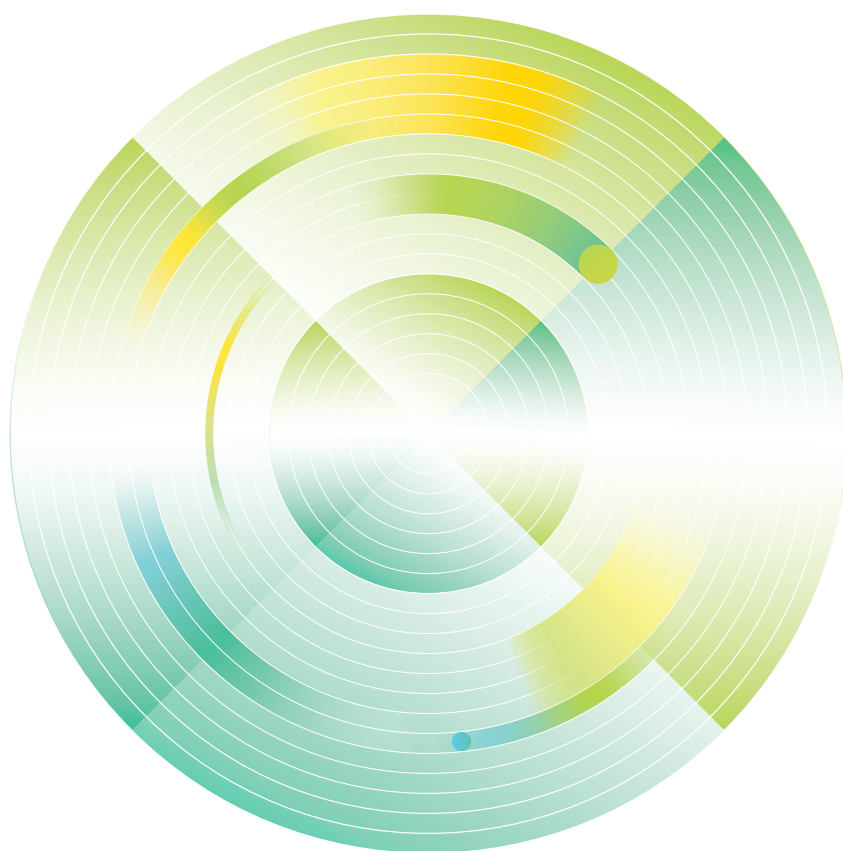


ON THE ROAD TO NET ZERO

迈向净零碳排之路



首席分析师的话

三倍挑战下的黄金引擎：锻造 2030 能源韧性的光储供应链

2023 年联合国气候变化大会 (COP28) 上，近 200 个缔约方共同承诺将在 2030 年前实现全球再生能源装置容量「三倍增长」的目标，亦即从 2022 年全球超过 3.4 TW 的基础上扩增至 11 TW 左右。这项全球性的集体挑战，是条控制全球升温不超过 1.5°C 的必经之路。

按目前政策趋势与实际行动，InfoLink 预估 2030 年可再生能源装置容量将接近 10.5 TW，其中光伏与储能的角色尤其关键。2030 年光伏累计装置容量预估约为 6.3-6.75 TWdc，而 2030 风电安装量约为 2.1 TW，光伏与风电分别占到总再生能源 60% 与 20% 的份额。储能系统则是这场转型能否稳健落地的稳压器与加速器，从调节波动、保障电网稳定，到强化能源自足能力，储能的重要性正在快速上升。

换言之，唯有光伏与储能双轮驱动，才能实现可再生能源的「量」与「质」同步扩张。

光、储作为驱动三倍成长的黄金引擎，安装需求持续增长，但也意味着，若各国的政策动荡过大、或缺乏对风电、水电与其他技术的同步推进，2030 再生能源总体规模恐「接近但未达标」。在这样的挑战格局中，除了各国需强化与稳固实施政策、改善电网基础设施并解除市场障碍，光伏与储能的供应链能否实现可持续的稳定扩张，将成为全球能源转型进程的核心考验。

《迈向净零碳排之路：2030 光储能源转型白皮书》，是为回应这场历史挑战而诞生的坐标。我们从光伏与储能供应链出发，记录并探讨光伏与储能在全球转型目标下所扮演的战略角色，分析在产能竞赛、地缘重组压力下的调整与机会。

我们相信，能源转型的核心不仅是装置容量的数量堆叠，而是由一条条稳定、高效且可持续的供应链所支撑的韧性架构。

链结越强，成长越稳。

未来五年，将是所有走在改变之路上的勇者共同打造韧性架构的黄金时期。



林嫣容

董事长暨首席分析师

InfoLink
CONSULTING

关于 InfoLink Consulting



InfoLink Consulting 是全球领先的新能源产业专业研究顾问公司。

自 2017 年成立以来，我们以科学化、系统化的方法论，结合深入的产业调研经验与每年超过 1,000 次的客户交流，持续为产业提供高质量的市场研究、数据分析、趋势洞察与净零转型支援。

InfoLink 深耕光伏、储能等新能源领域，专注于透过大量实证数据与跨领域研究，洞察产业发展脉动，协助企业掌握关键趋势、优化资源配置。

未来，InfoLink 将持续拓展至更多新能源领域，致力于成为涵盖全产业链的专业调研单位，为全球能源转型与产业升级提供更全面且前瞻的研究支援。

我们与国际领先企业及新兴市场创新者紧密合作，坚持独立、客观的立场，持续交付具深度、实用性与战略价值的研究成果，成为企业在应对剧烈市场变动时，制定关键策略不可或缺的知识伙伴。



✉ service@infolink-group.com

市场报告

光伏

- 新兴市场专题报告 NEW
- 光伏辅料供需分析报告 NEW
- 全球光伏市场供需数据库
- 创新技术调研
- 供应链成本调研
- 单月光伏市场快讯
- 产业链价格预测月报告
- 行业链开工率统计调研

储能

- 储能全球锂电池供应链数据库
- 新兴市场锂电池储能需求项目库 NEW
- 储能产业链成本与价格预测月报告 NEW

客制化解决方案

- 前瞻技术投入分析
- 海外设厂评估及海外市场锚定
- 产业竞合战略建议

面对新能源产业瞬息万变的挑战，企业需要快速掌握市场动态与关键趋势。

InfoLink Consulting 凭借专业的市场研究能力，提供依据企业专案需求量身订制的客制化研究报告服务，协助企业精准决策、布局未来。

我们结合国际局势分析、产业动态追踪、在地市场调研、量化推估模型，从多角度深入剖析议题。

透过整合外部环境变化、产业竞合态势与市场供需结构，并搭配假设建立与情境推演，InfoLink 为企业提供系统化且具前瞻性的分析成果。

每份客制化报告，均依企业特定需求订制，并同步考量企业自身的产业定位、资源条件与集团综效，确保交付的研究成果具备高度针对性、实用性与战略参考价值。

目录

00

首席分析师的话	I
关于 InfoLink Consulting	II
InfoLink 服务及解决方案	III
序	01

光伏

1.1 需求	05
1.2 供应链	23
1.3 LCOE	45

01

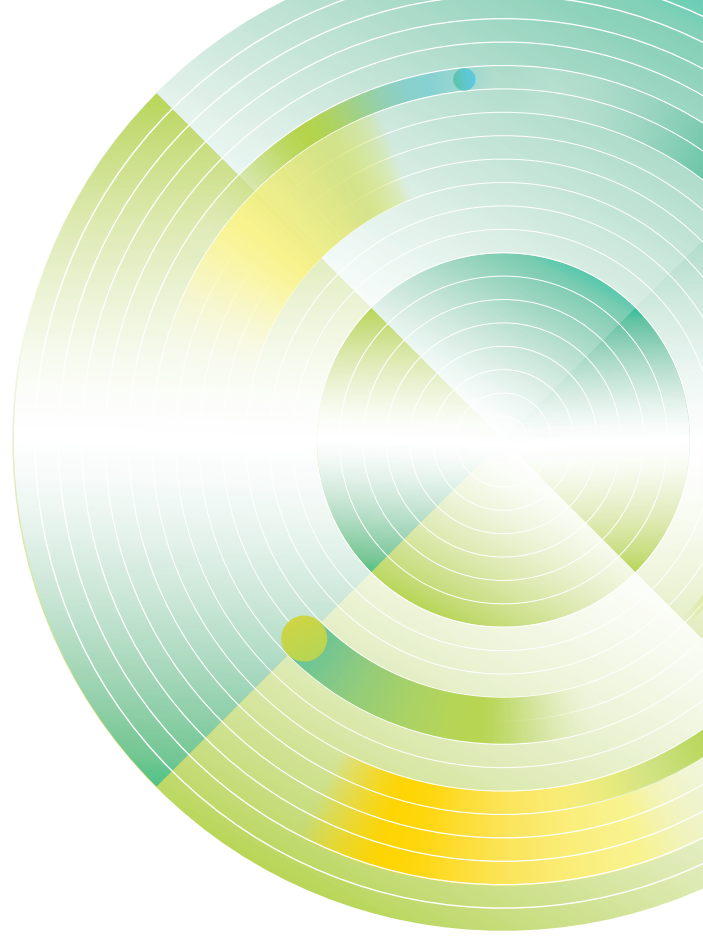
02

储能

2.1 需求	52
2.2 供应链	61
2.3 技术	72
2.4 LCOS	76

总结	83
行業常見名詞縮寫	90
图目录	91
表目录	92

SUM



序

PREFACE

从承诺到行动：三倍挑战下的全球航向

供应链，是再生能源三倍成长的脉搏。
链结全球，才能驱动未来。

自 2015 年《巴黎协议》签订以来，全球朝向净零碳排的努力已历经十年。COP28 作为全球首次气候目标中期检视，清楚揭示了当前能源转型的进展与挑战。当世界推开 2025 年的大门，全球能源版图正迎来深层重塑。极端气候的频发、碳中和承诺的压力、以及技术的持续创新，推动着可再生能源走向主流。

在这场大规模能源转型中，光伏与储能无疑成为最为关键的两大支柱。

截至 2024 年底，全球光伏累积安装量突破 2.1 TW，全球储能装置容量亦达到 2024 年的四倍左右，接近 180 GWh。而光伏与储能为了支撑这场转型所需的庞大规模，不仅技术与成本持续突破、供应链也实现了倍速扩张，引发了 2025 年的产业动荡。

再生能源转型的真正主场，不在安装地，不在发电侧，而在全球每一条链结之中。

各国政策的快速变化、原材料价格的波动、制造产能地域集中与重塑、绿色低碳要求的提升——每一项变化，都正考验光伏与储能供应链的可扩展性与韧性。从硅料、硅片、电池、组件，到逆变器、系统整合；从关键矿物资源、锂电池供应、系统设计到集成，全球光储供应链的稳定性、灵活性与永续性，将决定未来五年三倍挑战、能源转型的成败。

在《迈向净零碳排之路：2030 光储能源转型白皮书》中，InfoLink Consulting 站在 2025 年的转折点，**总结了 2024 年的发展态势，提出更清晰的全球航向观察：**

- 全球主要市场的政策引导与需求增长
- 关键材料与产能的竞速战与地缘布局趋势
- 技术演进对供应链格局的支撑

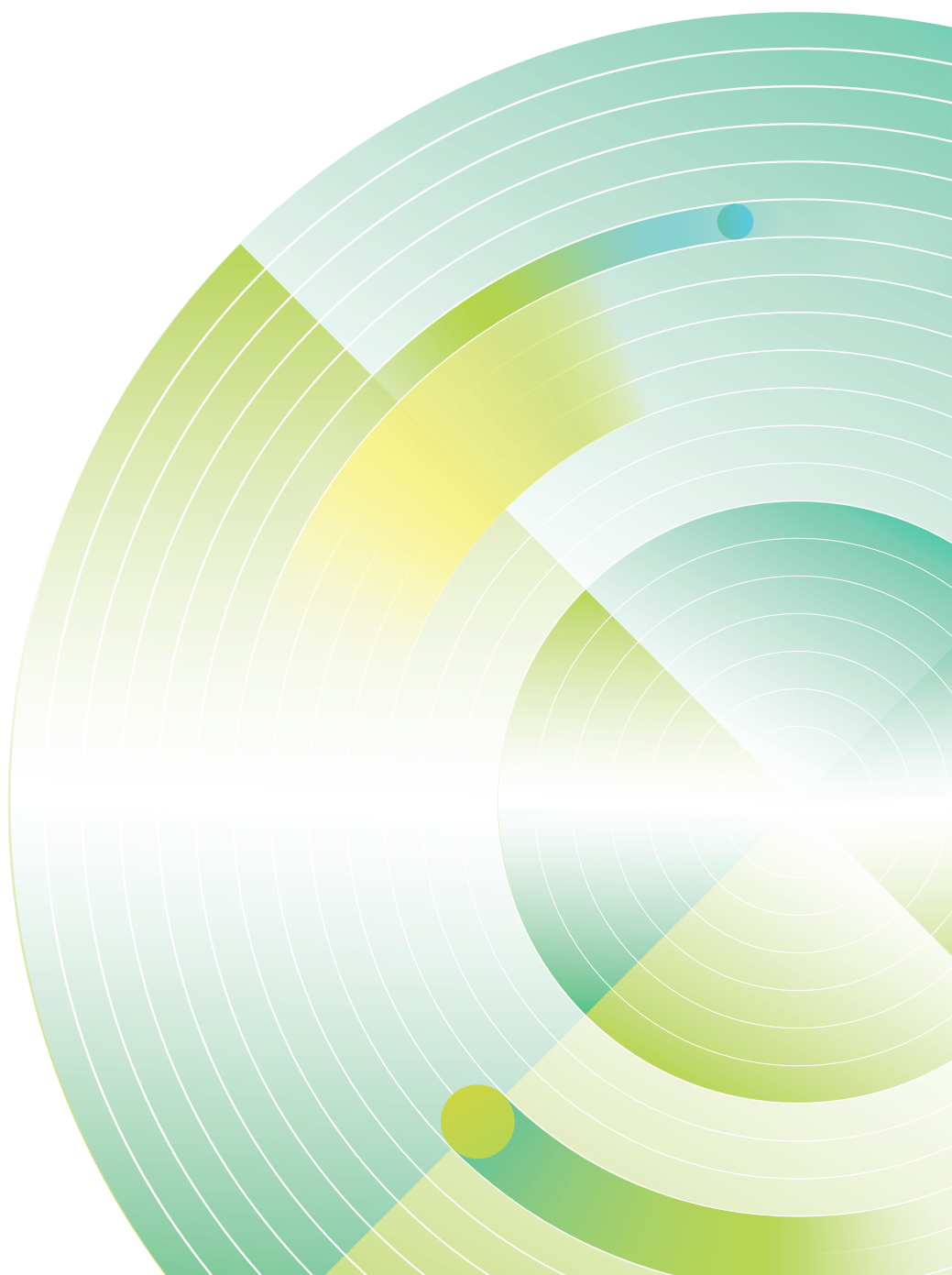
未来五年，光、储供应链不只是能源转型的后勤支持，而是战略主角。

InfoLink 寄望此白皮书能作为坐标，也作为号角。

在 2025-2030 这六年黄金期，携手并肩，直面挑战前行。

唯有如此，才能真正开启一个以再生能源为主轴、可持续发展的未来。

01 光伏



CH1 光伏 章节重点

需求

2024 年全球光伏组件需求超过 580 GWdc，同比 2023 年的 464 GWdc 增长 26%，累计突破 2,000 GWdc，成为推动可再生能源发展与实现净零碳排目标的核心力量。当前预估，2030 年全球组件需求有望达到近 900 GWdc，累计组件需求将突破 6.4 TWdc，甚至上看 6.7 TWdc 以上。

中国仍是光伏安装的领头火车，2024 年组件需求为 320 GWdc，同比 2023 年的 230 GWdc 增长近 40%，2024 年止累计达 950 GWdc，2030 年组件年度需求有望突破 370 GWdc。

欧洲(包含欧盟成员国与非欧盟成员国)2024 年组件需求为 80 GWdc，同比 2023 年增长 3%，2024 年止累计突破 400 GWdc，2030 年组件年度需求有望突破 130 GWdc。

美国 2024 年组件需求为 42 GWdc，同比 2023 年下降 10%，2024 年止累计达 230 GWdc，2030 年组件年度需求有望来到 80 GWdc。印度 2024 年组件需求为 30 GWdc，同比 2023 年增长 67%，截至 2024 年底累计突破 100 GWdc，2030 年组件年度需求有望达到近 90 GWdc。

新兴市场：中东市场 2024 年组件需求为 34 GWdc，2030 年组件年度需求有望突破 70 GWdc；拉丁美洲市场 2024 年组件需求为 28 GWdc，2030 年组件年度需求有望达到近 55 GWdc；东南亚市场 2024 年组件需求为 9 GWdc，2030 年组件年度需求有望达到近 25 GWdc。

供应链

2023 年上游产能大量释放下，供应链供应过剩愈加明显，各环节于 2024 年二季度皆超越 1 TW。随着供过于求的问题陆续出现，上游产能增长已放缓且停滞，下游产能的老旧产线亦于 2024 年底开始陆续退出。

2024-2025 年间，越来越多的企业选择 182*210mm，也基本宣告多年矩形尺寸之争的结束。长期来看，182*210 未来将成为市场主流，且预计短期内硅片尺寸并不会再有太大变化。

截至 2024 年底，TOPCon 电池产能达到约 1,130 GW，基于技术上汰换，其中约 10% 来自于 PERC 改造升级。预计 TOPCon 技术将于 2025 年超越 80% 的市占比。

截至 2024 年底，全球组件环节产能来到 1,350 GW 左右，相比 2023 年的 1,170 GW 增加约 15%。在单双玻组件占比方面，随着 PERC 组件持续退场以及当前玻璃价格下跌，N 型双玻组件相对单玻组件成本端已无劣势，预计 2025 年双玻组件占比将进一步成长至 85% 上下。

LCOE

由于光伏组件占据项目成本占比较高，约在三成左右，依各地区的市场价格不同，光伏组件的价格波动将显著影响度电成本变化。

中国：2024 年中国光伏集中式项目的 LCOE 约为 USD 19.72-33.42 /MWh (RMB 144-244/MWh)。2025 年光伏组件技术上多数已转换为 TOPCon，且价格处于低位，光伏 LCOE 也将随着组件成本下降以及发电效率提升下降至约 USD 18.36-30.27/MWh (RMB 134-221/MWh)。

美国：由于美国水电、人工等生产成本较高，美国市场因贸易壁垒多以进口东南亚产品为主，2024 年美国终端需求不畅，市场组件价格进一步下降，均价约为 USD 0.31/W，假设项目获得 IRA 法案补贴，2024 年美国 LCOE 约为 USD 41.21-89.00 /MWh。但由于特朗普政府关税与再生能源政策未明朗，在政策风险可能导致光伏成本剧烈变化下，当前难以对 2025 年起的长期 LCOE 做出准确预测。

欧洲(欧盟+英国)：欧洲主要进口中国组件，因供应链价格持续下滑，欧洲市场组件成本也因此下降，2024 年 LCOE 约为 USD 19.27-45.45 /MWh (EUR 21.2-50/MWh)，2025 年欧洲光伏项目仍以使用中国组件为主，当地项目成本也将持续响应中国供应链价格，2025 年 LCOE 预计下降至 USD 17.91-43.00/MWh (EUR 19.7-47.3/MWh)。

1.1 光伏需求

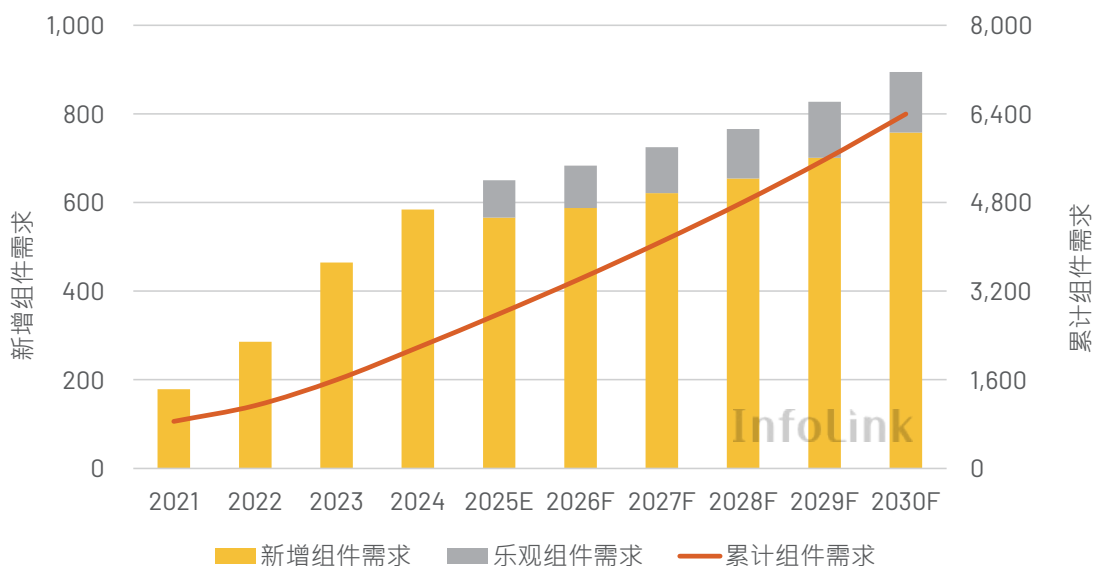


图 1.1-1. 全球光伏组件需求¹, 单位: GWdc

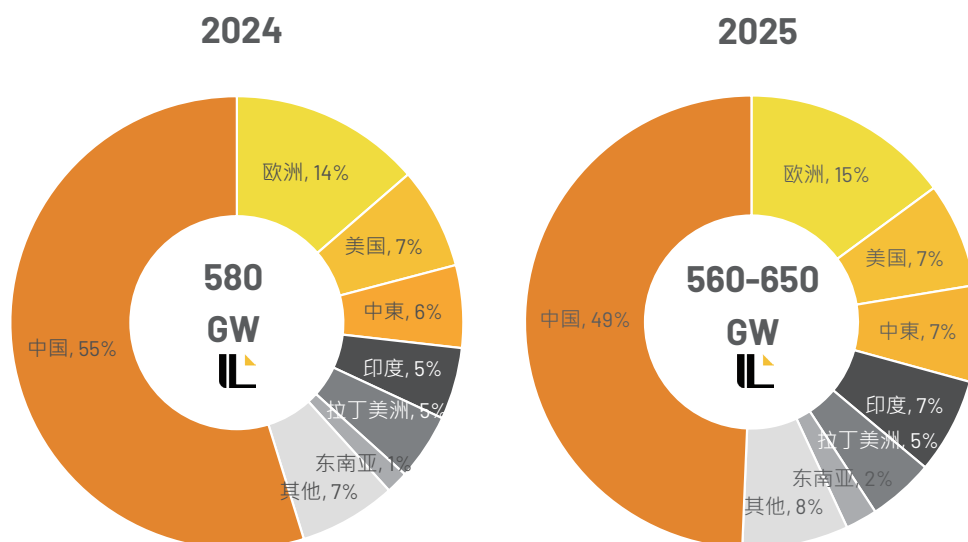


图 1.1-2. 全球光伏组件需求占比

¹ InfoLink 2024 年度光储白皮书之光伏需求主要以直流侧光伏组件需求 (GWdc) 为测算方式: 涵盖等待并网、安装中、离网项目、已签订单但仍在路途仓库等流通尚未发送至终端客户 (非经销商), 并扣除经销商库存与特殊囤货 (无主订单 (主要为厂家预判市场而进行的提前发货)、以及本地制造存货)。同时, 视情况以交流侧 (GWac) 进行辅助分析。

2023 年全球光伏组件需求大增 60% 以上影响，加上 2024 年多数国家面临经济表现疲软、电网消纳不足和关税壁垒等问题，导致自 2024 年起光伏需求进入增长放缓的时代。然而，加上 2024 年光伏组件价格持续走跌仍有助于需求刺激，以及受到部分新兴市场需求支撑，全球光伏组件需求仍再创超过 580 GWdc 新高，较 2023 年约 464 GWdc 增长 26%，累计组件需求突破 2,000 GWdc。

长期看来，基于以下五点，未来光伏需求难再现显著的跳跃式增长：

- (1) 基期垫高
- (2) 电网壅塞与消纳限制逐渐浮现
- (3) 政策的直接激励转弱，转向市场化调节
- (4) 组件价格下探已临近极限，投资收益下降
- (5) 贸易壁垒与地缘政治风险提升市场不确定性

表 1.1-1. 主要市场光伏安装量成长的关键挑战

	2024-2030 CAGR(F)	电网接入与消纳	政策稳定性与透明度	土地/用地取得	融资与资金可得性	贸易壁垒影响材料取得
中国	3%					
欧洲	9%					
美国	11%					
印度	20%					
中东	13%					
拉丁美洲	12%					
东南亚	17%					

*此为 InfoLink 针对光伏安装热点区域的挑战统整：橘色表明了最主要的问题；黄色表示该区域有挑战；灰色表明该区域受此议题的阻碍并不严重。

预计 2025 年全球光伏组件需求将来到 560-650 GWdc 区间，年增长率介于 -3-11% 间，也就是随着贸易壁垒的加强，悲观情况下 2025 光伏不排除将出现些微衰退。InfoLink 预期 2024-2030 年的年增长率 (CAGR) 仅为 4-7.5%，预期 2030 年全球光伏组件单年度需求约 750-900 GWdc，预期全球累计组件将有望达到 6.4 TWdc 的水平，甚至上看 6.7 TWdc。

中国

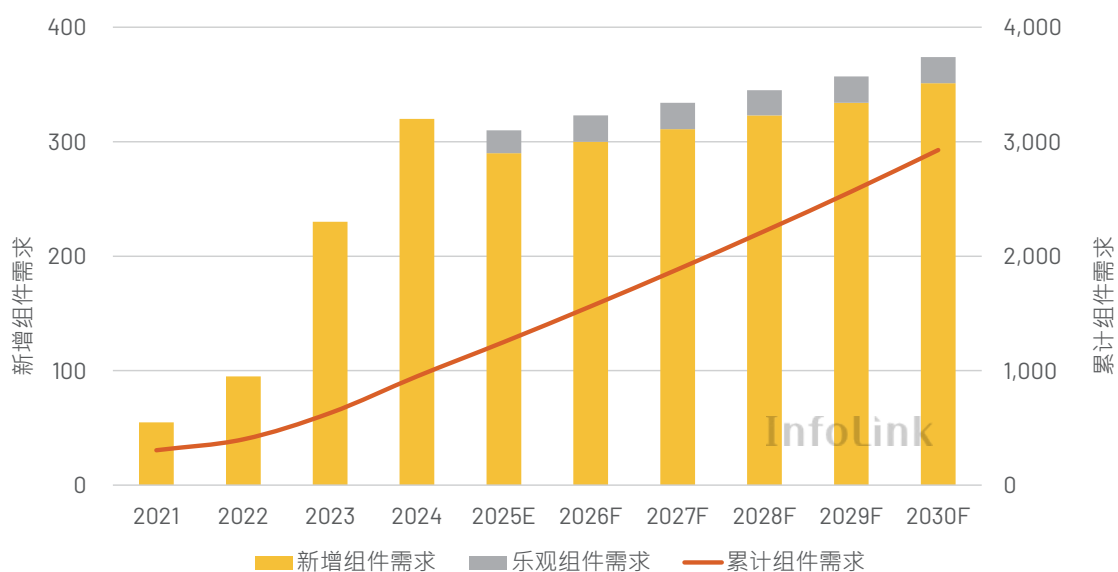


图 1.1-3. 中国光伏组件需求，单位：GWdc

中国光伏市场成为世界光伏安装领头羊已有十年以上，且在 2022 - 2023 年呈跳跃式增长，根据中国国家能源局数据，2023 年单年度新增约 217 GWac 光伏装机。2024 年，中国新增约 277 GWac 光伏装机，同比 2023 年增长约 28%，再度突破中国迄今为止最高的年度装机纪录，也高于各界原先的预期。截至 2024 年底，中国累计光伏装机则来到约 887 GWac，并将于 2025 年突破 1 TWac，持续稳居全球光伏发展之首。

观察 2024 年个别项目装机情形，集中式项目占新增装机 57%；工商项目占新增装机 32%；户用项目占新增装机 11%。对比 2023 年个别项目占比情形，2024 年集中式项目占比几乎不变，工商项目增加 8%，户用项目则下降 9%。

事实上，自 2022 年分布式项目占比首次超越集中式项目以来，2023 与 2024 年装机以集中式项目为主，主要因受到电力市场交易政策影响，预期交易电价可能随着走入市场而出现下跌，影响分布式项目投资获利，加上部分省份分布式项目装机空间限缩，预期未来整体分布式项目增长幅度有限，但仍是不可忽视的重点项目。因此，预计 2025 年中国装机主要将体现在集中式项目方面，2024 年尚未完全装并的大基地和蒙西治沙项目，有望在 2025 年完成并网，为中国的新能源发展和碳中和目标持续注入动能。

另一项市场重要政策，2025 年 2 月 9 日，中国国家发改委与国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，推动光伏集中式与分布

式项目、陆上与离岸风电等新能源，于 2025 年 6 月 1 日上网电价全面市场化，在此之前投产的项目为「存量项目」，之后投产则为「增量项目」，后者未来将以全省竞价方式进行，采「从低至高」的竞价机制，通常上限会考虑其绿色价值，下限则考虑成本因素，竞价价格较低者确定入选，但价格不得超过该省份的竞价上限，若报价超过该省上限，则以该省竞价上限为记。

随着光伏电力全面市场化，政府定价逐步退出，使未来入市电价走势的不确定性升高，为锁定「存量项目」的政策红利，预期将引发 2025 上半年中国分布式项目的「抢装潮」，尤以工商项目较为明显。实际开始实施初期，可能需求将出现短期影响，但长期而言，随着电力市场交易机制日益成熟，不排除电力交易价格在未来向好的可能性，得以健全中国未来光伏市场的发展。

另值得注意的是，预计在 2025 年下半年可能释出关于「十五五计划」的重点讯息，届时中国长期的光伏市场需求将更为明朗。当前预估，**中国 2025 年光伏装机有望维持在 255-275 GWac 左右，步入「十五五计划」后，组件需求则有望每年突破 300 GWdc。**

整体而言，中国致力于在 2030 达到碳达峰，以及 2060 达到碳中和的远大目标。此外，中国也宣布可再生能源的电力消纳预计在 2025 年底前达 20%，以及 2030 年达到 25% 的电力消纳和 1,200 GWac 的风能与光伏累积装机目标，展现中国在发展新能源道路上的企图心。

预计中国光伏市场 2024-2030 的年复合成长率降至 1.5-3%，由于基期已高，组件单年度需求仍有望在 2030 年突破 370 GWdc，届时累计需求有望靠拢 3,000 GWdc。

欧洲

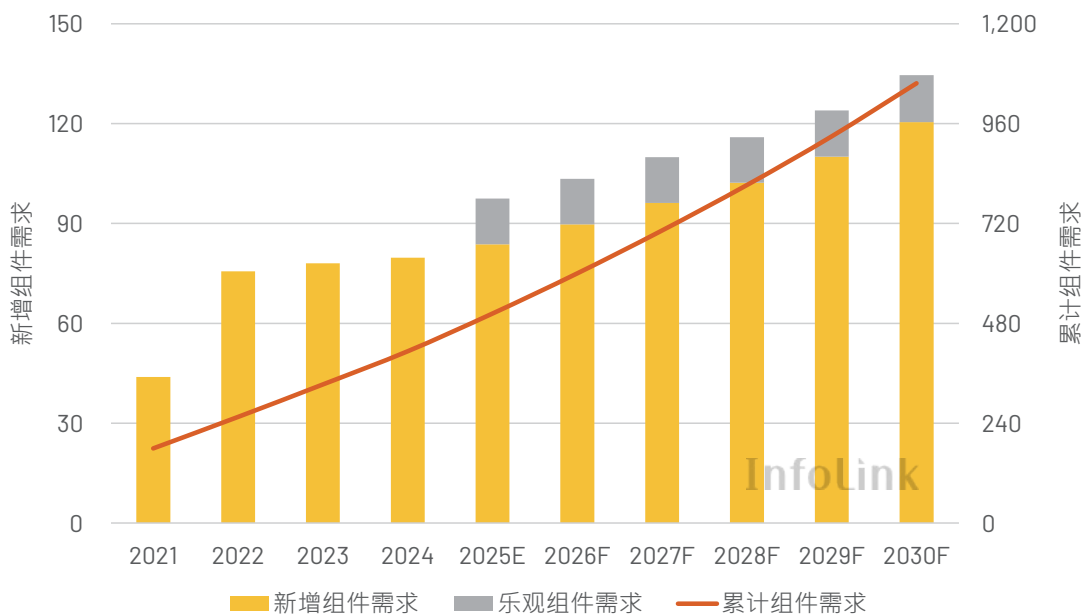


图 1.1-4. 欧洲光伏组件需求，单位：GWdc

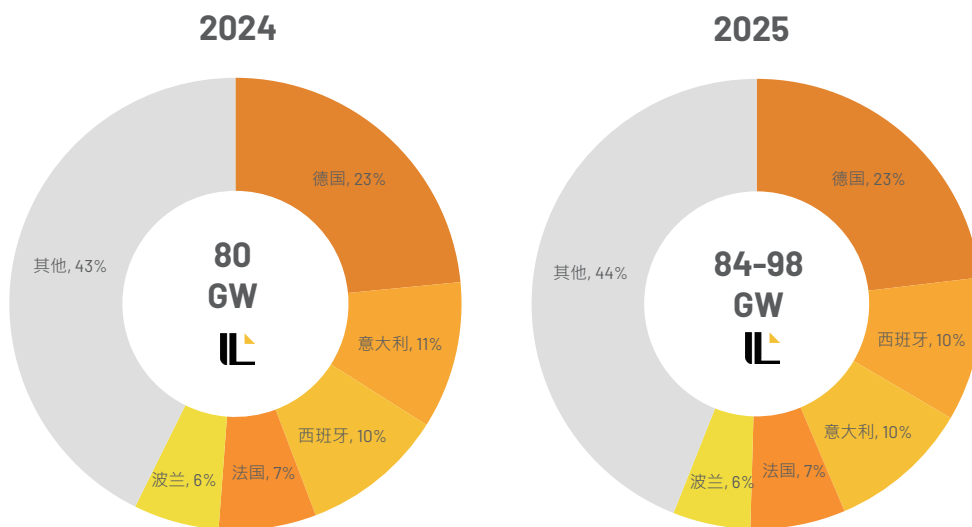


图 1.1-5. 欧洲光伏组件需求比重

自 2022 年俄乌战争爆发以来，欧盟持续推动可再生能源发展，积极落实多元能源与能源自主目标，并陆续推出多项政策和相关措施，其中最受关注的《关键原材料法案》（Critical Raw Materials Act, CRMA）与《净零工业法案》（Net-Zero Industry Act, NZIA），已分别于 2024 年 5 月 23 日和 6 月 29 日正式生效。另《关于在欧盟市

场禁止使用强迫劳动制造的产品法规》(The prohibiting products made with forced labour on the Union market) 也已于 2024 年 12 月 13 日生效，除部分条文自该日起同步适用外，其他条文则于 2027 年 12 月 14 日起适用。此三大法案旨在规范欧盟逐渐减少对他国净零技术和供应来源的依赖程度，长期寄望能促使欧盟发展本土供应链，增加欧盟光伏组件供应来源的多样性。

除了三大法案欲刺激本土外，需求方面，2023 年，欧盟 27 个成员国提交了更新版的《2021-2030 年国家能源和气候整合计划》(National Energy and Climate Plans, NECP)，总和装机目标为 626 GWac，为欧盟的太阳能需求带来助力，甚至有望达到欧盟太阳能战略 (EU Solar Energy Strategy) 订定 2030 年累积装机达到 750 GWac 的目标。

