



2025-2026年

中国光伏产业发展路线图

CHINA PV INDUSTRY DEVELOPMENT ROADMAP

中国光伏行业协会

赛迪智库集成电路研究所

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn

中国光伏产业发展路线图

（2025-2026 年）

中国光伏行业协会
赛迪智库集成电路研究所

指导单位

工业和信息化部电子信息司

承担单位

中国光伏行业协会
赛迪智库集成电路研究所

咨询专家（按姓氏笔划排序）

丁小海	丁启钊	于沛阳	于振瑞	万 里	弓传河	马 强	马玉超
王 伟	王 莉	王 娟	王 辉	王 婷	王文静	王国峰	王显章
王栩生	王淑娟	王新强	甘新业	田 誉	田 磊	田清勇	史金超
丛建鸥	邢国强	毕恩兵	朱建晶	任 勇	刘 飞	刘 国	刘 涛
刘一铭	刘玉颖	刘亚锋	刘松民	刘雨箐	刘明明	刘建东	刘俊辉
刘富贵	安百俊	许 飞	许克龙	孙 云	孙 阳	孙丽平	孙雨彤
孙建侠	纪振双	严大洲	李 明	李 晨	李小磊	李寿琴	李宏钊
李学健	李琼慧	李聪烜	李燕燕	杨 智	杨文侃	杨晓磊	肖鹏军
时璟丽	何 博	何开富	何永才	何晨旭	余 帆	余中辉	沈 超
沈海兵	宋登元	张 俊	张 敏	张 舒	张一峰	张光青	张志远
张良利	张晓峰	张海林	张雪囡	张新颖	陆 闽	陆荷峰	陈 军
陈 嘉	陈达明	陈伟文	陈奕峰	武晓峰	林坤焱	欧阳子	欧阳洁瑜
罗才军	周 肃	周胡超	周洪伟	庞 健	宗 军	孟夏杰	孟祥飞
赵志国	赵曙光	胡 伟	柳 典	钟财富	秦 潇	袁兴来	夏高强
钱洪艳	倪健雄	徐 岩	殷晋杰	高振洲	郭明轩	唐正恺	曹天齐
崔俊虎	梁 旭	梁 波	逯好峰	韩 洋	程星月	傅干华	楼曹鑫
蔡子贺	廖必清	黎晓丰	颜步一	霍 俊	戴 健		

编写组

刘译阳、江华、王青、丁语珊、郝敏、白桦林、郑向南、宋戈、李嘉彤、戴思源、王双、谢炎甫、宋开石、解赓宸

支持单位

TCL 中环新能源科技股份有限公司	昆山协鑫光电材料有限公司
阿特斯光伏科技（苏州）有限公司	隆基绿能科技股份有限公司
阿特斯阳光电力集团股份有限公司	落基山研究所
安徽繁星能源科技有限公司	南开大学
安徽华晟新能源科技股份有限公司	宁波欧达光电有限公司
北京海博思创科技股份有限公司	青岛高测科技股份有限公司
北京鉴衡认证中心有限公司	青海丽豪清能股份有限公司
北京京运通科技股份有限公司	青海南玻新能源科技有限公司
北京瑞科同创科技股份有限公司	三一硅能（株洲）有限公司
东方日升新能源股份有限公司	厦门科华数能科技有限公司
福建省金石能源有限公司	陕西有色天宏瑞科硅材料有限责任公司
固德威技术股份有限公司	上海爱旭新能源股份有限公司
广州市儒兴科技股份有限公司	上海迪熹新能源有限公司
国晟世安科技股份有限公司	上海恒羲光伏科技有限公司
国家电投集团青海光伏产业创新中心有限公司	上能电气股份有限公司
国家发展和改革委员会能源研究所	深圳科士达科技股份有限公司
国能经济技术研究院有限责任公司	深圳现象光伏科技有限公司
国网能源研究院有限公司	双良节能系统股份有限公司
杭州纤纳光电科技股份有限公司	水电水利规划设计总院有限公司
合肥京东方光能科技有限公司	四川永祥股份有限公司
横店集团东磁股份有限公司	四川永祥光伏科技有限公司
华润新能源投资有限公司新疆分公司	苏州腾晖光伏技术有限公司
华为数字能源技术有限公司	苏州协鑫零碳能源科技有限公司
惠州亿纬锂能股份有限公司	特变电工新疆新能源股份有限公司
吉利融和（宁波）新能源有限公司	天合富家能源股份有限公司
极电光能有限公司	天合光能股份有限公司
江苏赛福天集团股份有限公司	天津轻工职业技术学院
江苏天合储能有限公司	通威股份有限公司
江苏新霖飞能源科技有限公司	通威太阳能有限公司
江西电投新能源科技有限公司	协鑫科技控股有限公司
锦浪科技股份有限公司	新疆大全股份有限公司
锦州阳光能源有限公司	新疆东方希望新能源有限公司
晋能清洁能源科技股份公司	新特能源股份有限公司
晶澳太阳能科技股份有限公司	亚洲硅业（青海）股份有限公司
晶科电力科技股份有限公司	阳光电源股份有限公司
晶科能源股份有限公司	阳光新能源开发股份有限公司

一道新能源科技股份有限公司
英利能源发展有限公司
浙江爱旭太阳能科技有限公司
浙江晶科储能有限公司
浙江正泰新能源开发有限公司
正泰新能科技股份有限公司
智汇光伏
中国大唐集团技术经济研究院有限责任公司
中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司
中国恩菲工程技术有限公司
中国华电科工集团有限公司
中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司
中国能源建设集团天津电力设计院有限公司
中国三峡新能源（集团）股份有限公司
中环低碳新能源（安徽）集团有限公司
中铝宁夏能源集团有限公司
中兴通讯股份有限公司
株洲中车时代电气股份有限公司

序 言

气候变化是全球性问题，世界各国认识到需要共同采取行动应对这一挑战。《巴黎协定》等国际协议的达成，体现了国际社会在减排温室气体、控制全球气温上升方面的共同意愿和责任，为全球应对气候变化提供了基本框架和目标导向。2020年9月22日，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布，中国力争于2030年前二氧化碳排放达到峰值、2060年前实现碳中和。推进碳达峰碳中和是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策，既是对国际社会的庄严承诺，也是推动高质量发展的内在要求。

