为例, 平均负荷、传统电源出力、新能源出力对比	17
图表 24: 2024-2030 年基于消纳能力的新能源风光装机空间悲观、基准、乐观情景测算	18
图表 25: 中国电力系统灵活性资源的成本曲线 (基于当前成本估算以及到 2030 年的累计资源量)	19
图表 26: 灵活性资源释放与光伏消纳空间的关系	20
图表 27: 考虑电源结构优化、调峰成本、容量成本以及输配电成本后的新型电力系统成本趋势	20
图表 28: 与海外相比, 我国电力系统在更低新能源渗透率下更早出现了系统不灵活导致的频繁负电价问题	21
图表 29: 中国电力系统供需两侧短时灵活性资源性能对比一览	22
图表 30: 火电灵活性改造涉及主要环节示意图	23
图表 31: 中国煤电灵活性改造相关政策出台历程	24
图表 32: 我国煤电灵活性改造规模历史及预测	25
图表 33: 煤电机组整体对电力系统供给向下灵活性贡献估算	25
图表 34: 中国抽水蓄能相关政策出台历程	26
图表 35: 我国抽水蓄能电站规模历史及预测	26
图表 36: 2020 年典型国家工业需求侧灵活性潜力及实施情况	27
图表 37: 中国需求侧响应相关政策出台历程	27
图表 38: 以上海为例, 私家车平均每周的充电次数为 1.8 次 (2022 年)	28
图表 39: 以上海为例, 新能源出租车的充电时间在午后分布相对均匀	28
图表 40: 我国充电桩灵活性空间预测 (累计, 以最大同时充电功率近似)	28
图表 41: 充电桩带动需求侧灵活性主要假设	28
图表 42: 根据各国分部门电力消费统计对比, 中国终端用电中第二产业占比显著高于发达国家 (2020 年)	29
图表 43: 工业负荷按功能分类一览	29
图表 44: 工业负荷按调节方式分类一览	29
图表 45: 典型工业需求侧灵活性的主要调控设备、响应时间及响应潜力	30
图表 46: 大型储能度电成本测算假设	31
图表 47: 以山东为例, 电价呈现每日呈现两峰两谷特征	32
图表 48: 2023 年山东日峰谷价差分布直方图	32
图表 49: 配储时长为 2 小时的储能系统与 EPC 价格预测	32
图表 50: 配储时长为 4 小时的储能系统与 EPC 价格预测	32
图表 51: 储能度电成本敏感性测算	33

图表 52: 原始光伏风电出力曲线 (光伏风电装机比为 4:6)	34
图表 53: 储能调节后的出力曲线与负荷曲线一致	34
图表 54: 风光系统中出力曲线波动性与光伏装机占比呈现高正相关性	34
图表 55: 风光装机配比为 8:2 时所需配储比例最低	34
图表 56: 山东光伏风电出力曲线和日前电价对比 (2023 年平均)	35
图表 57: 2023 年以来山东电力市场风光较标杆折让幅度逐月趋势	35
图表 58: 已修改国内风电光伏招标同比情况	36
图表 59: 风电和光伏出力置信系数对比	36
图表 60: 2020-2030 年配网投资情况	37
图表 61: “四可”要求下配电网智能化升级需求提升	38
图表 62: 2023 年配网主要环节中标情况	39
图表 63: 储能 PCS 市场空间测算	40
图表 64: 新能源配储提升置信度到 10% 的两种思路	41
图表 65: 英国、美国 PJM 最新招标中新能源置信系数远低于传统能源	41
图表 66: 根据 PJM, 风电和光伏置信系数随装机容量提升而边际递减	41
图表 67: 产业链公司估值表 (截至 20241024)	42
图表 68: 重点推荐公司一览表	42
图表 69: 重点推荐公司最新观点	42
图表 74: 公司营业收入和归母净利润情况	45
图表 75: 公司费用率情况	45
图表 76: 公司 2019 年-2024 年上半年主营业务拆分	45
图表 77: 公司三大主营业务及整体毛利率	45
图表 78: 公司营收及同比增速情况	47
图表 79: 公司营收分业务占比情况	47
图表 80: 毛利率、净利率变化情况	47
图表 81: 费用率变化情况	47
图表 82: 部分企业逆变器/PCS 典型产品性能对比	48
图表 83: 阳光电源在构网型储能上的布局	48
图表 84: 公司营收和归母净利润稳步增长	49
图表 85: 公司整体期间费用率情况	49
图表 86: 公司网外业务加速成长	49
图表 87: 公司主营业务毛利率稳中有升	49
图表 88: 23 年以来公司新签合同额持续提升	50
图表 89: 公司发展历史沿革	51
图表 90: 2019-2024 上半年公司营收及同比增速情况	51
图表 91: 2019-2024 上半年公司营收分业务占比情况	51
图表 92: 金风科技国际业务顺利拓展	52
图表 93: 公司发展历史沿革	53
图表 94: 2019-2024 上半年公司营收及同比增速情况	53
图表 95: 2019-2024 上半年公司营收分业务占比情况	53

概要：再论新型电力系统，从哪儿来，到哪儿去？

我们认为新能源高速发展下已经出现消纳瓶颈。随着中国“双碳”目标的提出，2020-2023年中国新能源（风光）新增装机规模增速达到 35% CAGR，截至 23 年底达到 1050.8GW（光伏 609.5GW，风电 441.3GW），全球新能源装机增长达到 2436GW（光伏 1419GW，风电 1017GW），同时 2024 年我们预计风电单 W 造价，光伏单 W 造价，锂电单 Wh 价格相比 2020 年下降达到 38.5%、33.2%、27.8%。但是，虽然新能源成本仍在继续下降但是需求对价格的弹性正在减弱，成本下降也不足以缓解投资者对于新能源入市导致的项目回报和需求担忧，新能源制造业降本并未带来终端电站运营商回报的提升或终端用户电价的下降，也因此并没有带来制造业需求增加的多赢局面。

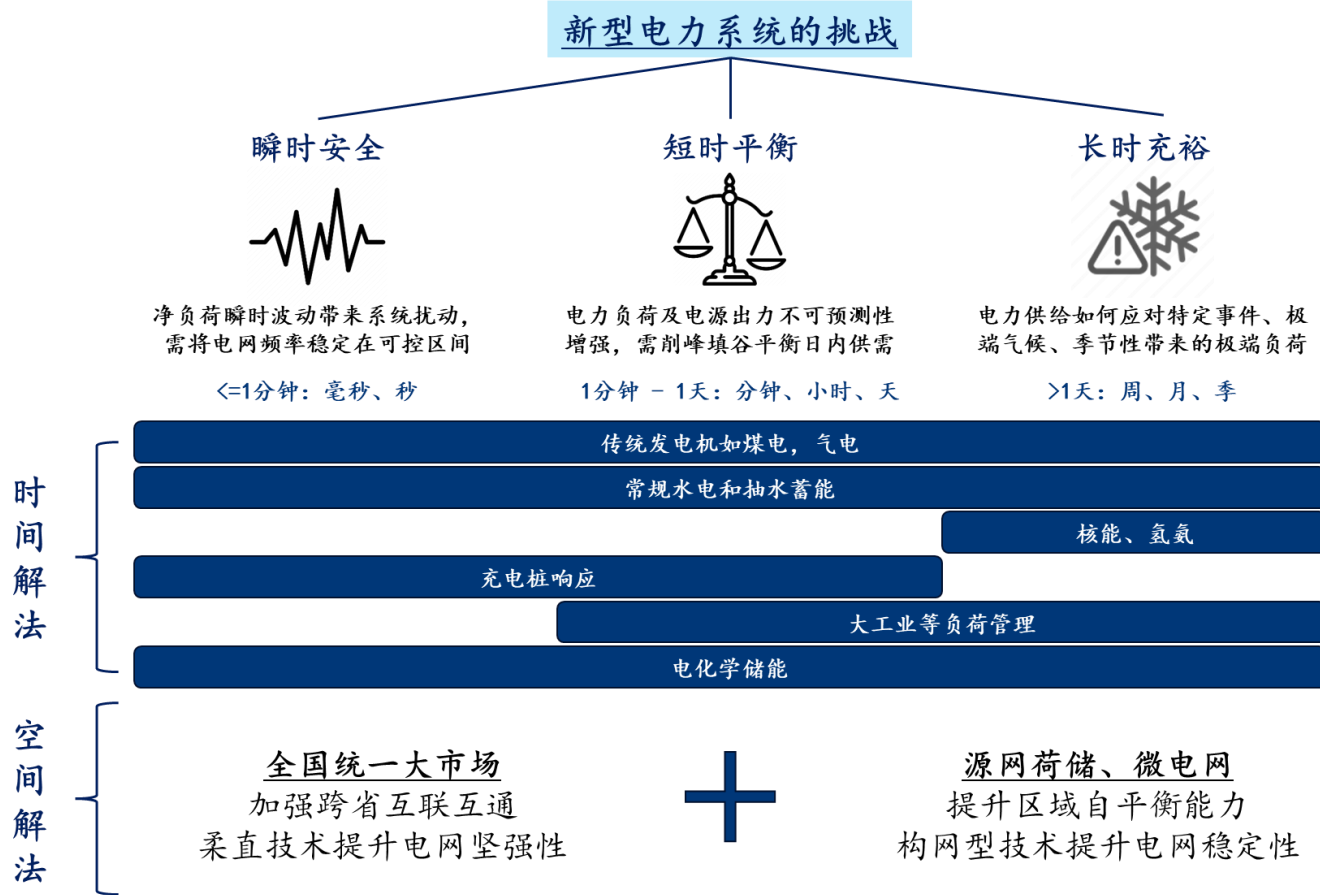
图表1：新型电力系统相关政策



资料来源：发改委，能源局，中国政府网，华泰研究

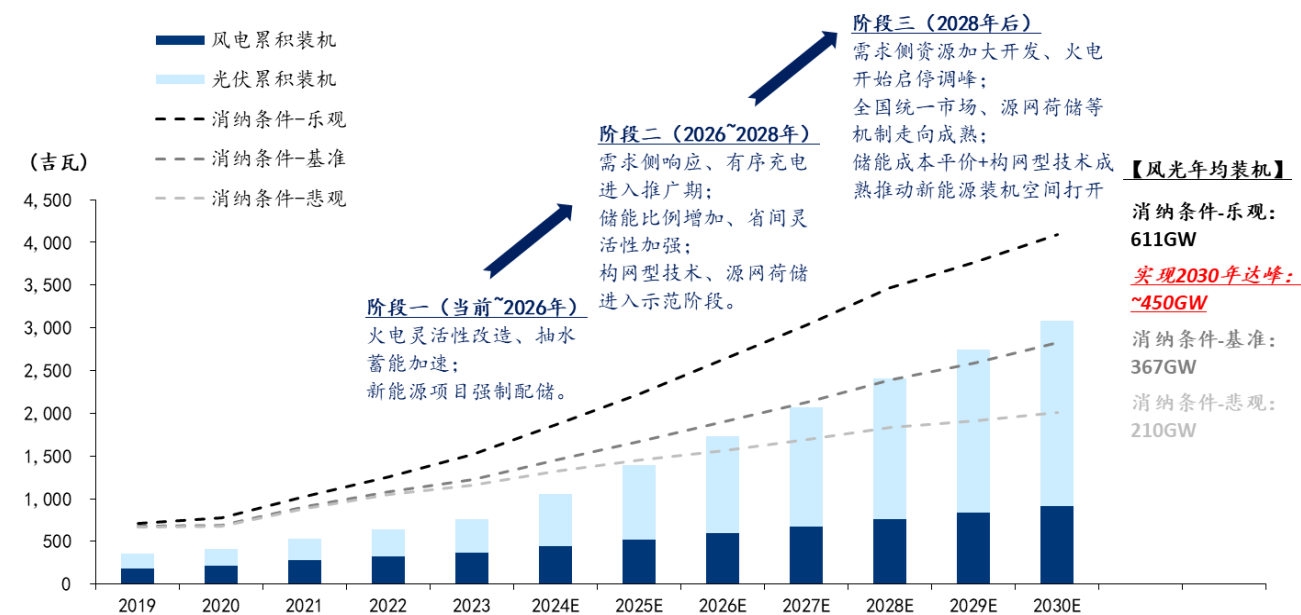
有效需求不匹配是目前新能源发展主要矛盾。为了解决这个问题，国家今年密集出台多个政策，并且在 24 年 8 月《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》强调加快绿色转型，深化电力系统改革，以及加快建设新型电力系统。今年 8 月发改委正式发布《加快电力系统行动建设方案 2024-2027》对如何建设新型电力系统给出了 9 个专项行动，共计 24 个行动内容，对电力系统稳定保障、新能源系统友好性能提升、电动汽车充电设施网络拓展、需求侧协同能力提升等，进行了全方位布局。新能源主要问题在于时间维度发电曲线和负荷曲线日内不匹配，瞬时难以响应提供稳定性支撑，以及间歇性发电应对极端天气的电力安全问题。在 2023 年智慧用能与节能技术发展论坛上，王成山院士提到，**新能源目前的消纳瓶颈主要是集中在日间灵活性，以及晚间负荷支撑上**，即由于新能源发电的波动性，以及光伏白天发电夜间不发电的特性，使得新能源渗透率增加之后与电力需求不平衡增大，本质是日内时间平衡问题。

图表2：新型电力系统的挑战



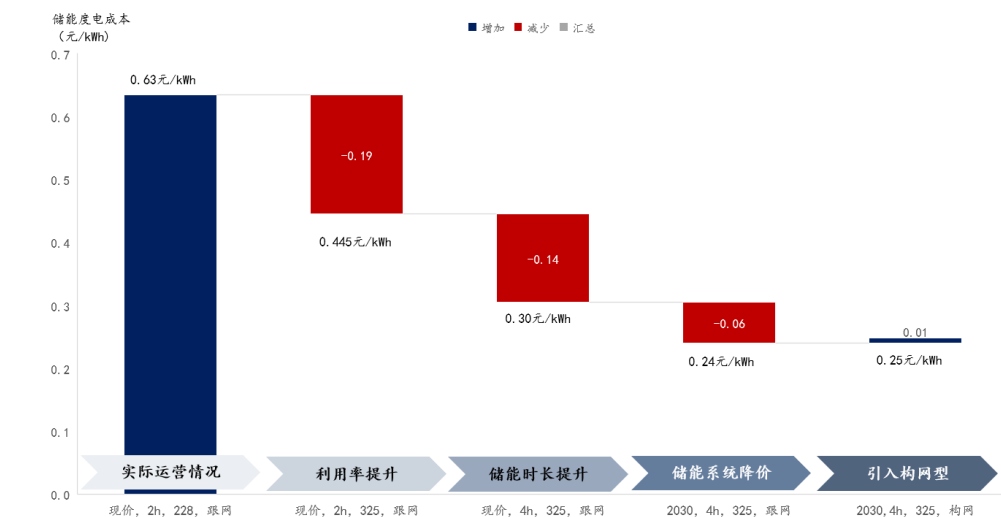
资料来源：发改委，能源局，中国政府网，华泰研究

消纳问题形成新能源装机瓶颈，对电力系统灵活性提出新需求。新能源消纳瓶颈在于日内短时平衡，即新能源日内出力与实际的需求负荷曲线不匹配。电力系统功率需时时平衡，我们测算 2024 年我国电力供需平衡式（详见图表 22、23）：传统电源最小出力(775GW)+ 新能源同时出力 (454GW) > 电力系统平均负荷 (1190GW)，因此消纳压力已经出现。而随着新能源进一步增加，结合中电联数据其利用小时仅负荷侧利用小时 1/3-1/4，必然使得如新能源电量比例提升，其功率需数倍于负荷。从平衡式来看，由于负荷增速远小于新能源出力增速，因此需增加灵活性资源。基准情形下，我们预测 2030 年新型电力系统供给侧通过火电灵活性改造和抽蓄提供 415GW 灵活性空间，需求侧通过充电桩响应、大工业等负荷响应和新型储能技术提供 396 GW 空间，合计可提供 811GW 灵活性资源，带来 1361GW 新能源消纳空间。对应到新能源同时出力层面，考虑到风电出力同步率只有 20%远低于光伏的 60%（全国日出时间是接近的，主要装机区域只有一个时区差），因此对消纳空间的需求小于光伏，我们认为风电装机占比提升可有效拓宽电力系统中新能源发电量渗透率，假设风电新增装机比提升至 40%，2024-29 年新型电力系统中风电/光伏年增装机可达 147/220GW，有效推迟消纳瓶颈发生节点，形成新能源替代增量（详见图表 24）。

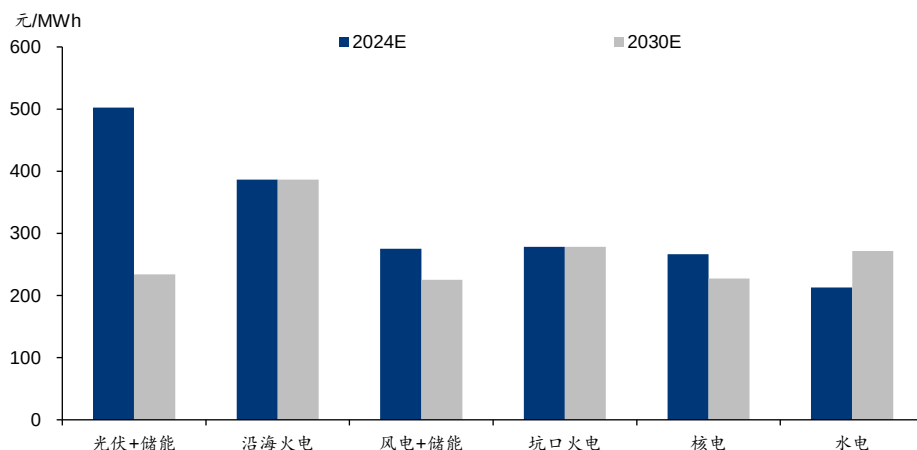
图表3：新型电力系统推动新能源消纳的路线图展望（测算详见正文第三章节）


资料来源：发改委，能源局，中电联，华泰研究预测

储能平价瓶颈在于实际利用率制约，长期降本路径明确，有望成为灵活性资源主力打开新能源天花板。风光储显然是市场核心的新能源解决方案，但随着电芯成本已经下降到 0.4 元/Wh 左右的水平，系统度电成本仍未平价。体现在成本端，储能实际充电费用大于零，因此在当前 0.3-0.45 元/度的理论度电成本下，实际运营度电成本高达 0.43~0.63 元/度。我们认为提升储能利用率主要分三步走：1) 微网模式降低对电网调度的依赖，提高投资回报预期；2) 电网侧租用共享储能满足配储需求，降本增效；3) 长期新能源发电占比提升带动调度需求，耗尽低成本灵活性资源后储能项目利用率相应提升。我们测算利用率提升下的储能降本路径，锚定当前年循环 228 次的 2h 跟网型储能度电成本 0.63 元/kWh 为基准，我们测算储能利用率提升至年 325 次充满放，成本可降至 0.445 元/kWh；叠加储能时长提升至 4h 可降本至 0.30 元/kWh，若 2030 年时储能单位投资成本降低，度电成本将进一步降至 0.24 元/kWh 实现平价。此外，在新型电网系统中瞬时支撑能力或将成为刚需，构网型储能须通过增加 2-3 倍 PCS（储能变流器，Power Conversion System）实现过载电流，考虑到构网储能仅增加 0.01 元/kWh 度电成本至 0.25 元/kWh，具备大规模应用空间，有望成为释放新能源瓶颈的灵活性资源主力。

图表4：储能利用率提升叠加成本下降将有效推动远期储能度电成本降低


资料来源：储能与电力市场，华泰研究预测

图表5：不同电源类型当前与未来成本预测对比


注：成本数据为当年新增电量成本

资料来源：中电联，华泰研究预测

详见我们于 2023 年 12 月 1 日发布的《能源转型系列报告-但问路在何方》

我们预测三大新型电力系统产业逻辑积极向好，我们提出与市场观点不同的三大趋势性投资机会：

预测一：风电有望结构性受益于新型电力系统消纳&新能源装机增长双重需求。风电在新能源电源品类中具备高回报性、可靠性和灵活性三大优势，更适配新型电力系统对拓宽消纳瓶颈和新能源装机增长的双重需求。项目回报方面，风电同时出力对电价曲线的影响较小，我们根据山东风光出力曲线数据和现货电价数据测算（山东风电、光伏发电渗透率接近，根据 2023 年数据，风电为 8%、光伏为 10%），若风电全面入市加权平均电价较当地燃煤标杆电价折让 42%~溢价 13%，平均折让 12%，相比光伏（折让 5~70%不等，平均折让 38%）具备显著经济性优势（以上基于山东省电力市场 2023 年 1 月至 2024 年 8 月数据）；可靠性方面，风电机组相对更低的同步率以及更分散的出力分布使得电力系统在极端气候、最高负荷下的支撑能力会更具保障；灵活性角度，整体上风电对于灵活性资源需求小于光伏，较多安装风电有益于在保障不过多增加消纳需求的情况下扩充新能源装机。基于三大优势，我们认为在灵活性资源短期尚未充分释放、消纳和新能源装机需求向上的情况下，风电需求有望迎来明显提升。装机方面，风电装机不足主要系项目建设周期问题，而根据招标网今年前九个月风机招标量同比增长 71%，前三季度招标量合计达到 90GW，有望在 25 年迎来装机加速。考虑到风电对灵活性需求较小，我们认为在新能源消纳和增加装机双重需求催化下，风电在新增新能源装机中的比例将持续走高，叠加当前装机基数较小，风电板块有望迎来显著且持续的成长弹性。产业链标的包括金风科技（电新组覆盖）、运达股份等。

预测二：灵活性资源释放带动“四可”改造，配网受益于需求侧升级。灵活性资源的开发依赖于需求侧可观、可测、可调、可控能力的提升，有望带动配网投资扩容。整体来看，我们预计配网投资(含充电桩投资拉动)在需求侧带动下 24/25 年增速有望达到 15.2%/9.9%，24-30 年期间 CAGR 有望达到 6.4%。细分来看，我们认为在“四可”要求下，智能电表表等在分布式光伏、充电桩等领域均具备较大的发展空间。电表在实现基础的可测功能之上，通过模块升级，可以兼具可调（控制发电量）和可控（控制关断）功能，并且有望通过北斗系统赋能“通信、导航、遥感”一体化运营体系，实现通过短报文偏远地区抄表、精准对时统一电网时间加强数据精度以及平台化精准位置服务实时监控三大功能，进而达到“可观”要求。我们看好国内配网扩容的增量需求，叠加“四可”升级带动的替换需求，带动一次设备供应商迎来高成长机遇。推荐同时拥有配用电业务、实现国内外双线高速发展的龙头三星医疗（战略和医疗组联合覆盖）。其他产业链企业有电网智能化调度和电表企业东方电子等。

预测三：储能将成为新型电力系统长期刚需，弹性有望充分释放。我们认为电化学储能有望在十五五末到十六五初开始成为电力系统应对短时不平衡问题的主要灵活性工具，即灵活性资源的主要增量来源。短期来看，在弱电网场景中配置构网型 PCS 以提升局部电网韧性和支撑能力或逐步成为系统刚需，在瞬时安全问题上发挥重要作用。我们预计到 2030 年，在不考虑构网技术的情境下，储能 PCS 裸机/一体机（含变压器）的市场空间分别为 41.2/103.9 亿元，在考虑构网技术的情景下分别达到 65.0/127.7 亿元，空间增长 58%/23%；中长期来看，电化学储能也将成为提升新能源风光电站置信出力、提升系统长时充裕度的方式，根据我们的测算，为实现两部委提升新能源置信出力至 10% 的政策目标，新能源电站配储比例将不低于 20%/2hr 或 10%/4hr，随着新能源新增装机保持高位，配储需求将长期稳定存在，叠加海外需求共振，我们看好储能成为受益电力系统升级成长较快板块之一。推荐受益于海外储能发展和国内 PCS 技术要求提升的电力电子龙头阳光电源，以及电网二次设备技术和市占率具备垄断地位的国电南瑞。（电新组覆盖）

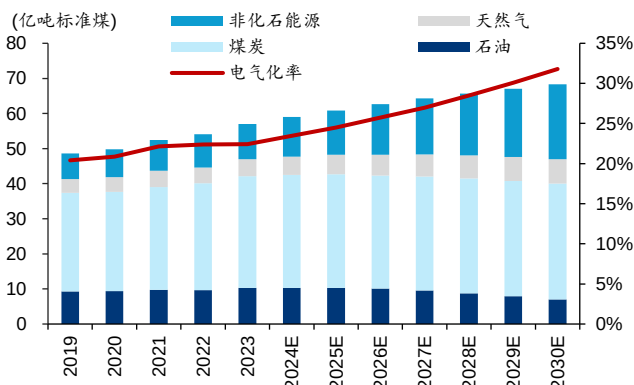
加速能源转型 = 解决资源安全 + 产业升级发展

考虑到我国人均电力消费和发达国家的差距，以及出口、新质生产力、AI 算力等对电力需求的额外拉动，我们认为我国电力需求仍将持续增长。在这一背景下，传统能源面临的中长期资源约束与经济性约束，我们认为新能源制造属性符合我国制造业大国的特性，降本增效同时进一步解决我国经济发展所面临的能源资源问题以及产业升级问题。因此，新能源渗透率的持续提升不仅是能源转型加速之路，也会是国家能源发展的必经之路，但新能源的波动性、间歇性和随机性及其电力电子特性与传统电源同步机发电的差异势必导致其与当前电力系统的不兼容，带来新型电力系统的升级诉求。

中国能源需求转向低能耗发展，但电力需求增长较快

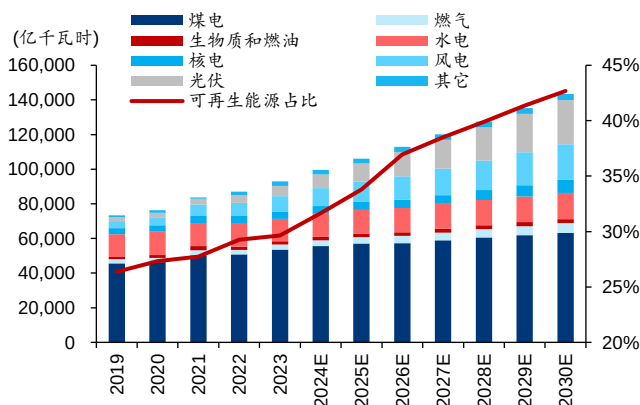
能源弹性系数下降，但电力弹性系数仍然较高。2023 年我国能源消费总量同比增长 5.4% 至 57 亿吨标准煤，其中煤炭、石油、天然气、非化石能源消费分别占 55.8%、18%、8.5%、17.6%。单位 GDP 消耗能源相对 2019 年复合增速为 -2%，持续下降，电气化率达到 22.4%。但是同期我国实现总发电量 9.3 万亿千瓦时，同比增长 6.8%，电力弹性系数达到 1.3，且在过去 5 年平均超过 1.2。虽然可再生能源发电占比达 29.6%，非水可再生达到 15.8%，但即使算上水电和核电也仅实现增量替代的 46.2%。