另外，欧盟其他政策也多以强化各成员国光伏领域合作，以及支持发展欧洲本土产能为主，例如 2024 年通过的「2025-2027 展望欧洲策略计划 (Horizonte Europa 2025-2027)」和「欧洲太阳能宪章 (European Solar Charter)」，而在刺激需求方面，欧盟则提出《建筑能源效率指令》(Energy Performance of Buildings Directive, EPBD)，有望刺激欧盟长期的分布式项目需求，此外，欧盟执委会也提拨 48 亿欧元预算补贴 18 个会员国 (比利时、爱沙尼亚和斯洛伐克等国) 可再生能源项目与本土产能建置，预计将拉抬部份中小型国家光伏需求。

然而，2024 年欧洲整体市场也面临诸多挑战，首先，主要需求大国经济成长趋于疲软，政治环境也遭受极右翼民粹冲击，影响光伏与其他可再生能源的补贴规模，导致分布式光伏装设意愿降低。其二，夏季光伏电力产出过剩导致负电价问题频繁出现，造成光伏电力供需失衡，影响发电业者短期收益，部分集中式项目延宕并网。其三，部分国家因粮食安全和农民抗议等因素，逐渐限缩农电光伏项目，加上一些国家出现电网壅塞问题，短期内可能在一定程度上影响集中式项目发展。此外，包含官僚主义与行政流程繁琐等问题，也导致装机速度放缓。

整体而言，虽然欧盟与部分欧洲国家在 2024 持续推出政策或制定相关法案，藉此强化欧洲市场光伏发展，但也同步面临诸多问题与挑战，**2024 年欧洲市场需求来到 80GWdc，成长率为 3%，正式步入了低成长的平缓期。**

长期而言，若能维持每年缓步增长，欧盟欲在 2030 年达到光伏累计安装量 600-750 GWac 的装机目标下应不成问题。加上 2025 年初乌克兰宣布停止俄国天然气过境，也可能促使欧盟加大可再生能源的发展力道，预计 2025 年组件需求将落在 84-98 GWdc 区间。

以下分别描述欧洲需求 TOP 5 国家：

德国

德国身为欧洲最大的单一国家市场，年度光伏需求往往领先欧洲其他国家。根据德国联邦网络局 (Bundesnetzagentur) 数据显示，2024 年德国共新增约 16.2 GWac 光伏装机，同比 2023 年同期的 14.8 GWac 上升 9%，超越年度 13 GWac 的装机目标；截至 2024 年 12 月底，德国累计光伏装机来到约 99.3 GWac，距离 2030 年 215 GWac 的装机目标已完成 46%。

由于 2024 年德国面临经济成长停滞以及联合内阁破局等影响，影响德国 2024 年光伏市场表现，导致 2024 年新增装机增长幅度放缓。尽管如此，德国 2024 年也推出许多政策，欲藉此刺激光伏发展。除了透过最受关注的「光伏揽子计划 (Solarpaket 1)」，刺激长期光伏需求，也透过相关法案推动阳台式光伏装机，持续强化德国分布式光伏发展。此外，德国政府也藉由制定《官僚主义救济法IV》 (Bürokratieentlastungsgesetz IV) 和修改《能源工业法》 (Energy Industry Act)，以藉此简化项目审批流程，和缓解负电价所引发的问题。

而根据德国联邦经济及气候保护部 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK) 装机目标，2025 年德国至少将新增 18 GWac 光伏装机，加上德国新任政府已宣布未来将投入 1,000 亿欧元用于气候与经济转型，若今年德国经济回暖，加上上述问题好转，预计将可顺利达标。2025 年组件需求最高将来到了 22 GWdc，长期而言，预计 2030 年组件单年度需求有望突破 30 GWdc。

西班牙

身为欧洲集中式项目占比对最大的国家之一，2024 年西班牙集中式项目装并情形，受到可再生能源电力批发价格低落，以及因夏季光伏发电量大增所产生的负电力问题影响，导致项目投资者收益降低，进一步减少开发光伏案场的诱因。

由于部分集中式项目于 2024 年下半年已陆续出现装机延宕，将使西班牙当年度光伏市场呈现低迷的局面。同时，当前西班牙也面临电网壅塞、行政流程缓慢以及技术人力短缺等问题，未来仍待当局提出解方，以利于加速西班牙光伏发展。

然而，2024 年西班牙政府也提出极具代表性的刺激性政策，2024 年 7 月，西班牙生态转型部 (Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge, MITECO) 推出一项总预算 23 亿欧元的「氢能开发与再生能源产业支持计划」，并建立四大发展要点：建立可再生大型氢谷与氢能聚落、强化可再生能源与储能供应价值链、可

再生能源、储能与热泵创新项目，以及建立能源小区。随着该政策可能于 2025 年逐渐发酵，加上去年未并网的集中式项目将于今年陆续装并，预计西班牙今年光伏需求将出现显著增长。2025 年组件需求最高将来到约 9-10 GWdc，长期而言，预计 2030 年组件单年度需求有望来到 12-14 GWdc。

意大利

意大利近期在光伏发展方面表现不俗，2024 年新增装机为 6.8 GWac，虽然 Superbonus 补贴税率已由 2023 年的 90% 调降至 2024 年的 70%，且预计至 2025 年续降至 65%，但透过「国家复苏暨韧性计划 (National Recovery and Resilience Plan, PNRR)」，提供 12 亿欧元协助农业、农产品和农工业等公司装设光伏，藉此刺激工商项目发展。此外，意大利也陆续释出多个集中式项目招标案。

2024 年意大利出台政策多以支持欧洲本土组件发展为主，例如推出 11 亿欧元预算的「绿色新政产业计划 (Green Deal Industrial Plan)」，向本土光伏制造商提供直接补助；透过第二轮 130 亿欧元的「国家复苏暨韧性计划 (National Recovery and Resilience Plan 2, PNRR 2)」，向选用欧盟本土组件的厂家提供税收抵免，可谓欧洲推动本土制造回归的先行者。

然而，由于意大利规定自 2024 年 5 月起，禁止在划定为农业用地的区域装设集中式光伏项目，可能对未来集中式项目发展产生一定程度影响。因此，户用和工商等分布式项目对于未来意大利光伏的发展将越趋重要，而地方政府的政策与补贴措施也值得持续关注。2025 年组件需求最高将来到约 10 GWdc，长期而言，预计 2030 年单年度组件需求有望靠拢 13 GWdc。

法国

2024 年中法国国会大选以及经济表现疲软等因素，为法国下半年的光伏市场表现带来些许动荡。但尽管如此，法国仍于 2024 年装设 4.6 GWac 左右的光伏装机量体，相比 2023 年的 4 GWac 增加 15%。

2024 年，法国政府为刺激光伏需求也推出利好政策，例如该年 11 月推出的「2024-1023 号法令」，旨在规定面积超过 10,000 平方米的停车场，须于 2026 年 7 月 1 日前在遮阳棚上安装光伏系统；1,500 -10,000 平方米的停车场则须于 2028 年 7 月 1 日前完成安装，安装范围至少须达到总停车场面积的 50%，预计该项法令将有助于刺激法国长期光

伏需求。此外，在促进法国本土光伏发展方面，法国政府也宣布将于 2025 年推出利好政策，为使用本土光伏组件的开发商提供补助。然而，在最新的《多年能源计划》（the third Pluriannual Energy Program, PPE3）中，法国政府已将其 2030 年累计装机目标从原先 54-60 GWac 的范围下调至 54 GWac。为了顺利达标，预期法国近年内每年须至少新增 5.4 GWac 的光伏系统。预期 2025 年组件需求最高将突破 6 GWdc，预计 2030 年组件单年度需求有望达到 8-9 GWdc。

波兰

波兰政府于 2024 年 9 月起推出「第六轮我的电力计划（Mój Prąd 6.0）」，总预算为 4 亿兹罗提（约 9,500 万欧元），藉此增加民众装设户用光伏意愿。该计划自 2019-2023 年已实施五轮，对于波兰分布式项目需求也带来显著刺激，未来波兰政府是否将推出第七轮仍须持续关注。

此外，为解决电网壅塞问题，波兰政府已宣布将于 2040 年前投入约 1,175 亿欧元优化波兰输电与配电网等措施，并且在光伏发电峰值期间，视情况暂时关闭部分案场，确保光伏电力消纳得健康发展。而在支持欧盟本土产能方面，欧盟向波兰提供 12 亿欧元的预算补贴，向波兰当地光伏产品制造商提供直接补助，以加速波兰能源转型与强化供应链韧性。

整体而言，在波兰政府推出利好政策，以及发展多元能源的战略目标下，波兰光伏市场有望持续发展，加上外界普遍看好波兰未来经济发展前景，有机会在吸引重视净零碳排跨国公司投资的同时，逐年深化对可再生能源的支持。2025年组件需求最高将突破5 GWdc，长期而言，预计 2030 年组件需求有望突破 7 GWdc。

美国

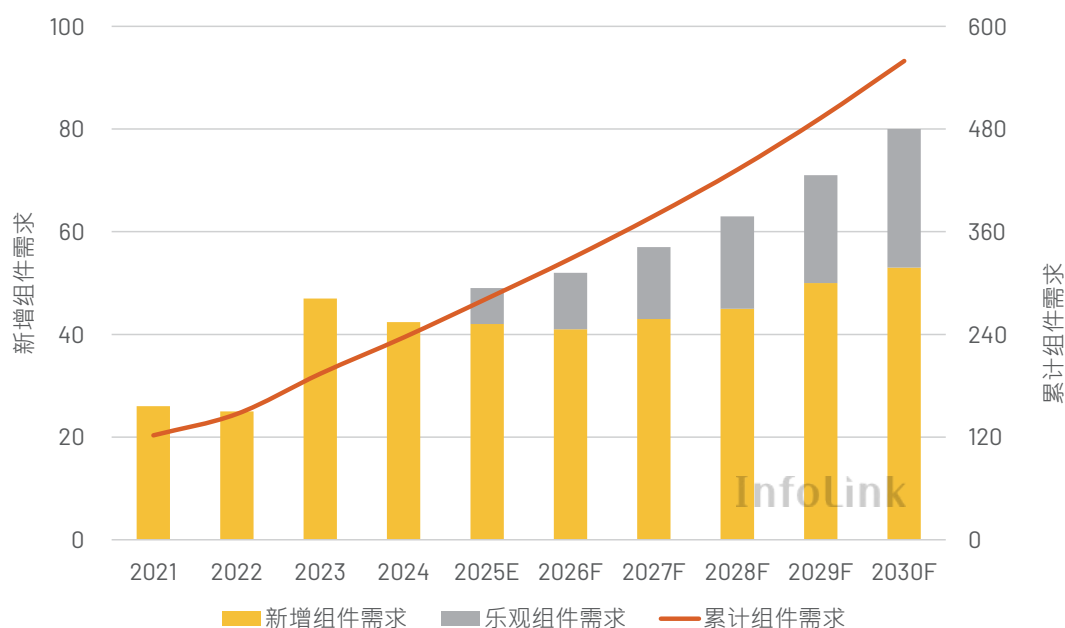


图 1.1-6. 美国光伏组件需求，单位：GWdc

美国 2024 年新增光伏装机量为 36.2 GWac，较 2023 年同比上升 34%，其中又以集中式装机增长最为显著，分布式装机则主要来自加州。由于加州 2023 年通过净计量电价（Net Energy Metering 3.0，NEM 3.0），以及当地政府对分布式项目电力出售的限制，导致项目投资收益受挫，户用需求趋于疲软。

长期而言，在无额外利好措施的情况下，美国未来的分布式装机增长将较为有限，集中式项目占比可能持续提高。截至 2024 年底，美国累计光伏装机量约为 176 GWac。

美国贸易壁垒与本土相关补贴政策正不断改变。首先是美国早期就对中国光伏电池、组件实施双反与 301 关税，中国产品输美量体本就稀少，美国光伏进口来源大多转向东南亚国家。

而后，美国于 2024 年对柬埔寨、越南、马来西亚与泰国四国进口光伏电池、组件发起双反调查，促使美国光伏项目成本上升、东南亚的产能再度从上述四国向其他国家扩散，此外，还须考虑美国实施中的《防止维吾尔人强迫劳动法案》（Uyghur Forced Labor Prevention Act, UFLPA）硅料溯源问题，以及 201 关税与东南亚反规避调查等贸易限制。

另一方面，美国于 2025 年 4 月发起对全球进口产品的对等影响关税²，由于中国并未直接输美，因此中国的高额税率并不影响美国成本，而对中国以外其他国家税率的不确定性，也将推高美国今年光伏系统的建置成本与降低安装需求。

另一方面，特朗普 (Donald Trump) 政府于 2025 年 1 月上任后立即宣布退出《巴黎协议》 (Paris Agreement) ，中止拜登 (Joe Biden) 政府推行的《绿色新政》 (Green New Deal) 并扩大传统能源使用。同时，2022 年通过的《降低通膨法案》 (Inflation Reduction Act, IRA) 预算暂停发放，其中便包含减免美国光伏项目成本 30-50% 的清洁电力投资税收抵免，或是针对国内光伏制造商销量补贴的先进制造抵免等。IRA 法案预算暂停可能造成的资金减少和项目开发延宕等问题，最终将影响终端需求甚至光伏制造商在美国的建厂计划。

总体来看，由于政策不确定性正不断提高，InfoLink 预期美国 2025 年光伏组件需求将落在 42-49 GWdc，成长率最高或将增长 16%。政策不确定性仍是阻碍美国光伏发展的主要因素。

长期来看，随着川普政府退出《巴黎协议》，美国制定能源政策时已不必遵循 2030 年碳排放降低 50-52% 的目标 (以 2005 年为基准)。然而，在全球能源转型趋势下，预期美国部分州政府和民间企业仍将支持再生能源使用，并选择经济性较高的光伏项目为主。**InfoLink 预计美国 2030 年光伏组件需求预估达到 80 GWdc，成长率为 11%，累计需求则有望突破 600 GWdc**，未来新增光伏装机仍将保持增长，但仍须考虑制策方面的不确定性，若川普政府持续收紧再生能源政策，美国光伏市场势必将面临更严峻的挑战。

² 美东时间 4 月 9 日，川普总统对外宣布：除了中国可能将继续征收高额对等关税外，其余国家之高额对等关税将暂停 90 天，在此期间将回归实施 10% 的基准关税。本白皮书内文为截至四月中旬截稿之信息。

印度

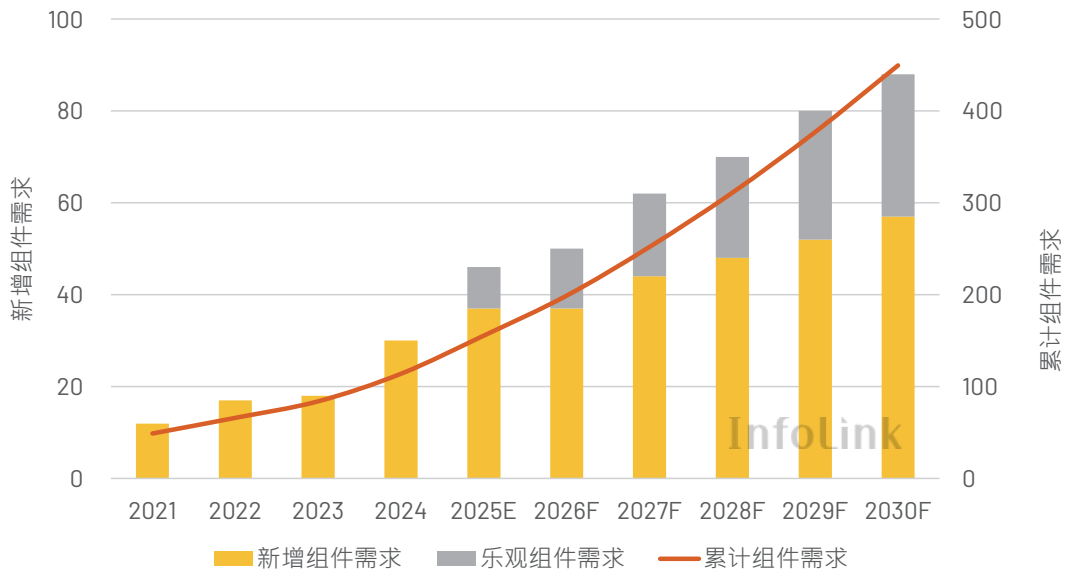


图 1.1-7. 印度光伏组件需求，单位：GWdc

随着全球能源转型的推进，印度近年来积极发展光伏等再生能源。2024 年印度累计光伏装机达到 97.9 GWac，新增光伏装机则达到 24.5 GWac，同比 2023 年增长 145%，过往印度政府透过需求与供给端的全面政策支持，使该国成为仅次于中国和美国的全球第三大光伏单一国家市场。

首先是需求端政策，印度分别推出补贴集中式、户用式与农业光伏项目的《光伏园区和超大型光伏项目开发计划》（Development of Solar Parks and Ultra Mega Solar Power Projects）、《总理光伏家庭计划》（PM-Surya Ghar）《与农民能源安全与发展计划》（PM-KUSUM）等，上述政府计划提供总计约 117 GWac 以上的光伏新增装机量，并规划于 2026 财年（2026 年 4 月 1 日）以前安装完成。

供给端政策方面，为推行光伏本土化制造，印度实施对全球光伏进口电池、组件征收关税，其中包含基本关税、社会福利税与农业设施发展税等，根据 2025 年印度政府预算草案，对光伏电池和组件总计税率分别达到 27.5% 与 40%。此外，印度于 2021 年推出《PLI 产能招标计划》（Production Linked Incentive Scheme, PLI），补贴上游多晶硅至下游组件的产能建造，两期招标共投入 2,400 亿卢比（约 28.8 亿美元），计划中已招标产能预计于 2026 年以前陆续投产。

最后，对印度市场影响最为重大的《ALMM 组件列表》(Approved List of Models and Manufacturers, ALMM)，其中规定政府相关项目皆须使用列表内的本土制造组件，在 ALMM 组件列表推出后，印度光伏市场也逐渐转向使用中国电池组装的本土制组件为主流。

截至 2025 年一季度，印度本土电池相较于组件产能仍显不足，加上电池进口关税低于组件的影响，使中国电池在价格上具备优势。值得注意的是，印度预计于 2026 年 6 月起实施 ALMM 电池清单，该政策进一步限制，所有政府项目皆须使用本土电池组装的本土组件。若 2026 年 ALMM 电池清单如期实施，印度本土电池产能能否及时投产以满足终端需求，将成为印度光伏供给与需求市场共同发展的关键。

总体来看，在需求端与供给端政策力度维持的情况下，InfoLink 预计 2025 年印度光伏组件需求将达 37-46 GWdc，年增长率最高将增长 53%，在其他主要光伏市场因经济与政策因素发展趋缓的同时，印度在 2025 年仍将具备强劲的增长动能。展望 2030 年，印度光伏组件单年度需求预计将达到近 60-90 GWdc，累计需求有望达到 380-500 GWdc，并提前完成印度《2022-2032 年国家电力计划》(National Electricity Plan, NEP 2022) 累计光伏装机 365 GWac 的能源目标，并进一步巩固印度作为主要光伏市场的地位，持续推动全球能源转型。

潜力新兴市场盘点

2025 年，虽然传统主要市场的需求增速放缓，但新兴市场的快速崛起正为全球光伏市场带来新的增长动力。中东市场近年需求显著上升，2024 年光伏组件需求达 34 GWdc，预计 2025 年将落在 38-46 GWdc 区间，2030 年则可增至 70 GWdc 以上，2024-2030 的年复合成长率为 9-13%，累计需求将突破 400 GWdc。其中，沙特、阿联酋及阿曼等国在政府支持与多项公用事业规模项目的推动下，持续支撑全球需求增长。拉丁美洲方面，正逐渐成为全球的焦点之一，其中以巴西作为其主要单一市场，2024 年，拉美市场光伏组件需求达 28 GWdc，预计 2025 年将落在 26-32 GWdc 区间，2030 则可增至近 55 GWdc，2024-2030 的年复合成长率约为 9-12%，累计需求应能突破 300 GWdc。

东南亚市场方面，泰国、马来西亚与越南等国在 2024 年相继出台利好政策，显示区域光伏需求有望提升。2024 年，东南亚光伏组件需求达 9 GWdc，预计 2025 年将落在 11-17 GWdc 区间，2030 年则可增至 17-25 GWdc，2024-2030 的年复合成长率约为 11-17%，累计需求有望突破 150 GWdc。

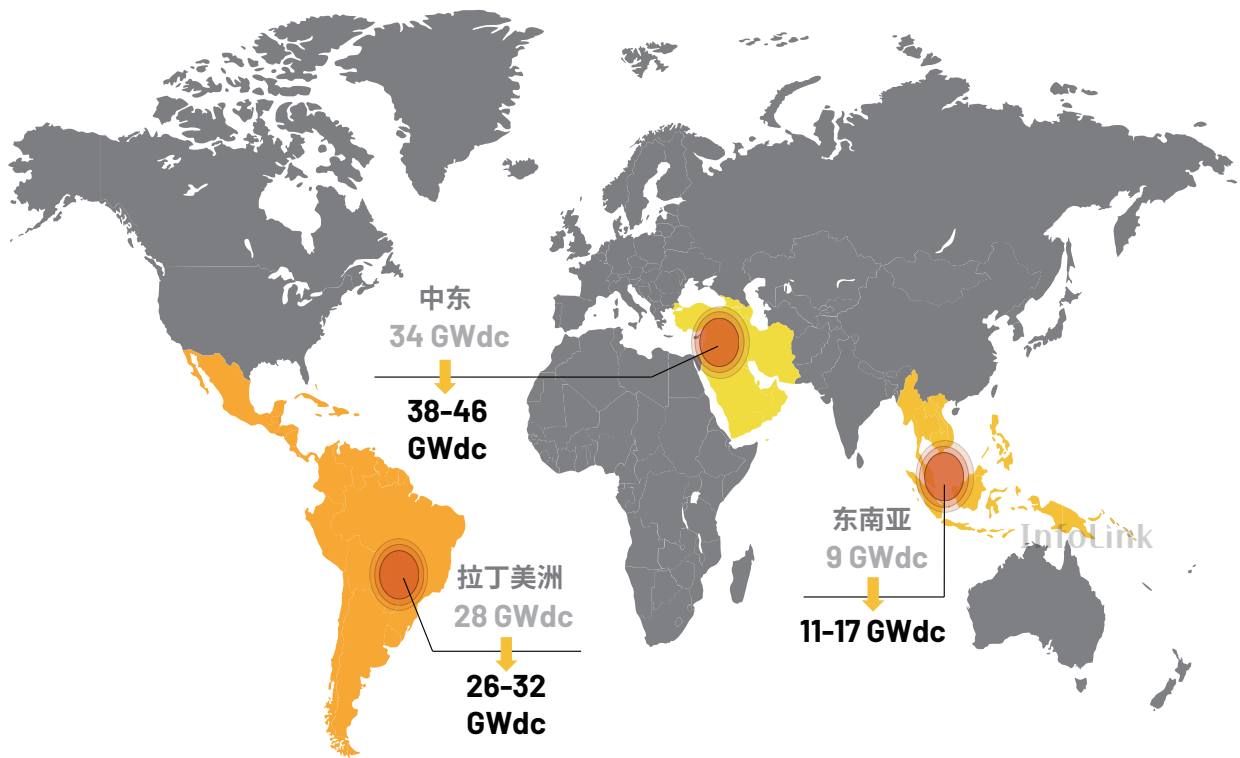


图 1.1-8. 新兴市场盘点 (2024-2025年需求涨幅)，单位：GWdc

中东市场

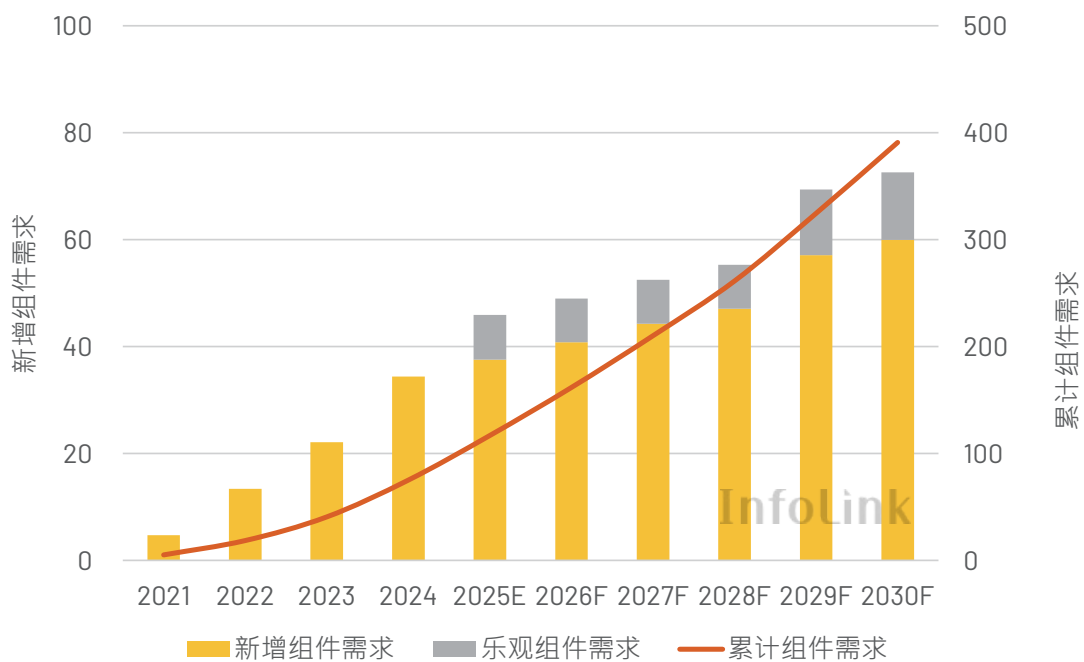


图 1.1-9. 中东光伏组件需求，单位：GWdc

沙特持续引领中东光伏市场发展，2024 年 6 月，沙特国际电力和水务公司 (ACWA Power) 与沙特阿拉伯电力采购公司 (SPPC) 签署协议，启动三个总容量达 5.5 GWdc 的光伏项目，预计将显著拉动需求并利好中东整体市场。随着多个大型项目的建设推进，加上先前仍有许多大型待建项目，2025 年沙特光伏组件需求有望来到 18-21 GWdc，并随新增项目逐年提升，2030 年组件需求有望突破 25 GWdc。

另外，土耳其也成为中东光伏市场的重要一环，2024 年 10 月，在《政府与气候投资基金》 (Climate Investment Funds, CIF) 的支持下，除了资金援助外，也包括提出加速项目审批流程以促进项目并网。此外，同年十一月公布的《YEKA GES-2024 细则计划》新增 800 MWdc 光伏项目，总和上述利好因素，预计 2025 年土耳其光伏需求将达 7 GWdc，并持续稳定增长，2030 年组件需求有望突破 10 GWdc。

除了沙特与土耳其外，阿联酋光伏市场亦在近年持续发展，2025 年组件需求有望突破 6 GWdc，主要以大型地面项目为主。阿联酋水电公司 (EWEC) 计划未来十年每年新增 1 GWac 光伏装机量，以应对国内电力需求。此外，净计量政策、FIT 电价制度及 2022 年通过的分布式项目并网规范，进一步支持分布式光伏需求增长，随着组件价格下降，相关需求将逐步提升，2030 年组件需求有望达到 10 GWdc。

目前在中东市场中出现较大变动的包含阿曼，今年启动的 500 MWdc 光伏招标计划于 2026 年四季度投入商业运营，以及目前仍有部分大型项目持续开发，皆预计 2025 上半年可陆续完工。截至 2024 年底，观察该国拉货量相较于去年出现翻倍式以上的成长，亦反映出需求的迫切度，预计 2025 年需求有望突破 3 GWdc。基于政府计划 2029 年前持续招标新项目，整体需求有望逐年增长，2030 年组件需求有望突破 6 GWdc。

长期来看，中东光伏市场将保持稳定增长，未来主要需求仍来自沙特、阿联酋和土耳其。然而，短期内，以色列、巴勒斯坦或其他受战争波及的地区，光伏需求恐将因以巴冲突影响或战争因素而趋缓，突显出能源安全的重要性，未来待战争趋缓后，不排除上述国家或地区将持续推动可再生能源发展，助力中东长期光伏需求的成长。

拉丁美洲市场

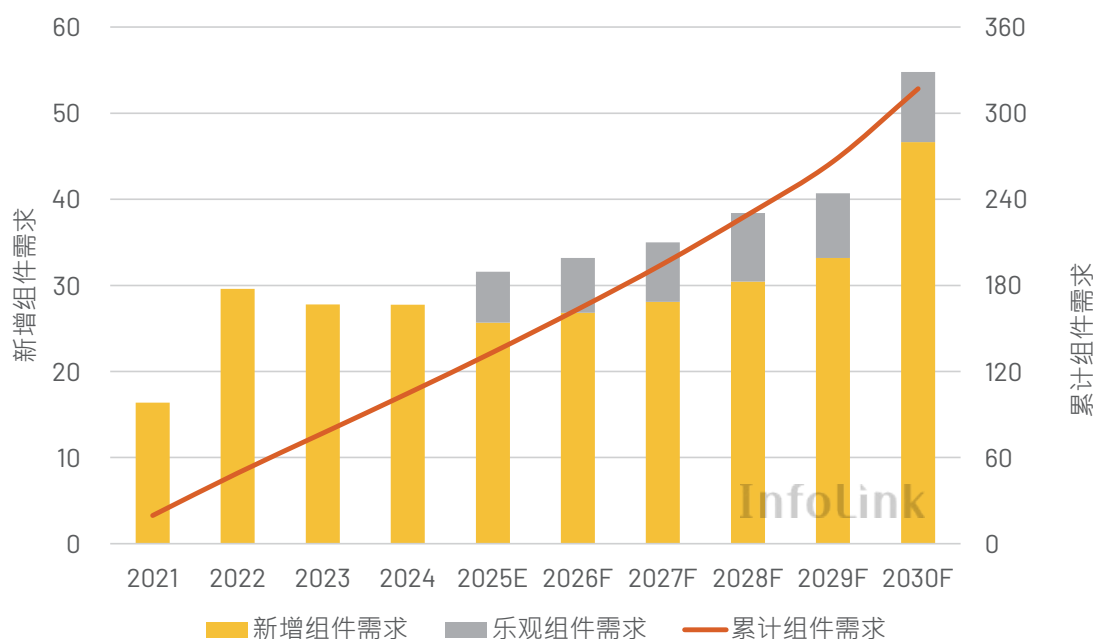


图 1.1-10. 拉丁美洲光伏组件需求，单位：GWdc

巴西近年来已成为拉丁美洲市场的最大需求国，2024年，巴西光伏新增装机约15 GWac，累计装机为52 GWac，即占据拉美市场约60%以上的市场占比。在巴西的光伏发展方面，近年受政策推动而迅速成长。然而，2023年底实施的进口关税限制，于2024年11月进一步将税率自10.8%提高至25%，加上中国出口退税率下调，已开始推升进口组件成本，影响市场需求。特别是分布式光伏项目，如中小企业与住家用户对成本变动更敏感，导致项目延迟或取消。2025年光伏组件需求预估恐难突破18 GWdc，出现近年高速成长以来的首次下跌。

墨西哥光伏市场目前也快速成长中，随着2024年10月新总统薛恩鲍姆（Claudia Sheinbaum）上任，积极推出许多利好光伏的相关政策。2025年1月底，墨西哥能源部与节能信托基金（Fide）推出补助计划，协助高电费家庭安装5-8 kWp光伏系统，而政府也补助25%设备成本，剩余75%可透过Fide低息贷款支付，有助于促进小型光伏项目需求。集中式方面，墨西哥总统于2025年2月5日宣布《2025-2030年国家电力系统强化与扩展计划》（Strengthening and Expansion Plan for the National Electric System 2025-2030），目标在六年内增加13,024 MWdc发电容量，涵盖可再生能源与化石燃料发电，其中光伏发电占4,673 MWdc，预计于2027-2028年陆续投入运行，将推动墨西哥光伏市场发展。2024年，墨西哥光伏组件需求为2 GWdc，随着新官上任并陆续推动新计划，预计2025年将增至2.5-3 GWdc，长期至2030年有望来到4 GWdc。

除了巴西、墨西哥，智利也为拉美的前三大市场之一。截至 2024 年，智利光伏累计装机约为 8 GWac，已成为智利可再生能源最大的电力来源，预计 2025 年光伏组件需求量体可达 2-3 GWdc 左右。目前智利正以《Pequeños Medios de Generacion Distribuida》(PMGD) 政策推动小型分布式项目的建设，对于小于 9 MWdc 的项目，政府以固定电价签署协议，避免现货电价波动所带来的风险。近年来智利渐渐从大型沙漠光伏电站迈向分布式发展，然而，PMGD 计划自 2014 年实施至今已许多年，政府近期无针对分布式项目提出新的长期开发诱因，加上 2024 年 4 月智利提出《第 21,667 号法案》，为了减轻电费上涨对家庭的影响，欲将电力补贴延长至 2027 年，此举恐将减低安装光伏的需求，因此预计智利后续的安装量将较为平缓。

多数拉美市场国家的能源需求仍持续增长中，对可再生能源的需求日益迫切。在发展的同时，拉美光伏市场仍须面临诸多挑战，其中资金短缺长期制约着光伏项目的推动，而相较其他区域电网建设的不足影响电力消纳的议题尤其严重。考虑到目前拉美地区尚有大量项目待建，市场需求仍具备一定可见度。整体而言，未来拉美市场有望透过资本的积极投入、政策的支持、融资门坎的降低或审批流程的优化下，为拉美的光伏需求带来进一步提升。

东南亚市场

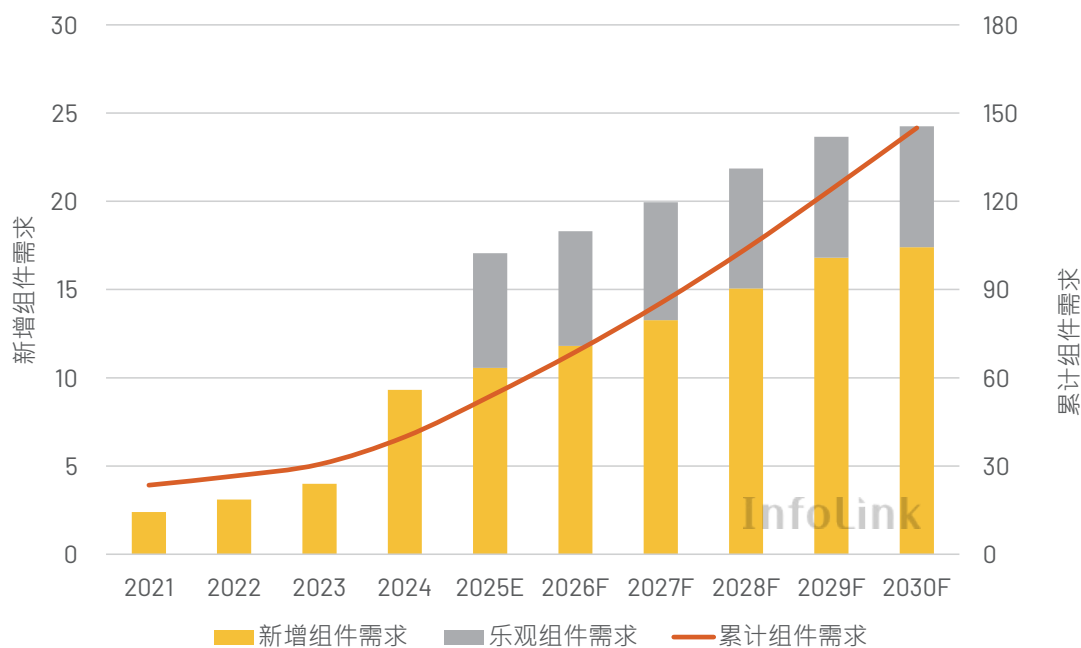


图 1.1-11. 东南亚光伏组件需求，单位：GWdc

东南亚光伏市场因受益于各国政策推动、及电力市场的自由化、企业绿电需求扩大等多重因素驱动，成为中国以外的亚洲市场成长的新版图。

其中，菲律宾光伏市场自 2023 年 MW 级别的需求量，迅速跃升为东南亚市场的领军者，2024 年底，光伏组件需求量体为 2 GWdc，预计 2025 年将增长至 2.5-3.5 GWdc，长期至 2030 年有望来到 4-5 GWdc。菲律宾整体市场的驱动力来自 2022 年启动的《绿色能源拍卖计划》（GEA），截至 2023 年 7 月的第二轮招标，光伏项目已累绩约 3.24 GWdc，尽管项目逐步落实，但电网消纳能力的不足恐成为该国市场发展的主要挑战，同时，现有基础设施的升级需求亦将日益迫切。