在2025年《巴黎协定》达成10周年之际，习近平主席在联合国气候变化峰会上宣布中国新一轮国家自主贡献，其中指出，到2035年，非化石能源消费占能源消费总量的比重达到30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到2020年的6倍以上、力争达到36亿千瓦。发展可再生能源，不仅有助于推动我国加快能源转型，提高可再生能源的占比，也能增强能源供应的稳定性和安全性，降低对传统化石能源的依赖。

各种可再生能源中，太阳能以其清洁、安全、取之不尽、用之不竭等显著优势，已成为发展最快的可再生能源。开发利用太阳能对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设均具有重要意义。我国作为全球光伏制造大国，应通过制定光伏产业发展路线图，引导我国光伏产业持续健康发展，为全球光伏产业发展做出应有贡献。

为此，在工业和信息化部指导下，中国光伏行业协会、赛迪智库集成电路研究所组织专家编制了《中国光伏产业发展路线图》（以下简称《路线图》）。《路线图》不仅提出了技术发展方向，也包含了产业、市场等多方面信息，反映了现阶段专家、学者和企业对光伏产业未来发展的共识。鉴于未来产业发展受到政策、技术、市场、企业、经济环境等因素影响存在较多不确定性，光伏产业的发展《路线图》将适时进行动态调整以保证其能客观反映光伏产业发展现状，合理预测未来产业发展趋势，真正起到行业引领作用，也希望《路线图》能成为全球光伏产业发展的风向标。

最后，祝愿中国光伏产业发展越来越好！

中国光伏行业协会执行秘书长



前 言

经过十几年的发展，光伏产业已成为我国少有的形成国际竞争优势、实现端到端自主可控、并有望率先成为高质量发展典范的战略性新兴产业，也是推动我国能源变革的重要引擎。目前我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均位居全球前列。

为引领产业发展方向，引导我国光伏产业健康良性发展，在工业和信息化部电子信息司指导下，中国光伏行业协会、赛迪智库集成电路研究所已发布九版《中国光伏产业发展路线图》。在此基础上，我们组织行业专家编制了《中国光伏产业发展路线图（2025-2026 年）》（以下简称《路线图（2025-2026 年）》），内容涵盖了光伏产业链上下游各环节，包括多晶硅、硅棒/硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各环节共 84 个关键指标。《路线图（2025-2026 年）》根据产业实际情况，结合技术演进进程以及企业技改现状，总结了 2025 年发展情况并预测了 2026、2028、2030、2032 和 2035 年的发展趋势。这些指标体现了产业、技术、市场等发展现状和发展趋势，具有一定的前瞻性，供社会各界参考。我们将根据产业发展变化情况及时进行修订，使其能够更及时、准确地反映产业的实际情况，更好地指导行业发展。

《路线图（2025-2026 年）》在编写过程中得到了行业主管部门、行业专家、产业链各环节企业的大力支持，在此一并表示感谢。由于时间仓促，编写人员阅历和能力有限，如有不妥当之处，请不吝指正，以便我们在后续修订中进一步完善。

中国光伏行业协会
赛迪智库集成电路研究所
2026 年 2 月 4 日

目 录

一、路线图编制说明	1
(一) 涵盖内容	1
(二) 指标值的确定	1
二、中国光伏产业发展简况	3
三、产业链各环节关键指标	6
(一) 多晶硅环节	6
1、还原电耗	6
2、冷氢化电耗	6
3、综合电耗	7
4、水耗	8
5、蒸汽耗量	8
6、综合能耗	9
7、硅单耗	9
8、还原余热利用率	10
9、棒状硅和颗粒硅市场占比	11
10、多晶硅人均产出量	11
11、三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本	12
(二) 硅片环节	13
1、拉棒电耗	13
2、切片电耗	13
3、拉棒单炉投料量	14
4、耗硅量	15
5、耗水量	15
6、硅片厚度	16
7、金刚线母线直径	17
8、单位方棒在金刚线切割下的出片量	17
9、硅片人均产出率	18
10、不同类型硅片市场占比	19
11、不同尺寸硅片市场占比	20
12、拉棒/切片单位产能设备投资额	20
(三) 电池环节	21
1、各种电池技术平均转换效率	22
2、不同电池技术路线市场占比	22
3、不同 BC 电池技术市场占比	23
4、电池铝浆消耗量	23
5、电池含银浆料消耗量	24

6、异质结电池金属电极技术市场占比	26
7、栅线印刷技术市场占比	27
8、电池发射极方块电阻	28
9、TOPCon 电池背钝化技术市场占比	28
10、异质结电池 TCO 沉积方法市场占比	29
11、电池正面细栅线宽度	29
12、各种主栅市场占比	30
13、电池线人均产出率	32
14、电耗	33
15、水耗	34
16、电池单位产能设备投资额	34
(四) 组件环节	35
1、不同类型组件功率	35
2、单/双面发电组件市场占比	35
3、不同电池互联技术的组件市场占比	36
4、0BB 工艺路线市场占比	37
5、组件封装用钢化镀膜玻璃透光率	37
6、不同材质正面盖板组件市场占比	38
7、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比	38
8、不同封装材料的市场占比	39
9、树脂粒子在地化供应率	40
10、不同后板材料市场占比	41
11、不同类型边框市场占比	41
12、组件生产电耗	42
13、组件人均产出率	43
14、组件单位产能设备投资额	43
(五) 薄膜太阳能电池/组件	44
1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率	44
2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率	44
3、III-V 族薄膜太阳能电池转换效率	45
4、钙钛矿太阳能电池转换效率	45
(六) 逆变器	48
1、不同类型逆变器市场占比	48
2、逆变器单机主流额定功率	48
3、逆变器功率密度	49
4、逆变器功率模块在地化供应率	49
5、逆变器主控制芯片在地化供应率	49
6、逆变器人均产出率	50