图表6：中国能源消费结构及电气化率增长趋势



资料来源：国家统计局，华泰研究预测

图表7：中国发电量组成及可再生能源占比



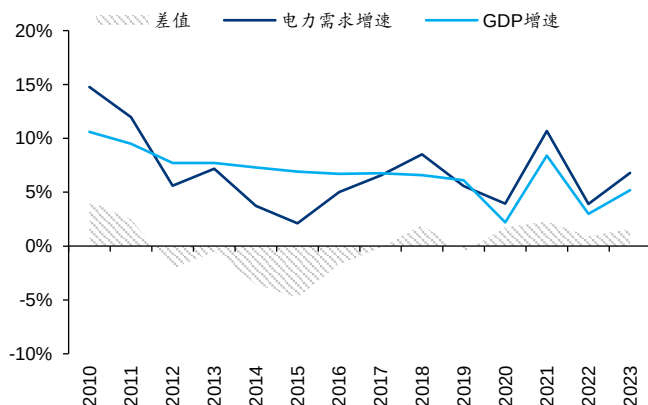
资料来源：中电联，国家统计局，华泰研究预测

电力需求持续增长，能源转型是满足发展对资源需求的必由之路

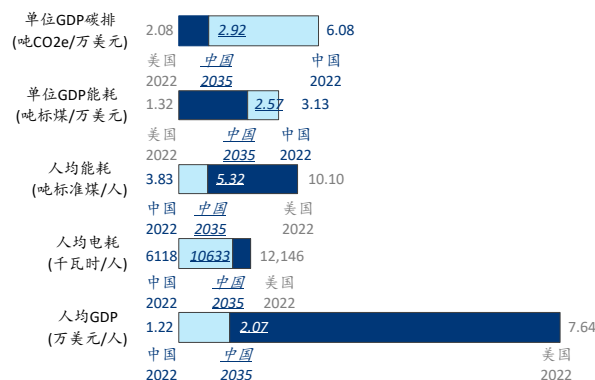
电力增长可持续，人均电力消费仍有空间。2020 年以来，电力和 GDP 增速走势分化加剧，我国用电需求增速跑赢 GDP 增速 1~2 个百分点。从电力需求增长的驱动力来看，我们预计传统领域和新兴领域此消彼长，全国用电量增速在 2024-30 年有望维持 6% 的复合增速（详见我们于 2024 年 6 月 3 日发布的《全球能源新趋势下的煤炭发展机遇》）：

1. 我们测算新质生产力 2022-24 年拉动用电增速 0.7~1.2pct，随基数变高增速贡献或减小，但 2025-30 年仍有望维持年均 0.4pct 的用电增速拉动。
2. 充电桩用电随全国电动车保有量提升影响或放大，2022-24 年对用电增速贡献 0.2~0.3pct，我们预计 2025-30 年或略增至 0.4~0.5pct。
3. 数据中心用电贡献加强，我们基准情形预期 2024-30 年每年贡献 0.7~0.8pct 的用电增速，若 AI 应用发展超预期则数据中心用电量还有进一步上修可能。
4. 其他二产（由内外需拉动）以及三产和居民用电量对增速的拉动我们预计将从 2024 年的 5.5pct 逐步回落至 2030 年的 4.3pct。
5. 此外，电气化率还有较大的提升空间。中电联预测，十四五期间，终端电气化率将达到 30%，而电能替代将推动新增用电量 8000 亿千瓦时，相当于每年 1600 亿度电，贡献约 1.7pct。

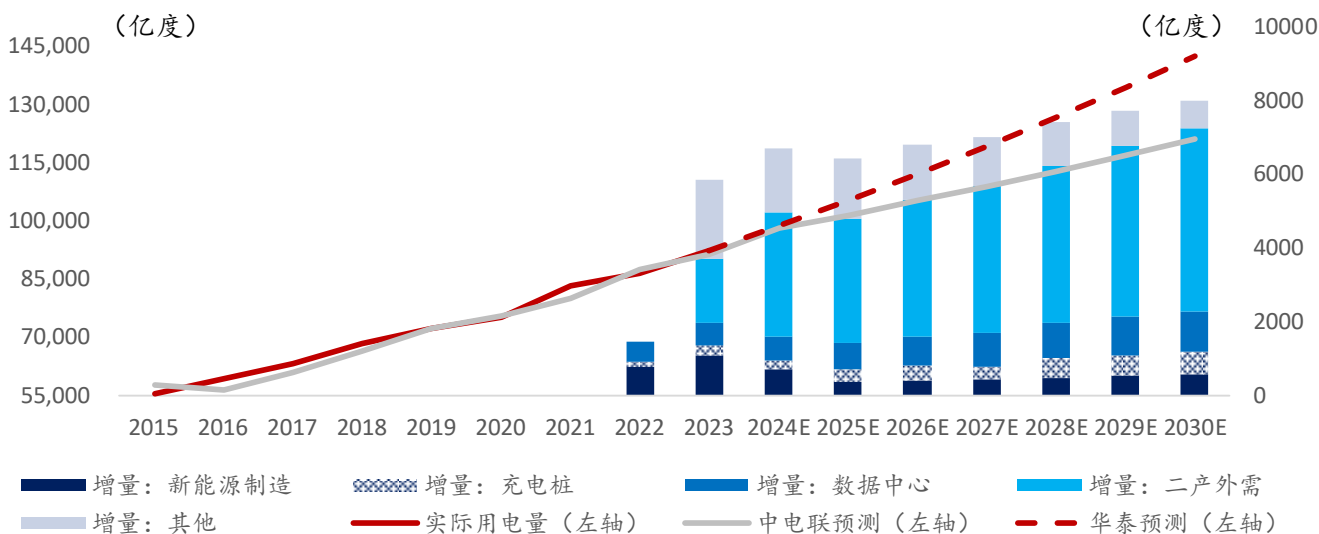
我们目前预测中国 2025 年、2030 年全社会用电量分别为 10.5 万亿、14.24 万亿千瓦时，电力需求增速维持高增长。而相比发达国家，以 2022 年数据来看我们人均 GDP 仅占美国的 30%、人均电力用电量仅占 54.7%。因此虽然中国经济增长下能耗强度趋势是下降的，但是考虑未来经济增长的驱动因素，如新质生产（锂电光伏制造），数据中心，新能源车，电能替代等新兴产业和能源清洁化利用均需要电力。我们认为未来中国能源需求是低能耗和低碳发展，但不会是低电耗发展，电力增长需求仍然较强。

图表8：进入十三五以来，电力需求增速持续跑赢 GDP 增速


资料来源：国家统计局，华泰研究

图表9：中美 GDP、能耗相对差异对比示意图


资料来源：中电联，发改委，统计局，World bank, 华泰研究预测

图表10：中国全社会用电量 2016 年以来屡次超市场预期（除 2020/2022 年疫情影响外）


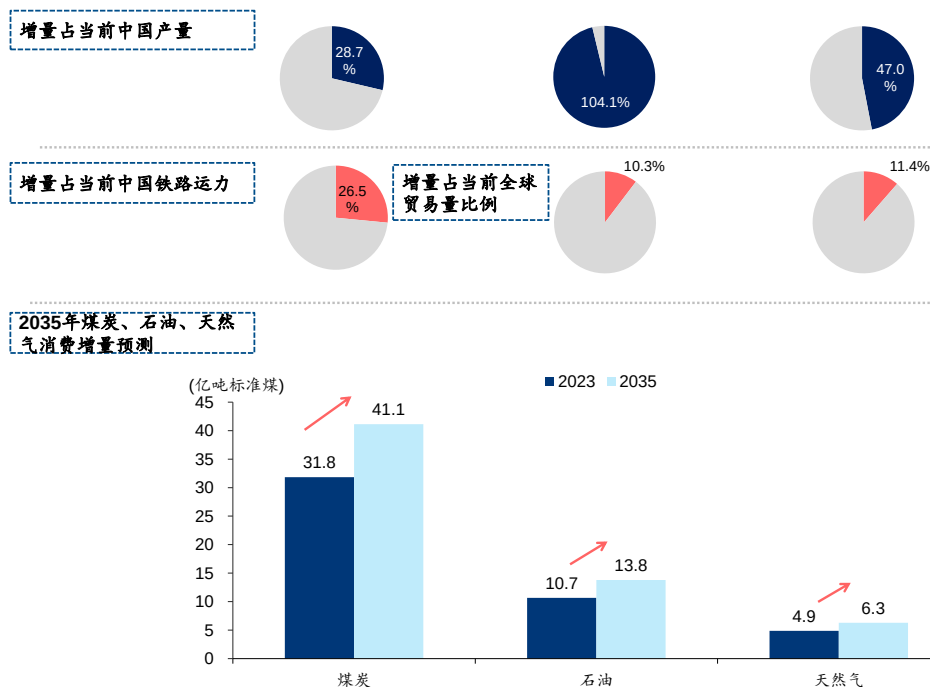
注：预测逻辑详见我们 2024 年 6 月 3 日发布的《全球能源新趋势下的煤炭发展机遇》

资料来源：中电联，能源局，华泰研究预测

中长期资源约束和能源经济性约束倒逼能源转型的加速

对内，能源转型也是保障长期能源安全的必然选择。根据世界银行、生态环境部环境规划院和国家能源局数据，中国可开发的光伏和风能资源分别达到 45610/11672GW（海/陆风 2982/8690GW），按照截至 23 年底的光伏和风能累计装机量 609.5/441.3GW 计算，利用率仅 1.3%/3.8%，而即使中国最为充足的煤炭，按照可开采储量，中国人均煤炭储量只有 1.01 亿吨，小于全球平均的 1.37 亿吨，油气储量更是只有世界平均的 7.9% 和 24.7%。根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出的目标，2035 年时人均国内生产总值达到中等发达国家水平。中等发达国家水平人均国内生产总值约为 2-4 万美元，按年均复合增长率 4.7% 假设，我国 2035 年人均 GDP 将达到 15.8 万元，结合单位煤耗后我们预计能源消费总量或将达到 74.2 亿吨标准煤，能源消费总量年复合增长率约为 2.2%。若能源消费结构保持和 2023 年一致，则对应煤炭、石油、天然气消费量分别为 59 亿吨原煤、9.6 亿吨原油以及 4,769 亿立方米天然气，相对 2023 年消费量分别增加 13.4 亿吨原煤、2.2 亿吨原油以及 1,079 亿立方米。而 13.4 亿吨原煤增量与 2023 年全球海运煤市场规模相当，相对中国 2023 年 46.6 亿吨的国内产量占比 28.7%，占中国的铁路运力也达到 26.5%。虽然国内有足够的煤炭储量，但是不仅产能释放需要时间，交通配套建设也需要较长时间满足如此规模放量，煤炭供应将难以完全满足国内持续增长的能源消费需求。石油和天然气增量相对 2023 年中国石油和天然气产量分别为 104.1% 和 47%，相对全球市场贸易量占比也分别达到 10.3% 和 11.4%，也将面临国内供给不足的问题，同时将明显提升能源价格。

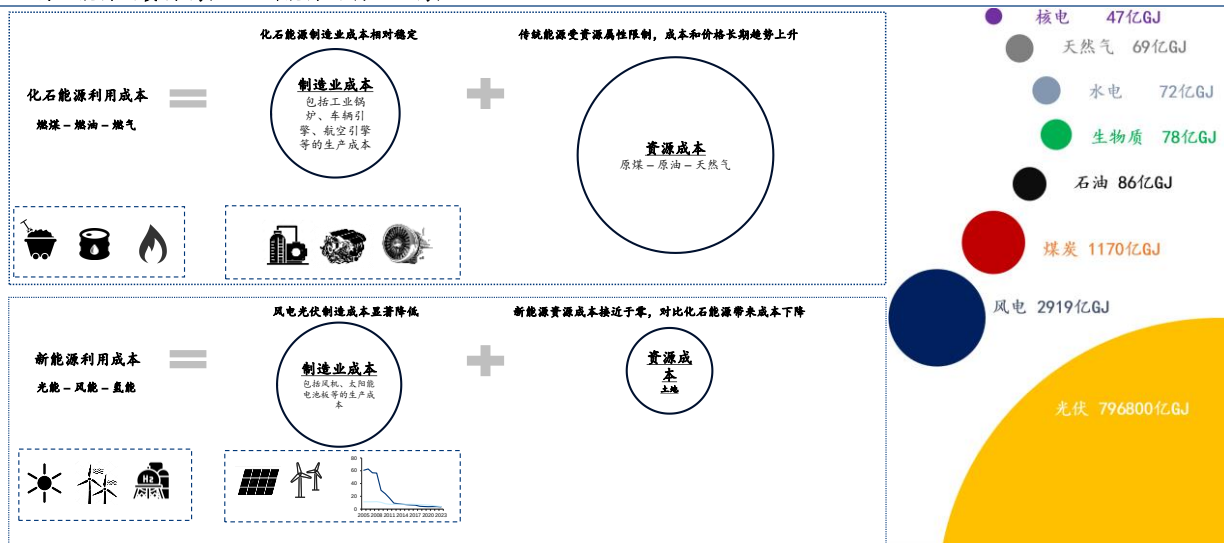
图表11：能源结构不改变下，传统能源需求伴随经济增长将对能源供给形成显著的冲击



资料来源：国家统计局，华泰研究

新能源的制造业属性更适合中国产业优势，有效缓解能源价格上涨。传统能源行业一般原材料成本占比较高，在过去 20 年国内煤价上涨 121%（秦皇岛动力煤 Q5500），国内汽油价格上涨 152%，国际原油价格也上涨了 86%。因此传统大宗商品的发展，一般会用量越大越贵，因为便宜的资源往往先被开发，只有价格上去了才能开发成本曲线更右侧的资源。且化石能源效率已经提升空间有限，根据行业惯例火电二次加热可以将全厂热效率提升到 45%，而燃气 CCGT 循环最高可以达到 65%，都难以再大幅降低成本。而可再生能源虽然非技术成本占比最近几年有所提升，但是根据光伏行业协会和风能行业协会，光伏、风电单 W 造价过去 10 年下降 67.1%/47.5%，过去 3 年下降 35.9%/31.0%，因此带动整个发电成本下降 34.9%/30.6% 到 142/223 元/MWh。根据 IRENA，平均制造业规模每翻一倍，风电成本下降 7%，光伏成本下降 13%。

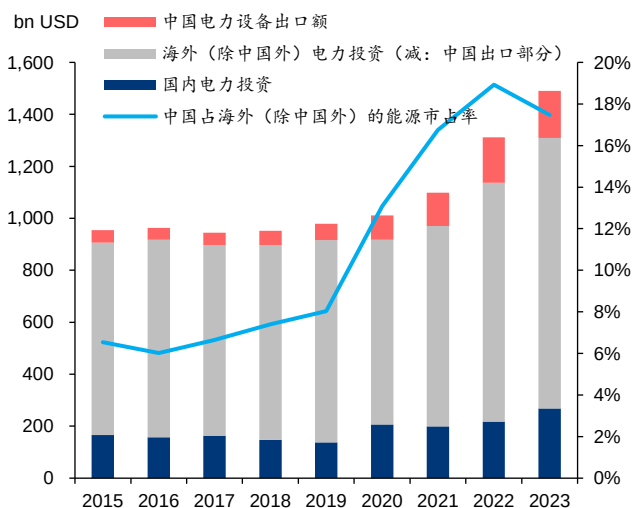
图表12：传统能源的资源属性 vs 新能源的制造业属性



资料来源：气象局，统计局，自然资源部，华泰研究

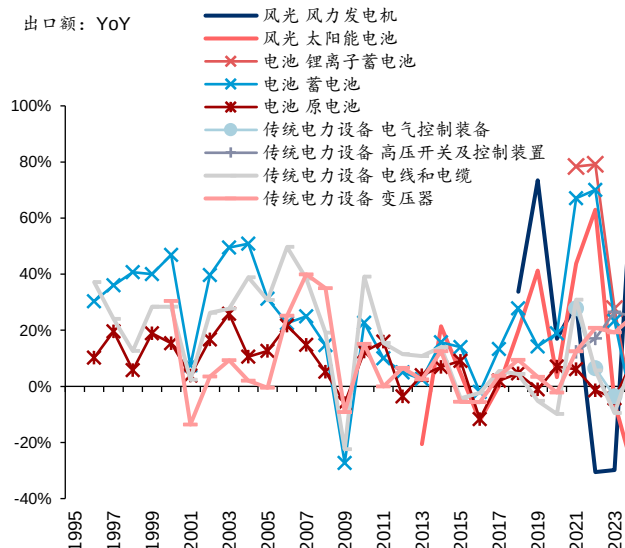
对外，新能源产业发展，同时为中国产业升级打开历史机遇。根据 IEA 和 BP 数据，2019 年全球电力投资和一次能源消费总量是 9160 亿美元/199.23 亿吨标煤，中国占比分别为 15.0%/24.3%，中国虽然占全球比例很高，但其中对外出口比例不高。随着新能源产业快速发展，我国新能源电力设备出口额显著增加，在海外市场市占率亦快速拉升。根据海关总署数据，2017 年-2023 年风力发电机/太阳能电池/蓄电池（锂电为主）出口额 CAGR 为 9.4%/25.2%/35.1%，相比传统电力设备，如电线电缆和变压器的出口额 CAGR 1.9%/10.2% 有显著增速；反映到海外市场侧，根据我们的测算，2020 年起我国电力设备总出口额在海外市场（不包括中国本土市场，下同）市占率明显提升，2019/2020/2023 年市占率分别为 8.0%/13.1%/17.5%。

图表13：我国电力设备产业在海外市场市占率估算



资料来源：国家能源局，IEA，华泰研究

图表14：新能源电力设备出口额保持可观增速



资料来源：海关总署，华泰研究

新能源消纳面临多重挑战，日内短时平衡是当前主要矛盾

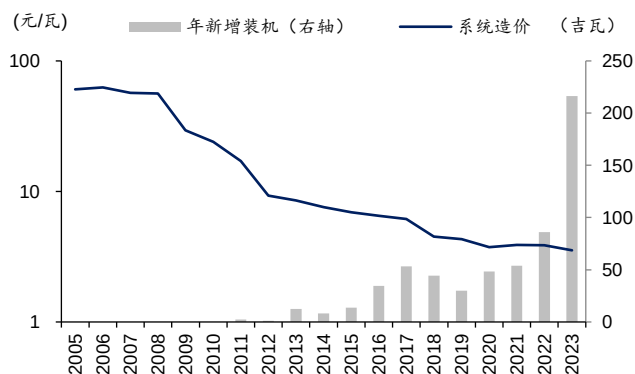
技术迭代和产能扩张推动了新能源电站造价的持续下降和新增装机的快速增长，在 2021、22 年光伏风电陆续平价后，2023 年我国光伏、风电装机同比增速达到 152%，106%。然而一方面虽然装机量大幅上升但是电力系统消纳难度逐步显现，绿电电价压力不断加大，另一方面即使要实现碳达峰，新能源目前装机和发电量仍不足以应对国内高速发展的电力需求，“先立后破”的“立”尚未实现。

当前阶段，我们认为最为制约新能源消纳的问题来自日内短时平衡问题，即新能源的发电时间与电力负荷需求的时间错配问题，使得即使发电量成本便宜也无法满足有效需求。其中，随着光伏装机的快速增加，光伏高日内同步率以及夜晚不发电的特性使得，目前日内午高峰和晚高峰的电力平衡愈加困难。由于火电机组需要应对晚高峰出力，因此不能停机，我们测算在 24 年传统电源改造前最小出力（775GW）+新能源最大出力（454GW）已经超过日内的系统平均负荷（1190GW），因此今年能源局首次放开可再生能源消纳比例要求。然而考虑到新能源的持续增长，且新能源利用小时 1200-2300hr 远低于社会平均用电负荷 7000hr，意味着 27 年之后新能源装机将大于最高负荷，则可能意味着愈发严峻的新能源消纳挑战。

风光突破平价线后实现了装机的快速增长，但新的系统瓶颈已经出现

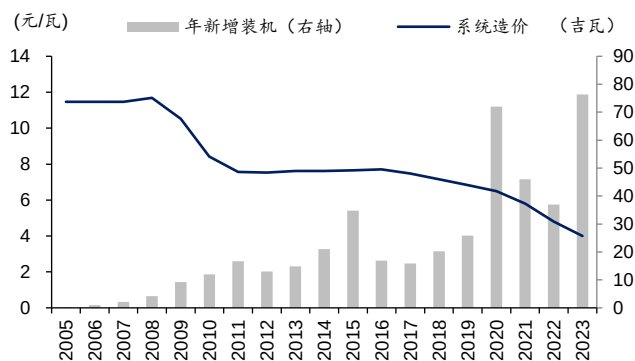
技术迭代和产能扩张推动了新能源电站造价的持续下降和新增装机的快速增长，根据光伏行业协会和风能行业协会，光伏、风电单 W 造价过去 10 年下降 67.1%/47.5%。我们估算全国各电源品种的投资造价、燃料成本和对应的度电发电成本，我们计算西部光伏、陆上风电相继于 2021~22 年已经实现了较坑口火电机组的度电成本平价，东部光伏、海上风电也已相继于 2021~22 年实现了较沿海火电的度电成本平价。平价之后，我国风光装机经历了一轮快速的增加，如光伏在 2021 年实现平价后 2021/22/23 年国内新增装机分别 54GW/86GW/216GW，2021-23 年装机复合增速 100%（vs 平价以前，2019-21 年装机复合增速 34%）；风电在 2022 年实现平价后装机增速由负转正，2023 年国内新增装机 76GW，同比增长 106%（vs 平价以前，2020-22 年装机复合降速 28%）。

图表15：伴随光伏电站造价持续下降、国内装机持续增长



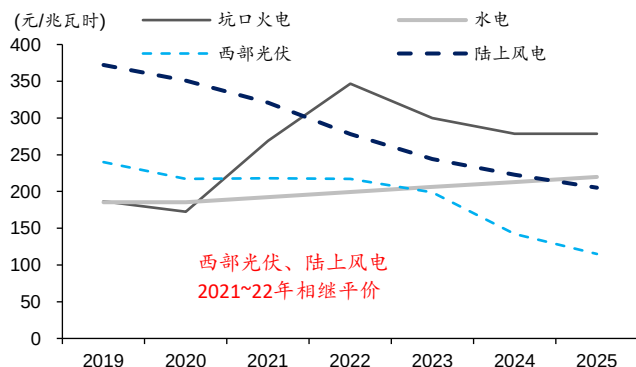
资料来源：光伏协会，华泰研究

图表16：伴随风电电站造价持续下降、国内装机持续增长



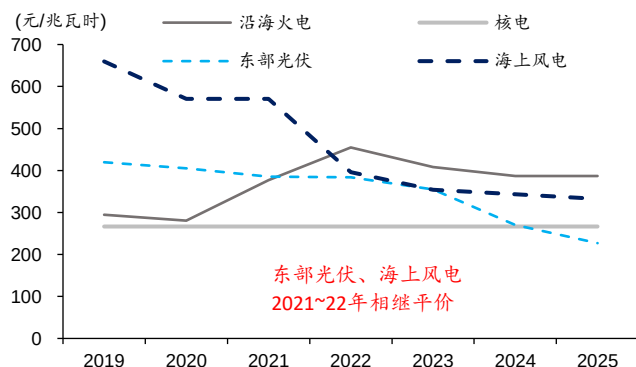
资料来源：风能协会，华泰研究

图表17：全国风光陆续平价（西部）



资料来源：光伏协会，风能协会，华泰研究

图表18：全国风光陆续平价（东部）

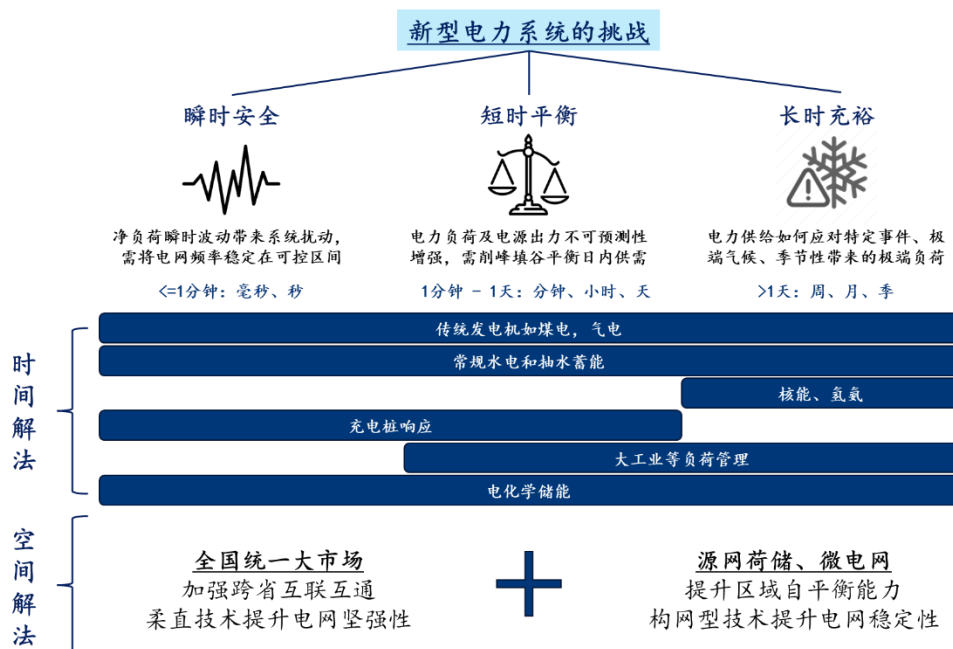


资料来源：光伏协会，风能协会，华泰研究

尽管新能源风光的发电成本已经显著下降，且推动近两年新能源装机的加速增长，但有关于电力系统接入新能源的瓶颈讨论再度增加，市场普遍担心电力系统对新能源的消纳问题。十三五以前，在新能源发展初期我国曾一度面临较为严峻的新能源消纳形势，2016年及以前全国弃风弃光率在10%以上居高不下，随后通过外送通道建设、两部委《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》等政策推动新能源消纳形势改善，2019~2023年全国弃风弃光率得以维持在4%及以下。而2024年以来，新能源消纳问题再现，2024年2月全国弃风弃光率重新突破5%，6月国家能源局《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》首次提出“对部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于90%”。