除菲律宾外，泰国目前仍以集中式项目为支撑，而户用需求方面，2024 年 6 月正式启动「直接购电协议（DPPA）」试行，并设置 2 GWac 的绿电购电上限，有望刺激工业用电市场。此外，FIT 上网电价计划与户用光伏补助持续推动，长期将助力市场发展。2024 年光伏组件需求为 3 GWdc，预计 2025 年将增长至 3.5 GWdc，长期至 2030 年有望来到近 5 GWdc。

马来西亚也作为东南亚市场的主要需求国之一，2024 年，光伏组件需求约 1.5 GWdc，预计 2025 年将增长至 3 GWdc，长期至 2030 年有望来到近 4 GWdc。马来西亚政府推动多项政策，户用型项目方面，《净计量政策》（NEM 3.0）配额的提升将进一步刺激小型光伏需求的增长；集中式项目方面，2024 年 4 月已启动第五次大型招标（LSS 5），欲新增 2 GWdc 光伏项目，以及 2024 年 9 月实施的《企业再生能源供应计划》（CRESS），对于有额外电力需求的大型工商业用户，未来购电与供电双方可直接进行协议，不必透过马来西亚国家能源公司作为中介，将促进市场自由化。综合上述，预计将加速马来西亚达成 2050 年实现再生能源发电占比 70% 的目标，也体现马来西亚光伏市场未来稳定的成长潜力。

最后，越南目前则处于再度崛起的阶段，随着 2023 年底第 19 号法令通过后，FIT 补贴机制转为年度审核制，并重新启动再生能源补贴机制，预计将促进整体市场复苏。随后，在 2024 年 DPPA 政策的落地，企业与开发商可直接签订购电协议，降低对国家电网依赖，从而吸引更多企业投资光伏项目。同年七月发布的屋顶光伏政策简化申请流程并放宽装机容量，亦将提升小型商业与家庭用户的安装弹性。2024 年，越南光伏组件需求近 1 GWdc，预期 2025 年将达 1.2-2 GWdc，长期至 2030 年有望突破 3 GWdc。

在国际投资者流入东南亚市场以及东盟整体推荐区域电力交易平台推动需求持续增长同时，亦须考虑多数区域仍面临电网消纳能力不足、项目审批过程冗长、尚未有储能政策配套，以及政策实施初期的各种挑战等问题。随着市场逐渐成熟，政府应加强区域合作与电网设施的完善，并加速项目落地进程，以利为能源转型奠定基础。此外，部分国家因受地理条件限制，东盟各国将持续强化区域电网合作与基础设施升级，确保光伏产业长期稳健成长。

1.2

光伏供应链

回顾 2022-2023 年，全球能源转型步伐带来的需求快速增长，以及供应面硅料扩产不及、明显短缺带来的超额毛利、硅片尺寸变化、电池技术由 PERC 转向 TOPCon 的快速迭代推升 2022-2024 年间各环节产能迅速增长。

在环境的激烈竞争下，各环节过度扩产，产能于 2024 年二季度全面超越 1 TW，供应链由 2022-2023 年的供不应求转为全面产能过剩的新局面。随之而来的全产业链价格崩跌、财报赤字正式宣告光伏产业的制造环节进入近十年来少见的严峻周期。

尽管目前光伏行业扩张步伐逐步放缓，但部分厂家仍积极布局海外市场，以寻求新商机与利润空间，确保在全球能源转型浪潮中保持竞争优势。

本白皮书聚焦于从硅料、硅片到电池与组件的光伏主材核心环节，深入探讨 2025 年的供需与价格趋势、产能布局、技术演进等未来动态，为产业链参与者提供全面的决策依据与未来发展路径参考指针。

现况盘点

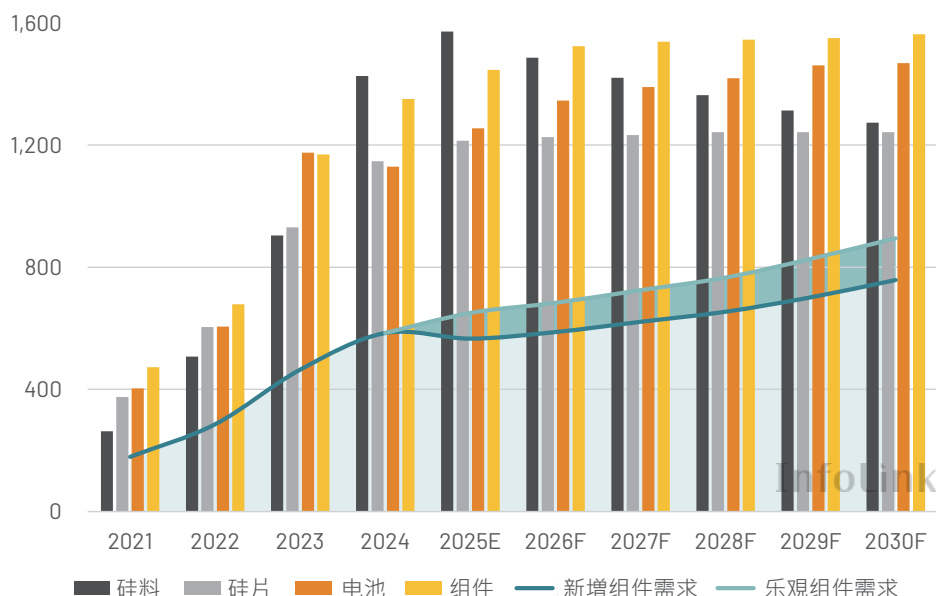


图 1.2-1. 2021-2030年各环节产能预估图，单位：GW

2023 年上游产能的大量释放下，供应链供应过剩愈加明显，各环节于 2024 年二季度皆超越 1 TW。

随着供过于求严峻，上游硅料、硅片产能增长已放缓且停滞，成本较高的老旧产线开始淘汰；中下游电池、组件产能的老旧尺寸以及评估后改造经济效益不佳的产线于 2024 年底开始陆续退出，但在各国的贸易壁垒与本土化激励下，中国以外的产能扩充仍在陆续进行。

整体而言，2024 在供过于求下各环节价格崩跌，制造链出现严重亏损，直至 2025 年供需情况也未能修复，在需求成长趋缓下，下游电站厂商间的竞争也相对激烈、利润也持续压缩，使得供应链价格也难有明显反弹，产业仍处于低谷。

海外扩产

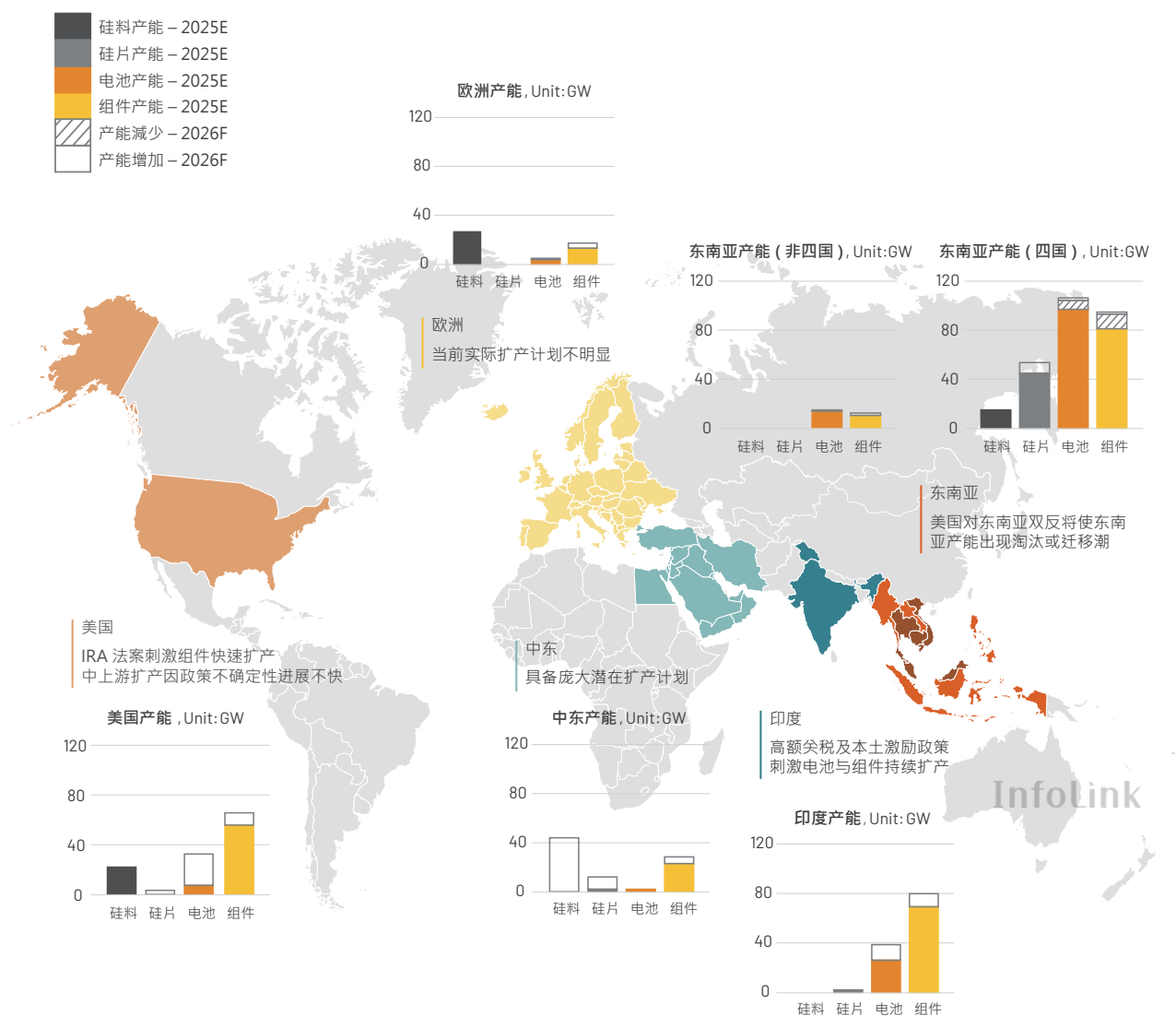


图 1.2-2. 2025 年重点海外扩产区域产能，单位：GW

中国本土硅料已严重供过于求，本土供应端产能成长停滞，尽管如此，为应对各国对本地化供应链的需求，部分硅料厂商也仍有扩展海外布局的意愿。2025 年中东产能将逐步落实，后续观察美国扩产计划是否能如期释放。

在本土化政策或贸易壁垒趋势下，部分硅片厂家持续规划海外扩产，主要规划地区为中东、美国、及东南亚。

美国双反与反规避调查、301、201、甚至是 2025 年新出台的对等关税等，经常是电池与组件环节首当其冲，印度、土耳其等国也有因应本土制造的贸易壁垒，因此电池与组件的生产在多年来的产能自中国外移下，形成东南亚、印度、美国、土耳其等生产聚落。而其中组件因技术进入壁垒与资本支出较低，分布相比电池更加广泛、非中国的产能也更庞大。

2024 年开始，各国政府陆续刺激本土电池片和组件产能。观察 2025 年电池片海外扩产规划，东南亚预计扩产至近 70 GW；印度预计扩产至超过 25 GW；中东预计扩产至近 7 GW；美国预计扩产至超过 5 GW。今年中国电池片产能占据全球 88%，至 2030 年，其全球占比可能微幅下滑至 84%，但仍位居全球最主要的电池片供应国。

组件方面，由于印度具备庞大市场潜力，预计印度产能将增加至 80 GW 左右；美国由于市场潜力亦大，加上贸易壁垒复杂且频繁，产能将增加至近 80 GW；而中东区域则因吸引本地投资，预计将增加至近 25 GW。虽然海外本土产能起量，但中国国内也有扩产规划，因此，就长期中国组件全球占比而言变化不大。

表 1.2-1. 贸易壁垒汇总

发起国家	政策名称	实施时间	产品	目标国家	内容	2025年税率
美国	201 关税	2018年1月-2026年2月	电池、组件	全球 (少数开发中国家可豁免)	201 关税最早在 2018 年由特朗普政府提出，税率在 2025 年退坡至 14%，电池进口免税额则在 2024 年从原先 6 GW 提升至 12.6 GW。	14%
	301 关税	2018年7月-	硅料、硅片、电池、组件	中国	特朗普政府于 2018 年对含光伏在内的中国产品征收 301 关税，最初税率为每年 25%，但在 2024 年将税率上升至 50%，并且在 2025 年起将多晶硅与硅片列入征收范围。	50%
	双反税 (反倾销、反补贴)	2012年3月-	电池、组件	中国	美国政府会定期对对中国光伏企业展开调查，并征收个别反倾销与反补贴税率。	45.57%
	反规避调查	2022年3月-	电池、组件	柬埔寨、马来西亚、泰国和越南	美国政府于 2022 年 3 月对东南亚四国的进口电池、组件发起反规避调查，终判于 2023 年 8 月公布，产品须符合下列条件，才得以申请免税： 1. 使用非中国硅片 (根据切片产地而定) 的东南亚电池、组件。 2. 使用中国硅片制成的东南亚电池，但六种辅材 (银浆、铝框、玻璃、背板、胶膜、接线盒) 中有四种以上非中国产的东南亚组件。 3. 在美国政府规定的两年豁免期间 (2022 年 6 月-2024 年 6 月) 输入，2022 年 11 月 15 日后进口的东南亚电池与组件，须在豁免截止日起 180 天内完成使用或安装。	最高 254.19%
	东南亚四国双反税	2024年6月-	电池、组件	柬埔寨、马来西亚、泰国和越南	与中国双反模式相同，美国政府于 2024 年 5 月发起双反调查，后续会定期对东南亚四国光伏企业征收个别反倾销与反补贴税率，终判税率于 2025 年 4 月公布，四国其他厂家 All Others 税率区间 34.41-651.85%。	34.41-651.85%
	2、3 月对中国加征关税	2025年3月-	硅料、硅片、电池、组件	中国	美国于 2025 年 2、3 月陆续针对中国所有进口产品加征关税，二月首先征收 10%，三月再上调税率至 20%。	20%
	对等关税	2025年4月-	电池、组件	全球	美国于 2025 年 4 月原先预计对全球大部分国家征收高额对等关税，后宣布豁免 90 天，除中国税率上调至 125% 之外，其余国家皆为 10% 的较低税率，须注意的是，硅料与硅片并不在对等关税征收产品内。	10% (中国125%)
	UFLPA 法案	2022年6月-	硅料	中国	在 UFLPA 法案实施后，进口企业须向美国海关提供光伏硅料溯源，以证明产品成份并非来自新疆生产。	-
印度	BCD 基本关税 AIDC 农业附加税 SWS 社福附加税	2022年4月-	电池	全球	2022 年起，印度对全球进口光伏电池、组件分别征收 27.5% (BCD 25%+ SWS 2.5%) 与 44% (BCD 40%+ SWS 4.4%) 的进口税。印度 2025 年调整税收结构，将电池、组件税率分别改为 27.5% (BCD 20%+ AIDC 7.5%) 与 40% (BCD 20%+ AIDC 20%)。	27.5%
			组件			40%
土耳其	VAT 关税	2023年1月-	电池	全球	土耳其政府对进口光伏电池与组件设定了价格下限，如果电池低于每公斤 85 美元，组件低于每公斤 25 美元，则会征收 20% 的 VAT 关税。	20%
		2020年3月-	组件			
	反倾销税	2023年9月-	组件	中国	土耳其政府做出反倾销终裁，对中国进口组件征收每平方米 20-25 美元的反倾销税。	每平方米 20-25 美元
		2024年3月-	组件	越南、马来西亚、泰国、克罗地亚、约旦	土耳其政府做出反倾销终裁，对来自越南、马来西亚、泰国、克罗地亚、约旦的进口组件征收每平方米 25 美元的反倾销税。	每平方米 25 美元
欧洲	关于在欧盟市场禁止使用强迫劳动制造的产品条例	2024年12月-	硅料	中国	2022 年 9 月欧盟便提出本条例的草案，并于 2024 年 12 月中正式生效，欧盟执行委员会与成员国将有权禁止涉及强迫劳动的光伏产品进入欧洲市场，并且对于可能涉及强迫劳动的公司发起调查，同时标定涉及强迫劳动的高风险产品与区域。	-

*此表格为截止至 2025 年 4 月之信息，须注意美国对等关税仍可能变化。

表 1.2-2. 产能激励政策汇总

发起国家	政策名称	实施时间	内容
美国	IRA 法案	2022 年 8 月 -	2022 年 8 月，美国政府通过 IRA 法案，将在十年内于气候变迁和再生能源领域投资 3,690 亿美元，目标于 2030 年达到全美国减少 40% 碳排 (2005 年为基准)。
	PLI 产能投标计划	2021 年 4 月 -	印度政府预计投入 2400 亿卢比 (约 28.8 亿美元)，补贴本土厂商建立一体化产能，截至 2022 年底已完成两期招标，招标组件产能约为 48.3 GW。
印度	DCR 国内制造要求	2011 年 1 月 -	DCR 规定产品为使用印度本土电池组装的印度组件，特定政府计划之项目皆须使用。
	ALMM 组件清单	2019 年 1 月 -	为推动本土组件产能，ALMM 规范所有政府参与的光伏项目必须使用清单内厂商的组件产品。
	ALMM 电池清单	预计 2026 年 6 月	预计 2026 年 6 月上线，届时已在上述组件列表中的产能也须登记到电池清单，以符合印度电池+印度组件的本土化要求。
欧洲	净零工业法案	2024 年 6 月 -	欧盟于 2023 年 3 月提出本法草案，并于 2024 年 6 月底正式生效，法案规定 2030 年时，含光伏在内等净零技术项目须有 40% 占比为欧盟本土制造，同时导入相关审查规范，鼓励本土产品用于政府项目。

*此表格为截止至 2025 年 4 月之资讯

硅料

硅料为光伏主要供应链中的最上游环节，经由提纯与还原将工业硅转化为高纯度的多晶硅，以作为供应链中游拉晶时的材料。硅料产业涉及高温、高能耗、高风险等特性，且建厂投资金额高，进入壁垒相较于其他光伏环节（硅片、电池、组件）高。另外，硅料厂每年须停产或减产检修、检修后复产爬坡期也较下游长的特性，也成为上游供应的不确定性因素。

产能与价格

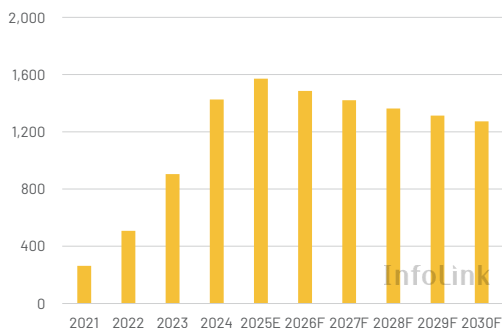


图 1.2-3. 2021-2030年全球多晶硅产能预估图，
单位：GW

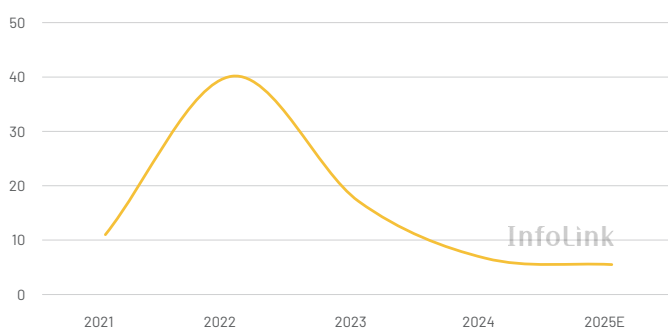


图 1.2-4. 2021-2025年中国多晶硅价格走势³，
单位：USD / kg

回顾 2021-2022 年，相比供应链下游产能扩张迅速，扩产约需要 18-24 个月较长周期的硅料环节成为了光伏行业的生产瓶颈，供应不足导致硅料价格高涨，最高价格曾经在 2022 年下半年突破 RMB 300/kg (约 USD 42/kg)，而当时一线厂成本约在 RMB 60/kg 上下 (约 USD 8.4/kg)、二线厂或较老旧的产能则约为 RMB 100/kg 上下 (约 USD 14/kg)，价格与成本对应之下，硅料厂商享有极高的利润，既有厂家及许多新进玩家受其获利能力吸引而宣布了大量的扩产计划。

而较长的扩产期使得硅料的扩产难以配合市况减速，因此即使 2024 产业的供过于求已开始显现，新产能仍持续释放，截至 2024 年底，硅料成为供应链中产能最高的环节，全球硅料总年产能已突破 300 万吨，换算高达 1,400 GW，其中约 33% 来自 2023 年后投入的新增产能。在既有玩家于 2022-2024 年间的巨量扩产下，硅料市场的高速增长也导致整体供应链出现过剩压力，价格自高点以来持续承压，行业竞争格局向质量与成本、技术优势倾斜。随着产能的陆续释放，硅料价格自 2023 年快速回落，截至 2024 年末，价格已跌至 RMB 39/kg (约 USD 5.5/kg)，整年均价约落在 RMB 48/kg (约 USD

3 此处为中国产之硅料价格，以人民币价格换算美元展示。人民币兑美元汇率，2021 年：0.155、2022 年：0.1487、2023 年：0.1405、2024 年：0.1393、2025 年：0.1375。

6.5/kg)，相比 2023 年的均价 RMB 122/kg (约 USD 17/kg) 约降幅六成，基于主流价格已降至多数厂家难以盈利的水平，部分小型及高成本产能被迫退出市场。

过剩的产能与低迷的利润使得中国本土许多扩产规划已无法落地，2025 成为硅料中国本土硅料产能不增反减的转折，即使有新产能释放，规模也会小于旧产能淘汰。在产能增幅减缓下，预计中国产硅料的长期价格在 2025 年后主要在 RMB 40-50/kg (约 USD 5.5-7/kg) 低价区间震荡。

而海外料在贸易壁垒下持续能有较高的价格，2025 将开始有中国外新扩产的逐步落地。

产能集中度

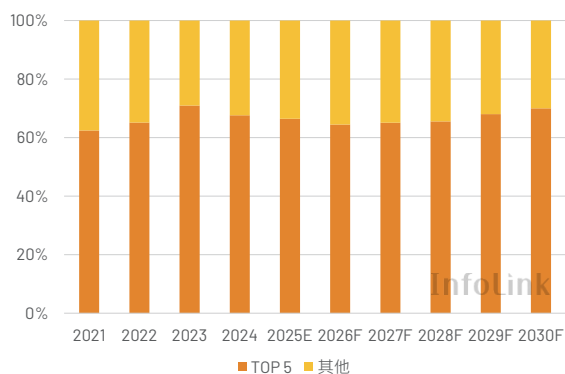


图 1.2-5. 2024年硅料TOP 5⁴ 厂家市占率

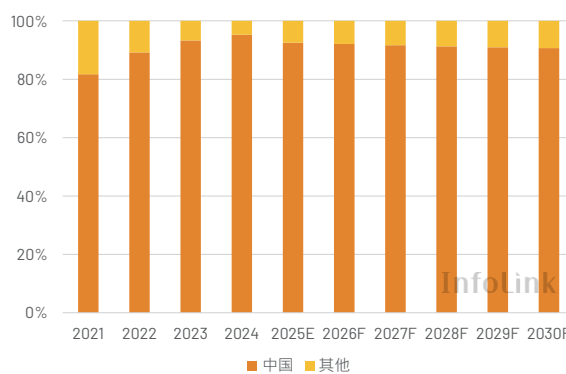


图 1.2-6. 2021-2030年中国硅料产能世界占比

随着 2024 年累计大量库存须要消化，预计到 2025 年硅料产量相比 2024 年将有超过 26% 的下滑，产出约略高于 135 万吨 (约 675-685 GW)。

在产能集中度方面，2024 年的硅料 TOP 5 厂家分别为通威、协鑫、大全、新特能源和东方希望，截至 2024 年底总产能共计约 2,150,000 MT (约 1,000 GW)，占全球硅料总产能约 70%。预计到 2025 年底，受限于产能增长放缓、淘汰老旧产能，但其他厂家及海外仍有部分新产能释放的趋势，TOP 5 厂商的总产能占比将出现微幅下滑约至 65% 左右。

在市场竞争策略的调整下，2025 年前五大的厂家名单将出现变化。但长期而言，硅料市场的集中化进程可能因扩产趋缓，整体占比趋于稳定，预计到了 2030 年 TOP 5 厂家仍可维持 60% 以上的市场占比。

⁴ 2024 年硅料 TOP 5 厂家分别为通威、协鑫、大全、新特能源和东方希望，此处 TOP 5 以 2024 年底之产能排序。

技术趋势

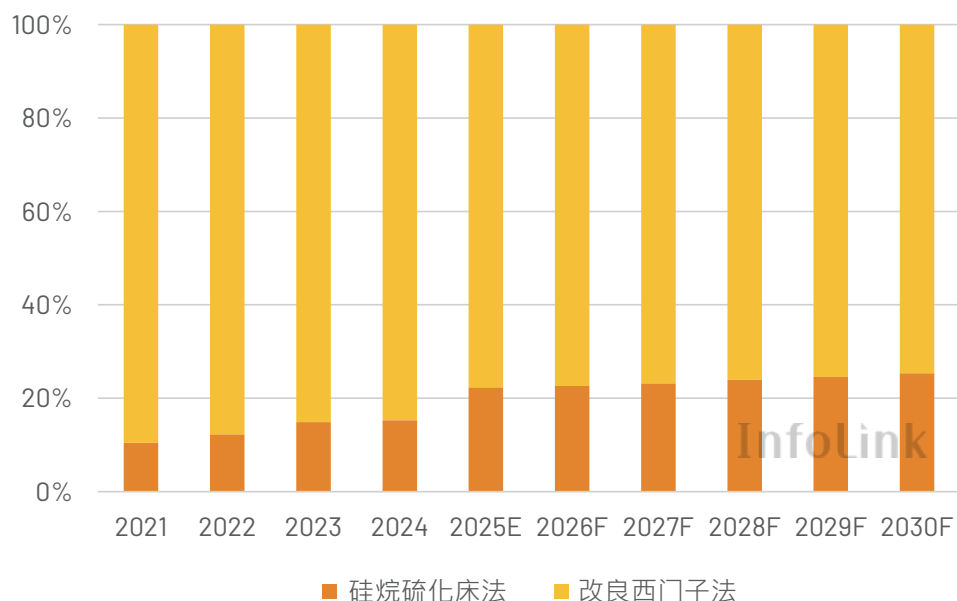


图 1.2-7. 改良西门子法与硅烷硫化床法占比

改良西门子法与硅烷硫化床法

目前光伏技术正由 P 型加速转向 N 型，对硅料质量的要求也逐步提升。在技术选用方面，目前多晶硅的生产主要采用改良西门子法（Siemens）和硅烷流化床法（FBR），其中改良西门子法因技术成熟、质量稳定且适应性强韧等因素，目前仍为市场主流。

截至 2024 年，全球约有 85% 的硅料产能来自改良西门子法、15% 来自硅烷流化床法。硅烷流化床法凭借低能耗、低碳足迹等特性仍占有一席之地，其主要代表厂家为协鑫、天宏瑞科，美国 REC silicon 则已退出市场。考虑到目前工艺难度和高纯度硅料的挑战，其应用比例仍受限。预计改良西门子法将持续主导市场，而 FBR 产出的颗粒硅由于有成本优势，即使在纯度与稳定性上尚有提升空间，预期 2030 年的市占率仍将提升至两成以上。

硅片

太阳能级单晶硅片的生产过程主要由长晶和切片两个环节组成，其中长晶的方式分为直拉法和区熔法，原理是通过高温熔体中生长出棒状单晶硅。当前太阳能级单晶硅片主要由直拉法制备单晶硅棒，继而在切片环节用金刚线切割的方法制成单晶硅片。

单晶硅棒在拉制生产过程中、由于投料量和单晶炉直径大小差异等综合原因导致制程时长略有差异，但是若以当前主流尺寸和工艺为例，长晶过程通常需要 12-18 天不等，相较于下游电池和组件环节的制程来说需要更多生产时间，因此对于生产电力供应的稳定性和经济性方面的要求也会更加迫切，电力价格对于生产制造成本的影响幅度也更加明显。

此外，金刚线切割技术的持续进步提高了切割效率并降低了硅料损耗，硅片的生产成本仍能呈现缓步下降。

产能与价格

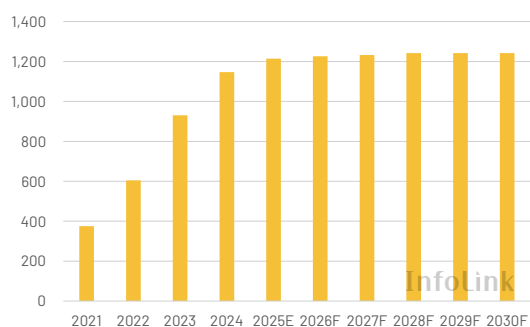


图 1.2-8. 2021-2030 年全球硅片产能预估图, Unit: GW

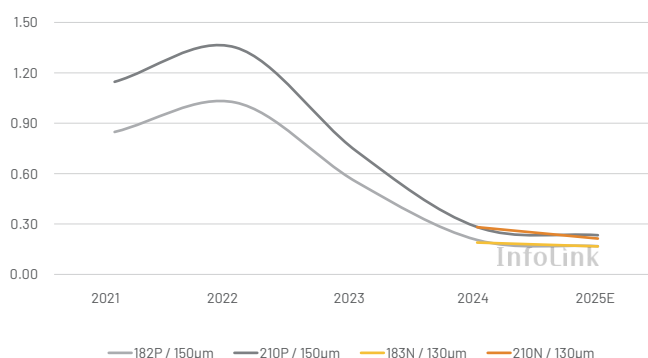


图 1.2-9. 2021-2025 年中国硅片价格走势图⁵, Unit: USD/pc

先前的产业的硅料短缺也引发市场对硅片囤货导致供不应求、价格高昂，加上硅片的「尺寸之争」一直是近年的热门话题，为确保供应稳定与成本、产品路线控制，不仅有新进厂家进军硅片产业，而原有专业硅片厂、垂直整合厂也在 2022-2024 年间大举扩大产能。

在产能的不断释放下，截至 2024 年底，全球硅片总产能⁶已超过 1,100 GW，较 2023 年增长 23%。其中，中国仍为主要生产基地，占据全球产能的 96%。然而，产能过剩使价格自 2023 年起开始快速下滑：PERC M10 硅片价格从 2023 年一季度约 RMB 5.44/pc（约 USD 0.76/pc），跌至四季度约 RMB 2.41/pc（约 USD 0.34/pc），截至 2024 年

⁵ 人民币兑美元汇率：2021年：0.155、2022年：0.1487、2023年：0.1405、2024年：0.1393、2025年：0.1375。

⁶ 由于切片产能相比长晶产能更为过剩，InfoLink 硅片环节产能资料收集以拉晶环节的产能资料统计，非切片产能资料。

仍未出现止跌迹象，并于 2024 年末进一步降至 RMB 1.15/pc (约 USD 0.16/pc)，相较于 2023 年末的价格，跌幅将近 45%。

受制于硅片产能快速扩张与企业间激烈竞争，硅片市场陷入囚徒困境，2024 年下半年硅片成为产业链中亏损最为严重的环节，价格跌破生产成本水平，未来跌幅预期将趋于缓和。截至 2025 年 1 月，M10 P 型与 N 型的硅片价格几乎同价，普遍落在 RMB 1.15/pc 上下 (约 USD 0.16/pc)，G12 方面，P 型的正方片价格约落在 RMB 1.7/pc (约 USD 0.23/pc)，而 N 型的价格则约落在 RMB 1.52/pc (约 USD 0.21/pc)。

随着大尺寸矩形硅片的兴起，截至 2025 年 3 月，G12R (182*210mm) N 型的价格普遍落在 RMB 1.39/pc (约 USD 0.19/pc)。整体硅片价格与利润的持续低迷亦对产能扩张形成抑制作用，预计 2025 年底，硅片产能约 1,200 GW，且预期 2030 年产能仍仅约 1,250 GW 上下，成长率低于 5%。

产能集中度

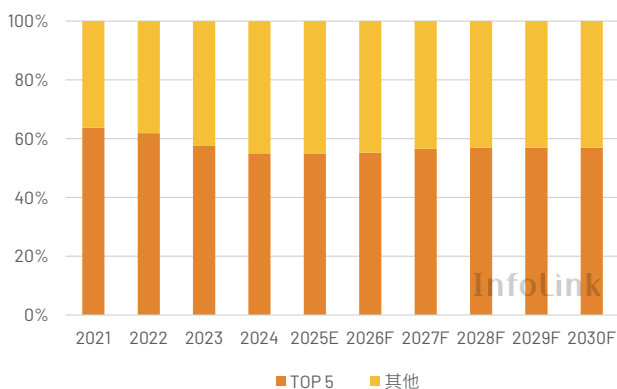


图 1.2-10. 2024 年硅片 TOP 5⁷ 厂家市占率

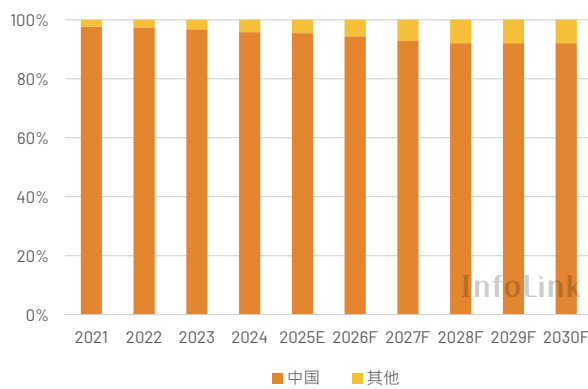


图 1.2-11. 2021-2030 年中国硅片产能世界占比

随着硅片环节在 2024 年也进入严重供过于求，专业硅片厂家与垂直整合厂家竞争加剧，市场集中度发生变化，截至 2024 年底，硅片前五大头部厂家分别为中环、隆基、双良、晶科、晶澳，合计总产能约 631 GW，年成长约 18%，整体市占率达 55%。

尽管有众多厂家因应贸易壁垒、本土化趋势推动海外扩产，但整体产能规模过剩，旧有产能持续淘汰，新产能扩张停滞，此消彼长之下总产能整体呈持平走势。长期来看，硅片产能集中度整体同硅料相对平稳。

⁷ 2024 年硅片 TOP 5 厂家分别为中环、隆基、双良、晶科、晶澳，此处 TOP 5 以 2024 年底之产能排序。

技术趋势

薄片化

在利润低迷带来的成本压力下，光伏行业持续推动薄片化降低单瓦成本。在切片技术的进步下，截至 2024 年末，主流的 TOPCon 硅片厚度已降至 120-130 μm ，而 HJT 所采用的硅片则普遍降至 110-120 μm ，然而，因先前硅料价格的大幅下滑，硅片薄片化所带来的成本效益相对减少，故厂家的硅片厚度变化已趋于稳定，目前主要变化仍是在于矩形硅片间的规格差异。