7、逆变器单位容量设备投资额.....	51
(七) 系统环节.....	52
1、全球光伏新增装机量.....	52
2、国内光伏新增装机量.....	52
3、光伏应用市场.....	53
4、我国光伏系统初始全投资及运维成本.....	54
5、不同等效利用小时数 LCOE 估算和能接受的最低综合电价估算.....	57
6、不同系统电压等级市场占比.....	59
7、跟踪系统市场占比.....	60
(八) 新型储能环节.....	61
1、新型储能年度新增装机规模.....	62
2、新增装机中不同技术路线占比.....	63
3、新增储能装机平均时长占比.....	63
4、各新型储能技术路线电站单位初始投资.....	64
5、锂电储能新增装机度电成本.....	65
6、锂电储能新增装机系统成本.....	65
7、储能系统利用率.....	66
8、锂电储能系统能量转化效率.....	67
9、新增锂电装机中跟网型储能/构网型储能技术路线占比.....	67
10、储能电池单体电芯初始体积能量密度.....	68
11、新增锂电装机中不同储能系统 PCS 技术路线占比.....	69
12、锂电储能系统功率模块在地化供应率.....	69
13、储能系统主控芯片在地化供应率.....	70

光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合而衍生的产业。大力发展光伏产业，对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设具有重要意义。我国已将光伏产业列为国家战略性新兴产业之一，在产业政策引导和市场需求驱动的双重作用下，全国光伏产业实现了快速发展，已经成为我国为数不多可参与国际竞争并取得领先优势的产业。光伏产业链构成如下图所示。

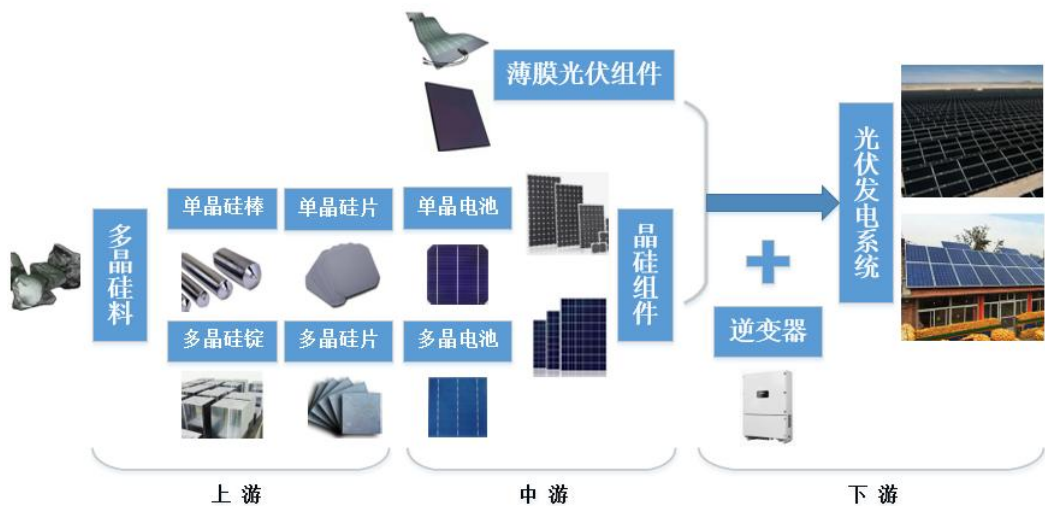


图1 光伏产业链构成

一、路线图编制说明

（一）涵盖内容

路线图编制以为国家制定产业政策提供支撑、为行业技术发展指明方向、为企业战略决策提供参考为主要目标，基于当前光伏技术和产业发展现状，从光伏产业链多晶硅、硅棒/硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各个环节抽取可代表该领域发展水平的指标，这些指标涵盖产业、技术、市场等各个层面。

（二）指标值的确定

本次路线图的修订，在前九版的基础上，秉持客观性、科学性、广泛性和前瞻性的原则，再次通过调查问卷、现场调研、专家研讨等形式，广泛征求意见尤其是重点企业和专家的建议，由此确定各环节关键指标 2025-2035 年发展现状与趋势。本次修订问卷调查以产业链各环节主要光伏企业为主，同时，多次通过邮件等书面形式广泛征求企业和专家意见，并组织 2 次以上专家研讨会，对各个指标的合理性及必要性等进行详尽分析，以此确定指标取值。2025 年光伏行业处于转型调整期，路线图作为指导行业发展的重要工具，也在持续演进以适应新的市场需求和技术趋势。经与行业专家探讨，本次路线图针对技术发展情况新增或删除部分指标，如：硅片环节新增 XBC 硅片厚度、出片量及钨丝线径相关指标；电池环节增加了不同 BC 电池技术市场占

比指标，并结合不同栅线类型对电池浆料消耗量指标进行了修订；组件环节新增不同类型边框占比、0BB 工艺路线市场占比指标；新型储能环节变化较大，取消了不同锂电储能温控技术占比、储能单体电芯容量、锂电储能电池单体电芯循环寿命等指标，增加了新增装机中不同技术路线占比、新增储能装机平均时长占比、各新型储能技术路线电站单位初始投资、锂电储能新增装机度电成本、储能系统利用率、新增锂电装机中跟网型储能/构网型储能技术路线占比、新增锂电装机中不同储能系统 PCS 技术路线占比、锂电储能系统功率模块在地化供应率、主控芯片在地化供应率等指标。以期通过动态调整，及时反映最新的技术进展，也为产业升级明确发展方向。

考虑到未来发展的不确定性会增加指标值预判的难度，路线图在制定过程中力求准确预测近期的发展方向，中远期的预测更多代表行业各界对未来的一种趋势反映。今后，我们仍将定期对路线图进行更新，以不断逼近“真值”，更好地及时地反映行业发展情况，并有效指导行业发展。