我们总结认为，制约新能源消纳的问题概括有三：1）瞬时安全问题，来自新能源电力电子电源替代可控同步机电源；2）短时平衡问题，来自传统能源最小出力、新能源同时出力与最高负荷之间的矛盾；3）长时充裕问题，来自新能源出力更低的置信度及其边际递减效应。当前阶段，我们认为最为制约新能源消纳的问题来自日内短时平衡问题，随着新能源装机的增长我们或面对日内短时平衡问题的持续加剧。

图表19：电力系统瞬时、短时、长时问题的识别与解法

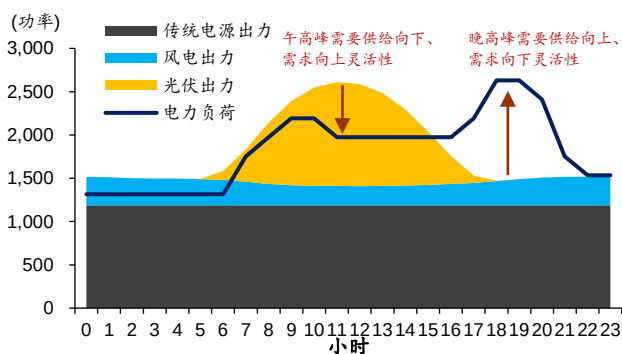


资料来源：RMI，NRDC，华泰研究

目前新能源消纳的主要瓶颈在日内短时平衡，也即传统能源最小出力、新能源同时出力与最高负荷之间的矛盾

为什么新能源渗透率提升必然加剧电力系统短时供需平衡挑战？传统的电力系统通过“源随荷动”实现电力供需平衡，电力供给负荷率随实时需求水平调节，考虑技术限制后传统电源的日内功率一般可在 50~100%（煤电）、20~100%（气电）、30~100%（水电）、75~100%（核电）之间调节。而新型电力系统中，负荷率“靠天吃饭”的新能源发电占比提升，光伏发电的日内负荷率波动可达 0%（晚间）~100%（午间），风力发电的日内负荷率波动也可达 0%（午间）~100%（晚间），若电力负荷和传统电源供给负荷率不能随新能源出力波动而变动，或者传统电源负荷率压至最小/最大出力后仍不满足，则电力系统供给和需求将出现不平衡矛盾。换言之，如下图左所示，当新能源供给大发时段，需要传统电源提供向下灵活性、电力负荷提供向上灵活性以实现新能源发电的消纳，传统电源的最小出力决定了向下灵活性空间；而在新能源供给不足时段，需要传统电源能提供向上灵活性、电力负荷提供向下灵活性以实现电力需求的保供，传统电源的最大名义功率决定了向上灵活性空间。

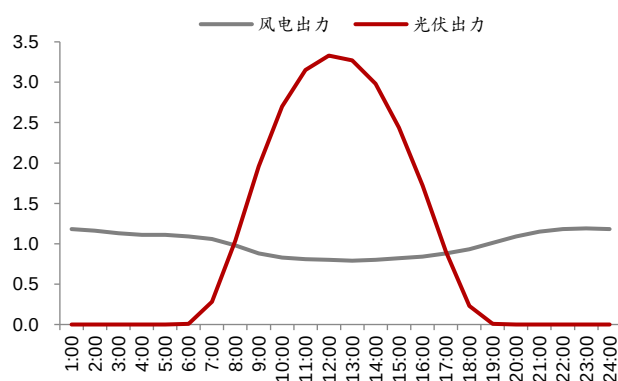
图表20：电力更新系统新能源渗透率提升过程中的短时供需不平衡问题示意



电力日内不平衡 = 电力负荷 - (传统电源出力+风光新能源出力)

资料来源：NRDC，华泰研究

图表21：新能源风光出力的日度特征（以山东为例）



注：取 2023 年月度平均曲线

资料来源：兰木达，华泰研究

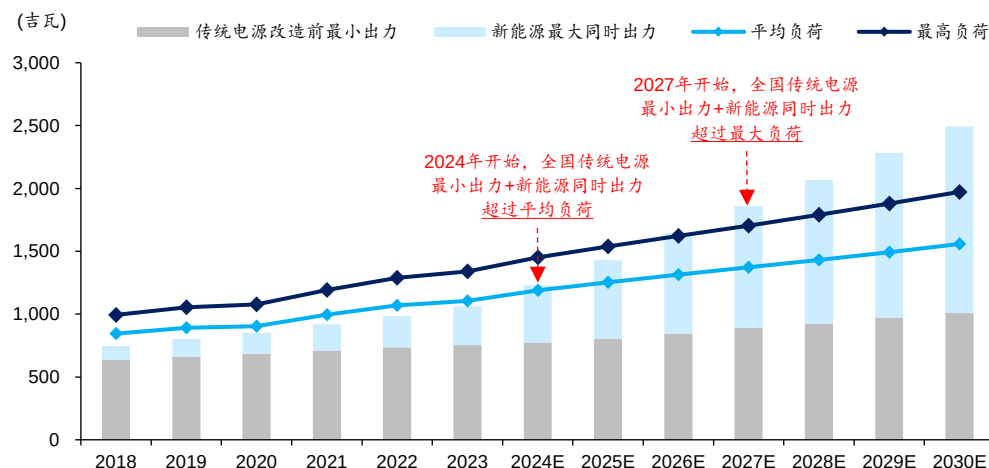
新能源渗透率增长势必导致电力供需在过剩和紧缺之间反复震荡。以 2023 年为例，根据中电联统计我国光伏、风电的年平均利用小时在 1286 小时、2225 小时；而我们根据最高负荷和全国用电量估算电力负荷侧的平均利用小时接近 7000 小时。因此，若要满足电力需求，从功率容量角度风光新能源的 GW 数一定是超配的，考虑风光负荷率的大幅波动，势必会出现资源好的时段风光发电大于电力需求，在资源差的时段风光发电小于需求，电力供需在过剩和紧缺之间反复震荡的情况。且由于新能源发电的高同步率（负荷率取决于气象条件，以省为单位，光伏场站出力同步率可达 60%，风电可达 20%），这一趋势随着新能源渗透率的增长只会越来越明显。

当前阶段，我们认为电力系统短时平衡的主要挑战在于新能源同时大发时段如何消纳过剩新能源电力。考虑到 2021-22 年全国性缺电后，2022 年出台煤电装机“三个八千万”政策，以及 2022 年起核电审批连续三年每年十台，我们认为电力供需日内紧缺的挑战有望随着以上机组的陆续投产而逐步缓解。然而与此同时，传统电源新机组若不进行更进一步的灵活性改造，其投产也将抬高系统的最小出力，反过来加剧新能源大发时段电力系统日内供需过剩的压力，加速新能源消纳压力。

我们对电力需求与电力供给(传统电源最小出力+风光新能源同时出力)平衡趋势进行估算,可以看到新能源消纳压力的持续提高。电力供给中,传统电源最小出力我们假设煤电、气电、核电、水电对应负荷率分别为 50%、20%、100%、30%,风光新能源同时出力我们参考省级数据假设光伏、风电同步率分别 60%、20%(光伏在午间同时发电,风电各地风资源条件差异更大同步率更低)。结合我们对电力装机和需求的预测,我们对比电力供给(传统电源最小出力+新能源同时出力,均基于上年末累计装机计算,主要考虑到我国电源每年新增装机集中在下半年至四季度,对当年电力供给影响不大)和当年电力负荷,我们测算估计:

1. **2024 年全国传统电源最小出力+新能源同时出力或首次超过平均负荷。**其中,2024 年传统电源改造前最小出力我们估计为 775GW,新能源同时最大出力我们估计为 454GW,合计电力供给 1229GW,将超过系统平均负荷我们估计为 1190GW。从全国新能源并网消纳数据来看,2019-23 年风光基本维持在 97~98%,1H24 跌落至 96~97%,2 月春节期间首次跌破 95%;从这个角度看,今年放开新能源消纳率 95%红线也有其背后的电力系统日内不平衡压力所在。
2. **2027 年全国传统电源最小出力+新能源同时出力或首次超过最高负荷。**其中,2027 年传统电源改造前最小出力我们估计为 890GW,新能源同时最大出力我们估计为 970GW,合计电力供给 1860GW,将超过系统最大负荷我们估计为 1704GW。十五五期间,我们或面临传统电源供给增长维持、新能源供给增长加速,竞争边际减速的新增负荷增长,电力日内不平衡矛盾或显著加剧,势必带来消纳的矛盾。

图表22: 我们预计我国传统电源改造前最小出力+新能源同时出力或在 2024 年超过全国平均负荷、在 2027 年超过全国最大负荷



资料来源:中电联,华泰研究

图表23: 以 2024 年为例,平均负荷、传统电源出力、新能源出力对比

2024 年	
系统平均负荷	1190 GW
- 煤电最小出力	-582 GW
- 气电最小出力	-24 GW
- 核电最小出力	-57 GW
- 水电最小出力	-111 GW
= 新能源消纳空间	415 GW
vs 新能源同时出力	454 GW
其中: 光伏	366 GW
其中: 风电	88 GW

资料来源:中电联,华泰研究

新型电力系统如何增加系统灵活性以解决短时平衡挑战

正如我们前面所讨论的，新能源高同步率、低利用小时、出力不可控的特性将使得电力系统的日内不平衡随着新能源渗透率的提升而持续放大，电力供需在过剩与紧缺之间反复震荡。为实现新能源消纳以确保实现能源转型和碳达峰目标，我们认为通过建立新型电力系统，挖掘和调动电力系统中更多需求向上、供给向下的灵活性，将为新能源发展打开空间。其中我们通过“资源量，成本，技术，商业模式”等多个维度对供给侧，煤电深调、抽水蓄能、煤电启停等灵活性进行分析，预计最终新型电力系统在 2030 年在三种不同情景下将分别提供 210GW（悲观）、367GW（基准）、611GW（乐观）的新能源每年消纳空间。

图表24：2024-2030 年基于消纳能力的新能源风光装机空间悲观、基准、乐观情景测算

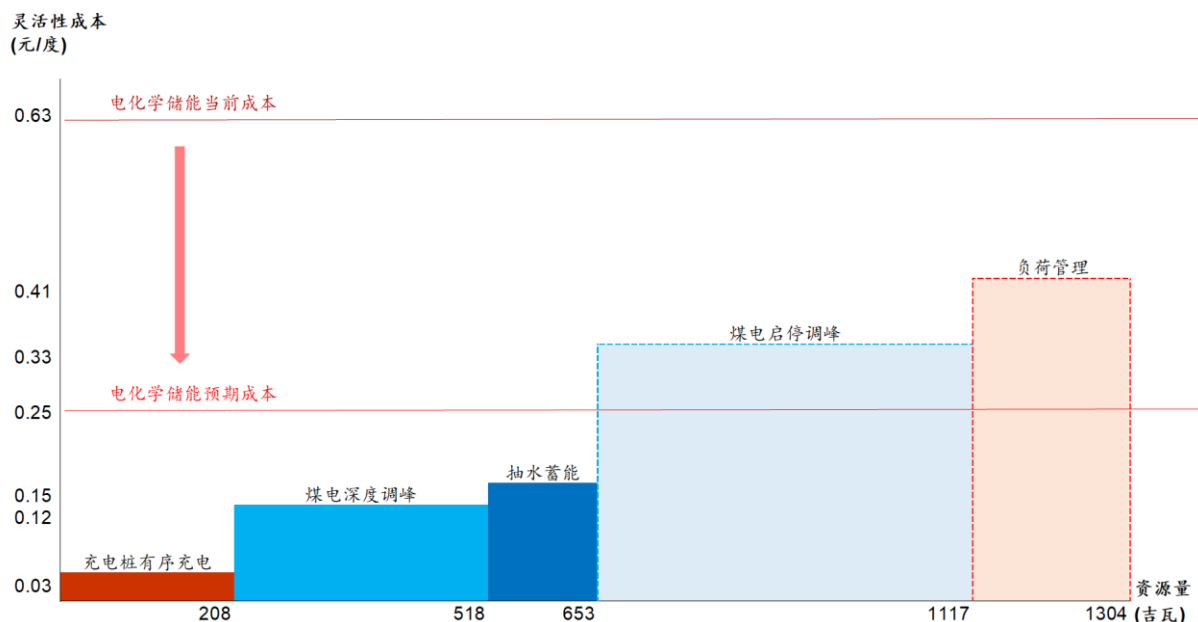
2030年电力日内平衡	悲观	基准	乐观 单位
平均负荷	1558	1558	1558 GW
- 最小出力	707	707	256 GW
煤电	452	452	0 GW
核电	95	95	95 GW
气电	42	42	42 GW
水电	119	119	119 GW
+ 灵活性资源	114	510	668 GW
充电桩有序充电	不考虑	83	166 GW
抽水蓄能	114	114	114 GW
负荷管理	不考虑	75	150 GW
新型储能技术	不考虑	238	238 GW
= 新能源消纳空间	965	1361	1971 GW
/ 新能源出力同时率	42%	42%	42%
= 风光累计装机空间	2308	3256	4715 GW
- 截至2024年初实际装机	1051	1051	1051 GW
除以6			
= 2024-29年均风光装机	210	367	611 GW
其中：风电40%	84	147	244 GW
其中：光伏60%	126	220	366 GW

注 1：平均负荷预测基于 5-6% 的年化负荷增速；传统电源最小出力基于电源装机和最小出力假设，其中乐观情景假设煤电实现启停调峰，悲观和基准情景假设煤电深调负荷率 30%；灵活性资源中充电桩有序充电基于电动车渗透率和车桩比进行假设，悲观情景不考虑此类资源，基准情形假设资源释放率 50%，乐观情景假设资源释放率 100%；抽水蓄能资源假设结合政策目标和项目招标情况；负荷管理资源量计算基于最高负荷假设及政策对负荷管理比例的目标，悲观情景不考虑此类资源，基准情景假设资源释放率 50%，乐观情景假设资源释放率 100%；新型储能技术基于电化学储能装机预测。

注 2：负荷管理在国家政策中一般称作需求侧响应，考虑到定义的包容性，以下以负荷管理代替需求侧响应表述

资料来源：中电联，华泰研究预测

电力负荷的增长为新能源装机提供了基础消纳空间，此外电力系统中主要的系统灵活性可以来自煤电灵活性改造、抽水蓄能、电化学储能、充电桩、负荷管理等资源。我们对上述灵活性资源从资源量和度电成本角度进行估算，构成如下的系统灵活性资源成本曲线。总结而言，充电桩、煤电深度调峰、抽水蓄能三类资源成本相对更低，分别为 0.03、0.12、0.15 元/kwh，但资源量亦受限（如充电桩取决于电动车发展，我们估算到 2030 年累计资源量 208GW；煤电深度调峰取决于煤电装机，灵活性改造有望合计带来资源量 309GW；抽水蓄能取决于地理资源，资源量 135GW）；煤电启停调峰和负荷管理成本相对较高，分别为 0.33、0.41 元/kwh，但资源量相对更充分（如煤电启停调峰若实现可额外释放 464GW 灵活性资源，负荷管理按最高负荷的 10% 可达到 187GW）；电化学储能是资源量最不受限的灵活性资源，但当前成本受制于电池成本以及充放电次数偏高，或达 0.63 元/kwh，远期成本有望优化至 0.25 元/kwh 从而打开更大应用空间。

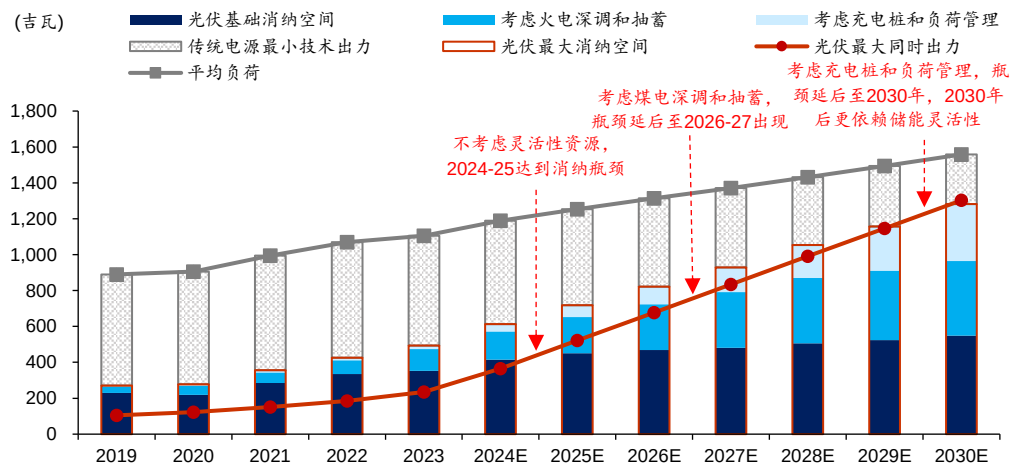
图表25：中国电力系统灵活性资源的成本曲线（基于当前成本估算以及到2030年的累计资源量）


注：具体资源量、成本计算详见下一章节
 资料来源：RMI, NRDC, 华泰研究预测

我们基于【**新能源消纳空间 = (电力负荷 - 传统电源最小出力 + 电力系统灵活性空间) / 新能源最大同步率**】，对新能源未来装机空间及实现所需的灵活性资源量进行判断。其中，如充分完成供给侧灵活性，系统将增加 52GW 的灵活性资源（抽蓄+火电最小出力下降），实现每年光伏维持 218GW 增长至 2026-27 年前后；如充分实现需求侧灵活性，系统将增加 317GW 的灵活性资源，实现光伏维持 218GW 年增长至 2030 年；2030 年后，随着电化学储能造价下降、利用率提升，我们预计储能度电成本降至 **0.3 元/度以下实现平价**，电化学储能装机的增长将使得光伏装机不再受到日内平衡限制，实现新能源发展 2.0 时代迈进。

- 1、通过充分调动煤电深度调峰以及抽水蓄能资源，可以将光伏同时出力超过消纳空间（电力负荷与传统电源最小出力之差）的时间点从 2024-25 年推后至 2026-27 年；
- 2、进一步通过调动需求侧灵活性资源（包括充电桩、工业等负荷响应），可以进一步提升新能源的系统装机的容纳能力，使得消纳瓶颈发生时间推迟到 2030 年；
- 3、从总量角度来看，以 2030 年为节点，我们估算电力系统的日内平衡为：平均负荷 1558GW，传统能源最小出力合计 707GW（其中煤电通过深调改造实现最小出力压降到 30%），叠加用户侧灵活性资源累计开发 317GW（负荷管理+充电桩响应），供给侧抽蓄灵活性资源开发 114GW，考虑到光伏发电同步率高、对系统消纳空间的占用更大，我们基于光伏同时出力 60% 假设，基于【**新能源消纳空间 = (电力负荷 - 传统电源最小出力 + 电力系统灵活性空间) / 新能源最大同步率**】计算，对应系统对光伏消纳空间 2136GW，对应光伏在 2023 年末累计装机 609GW 的基础上，还可以~218GW/年的安装节奏增长至 2030 年，维持近两年较为可观的年新增装机规模。
- 4、上述灵活性资源的调度，将为潜力更大但成本更高或技术尚待攻克的灵活性资源如电化学储能和煤电（极）热态启停调峰的降本和技术成熟争取时间。2030 年后新能源开发能否延续当前节奏将更加依赖储能降本幅度和煤电启停能力的突破。

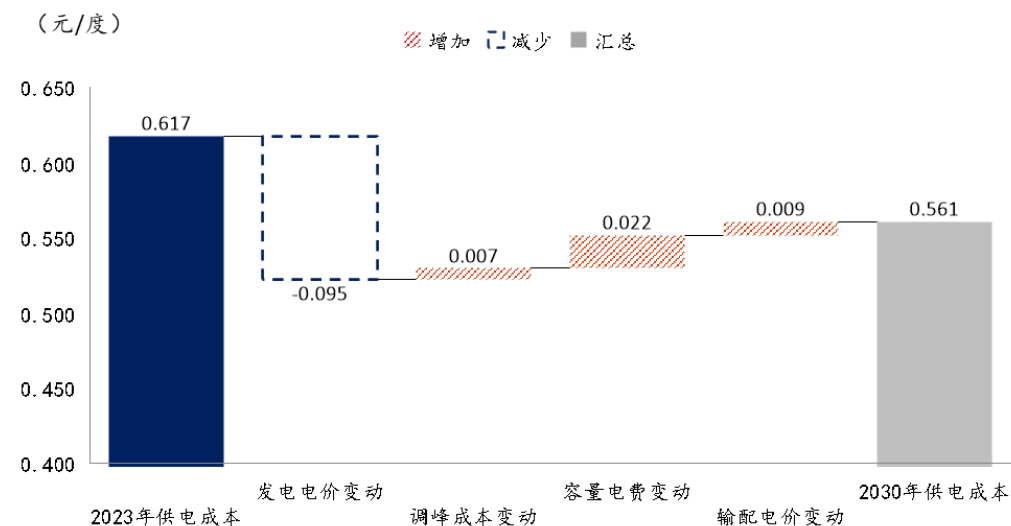
图表26：灵活性资源释放与光伏消纳空间的关系



资料来源：中电联，水规院，电规院，华泰研究预测

我们预计新型电力系统通过实现新能源发电渗透率提升，电源侧发电成本的下降可以较为充分的抵消新能源消纳成本的增长以及其他费用（如容量电费、输配电价）的增长。我们预计从2023年到2030年，风光发电渗透率的提升（从~16%提升至~34%），叠加各类电源的投资和燃料成本优化，我国电源侧的平均发电成本有望下降9.5分/度；而调峰成本方面，我们考虑调峰电量占比从~10%提升至~12%，随着调峰资源调用成本从低到高递进，摊薄后度电调峰成本从0.4分/度提升至1.2分/度，累计增加0.7分/度；容量成本方面，我们考虑针对抽水蓄能以及煤电的容量电价，预计2023-30年度电容量电费提升2.2分/度；输配电价我们考虑电网投资的增长，预计在2023-30年内累计提升0.9分/度。综上所述，我们预计供电成本（电源成本+调峰成本+容量成本+输配电成本）合计有望从2023年的0.617元/度下降0.057元/度至0.561元/度。（详见我们于2023年12月1日发布的《能源转型系列报告-但问路在何方》）

图表27：考虑电源结构优化、调峰成本、容量成本以及输配电成本后的新型电力系统成本趋势



资料来源：国家电网，南方电网，发改委，能源局，中电联，华泰研究预测

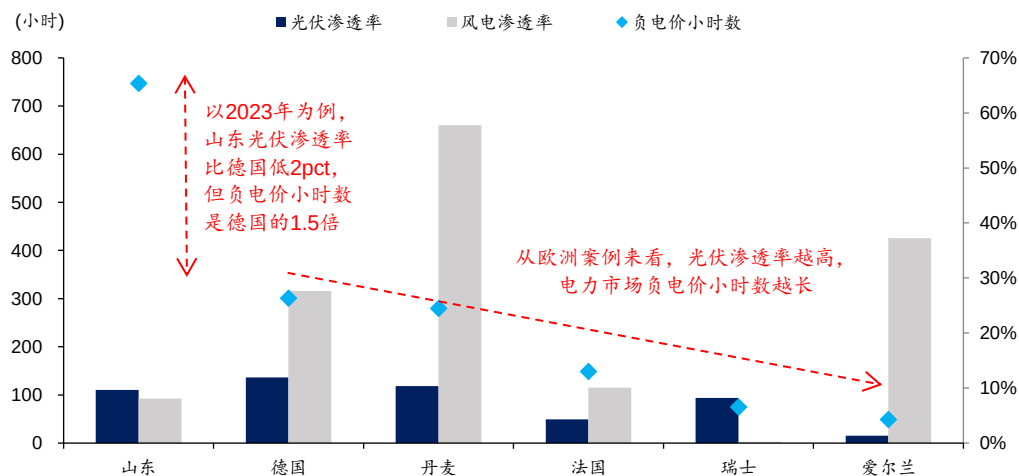
应对短时平衡问题：充分调动源侧、荷侧灵活性资源

从中外对比来看我国灵活性资源现状和可能的提升路径

海外高新能源渗透率地区如何应对灵活性不足的问题？负电价的频繁出现是电力系统整体供过于求或者日内不平衡加剧（灵活性资源）不足的一种显性的体现。我们认为，在电力市场化的国家或者区域，负电价意味着机组倒贴钱卖电，会出现这样的情况意味着：1. 机组降产出或者负荷提升的机会成本高于负电价本身，或相应的反馈机制、调节技术不完善，导致机组和负荷出力无法灵活响应负电价；2. 机组有卖电价格以外的收益机制，使得其在负电价时段综合收益并不为负，有持续发电的激励。我们横向对比我国和欧洲各国的市场情况可以看到，我国日内供需灵活性资源不足正在导致新能源消纳瓶颈出现早于海外国家，我国新型电力系统的转型需求更为迫切。

1. 欧洲内部对比可以明显看到，光伏渗透率高的电力市场更容易出现负电价。以2023年为例，欧洲部分国家全年负电价小时数从高到低分别为德国301小时、丹麦280小时、法国149小时、瑞士75小时、爱尔兰49小时，与上述国家的光伏渗透率由高到低（德国12%、丹麦10%、法国4%、瑞士8%、爱尔兰1%）基本对应，其中法国由于无灵活性的核电占比高，在低新能源渗透率的情况下引发了更高频的负电价情况。
2. 对比我国和欧洲，以山东电力市场为例在较低的光伏渗透率下出现了成倍于欧洲的负电价频次，或侧面反映出日内供需灵活性资源尚未得到充分的挖掘。我们以2023年山东电力市场表现为例，全年山东光伏渗透率10%，较德国低2pct，而全年电力日前市场负电价小时数我们估算达到了747小时，为德国的1.5倍。
3. 我们认为造成国内电力日内灵活性不足、负电价更频发的可能原因包括：1) 电力供给侧灵活性不足，2023年德国传统电源90.5GW装机中气电占到38%，而山东123.7GW传统电源装机中气电不到1%。2) 电力需求侧灵活性不足，根据TenneT，2020年德国13%的负荷参与各类负荷管理机制，其中~30%已得到实际调度，相当于负荷管理占负荷的~4%，国内负荷管理机制还在较为早期；3) 新能源发电在负电价时段的负反馈不足，一方面德国可再生能源法（EEG）允许在分布式光伏返送电网出力超过其容量的70%时由电网限制其返送功率，且根据德国联邦网络局分布式光伏配储率2023年已经达到78%，分布式自发调峰能力更高；另一方面德国限制了新能源在以负电价卖电超过4小时后的度电补贴额度，进一步削弱了新能源电站在负电时段的发电积极性。而国内无论是分布式配储率还是机制上均与德国情况差异较大。以上几点也为我国电力日内灵活性的发展方向提供了一些指引。