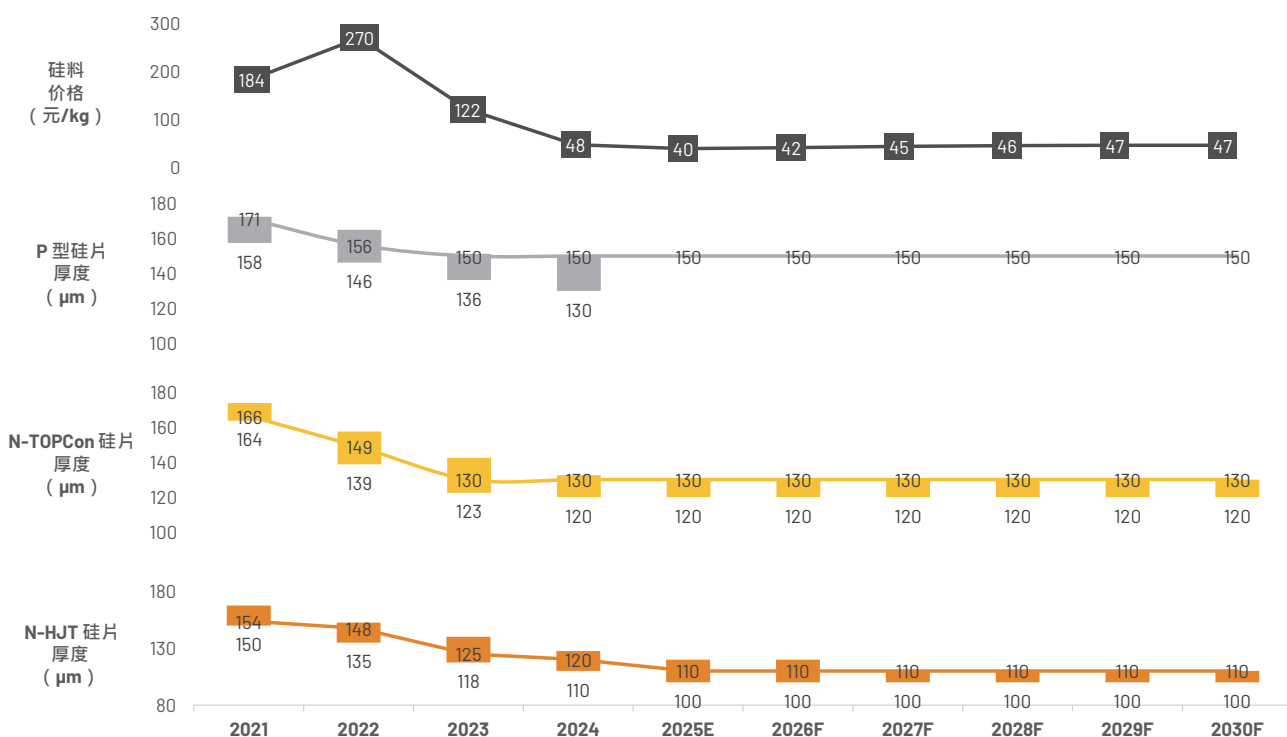


图 1.2-12. 2021-2030年硅片厚度趋势

矩形硅片

2023 年 9 家头部厂家针对新一代矩形硅片的中版型 2382mm*1134mm 组件标准化尺寸达成共识，奠定后续主流的矩形硅片选型将集中于大尺寸 182*191.6 mm 和 182*210 mm 之间。2024-2025 年间，越来越多的企业选择 182*210mm，也基本宣告多年矩形尺寸之争的结束，大尺寸的矩形硅片逐步成为市场主流。然而，整体光伏行业的行情低迷，各厂家大矩形尺寸升级明显低于预期，多数厂家仍优先选用 M10 系列（以 182 mm 为宽幅，长度介于 182 mm-199 mm 的正方片或矩形片）的尺寸。截至2024年末，182 系列（182 mm*182-199 mm）的组件出货量仍占据大宗，整体出货占比超过 70%，尽管如此，182*210 占比已超过 10% 并呈现持续逐年上升的趋势，预计 2025 全年 182*210 组件出货占比有望达到 25% 左右，**长期来看，182*210 未来将成为市场主流。**

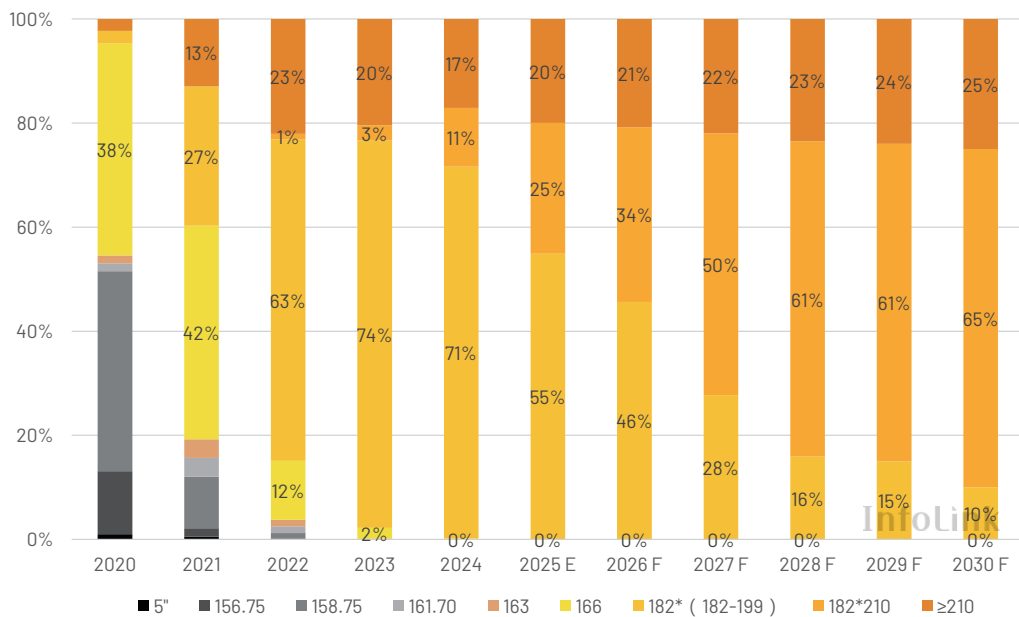


图 1.2-13. 矩形硅片组件产出占比图

电池片

电池片作为供应链的中游环节，通过工艺将上游的硅片形成 PN 结，以产生光生伏特效应（简称光伏效应）。具备 PN 结的光伏电池在外接负载后即可输出功率。光伏电池的技术发展是决定电池效率的最主要因素，为了在产品技术上拥有更多的主导权，并获得更好的成本控制能力，许多垂直整合的厂家会同时具备电池片与组件的生产能力。

产能与价格

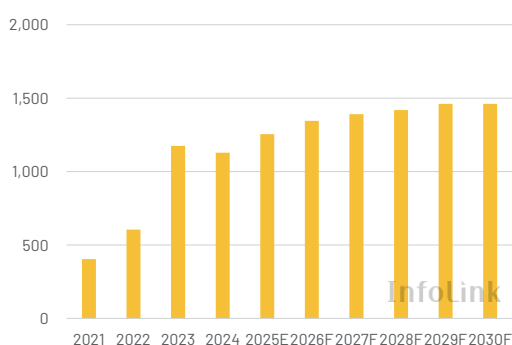


图 1.2-14. 2021-2030年全球电池片产能预估图，单位：GW

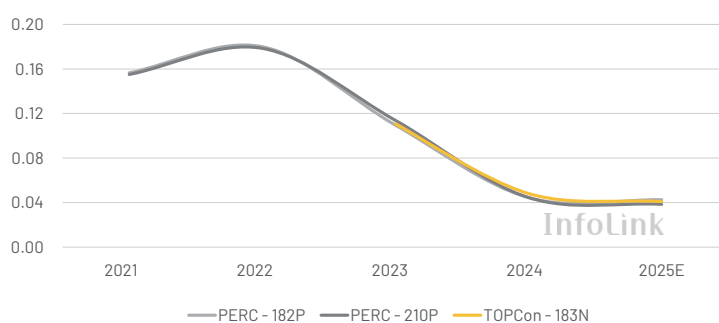


图 1.2-15. 2021-2025年中国电池片价格走势⁸，单位：USD / W

2023-2024 年间，电池片面临 P 型转 N 型的技术迭代，新建 N 型产能在 2023 年大规模落地，再加上 PERC 产能尚未完全退出，导致 2023 年全球电池片总产能出现超额增长，2023 年底电池片年产能超过 1,150 GW，成长率将近 95%。2024 年，PERC 电池片产能已出现大量关停，加上东南亚四国（越南、马来西亚、泰国和柬埔寨）受到美国对东南亚四国之双反调查影响，也在 2024 年陆续关停，2024 年全球产能略为下降至 1,130 GW 左右，同比 2023 年下降约 5%。显示自 2024 年起，电池片环节的总产能增长率将开始放缓，长期而言，预计在 2030 年达到 1,450-1,500 GW 左右的水平，年增率较难突破两位数。

回顾 2024 年电池片市场价格，PERC 182*183.75 系列与 210 系列电池片，从年初的 RMB 0.374-0.378/W (约 USD 0.052/W) 跌落至年底的 RMB 0.275-0.280/W (约 USD 0.038/W)，跌幅超过 25%，由于多数电池片厂家已陆续关停 PERC 产能，供给与需求并行下滑将导致 PERC 电池片在 2025 年呈现横盘，逐渐成为特规产品，并出现产品周期末期上翘的价格曲线。TOPCon 电池片部分，M10 系列从 2024 年初 RMB 0.47/W (约 USD 0.065/W) 跌落至年底的 RMB 0.279/W (约 USD 0.038/W)，跌幅超过

⁸ 人民币兑美元汇率，2021年：0.155、2022年：0.1487、2023年：0.1405、2024年：0.1393、2025年：0.1375。

40%；G12R 系列则从年中的 RMB 0.325/W (约 USD 0.045/W) 跌落至年底的 RMB 0.268/W (约 USD 0.037/W)，跌幅约 18%；G12 系列则从年中的 RMB 0.325/W (约 USD 0.045/W) 跌落至年底的 RMB 0.285/W (约 USD 0.039/W)，跌幅约 12%。因电池片价格大幅取决于上下游环节价格走势，若整体供应链价格趋稳，加上其他政策因素逐渐推进，预计 2025 年 TOPCon 电池片价格将落在 RMB 0.28-0.30/W (约 USD 0.038-0.04/W) 区间。

厂家市占率

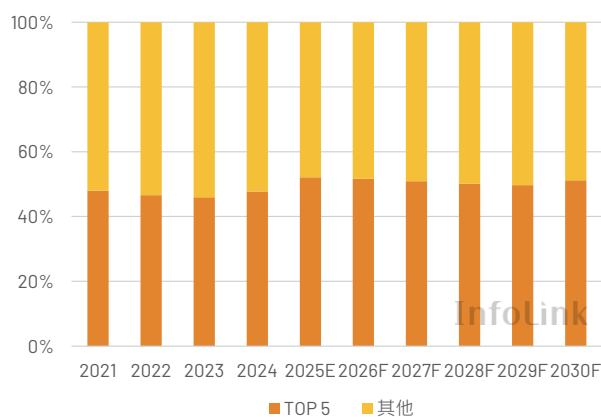


图 1.2-16. 2024 年电池片 TOP 5⁹ 厂家市占率

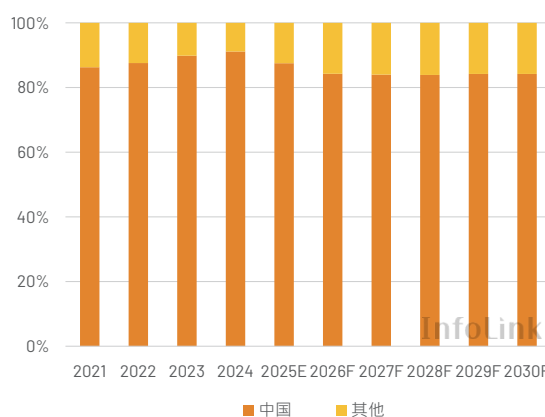


图 1.2-17. 2021-2030 年中国电池片产能世界占比

在电池片环节中，TOP 5 厂家皆为具备组件业务的垂直整合厂，2024 年，TOP 5 厂家的电池片产能约达 440 GW，较 2023 年的 420 GW 增长近 5%，基本上较无变动，占整体电池片产能约 40% 的比重，较 2023 年比重上升 4%。实际产出方面，2024 年 TOP 5 市占率达到近 50%，并有望于 2025 年突破 50%。此外，若排除组件垂直整合厂和其他电池片厂家代工部分，仅观察电池制造商对外出货量，则依序为通威、中润、捷泰、英发和爱旭，2024 年上述五间厂家共出货约 195 GW 电池片，相比 2023 年下降近 6%，前几年高速增长的趋势俨然趋缓。

2024 年底，在中国光伏行业协会的牵头下，厂家间的产能自律机制已开始建立，各环节的生产配额限制也陆续出台，对新增产能形成约束，市场供需失衡的状况亦开始朝向修复方向发展。

而随着垂直整合厂的集中度不断提升，预计专业电池厂的数量将逐渐减少，垂直整合厂也会随着技术迭代与海外布局仍少量扩大自身的电池产能，增强对产品尺寸与技术的掌控能力。在电池片技术持续更迭、以及垂直整合厂未来市占率和产业集中度提升的情形下，至

⁹ 2024 年电池片 TOP 5 厂家为隆基、晶澳、通威、晶科和天合，此处 TOP 5 厂家以 2024 年产能进行排序。

2030 年底，TOP 5 电池片厂家的产能将达到 600 GW 以上，占整体电池厂家比重仍持平在 40% 上下，市占率也将保持在 50% 左右。

技术与路线预测

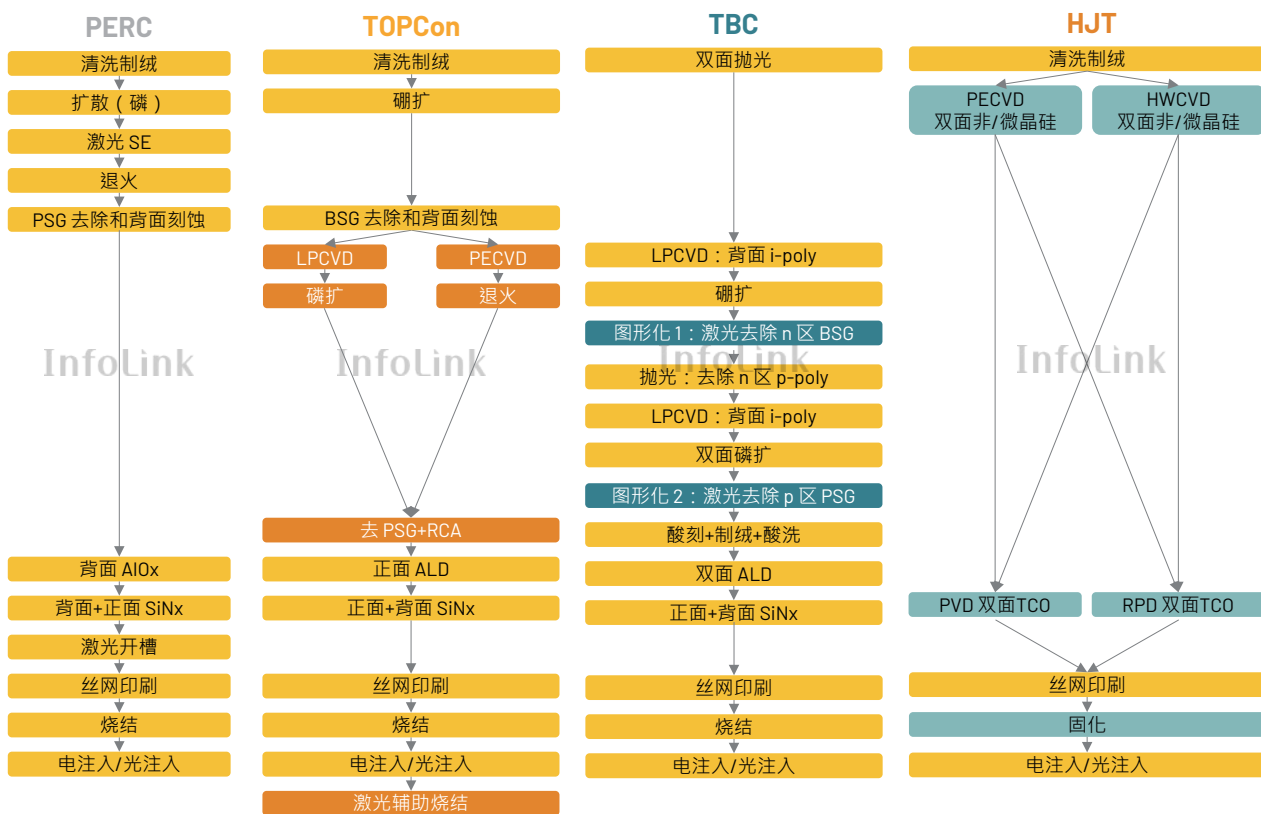


图 1.2-18. 电池片工艺比较

技术趋势

电池在整个光伏供应链中扮演着提升光电转换效率的关键角色。无论是从多晶技术转换为单晶技术，还是从 P 型 PERC 技术转为 N 型 TOPCon、异质结 (HJT) 或背接触 (back contact, xBC) 技术的过程中，电池片厂家皆积极以提升光电转换效率作为主要发展目标，同时探索减少成本的方法。

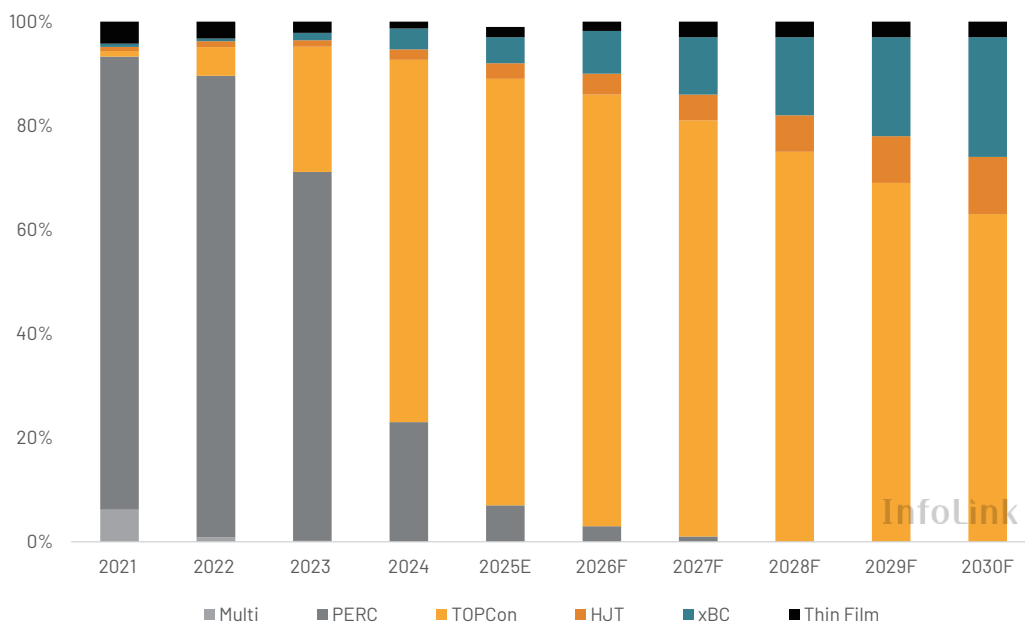


图 1.2-19. 2021-2030 年各高效电池片技术市场占比

TOPCon

2022 年，PERC 电池技术仍占据整体市场超过八成的市占率，但随着 PERC 电池技术效率提升进入瓶颈期，加上 N 型电池技术具备更高效率、更低的温度系数与良好的弱光效应等优势，整体性价比明显高于 PERC 电池技术。其中，又以 TOPCon 凭借其高效率、与 PERC 产线的兼容性以及相较于 HJT 和背接触电池技术更低的生产成本，使 TOPCon 技术成为继 PERC 之后光伏市场的新一代主流电池技术。

自 2023 年下半年起，市场开始热议激光辅助烧结技术（Laser-enhanced contact optimization，LECO），此技术再次为 TOPCon 电池提升了约 0.2-0.4% 的转换效率。到 2024 年，主流 TOPCon 电池的转换效率已达到 24.7-25.2%。根据 InfoLink 统计，2024 年 TOPCon 的名义产能已达到约 860 GW，其中 10% 左右为 PERC 产能改造升级，总体相比 2023 年的 560 GW 成长将近 55%，HJT 和背接触电池的产能合计也来到约 120 GW 左右。低迷的行情加速 PERC 产能出清，PERC 产能则从 2023 年的近 500 GW 下降至 2024 年的 130 GW，跌幅超过 70%，市占比例也下跌至 20% 左右，自 2024 年起逐渐成为特规产品，预计 2025 年市占率将跌至 10% 以下。

2024 年，TOPCon 市占率已超过 70% 的水平，对比 2023 年 25% 左右的市占率出现显著提升。随着 PERC 产线陆续退坡，TOPCon 将兼容原先的 PERC 产线，加上 TOPCon 具备效率与 HJT 相差不大，理论效率极限可达 28.7%，成本却低于 HJT 的特性，成为当今市场上极具竞争力的技术产品，适合应用于大型集中式项目。因此，2025 年 TOPCon 市占率有望突破 80%，预期将持续稳坐未来数年内的主流技术位置。

HJT

相较于 TOPCon 需 11-14 道的制程工序，HJT 技术仅需 6 道工序，整体工艺流程更为简短。此外，HJT 电池采用低温工艺，不仅具备更低的碳足迹优势，受弱光影响也较小，且在理论转换效率和双面率等性能指标上，均优于 TOPCon 技术。

尽管 HJT 成本相比以往已大幅下降，但其成本仍高于 TOPCon。同时，HJT 的初始投资金额较为高昂，也成为技术选择与迭代发展过程中的一大瓶颈。综观整体，HJT 的转换效率尚未能显著超越 TOPCon，却因成本劣势导致市占率偏低。未来 HJT 能否进一步提升市占率，仍须视浆料、靶材及设备降本进度而定。

xBC

背接触技术因其特殊的结构设计，能够消除栅线遮挡，从而提高电池片的受光面积与入射光的利用效率，使其在转换效率提升与外观美观性方面具备显著优势。此外，该技术还可与 P 型、N 型 TOPCon 及 HJT 等不同电池技术进行结合，进一步衍生出 HPBC、TBC 和 HBC 等背接触电池，不仅提升了效率，亦兼具美观效果，深受众多对产品外观要求较高的厂家与客户的青睐，适合应用于高端户用和工商项目。

然而，背接触技术仍存在一些须要改进的问题，例如工艺技术相对复杂，难以实现薄片化，且双面率较低。此外，背接触电池片的生产流程较长，设备需求更多，导致设备投资成本较高，从而增加了降本的难度，生产流程过长也会提高电池片在制程中的不良率风险。

目前，中国主要的背接触电池厂家生产的电池片效能、良率与双面率仍持续提升，头部厂商都开始配备中试或研发线，然受限于较高的产线改造成本，整体市场规模还未能有太快进展。

总结而言，由于 HJT 与背接触电池片技术在工艺技术难度高、投资金额大以及降本挑战等方面仍须克服，预计 2025-2028 年间，TOPCon 技术将继续稳居市场主流地位。长期来说，当 TOPCon 电池片效能达到理论转换效率极限后，或将透过与背接触技术结合来提升效率，进一步延长产品周期。

此外，部分厂家持续开发 HJT 叠加钙钛矿工艺，形成叠层电池技术，期望实现大幅度的效率提升，而未来叠层技术的量产速度也取决于单结钙钛矿的电池技术稳定性、成本、效率能否取得平衡。

组件

组件为光伏供应链的最后拼装环节，将上游电池与各式辅材如玻璃、胶膜、背板、边框、接线盒等进行电池片检测、串焊、层压、封装形成光伏组件，完成最终产品销售予终端客户。由于以各式材料封装作为主要作业，组件环节在整体供应链里的制造难度，初始投资额等进入门槛相对较低，因此，扩产速度较快，产能分布较为分散。生产上，降低稼动率对成本的影响也相较上游其他环节较小，因此，容易实时根据终端需求调整产出。

产能与价格

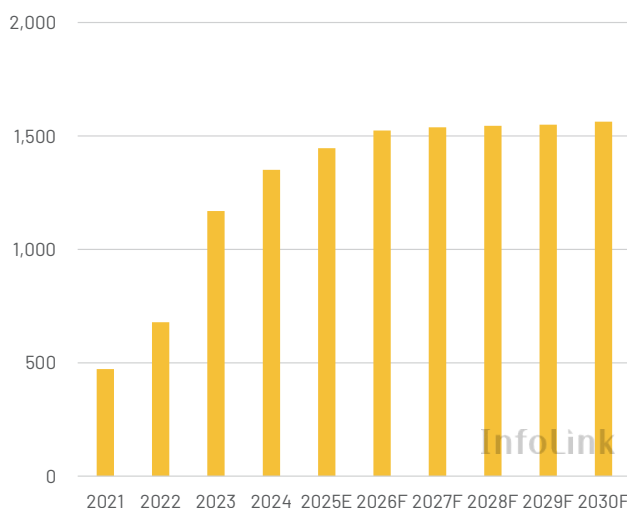


图 1.2-20. 2021-2030 年全球组件产能预估图,单位：GW

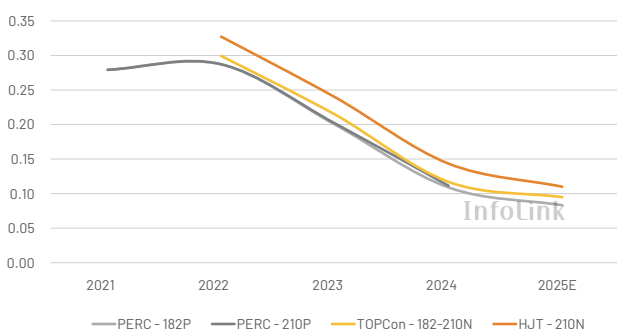


图 1.2-21. 2021-2025 年中国组件价格走势¹⁰, 单位：USD/W

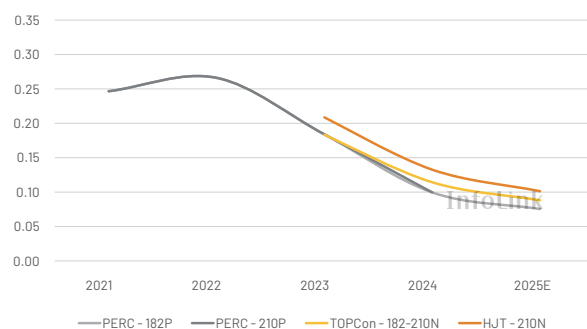


图 1.2-22. 2021-2025 年海外组件价格走势, 单位：USD/W

¹⁰ 人民币兑美元汇率，2021年：0.155、2022年：0.1487、2023年：0.1405、2024年：0.1393、2025年：0.1375。

截至 2024 年底，全球组件环节产能来到 1,350 GW 左右，相比 2023 年的 1,170 GW 增加约 15%，因组件的扩产门坎相对上游其他环节较低，加上电池与组件尺寸变化的迭代，组件在 2022-2023 年间已出现大规模扩产，增长率来到 70% 以上，随着当前行业产能持续过剩，以及因应部分国家贸易壁垒和本土化生产等发展规划，仍预期全球组件长期产能将呈现缓慢增长，但年增率仅能维持在个位数，同时部分旧厂将会逐渐淘汰，预计 2029-2030 年间，全球组件总产能将来 1,550-1,600 GW 区间。

回顾 2024 年光伏组件市场价格，由于 2024 年整体光伏市场持续陷入供过于求的情形，加上上游环节放量导致整体供应链价格下跌，组件价格也连带受到影响。2024 年初，PERC 双面组件均价由 RMB 0.95/W (约 USD 0.132/W) 跌落至年底的 RMB 0.68/W (约 USD 0.095/W)，跌幅为 28%；TOPCon 双面组件均价由 RMB 0.972/W (约 USD 0.135/W) 跌落至年底的 RMB 0.71/W (约 USD 0.099/W)，跌幅为 27%，几乎触及成本线。虽然 2024 年组件价格续跌，但相比 2023-2024 年 44% 的跌幅已有所趋缓。预计 2025 年初，组件价格仍将持续于低位震荡，今年能否上扬仍须观察整体市场需求，预计可能于年中需求旺季时出现小幅回弹，但大幅回弹的可能性仍低，此外，上游其他环节降本也将导致组件价格微幅下降，预估 2025 年组件价格将在 RMB 0.67-0.7/W (约 USD 0.092-0.096/W) 上下区间摆动。

厂家市占率

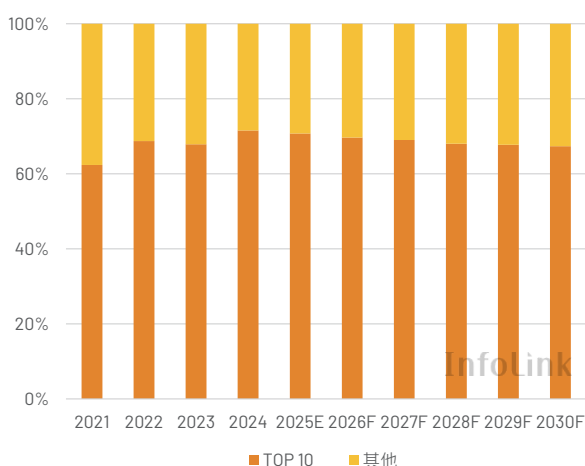


图 1.2-23. 2024年组件TOP 10¹¹厂家市占率

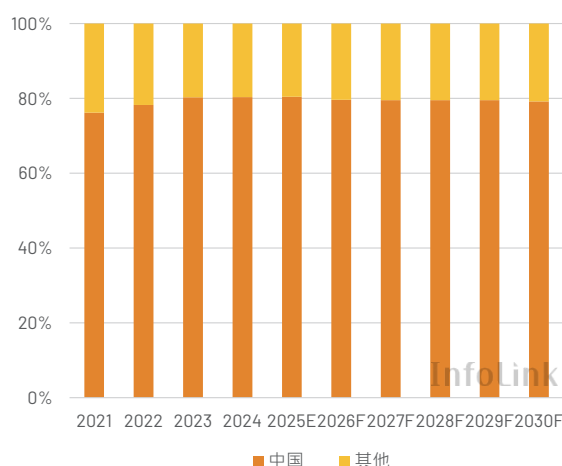


图 1.2-24. 2021-2030年中国组件产能世界占比

组件环节 TOP 10 厂家全数为具备电池甚至其他环节产能的垂直整合厂，2024 年，TOP 10 厂家的组件产能将近 720 GW，较 2023 年的 610 GW 增长 18%，占整体组件产能超过 50% 的比重，与 2023 年的比重差异不大。

¹¹ 2024 年组件 TOP 10 厂家为晶科、隆基、晶澳、天合、通威、正泰、阿特斯、协鑫、一道和英利，此处 TOP 10 厂家以 2024 年产能进行排序。

观察 TOP10 组件制造商出货量，2024 年共出货近 460 GW，同比 2023 年增长 22%，相较于前几年的增长率已开始收窄。由于组件制造门槛相对较低，且作为终端产品，市场更重视品牌知名度与市占率表现，使得组件制造成为众多大厂必争之地。2024 年，组件市场持续呈现大者恒大的局面，TOP10 组件厂家出货的市占率超过 70%，部分小厂因组件价格持续下跌与利润缩减而在激烈竞争中被迫退出。长期而言，TOP 10 厂家间的竞争将更加白热化，至 2030 年，预计 TOP 10 组件厂家的产能将达到近 800 GW，占整体组件厂家比重 50% 左右，市占率也将保持在 70% 左右。

在产能布局方面，组件厂家全球生产分布广泛，截至2024年止，中国产区产能约为 1,100 GW，占比全球产能份额来到 80% 左右。其他区域产能方面，东南亚区域产能将近 100 GW；印度产能约为 70 GW；美国产能约为 50 GW；而中东区域则约有 20 GW 左右的产能。然而，由于在美国对东南亚四国启动双反调查后，2024 年下半年，东南亚区域对美发货组件量体已呈现下滑，厂家也陆续关停产能，东南亚区域产能持续递减。长期而言，随着各国政府陆续刺激本土组件产能，未来可能压缩中国产能的全球占比，预期到 2030 年，中国产区的产能占比可能小幅滑落至 80% 以下，而印度、美国和中东等区域产能则有望逐年起量。观察 2025 年组件海外扩产规划，预计印度产能将增加至 80 GW 左右；美国将增加至近 80 GW；而中东区域则增加至近 25 GW。

技术趋势

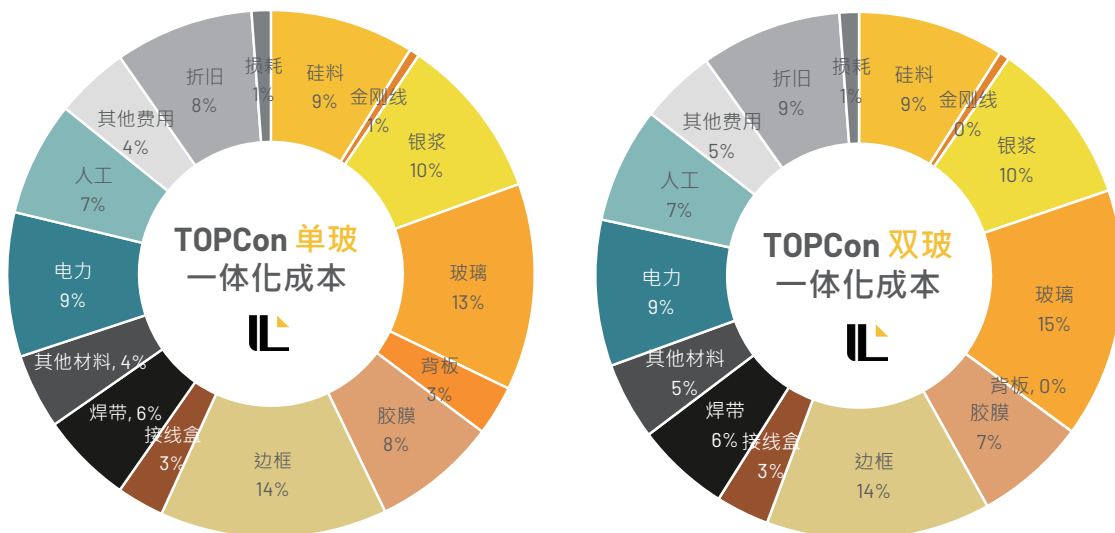


图 1.2-25. 光伏组件构成及成本占比

依据组件材料的不同，目前光伏市场大量量产的组件主要可分为晶硅组件与薄膜组件两大类。晶硅组件由晶体硅光伏电池封装，因技术成熟，成为光伏市场的主流技术。相较而言，薄膜组件采用非晶硅薄膜技术，虽然目前市场主流仍以晶硅技术为主，但薄膜电池组件因较少受贸易壁垒干扰，仍保有稳定的市场份额，市占率变动幅度不大。根据 InfoLink 统计，长期来看，薄膜组件的市占率预计将维持在 2-3% 左右，整体而言，较难出现大幅波动。

双玻组件

依据封装背板材料的不同，晶硅组件可进一步分为单玻组件与双玻组件。单玻组件仅在正面覆盖一层玻璃，背面则以背板为主，由于该设计简化了组件结构，使得单玻组件重量相比双玻组件明显较轻。因此，单玻组件能够节省人力、运输及其他系统性成本，特别适用于重量要求较高的场地，因此，大部分分布式与户用场景通常会选择单玻组件。然随着玻璃价格的下降，质量轻的优势开始能被 1.6mm+1.6mm 双玻组合蚕食。