二、中国光伏产业发展简况

多晶硅方面，2025 年，全国多晶硅产量达 134 万吨，同比下降 26.4%。

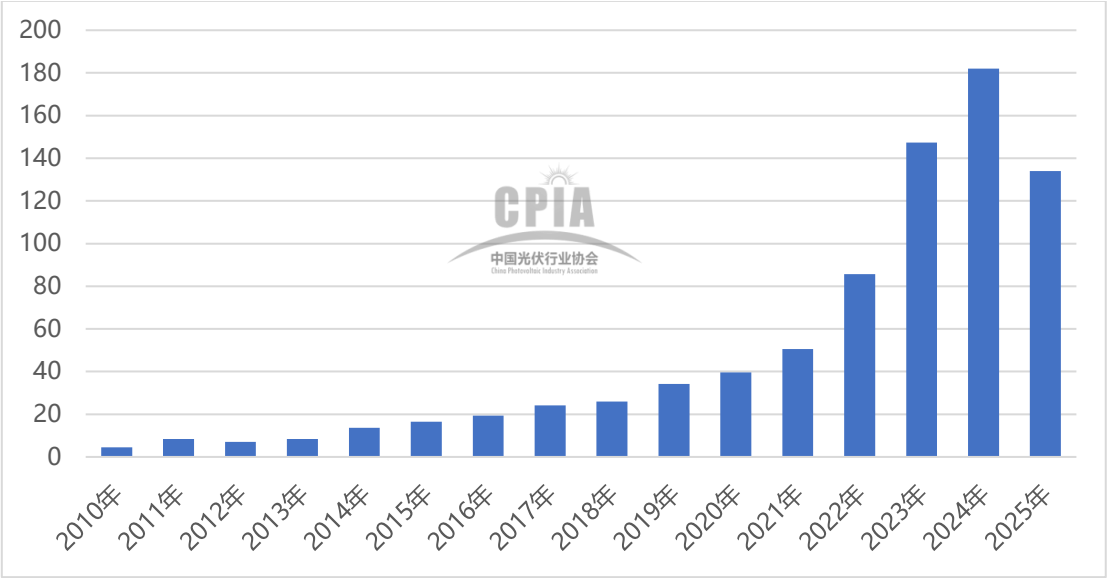


图 2 2010-2025 年全国多晶硅产量情况 (单位: 万吨)

硅片方面，2025 年全国硅片产量约为 680GW，同比下降 9.7%。

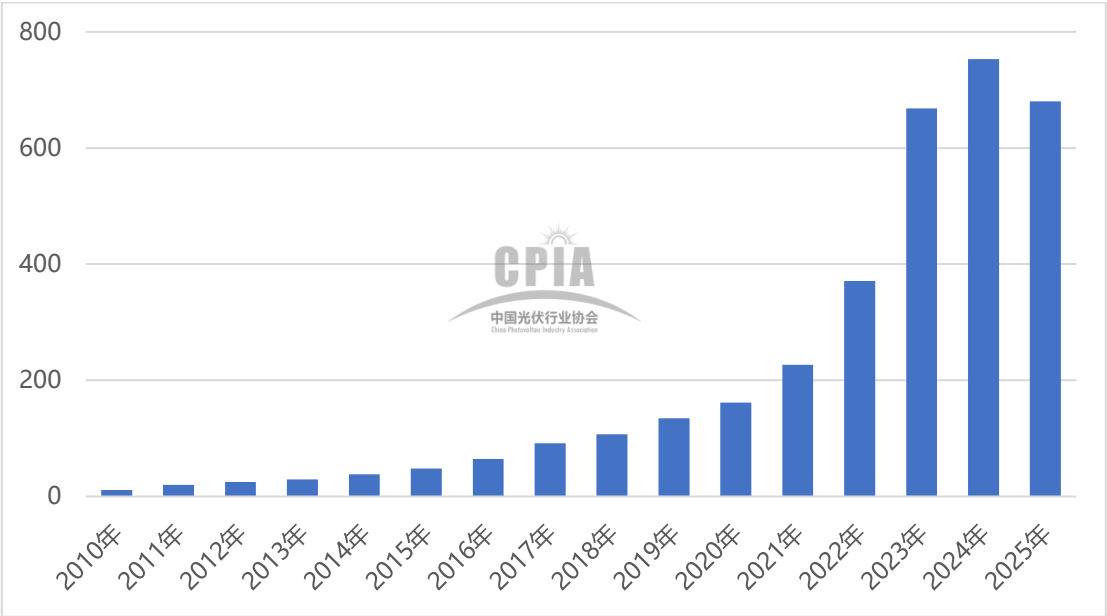


图 3 2010-2025 年全国硅片产量情况 (单位: GW)