图表28：与海外相比，我国电力系统在更低新能源渗透率下更早出现了系统不灵活导致的频繁负电价问题



注：上述均基于2023年全年数据计算得来

资料来源：山东电力交易中心，ENTSO-E，华泰研究

结合我国国情和各项灵活性资源的发展潜力，我们认为具备“量大管饱”属性的灵活性资源主要包括：供给侧向下灵活性主要来自煤电改造（包括30%深度调峰，以及极热态/热态启停）、以及抽水蓄能；需求侧向上灵活性可以来自充电桩和大工业等负荷管理；此外各类新型储能技术可以提供向上以及向下灵活性。我们根据灵活性资源响应速度、维持时间、资源量、调度成本四维度对上述资源进行对比和排序：

- 新型储能技术（以锂离子储能为代表）**当前由于电池造价高、调用率低等因素，电化学储能度电成本我们估算在 0.43~0.63 元/度，在各类灵活性资源中偏高，但作为灵活性资源新型储能具备响应快、持续时间长、资源潜力不受限等明显的优势，这也意味着储能若实现进一步技术降本至 0.3 元/度以下（我们测算认为随着利用率提升、配储时长提升、单位投资成本降低，电化学储能度电成本有望下降至 0.25 元/度），将成为中长期主力的灵活性资源；
- 抽水蓄能和充电桩响应**综合优势其次，其中充电桩响应具备低成本（仅 0.03 元/度，几乎无额外成本）、快响应优势，但劣势在于可维持时间较短（尤其是快充）；而抽水蓄能在各维度表现均属中上（响应成本 0.15 元/度）、主要限制在于总资源潜力受地理条件制约；
- 煤电灵活性**整体响应速度偏慢，中时（日内、多日）灵活性价值更大，其中煤电深度调峰成本具备优势（约 0.12 元/度），但总体资源量最小（新增煤电机组的最小出力还会消耗系统中的灵活性资源）；煤电启停调峰资源量可观，主要限制在于技术成熟度和安全性仍待产业实践检验，此外启停调峰过程中维持并网状态以及重新启动过程均会带来额外汽耗油耗、煤耗以及系统损耗，显性和隐性成本在各灵活性资源中偏高（高于 0.3 元/度）。
- 需求侧尤其是工业负荷响应**资源潜力可观、与充电响应相当，但工业负荷响应目前在响应速度和响应成本上市场争议较大。主要由于工业负荷一般较为稳定，变负荷响应涉及到对工业生产既定流程的调整，因此前后准备时间较长、响应速度较慢、用户侧需要额外激励；此外由于系统负荷变化对产品生产反应过程的影响限制了其负荷管理可以维持的时间，我们估算其响应成本在 0.41 元/度上下（具体区间取决于响应维持时长，具体测算详见下一章节）。

图表29：中国电力系统供需两侧短时灵活性资源性能对比一览

灵活性资源特点				灵活性资源量		灵活性资源成本	
短时 → 中时 → 长时		爬坡速度 (1/分钟)	维持时间	到2030年总量 (GW)	灵活性深度 (%)	显性成本 (元/度)	隐性成本
	煤电深度调峰	2~5%	1~24小时	309	20%	0.12	系统损耗
抽水蓄能		10~50%	8~10小时	135	100%	0.15	无
	负荷管理	2~3%	0.5~4小时	187	20~35%	0.41	机会成本
充电桩有序充电		100%	15~30min	208	100%	0.03	机会成本
	煤电启停调峰	2~5%	1~10小时	464	30%	0.33	系统损耗
新型储能技术		* 以锂离子储能为代表		272	100%	0.63	无
新型储能技术中：		爬坡速度 (1/分钟)	维持时间	投资造价 (元/Wh)	循环效率		
- 锂离子储能		100%	4~8小时	1.1	80~90%		
- 压缩空气储能		15~20%	5~6小时	1.5	60%		
- 全钒液流储能		100%	4小时~长时	2.5~3	接近100%		
- 飞轮储能		100%	分钟级	11	90~95%		
其他未考虑资源：		爬坡速度 (1/分钟)	灵活性释放瓶颈				
- 常规水电		10~50%	受制上游来水约束、梯级水库调度约束等条件制约				
- 燃气发电		8%(CCGT)~ 15%(OCGT)	受购气协议照付不议制约				

注：短时灵活性指秒级、分钟级；中时灵活性指小时、日内、多日；长时指周度、月度、季度。

资料来源：RMI, NRDC, 华泰研究预测

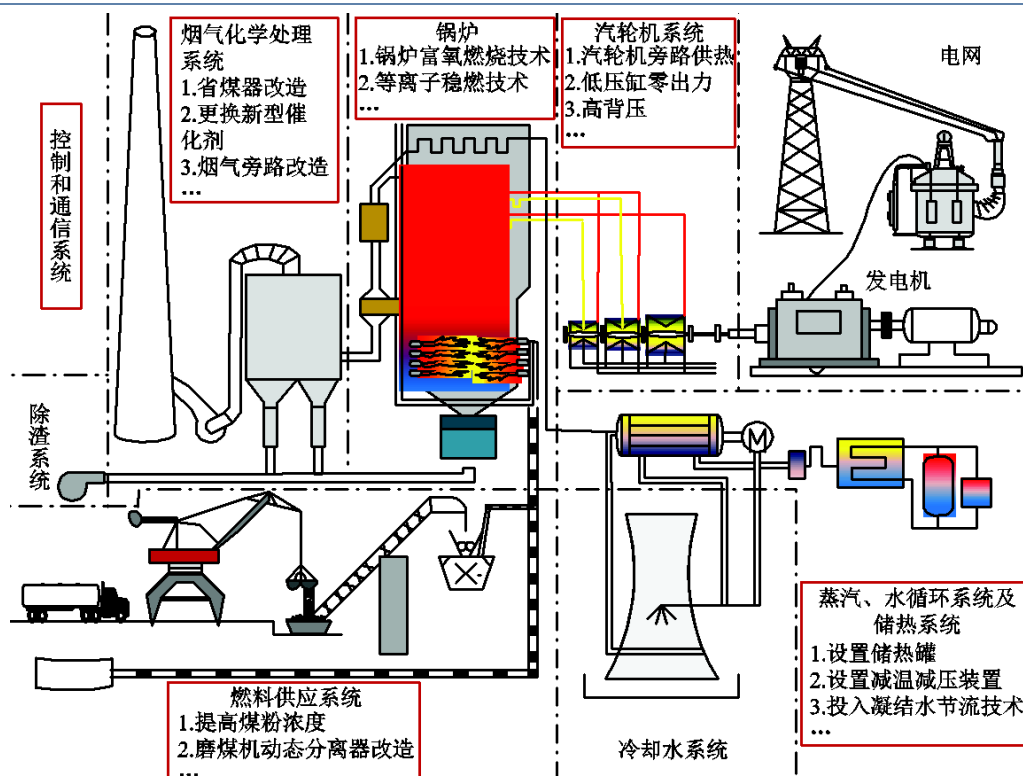
下文，我们将对上述灵活性资源的实现机理、政策支持、资源空间以及成本估算分别进行讨论。

供给侧：火电深调改造政策升级，目标到 2027 年存量煤机“应改尽改”

煤电机组通过灵活性改造可以实现对最小出力的压降，从而释放相当于额定功率的 20% 的向下调峰资源。根据中电联，传统煤电机组在不经由改造的情况下一般具备最小出力降至 50~60%（纯凝机组）和 75~85%（冬季热电联产机组），经灵活性改造后可最小出力可以进一步压降至 30~35%（纯凝机组）和 40~50%（热电联供机组），从而释放灵活性空间。其中，纯凝机组的最小出力取决于锅炉燃烧稳定性以及汽轮机和主要辅机的适应性，需要进行多项灵活性技术改造以保证降负荷过程中的安全性和高效性，包括但不限于：1）燃料供应系统（磨煤机）运行振动、高温、安全性等改造；2）锅炉送风机失速、喘振等安全问题解决；3）炉膛低负荷不投油稳燃技术升级；4）烟气处理旁路改造，解决低负荷脱硝反应效率下降等环保问题改造；5）发电机和汽轮机频繁负荷变化带来机械性能和金属疲劳问题等。此外，若要进一步实现最小出力降至 30% 以下，则还需涉及煤电机组的干湿态转换，由于操作变化和耗时较长，目前应用案例相对较少。而热电联产灵活性改造则主要涉及蓄热调峰技术等，若进行热电解耦改造则可以将最小出力压降至 40% 以下。

若进一步推动煤电启停调峰，煤电实现“日内热启停”，则有望进一步释放相当于额定功率的 30% 的向下调峰资源。以上煤电灵活性改造可以释放火电机组出力从 50% 名义功率向 30% 名义功率压降带来的约 20% 输出功率灵活性空间，而煤电启停调峰则可以进一步释放从 30% 名义功率向 0% 名义功率压降带来的约 30% 输出功率灵活性空间。与往常的印象不同，煤电厂不仅可以通过冷启停实现跨周度、月度、季度的长时灵活性能力，日度极热态、热态启停从技术能力和海外实践来看也具备可行性。根据电联新媒，与冷态启停相比，热态启停一方面响应速度更快（锅炉还有 1000 多度，可以在半小时内实现启动到并网；而冷态启动需要 9~10 小时），另一方面设计寿命更长（由于冷启停使得金属经受低温到高温膨胀引起金属疲劳，导致一般锅炉设计寿命内仅允许承受上百次冷态启停，而热启停次数可支撑数千次）。

图表30：火电灵活性改造涉及主要环节示意图



资料来源：郭通等《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》2020 年第 11 期《电工技术学报》，华泰研究

顶层设计看煤电灵活性改造从十三五启动、十四五加码、十五五收官。我们梳理国内火电灵活性改造政策脉络和目前实际进展，可以看到火电灵活性改造在十三五期间启动试点，但实际改造低于预期；十四五改造目标提速，并且提前完成；预计到十五五期间 2027 年是存量煤电灵活性改造“应改尽改”的最后期限。

1. **十三五期间：**2016 年 6 月由国家能源局首次提出“启动提升火电灵活性改造示范试点工作”，针对可再生能源消纳问题较为突出地区的 15 个典型项目进行灵活性改造试点，目标效果热发电机组最低负荷压降至 40~50%，纯凝机组压降至 30~35%。随即，在 2016 年末国家发改委、能源局出台的《电力发展“十三五”规划》中首次给出灵活性改造规模目标：“十三五”期间“三北”地区热发电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦；其它地区纯凝机组改造约 450 万千瓦；改造完成后，增加调峰能力 4600 万千瓦，其中“三北”地区增加 4500 万千瓦；其他地区增加 100 万千瓦。2018 年 3 月国家发改委、能源局在《关于提升电力系统调节能力的指导意见》中再次重申了上述改造目标。到 2020 年，全国煤电灵活性改造实际完成不到 7000 万千瓦，目标完成率仅 50%。
2. **十四五期间：**火电灵活性改造政策要求提速，2021 年 11 月国家发改委、能源局在《全国煤电机组改造升级实施方案》首次提出存量煤电“应改尽改”，首次提出十四五目标完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000—4000 万千瓦；上述目标在 2023 年 9 月国家发改委能源局《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》再次重申。2021-23 年全国煤电灵活性改造完成 3 亿千瓦以上，提前完成十四五目标并填上了十三五目标缺口。此后，在 2024 年 2 月，国家发改委、能源局在《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》中首次明确存量煤电“应改尽改”的时间期限为 2027 年，此外对于改造后的最低负荷率要求纯凝机组从此前的 30~35%首次提出压降到 30%以下(在新能源占比较高、调峰能力不足的地区，在确保安全的前提下进行深度调峰探索)。

基于上述政策目标，我们估算全国煤电机组每年灵活性改造规模还将稳中有增。我们基于 2023 年末全国煤电装机 11.6 亿千瓦，在 2018 年以前建成 10 亿千瓦（根据电力规划设计总院，包括十三五后半段和十四五以来建成煤电项目多数已经考虑灵活性运行需要，我们假设无需额外进行改造），其中我们结合电规院和国家能源局披露历年数据估算已累计完成改造 3.7 亿千瓦，意味着 2024-27 年还需完成累计 6.4 亿千瓦、年均 1.6 亿千瓦的煤电机组灵活性改造，以实现到 2027 年“应改尽改”的政策目标。基于 2022/23 年全国每年实际改造 1.6、1.1 亿千瓦，意味着未来几年整体改造节奏起码持平、甚至略有加速。（上述计算暂未考虑无法改造的特殊燃料、特殊炉型机组，且假设供热机组均可进行热电解耦改造降至 30%最小出力）。随着到 2027 年煤电灵活性改造收官，我们认为电力系统中煤电机组的最小出力有望从 2023 年末的 477GW 进一步压降至 421GW，释放 56GW 的供给侧向下灵活性空间。

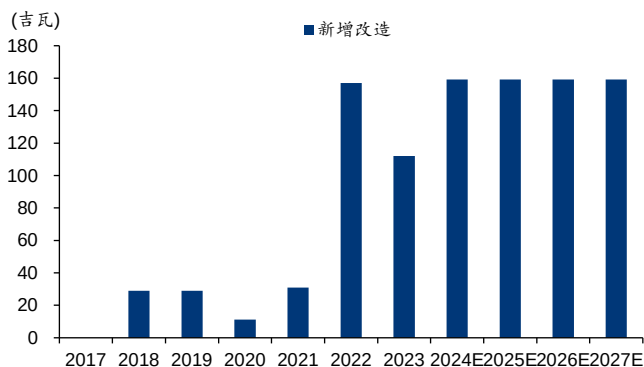
针对煤电日内热启停调峰，尚无相关政策要求。

图表 31：中国煤电灵活性改造相关政策出台历程

时间	发布机构	文件名称	具体政策
2016年6月	国家能源局	《启动提升火电灵活性改造示范试点工作》	选取可再生能源消纳问题较为突出地区的15个典型项目进行灵活性改造试点 改造后热发电机组最小技术出力达到40%-50%额定容量，增加20%额定容量的调峰能力 改造后纯凝机组最小技术出力达到30%-35%额定容量，增加15%-20%额定容量的调峰能力
2016年12月	国家发改委、能源局	《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》	“十三五”期间，“三北”地区热发电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦，纯凝机组改造约 8200 万千瓦；其它地区纯凝机组改造约 450 万千瓦。改造完成后，增加调峰能力4600 万千瓦，其中“三北”地区增加 4500 万千瓦；其他地区增加100万千瓦。
2018年3月	国家发改委、能源局	《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	“十三五”期间，力争完成2.2亿千瓦火电机组灵活性改造，提升电力系统调节能力4600万千瓦。 改造后纯凝机组、热电联产机组最小技术出力达到30%-40%、40-50%的额定容量。 部分电厂达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到20%-30%。
2021年11月	国家发改委、能源局	《全国煤电机组改造升级实施方案》	存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000—4000 万千瓦。
2023年9月	国家发改委、能源局	《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》	新建煤电机组全部实现灵活性制造，现役机组灵活性改造应改尽改
2024年2月	国家发改委、能源局	《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	深入开展煤电机组灵活性改造，到2027年存量煤电机组实现“应改尽改”。在新能源占比较高、调峰能力不足的地区，在确保安全的前提下探索煤电机组深度调峰，最小发电出力达到30%额定负荷以下。

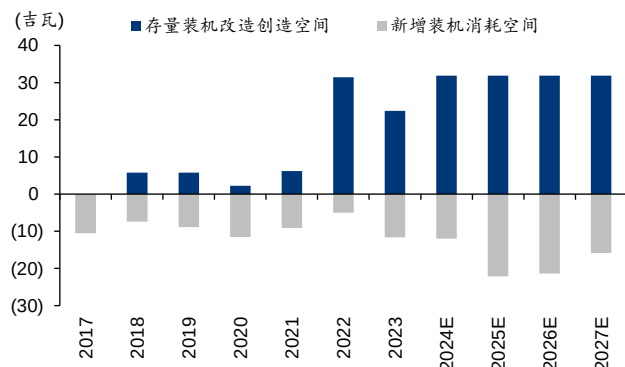
资料来源：中国政府网，发改委，能源局，华泰研究

图表32：我国煤电灵活性改造规模历史及预测



资料来源：中电联，电规院，国家能源局，华泰研究预测

图表33：煤电机组整体对电力系统供给向下灵活性贡献估算



注：新增装机消耗空间按照名义功率的30%计算，存量装机改造创造空间按照名义功率的20%计算

资料来源：中电联，电规院，国家能源局，华泰研究预测

从成本角度计算，煤电深度调峰成本较低约0.12元/度，基于国电投和NRDC数据灵活性改造资本开支100元/千瓦，对应度电折旧增加0.01元/度，以及低负荷运行煤单耗提升70克标煤/度，对应燃料成本增加0.11元/度；煤电热态启停调节成本更高约0.33元/度，主要系维持短时并网状态所消耗的煤耗、气耗等成本。因此，综合看政策力度和成本水平，煤电深度调峰是现阶段释放较为确定的供给侧向下灵活性资源，而煤电热态启停调峰资源量大、释放节奏将取决于技术和示范情况。

供给侧：抽水蓄能稳步发展，2026年后或投产加速

预计2025年抽水蓄能装机容量较2020年翻一倍、2030较2025年再翻一倍。我国抽水蓄能电站发展起步较早，起初主要是为核电站做调峰配套，到2015年我国已累计建成23GW抽水蓄能电站。十三五、十四五期间我国抽水蓄能相关政策稳步推进，2016年11月，国家能源局《水电发展十三五规划（2016-2020年）》提出到2020年我国抽水蓄能总装机达到40GW，2018年3月国家发改委、能源局《关于提升电力系统调节能力的指导意见》中再度重申了上述目标，实际2020年末抽水蓄能完成装机31GW，不及政策目标，一方面原因可能在于抽水蓄能电站电价形成机制不清晰、电价传导机制不顺畅。因此，我们在2021年4月看到国家发改委发文《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确抽水蓄能两部制电价政策，且允许其中容量电费部分纳入电网输配电价回收机制；2021年9月国家能源局紧接发文《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，明确到2025年抽水蓄能投产总规模6200万千瓦以上、到2030年投产总规模1.2亿千瓦左右的中长期发展目标（即2025年较2020年翻倍，2030年较2025年再翻倍）。其后我们注意到国内抽水蓄能电站装机投产有所加速，根据华泰公用环保组2024年8月29日报告《东方电气：设备龙头，将受益于常态化装机增量》追踪预计抽水蓄能投产节奏将在2026年后开始加速。

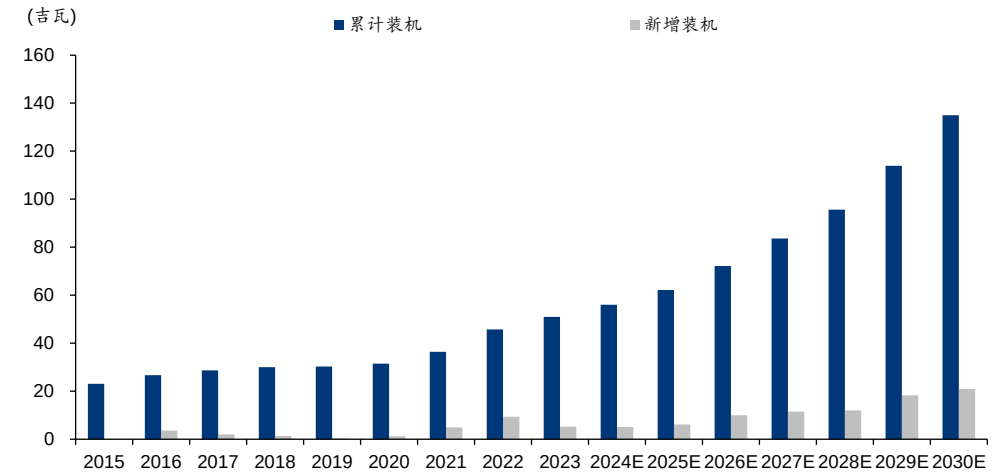
作为一种电力系统灵活性资源，抽水蓄能具备较低的度电成本（我们根据水规院统计抽水蓄能单位造价平均5.49元/瓦，度电运维0.05元/度，四十年折旧假设估算，抽水蓄能度电调峰成本0.15元/度，与火电深调成本基本处于最低梯队），较好的灵活性性能（变负荷率10~50%/分钟，仅次于电化学储能，好于火电灵活性和工业负荷灵活性）和维持时长（通过库容和功率比设计，调峰维持时间可达8~10小时，满足日内和多日调节需求）。仅在总资源潜力这一方面，抽水蓄能电站的建设选址受限于地理条件，根据水规院预计总开发潜力约200GW+，对应电力系统200GW+的供给侧向下灵活性调节能力。

图表34：中国抽水蓄能相关政策出台历程

时间	发布机构	文件名称	具体政策
2016年11月	国家能源局	《水电发展十三五规划（2016-2020年）》	“十三五”将加快抽水蓄能电站建设，以适应新能源大规模开发需要，保障电力系统安全运行。全国新开工常规水电和抽水蓄能电站各 6000 万千瓦左右，2020 年抽水蓄能总装机达到4000 万千瓦
2018年3月	国家发改委、能源局	《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	加快已审批的选点规划推荐的抽水蓄能电站建设，适时开展新一轮选点规划，加快推进西南地区龙头水库电站建设。 “十三五”期间，开工建设6000万千瓦抽水蓄能电站和金沙江中游龙头水库电站。到2020年，抽水蓄能电站装机规模达到4000万千瓦（其中“三北”地区1140万千瓦），有效提升电力系统调节能力。
2021年4月	国家发改委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策，容量电费纳入输配电价回收 以竞争性方式形成电量电价。电量电价体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，抽水蓄能电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。 完善容量电价核定机制。容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。
2021年9月	国家能源局	《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》	到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右。

资料来源：中国政府网，发改委，能源局，华泰研究

图表35：我国抽水蓄能电站规模历史及预测



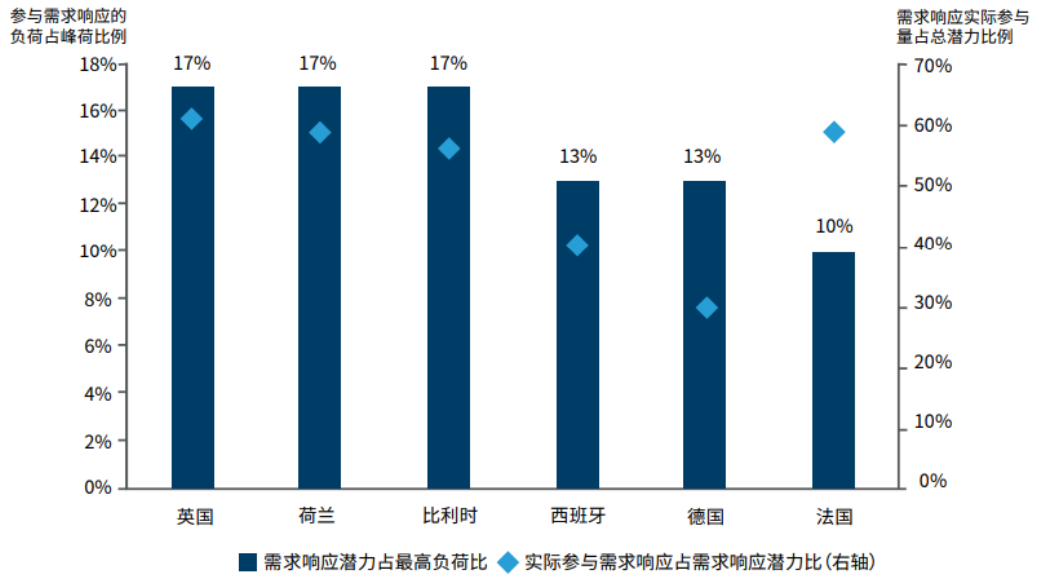
注：详见华泰公用环保组 2024 年 8 月 29 日报告《东方电气：设备龙头，将受益于常态化装机增量》

资料来源：水规院，华泰研究预测

需求侧：充电桩响应和大工业等负荷管理灵活性资源潜力可观

除了上述供给侧灵活性资源，我们参考海外欧洲市场灵活性机制发展历程，可以预期负荷侧灵活性也有望在电力系统灵活性当中扮演一定的角色。根据落基山研究所，TenneT 欧洲输电系统运营商联盟统计显示，2020 年欧洲 6 个典型国家工业中，英国、荷兰和比利时的工业需求响应潜力可以达到最高负荷的 17%、西班牙、德国可以达到 13%，法国也有 10%。从实际参与需求响应的情况来看，目前英国、法国、荷兰的需求响应实际参与量已开发至潜力的 60%左右，而德国和西班牙的开发程度相对较低也有 30%和 40%。电力负荷可以通过负荷中断、负荷削减实现新能源出力不足时的负荷侧向下灵活性，或者通过负荷转移实现新能源大发时的负荷侧向上灵活性调节，是具备较大潜力的资源。欧洲电力系统中配电网密度和占比更高，且发电和用电市场化改革更早，需求侧灵活性资源已经得到一定程度应用，为我国需求侧灵活性资源开发提供了对标的窗口。

图表36：2020年典型国家工业需求侧灵活性潜力及实施情况



资料来源：RMI, Tennet, 华泰研究

十四五以来我国推动需求侧灵活性相关政策强度、频度明显提升。2015年4月中共中央国务院电改“九号文”（《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》）中首次提出“积极开展电力需求侧管理和能效管理”，同年11月国家发改委、能源发布配套文件《关于有序放开发用电计划的实施意见》中首次提出“逐步形成占最大用电负荷3%左右的需求侧机动调峰能力”。2022年3月国家发改委、能源局《“十四五”现代能源体系规划》中进一步明确需求侧响应重点推进行业（电解铝、铁合金、多晶硅等电价敏感型高载能负荷）并上调资源开发目标（力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%；其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的5%左右）。2024年7月《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027）》中需求侧灵活性目标再度加强，要求到2027年，实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%或以上（原目标3~5%）、着力推动具备条件的典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的10%左右（原目标5%左右，从前述欧洲案例可以看到，这个目标是在可实现范围内的）。另一方面提到，要充分利用电动汽车储能资源，全面推广智能有序充电，研究完善电动汽车充电分时电价政策，推动电动汽车参与电力系统互动。

图表37：中国需求侧响应相关政策出台历程

时间	发布机构	文件名称	具体政策
2015年4月	中共中央国务院	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	积极开展电力需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。
2015年11月	国家发改委、能源局	《关于有序放开发用电计划的实施意见》	在前期试点基础上，推广需求响应，参与市场竞争，逐步形成占最大用电负荷3%左右的需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。
2022年3月	国家发改委、能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	高比例释放居民、一般工商业用电负荷的弹性，引导大工业负荷参与辅助服务市场鼓励 电解铝、铁合金、多晶硅等电价敏感型高载能负荷 改善生产工艺和流程，发挥可中断负荷、可控负荷等功能。 力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的5%左右
2023年9月	国家发改委、工信部等六部委	《电力需求侧管理办法（2023年版）》	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 各地负荷监测能力应逐步达到本地区最大用电负荷的70%以上 负荷控制能力应逐步达到本地区最大用电负荷的20%以上
2024年7月	国家发改委、能源局、数据局	《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）》	到2027年，实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%或以上 着力推动具备条件的典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的10%左右。