双玻组件在正反面各覆盖一块钢化玻璃，经由封装胶膜与太阳能电池片，透过层压机高温层压形成复合层，该设计虽然增加了双玻组件的重量，但能提供更佳的保护性，特别适合光反射强的环境，如白色平面屋顶或沙漠地区，发电收益显著更高。此外，由于玻璃的防护性较背板坚固，使得双玻组件能够应用于高原与沙漠等极端环境，成为大型集中式项目的热门选择。随着 TOPCon 市场渗透率在近两年不断提升，技术方面也持续优化，然而，TOPCon 组件容易产生水汽渗入和腐蚀等问题，在进行高温高湿环境测试时，长时间将导致用于封装的 EVA 胶膜受到分解释并放出醋酸，促使 TOPCon 电池银铝浆中铝的氧化速度加快，从而造成电子流失，影响光电组件的转换效率，导致明显的功率衰减。因 TOPCon 湿热测试多以双玻组件为主，前期双玻组件不得不采用分子链结构更加稳定、阻水性更加以及具有良好抗 PID 性能的 POE 为主，但考虑 POE 粒子售价仍高以及组件良率的考虑，越来越多厂家改采用 EVA-POE-EVA 三层复合共挤制造的 EPE 共挤型胶膜进行封装，性能介于 EVA 与 POE 胶膜之间。

2025 年，随着 PERC 组件持续退场，且鉴于当前玻璃价格的下跌，N 型双玻组件相对单玻组件成本端已无劣势，预计 2025 年双玻组件占比将进一步成长至 85% 上下，单玻则跌至 15% 以下。

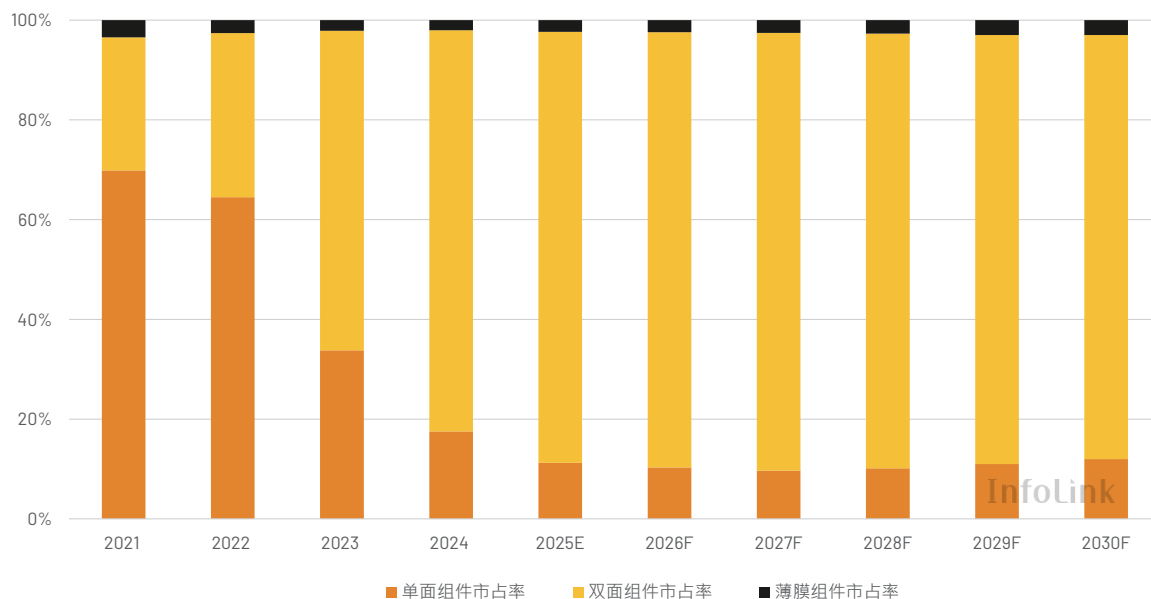


图 1.2-26. 双面组件市占率预测

组件版型

由于硅片尺寸和电池排布方式的不同，组件的尺寸出现相应的变化。近两年矩形硅片快速发展，其中也包含从传统 182 方片过渡至大尺寸矩形硅片的「微矩形硅片」，透过硅片尺寸的放大，以及组件功率大幅提升，能有效降低 BOS (Balance of System) 成本，并优化光电每度电的发电成本，导致方形电池片逐渐被矩形电池所取代。

2023 年 8 月中旬，6 家头部厂家（阿特斯、东方日升、隆基、一道、通威与正泰）达成矩形硅片 182.2*191.6 mm 尺寸的共识，该尺寸可以制成 72 片的 2382*1134 mm 组件，属于大版型组件，也是当今市场主流的尺寸规格之一。其他大版型组件除了 2382*1134mm，也有 2278*1134mm、2465*1134mm 和 2384*1303mm 等规格，主要以 66 或 72 片制成；小版型则有 1722*1134mm、1762*1134mm 和 1800*1134mm，以 48 或 54 片制成。

组件瓦数

总结以上，电池效率仍逐步推进、组件封装技术与硅片尺寸的变化也持续助力单片组件瓦数发展，2025年组件主流效率推升至595W、矩形硅片能推升至620W+，随着电池、组件细节技术的进展，后续组件主流瓦数逐年仍有非常大的增长空间。

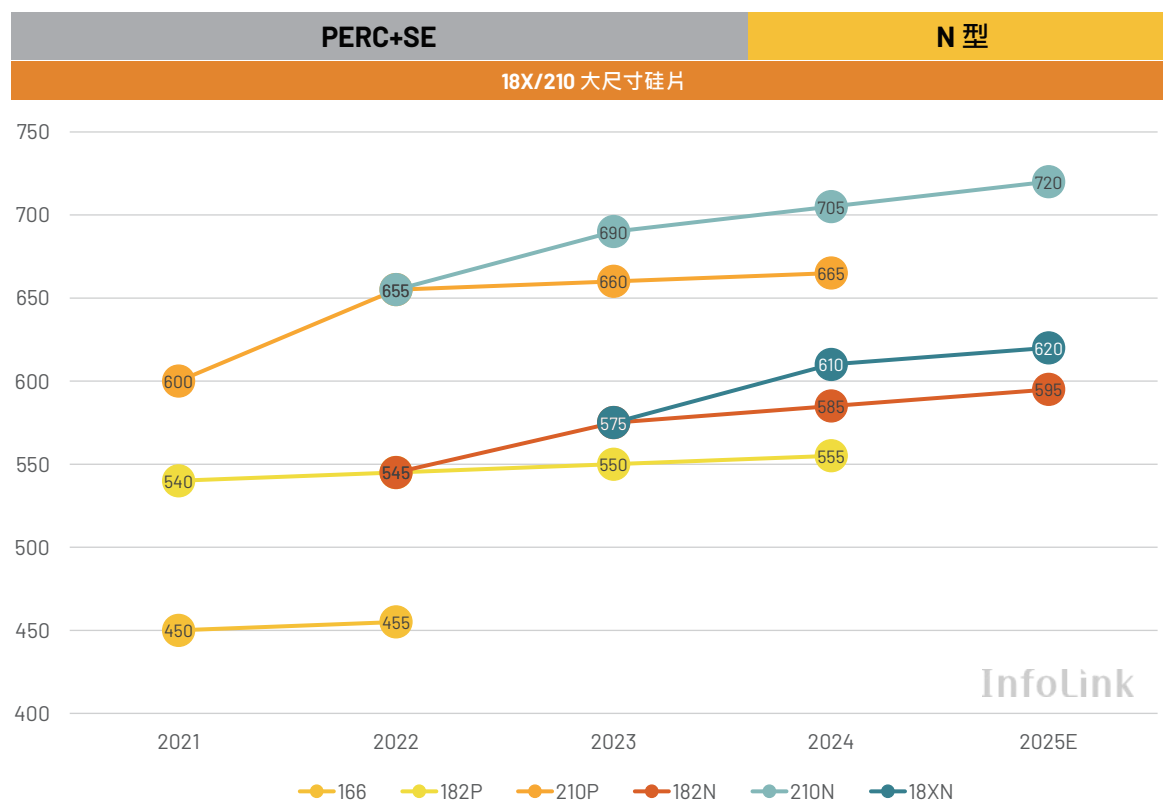


图 1.2-27. 2021-2025年组件瓦数趋势

1.3 光伏 LCOE

“Levelized Cost of Electricity”（LCOE）是评估光伏发电系统的成本效益的一种衡量方法。LCOE 可以理解为单位电力的平均成本，通常以每千瓦时（kWh）计算，但因本次建模计算皆以 100 MW 电站为基准，为了更直观呈现 LCOE 数值，以下采用兆瓦时（MWh）为单位，透过将项目生命周期内的成本与发电量进行折现后，按一定比例计算所得出的发电成本，即为项目总成本现值除以总发电量现值。此数值通常用来与电价进行比较，具备一定的参考价值。

本章节透过将发电系统从规划开始到设施淘汰的生命周期中发生的所有成本平均摊提到发电系统所发的每一度电上，得出该系统的平均成本。

度电成本公式：

$$\frac{\text{资本支出} + \text{运维费用}}{\text{发电量}}$$

光伏 LCOE 测算限制条件

光伏 LCOE 的测算是以资本支出 + 运维成本与发电量为基础进行评估。除了成本因素外，光伏系统在生命周期内的总发电量也是影响 LCOE 的关键因素之一。影响发电量的主要因素包括系统所在地区的日照时数、组件类型的选择，以及逆变器、支架等其他硬件配置。

本章节的测算重点在于分析该区域市场中电站成本的变化，涵盖资本支出中的硬件设备、财务支出与系统运维等方面。模型选取全球三大光伏主要市场——中国、美国与欧洲（含欧盟与英国），发电时数则依据各区域的年均日照时数取值进行计算；至于光伏电站运行周期及其关键影响因素，如组件尺寸、转换效率与性能衰减等，本模型统一采用当前市场主流的双玻组件产品，并以 2025 年为项目运行周期进行测算。

光伏项目成本结构

在光伏发电系统的初始资本支出中，除了光伏组件本身，还包括建造发电系统所需的支架、逆变器、馈线等设备；此外，还包含建设初期所涉及的非系统性支出，如土地开发费用、各类规费，以及系统在整个生命周期内所需承担的运维成本。

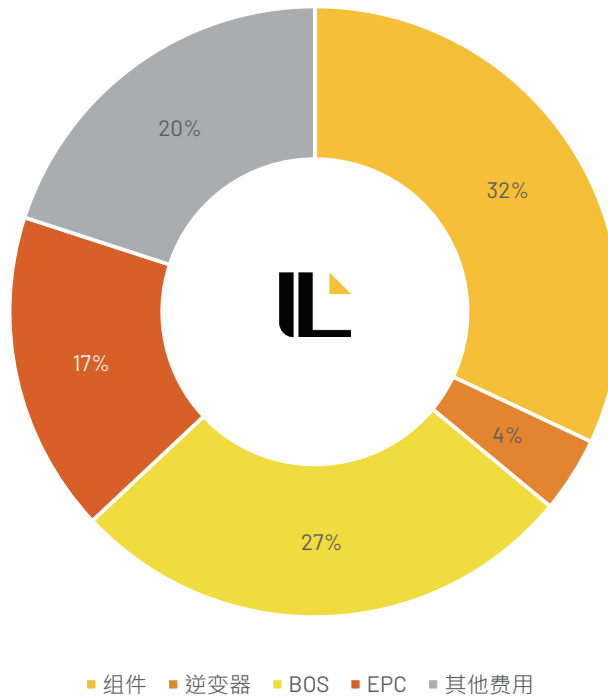


图 1.3-1. 全球平均光伏系统成本结构

总体而言，光伏组件在项目总成本中占比最高，过去依地区价格差异，其占比约为 40-45%。因此，组件成本的下降将对 LCOE 造成明显影响，**随着组件价格位于低谷，当前组件在整体成本中的占比已降至约三成。**

各大光伏需求市场 LCOE 演进

随着光伏组件等硬件成本快速下降，光伏发电在全球多数地区已具备与燃煤、天然气等传统化石能源相当甚至更低的度电成本。未来各主要市场光伏 LCOE 的走势，将主要受两大面向影响：（1）需求端的政策补贴与贸易壁垒或在地化要求。（2）供应端的物料价格变动及产品的持续升级。

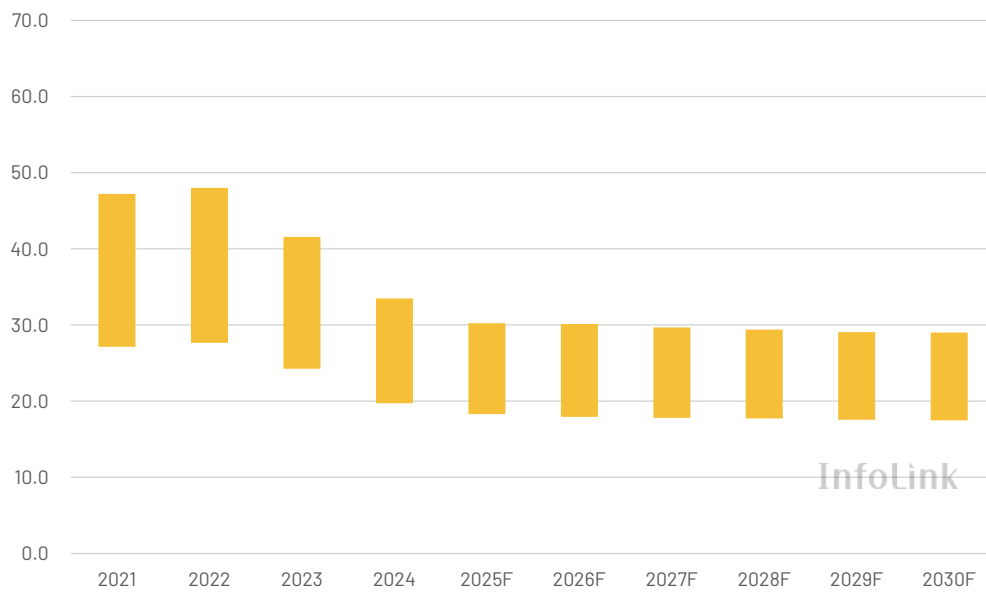
在需求端，政府补贴如装机补助或税务减免仍是影响 LCOE 的重要因素。例如，美国当前的主要补贴法案为 2022 年 8 月通过的 IRA 法案，但须注意的是，随着 2025 年特朗普政

府上台，美国可能出现减少光伏补贴、关税调整等政策变动，使 LCOE 未来走势具有高度不确定性。相对而言，随着光伏度电成本逐步下探，中国与欧洲自 2024 年起已较少针对光伏项目提供大规模补贴，LCOE 变化更明显反映市场本身的成本结构。

在供应端，2024 年全球光伏组件价格大幅下滑，预期 2025 年仍低位震荡。中国与欧洲市场的组件成本也将维持较低水平，LCOE 有望进一步下降。展望未来，随着组件成本与价格已没有太大的下降空间，技术进展，例如电池效率提升与组件瓦数提高，将在推动光伏度电成本持续下降中扮演愈发关键的角色。

下文提供中国、美国与欧洲市场的 LCOE 估算，假设项目规模为 100 MW 集中式电站，所采用的组件价格参考 InfoLink 统计的各地区双玻组件报价。

中国



*中国 LCOE 测算条件

1. LCOE 高值和低值分别代表等效利用小时数为 1,000h 和 1,800h 百 MW 级别集中式项目 LCOE 值
2. 运营期 25 年
3. 容配比按 1:1.25 考虑
4. 折现率按照 6% 计算，电站残值按照 5% 计算，本金比率 30% 以及贷款利率 4.65% 测算

图 1.3-2. 中国集中式光伏项目 LCOE 趋势图，单位：USD / MWh

中国拥有全球最完整且高度整合的光伏供应链，这使其在光伏产业发展上具有显著的成本优势。得益于较低的制造与建设成本，中国的光伏发电已基本进入平价上网阶段。目前，中央政府层级的补贴政策已基本结束，仅部分地区性政府仍提供有限的地方性奖励或补助措施。

2024年，由于整体供应链产能出现相对过剩，导致光伏组件价格持续走低。与此同时，TOPCon 组件取代 PERC 产品成为市场主流，在组件均价降至 RMB 0.85/W 的基础上，根据不同地区的首年等效日照小时数（约 1,000-1,800 小时）进行测算，**2024 年中国光伏 LCOE 约落在 USD 19.72-33.42/MWh (RMB 144 - 244/MWh)**。

展望 2025 年，虽然光伏组件价格已处于相对低谷，然而随着厂家技术进步，持续降本提效，预期未来的组件效率和功率将稳步提升，考虑上述因素，**2025 中国的 LCOE 预估将进一步下降至 USD 18.36-30.27/MWh (RMB 134 - 221/MWh)**。而从中长期发展趋势来看，虽然光伏组件的降价空间有限，但在考虑未来更高发电效率带动的项目发电量增加，**预期到 2030 年中国的光伏 LCOE 有机会进一步下降至 USD 17.47-29.01/MWh (RMB 127.5-211.8/MWh)**。

美国

与中国不同，美国本土尚未建立起完善的光伏供应链，目前仍主要进口光伏组件，或进口电池于美国本土封装成组件。同时，受到人工成本高及整体物价、关税亦较高的影响，美国光伏项目成本远高于中国与东南亚等地。目前，美国光伏市场因受贸易壁垒影响，主要组件进口来自制造成本相对中国较高的东南亚国家，也使得美国进口组件价格明显高于其他市场。

不过，受惠于美国补贴政策的推动，2024 年美国光伏 LCOE 仍呈下降走势，尤其是自 2022 年通过的 IRA 法案补贴降低当地光伏项目成本。另一方面，美国大型项目受审核进度缓慢及并网延迟等因素影响，导致终端需求呈现疲软，所以市场上虽有如东南亚四国双反等贸易壁垒干扰，但美国组件价格在 2024 年下半年依然出现下滑，全年价格降至 USD 0.31/W，2024 年 LCOE 约落在 USD 41.21-89.00 /MWh。

然而，截至 2025 年 4 月，由于特朗普政府对于 IRA 法案等再生能源政策可能进行调整，外加美国**对于全球征收的对等关税影响，潜在的税率风险将使光伏供应链遭受严重冲击，假设未来对各国的高额税率确定征收，或是IRA 光伏补贴遭到取消，势必将大幅抬升美国光伏项目成本以及 LCOE**。因此，在政策环境持续变动、前景未明的背景下，当前尚难对 2025-2030 年间美国光伏 LCOE 的趋势作出明确预测。

欧洲(欧盟+英国)

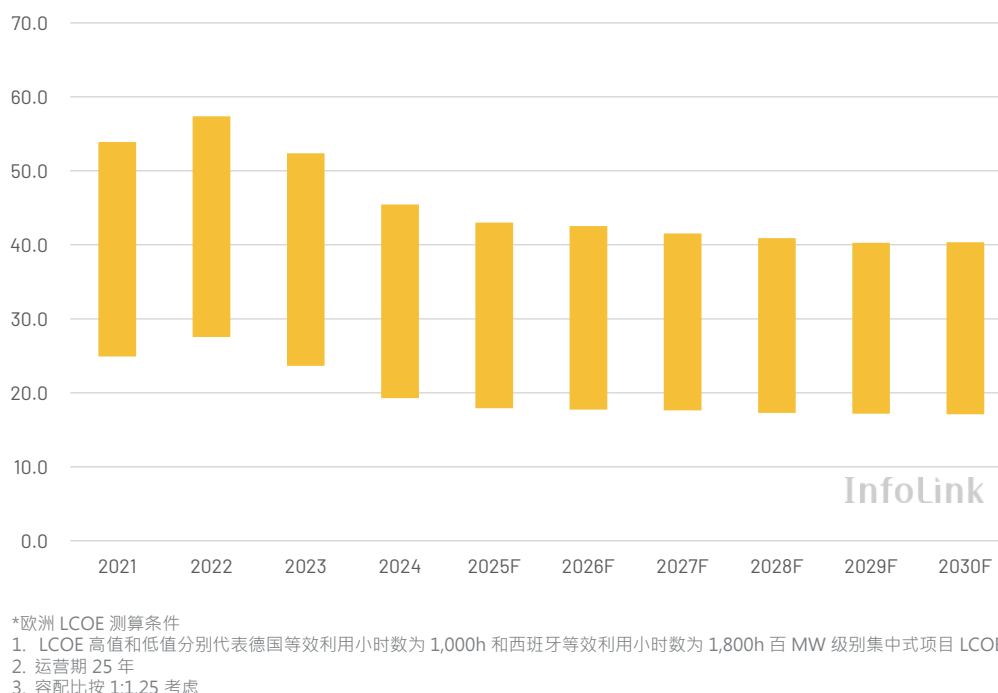


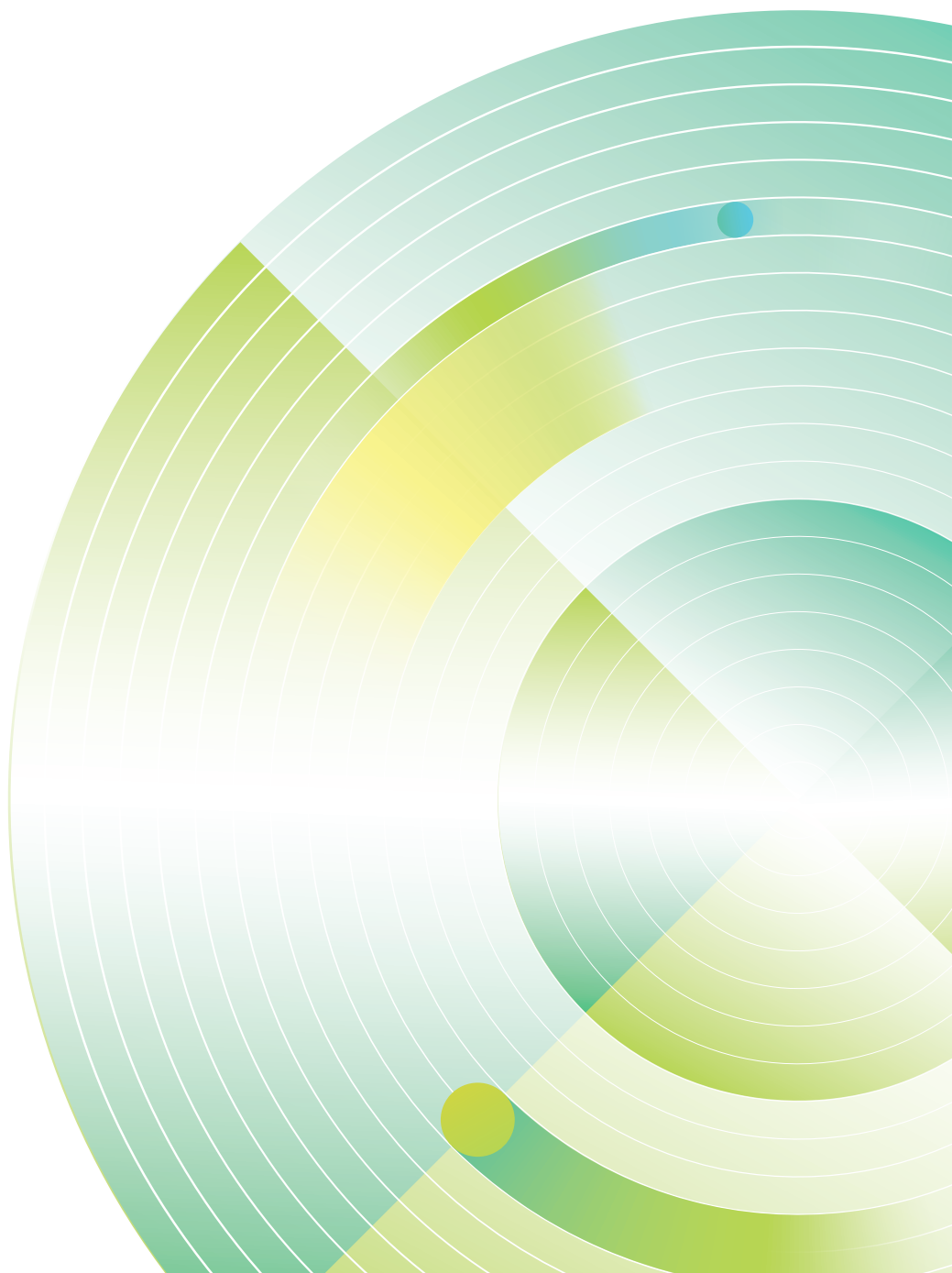
图 1.3-3. 欧洲(欧盟+英国)集中式光伏项目LCOE趋势图，单位：USD / MWh

在 2024 年，欧盟约有 97% 的光伏供应链产品依赖自中国进口。尽管欧盟已通过《净零工业法案》，要求未来净零技术项目（包括光伏）中至少 40% 成本占比须为欧盟本土制造，但高昂的人力与制造成本依旧是限制本土产业扩展的关键因素。此外，考虑到欧洲多国面临 2030 年再生能源目标的压力，短期内并无重启对中国大规模贸易壁垒的明确迹象。因此，目前仍以中国出口至欧洲的光伏组件价格作为测算依据。

2024 年，欧洲持续推动能源转型，受益于中国供应链价格下降，欧洲组件均价为 USD 0.11/W，2024 年欧洲光伏 LCOE 则落在 USD 19.27-45.45 /MWh (EUR 21.2-50/MWh) 的区间。展望 2025 年，考虑中国组件价格仍会在低谷震荡，欧洲光伏 LCOE 将下行至 USD 17.91-43.00 /MWh (EUR 19.7-47.3/MWh)。

到 2030 年，根据 InfoLink 预估，在更高发电效率与制造成本持续优化的驱动下，欧洲光伏项目的 LCOE 有望整体降至 USD 17.09-40.36/MWh (EUR 18.8-44.4/MWh) 的区间，进一步巩固欧洲在全球能源转型中所扮演的关键角色。

02 储能



CH2 储能 章节重点

锂离子电池储能在新型储能新增装机中占据绝对主导地位，市场占比超过 95%。以下储能市场分析将聚焦在锂离子电池储能为主。

需求

2024 年全球电化学储能新增装机 70.2 GW/175.4 GWh，同比增长超过 60%。中国以约 60% 的全球占比保持最大市场地位，美国和欧洲以略超 20% 与 10% 紧随其后，三大市场合计贡献超 90% 的新增装机。同时，以中东非地区为代表的新兴市场开始上量。

2024 年是欧洲储能市场格局突变的一年：(1)意大利凭借表前市场装机，超越德国及英国，成为全欧洲最大的储能市场。(2)欧洲储能市场首次出现表前与表后市场装机规模基本持平，增长引擎逐步由表后市场切换至表前市场。

InfoLink 预计 2025 年新增装机规模将达到 221.9 GWh，同比增长 26.5%。在新兴市场发力下，2025 年可能出现中美欧三大区域装机占全球比重首次低于 90%，储能进入全球市场多元化加速的时代。

供应链

中国主流电池制造商持续布局海外供应链，据 InfoLink 统计，至 2024 年底，中国主流锂电池制造商在海外投入运营的电芯工厂已有 7 个，合计投运产能 38.5 GWh。海外规划产能已接近 700 GWh，其中 2024 年全年新增规划产能约 100 GWh。

从当前海外电芯扩能进度看，2026-2028 年为海外产能落地高峰期，至 2030 年，中资制造商在海外投运电芯产能将接近 350 GWh，占中资制造商总产能的比重约 9%。

LCOS

2024 年中国电芯产能仍明显过剩，在激烈的市场竞争环境下，世界各地的 LCOS 在 2024 年快速下探。储能降幅远高于以无太多空间下降的光伏度电成本。

2024 年中国储能度电成本约为 USD 0.052/kWh，相比 2023 年 USD 0.075/kWh 降低 30.6%。预估 2025 年中国储能度电成本预计约为 USD 0.046/kWh，2030 年达 USD 0.031/kWh。

2024 年欧洲储能度电成本中性预估约 USD 0.095/kWh，相比 2023 年 USD 0.119/kWh 降低 20.2%。预计 2025 年欧洲储能度电成本将达 USD 0.087/kWh，2030 年达 USD 0.053/kWh。

2.1 储能需求

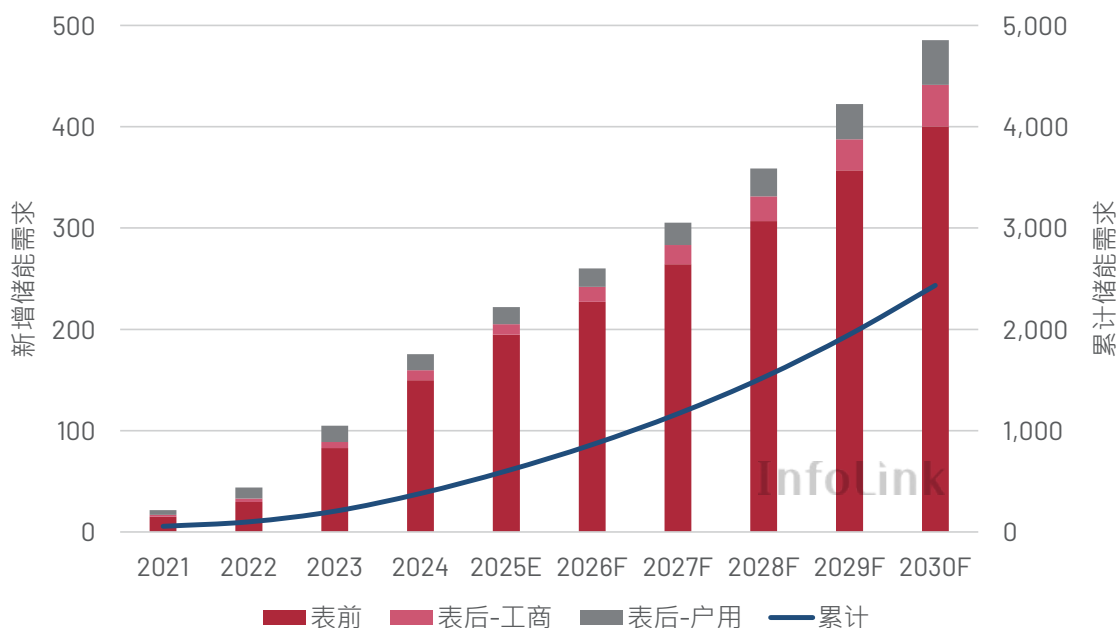


图2.1-1. 全球锂离子储能市场规模，单位：GWh

在全球能源转型加速净零碳排的进程中，电力系统灵活调度能力成为关键支撑。自 2018 年储能产业快速崛起以来，随着可再生能源渗透率提升及其波动性特征凸显，储能系统通过表前（front-of-the-meter, FTM）、表后工商业（behind-the-meter C&I）和表后住宅（behind-the-meter residential）三大应用场景构建多层次调节体系。其中，表前储能通过平抑电网波动、降低弃风弃光率，同时提升电网安全性和设备使用寿命；表后储能则依托峰谷价差套利和自发自用模式，在实现经济收益的同时增强电力供应韧性。截至 2024 年，全球储能累计装机量达 156.2 GW/379.2 GWh，其中表前市场占比超七成，规模最大。

根据InfoLink全球储能供应链数据库统计，2024年全球锂离子储能新增装机70.2 GW/175.4 GWh，同比增长超过 60%。中国以约 60% 的全球占比保持最大市场地位，美国和欧洲以略超 20% 与 10% 紧随其后，三大市场合计贡献超 90% 的新增装机。2025 年全球市场装机仍将保持增长。

InfoLink 预计 2025 年新增装机规模将达到 221.9 GWh，同比增长 26.5%。分区域看，中美欧三大区域市场将维持平稳增长，同时，以中东非地区为代表的新兴市场开始上量。在上述背景下，2025 年可能出现中美欧三大区域装机占全球比重首次低于 90%，代表过去几年间成本的下降推动了储能进入全球市场多元化加速的时代。以下针对全球主要市场：中、美、欧进行进一步描述。

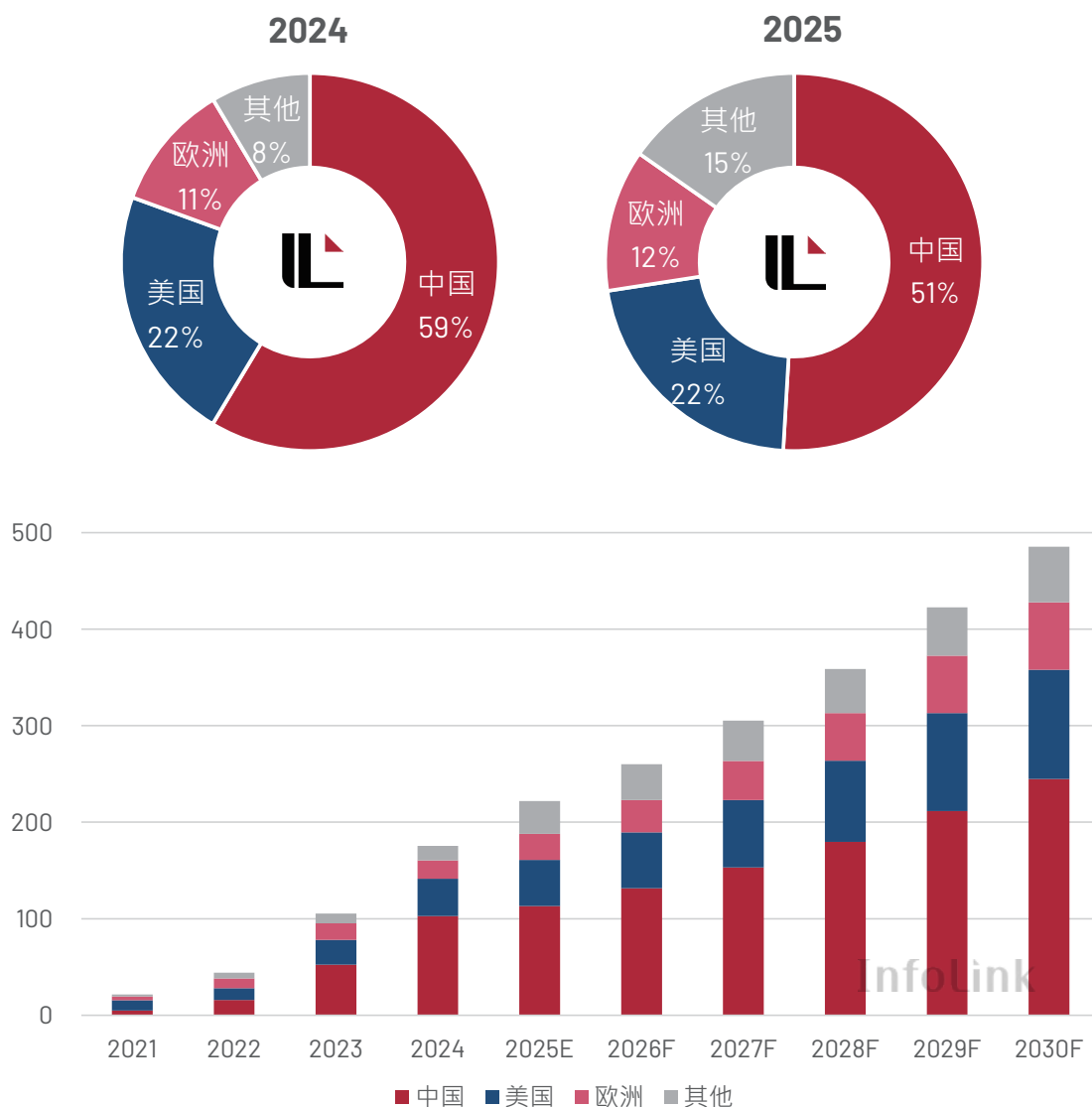


图2.1-2. 全球电化学储能市场占比，单位：GWh

中国

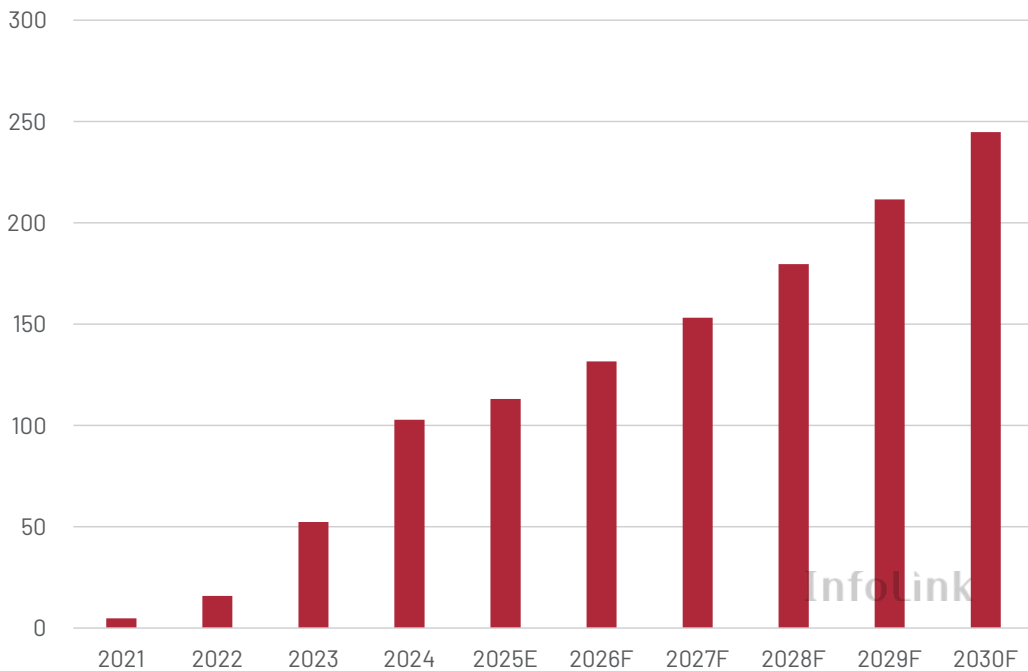


图2.1-3. 中国储能年新增安装量，单位：GWh

2024年，中国累计储能装机量为78.3 GW/180.9 GWh，新增储能装机42.8 GW/102.8 GWh，继续位居全球第一大储能市场，并且在全球市场的比重已接近60%。从细分市场来看，表前储能在中国市场占据绝对主导地位，比重超90%，同时以工商储为主的表后市场已开始起量。