电池方面，2025 年，全国电池产量超 660GW，同比增长 0.9%。

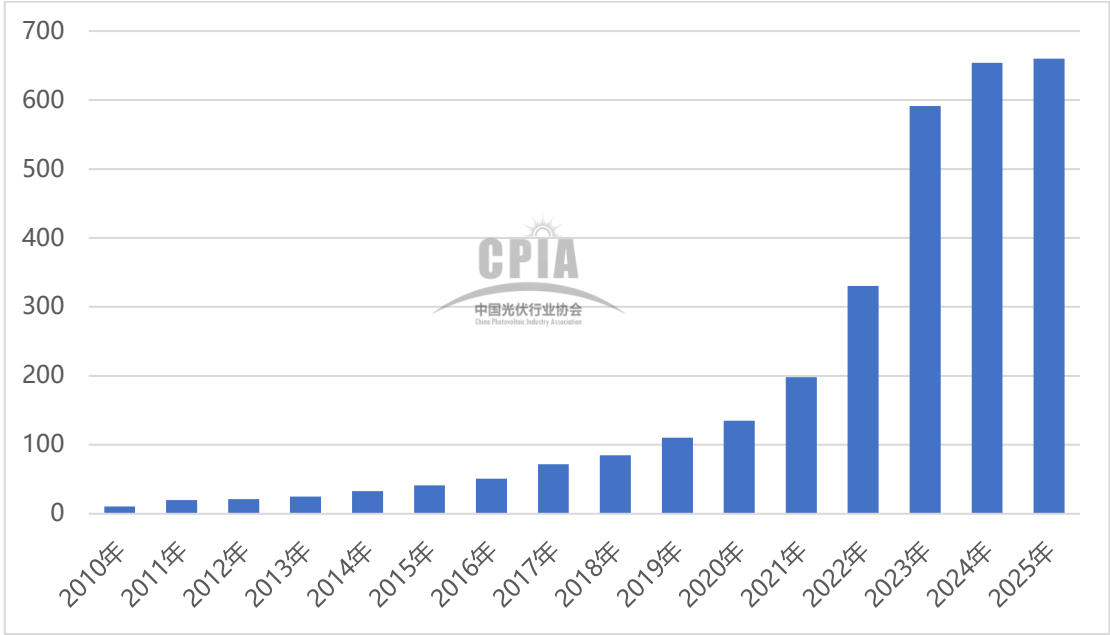


图 4 2010-2025 年全国电池生产情况（单位：GW）

组件方面，2025 年，全国晶硅组件产量超 620GW，同比增长 5.4%。

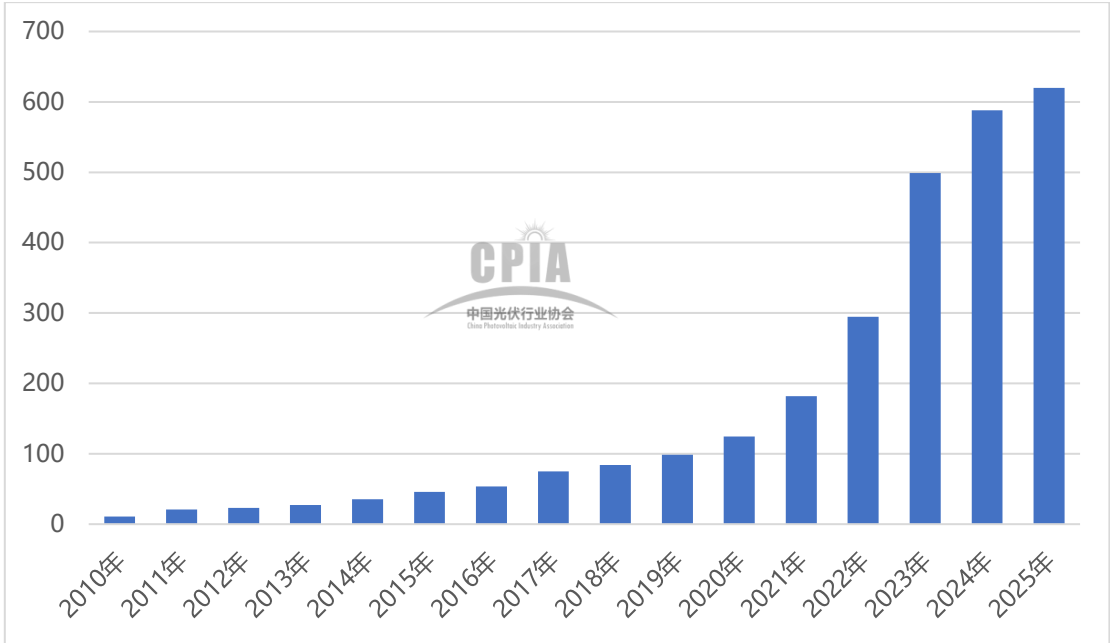


图 5 2010-2025 年全国晶硅组件生产情况（单位：GW）

光伏市场方面，2025 年全国太阳能光伏新增装机容量 315.07GW，光伏累计并网装机容量超 1200GW。

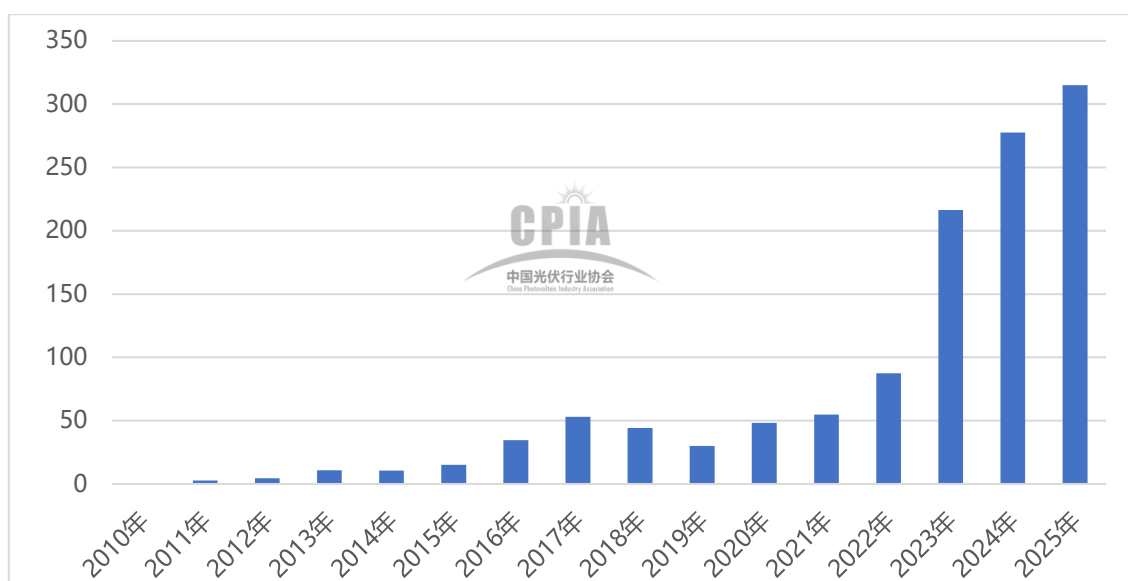


图 6 2010-2025 年全国太阳能光伏新增装机容量 (单位: GW)

产品效率方面，2025 年，规模化生产的 n 型 TOPCon 电池行业平均转换效率达到 25.7%，HJT 电池行业平均转换效率达到 25.9%，XBC 电池行业平均转换效率达到 26.5%。