资料来源：中国政府网，发改委，能源局，华泰研究

我国需求侧充电桩响应、大工业等负荷管理灵活性资源具备可观空间。从理论潜力来看，根据能源局数据，我们以中国夏季、冬季典型日负荷曲线估算，峰谷差约 21~23%，峰平负荷差约 9~10%，平谷负荷差约 13~16%，其中在工业大省 24 小时负荷曲线相对更为平坦，而三产大省午高峰晚深谷特征更加突出，需求侧灵活性资源尚有空间可以挖掘。

1. **充电桩：**随着中国新能源汽车保有量快速提升，供需灵活性资源将自然增长。电动车充电是推高我国电力需求和最高负荷的一股新力量。电动车充电作为一种频率和同时率较为规律的电力需求形式（以上海为例，根据 NRDC 统计，2022 年接近 40% 的新能源私家车每周充电一次，接近 30% 的私家车每周充电两次，平均数为每周充电 1.8 次；此外，新能源出租车充电时间分布在中午 11~16 点较为平均，同时充电率接近 6%，而新能源私家车在晚间 22 点同时充电率达到 14%），通过分时电价、有序用电等机制引导可以改变电动车充电时段分布，从而为电力系统贡献可观的需求侧向上和向下灵活性。我们以新能源车保有量、充电频率、同时充电率和充电桩功率进行估算，预计 2025/30 年我国新能源车同时充电带动的电力负荷为 53GW/208GW，单年增长分别 15GW/42GW，这部分电力负荷通过有效的电价机制有望成为电力需求侧灵活性资源。若分时电价机制引导充电同时率进一步提升，则有望进一步使得灵活性资源量增长。

图表38：以上海为例，私家车平均每周的充电次数为 1.8 次（2022 年）

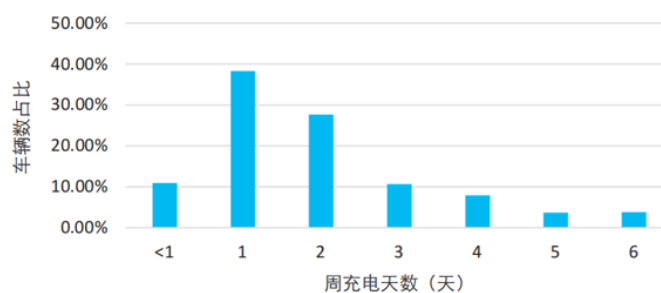


图 20 上海新能源汽车私家车充电频率分布

资料来源：NRDC，华泰研究

图表39：以上海为例，新能源出租车的充电时间在午后分布相对均匀

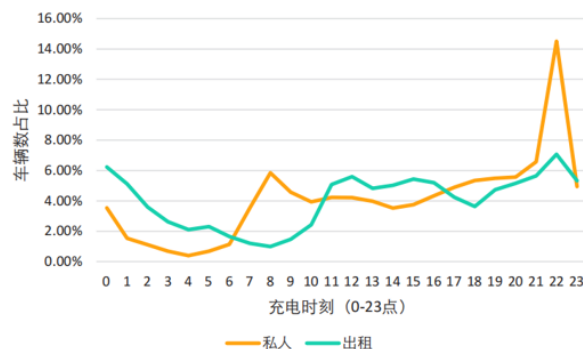
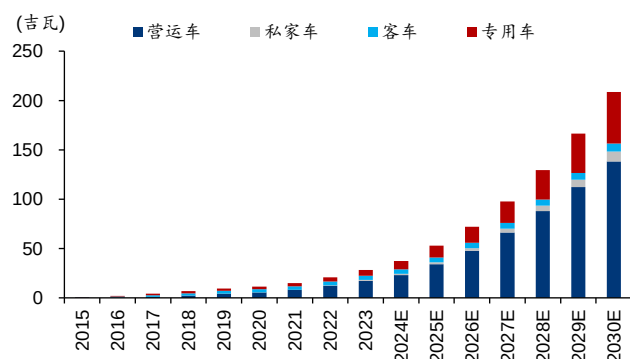


图 21 上海新能源汽车充电时刻分布

资料来源：NRDC，华泰研究

图表40：我国充电桩灵活性空间预测（累计，以最大同时充电功率近似）



资料来源：NRDC，华泰研究预测

图表41：充电桩带动需求侧灵活性主要假设

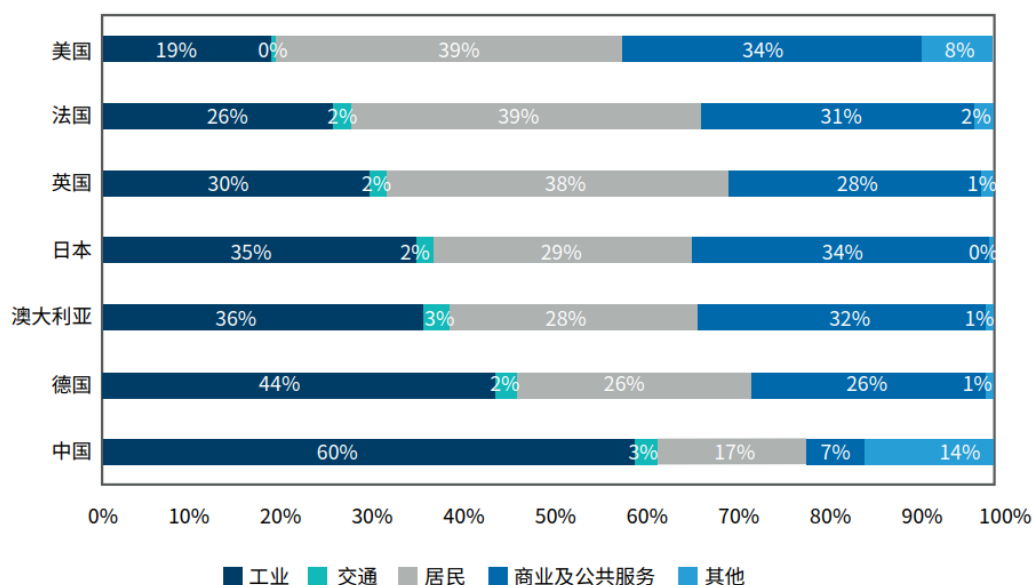
充电类型	充电功率 (KW/桩)	充电同 步率 (%)	平均日充 电次数 (次/日)	2030E 保有量 (万辆)	2030E最大 同时充 电功率 (GW)
营运车	120	6%	1	867	138
私家车	7	4%	0.26	7856	10
客车	120	6%	1	91	8
专用车	120	6%	1	579	52

资料来源：NRDC，华泰研究预测

2. **大工业：**中国较海外更高的二产用电占比带来更为客观的工业负荷灵活性资源潜力。与海外发达国家相比，我国二产用电占比更为突出（以 2023 年为例占全部用电量的 66%，vs 欧美国家一般至多 30~45%），其中四大高耗能产业占工业用电比重达到 41%（有色、黑色、化工、建材分别贡献 13%、11%、10%、7%），而二产高耗能企业具备较强的电价敏感度，因此通过有效的电价信号引导工业负荷率调节有望带动可观的工业负荷灵活性潜力。根据 RMI 统计分析，在政策、技术、补贴等理想条件下，各主

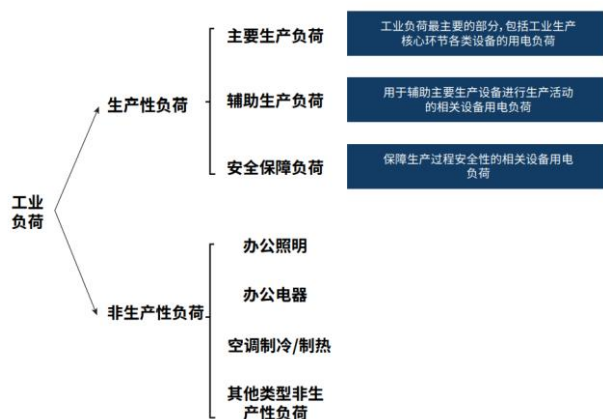
要工业产业的负荷管理响应潜力约为其最大负荷的纺织行业~35%、电解铝~22%、钢铁~20%、水泥/玻璃/设备 20%+；此外根据电科院，商业楼宇暖通空调设备、照明设备等也可提供约为其最高负荷的 25%的负荷管理潜力。目前由于缺乏可持续的商业模式和经济激励、工业生产设备信息化程度不足、技术标准缺失等，工业侧灵活性资源开发尚不充分且较难以计量。我们基于政策目标估算，若我国负荷管理（需求侧响应）2025/27/30 年分别达到最大负荷的 3%/5%/10%，对应灵活性资源总量释放 2025/30 年累计 46GW/187GW，单年新增量 17GW/37GW。

图表42：根据各国分部门电力消费统计对比，中国终端用电中第二产业占比显著高于发达国家（2020 年）



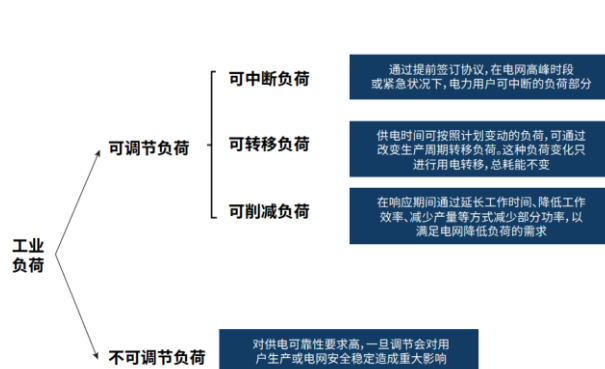
资料来源：RMI，IEA，中电联，华泰研究

图表43：工业负荷按功能分类一览



资料来源：RMI，中国电科院，华泰研究

图表44：工业负荷按调节方式分类一览



资料来源：RMI，中国电科院，华泰研究

从成本角度来说，充电桩优势最为明显，工业负荷调节成本取决于响应维持时长。一般电力负荷管理的成本包含初始技术投资、响应者机会成本、组织者实施成本。对于电动汽车而言，充电桩一般都具备基本测量和通信功能，无额外初始技术投资成本，且有序充电仅通过影响用户行为实现无机会成本，若通过第三方聚合商进行响应管理，根据 NRDC 数据，我们假设组织者实施成本为聚合商平台建设成本约 500 元/桩几乎可以忽略不计，我们按私家车慢充 7kW 功率、每周调峰 0.5 次计算对应度电成本仅 0.03 元/度，对于营运车高频快充来说度电成本可能更低。若采用 V2G 充电桩价格，则单桩价格为普通充电桩的 2-3 倍，根据 RMI 目前来看 V2G 仍在试点应用阶段，具备 V2G 功能的充电桩仅占全部的 0.025%，我们预计成本相对较低的有序充电模式将是现阶段充电桩负荷管理的主要形式。对于工业负荷而言，我们假设适应负荷侧响应所需的生产设备信息化、自动化及智能化改造成本根

据 RMI 和 NRDC 在 200~400 元/kw 之间, 基于单次调峰响应时长 0.5~4 小时不等, 对应调峰成本是 0.1~0.8 元/度之间, 可见工业负荷响应的成本主要取决于调峰行为可维持的时间, 而这进一步取决于工业负荷本身的生产工序特征, 以及生产安全、生产质量等因素对工业负荷变化的外部约束, 此外工业负荷灵活性响应较长的前后准备和恢复时间 (根据 RMI, 需要 0.5~1hr, 对应 2~3% 的变负荷率) 也使得工业灵活性更适合中时、长时而无法满足短时灵活性需求。我们以电解铝和钢铁为例:

1. 以电解铝为例, 根据 RMI, 电解铝负荷包括主要生产负荷 (占电解铝总负荷的 75~90%, 其中铝电解槽占生产负荷的 80%, 是负荷主要来源)、安全保障负荷 (3~10%) 和辅助生产负荷 (5~10%)。电解铝生产在持续稳定电流供应条件下一般是维持 95~98% 负荷率的连续过程, 采用冰晶石—氧化铝融盐电解法, 通入直流电后在 950°C-970°C 下在电解槽内的两极上进行电化学反应。在经由整流器晶闸管 (灵活性在 40%, 此外在成本、节能降碳、安全性能等方面具备优势) 替代二极管 (灵活性在 10%) 改造后, 电解槽可以通过调节整流器输出端的电压或输入功率来调整负荷, 从而提供系统灵活性。由于生产原铝过程中的铝还原电池热惯性较大, 维持时间通常能达数十小时, 因此电源功率的瞬时变化对铝还原电池的热平衡影响很小, 短期中断铝还原槽生产不会使冰晶石凝固。因此, 根据 RMI 电解铝理论上可以提供持续 2hr、深度 20-30% 的负荷侧灵活性能力。
2. 电炉钢工艺亦可提供一定的灵活性, 根据 RMI, 钢铁负荷主要包括生产负荷 (占总负荷的 65~75%, 其中主要负荷为电炉和轧钢, 分别占生产负荷的 40% 和 15%)、辅助生产负荷 (5-10%)、安全保障负荷 (10-15%)。而我国常用的高炉冶金工艺中的高炉和转炉以煤和副产焦炉煤气为能量源, 占总电力负荷比例并不显著。其中, 轧钢属于持续冲击型负荷, 负荷的大小与受到轧制的钢板的型号影响显著, 通过电价等信号调整生产计划、实现错峰生产, 实现小时级的灵活性响应。而电炉属于间歇冲击型负荷, 加热运行过程中以恒定挡位功率运行, 在完成加热任务后会中断送电, 电弧炉在不使得融化金属重新冷却的前提下可以中断生产启停调节约 30 分钟 (根据 RMI)。由于废钢熔点 1530 度, 远高于铝的 660 度, 且装置热惯性低, 供电中断后钢水比铝水更容易冷凝, 因此电炉钢负荷可进行启停灵活性调节的时间会短于铝电解槽。

实际情况中, 工业负荷的调动可能还需考虑设备损耗、排班变化等隐性成本, 实际负荷响应的成本可能高于、资源量可能低于我们的估算。

图表45: 典型工业需求侧灵活性的主要调控设备、响应时间及响应潜力

工业类型	主要调控设备	响应时间			响应潜力
		准备时间	响应时长	恢复投运时间	
电解铝	电解槽、自备电厂	2hr	1-2hr	2hr	20%
钢铁 (炼钢)	电弧炉、轧钢生产线、自备电厂	10-30min	0.5-1hr	10-30min	20%
铁合金	矿热炉、电弧炉、还原炉等	1-2hr	0.5-4hr	1-2hr	30%
水泥	回转窑、立窑等	1-2hr	0.5-2hr	1-2hr	24%
纺织	织布机、加弹机等	0.5-1hr	0.5-4hr	0.5-1hr	35%
玻璃	空压机、退火窑、玻璃熔窑、冷端玻璃切割机等	0.5-2hr	0.5-3hr	0.5-2hr	25%
设备制造	溶化炉、热处理炉、高频炉等	1-2hr	0.5-3hr	1-2hr	20%

资料来源: RMI, 华泰研究

电化学储能平价，将打开新能源装机天花板

相比前面讨论的各种灵活性资源，除了充电桩外，大多数存在明显的资源天花板，而电化学储能具备响应快、持续时间长、资源潜力不受限等明显的优势，若其度电成本下降有望成为中长期支撑我国电力系统日内消纳的主要灵活性资源。这也意味着储能若实现进一步技术降本至 0.3 元/度以下，将成为中长期主力的灵活性资源。储能电站虽然理论可以实现平价，但实际运营仍然存在多重卡点导致调用率偏低，实际成本高于理论成本。我们预计新型电力系统设计通过源网荷储、共享储能等模式创新有望带动储能调用率提升、从 2 小时提升至 4 小时储能时长进而摊薄度电成本，而储能度电成本的下降又将提升其他电力系统灵活性资源中的电网调度优先级，进而形成调度率提高→成本下降的正向循环。

储能度电成本理论值和实际值或存在较大差距，调用率制约实际运营表现

从理论角度出发，随着系统造价下降储能度电成本理论上已降至 0.3~0.45 元/度。23 年以来储能投资成本持续快速下行，参照储能与电力市场 8 月招标数据，2/4h 储能 EPC 平均报价已经分别降至 1.13/0.72 元/Wh；假设储能电站年循环次数 325 次，0 成本充电，其他参数在下表假设下，我们测算 2/4h 的储能电站 LCOS 分别为 0.45/0.30 元/kWh，理论上度电成本已经较低。

但由于实际运营中的利用率制约，实际充电费用不为零，储能度电成本实际运营中可能还有 0.43~0.63 元/度，甚至更高。储能电站实际运行情况较理论测算仍存在较大差异；参照中电联发布的 24H1 储能电站运行数据，日均等效充放电次数为 0.63 次（相当于年完整循环次数 228 次）。其他参数在下表假设下，我们测算 2/4h 的储能电站 LCOS 分别为 0.63/0.43 元/kWh，度电成本有明显抬升。当前大型储能电站利用率低的原因包括：

1. 目前政策考核要求源储同建，但并不保证调用，电网调度次数少导致储能度电成本更高；
2. 储能电站因为收益不好而经常被当作获取风光并网指标的成本支出，在初始投资时追求低价低质，造成实际日历寿命不足；
3. 即使在电力市场化的区域，如山东，23 年现货市场实际高于 3 毛的日间电差价也只有 227 天，因此储能难以仅靠调峰收入实现盈亏平衡。

图表46：大型储能度电成本测算假设

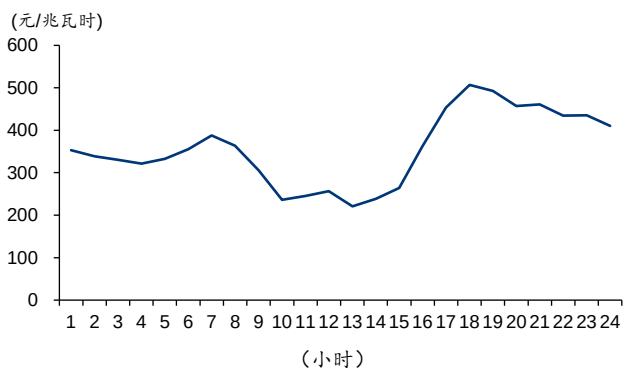
指标	设定值	指标	设定值
电池容量年衰减	1.5%	储能 EPC 单价	1.13 (2h) / 0.72 (4h) 元/Wh
DoD (充放电深度)	85%	年循环次数	325/228 次
电池日历寿命	10 年	平均充电电价	0 元/kWh
电池循环寿命	6000 次	折现率	3.5%
储能电站寿命	20 年	运维费率	1.5%
PCS 寿命	10 年		

资料来源：中电联、储能与电力市场、华泰研究预测

储能平价目前瓶颈 1：利用率不足

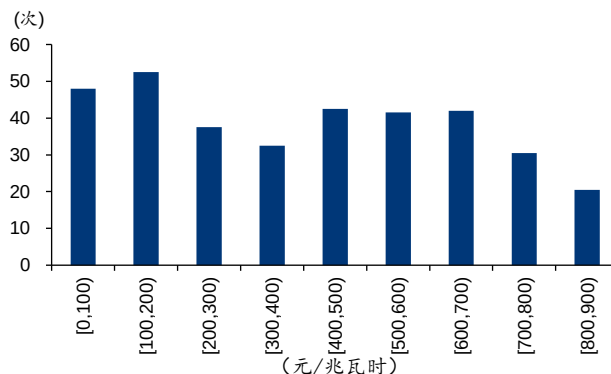
仅靠现货市场和辅助服务市场发挥作用，尚不足以实现高利用率。1) 电力现货市场的推进能够有助于体现峰谷价差，让储能电站通过充放电峰谷价差实现获利，提高循环次数。但我们认为目前的现货市场仍然难以协助储能实现循环次数从 228 天到 325 天的突破。我们以走在最前面的山东现货市场 23 年的数据为例，电力市场电价呈现每日两峰两谷特征，日内最大峰谷价差小于 0.3 元/kWh 的有 138 天，因此现货市场不能完全解决目前利用率的问题。2) 辅助服务市场确实能够帮助拓宽储能电站收益，提高储能利用率，但是如果从机制制定的角度考虑，其他能够提供辅助服务的资源同样应该拥有获得辅助服务收益的权利，从公平角度出发，各种资源应该在辅助市场进行公平竞价，而非给予储能收益倾斜的特权。

图表47：以山东为例，电价呈现每日呈现两峰两谷特征



资料来源：山东电力市场日报，华泰研究

图表48：2023年山东日峰谷价差分布直方图



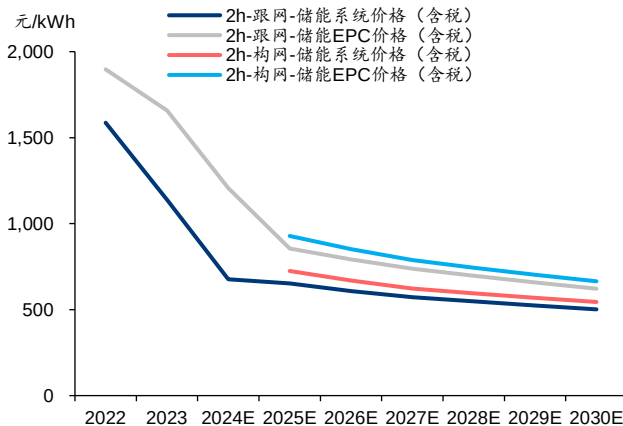
资料来源：山东电力市场日报，华泰研究

储能配置要求下，新能源企业自身也缺乏调度积极性。对于发电商来说，承担配储的投资成本是拿到风光建设指标的必选项，换言之，储能的建设决定取决于新能源配储项目整体的回报率，而非储能电站本身的回报率，且目前新能源存量项目仍然享有保障消纳政策。在这种情况下，储能项目的利用率低，盈利差，可以在一定程度上被风光带来的收益所容忍涵盖。在项目建成之后，初始投资成本已经属于沉没成本，对于单次的充放电行为决策来说，只要发电收益能够涵盖充电成本、电力损耗成本和运维成本（该条件较容易满足），即应该执行充放电行为。所以储能项目运营方必然想提升储能利用率，但储能利用率实际利用情况取决于电网调度的时间与次数，而远期真正决定电网调度情况的核心是各类可调度资源的成本比较（优先调度低成本资源）。

储能平价关键点 2：降低投资成本

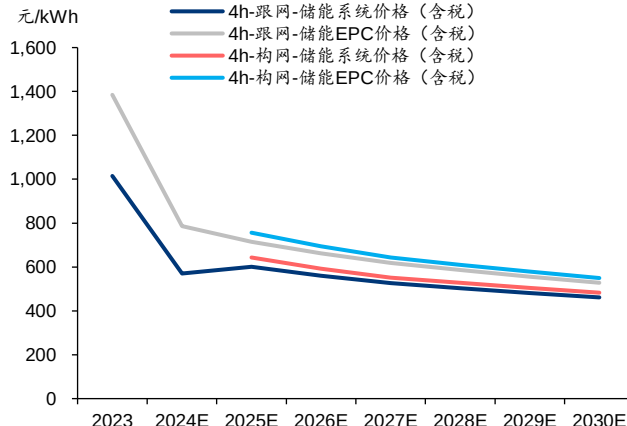
储能投资成本伴随规模效应、技术进步与锂价下跌持续下行，从中标价格来看，22/23 年 2h 储能 EPC 均价为 1.90/1.66 元/Wh，24 年 8 月最新均价为 1.13 元/Wh；23 年 4h 储能 EPC 均价为 1.38 元/Wh，24 年 8 月最新均价为 0.72 元/Wh。我们预计后续锂价相对稳定，假设含税价格维持在 10 万元/吨左右，后续储能非锂投资成本仍将伴随规模效应与技术进步稳步下行，假设构网型 PCS 裸机成本是跟网型裸机的 2~3 倍（取中值 2.5 倍），预计到 30 年 2h 的跟网/构网型储能 EPC 含税价格分别为 0.62/0.66 元/Wh，4h 的跟网/构网型储能 EPC 含税价格分别为 0.53/0.55 元/Wh。因此虽然目前很多场景和要求不需要 4h 储能，但是随着新能源渗透率提升，4h 储能的需求逐步提升也将进一步降低储能投资成本，将协助储能度电成本想象空间的进一步打开。

图表49：配储时长为 2 小时的储能系统与 EPC 价格预测



资料来源：储能与电力市场，华泰研究预测

图表50：配储时长为 4 小时的储能系统与 EPC 价格预测



资料来源：储能与电力市场，华泰研究预测

长期来看，储能度电成本降至 0.3 元/度以下，将成为灵活性资源主力，彻底解决瓶颈问题。我们认为未来诸多因素有望推动储能利用率提升，叠加成本下降，推动远期储能度电成本的优化。我们假设 2030 年系统年循环次数可达 325 次，投资成本下降后，4h 构网型储能系统的度电成本可以下降到 0.25 元/kWh，2h 构网型储能系统的度电成本同样可以下降到 0.29 元/kWh。

具体而言，提升利用率的方式主要包括：

- 1. 源网荷储模式下储能利用率和回报率确定性更强。**24 年 4 月，国家能源局综合司发布《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，明确接受电力系统调度新型储能分为调度调用新型储能、电站自用新型储能两大类型。其中，电站自用新型储能指与发电企业、用户等联合运行，由发电企业、用户等根据自身需求进行控制的新型储能电站，包括未独立运行的新能源配建储能、火电联合调频储能、具备接受调度指令能力的用户侧储能等。24 年 10 月，国家能源局最新印发的《分布式光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿）》，对分布式光伏管理方面给出有关新规。其中要求，大型工商业分布式光伏必须选择全部自发自用模式，项目投资主体应通过配置防逆流装置实现发电量全部自发自用。在微网模式下，发电与储能均可由业主自主控制，不依赖于电网调度，投资回报预期的确定性增强。
- 2. 共享储能实现结构优化，协助提升利用率。**新能源电站可以通过租用共享储能方式，满足配储要求。共享储能位于电网侧，规模高于发电侧小型储能，PCS、BMS、箱体及 EPC 建设均有规模效应，有助于实现成本优化。此外，大型储能电站单体容量更大，多建在 110KV/220KV 并网点，相较于建在 35KV 并网点的发电侧储能更容易被调度系统调用，节约调度资源。根据中电联数据，24H1 电化学储能电站日均等效充放电次数为 0.63 次（相当于每 1.6 天完成一次完整充放电），同比 23H1 提升 0.05 次；其中，独立储能的日均等效充放电次数由 0.36 次提升至 0.73 次（相当于每 1.4 天可完成一次完整充放电）。
- 3. 远期利用率突破核心在于可调度资源的成本比较。**储能利用率实际利用情况取决于电网调度的时间与次数，而远期真正决定电网调度情况的核心是各类可调度资源的成本比较。随着新能源发电占比的提升，对于灵活性资源的需求随之提升，电网调节的压力会进一步加大，当可调度的低成本资源，如火电灵活性，抽蓄资源耗尽时，储能项目的利用率将会自然提升。