中国表前市场装机量持续增高，市场发展将逐步由政策驱动转向政策与经济双轮驱动。2024年，新能源配储政策仍是主要驱动力，表前市场实现新增装机95.7GWh，同比增长96.5%。当前的配储比例仍以10-25%为主，部分省份出现40%配储比例，而配储时长以2小时为主，西北地区（内蒙古、甘肃部分地区）以4小时需求为主。2025年2月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，明确规定不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。鉴于目前中国市场配储政策推动的储能需求仍占有较大比例，短期对国内市场需求有所影响，中长期看新能源全面入市情况下，储能系统作为平抑新能源波动的有效手段，仍具备较好的市场增长潜力。

中国表后市场，以工商业储能为主。工商业储能市场在近年来取得显著的发展，特别是自2023年以来，市场迎来了爆发式增长。到2024年，中国工商业储能市场已进入高速扩容阶段，新增装机规模超过7 GWh，同比增长115%。浙江省、江苏省和广东省仍是主要的区域市场，但其他中西部地区如重庆、河南等地的活跃度也在逐步上升。

工商业分时电价政策是当前推动工商业市场发展的关键因素。2024年，分时电价政策方向主要聚焦午间低谷电价。截止2024年12月底，中国国内已有接近20个地区制定和实施了午间低谷电价政策。该政策将进一步引导工商业用户通过配储来降低用电成本。

另外，工商储市场的快速增长促使政府加速出台项目管理准则。目前浙江已率先制定用户侧储能并网技术标准，规范接入容量、报装流程和验收要求。未来，其他省市预计也将跟进出台相关准则，合力推动市场走向规范化。

后续，随着储能发展逐步从政策驱动转向需求驱动，市场商业模式（共享储能、虚拟电厂等）不断创新，项目经济性逐步显现，中国储能市场预计仍将维持可观增长速度。

InfoLink 预计，至 2030 年中国储能市场累计装机规模将突破 1,000 GWh。

美国

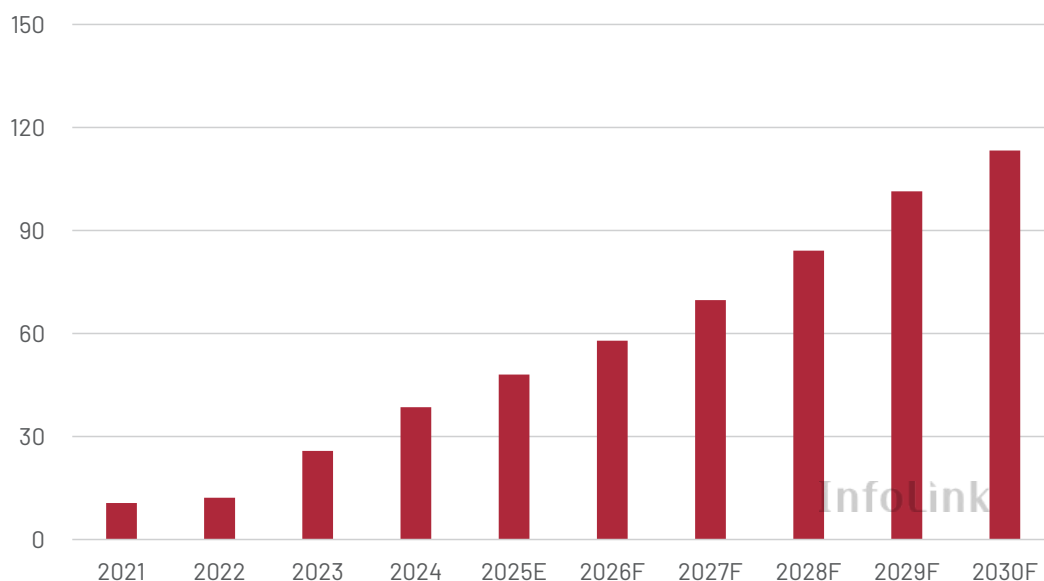


图2.1-4. 美国储能年新增安装量，单位:GWh

2024年，美国累计储能装机量为 36.7GW/93.8GWh，新增储能装机 14.8 GW/38.5 GWh，继续位列全球第二大储能市场，在全球市场的比重超过 20%。从细分市场看，美国市场存在“表前驱动，加州主导”的特点。

尽管政策面喜忧参半，美国表前市场仍继续维持增长态势，表前市场装机容量占全市场的比重接近 94%。2024年，全美表前市场继续强劲表现，全年新增装机 36.0GWh，同比增长 55.1%。分州别看，加州、德州、亚利桑那州、内华达州、新墨西哥州位居装机容量

前五，其中加州和德州表前装机占据全美 65% 以上的体量。另外，为增强电网的稳定性及可靠性，同时应对极端天气带来的电力供应挑战，以加州为代表的美国储能市场配储时长在逐步走高，2024 年全美配储时长达到 3.10 小时，其中加州项目平均时长约 4.00 小时。

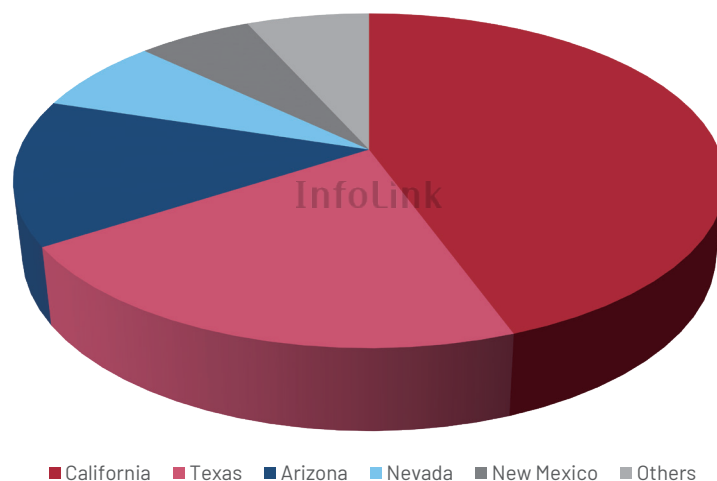


图2.1-5.美国各州储能装机容量占比

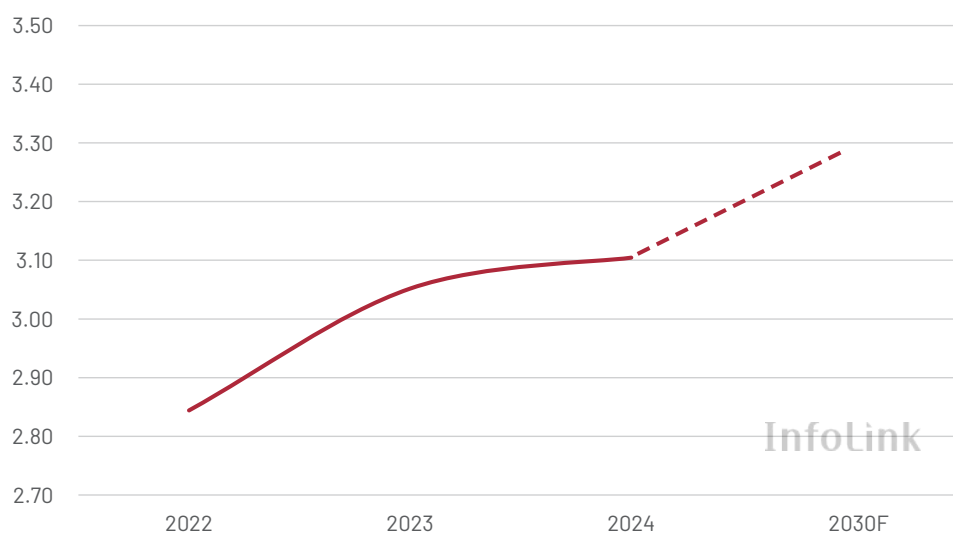
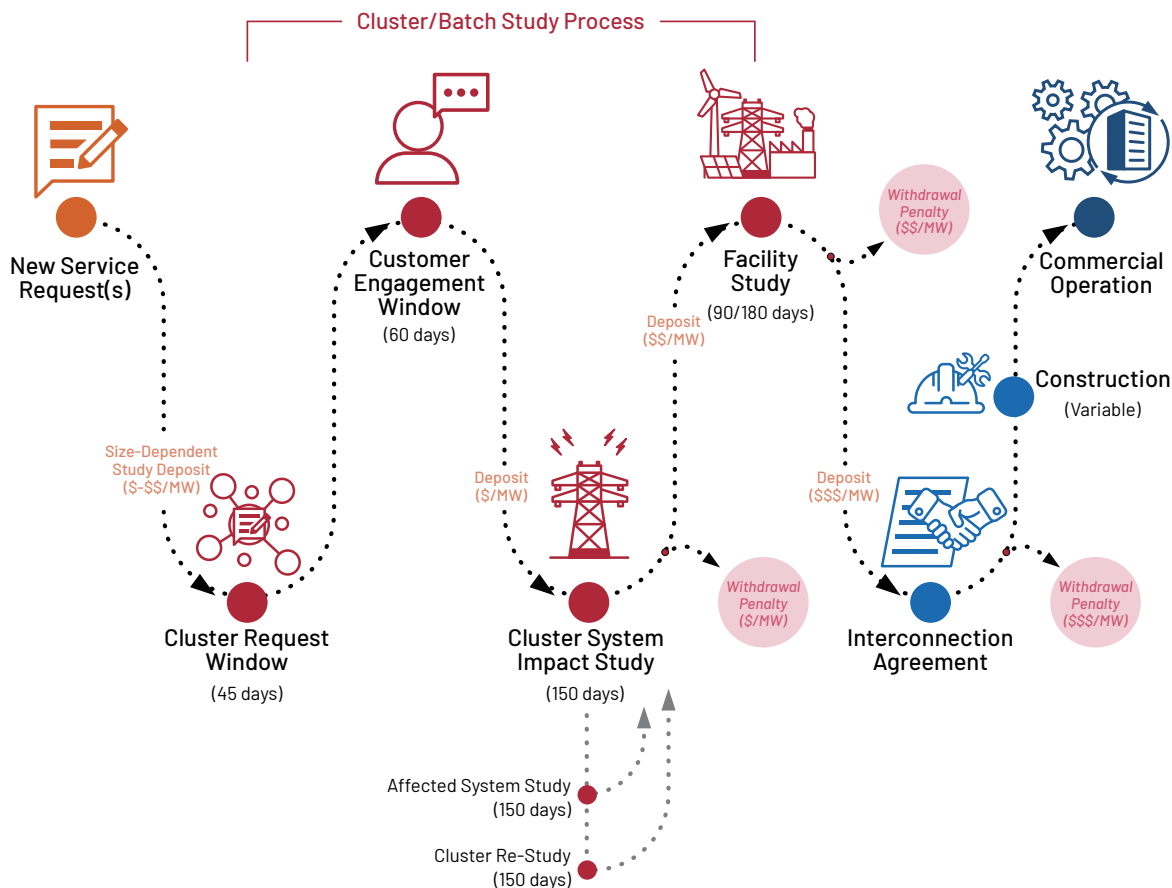


图2.1-6.美国表前市场配储时长，单位：小时

政策面，新能源并网流程逐步优化，将持续改善项目积压问题。联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）出台的法规简化审核流程，包括优先处理准备就绪的项目，同类型项目一并审核。在不同阶段逐步增加押金，撤回流程需要支付违约金（规避法规出台前出现的无效申报问题），并明确了审核时间，包括材料提交 45 天、可行性研究 150 天、系统互联研究 90-180 天等。



*Source: 美国联邦能源管理委员会 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC)

图2.1-7. 美国新能源并网流程

然而，具较大吸引力的 IRA 补贴存在取消的可能性。2025 年 2 月，美国总统特朗普签署行政命令 UNLEASHING AMERICAN ENERGY，提出暂停 IRA 法案的资金审批与支出。该项指令将加剧美国开发商的观望情绪。同时，在共和党掌控参众两院的背景下，取消 IRA 的政治阻力较小。由于 IRA 是根据预算决议通过的，这意味着众议院和参议院只需简单多数票即可废除，没有机会通过少数党阻挠议事 (filibuster) 来阻止废除。但鉴于诸多共和党选区受益于 IRA 激励政策，及共和党目前在参众两院仅保持微弱多数地位，InfoLink 预计 IRA 法案仍存在博弈空间，最终可能以“部分政策取消，部分政策保留”的形式得以保存。

美国表后市场，以户储为主，增长遭遇瓶颈，有待新兴区域市场支撑发展。2024 年，美国表后市场新增装机 2.5GWh，同比下滑 6%。表后市场与表前类似，主要集中在加州市场，但表后尚未出现类似表前市场德克萨斯州这样的第二增长区域。目前，加州户用光伏配储率已超过 60%，预计户用增速将逐步放缓，美国新兴区域需要加快释放政策，以期接力加州市场，支撑全美表后增速。

另外，中美贸易战背景下，储能产业相关关税逐步累加。2025 年年初，特朗普当局连续两月宣布对中国商品加征 10% 关税，储能产业相关关税累加至 23.4%，在此税率下，中国产业链仍具备成本优势。然而，2025 年出台的高额对等关税直接让中国制储能产品对美国市场一筹莫展，出货与拉货力道瞬间冻结。当前对等关税仍有许多变数，买卖双方呈现观望。即使不考虑对等关税，2026 年开始叠加 25% 的 301 关税后，成本优势也将急剧缩小，因此若对等关税影响若能早日排除，2025 年美国储能市场提前备货抢装的预期仍然存在。

表2.1-1. 贸易战背景下中国输美储能相关税率¹³

税目	税率
原有关税	3.40%
301 关税 (2026 年实施)	25%
2025 年 2 月 1 日加征关税	10%
2025 年 3 月 4 日加征关税	10%
储能相关关税合计	48.40%

中长期看，美国市场对于灵活性资源的需求仍然存在，但政策的力度可能不及预期。因此 InfoLink 对全美市场的增长持谨慎乐观态度，**预计至 2030 年，美国储能市场累计装机规模预计将接近 600 GWh。**

¹³ 截至四月中旬，美国对等关税实际税率仍有变数，因此此处不列举对等关税税率数据。

欧洲

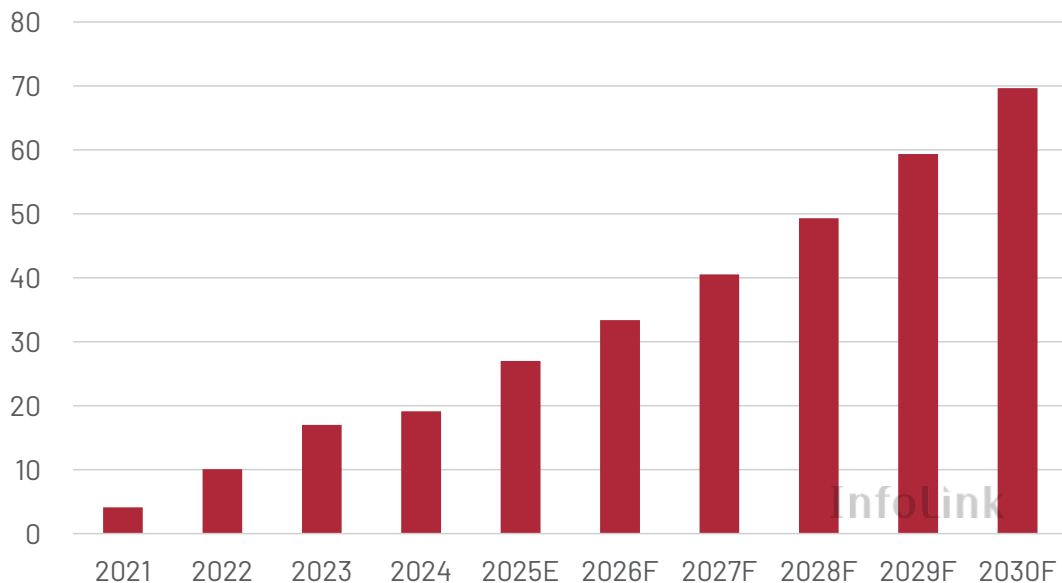


图2.1-4. 美国储能年新增安装量，单位:GWh

2024 年，欧洲累计储能装机量为 26.3 GW/56.3 GWh，新增储能装机 7.6 GW/19.1 GWh，继续位居全球第三大储能市场。

2024 年是欧洲储能市场格局突变的一年：

- 意大利凭借表前市场装机，超越德国及英国，成为全欧洲最大的储能市场。

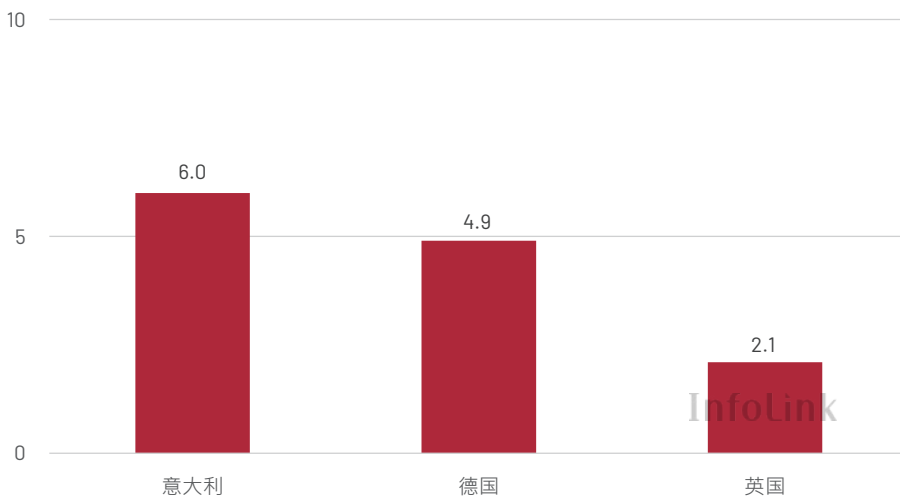


图2.1-9. 2024年欧洲主要区域市场装机情况，单位:GWh

- 欧洲储能市场首次出现表前与表后市场装机规模基本持平，增长引擎逐步由表后市场切换至表前市场。

欧洲表前市场逐渐成为欧洲市场主要增长动力。2024年，在意大利及英国两国驱动下，全欧表前市场新增装机 9.4 GWh，同比增长 77.4%。分国家看，意大利容量市场拍卖机制带来大储项目部署增加，市场继续保持增长，并且在 2024 年成为欧洲最大的储能市场。英国，发展进入瓶颈期，市场存在：“电网老旧，容量存在瓶颈，审批流程繁琐，并网等待时间过长”、“储能项目跳过率过高，造成储能利用率过低”等诸多问题。展望未来，欧洲市场将呈现多点开花新局面，市场将从意大利与英国主导，逐步拓展至西班牙、德国、希腊等国，市场装机有望持续高增。

欧洲表后市场则持续调整。2024 年，欧洲户储装机 9.7 GWh，同比下滑 17.8%。分国家看，德国装机 4.1 GWh，同比下滑 22.6%；意大利补贴持续退坡，市场持续收缩，装机 1.8 GWh，同比下滑 40%；因俄乌战争导致区域性长期停电，乌克兰户储市场爆发，2024 年装机 1.1 GWh。2025 年开始，随着政策退坡步入尾声，欧洲市场预计将逐步进入平稳期。

中长期看，欧洲表前市场将继续贡献主要增长空间，表后市场有望凭借电价起底回升、VPP 模式推广，逐步企稳。至 2030 年，InfoLink 预计欧洲累计装机规模将接近 350 GWh。

总结中、美、欧储能发展，中国市场，取消配储政策，短期扰动需求，但中长期角度看，产业发展将逐步转向市场驱动；美国市场，项目储备充足，并网流程简化，短期内虽有政策扰动，但数据中心等应用场景的出现，将在中长期支撑美国市场发展；欧洲市场，将正式进入大储时代，将由大储带动市场发展。同时，欧洲市场的集中度将逐步降低，从意大利、英国、德国三驾马车时期，逐步进入多国并发的局面。

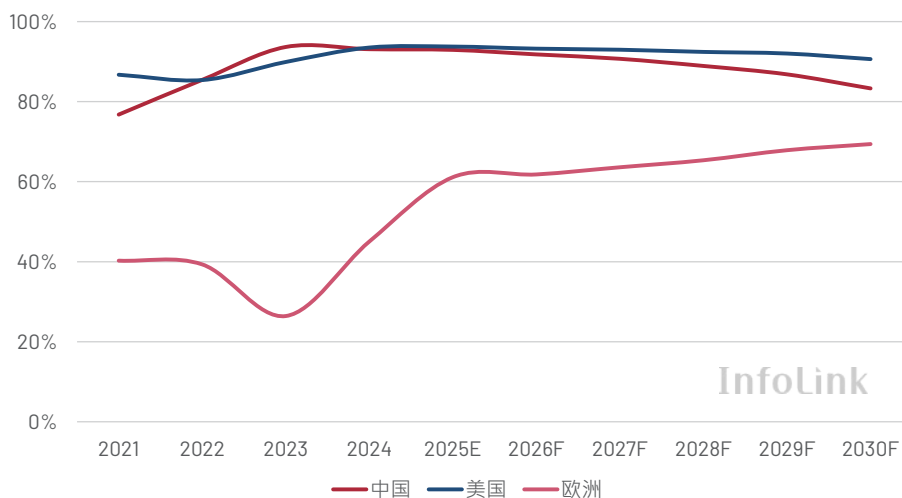


图2.1-10.中美欧表前储能占比

2.2

储能供应链

海外布局

2024 年，在稳固中国市场基本盘的同时，中国主流电池制造商持续布局海外供应链，寻求在海外市场获得第二增长极。根据 InfoLink 统计，至 2024 年底，中国主流锂电池制造商在海外投入运营的电芯工厂已有 7 个，合计投运产能 38.5 GWh。海外规划产能¹⁴已接近 700 GWh，其中 2024 年全年新增规划产能约 100 GWh。

从规划产能的区域分布看，欧洲最多，占总规划产能的比重超过 50%，项目地以德国、匈牙利为主，欧洲市场扩能目的地选择主要以靠近终端客户为主；美国次之，比重接近 20%，美国市场的投资扩能形式分为两种，一种为以宁德时代为代表，通过技术授权终端客户，来实现在地生产，另一种为以国轩高科为代表，该类厂商具备全球化背景，通过现有主体在美国投资扩能；东南亚及非洲（摩洛哥）是近年来关注较大的投资地，合计占比已接近 20%。

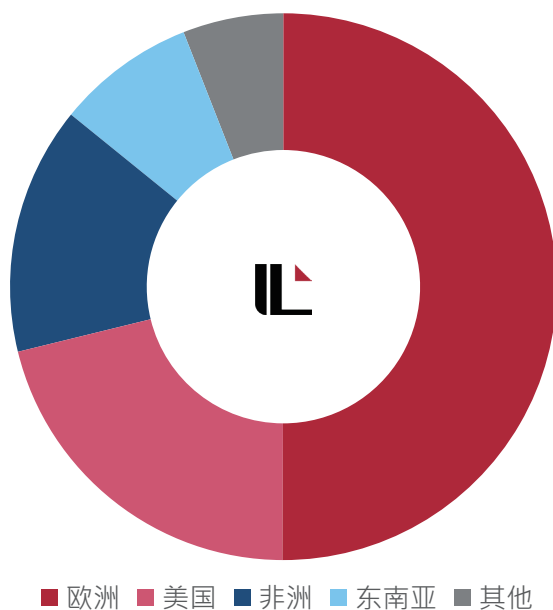


图2.2-1.中资企业海外电芯产能布局情况，单位：GWh

¹⁴ 此处规划产能包含动力及储能电芯，下述内文规划产能口径相同。

从当前海外电芯扩能进度看，2026-2028 年为海外产能落地高峰期，至 2030 年，中资制造商在海外投运电芯产能将接近 350 GWh，占中资制造商总产能的比重约 9%。同时，根据当前项目落地速度看，东南亚区域较之欧洲、美国，存在较大的优势。初步估算，东南亚区域电芯项目从开工到投产周期在 25 个月左右，欧美区域接近 40 个月。加之美国尚未在锂电领域对东南亚区域加征高关税，预计后续东南亚区域产能落地规模将持续扩大。

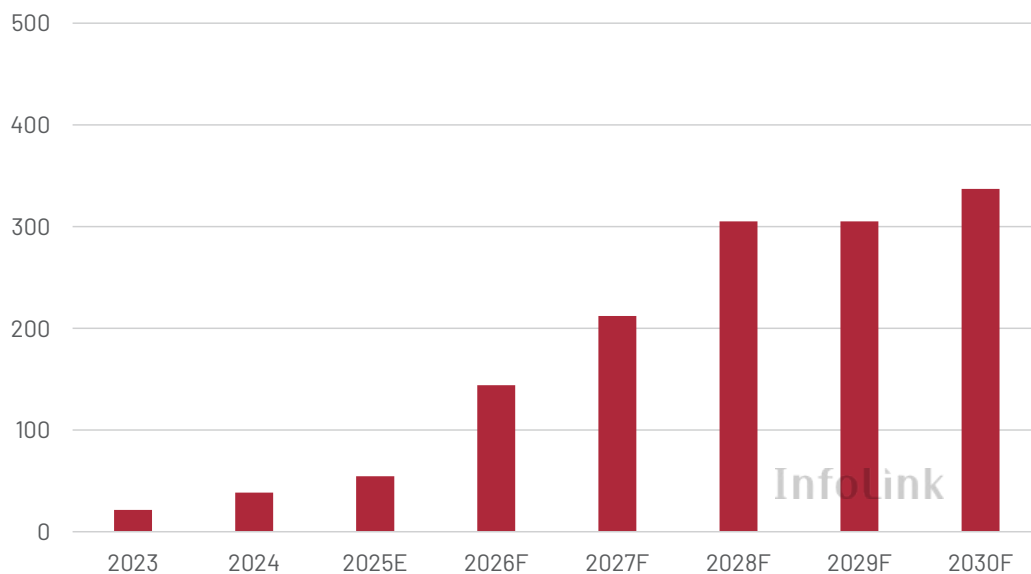


图2.2-2.中资企业海外电芯产能单位：GWh

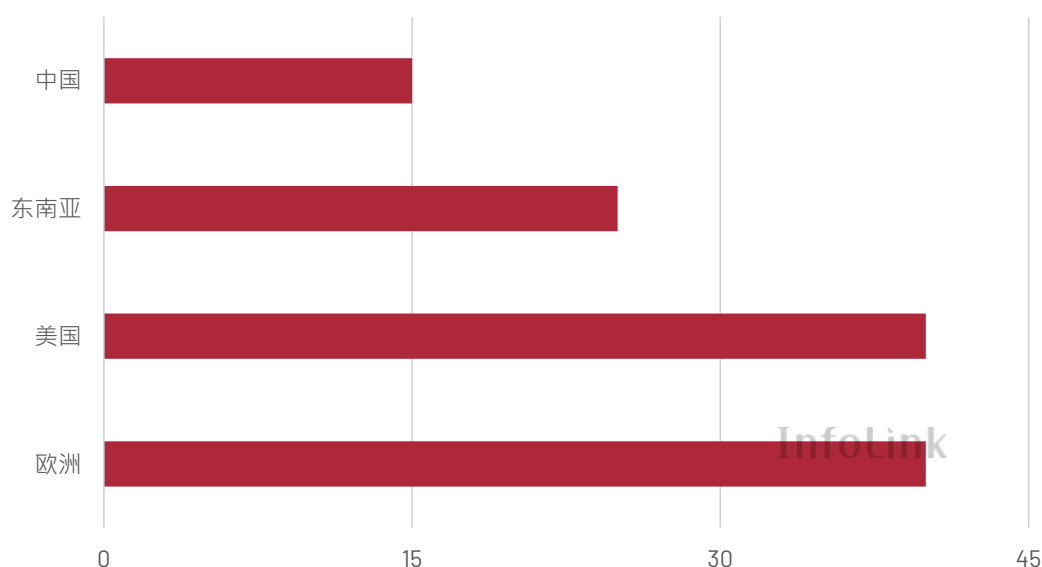


图2.2-3.各区域锂电池建设周期，单位：月

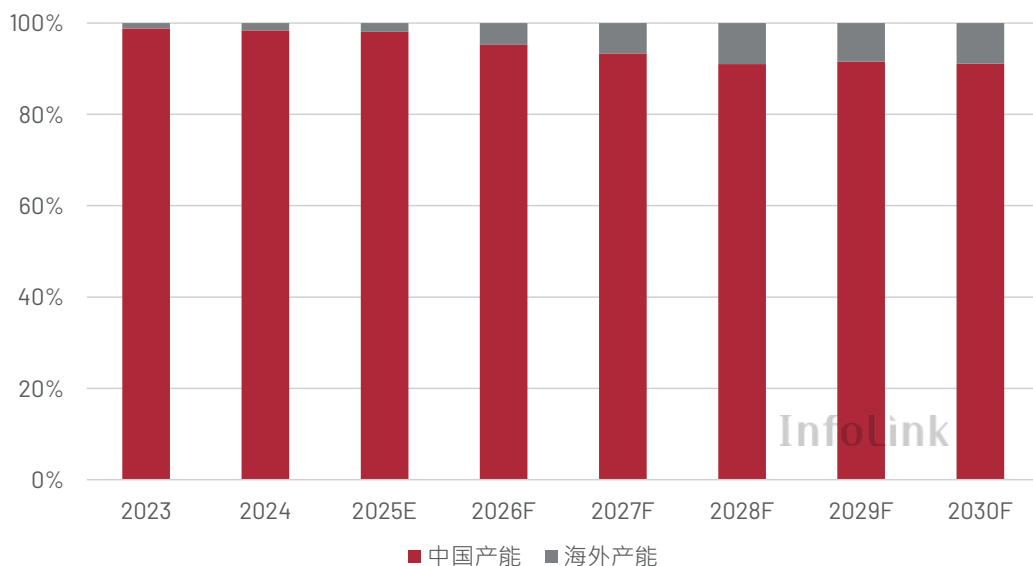


图2.2-4.中资锂电企业中国及海外投运产能占比预测

而随着中资企业出海路径侧重欧洲及以东南亚为代表的新兴区域，韩资企业继续推进美国建厂，储能电芯出货量分布格局将出现较大变化，预计将从中国约占据 97% 的集中度，逐步扩散到欧洲、美国及新兴区域。InfoLink 预计中国的储能电芯占比，将从 2024 年的 97% 降低到 2030 年的 76%，欧洲、美国、新兴区域的供应占比则分别将从 2024 年的 1%、1%、1% 上升到 2030 年的 7%、8% 与 9%。

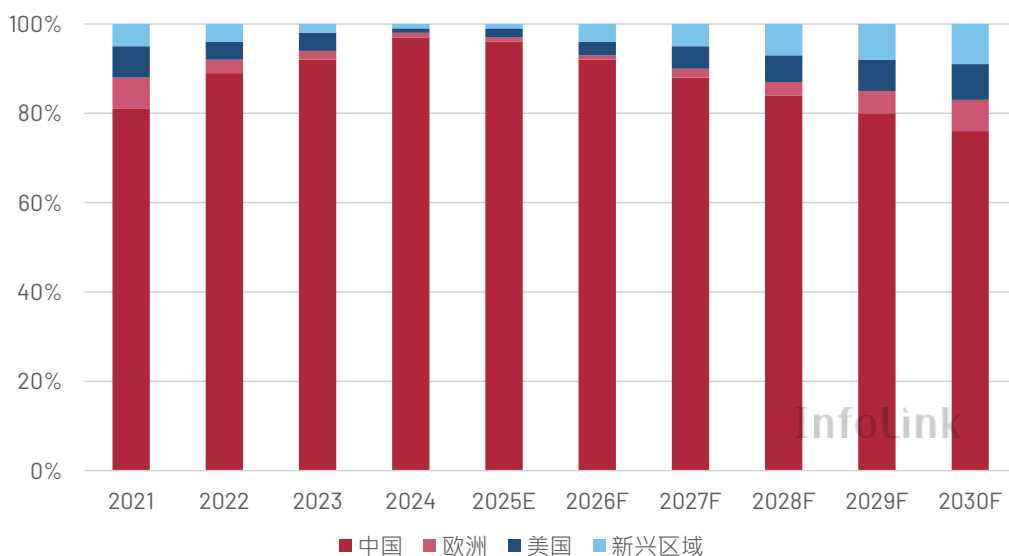


图2.2-5.储能电芯出货量分布占比预测

碳酸锂

2024年，锂市场供需过剩格局明确导致全年承压，锂价整体呈现震荡下行走势，至2024年底，电池级碳酸锂现货价格为RMB 76,000/MT（换算约USD 10,450/MT）¹⁵，锂辉石精矿价格为USD 835/MT，较2024年初，分别下跌20.8%、6.2%。年初至年中波动显著：一至二月春节前市场交投清淡锂价低迷，二月下旬受环保限产和海外矿山减产消息刺激短暂反弹至RMB 120,000/MT以上（换算约USD 16,500/MT），但三月后国内盐厂复产、海外需求预期减弱，价格震荡回落。下半年持续下行与累库压力：七至九月碳酸锂供给过剩加剧且市场情绪悲观，价格延续下跌；十一月虽因下游排产超预期小幅反弹，但全年仍受供应增速超预期和进口量增长影响，价格中枢持续下移。

2025年，基于当前碳酸锂价格，高成本锂矿项目可能会进一步缩减产量，但低成本的锂辉石矿山和盐湖项目还将进一步释放产能，对碳酸锂价格大幅反弹形成一定制约。中性预测下，预计2025年整体碳酸锂供应量约155.5万吨，仍高于需求量139.6万吨，供需仍呈现失衡状态，供需关系扭转仍需一定时间，价格走势预计仍将呈现震荡市，价格单边上涨或下跌的可能性较小。电池级碳酸锂价格在短期供需关系变动和突发事件等影响下将呈现季节性波动，震荡区间预计为RMB 65,000-80,000/MT（换算约USD 8,938 /MT-USD 11,000 /MT）。