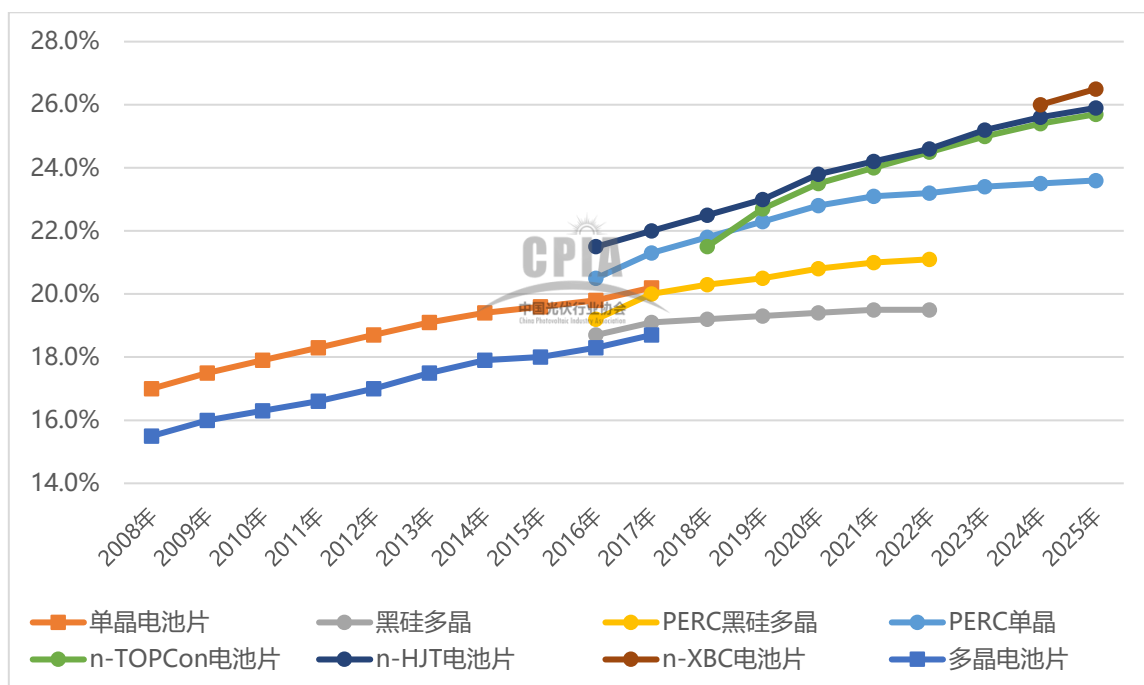


图 7 2008-2025 年国内电池量产转换效率发展趋势

三、产业链各环节关键指标

（一）多晶硅环节¹

1、还原电耗

多晶硅还原是指三氯氢硅和氢气发生还原反应生成高纯硅料的过程，其电耗包括硅芯预热、沉积、保温、结束换气等工艺过程中的电力消耗。2025 年随着还原自动化技术的提升、工艺的进一步优化、硅芯尺寸的增加等因素，多晶硅还原电耗进一步下降，平均还原电耗为 40.5kWh/kg-Si，较 2024 年下降 2.4%。未来随着还原技术的进步，还原电耗仍将呈现持续下降趋势，到 2035 年还原电耗有望下降至 36.5kWh/kg-Si。但有可能随着下游对多晶硅产品质量的要求变化，还原电耗会有所浮动。

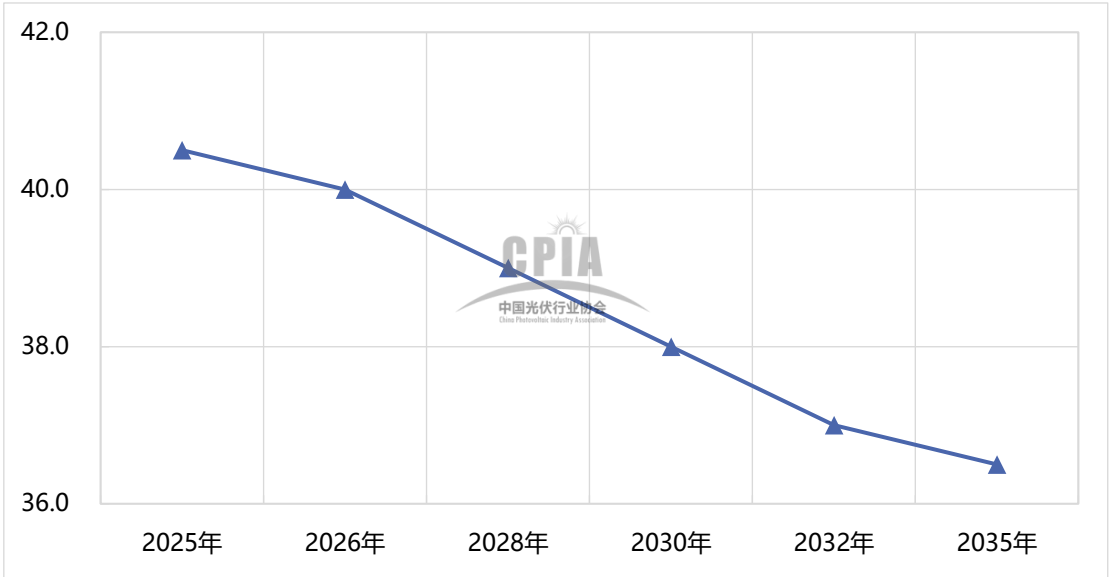


图 8 2025-2035 年还原电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、冷氢化电耗

冷氢化技术是把多晶硅生产过程中的副产物四氯化硅(SiCl_4)转化为三氯氢硅(SiHCl_3)的技术，其电耗包括物料供应、氢化反应系统、冷凝分离系统和初馏系统的电力消耗。各企业在物料供应环节使用不同的加热方式，如电加热、导热油加热、蒸汽加热、天然气加热等。2025 年随着冷氢化工艺的改进、系统能量综合利用等技术提升，冷氢化平均电耗在 3.0kWh/kg-Si 左右，同比下降 14.3%。未来技术进步的手段仍包括使用大炉型、开发新型反应催化剂、提高工艺环节中热能回收利用率、提高反应效率等，到 2035 年有望下降至 2.5kWh/kg-Si。