图表 51：储能度电成本敏感性测算

2h 系统 年循环次数	储能 EPC 单价（元/Wh）						
	1.2	1.1	1	0.9	0.8	0.7	0.6
200	0.76	0.71	0.65	0.60	0.54	0.49	0.43
225	0.68	0.63	0.58	0.53	0.48	0.43	0.39
250	0.61	0.57	0.52	0.48	0.43	0.39	0.35
275	0.55	0.51	0.47	0.43	0.39	0.35	0.32
300	0.51	0.47	0.43	0.40	0.36	0.33	0.29
325	0.47	0.43	0.40	0.37	0.33	0.30	0.27
350	0.43	0.40	0.37	0.34	0.31	0.28	0.25

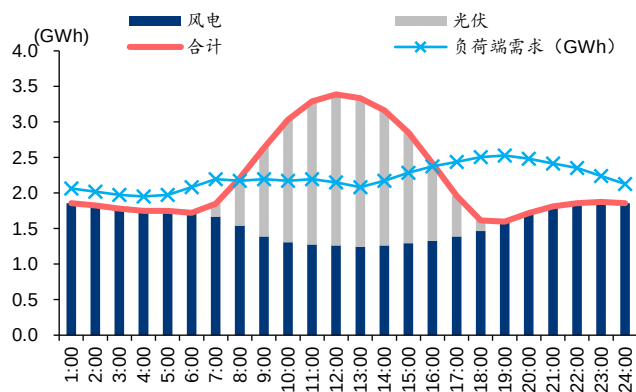
4h 系统 年循环次数	储能 EPC 单价（元/Wh）						
	0.8	0.75	0.7	0.65	0.6	0.55	0.5
200	0.54	0.51	0.48	0.46	0.43	0.40	0.38
225	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38	0.36	0.33
250	0.43	0.41	0.39	0.37	0.34	0.32	0.30
275	0.39	0.37	0.35	0.33	0.31	0.29	0.27
300	0.36	0.34	0.32	0.30	0.29	0.27	0.25
325	0.33	0.31	0.30	0.28	0.26	0.25	0.23
350	0.31	0.29	0.28	0.26	0.25	0.23	0.21

资料来源：华泰研究预测

风光配比优化也能降低储能成本

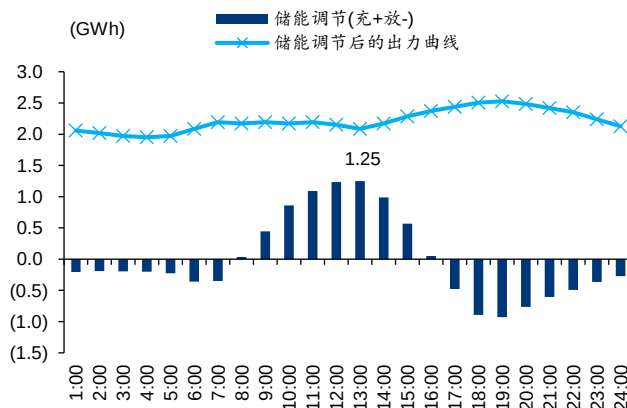
风光出力与负荷需求的错配带来配储需求。我们假设一个区域新能源发电比例达到 100%，测算不同风光装机比例下的配储需求。以风电/光伏装机分别为 6/4GW 为例进行测算，基于中电联的全国风电光伏利用小时数据，我们按照风电/光伏年利用小时数分别为 2300/1400 小时假设，年发电量合计 19400GWh ($6 \times 2300 + 4 \times 1400 = 19400$ ，我们假设等同于该地年用电量)。参照山东风光出力曲线及日间负荷曲线，我们绘制出该场景下的出力曲线和负荷需求曲线。我们可以看到两者之间存在明显错配，在 8:00 至 16:00 存在风光出力相对负荷需求溢出的情况；在 17:00 至 7:00 风光出力则无法满足负荷需求。配置储能可以解决两者之间的错配问题，在风光装机比 6:4 的情境下，日内错配/需调节负荷量为 6.52GWh，单小时最大错配量为 1.25GWh，装机 1.63GW/6.52GWh 储能（未考虑充放电损失等）可以充分覆盖调节需求，解决错配问题。

图表52：原始光伏风电出力曲线（光伏风电装机比为 4:6）



资料来源：兰木达，华泰研究预测

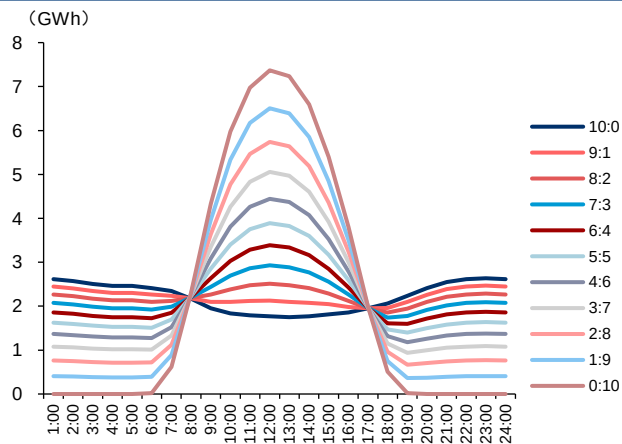
图表53：储能调节后的出力曲线与负荷曲线一致



资料来源：兰木达，华泰研究预测

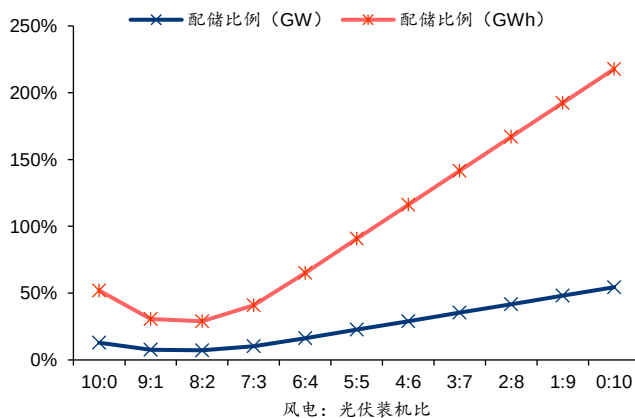
配储需求主要受风光系统中光伏装机占比增高驱动，当风光装机比例达到 8:2 时所需配储比例最低，整体上风电对于灵活性资源需求小于光伏。我们在年度总发电量/负荷需求量为 19400GWh 假设下，根据不同风光装机配比情形下的出力曲线测算需要配储比例数据。我们发现当风光装机比在 8:2 附近时，风光整体出力曲线更为接近负荷需求曲线，所需的配储需求最少。同时，光伏出力曲线日内波动性相较于风电更大，因此风光系统中光伏装机比例较高时，对于配储的需求较高。

图表54：风光系统中出力曲线波动性与光伏装机占比呈现高正相关性



资料来源：华泰研究预测

图表55：风光装机配比为 8:2 时所需配储比例最低



资料来源：华泰研究预测

新型电力系统的趋势性机会

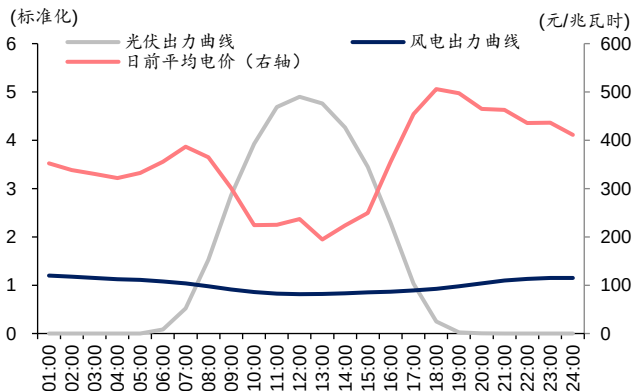
方向一：新能源风电有望结构性受益于新型电力系统的推进

在新能源电源品类当中，风力发电的同步率相对较低，一方面使得其对电力系统灵活性资源的消耗更少，此外也将使得风电在电力市场中电价折让更少、且出力置信度更高。因此，随着新型电力系统的推进，我们或看到电站开发商对风电项目收益率的偏好，以及电力系统运营商对风电可靠性的偏好。

1. 从电价角度来看，我们看到 2023 年山东电力市场逐小时的日前现货平均电价呈现出了明显的鸭子曲线特征（中午电价低，早晚电价高峰，夜间电价居于中间），2023 年山东风电、光伏发电量渗透率分别 8%、10%，在渗透率相当的情况下可以看到光伏同时出力对电价曲线的影响远大于风电：山东现货电价与光伏出力呈现明显负相关关系、而与风电出力关联度较低（山东风光发电出力曲线参考兰木达数据）。我们基于日前现货平均电价和风光出力曲线进行逐月拟合，估算 2023 年 1 月到 2024 年 8 月间，假设山东光伏全部进入现货市场交易，可实现的加权平均电价较煤电标杆电价（0.3949 元/度）会折让 5~70% 不等，平均折让 38%；而风电仅折让 42%~溢价 13% 不等，平均折让 12%（详见我们于 2024 年 1 月 12 日发布的《电力市场化系列一：定量分析山东市场化电价》）。因此，若无储能配套，随着电力市场化的持续推进，风电在电力市场中将实现相对较高的电价，项目回报率更具保障。
2. 从可靠性角度来看，正如我们前面所讨论的，在海外美国 PJM、英国国家电力市场的实践当中，风电的置信系数相对更高（PJM 市场给予陆风、海风容量置信系数 34%、61%，vs 固定光伏、跟踪光伏分别 8%、13%；英国市场给予陆风、海风容量置信系数 7%、8%，vs 光伏 6%），这主要是由于风电机组相对更低的同步率以及更分散的出力分布。因此，风电新增装机对于电力系统来说在极端气候、最高负荷下的支撑能力会更具保障。

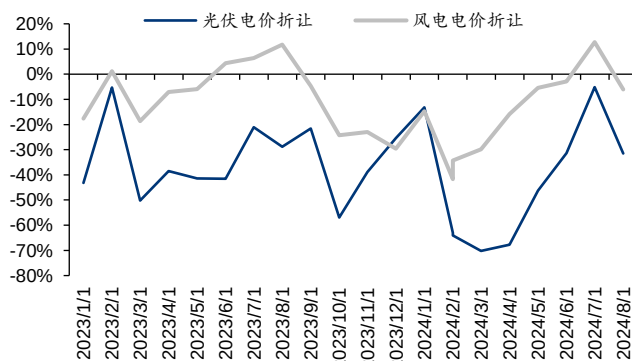
从实际数据来看，今年前九个月国内光伏招标 208GW，同比增长 22%，风机公开招标 91GW，同比+71%。风电行业需求增长速度体现出更强的韧性。

图表 56：山东光伏风电出力曲线和日前电价对比（2023 年平均）



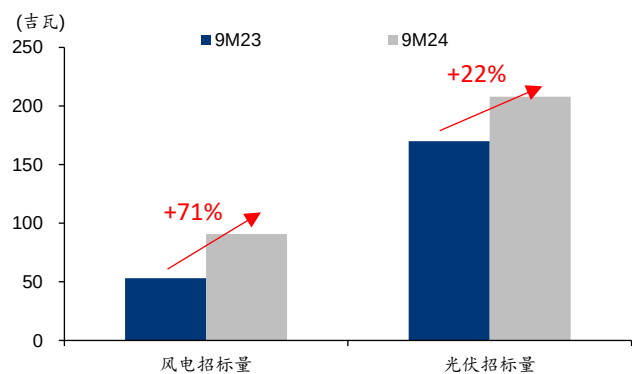
资料来源：山东电力市场日报，兰木达，华泰研究

图表 57：2023 年以来山东电力市场风光较标杆折让幅度逐月趋势



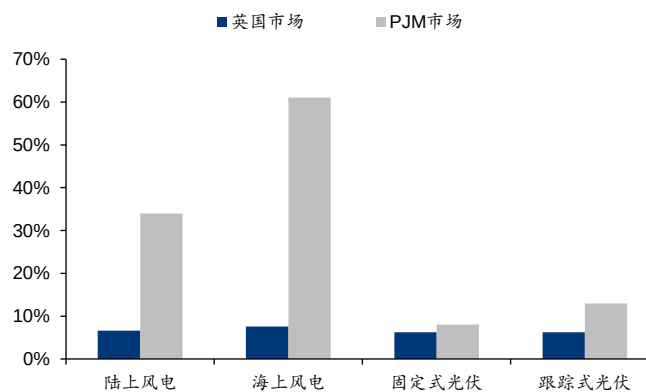
资料来源：山东电力市场日报，兰木达，华泰研究

图表58：已修改国内风电光伏招标同比情况



资料来源：招标网，华泰研究

图表59：风电和光伏出力置信系数对比



资料来源：UK National grid, PJM，华泰研究

方向二：灵活性资源投资加大，配网更受益于需求侧升级

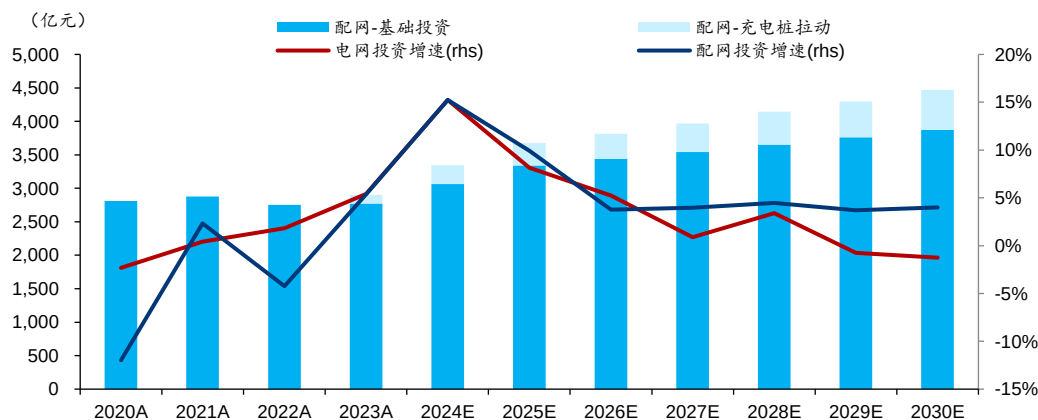
基于我们前文推演，火电灵活性改造、抽水蓄能建设、负荷管理等灵活性资源的开发，叠加最高负荷的自然增长，有望创造能够维持新能源当前建设节奏（风+光 300~350 吉瓦/年）所需的消纳空间。其中，灵活性资源释放有望带来供、需两侧投资机会：

供给侧灵活性资源投资有望稳中有增。我们预计 2024~27 年火电灵活性改造“应改尽改”对应年均改造规模 1.6GW，较 2023 年（1.1GW）提升~40%，且火电灵活性改造或向变负荷率更快、深调比例更低方向发展，提升灵活性改造技术难度和价值量，基于改造规模~1.6GW/年和单 GW 投资额~1 亿/GW 我们估算对应市场规模约在 10~20 亿/年；抽水蓄能电站基于当前建设和招标节奏，投产有望从 2026 年起加速，基于新建规模~10GW/年和单 GW 投资额~5.5 元/W 我们估算对应市场规模 50~60 亿/年。

配网投资（网内+网外）有望受益于需求侧灵活性的挖掘以及需求侧自平衡机制的理顺。目前电力供需平衡以省调为基础，对直调机组具备较好的调度能力，但对市级、县级资源的调度能力有限。随着分布式能源的崛起带来电力供需灵活性压力的向下渗透，我们认为电力系统的日内平衡问题将不仅仅靠主网统一调度解决，区域自平衡的重要性也将持续提升。如分布式光伏渗透率高的德国，就采用自平衡单元（Balancing unit）的形式，一方面下放电力供需平衡的权责，提升地方自平衡的激励和效果；另一方面更加充分调动底层灵活性资源，降低对主网升级的依赖。

而上述目标的实现我们认为均首先需要需求侧电力单元可观、可测、可调、可控能力的提升，无论是充电桩智能化改造，大工业等需求侧负荷侧响应改造，还是分布式光伏安装我们认为都有望带动配网投资扩容。我们此前报告《能源转型-但问路在何方》（2023.12.01）中指出，配网扩容与双向化的滞后，将显著影响新能源车充电桩与分布式新能源的投资。历史上中国配网投资占比相对偏低，2019-2022 我国配网投资占比逐步下降，2022-2023 年仅 55%。对比来看，美国 2019-2023 年配网投资占比则持续提升，整体均高于 60%。24 年年内国家能源局针对配电网二次发文，深入推进配电网高质量发展任务的落地，我们认为国内配网投资占比与增速有望继续提升。我们预计配网投资 24/25 年增速有望达到 15.2%/9.9%，24-30 年期间 CAGR 有望达到 6.4%。其中，新能源车-充电桩将于 2030 年带来 595 亿元的配网投资需求，24-30 年期间 CAGR 有望达到 24.5%；而配网基础投资 24-30 年期间 CAGR 有望达到 4.9%。

图表60：2020-2030 年配网投资情况



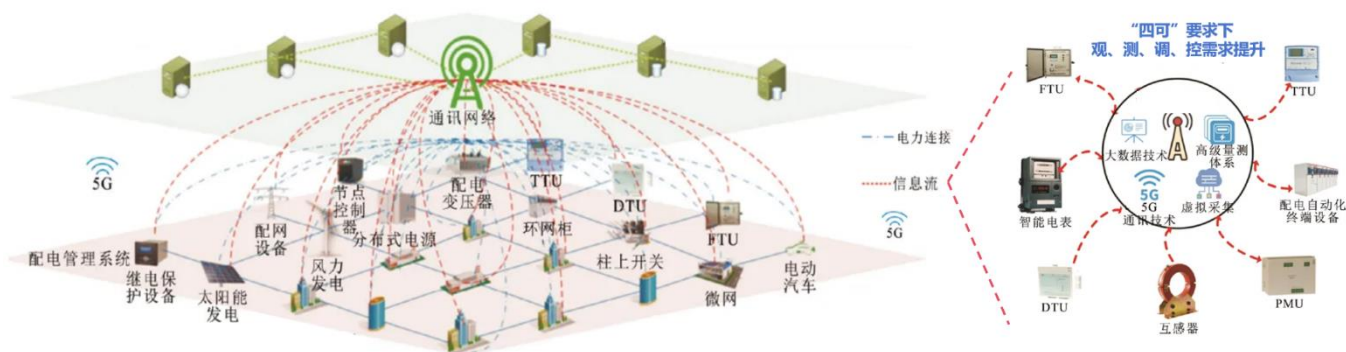
资料来源：中电联，华泰研究预测

细分品类来看，我们认为可能包括几块趋势：

在新型电力系统发展的趋势下，配电网需要逐步从单向无源电网走向双向有源电网，对于具备调控监测功能的设备需求明显提升。我们以分布式光伏电站为例，在“可观、可测、可调、可控”要求下，系统对设备运行监测、调节控制等方面的能力要求不断提升，具体来说：1) 可观：需要构建光伏采集通信架构，建立设备运行状态监测体系；2) 可测：实现低压分布式光伏用户数据分钟级采集，实现对于发电的实时感知、运行监测和异常分析；3) 可调：建立柔性调节能力，实现光伏功率和电压柔性可调；4) 可控：需要建立刚性控制能力，实现全部低压分布式光伏刚性可控。

在“四可”要求下，我们认为智能物联电能表、WAMS 系统等在分布式光伏、充电桩等领域均具备较大的发展空间。物联电能表在实现基础的可测功能之上，通过模块升级，可以兼具可调（控制发电量）和可控（控制关断）功能；WAMS 系统（广域测量系统 Wide Area Measurement System），是基于同步相量技术构成的新一代电网动态监测和控制系统，利用全球定位系统 GPS 时钟同步，进行广域电力系统状态测量，非常适合大规模电网调度。PMU（相量测量单元 Phasor Measurement Unit），是 WAMS 系统的基础信息采集单元，利用 GPS 信号对电压、电流同步测量，进行分析，提供频率、相位和幅值信息。

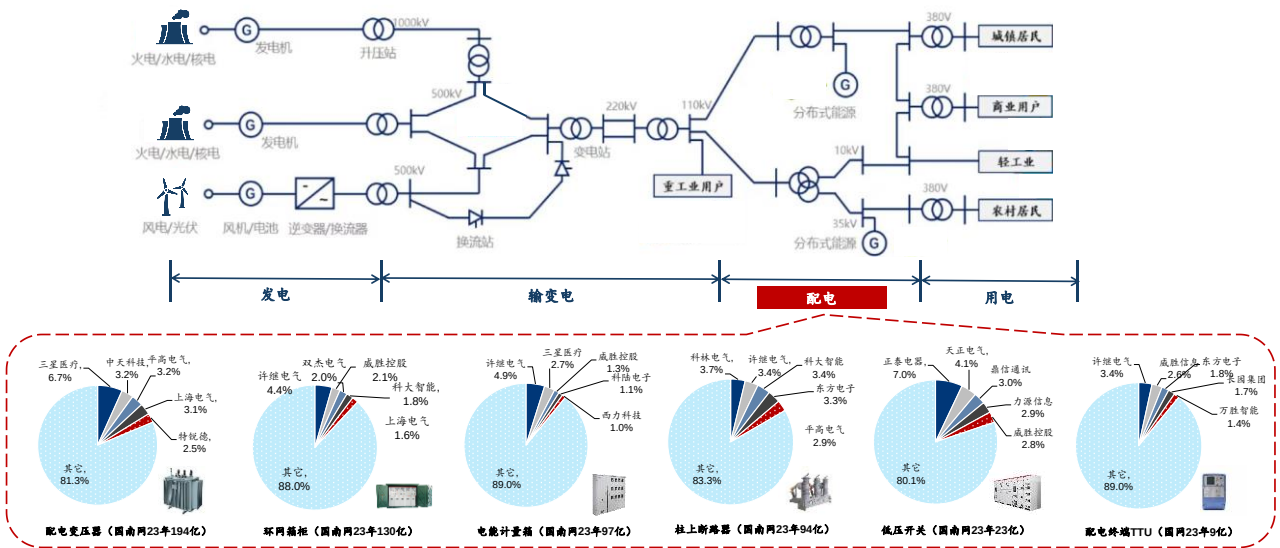
图表61：“四可”要求下配电网智能化升级需求提升



资料来源：电气时代，华泰研究

市场格局分散，关注结构性机会。24 年以来配网变压器招标维持高速增长。2021/2022/2023 年全年国网配电变压器招标金额分别是 171.2/157.6/173.6 亿元，24 年 1-7 月合计金额达到 71.5 亿，同比增长 27%。国内配网扩容，海外需求共振，带动一次设备供应商迎来高成长机遇；同时建议关注配网柔性化与数字化的升级需求。推荐三星医疗（华泰能源转型组和医药组联合覆盖）。其他产业链企业包括东方电子等。

图表62：2023年配网主要环节中标情况



资料来源：Data 电力，华泰研究

方向三：电化学储能将从瞬时安全、短时平衡、长时充裕多个维度助力新能源发展

电化学储能将是十五五末期开始电力系统所需灵活性资源的主要增量来源。基于我们前文推演，新能源风光渗透率的持续提升将不可避免的推动电力系统日内供需不平衡的放大，带来灵活性资源需求的持续增长。而在存量灵活性资源充分开发调动后，我们预计电化学储能有望在十五五末到十六五初开始成为电力系统应对短时不平衡问题的主要灵活性工具。同时，电化学储能度电成本与其利用率强相关，因此随着电力系统对电化学储能调度次数的提升，将进一步推动其度电成本的下降，实现利用率提升-成本下降的正向循环。

而在此之前，我们认为电化学储能将首先在应对电力系统瞬时安全问题上发挥重要作用。在弱电网场景中（如新能源大基地、海风送出、分布式微网等）配置构网型 PCS 以提升局部电网韧性和支撑能力或逐步成为系统刚需。构网型储能区别于传统跟网型储能的点在于其可以利用虚拟同步发电机技术为储能赋予“惯性”，赋予这一能力的核心技术在于 PCS 的改造升级。构网型储能技术通过超配 PCS 方式提高过载能力构建起支撑大电网稳定运行的电压源，对于 PCS 提出了更高的技术要求，同时价值量更高，具有构网型技术的头部企业在产品研发和客户配合上有先发优势，伴随构网型技术渗透率提升，我们认为 PCS 市场格局集中度有望进一步提升。我们估算构网型技术推广后有望为储能 PCS 带来 50% 以上的增量规模空间。我们认为构网型储能未来的应用场景主要有两种：风光大基地与分布式自平衡单元，我们预计到 2030 年两种场景下的构网型储能装机规模分别为 19.2/5.7GW，合计 24.9GW，对应的构网型储能 PCS 的需求达到 29.9GW，渗透率达到 38.5%。我们预计到 2030 年，在不考虑构网技术的情境下，储能 PCS 裸机/一体机（含变压器）的市场空间分别为 41.2/103.9 亿元；在考虑构网技术的情境下，则分别达到 65.0/127.7 亿元，空间增长 58%/23%。

图表 63：储能 PCS 市场空间测算

	单位	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
构网型储能 PCS 需求测算								
构网型储能 PCS 装机	GW	1.5	7.1	14.6	21.5	23.2	24.1	24.9
构网型储能 PCS 需求 (假设需求/装机=1.2)	GW	1.8	8.5	17.5	25.8	27.8	28.9	29.9
构网型储能 PCS 空间增量测算								
储能 PCS 需求	GW	40.5	47.4	55.4	64.6	74.4	77.6	77.6
原市场空间：								
储能 PCS 裸机市场空间	亿元	36.4	36.3	38.2	40.0	43.8	43.4	41.2
储能 PCS 一体机市场空间	亿元	80.9	85.9	93.2	100.9	110.5	109.4	103.9
考虑构网后：								
储能 PCS 裸机市场空间	亿元	38.9	46.0	56.2	64.0	68.3	67.6	65.0
储能 PCS 裸机市场空间增幅		7%	27%	47%	60%	56%	56%	58%
储能 PCS 一体机市场空间	亿元	83.4	95.6	111.2	124.9	135.0	133.6	127.7
储能 PCS 一体机市场空间增幅		3%	11%	19%	24%	22%	22%	23%
构网型 PCS 需求	GW	1.8	8.5	17.5	25.8	27.8	28.9	29.9
构网型 PCS 裸机市场空间	亿元	4.1	16.2	30.1	40.0	40.9	40.4	39.7
构网型 PCS 一体机市场空间	亿元	6.1	25.1	47.4	64.3	65.8	65.0	63.8
跟网型 PCS 需求	GW	38.7	38.9	37.9	38.8	46.6	48.7	47.7
跟网型 PCS 裸机市场空间	亿元	34.8	29.8	26.1	24.0	27.5	27.2	25.3
跟网型 PCS 一体机市场空间	亿元	77.3	70.5	63.8	60.6	69.2	68.6	63.9