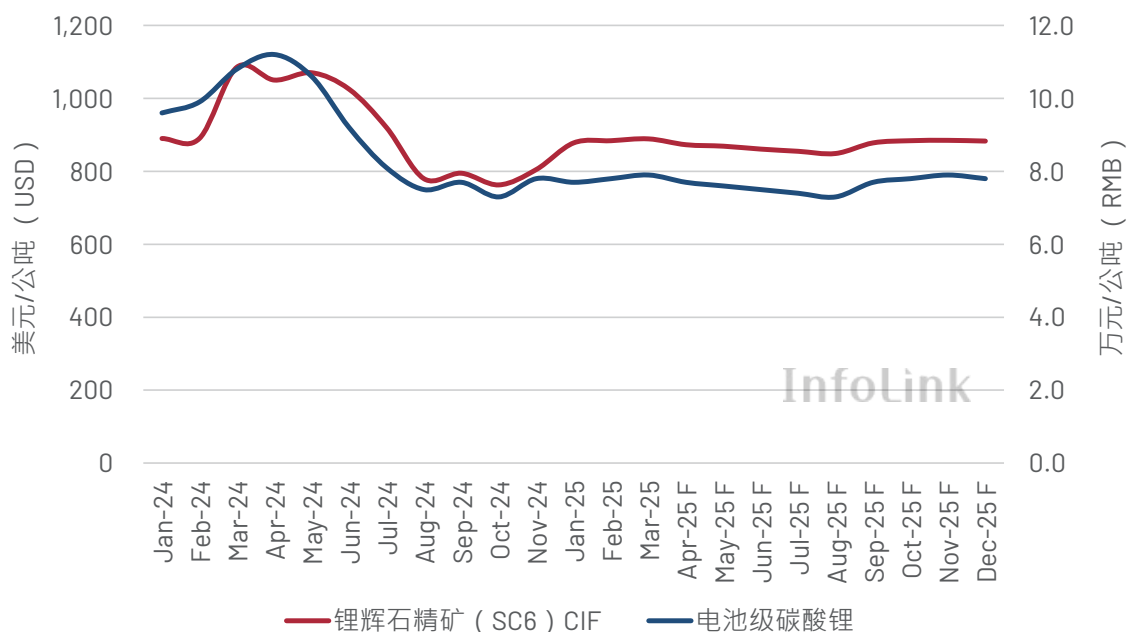


图2.2-6. 锂价预估

¹⁵ 本白皮书 2025 年人民币兑美元汇率使用 0.1375 计算。

电芯

价格

2024 年，储能电芯环节供给过剩趋势明显，市场加速内卷，低价订单频出，电芯价格屡创新低。至 2024 年 12 月底，中国市场，280Ah 磷酸铁锂储能电芯含税均价为 RMB 0.295/Wh (换算约 USD 40.56/KWh)，314Ah 磷酸铁锂储能电芯含税均价为 RMB 0.300/Wh (换算约 USD 41.25/KWh)，100Ah 磷酸铁锂储能电芯含税均价为 RMB 0.335/Wh (换算约 USD 46.06/KWh)，较 2024 年 1 月价格降幅超过 20%。但储能电芯价格进入四季度以来，逐步呈现底部企稳状态，整体跌幅较小。

2025 年，储能电芯环节供给过剩的格局仍将延续，以价换量的价格策略预计难以转向，储能电芯价格整体将延续跌势。但考虑到上游材料成本有望止跌企稳，跌幅将显着收窄。中性预测下，预计 2025 年，中国市场，280Ah 和 314Ah 电芯均价区间在 RMB 0.250-0.300/Wh (换算约 USD 34.38/KWh-USD 41.25/KWh)，100Ah 电芯均价区间在 RMB 0.285-0.335/Wh (换算约 USD 39.19/KWh-USD 46.06/KWh)。

市场格局

InfoLink 全球储能供应链数据库指出，2024 年全球储能电芯出货规模 314.7 GWh，同比增长 60%。本年度储能电芯市场走势先抑后扬，第四季出货环比增长 19.7%，达到 2024 年度峰值。

行业集中度维持高位，TOP 10 厂商竞争激化

2024 年，行业集中度继续维持高位，达到 CR5 70.9%。2024 年度全球储能电芯总出货量 TOP 5 企业为宁德时代、亿纬锂能、比亚迪、海辰储能、中创新航。本年度市场关键词为：稳固、变局、大客户。

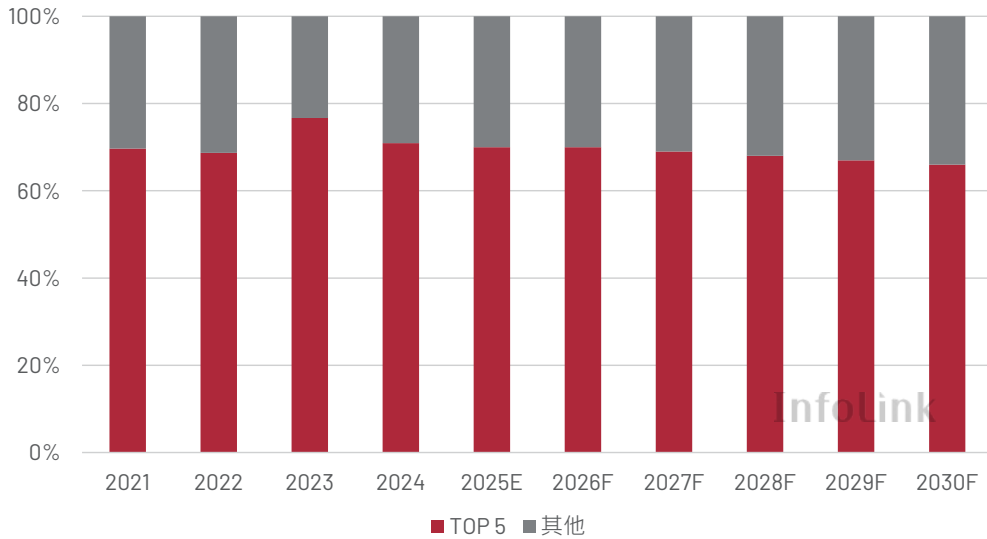


图2.2-7.Top5集中度预估

稳固：宁德时代凭借多年耕耘，市场优势明显，稳坐行业第一，储能作为第二增长极的战略已见成效。亿纬锂能自 2024 年第一季以来，一直位列行业第二，并且领先优势显著。

变局：2024年度亿纬锂能超越比亚迪，升至行业第二；中创新航跻身行业前五，成为 TOP 5 新晋成员；远景动力位列行业第七，自本榜单发布以来首次进入年度 TOP 10 ；韩系厂商 SDI 和 LG 由 2023 年的第六、第八跌至 2024 年的第十、第十一。同时追溯 2024 年度四个季度排名，TOP 5 位次逐季变动，市场竞争激烈程度可见一斑。

表 2.2-1. 2023-2024 年全球储能电芯出货 TOP 10

2023-2024 年全球储能电芯出货 TOP 10		
位次	2023 年度 TOP 10	2024 年度 TOP 10
1	宁德时代	宁德时代
2	比亚迪储能	亿纬锂能
3	亿纬锂能	比亚迪储能
4	瑞浦兰钧	海辰储能
5	海辰储能	中创新航
6	Samsung SDI	瑞浦兰钧
7	国轩高科	远景动力
8	LG Energy Solution	国轩高科
9	鹏辉能源	鹏辉能源
10	中创新航	Samsung SDI

*Source: InfoLink全球储能供应链数据库

大客户：“做精优质客户，做广新兴客户”依然是厂商竞争制胜的必要法则。做精优质客户，特斯拉之于宁德时代，华为之于亿纬锂能，阳光电源之于中创新航，客户极致的品控及稳定的订单，助力厂商实现品质与品牌双升。做广新兴客户，头部厂商凭借较好的市场洞察能力，在客户的广度方面同样维持较好的水平，使其能在新兴市场爆发时，充分享受市场红利。

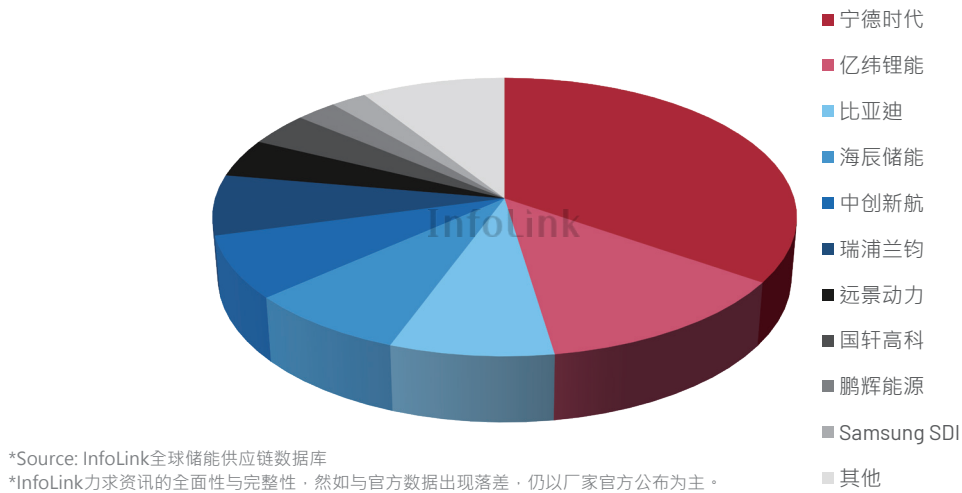


图2.2-8.2024年全球储能电芯出货排名

海外市场中资厂商强势依旧

海外市场政策频出，招投标体量创下新高，出海成为厂商首要课题。根据 InfoLink 统计，2024 年度海外市场储能电芯出货量为 137.3 GWh。海外市场 TOP 5 企业为宁德时代，比亚迪，亿纬锂能，远景动力及瑞浦兰钧。TOP 10 厂商中，中资 8 家，韩系 2 家。中资厂商的强势地位从中国国内延续至海外市场。韩系厂商在海外市场仍然占据重要位置，SDI 和 LG 分列第六、第九。

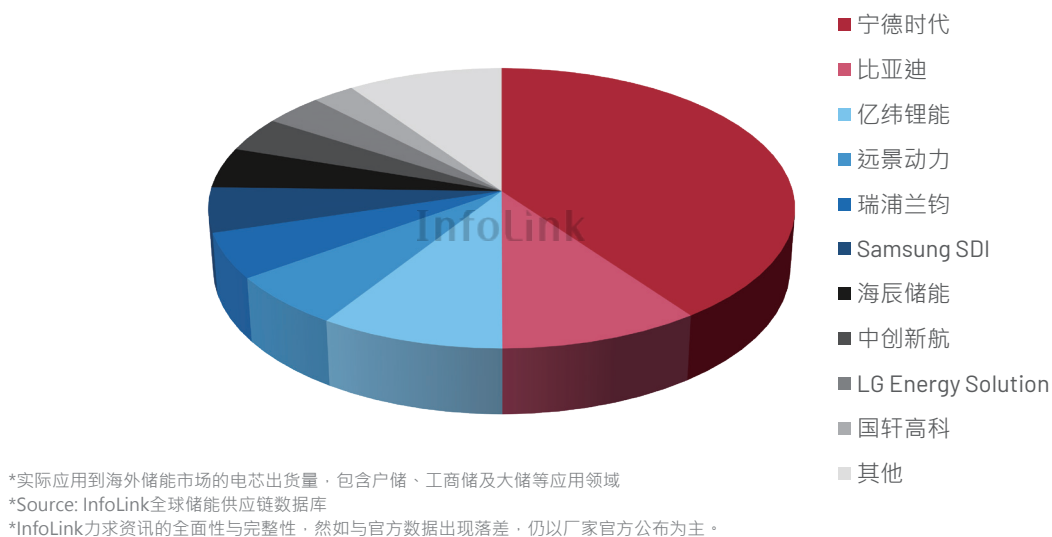


图2.2-9.2024年度海外市场储能电芯出货排名

2024 年度，储能电芯出货在「市场内卷加剧，企业变革加速」中维持高速增长。2025 年度，储能电芯产能接近 700 GWh，全球储能电芯出货 392 GWh，供给仍然严重过剩。

鉴于此，电芯制造商在供给端保持谨慎态度，部分二三线厂商降低原有产能规划，同时暂停或关停部分项目，致使供给端中长期预期下调。至 2030 年，InfoLink 预计全球电芯产能接近 4,700 GWh，产能端 2024-2030 年复合增长率接近 9.8%。

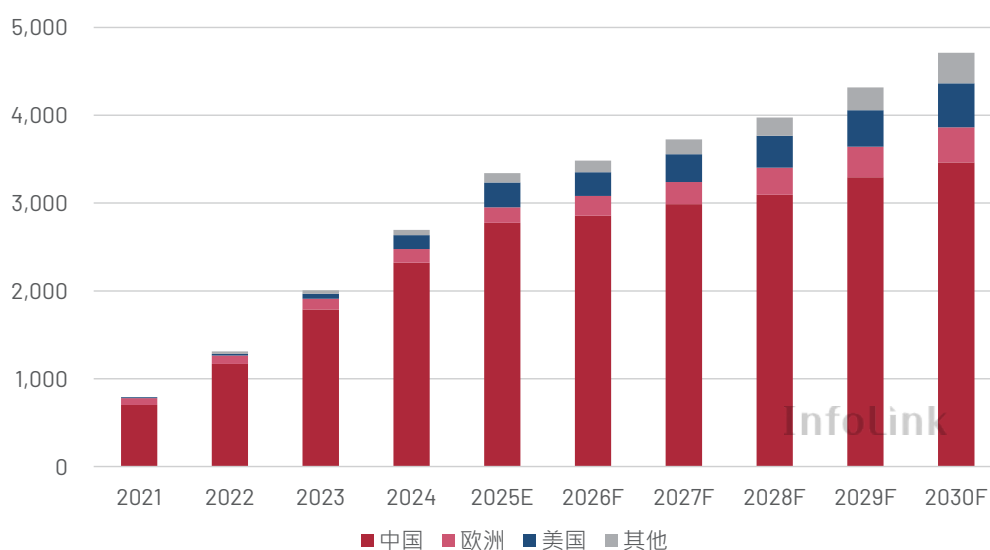


图2.2-10.全球锂电芯供给预估，单位：GWh

系统

价格

2024 年，随着储能电芯价格大幅走低，储能系统随之下降。至 2024 年 12 月底，中国市场，2h 集装箱式储能系统均价为 RMB 0.56/Wh (换算约 USD 77/KWh)，2h 工商业储能一体机价格为 RMB 0.64/Wh (换算约 USD 88/KWh)，较 2024 年初下跌 30% 以上。欧美市场，2h 直流侧储能电池舱和交流侧储能系统均价分别跌至 USD 83-88/kWh 及 USD 110-114//kWh，较 2024 年初下跌 40% 以上。

鉴于 (1) 2025-2026 年储能电芯价格下跌将继续带动储能系统成本降低，但电芯价格下降幅度预计会逐渐缩小；(2) 储能电芯产品进一步向 300Ah+ 和 500Ah+ 等更大容量的方向升级迭代，单位成本有望进一步降低；(3) 部分辅材成本仍有下降空间；(4) 系统集成技术也将进一步优化，带动加工成本的下降，储能系统价格在短中期内仍有一定下跌空间。

市场格局

2024 年度，全球储能系统出货量继续维持增长态势，全球出货量为 240 GWh，同比增长 60% 以上。

交流侧：龙头厂商地位稳固，整体上呈现中资与美系竞争格局

表 2.2-2. 2024 年全球储能系统集成商 TOP 10 (交流侧)

2024 年全球储能系统集成商排名 (交流侧)	
排序	系统集成商
1	Tesla
2	阳光电源
3	中车株洲所
4	Fluence
5	海博思创
6	远景能源
7	Powin
8	Nextera
9	阿特斯
10	山东电工时代

*Source: InfoLink 全球储能供应链数据库

*InfoLink 力求资讯的全面性与完整性，然如与官方数据出现落差，仍以厂家官方公布为主。

2024 年度，全球储能系统集成商 (交流侧) TOP 5 企业为 Tesla、阳光电源、中车株洲所、Fluence、海博思创。2024 年度交流侧关键词为：胶着、均势、风光配储、整合。

胶着：2024 年度，Tesla 与阳光电源位列全球第一、第二。逐季度看，二者出货量差距在持续缩小。Tesla 在第一、二季大幅领先，阳光电源后程发力，连续两季 (第三、四季) 单季度出货超过 Tesla。预计双方的竞争将延续至 2025 年。

均势：TOP 10 厂商中，中资企业 6 家，美系企业 4 家。中资与美系席次相近，出货量也较为接近，整体呈现均势。中资以中国市场为基本盘，逐步向海外延伸，美系以北美市场做支撑，逐步向欧洲、中东、非洲、亚太区域开拓。预计 2025 年，中资与美系厂商正面交锋的频次及烈度将继续上升。

风光配储：近年，风电及光伏巨头入局储能赛道，以谋求在风、光之外实现第二增长极，完善现有生态圈，目前已初见成效。2024 年度，具备风电背景的远景能源、金风零碳分列全球第六和第十一位；光伏背景厂商中，阿特斯、天合储能亦取得较大进展，位居全球第九和第十三位。

整合：中国电气装备集团通过整合旗下许继电科储能、平高储能及山东电工时代三家子公司，于 2024 年初成立中电装储能科技有限公司。整合后，储能系统出货量已跻身全球第一阵营；子公司中，山东电工时代全球第十，许继电科全球第十二，而三家子公司合计出货规模已可比肩全球头部企业。

直流侧：头部格局稳定，电芯厂商加速产业延伸

表 2.2-3. 2024 年全球系统集成商 TOP 10 (直流侧)

2024 年全球系统集成商排名 (直流侧)	
排序	系统集成商
1	宁德时代
2	比亚迪
3	苏州精控
4	海辰储能
5	远信储能

*Source: InfoLink 全球储能供应链数据库

*InfoLink 力求资讯的全面性与完整性，然如与官方数据出现落差，仍以厂家官方公布为主。

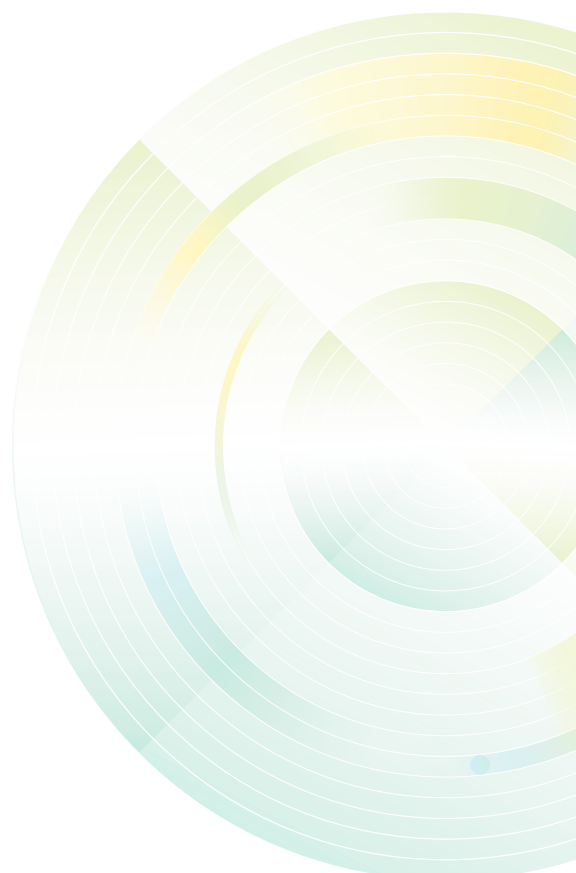
2024 年度直流侧出货格局呈现显著分层特征：宁德时代与比亚迪以断层优势蝉联第一、二位，苏州精控、海辰储能、远信储能分列第三至第五位。值得注意的是，**TOP 5 中，宁德时代、比亚迪及新晋企业海辰储能均为储能电芯头部企业，电芯厂商正在加速向下游系统集成领域渗透。**

另外，头部电芯企业依托核心技术与供应链优势，通过垂直整合逐步构建全产业链竞争力。当前宁德时代与比亚迪已形成从上游锂矿资源开发、中游储能电芯制造到下游储能系统集成的完整布局，且根据现有项目储备情况，预计 2025 年两家企业在交流侧将有较大突破。

2024 年，储能系统环节加速重构，头部厂商凭借成本管控及渠道资源等优势持续提高市占率。尾部厂商在价格内卷、融资渠道收窄等多重压力下，生存空间被严重挤压，行业出

清处在进行时。市场格局演变的同时，全球储能需求从单一市场走向多区域分布。这种多元化发展倒逼厂商构建“研发-生产-交付-运维”的全球化能力矩阵。

展望 2025 年，尽管地缘政治等因素将带来短期扰动，但**在全球能源转型刚性需求驱动下，储能系统出货仍将维持 25% 的同比增速，InfoLink 预计 2025 年系统出货量将突破 300 GWh。**



2.3 储能技术路线

根据不同的储存介质和能量存储方式，储能技术主要划分为电化学储能、机械储能、电储能、氢储能及热储能，每种储能技术有其各自的优劣。

新型储能一般指抽水蓄能以外的储能技术，以锂离子电池为代表的电化学储能是目前应用最广泛的新型储能技术，电化学储能技术中的钠离子电池、液流电池近几年亦迎来较好发展。随着储能技术的不断发展和创新，各类储能技术将凭借各自的优势适配不同类型的应用场景，满足差异化的功能需求。

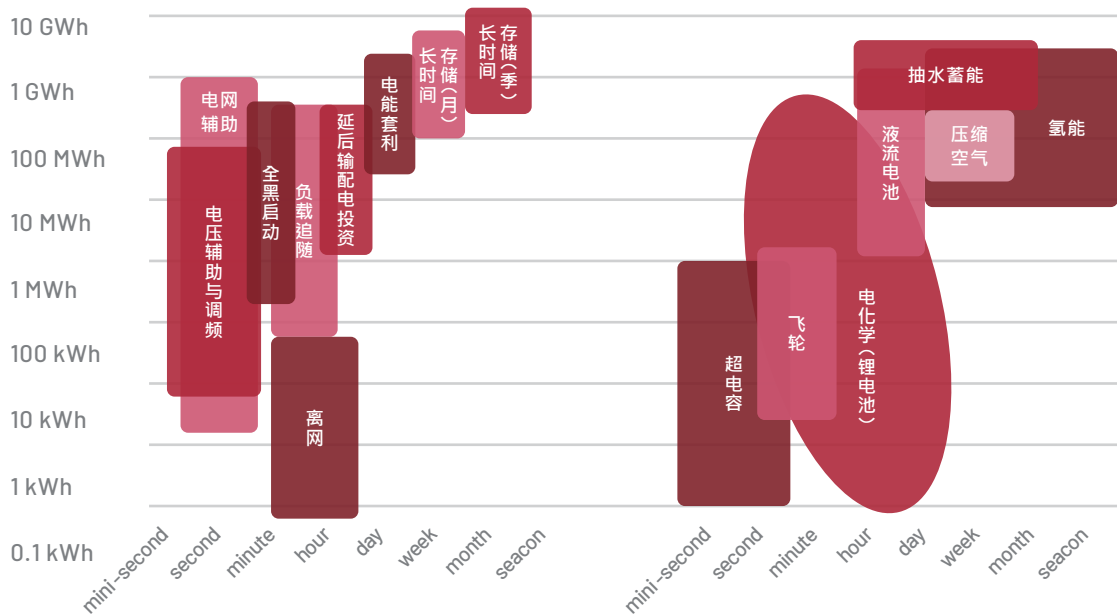


图 2.3-1. 各储能技术于不同反应时间和系统功率对应之应用范围

2024 年，锂离子电池仍是全球最主流的新型储能技术，装机增速最快，累计装机规模仅次于抽水蓄能。随着全球风光等新能源并网规模的逐步扩大，对于 4 小时以上长时储能的需求日益增长，其他储能技术也凭借在长时储能领域的优势，逐渐崭露头角。近几年钠电池、液流电池等其他新型储能技术的项目数量和规模逐渐增加，随着钠离子、液流等其他新型储能技术商业化进程加速，储能市场开始呈现技术多元化发展格局。

锂电储能技术趋势

大容量电芯

锂电池储能为现阶段储能领域主流技术，对比其他技术，锂电池经过多年的发展已拥有相对成熟的产业链和较大的生产规模，但随着储能行业竞争日趋激烈，锂电池厂商仍在不断进行技术创新，推进产品升级迭代，储能电芯向大容量、长寿命等方向进一步升级迭代，以满足下游业主日益提升的降本、性能要求，避免因产品同质化而失去市场竞争力。

2023 年众多储能电芯厂商推进储能电芯从 280Ah 向 300Ah+ 的更大容量升级，这些厂商发布的 300Ah+ 电芯涵盖多种规格，包括 300Ah、305Ah、306Ah、314Ah、315Ah、320Ah、345Ah、375Ah 等容量，尚未形成统一型号。进入 2024 年，多数厂家完成 300Ah+ 电芯量产，型号逐渐向 306A 和 314Ah 聚焦。300Ah+ 电芯基本延续 280Ah 电芯常规的 71174/71173 尺寸，开始使用日趋成熟的叠片工艺生产制造，同等大小的情况下，能量密度提升，实现一块电池一度电。此外，300Ah+ 电芯的循环次数也有明显提升，大部分厂商循环次数可达到 8,000 次，部分厂家甚至标称超过 12,000 次。更大容量的电芯能够减少电芯组装过程中所需的零部件，降低系统成本和继承难度，并可以有效节约占地面积，有利于提高项目经济性。

2024 年，300Ah+ 电芯已在中国市场的多个储能项目中得到应用，随着认证完成，后续 300Ah+ 也将扩展至海外市场并得到大规模应用，根据 InfoLink 统计数据显示，截止 2024 年，全球大储市场的 300Ah+ 电芯渗透率全年达到近 40%。

2024 年亦有多家厂商开始推出 500Ah+ 电芯，进一步推动产品向更大容量升级，并在能量密度和循环寿命等方面有所突破：宁德时代发布的天恒储能系统，配置 587Ah 储能电芯，能量密度达到 430 Wh/L；亿纬锂能发布 Mr.Big 超大电芯，容量达到 628Ah，能量密度超 400Wh/L，循环寿命预计达 12000+ 次；南都电源推出 690Ah 大容量储能电芯；瑞浦、欣旺达、楚能新能源等厂商推出 625Ah 电芯；海辰储能布局 1130Ah 长时储能专电芯等。2024 年发布的 500Ah+ 电芯产品显著增多，目前还未呈现出统一容量和尺寸的趋势，通用规格还需要进一步验证和定义。500Ah+ 电芯相关产线的搭建或改造，以及后续调试都需要时间、成本的投入。另一方面，随着电芯容量的增大，发热问题会进一步凸显，安全问题也将越发严重，因此电芯容量不可能无限制地扩大。如何实现性能、成本和安全三个重要维度的平衡将成为电芯产品升级过程中需要持续关注的核心关注点。整体来看，**2025 年 500Ah+ 储能电芯有望实现小批量生产，但受到产能爬坡、产品良率等多种因素限制，还需一定时间推进工艺成熟和技术升级。**

随着储能电芯向 300Ah+、500Ah+ 等大容量电芯的陆续推出，储能系统亦采用更大容量电芯向 5 MWh+、6MWh+ 甚至 7MWh+ 等方向升级，储能产品向更大容量方升级迭代已成为行业发展的显著趋势，助力储能行业进一步发展和进步。

固态电池

传统液态锂电池存在燃烧和爆炸等安全风险，提升安全性能为当前锂电技术重点突破方向之一，固态电池凭借安全方面的优势受到市场关注，有望在技术突破后实现大规模生产和应用。

固态电池现阶段可简单划分为全固态电池和半固态电池，半固态电池为全固态电池技术方向的过渡产品，通过使用固-液混合电解质，减少液态电解质的占比，降低燃烧爆炸风险。全固态电池通过采用固态电解质替代液态电解液，解决易燃的问题，具备更高的安全性。

固态电池目前技术尚不够成熟，核心技术仍处于突破阶段，相关材料和生产工艺仍待进一步完善，尽管部分企业正积极推进固态电池的研发和应用，但短期成本仍然较高，目前还未形成规模化生产，近年内还不会是商业储能主力。

固态电池的应用场景开始从新能源汽车行业逐渐扩大到储能行业，2024年已有相关项目成功并网投运，例如中国浙江龙泉磷酸铁锂储能示范项目（100 MW/200 MWh）采用半固态储能电池。

其他热点技术

钠电池

由于全球钠资源储量丰富，钠电池拥有较强的原材料成本优势，但对比锂电池来看，现阶段钠电池产业链尚不成熟，生产工艺仍有待优化，规模化效应带来的成本优势尚未实现。随着近几年碳酸锂等原材料成本的大幅下跌，以及产业规模的持续提升，**2024 年锂电池价格持续下降，钠电池暂时无法体现其成本和价格优势，钠电产业规模化进程有所放缓。**

虽然现阶段在价格、能量密度和循环寿命等方面尚不具备优势，但钠电池拥有更优异的低温放电性能和较高的安全性，有望在部分细分场景发挥作用，尤其是低温环境下更能发挥其优势。目前，钠电池的成本还需进一步降低，性能仍有待提升，短期内尚无法取代锂电池，但在部分细分场景有望与锂电池发挥各自优势，互为补充。

2024 年，各国也在积极出台政策鼓励和支持钠电池的发展，目前钠电池已在电动车、储能电站等多个领域得到应用。从储能端来看，随着中国湖北大唐钠离子储能示范项目一期 50 MW/100 MWh 建成投运，2024 年钠电池储能项目实现百兆瓦时级投运应用的突破性表现。

液流电池

根据电解液中不同的活性物质，液流电池可以划分为全钒液流电池、锌溴液流电池、铁铬液流电池和多硫化钠液流电池等。各类液流电池适用的应用场景有所区别，但从技术成熟度角度来看，**现阶段成熟度最高、商业化速度最快的为全钒液流电池技术。**

随着可再生能源装机规模的不断扩大，电网的稳定性受到冲击，需要通过长时储能技术提升电网的灵活性，保障电力系统供应的稳定和可靠。液流电池储能技术路线在长时储能领域具备较好的前景，以全钒液流电池为例，其具有储能规模大、安全性高、充放电效率高、寿命长、容量可灵活扩充、循环次数多等优势，凭借这些优势能够在长时储能领域能发挥重要作用。中国目前已建成多个全钒液流电池示范项目，以中国大连全钒液流电池储能调峰电站示范项目为例，其一期（100 MW/400 MWh）已于 2022 年建成商运。

由于液流电池技术尚处于商业化初期，设备和产能尚未大规模铺开，初始投资成本较高。对比锂电池，目前全钒液流电池的成本仍与其存在较大差距，装机规模仍然较小。随着技术进步和产业规模化发展，以及电解液租赁等新型商业模式的建立，未来液流电池的成本有望进一步降低。另一方面，项目规模的扩大和经验的积累，将推动钒液流电池的技术路径逐渐成熟，在长时储能领域有望进一步发挥其优势，成为锂电之后另一有望实现大规模商业化应用的新技术。

2.4 储能 LCOS

锂电储能装机规模近几年快速增长，项目度电成本逐年下降，已成为现阶段最具经济性的新型储能技术之一。

产业现状

储能度电成本 (Levelized Cost of Storage, LCOS) 是用于衡量全生命周期内储能系统，每一度电存储和释放过程中所需要的平均成本，是用于评估和判断储能项目是否具备经济性的重要指标，计算公式通常为项目全生命周期内的总成本与总放电量的比值：

$$\frac{\text{Capex} + \{\text{Operation and Maintenance (O\&M)} * \text{Battery Life}\}}{\text{Life used energy}}$$

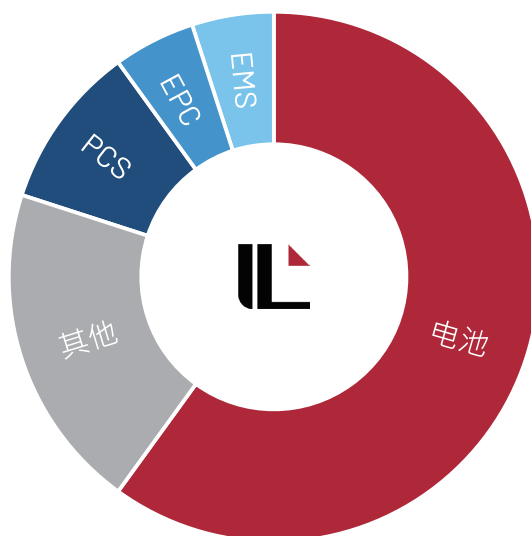


图 2.4-1. 储能系统成本结构

总成本主要由初始投资成本和运维成本组成，部分情况还需考虑更换成本等，细分类目中包括储能系统成本（主要由电池系统、PCS、EMS、集装箱及其他电气设备等组成）、工程总承包（EPC）成本和其他成本（包括土地、租金、开发费用等）。

全生命周期中的总输出电量，需要考虑系统的充放电效率、循环寿命、充放电深度和实际运行时间与频率等多种指标。

不同技术路线（如抽水蓄能、锂电池、钠离子电池、液流电池、压缩空气等）的储能度电成本存在较大差异，抽水蓄能成本虽低但受地理位置限制，新型储能技术中，电化学储能的度电成本优势逐渐显现，尤其以锂电储能的表现最为亮眼，锂电在新型储能中的累计装机占比超过90%。近几年锂电储能项目装机规模不断扩大，产业规模持续扩张，技术持续进步，带动锂电储能度电成本逐年不断下降。

本白皮书以 30 MW / 120 MWh 的表前储能项目为例，设定电池充放电深度固定为 90%，年充放电次数为 500 次，系统效率区间值为 85%-95%，电池循环次数区间为 4,000-10,000 次，按照当前的储能电芯和系统产品升级方向，设定系统效率和循环次数将随技术进步逐年不断提升。

产业趋势

原材料降本、产品升级、技术进步和市场竞争等多重因素共同推动 2024 年全球平均储能度电成本不断下降：

1) 原材料降本

受益于电池等关键零部件成本的持续下降，2024 年储能系统价格不断下跌。目前全球储能电芯厂商主要分布在中国，凭借较低的成本、较大的产能规模、完善的产品和先进的技术，中国厂商在储能电芯的生产和出货规模上处于领先地位。从中国地区 2024 年全年主要型号的储能电芯数据来看，280Ah 磷酸铁锂储能电芯含税均价从一月的 RMB 0.42/Wh 下滑至十二月的 RMB 0.30/Wh，跌幅达 29%。自 2024 年第二季度起，314Ah 磷酸铁锂储能电芯量产规模逐步扩大，其出货量与市场渗透率持续上升，含税均价从四月的 RMB 0.38/Wh 降至十二月的 RMB 0.30/Wh，跌幅达 21%，当前 314Ah 电芯均价已基本与 280Ah 电芯持平。小储电芯亦呈现价格下跌趋势，100Ah 磷酸铁锂储能电芯含税均价从四月的 RMB 0.415/Wh 跌至十二月的 RMB 0.335/Wh，跌幅达 19%。

储能电芯价格持续走低主要受原材料价格下行等因素影响。原材料价格下降直接推动储能电芯生产成本降低，以电池级碳酸锂这一主要原材料为例，供过于求和库存积压等多重压力下，2024 年全年电池级碳酸锂现货均价一月的 RMB 96,000/MT 下跌至十二月的 RMB 76,000/MT，全年跌幅达到 21%。

2) 产品升级

2024年开始，储能电芯和系统向大容量方向进一步升级，大部分储能电芯厂商已实现 300Ah+ 电芯的量产和出货。各家产品设计也开始逐步向标准化方向发展，从尺寸上来看，以 306Ah 和 314Ah 电芯为代表的更大容量电芯，依旧延续 280Ah 电芯常规的 71174/71173 尺寸，同等大小的情况下，能量密度提升，实现一块电池一度电，还能够减少电芯组装过程中所需的零部件，并可以有效节约占地面积，降低成本。此外，300Ah+ 电芯的循环次数也有明显提升，向万次以上升级。根据 InfoLink 统计数据显
示，全球大储市场中，300Ah+ 电芯产品的 2024 年单季度市占率已达到约 50%。

储能系统选择搭载更大容量的 300Ah+ 电芯，容量上亦往集装箱储能系统 5MWh+ 的方向升级迭代，并进一步提高能量密度，提高循环寿命，降低单位成本。同时厂商也进一步升级完善温控和消防系统，普遍配备液冷方式和达 Pack 级的三层消防体系，提高安全性和效率。