¹本章节若无特殊注明，均为三氯氢硅法棒状硅的生产指标。多晶硅生产各环节工序划分、能源消耗种类、计量和计算方法按《硅多晶和锗单位产品能源消耗限额》（征求意见稿）执行。

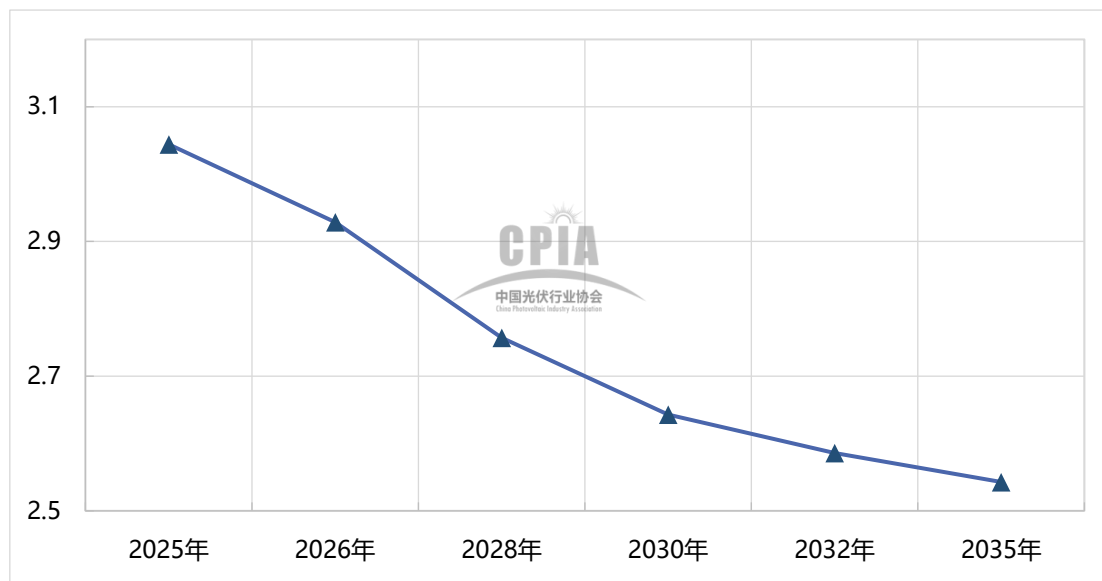


图 9 2025-2035 年冷氢化电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

3、综合电耗

综合电耗是指工厂生产单位多晶硅产品所耗用的全部电力，包括合成、电解制氢、精馏、还原、尾气回收和氢化等环节的电力消耗。由于各家生产工艺不同，因此综合电耗有一定差异。2025年，多晶硅平均综合电耗已降至 50.0kWh/kg-Si，同比下降 8.3%。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、本领域自动化智能化技术能力提升等因素影响，预计至 2035 年综合电耗有望下降至 45.0kWh/kg-Si。目前硅烷流化床法颗粒硅综合电耗较三氯氢硅法棒状硅低 55%-68%。

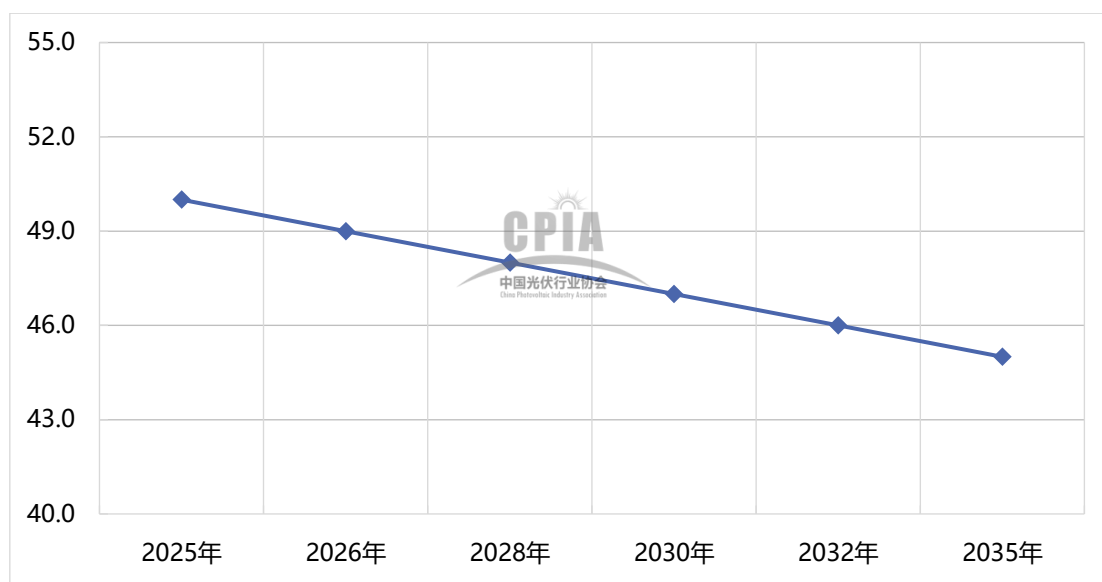


图 10 2025-2035 年综合电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

4、水耗²

水耗是指生产单位多晶硅产品所需要补充的水量，水的消耗主要包括蒸发、清洗等。2025 年随着多项节水技术的突破，多晶硅单位产品水耗得到进一步降低，综合新疆、内蒙、青海、四川、云南等各大厂区的数据，多晶硅平均水耗在 $55.0\text{m}^3/\text{t-Si}$ ，同比下降 8.3%。受南北方气候和水资源差异的影响，用水技术和装备有一定的地域差异，如空冷岛等技术在四川等南方地区适用性较差，导致南北方企业的水耗差距较大。预计到 2035 年，通过进一步的余热利用降低蒸发量、提高渣浆回收率、提高水资源的循环利用率等措施，可将水耗控制在 $45.0\text{m}^3/\text{t-Si}$ 的水平。目前硅烷流化床法颗粒硅水耗较三氯氢硅法棒状硅低 30%左右。