资料来源：能源局、CNESA、储能与电力市场、华泰研究预测

中长期,电化学储能也将成为提升新能源风光电站置信出力、提升系统长时充裕度的方式,新能源电站 10%置信出力要求也意味着储能配比不能低于 20%/2hr 或 10%/4hr。国家发改委、能源局在《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027 年)》中首次提出“着力打造一批系统友好型新能源电站,实现新能源置信出力提升至 10%以上”。这是国家政策层面首次引入电源“置信出力”的概念,也是首次对置信出力比例提出量化目标。

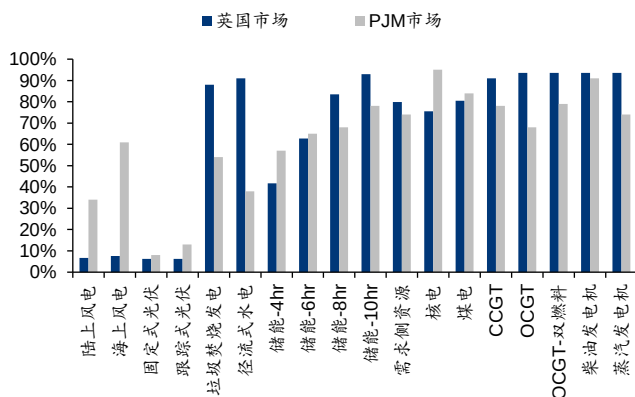
1. 置信出力代表的是电站对尖峰负荷和极端负荷的支撑能力,在海外运行容量市场的电力市场(如英国国家电力市场,美国 PJM 区域市场)中率先广泛应用。置信系数的计算是基于特定电源出力和电力负荷的历史数据,进行蒙特卡洛模拟,衡量在不改变电力系统可靠性水平(以负荷中断时间 LOLE,或未满足电量 EEU 等指标来衡量)的前提下,新增机组可以替代的理想机组容量或可承载的负荷水平。
2. 一般而言,可以支撑尖峰负荷的电源会比只能在低谷发电的电源具备更高的置信系数;此外,出力同步率低甚至互补型电源会比高出力同步率的电源具备更高的置信系数。因此,从英国、美国实际置信系数设定来看,波动可再生新能源的置信系数普遍低于传统电源;光伏置信系数会随着光伏装机总量的增加而边际递减,风电暂时没有这一担忧。
3. 我们参考英国对不同时长储能的置信系数以及国内对光伏置信系数的惯例假设,1GW 光伏配 10%/4hr 储能或 20%/2hr 储能可实现约 8%的简单加权置信系数,其中,光伏、10%/4hr 储能、20%/2hr 储能置信系数分别为 5%、40%、20%。考虑到根据 AEMO 研究,光储耦合系统实际置信系数会略高于光储独立系统简单加权的置信系数,因此我们认为要实现两部委提升新能源置信出力至 10%的政策目标,新能源电站配储比例将不低于 20%/2hr 或 10%/4hr。

图表64: 新能源配储提升置信度到 10%的两种思路

方式1:				方式2:			
	名义容量 (GW)	置信系数 (%)	置信容量 (GW)		名义容量 (GW)	置信系数 (%)	置信容量 (GW)
光伏	1	5%	0.05	光伏	1	5%	0.05
储能(4hr)	0.1	40%	0.04	储能(2hr)	0.2	20%	0.04
光储简单加权	1.1	8%	0.09	光储简单加权	1.2	8%	0.09
光储系统耦合	1.1	10%	0.11	光储系统耦合	1.2	10%	0.11

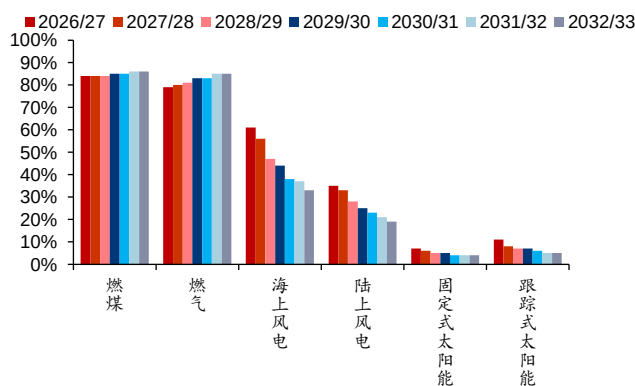
资料来源:华泰研究预测

图表65: 英国、美国 PJM 最新招标中新能源置信系数远低于传统能源



资料来源: National Energy Market, PJM, 华泰研究

图表66: 根据 PJM, 风电和光伏置信系数随装机容量提升而边际递减



资料来源: PJM, 华泰研究

推荐阳光电源、国电南瑞(均为华泰电新组覆盖)。

图表67： 产业链公司估值表（截至 20241024）

股票名称	股票代码	市值/百万 (当地币种)	EPS (元)			PE (倍)		
			2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E
东方电子	000682 CH	15,311	0.52	0.64	0.79	22.03	17.71	14.46
金风科技	002202 CH	42,374	0.55	0.69	0.80	19.59	15.74	13.48
运达股份	300772 CH	8,835	0.81	1.10	1.41	15.63	11.44	8.95

资料来源：Wind 一致预测、华泰研究

图表68： 重点推荐公司一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	最新收盘价	目标价	市值 (百万) (当地币种)	EPS (元)				PE (倍)			
			(当地币种)	(当地币种)		2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E
三星医疗	601567 CH	买入	33.08	44.25	46,679	1.35	1.66	2.07	2.58	24.50	19.93	15.98	12.82
阳光电源	300274 CH	买入	92.00	100.26	190,735	4.55	5.57	6.18	7.14	20.22	16.52	14.89	12.89
国电南瑞	600406 CH	买入	26.48	29.00	212,709	0.89	1.00	1.15	1.30	29.75	26.48	23.03	20.37

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

注：数据截至 20241024

图表69： 重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
三星医疗 (601567 CH)	公司公布 24Q3 业绩，Q3 实现营收 34.36 亿元（yoy +23.21%，qoq-13.50%）；归母净利 6.66 亿元（yoy+7.43%，qoq-15.28%）；扣非归母净利 6.70 亿元（yoy+30.03%，qoq-4.66%）。公司双主业、双市场进展顺利，季度毛利率持续环比提升，我们看好公司双主业后续发展，维持“买入”评级。 风险提示：电网投资力度不及预期风险，海外智能电表渗透率增速不及预期风险，行业竞争加剧风险，原材料价格上涨风险，医疗业务不及预期风险。 报告发布日期：2024 年 10 月 24 日 点击下载全文：三星医疗(601567 CH,买入)：三季度业绩快速提升，在手订单高增
阳光电源 (300274 CH)	上半年营收净利稳健增长 公司 24 年 H1 实现营收 310.20 亿元，同比+8.38%；实现归母净利润 49.59 亿元，同比+13.90%。24 年 Q2 实现营收 184.06 亿元，同比+14.74%；实现归母净利润 28.63 亿元，同比+0.57%。考虑到公司海外储能全面开花，盈利能力较好，我们上调储能出货量与毛利率假设，上调公司 24-26 年净利润预测值至 115.42/128.05/148.01 亿元（前值 104.95/115.61/126.85）亿元。可比公司 24 年 Wind 一致预期平均 PE 为 17 倍，考虑到公司作为行业龙头，逆变器与储能业务开拓优异，给予公司 24 年 18 倍 PE，目标价 100.26 元（前值 96.14 元），维持“买入”评级。 风险提示：原材料价格上涨超出预期，下游需求不及预期，行业竞争加剧。 报告发布日期：2024 年 08 月 24 日 点击下载全文：阳光电源(300274 CH,买入)：营收稳定增长，毛利率显著提升
国电南瑞 (600406 CH)	二次设备龙头，主业稳健增长 公司 24H1 实现营收 201.14 亿元，同比+10.02%，归母净利 27.09 亿元，同比+8.36%，扣非净利 26.22 亿元，同比+7.72%，公司网内外业务协同发展，业绩稳健增长。我们维持盈利预测，预计公司 24-26 年归母净利 80.27/92.14/104.18 亿元，可比公司 24 年 Wind 一致预期下平均 PE 23 倍，考虑公司的二次设备龙头地位，给予公司 24 年目标 PE 29 倍，对应目标价 29.00 元（前值 29.00 元），维持“买入”评级。 风险提示：电网投资不及预期，行业竞争加剧。 报告发布日期：2024 年 08 月 28 日 点击下载全文：国电南瑞(600406 CH,买入)：主业稳健增长，网外占比提升

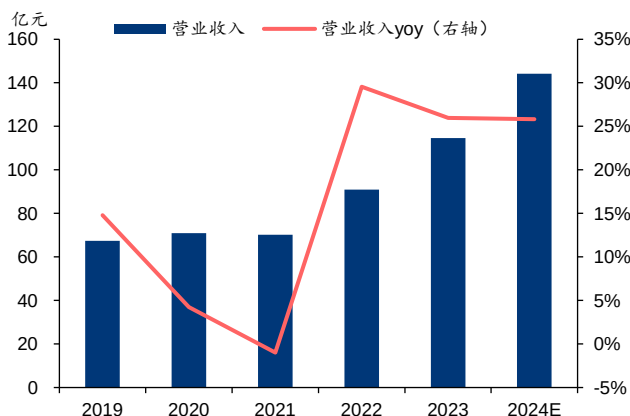
资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

产业链标的梳理

三星医疗：配用电与医疗双龙头，成长空间广阔

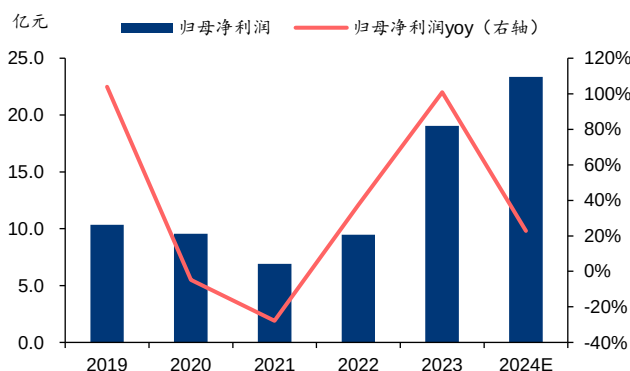
公司是国内智能配用电与医疗服务领域双龙头，具备突出的**管理力**（双主业运营架构清晰、激励制度完善）、**产品力**（公司电表、配电变压器在对于产品质量要求更为严苛的网内市场份额稳居前列）与**渠道力**（主要面向电力相关客户，海外版图持续扩大）。23年配用电出海放量叠加医疗服务业务持续扩张，带动公司业绩快速增长，23年公司实现营收114.63亿元，同比+25.99%，归母净利润19.04亿元，同比+100.79%；24H1公司实现营收69.97亿元，同比+26.11%，归母净利润11.50亿元，同比+32.23%，维持高增态势。公司经营性现金流与净利润高度吻合，公司重视股东回报，维持高比例现金分红水平，2020-2023年均维持在47%以上。

图表70：2019-2024年公司营业收入及其增速



资料来源：Wind，华泰研究预测

图表71：2019-2024年公司归母净利润及其增速

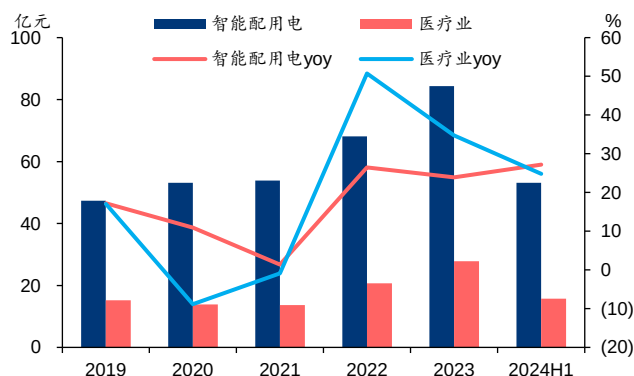


资料来源：Wind，华泰研究预测

- 1、智能配用电板块产品矩阵丰富，积极布局配电出海。**智能配用电板块产品可细分为配电、用电和新能源三大类，公司拥有较为完整的产品矩阵，已形成一体化的整体解决方案。公司在国内电网中标金额保持行业领先，网外行业大客户覆盖率不断提升；同时不断深化海外市场本地化，加大海外配电的拓展。公司搭建全球化的营销平台，主要面向各国电力客户，聚焦欧洲、中东、亚太、美洲、非洲五大区域市场。
- 2、康复医疗是公司医疗板块战略发展的重要方向。**公司围绕实体医疗机构的建设、运营、投资并购，重点打造以重症康复为特色，神经康复与功能康复为核心，老年康复为基础的高品质康复连锁专科。截至24H1，公司下属医院已达34家，其中康复医院28家，总床位数已超万张。

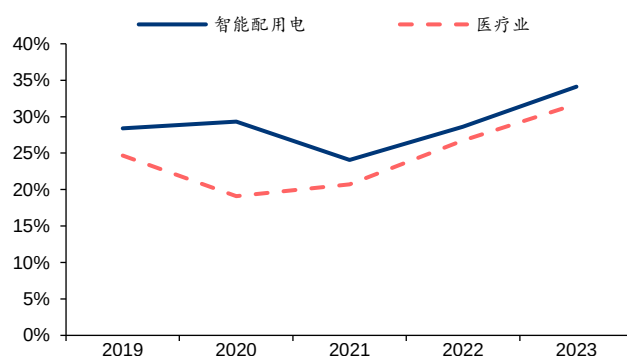
双主业共同驱动盈利能力提升。分业务看，23年智能配用电业务实现营收84.36亿元，同比+23.9%，毛利率34.12%，同比+5.50pct，主要系海外市场的拓展叠加原材料价格下降。23年医疗服务业务实现营收27.83亿元，同比+34.73%；毛利率31.73%，同比+5.01pct，主要系规模扩大带来的规模效应进一步释放。24H1公司智能配用电业务实现营收53.16亿元，同增27.20%，实现净利润9.71亿元，同增29.37%。公司医疗服务业务实现营业收入15.74亿元，同比增长24.81%。双主业均保持快速增长态势，共同驱动盈利能力持续提升。

图表72：2019年-2024H1 智能配用电和医疗业营业收入及其增速



资料来源：Wind，华泰研究

图表73：2019年-2023年智能配用电和医疗业的毛利率情况



资料来源：Wind，华泰研究

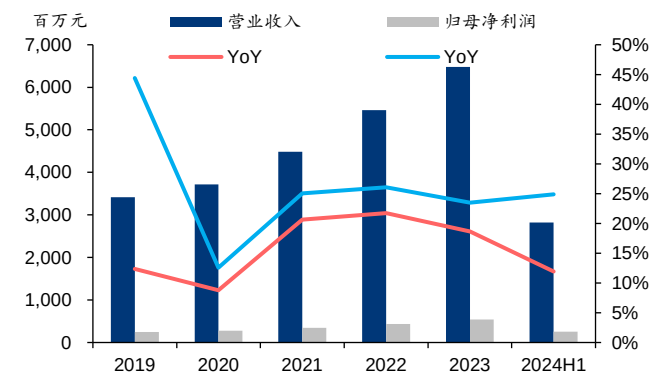
我们认为公司作为智能配用电与医疗服务领域双龙头，成长空间依旧广阔，主要增量来自：

- 1) **海外用电**：公司电表业务在海外持续扩大辐射区域，新地区份额突破带来显著增长空间，我们预计未来在墨西哥、西欧、非洲等新市场的增量带动下，海外电表业务 24-26 年收入 CAGR 可达 20% 以上。
- 2) **国内配电**：我们看好国内配电市场发展，公司在配电变压器领域的中标份额长期稳居首位，有望乘配网需求增长之风，迎来网内配电业务营收快速增长。同时公司积极拓展非电网侧客户，聚焦五大六小发电央企，在更强的产品力和成本控制力下有望不断提升市场份额，打造配电第二增长曲线。
- 3) **海外配电**：公司高度复用海外已有的电力客户资源，推动配电业务出海，自 23 年以来接连在沙特、欧洲、墨西哥等地取得重大突破，逐步形成新的营收增长点。
- 4) **医疗板块**：公司 21 年开始加速扩张医疗业务，通过收购&自建进行康复专科连锁化复制，我们认为公司医疗板块后续有望实现稳健扩张。

东方电子：深耕电网自动化，有望充分受益配网投资提速

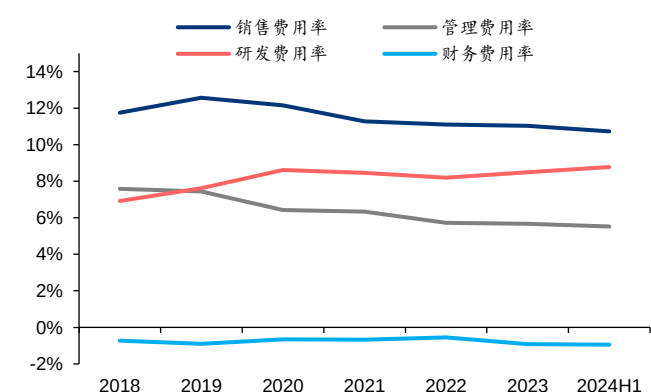
东方电子是国内智能电网领军企业，主营业务覆盖“发、输、变、配、用”全环节，形成“源-网-荷-储”全布局。东方电子于20世纪80年代初进入电力自动化领域，主营业务分为智能配用电、调度及云化、输变电自动化、工业互联网及智能制造、综合能源及虚拟电厂和储能及新能源业务六大板块。在配电产业方面，公司可以提供从配电云主站、中低压一二次融合设备、到储能、柔直等全系列的产品和服务，是国网、南网核心供应商。此外，子公司威思顿亦是国内配网自动化领域智能电表和数字智能开关领军，其智能电表连续八年位列国网集招主体投标厂家前三，且技术上实现了0.1级和0.2级关口电能表国产替代，并成功进军海外市场兑现新成长曲线。业绩方面，2024年上半年公司实现营业收入28.19亿元，同比+12.0%，实现归母净利润2.52亿元，同比+24.9%，对应毛利率32.60%，净利率9.35%。

图表74：公司营业收入和归母净利润情况



资料来源：iFinD，华泰研究

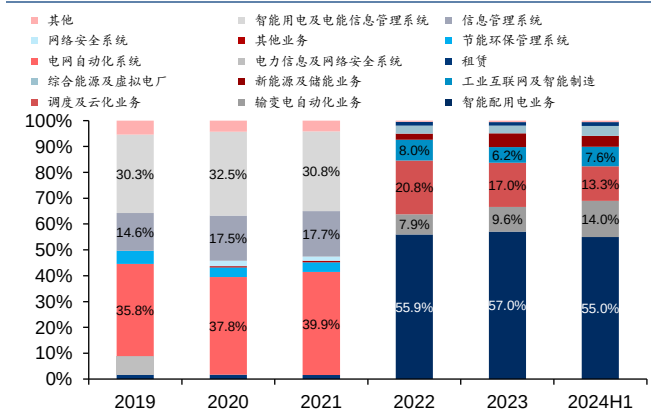
图表75：公司费用率情况



资料来源：iFinD，华泰研究

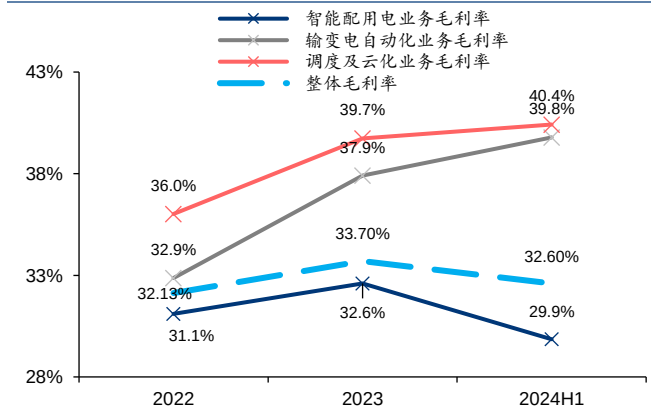
智能配用电、调度及云化和输变电自动化三大业务贡献主要营收。拆分业务来看，2024年上半年智能配用电/输变电自动化/调度及云化业务各贡献55%/14%/13%营业收入，毛利率29.9%/39.8%/40.4%。智能配用电为公司强势业务，具备提供数字化配网全景解决方案的能力，叠加自2022年以来海外市场拓展顺利，配电业务量均得到有力支撑；输变电自动化业务受益新能源渗透率提升和智能电网推广规模提升，且公司完整变电二次解决方案在行业中具备优势保障盈利能力；调度及云化业务受益主要客户国网和南网的电力信息化和调度转型趋势，盈利能力维持高位。

图表76：公司2019年-2024年上半年主营业务拆分



资料来源：iFinD，华泰研究

图表77：公司三大主营业务及整体毛利率



资料来源：iFinD，华泰研究

公司未来增长点主要在于国内配网自动化趋势及海外业务扩展。

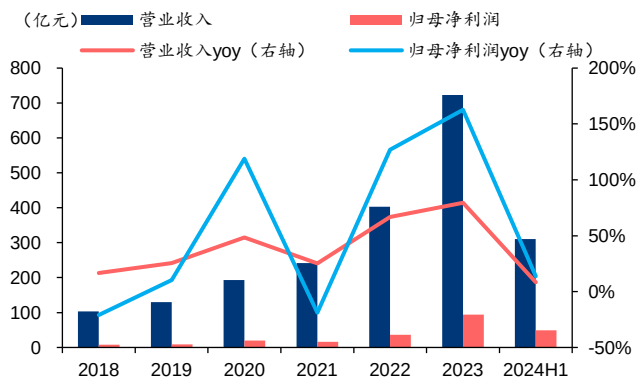
- 1) **配网自动化方面:**政策端已强调配网数字化发展,今年2月发改委和国家能源局发布《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》,强调2025年配电网应具备5亿千瓦分布式新能源、1200万台充电桩接入能力,2030年基本完成配电网柔性化、智能化、数字化转型,配电设备市场有望迎来发展机遇;公司是国网和南网两大客户核心供应商,同时以国内领先的产品技术满足南网和国网最新规范,提供全产业链产品和服务,竞争优势显著,公司配电产品市占率具备领先地位,顺应配电设备行业发展。
- 2) **海外业务扩展:**公司国际业务涵盖了东南亚、中亚、中东、欧美、非洲等市场,通过推进本地化运营和过硬产品技术取得多项海外市场突破,海外业务为公司带来成长机会。

阳光电源：全球光储龙头，综合实力领先（华泰电新组覆盖）

公司为全球光储龙头，出货量稳居行业前列。公司成立于 1997 年，是国内最早从事逆变器产品研发生产的企业，2015 年起出货量超越多年排名全球发货量第一的 SMA，成为全球光伏逆变器出货量最大的公司，并逐渐形成以光伏逆变器、储能系统、新能源投资开发等三大业务板块为主的业务发展模式，同时还布局风电变流器、制氢电解槽等新能源技术产品。据 S&P Global，2023 年阳光电源光伏逆变器出货量蝉联全球第一；据 CNESA，2023 年公司储能系统全球发货 10.5GWh，发货量连续八年位居中国企业第一。

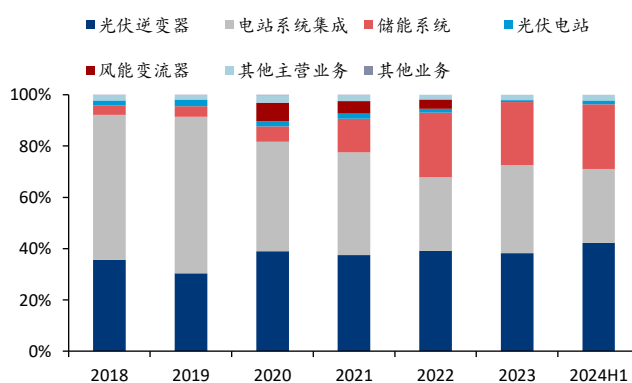
公司营收稳定增长，盈利能力有所提升。公司 2023 年营收达 722.5 亿元，2019-2023 年 CAGR 达 47.4%，呈现长期稳定增长趋势。由于海外拓展优异，受益于电芯降价，公司储能业务 24 年上半年毛利率达 40.1%，同比+12.6pct，对公司盈利能力产生较大的拉动作用，公司 24 年上半年毛/净利率为 32.42%/16.27%，与去年调整后口径同比+5.42/+0.86pct。公司 24 年上半年费用率达 12.81%，同比+2.63pct，总体而言费用率较低且维持稳定。

图表78：公司营收及同比增速情况



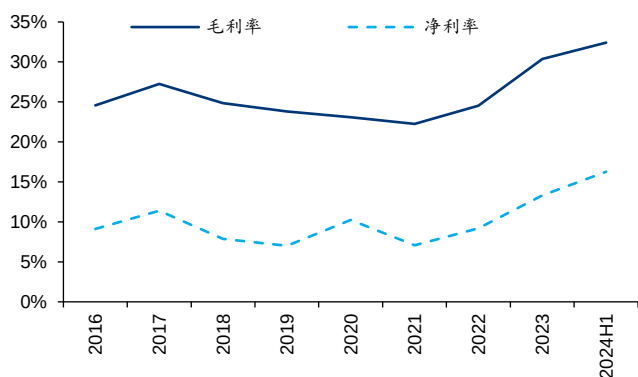
资料来源：公司公告，华泰研究

图表79：公司营收分业务占比情况



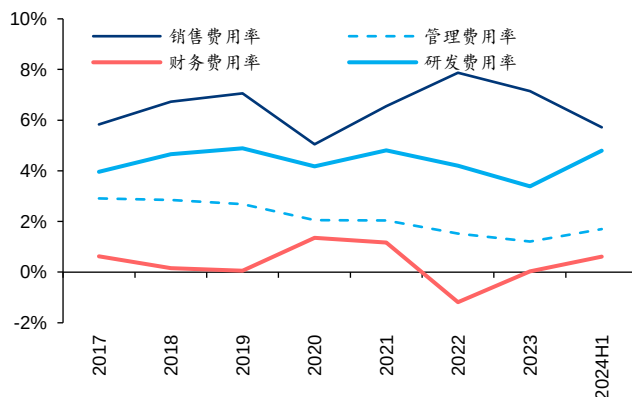
资料来源：公司公告，华泰研究

图表80：毛利率、净利率变化情况



资料来源：Wind、华泰研究

图表81：费用率变化情况



资料来源：Wind、华泰研究

公司逆变器产品性能优异。光伏逆变器方面，公司通过采用新型半导体材料、高效磁性器件、优化电路设计、改善 MPPT 算法、优化散热系统等，带动光伏逆变器效率不断提升，目前光伏逆变器最大效率已全线达到 99%，与同业相比处于领先地位。23 年 7 月，阳光电源直流 2000V 高压逆变器在陕西孟家湾光伏项目成功并网，作为全球范围内 2000V 系统的首次落地实证，24 年 3 月，公司发布 2000V 高压光储技术，据阳光电源测算，相比 1500V 系统，2000V 光伏系统全生命周期投资可节省 165 亿元/100GW，大幅提升项目经济性。