2024 年储能行业以 300Ah+ 电芯和 5MWh 储能系统为代表性产品进行升级迭代，虽然 2024 已有厂商开始布局 500Ah+ 电芯和更大容量的储能系统，并陆续公布量产计划，但预计 500Ah+ 电芯产品要在 2025 年下半年才会陆续进入实际量产阶段。

3) 技术迭代

除了储能产品向更大容量升级以外，储能厂商围绕长寿命、高安全、高能量密度等关键指标，不断进行技术升级。材料方面，不断改进关键电池材料，推动电池能量密度不断提升，循环寿命显著延长；电芯方面，提出和运用补锂技术，推动零衰减的实现；温控方面，提出风液智冷的全新热管理模式；集成方面，采用 CTS 技术和紧凑型设计等。这些储能上下游企业通过积极推动技术创新，不断降低成本，提升产品效率和安全性能，延长使用寿命，进一步带动储能产业进步。

4) 规模化效应

2022 年开始，随着资本入局和涌入储能产业的厂商增多，储能电芯产能快速扩张，大规模生产和应用推动单位成本进一步降低，带动生产和制造工艺不断进步，生产效率持续提高。

5) 市场竞争

产能过剩的背景下，2024 年中国储能电芯和系统产品的价格竞争仍在延续，储能电芯和系统厂商仍需通过低价策略争取订单，为获取更多市场份额，储能电芯企业间展开激烈的价格竞争，致使电芯均价不断逼近成本底线。中国市场价格内卷困境下，中国企业也在积极寻求出海，随着中国品牌出海步伐的加快，价格竞争也将成为其抢占海外市场的主要策略，2024 年海外储能系统的平均价格持续下降，中国储能供应端仍在持续降本，海外储能系统价格未来仍有下降空间。

中、美、欧市场 LCOS

整体来看，储能产品成本下降和技术升级，带动中国、美国及欧洲的储能度电成本持续降低，但由于储能供应链、产品矩阵、技术水平、人力成本、政策等方面存在差异，因而三个市场呈现出不同的储能度电平均成本。2024 年随着成本更具备优势的中国储能企业陆续进入欧美市场，欧美储能市场价格竞争加剧，带动欧洲和美国储能系统均价持续下滑，但对比中国市场来看，美国和欧洲当前的储能设备价格、人力成本、土地费用及其他费用（如工程费用、开发费用等）仍相对更高。**中性情境下，2024 年中、欧大型储能度电平均成本已分别降至 USD 0.052 以及 0.095/kWh。**

中国

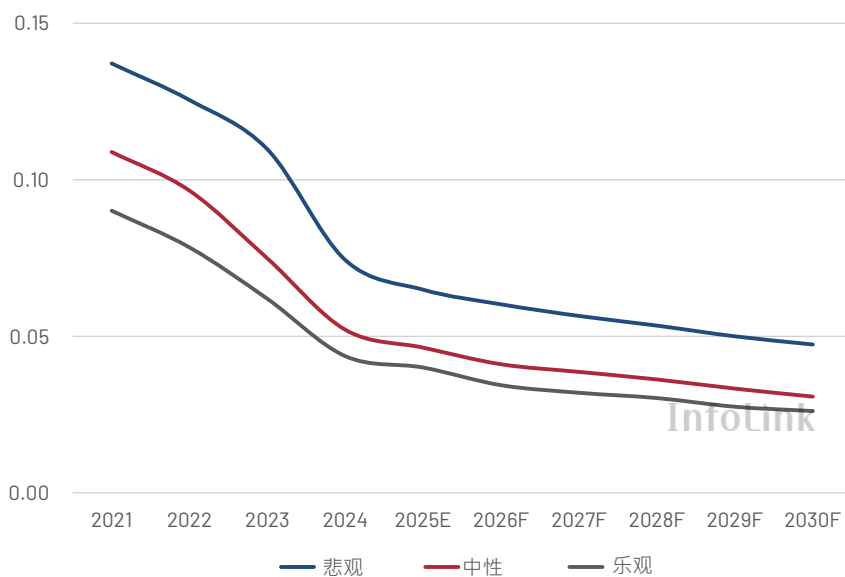


图 2.4-2. 中国储能LCOS预测, 单位：USD/kWh

全球储能电芯产能主要集中在中国，2024 年中国电芯产能仍明显过剩，在激烈的市场竞争环境下，中国储能厂商不断降低储能产品成本和价格，同时持续加大研发力度，推动技术和产品不断进步，储能度电成本相对欧美市场具备明显优势。在此背景下，**2024 年中国储能度电成本中性测算结果约为 USD 0.052/kWh，相比 2023 年 USD 0.075/kWh 降低 30.6%。**

2025 年，储能行业仍面临产能过剩的问题，价格竞争仍将持续，后续随着落后产能陆续被市场淘汰，价格内卷的激烈程度将有所缓解。另一方面，上游原材料价格进一步大幅下跌的可能性较小，材料端降本空间缩窄。未来依靠厂商生产和工艺水平的提高，以及储能产品的升级迭代，储能电芯和系统的成本仍有望下降，但随着行业竞争情况逐步缓解以及降本水平进入平台期，价格跌幅未来有望逐步减少。**中性情境下，2025 年中国储能度电成本预计约为 USD 0.046/kWh，2030 年达 USD 0.031/kWh。**

美国

随着美国新能源装机规模的增加，加上美国电网老化情况严重，储能设备为保证美国电力供应的稳定性和可靠性发挥重要作用。2024 年，美国 IRA 法案继续为储能项目提供补贴和税收优惠，加上美国并网流程优化，推动美国储能市场的发展，以表前侧储能项目为主的美国储能装机继续保持增长。ITC 政策为储能项目提供 30% 的基础补贴，叠加储能电芯及系统成本下降等因素，推动 2024 年美国储能度电成本进一步降低。

2025 年特朗普就任美国总统后，宣布暂停 IRA 的资金审批与支出，当前反对意见较多，完全废除 IRA 仍面临较大阻力，但包括储能补贴在内的部分条款可能会被调整，针对储能项目的补贴或将被削减或废除。尽管美国各州政府可能对储能项目出台其他激励政策，但预计美国储能项目的经济性仍将受到较大负面影响。

2025 年一季度，特朗普政府对进口自中国的商品加征 10%+10% 的关税，该项关税落地后，将提高对美出口的中国储能产品成本，尽管中国厂商生产的储能产品成本仍低于大部分海外系统厂家，但 2025 年 4 月宣布的对等关税大大垫高中国储能产品输美的成本，迫使中国产品输美几乎停摆。然而，美国本土并未具备成熟储能供应链，仍需依靠中国品牌（尤其是锂电池供应），在超过 100% 的对等关税影响下，将会使美国储能急速冻结，严重冲击今年度需求，而原先预期将持续下降的 LCOS 将可能不降反升。IRA 法案补贴的减免和关税壁垒共同作用下，后续美国储能市场的发展将受到制约。

在政策环境持续变动、前景未明的背景下，当前尚难对 2025-2030 年间美国储能 LCOE 的趋势作出明确预测。

欧洲

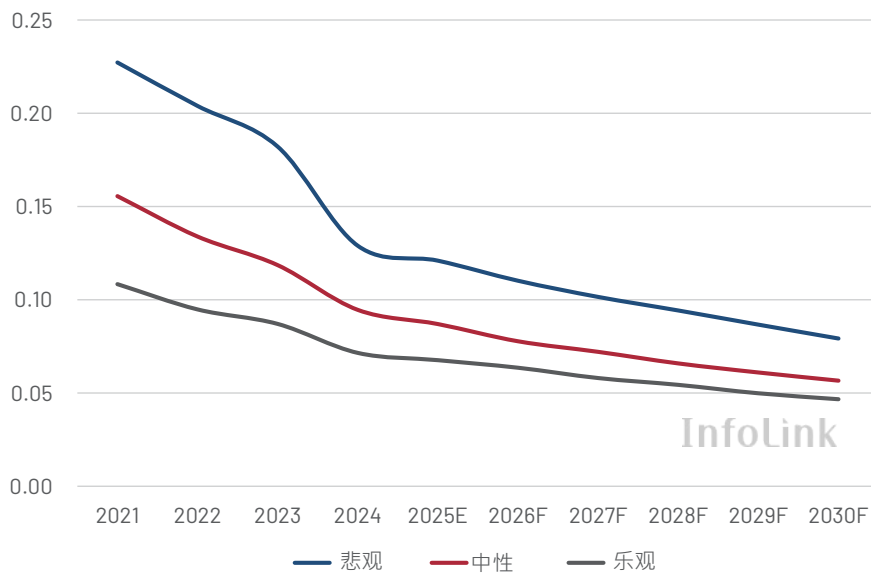


图 2.4-3. 欧洲储能 LCOS 预测, 单位: USD/kWh

2024 年欧洲储能度电成本中性预估约 USD 0.095 / kWh，相比 2023 年 USD 0.119/kWh 降低 20.2%。2024 年欧洲电芯和储能系统成本大幅下降，加上中国厂商加大对欧洲表前侧储能市场的布局力度，进一步助推欧洲市场储能系统均价的下跌，带动欧洲储能度电成本的下跌。

为缓解可再生能源发电占比增长带来的间歇性和不稳定性问题，欧洲各国陆续通过出台支持政策、设定目标等方式推动表前侧储能装机的增长，多元化的表前侧储能盈利模式下，2024 年欧洲表前侧储能迎来较好发展。欧洲积极推进本土产业链的建设，但目前其储能供应链尚不完善，储能产品的供应商仍主要为非本土企业。此外，欧洲市场的人力、土地、建设和运维成本等仍相对较高，尽管随着储能产品价格的下降和规模化应用进程的加快，欧洲储能度电成本呈现出下降趋势，但整体成本仍显著高于中国。中性情境下，InfoLink 预计 2025 年欧洲储能度电成本将达 USD 0.087 / kWh，2030 年达 USD 0.053/kWh。

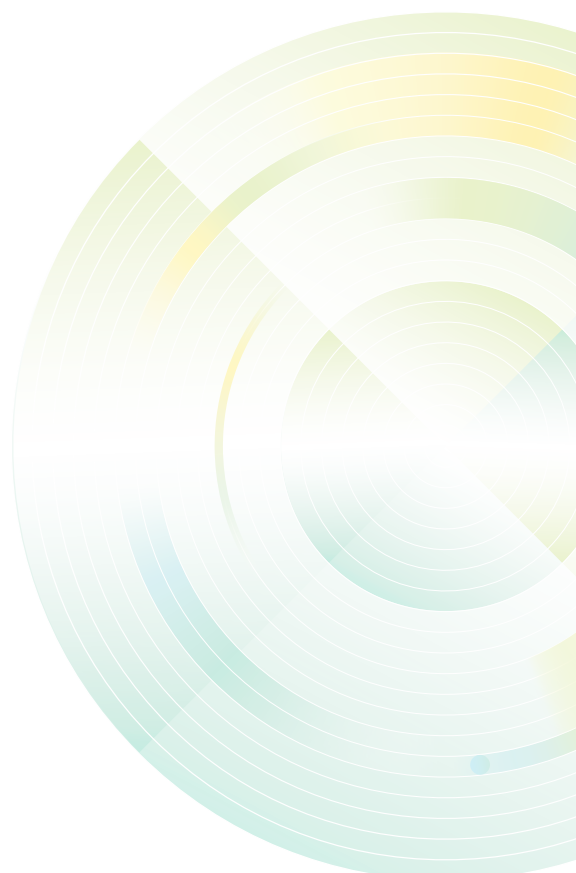
中国储能厂商仍在推动技术升级和进一步降本，激烈的价格竞争下，中国储能厂商将进一步开拓欧美等海外市场。随着基于更大容量电芯的储能系统认证完成，预计后续中国本土生产的储能系统海外出口价格仍有进一步下降的空间。欧洲电池企业 Northvolt 等现阶段面临破产困境，技术水平、关键设备、人员薪资、配套供应链不成熟等诸多问题都有待解决，欧美市场近几年仍将继续依赖中国储能供应链。

欧美市场的中国储能系统价格虽会继续下降，但在考虑物流、质保、认证费用、售后、关税等多种因素的情况下，出海中国企业仍需保持一定的毛利水平以满足相应高成本的支出和应对其他风险。技术持续升级的背景下，储能设备的使用寿命和系统效率有望进一步提高，推动欧美市场的储能度电成本进一步下滑。由于美国储能政策方面仍存在一定不确定性，加征关税和补贴减少或取消的风险预期下，InfoLink 下调该市场度电成本的下滑幅度。

基于 LCOS 测算模型，本白皮书修订中、欧 LCOS 在 2024、2025、2030 年的预测。

中国从原先的 USD 0.055、0.052、0.032/kWh 下调至 USD 0.052、0.046、0.031/kWh；欧洲从原先的 USD 0.102、0.090、0.050/kWh 下调至 USD 0.095、0.087、0.053/kWh。

美国则是在补贴与关税壁垒未明的背景下，当前尚难对 2025-2030 年间美国储能 LCOE 的趋势作出明确预测。



SUM 总结

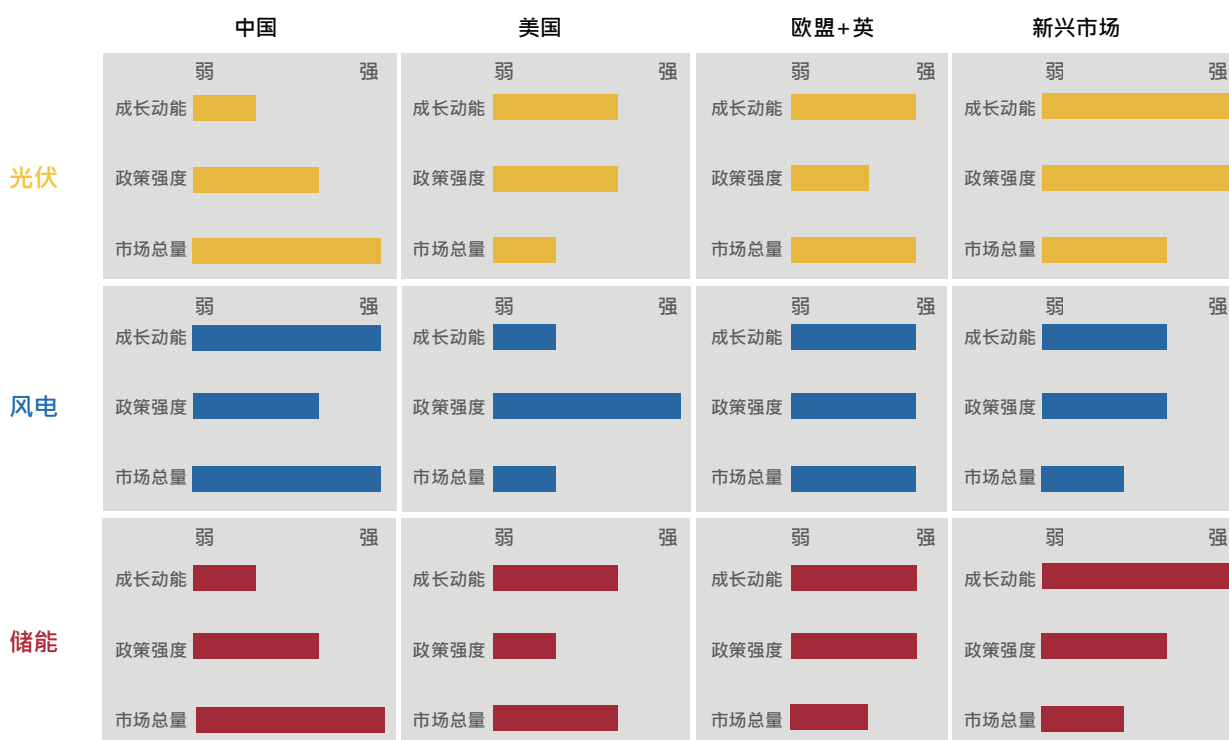


全球再生能源进入趋缓与分化的关键期

在迈向 2030 年全球三倍再生能源目标的进程中，2024 年成为一个转折性的年份。

根据 InfoLink 统计，2024 年全球再生能源装置量大增 750 GW，光伏担纲主力、风电位居第二，两者合计贡献约 97 % 的新增容量，作为配套，截至 2024 年底，储能的累积安装量也来到 384 GWh。光伏虽以单年度 580 GWdc 的惊人成长引领，但在高度的成长后步入成长趋缓期；陆域风电凭着成本优势持续推进，但成长缓慢，离岸风电则是多项负面因素使得当前建设成本较 2022 年乌俄战争爆发前上升了 30-40%，成长远不如预期；储能则需要成本的持续下降才能够持续带动各地需求，整体再生能源发展呈现分化：

- 中国一枝独秀，但结构性转型压力浮现。
- 美国补贴的不确定性与贸易壁垒高筑将使再生能源安装趋缓。
- 欧洲需加速风光储一体化与电网升级，才能保持领先。
- 新兴市场加速崛起，成为撑起全球再生能源新增量的多点开花力量。



*成长动能、政策强度与市场总量均为市场间比较而非跨能源比较
 *成长动能：弱、中、强以相互间的 CAGR 做比较
 *政策强度：弱 - 无政策目标、中 - 有政策目标但无大幅补贴、强 - 有明确的扶植政策与补贴
 *市场总量：依照 2030 年累计装置容量总量将市场排序

图 S-1. 再生能源装置量进展预估

以上的表格可比较不同市场的再生能源发展潜能：

中国步入「十五五期间」后，中国将从再生能源安装量与供应链扩产的一路狂奔步入能源转型的开花结果阶段，届时光伏组件需求有望每年突破 300 GWdc，「沙戈荒」的大型风光基地也持续拉动陆域风电装机动能。离岸风电部分，中国离岸风电供应链可自给自足，相较国际 2022-2024 年间成本大涨，同期间中国风机成本下降约 20-30%，整体成长优于其他区域；储能则逐步从政策驱动转向需求驱动，市场商业模式不断创新，预计将维持可观增长速度。以上皆表明中国持续巩固其全球再生能源领导地位。

美国在 IRA 推动下，2024 年再生能源热度回升，但风电、特别是离岸风电面临高建设成本与政治变局影响，成长趋缓。步入 2025 年，持续高筑的贸易壁垒、对等关税的重磅冲击与补贴的不确定性，可能让光、风、储实际安装量同步出现衰退。

欧洲在俄乌战争后加速能源转型，光与储能共同迎来蓬勃发展，储能更是在 2024 年出现增长引擎由表后市场切换至表前的交叉。但需求大国经济成长趋于疲软、电网建设滞、项目许可延宕后成为光、风共同瓶颈，风电更是整体建设速度远跟不上原先建置目标野心。

新兴市场的崛起在未来将持续推进再生能源发展，中东、非洲、东南亚成为全球再生能源成长的新动能来源。

相较之下，传统能源在 2024 年依然占据全球能源消费的大宗。虽然化石燃料新增投资逐步减少，但全球煤炭发电装置量仍在多个地区上升，特别是中国、印度及东南亚地区；同时，世界上最大的天然气生产国 – 美国，对液化天然气 (LNG) 的需求与出口还在持续上升。整体来看，全球能源系统仍处于传统能源主导、再生能源加速转型的过渡阶段。

成本与技术支撑未来成长 但供应链挑战与政策风险上升

技术上，光伏产品由 P 型 PERC 向 N 型 TOPCon 搭配尺寸变化快速拉升组件瓦数；风电技术则朝向超大型陆域与深远海离岸机组发展；储能市场虽锂电池外的液流电池、钠离子电池等多元技术布局尚未成熟，但锂电池容量也正步入过去两年光伏组件「变大」的产品快速优化期。

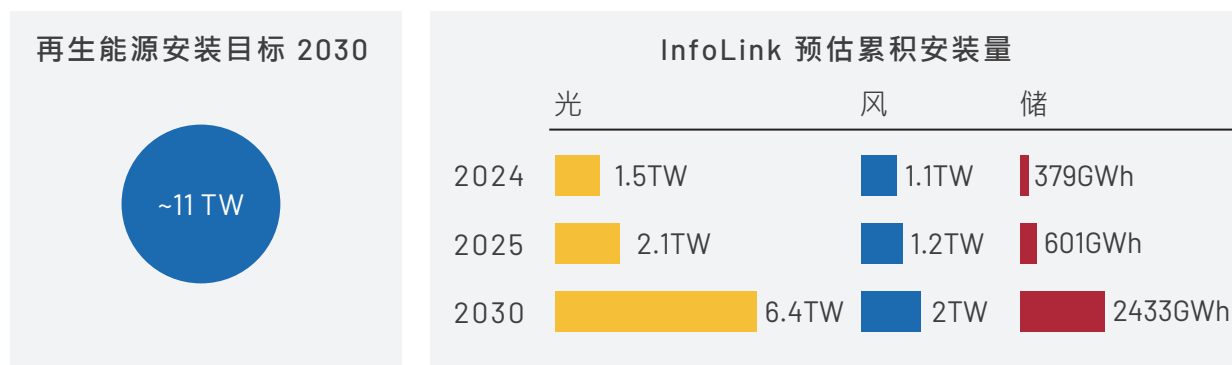
然而，快速成长也带来新的挑战。供应链方面，2023-2024 年间光伏、储能产能迅速过剩，中国供应链的出口压力加大，全球出现价格竞争。

成本下降与技术进步是 2024 年再生能源市场成长的重要驱动力。中、美、欧的光伏度电成本在 2024 年全面下探，中国光伏 LCOE 降至约 USD 19.72-33.42/MWh，欧洲降至约 USD 19.27-45.45 /MWh，美国则在 IRA 补贴下降至约 USD 41.21 -89.00 /MWh，储能 LCOS 亦出现显著下降，中国储能 LCOS 由 2023 年的 USD 72 /MWh 降至 2024 年的 USD 52 /MWh。

美国除了升级对东南亚光伏产品的壁垒外，今年的对等关税更是让地缘政治风险升高，对供应链布局、成本预期及市场规模产生重大影响。

传统能源方面，尽管技术成熟，但仍受到原料价格波动（如国际油价与天然气价格）、碳税与排放标准趋严等影响，导致整体发电成本存在不确定性，能源转型持续进行。

再生能源三倍挑战进展



市场主流产品 2024 vs 2025



光储制造产能 2024 vs 2025

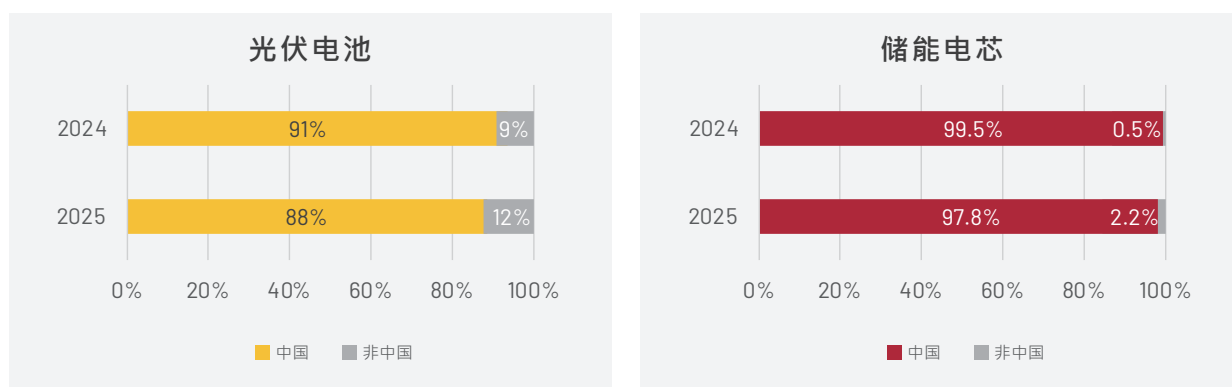


图 S-2. 再生能源三倍挑战进展

光储风融合发展 推动全球能源转型进入新阶段

展望2030年，光伏、风力与储能的深度融合将成为能源转型不可逆转的趋势。根据 InfoLink 预测，至 2030 年，全球光伏装机将达 6,000 GW 以上，风力装机达 2,000 GW 以上，储能装机超过 1,000 GWh。

光伏将凭借成本优势持续成为新增装机的绝对主力，风能则在陆域风电成本竞争力巩固下稳健成长，离岸风电则需依赖政策与财务支持渡过当前建设高成本期，储能市场则从早期政策驱动转向需求与经济性的双轮驱动，虚拟电厂、共享储能、辅助服务市场等新商业模式将加速普及。

相比之下，传统能源的角色逐步转向调峰与备援功能。天然气可能在未来十年内仍维持一定比例，以平衡间歇性再生能源发电。但煤电、燃油电厂的份额将持续下降。

全球能源转型将从以量的扩张进入以质的优化：电网韧性建设（智慧电网、超高压直流输电）、能源数字化（EMS、AI 优化调度）、跨区域能源市场融合将成为主旋律。从 2025 年到 2030 年短短六年间，将是全球能源体系能否成功跨越「化石燃料依赖」门坎、真正迈向可持续未来的关键窗口期。

三大行动方向 直面 2030 年挑战

在当前全球能源转型趋势下，若要顺利达成 2030 年三倍再生能源目标，世界需要迅速行动。本白皮书建议未来需聚焦以下三大方向：

- 1. 加速基础设施建设与技术创新：**大规模投资电网升级、智慧化调度、储能配套与氢能基础设施，支撑高比例再生能源并网。
- 2. 强化政策支持与国际协调：**落实透明且有力的再生能源政策，减少贸易摩擦，加强对新兴市场的技术与金融支持，实现全球公平能源转型。
- 3. 推动供应链多元化与绿色转型：**鼓励各地发展本地化再生能源产业链，确保供应链韧性，同时促进低碳制造与绿色生产体系建设。

从今日起，全球再生能源三倍挑战之路将不仅关乎发电技术本身，更关乎整个能源系统、经济体制与地缘政治格局的深刻变革。全球各国唯有在竞合中深化合作，才能真正抓住这场能源大迁移的历史机遇，共同迎向一个永续、繁荣、低碳的未来。

研究方法与免责声明

本次白皮书的数据主要来自InfoLink数据库、以及平时与业界的访谈、电话访问或通讯软体等沟通管道讨论。也囊括财报、公用事业或政府单位信息等网络公开数据搜集所取得的数据。我们力求资讯的全面性与完整性，惟此资讯仅供参考使用，InfoLink及其员工、数据、相关企业、或其他第三方均不对此份报告的内容提供任何形式的保证，InfoLink也不承担任何使用此份报告内容所产生的责任与义务。

此处所使用名称与素材的呈现方式并不代表InfoLink对任何国家、地区、领土、城市的法律地位、边界或边界的划定表示任何意见。

除非另有说明，在适当表明InfoLink为内容来源与版权拥有者的条件下，出版物中的内容可以自由使用、共享、复制、列印和储存。本出版物中属于第三方的内容可能受到特定使用条款的限制，在使用的相关内容及素材时可能须获得第三方的一定程度的许可。

行業常見名詞縮寫

ALMM	Approved List of Models and Manufacturers	印度ALMM 清單
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klima-schutz	德国联邦经济及气候保护部
BTM-C&I	behind-the-meter C&I	表后工商
BTM-residential	behind-the-meter residential	表后住宅
CIF	Climate Investment Funds	政府与气候投资基金
CRMA	Critical Raw Material Act	关键原材料法案
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive	建筑能源效率指令
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	美国联邦能源管理委员会
FTM	front-of-the meter	表前
IRA	Inflation Reduction Act	降低通膨法案
ITC	Investment Tax Credit	投资税务减免
LCOE	Levelized Cost of Energy	平准化度电成本
LCOS	Levelized Cost of Storage	平准化储能成本
LECO	Laser-enhanced contact optimization	雷射辅助烧结技术
MITECO	Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge	西班牙生态转型部
NECP	National Energy and Climate Plans	2021–2030 年国家能源和气候整合计划
NEM 3.0	Net Energy Metering 3.0	净计量电价
NEP 2022	National Electricity Plan	印度 2022-2032 年国家电力计划
NZIA	Net Zero Industry Act	净零工业法案
PLI	Production Linked Incentive Scheme	PLI 产能招标计划
PNR-R	National Recovery and Resilience Plan	意大利国家复苏暨韧性计划
PNR-R 2	National Recovery and Resilience Plan 2	意大利第二轮国家复苏暨韧性计划
PPE3	the third Pluriannual Energy Program	法国多年能源计划
UFLPA	Uyghur Forced Labor Prevention Act	防止维吾尔人强迫劳动法案
xBC	back contact	背接触

图目录

■ 图 1.1-1. 全球光伏组件需求	05
■ 图 1.1-2. 全球光伏组件需求占比	05
■ 图 1.1-3. 中国光伏组件需求	07
■ 图 1.1-4. 欧洲光伏组件需求	09
■ 图 1.1-5. 欧洲光伏组件需求比重	09
■ 图 1.1-6. 美国光伏组件需求	14
■ 图 1.1-7. 印度光伏组件需求	16
■ 图 1.1-8. 新兴市场盘点 (2024-2025年需求涨幅)	18
■ 图 1.1-9. 中东光伏组件需求	18
■ 图 1.1-10. 拉丁美洲光伏组件需求	20
■ 图 1.1-11. 东南亚光伏组件需求	21
■ 图 1.2-1. 2021-2030年各环节产能预估图	23
■ 图 1.2-2. 2025年重点海外扩产区域产能	24
■ 图 1.2-3. 2021-2030年全球多晶硅产能预估图	27
■ 图 1.2-4. 2021-2025年中国多晶硅价格走势	27
■ 图 1.2-5. 2024年硅料 TOP 5 厂家市占率图	28
■ 图 1.2-6. 2021-2030年中国硅料产能世界占比	28
■ 图 1.2-7. 改良西门子法与硅烷硫化床法占比	29
■ 图 1.2-8. 2021-2030年全球硅片产能预估图	30
■ 图 1.2-9. 2021-2025年中国硅片价格走势	30
■ 图 1.2-10. 2024年硅片 TOP 5 厂家市占率	31
■ 图 1.2-11. 2021-2030年中国硅片产能世界占比	31
■ 图 1.2-12. 2021-2030年硅片厚度趋势	32
■ 图 1.2-13. 矩形硅片组件产出占比图	33
■ 图 1.2-14. 2021-2030年全球电池片产能预估图	34
■ 图 1.2-15. 2021-2025年中国电池片价格走势	34
■ 图 1.2-16. 2024年电池片 TOP 5 厂家市占率	35
■ 图 1.2-17. 2021-2030年中国电池片产能世界占比	35
■ 图 1.2-18. 电池片工艺比较	36
■ 图 1.2-19. 2021-2030年各高效电池片技术市场占比	37
■ 图 1.2-20. 2021-2030年全球组件产能预估图	39
■ 图 1.2-21. 2021-2025年中国组件价格走势	39
■ 图 1.2-22. 2021-2025年海外组件价格走势	39
■ 图 1.2-23. 2024年组件 TOP 10 厂家市占率	40
■ 图 1.2-24. 2021-2030年中国组件产能世界占比	40
■ 图 1.2-25. 光伏组件构成及成本占比	41
■ 图 1.2-26. 双面组件市占率预测	43
■ 图 1.2-27. 2021-2025年组件瓦数趋势	44
■ 图 1.3-1. 全球平均光伏系统成本结构	46
■ 图 1.3-2. 中国集中式光伏项目LCOE趋势图	47
■ 图 1.3-3. 欧洲 (欧盟 + 英国) 集中式光伏项目LCOE趋势图	49
■ 图2.1-1. 全球电化学储能市场规模	52
■ 图2.1-2. 全球电化学储能市场占比	53
■ 图2.1-3. 中国储能年新增安装量	54
■ 图2.1-4. 美国储能年新增安装量	55
■ 图2.1-5. 美国各州储能装机容量占比	56
■ 图2.1-6. 美国表前市场配储时长	56
■ 图2.1-7. 美国新能源并网流程	57
■ 图2.1-8. 欧洲储能年新增安装量	59
■ 图2.1-9. 2024 年欧洲主要区域市场装机情况	59
■ 图2.1-10. 中美欧表前储能占比	60
■ 图2.2-1. 中资企业海外电芯产能布局情况	61
■ 图2.2-2. 中资企业海外电芯产能	62
■ 图2.2-3. 各区域锂电池建设周期	62
■ 图2.2-4. 中资锂电企业中国及海外投运产能占比预测	63

图目录

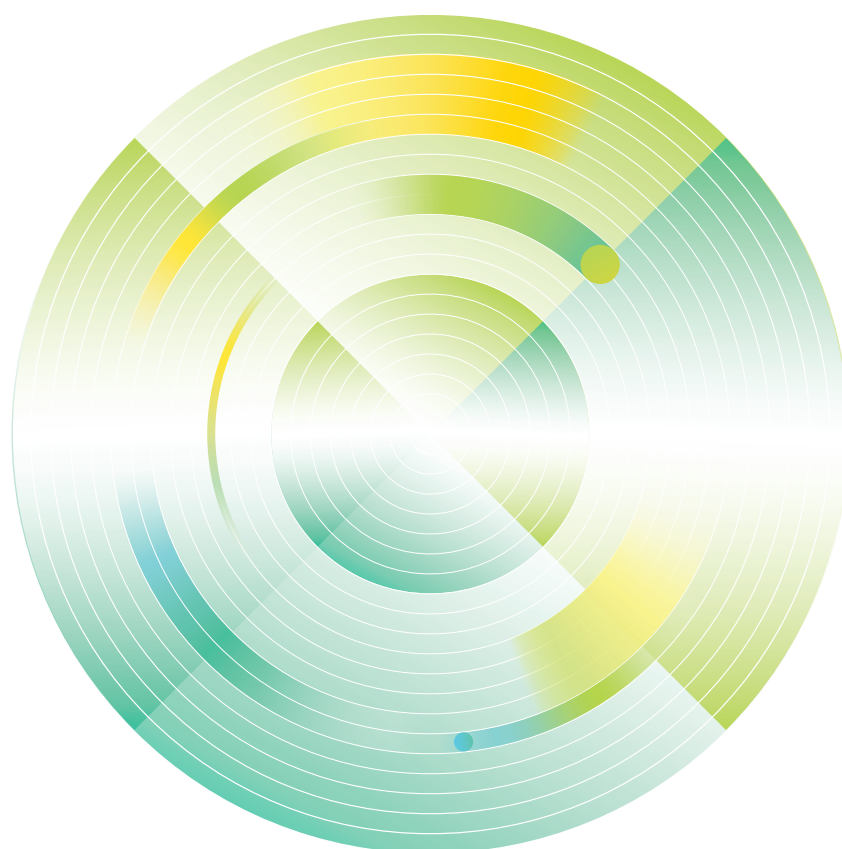
■ 图2.2-5. 储能电芯出货量分布占比预测	63
■ 图2.2-6. 锂价预估	64
■ 图2.2-7. TOP 5 集中度预估	66
■ 图2.2-8. 2024 年全球储能电芯出货排名	67
■ 图2.2-9. 2024 年度海外市场储能电芯出货排名	67
■ 图2.2-10. 全球锂电芯供给预估	68
■ 图2.3-1. 各储能技术于不同反应时间和系统功率对应之应用范围	72
■ 图2.4-1. 储能系统成本结构	76
■ 图2.4-2. 中国储能 LCOS 预测	79
■ 图2.4-3. 欧洲储能 LCOS 预测	81
■ 图 S-1. 再生能源装置量进展预估	22
■ 图 S-2. 再生能源三倍挑战进展	87

表目录

■ 表 1.1-1. 主要市场光伏安装量成长的关键挑战	06
■ 表 1.2-1. 贸易壁垒汇整	26
■ 表 1.2-2. 产能激励政策汇整	26
■ 表 2.1-1. 贸易战背景下中国输美储能相关税率	58
■ 表 2.2-1. 2023-2024 年全球储能电芯出货 TOP 10	66
■ 表 2.2-2. 2024 年全球储能系统集成商 TOP 10 (交流侧)	69
■ 表 2.2-3. 2024 年全球系统集成商 TOP 10 (直流侧)	70

ON THE ROAD TO NET ZERO

迈向净零碳排之路



WHITE PAPER MAY 2025