图表82：部分企业逆变器/PCS 典型产品性能对比

公司	产品类型	产品型号	输入电压	输出功率	循环效率
光伏逆变器					
阳光电源	集中式光伏逆变器	SG3125HV	1500V	3125kW	最大效率 99.02%，中国效率 98.55%
上能电气	集中式光伏逆变器	EP-3300-HA-UD	1500V	3300kW	最大效率 99.02%，中国效率 98.57%
固德威	地面光伏组串式逆变器	GW320KH-UT	1500V	320kW	最大效率 99.01%，中国效率 98.52%
锦浪科技	大三相组串式光伏逆变器	G6-GU320K-EHV	1500V	300kW	最大效率 99.0%，中国效率 98.5%
华为	智能光伏控制器	SUN2000-300KTL-H0	1500V	300kW	最大效率 99.04%，中国效率 98.55%
储能变流器					
阳光电源	储能变流器	SC5000UD-MV-P3	1000~1500V	5000kW	最大效率 99%
上能电气	交流储能变流器	EH-3450-HA-UD	1500V	3450kW	最大效率 99.00%
	直流储能变流器	ES-0250	1500V	182kW 模块 (可拓展)	最大效率 99.15%
华为	智能储能控制器	LUNA2000-100KTL-M1	645V	100kW	最大效率 98.4%
科华数据	储能变流升压一体机	BCS4000K/5000K-B-HUD/T2	1500V	4000kW/5000kW	最大效率 99.03%

注：阳光电源 2000V 产品暂未量产

资料来源：公司官网，华泰研究

储能业务高速发展，海外签单多点开花。公司在海外储能业务拓展优异，广泛应用在美、英、德等成熟电力市场，不断强化风光储的深度融合。23 年通过澳洲 GPS 并网许可，签约南澳最大独立储能订单 138MW/330MWh，24 年 5 月签订德国 116.5MW/230MWh 订单，24 年 5 月签订沙特 160MW/760MWh 储能大单，24 年 6 月签订拉美 880MWh 独立储能大单，24 年 7 月签约沙特 7.8GWh 全球最大储能项目并预计 25 年全容量并网运行。公司海外订单接连而至，随着海外市场订单的逐步落地，公司 24 年储能业务有望保持较高增长。

迎接新型电力系统风口，构网型储能布局领先。24 年 8 月公司集中式 PCS 通过业内权威机构的构网性能测试，成为行业首家组串式、集中式储能变流器均通过构网认证测试的企业。24 年 3 月，针对极弱网、弱网、强网、离网等不同场景的性能考核，阳光电源一次性通过所有测试，收获了业内首个光储全场景构网实证报告，充分验证了阳光电源的干细胞电网技术在增强型连续高低穿、柔性惯量支撑、微秒级电压构建、快速黑启动等全场景构网能力。公司在构网型储能上有成功的应用先例，2023 年英法输电通道发生故障，电网惯量支撑不足致使电网频率跌破正常标准线，阳光电源参与打造的英国门迪储能项目迅速反应并拉升电网频率，避免了大面积停电事故。

图表83：阳光电源在构网型储能上的布局

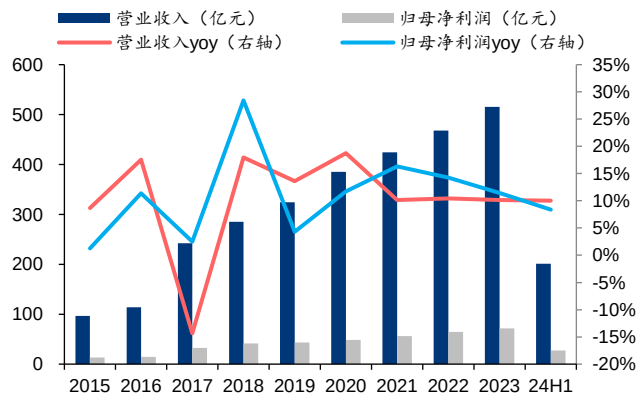
时间点	具体事件
2023 年	推出业内首个以光储构网型控制技术为核心的《干细胞电网技术白皮书》
2023 年 7 月	“孟家湾光伏项目”在陕西榆林成功并网发电，这是 2000V 系统在世界范围内第一次并网实证，标志着光伏系统成功从 1500V 进阶至 2000V。
2023 年 12 月	参与打造的英国门迪储能项目力挽狂澜，迅速反应并拉升电网频率，避免了大面积停电。市场对构网型技术认可度大大提升。
2024 年 3 月	实施了光储全场景构网实证测试，收获了业内首个光储全场景构网实证报告。
2024 年 6 月	搭载了干细胞电网技术的阳光电源储能变流器，一次性通过中国质量认证中心的开展的行业首次构网专项认证，并获得全球首个构网技术标准认证。
2024 年 8 月	储能产品一次性通过 184 类高低压穿越工况、24 类连续故障穿越工况的测试，行业首获中国电科院南京院“高低压穿越和连续故障穿越”专项认证。
2024 年 8 月	集中式储能变流器一次性通过业内权威机构组织的的构网性能测试。阳光电源成为行业首家组串式、集中式储能变流器均通过构网认证测试的企业。

资料来源：阳光电源公众号，北极星电力网，华泰研究

国电南瑞：二次电力设备龙头，构网储能助力新型电力生态建设（华泰电新组覆盖）

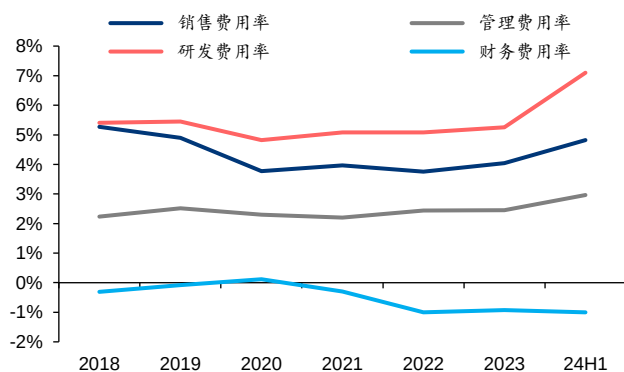
二次电力设备龙头，深耕智能电网/能源低碳/数能融合/工业互联四大领域。公司站在新型电力系统建设的背景之下，肩负着助力能源转型顺利推进的重任。公司定位国网科研产业化平台，洞悉国网技术发展方向，其业务紧密契合新型电力系统建设方向，并持续处于行业技术先锋位置。当前全球发电端新能源大规模并网、用电端电气化程度提升、人工智能等加速发展，在发、用两端波动加剧的背景下，电网整体投资有望实现较快增长，公司有望持续受益。业绩方面，公司 24H1 实现营收 201.1 亿元，同比+10.0%，归母净利 27.1 亿元，同比+8.4%，网内外业务协同发展。

图表84：公司营收和归母净利润稳步增长



资料来源：公司公告，华泰研究

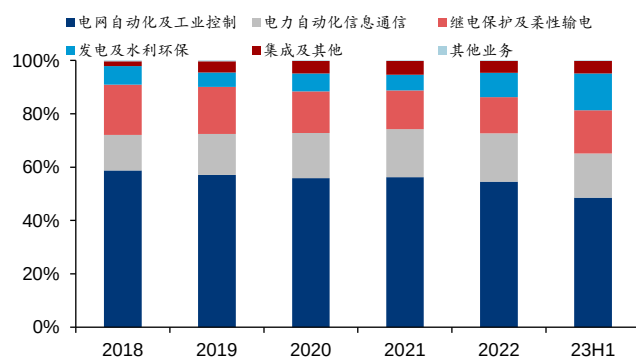
图表85：公司整体期间费用率情况



资料来源：公司公告，华泰研究

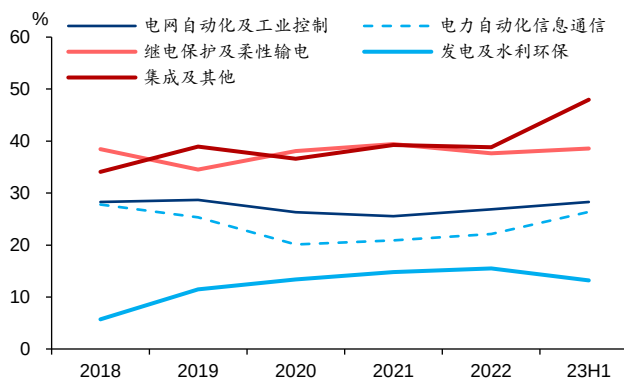
网外业务快速发展，扩展构网型储能业务应用，支撑新型电力系统建设。公司储能业务 23H1 以前归于发电及水利环保板块，23 年报后调整口径至能源低碳板块，24H1 能源低碳板块营收同增+33.47%，新型储能业务发展迅速，强化构网型储能推广。23 年至今完成包括辽宁电网新型储能城市电网大容量火电机组试验，西藏构网型储能一体化方案应用，包铝智慧能源调控中心及储能，沙特储能及静止同步补偿器项目，中标青海宝库、宁夏国能等构网型储能项目，南非储能等重大项目。

图表86：公司网外业务加速成长



注：公司 2023 年年报营收口径发生变化，故此处使用 2018-2023H1 数据
资料来源：公司公告，华泰研究

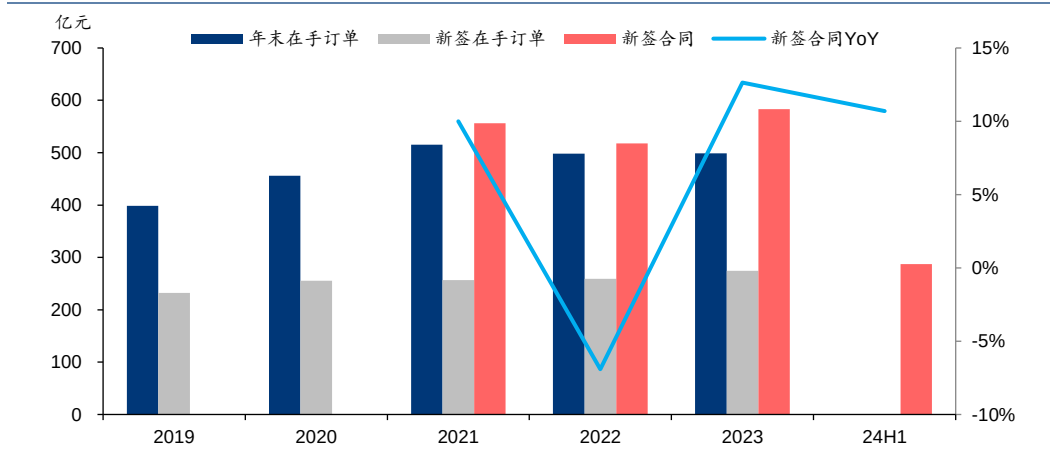
图表87：公司主营业务毛利率稳中有升



注：公司 2023 年年报营收口径发生变化，故此处使用 2018-2023H1 数据
资料来源：公司公告，华泰研究

受益于新型电力系统投资加速，23 年以来公司新签合同额持续提升。截至 23 年底，公司在手订单 498.52 亿元，其中 23 年新签在手订单 274.27 亿元，新签合同额 582.87 亿元，同比+12.64%。2024H1 公司新签合同 287 亿元，同比+10.7%，国网集招份额进一步提升。

图表88：23年以来公司新签合同额持续提升



资料来源：Wind，华泰研究

公司未来增长点主要在于电网建设周期向上，储能低碳板块加速拓展，及海外业务扩展。

1)电网方面：特高压向上周期及柔直渗透率提升带来业绩弹性。截至目前，“十四五”规划但尚未开工的特高压线路仍有“一交四直”，我们认为产业有望在 24-25 年迎来建设高峰，特高压行业有望进入投资兑现期。公司在核心设备直流换流阀及其控制保护系统市场地位显著，同时换流阀价值量占比更高的柔直方案渗透率有望提升，为公司该业务带来业绩弹性。

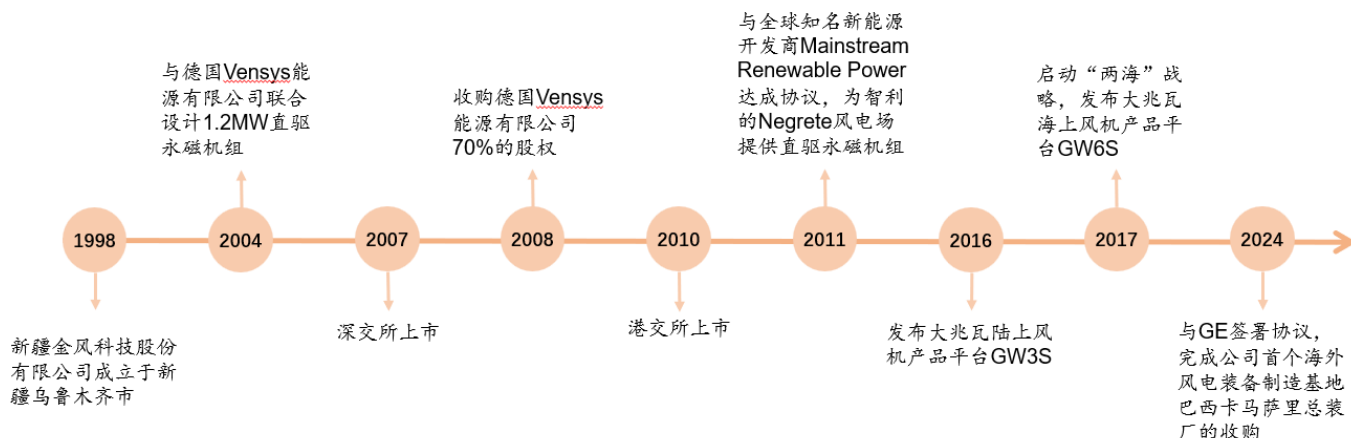
2)储能方面：公司掌握储能核心控制技术，针对新型电力系统建设的痛点，将构网技术应用于储能系统，形成了集中式风冷、液冷储能系统、模块化液冷储能系统、高压直挂式储能系统等全场景构网型系列储能产品，并在国内外取得规模化应用，有力支撑新型电力系统的建设。相关业务 23 年至今快速增长，我们看好未来助力新型电力系统建设，进一步打开公司业绩空间。

3)海外业务方面：公司海外业务加速开拓，海外业务订单数额快速增长。全球电网投资有望加速，根据 IEA 数据，海外电网投资在 2015-2019 年间 CAGR 为-2%，2020-2022CAGR 达到 7%，IEA 预计在 2023-2030 年间 CAGR 有望达到 14%。公司海外业务逐步向好，在 南美、东南亚、中东等重点市场区域落地多项亮眼工程；23 年海外业务收入达 13.94 亿元，同比增长 104.1%，占整体营收比例为 2.7%。随着海外电网投资景气度提升，叠加公司凭借强产品/技术实力加速海外市场开拓步伐，海外业务订单数额快速增长（23 年同比增长 24%），我们认为海外收入占比有望持续提升。

金风科技：国内风电整机龙头，国际业务拓展顺利（华泰电新组覆盖）

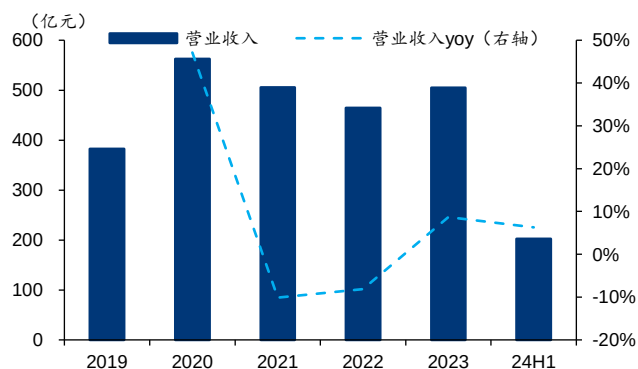
新疆金风科技股份有限公司于成立于 1998 年，2007 年在深交所上市，2010 年在港交所上市。公司基于在研发、制造风机及建设风电场的丰富经验，为客户提供高质量的风机产品，提供风电场投资与开发、风电运维服务的整体解决方案。根据彭博新能源统计，2023 年公司全球/国内新增装机容量 16.4/15.7GW，市占率 20%/13.9%，蝉联全球、全国第一。公司发电业务稳步发展，截至 24 年 6 月底，公司自营风电场权益装机容量 8.1GW，权益在建容量 3.7GW。

图表89：公司发展历史沿革



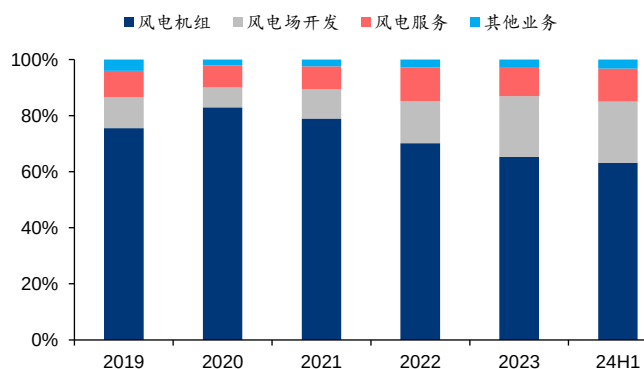
资料来源：公司官网、华泰研究

图表90：2019-2024 上半年公司营收及同比增速情况



资料来源：公司公告，华泰研究

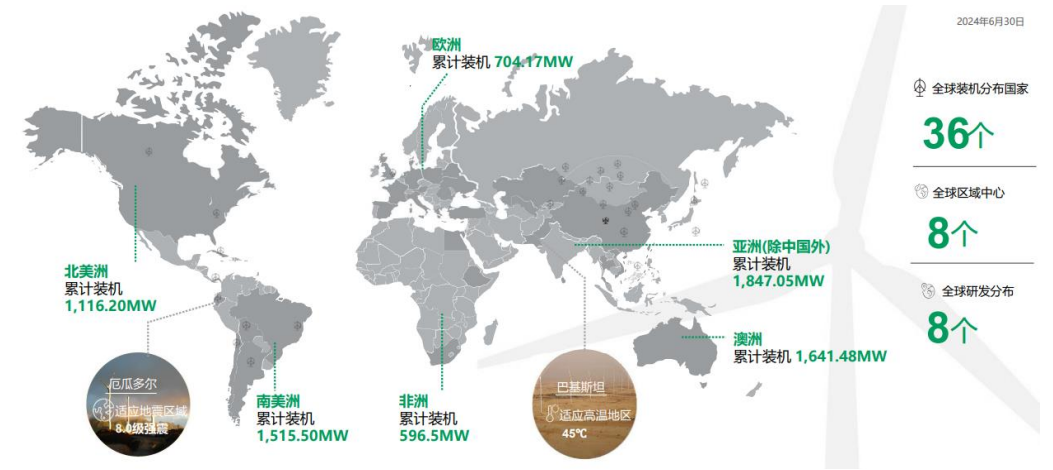
图表91：2019-2024 上半年公司营收分业务占比情况



资料来源：公司公告，华泰研究

公司国际业务拓展顺利。2017 年，公司推进“两海战略”，布局海上、海外市场，在多个海外市场及国际客户拓展方面实现业务突破。截至 24 年 6 月底，国际业务累计装机 7.4GW，其中在北美洲、大洋洲、亚洲(除中国)及南美洲装机量均超过 1GW，海外在手订单 5.2GW，同比增长 12.4%。考虑到海外风机毛利率显著高于国内，随着订单持续滚动落地，有望提升公司盈利能力。

图表92：金风科技国际业务顺利拓展

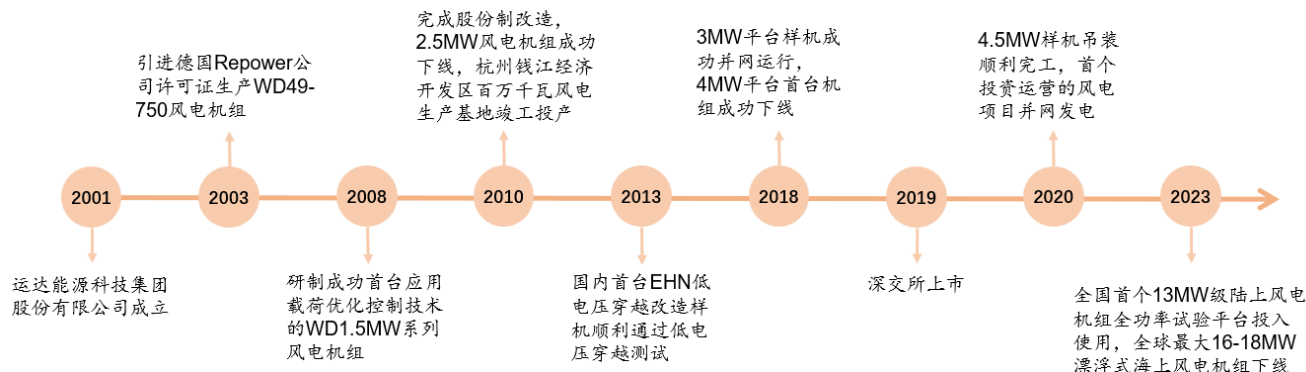


资料来源：公司官网，华泰研究

运达股份：国内风机龙头，大型化进展领先

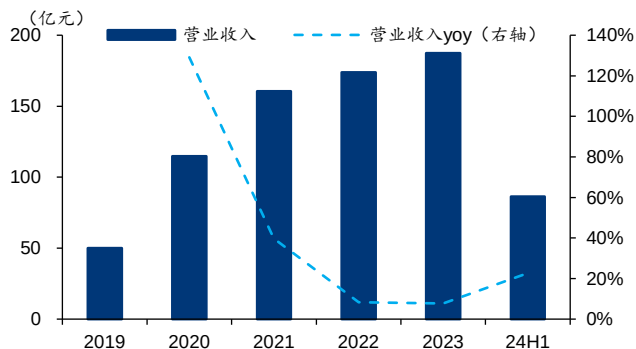
运达股份成立于 2001 年，前身为浙江省机电设计研究院风能研究所，是国内最早从事风力发电技术研究与产品开发的大型国有控股上市公司。公司主营业务为大型风力发电机组的研发、生产和销售，新能源电站的投资运营以及新能源项目 EPC 总承包，主要产品包括 2MW 至 6MW 及以上风电机组。截至 23 年 12 月，产品遍及国内外 600 余个风电场，机组最长运行时间超过 20 年，为国内风电装备龙头企业。

图表93：公司发展历史沿革



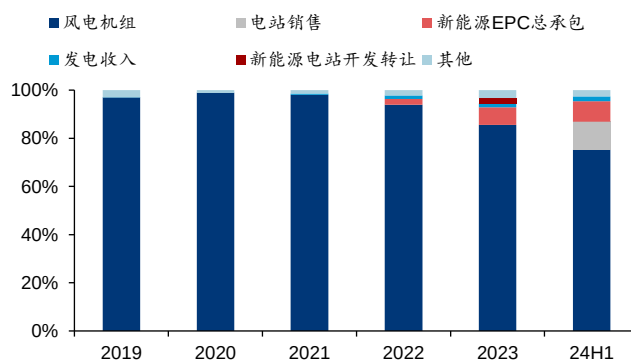
资料来源：公司官网、华泰研究

图表94：2019-2024 上半年公司营收及同比增速情况



资料来源：公司公告，华泰研究

图表95：2019-2024 上半年公司营收分业务占比情况



资料来源：公司公告，华泰研究

风机订单同比高增，8MW 以上机型持续推进。公司围绕风机大型化、智能化、高端化等发展趋势，完成多款产品开发。24 年上半年，公司新增订单 14.3GW，同比增长 52.4%；截至 24 年 6 月底，累计在手订单 34.2GW，其中 8MW 及以上风机 7.62GW，占比 22.3%

风险提示

政策落地及投资不及预期

电网建设依赖政策推进和投资力度支持，政策落实进度对行业发展影响较大，若政策落实未达预期，投资进度放缓，相应项目建设停滞，或将影响行业发展。

新能源需求增速不及预期

新能源需求受到国家政策、宏观经济、技术革新、原料价格等多方因素影响，如果需求增速不及预期，将会影响新型电力系统建设节奏。

构网型技术推进慢于预期

如果构网型储能 PCS 成本下降不及预期，构网型储能标准完善不及预期，构网型关键技术瓶颈难以突破，均可能会影响行业发展节奏。

上游原材料价格大幅上涨

行业产品成本受上游原材料价格影响较大，价格大幅上涨或将导致产品价格向下游传导不及时，影响产品毛利率，挤压行业利润空间。

市场竞争加剧风险

若未来市场竞争激烈程度不断增加，竞争格局产生变化，将会影响企业的业绩增长，压缩企业利润空间。

免责声明

分析师声明

本人，刘俊、边文姣、周敦伟、苗雨菲、戚腾元，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。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。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 阳光电源（300274 CH）、东方电子（000682 CH）、三星医疗（601567 CH）、金风科技（002202 CH）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司实益持有标的公司的市场资本值的 1%或以上。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师刘俊、边文姣、周敦伟、苗雨菲、戚腾元本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 阳光电源（300274 CH）、东方电子（000682 CH）、三星医疗（601567 CH）、金风科技（002202 CH）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司实益持有标的公司某一类普通股证券的比例达 1%或以上。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或所分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15% 以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15% 以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡: 华泰证券(新加坡)有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证, 并且是豁免财务顾问。公司注册号: 202233398E

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心53楼

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2567-6123

电子邮件: research@htsc.com

http://www.htsc.com.hk

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

http://www.htsc-us.com

华泰证券(新加坡)有限公司

滨海湾金融中心1号大厦, #08-02, 新加坡 018981

电话: +65 68603600

传真: +65 65091183

©版权所有2024年华泰证券股份有限公司