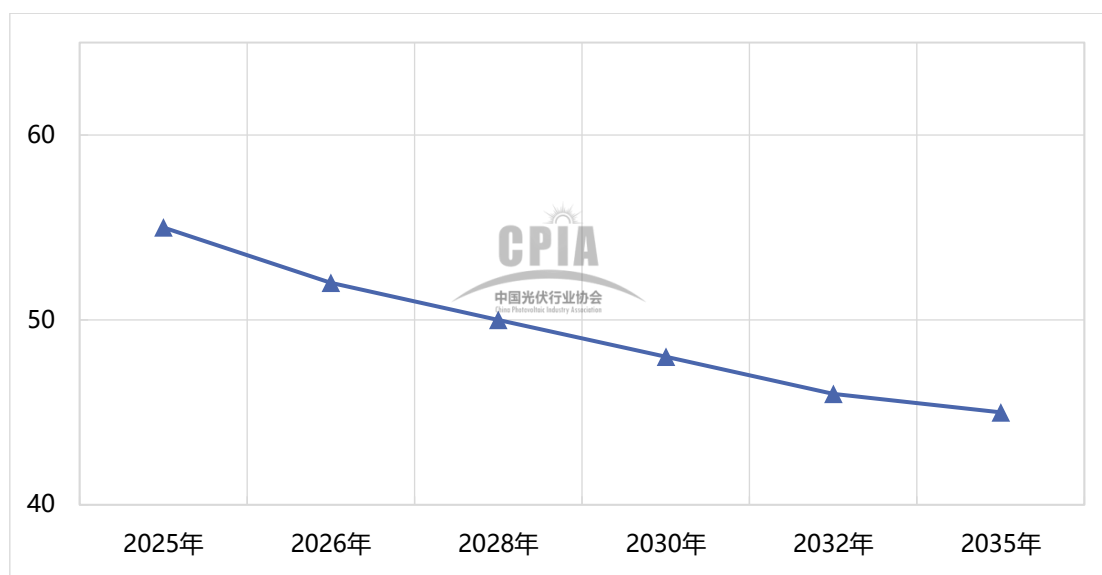


图 11 2025-2035 年水耗变化趋势（单位： $\text{m}^3/\text{t-Si}$ ）

5、蒸汽耗量

蒸汽耗量是指生产单位多晶硅产品外购的蒸汽量，不考虑还原炉余热利用所产生的蒸汽（该能量已通过电力的形式计入）。蒸汽的补充主要用于精馏、冷氢化、尾气回收等环节，部分企业已实现零外购蒸汽量。受南北地区差异以及负荷波动等因素影响，2025 年企业蒸汽耗量均值在 $7.0\text{kg}/\text{kg-Si}$ 左右，同比下降 9.1%。随着企业进一步采用提升还原余热利用率、优化物料预热系统等技术，2035 年企业蒸汽耗量将降至 $3.0\text{kg}/\text{kg-Si}$ 。目前硅烷流化床法颗粒硅蒸汽耗量是三氯氢硅法棒状硅的 3 倍左右。

² 为与《取水定额》GB/T18916.47 的单位保持一致，水耗单位由 $\text{kg}/\text{kg-Si}$ 调整为 $\text{m}^3/\text{t-Si}$ 。

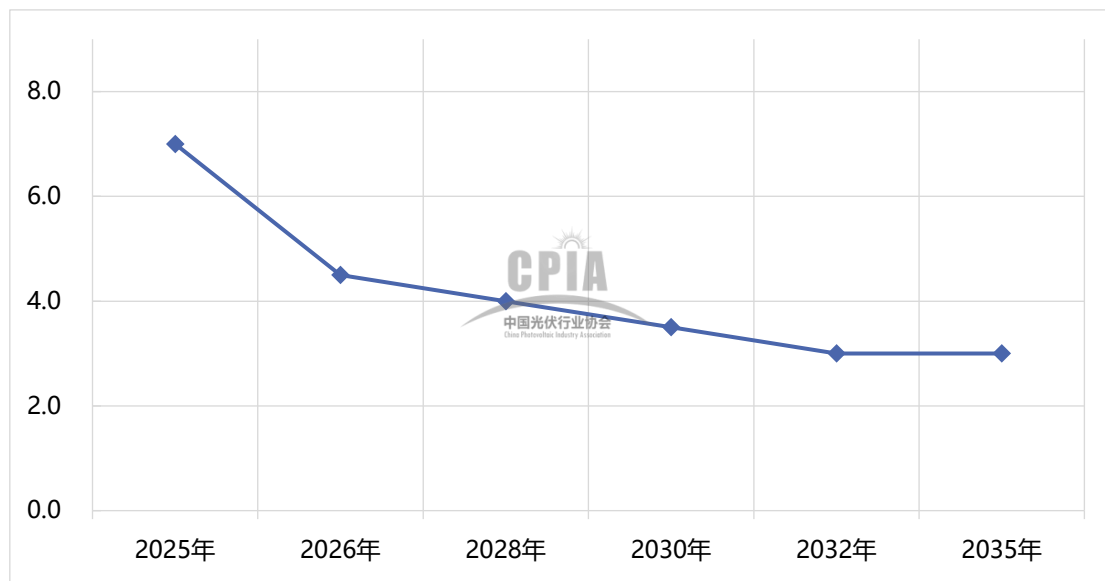


图 12 2025-2035 年蒸汽耗量变化趋势 (单位: kg/kg-Si)

6、综合能耗

综合能耗包括多晶硅生产过程中所消耗的天然气、煤炭、电力、蒸汽、水等。综合各大区域的情况, 2025 年三氯氢硅法多晶硅企业综合能耗平均值为 6.8kgce/kg-Si, 同比下降 8.1%, 随着技术进步和能源的综合利用, 到 2035 年预计可降到 5.5kgce/kg-Si。但也有可能随着下游对多晶硅质量要求和产能利用率的变化, 综合能耗会有所浮动。

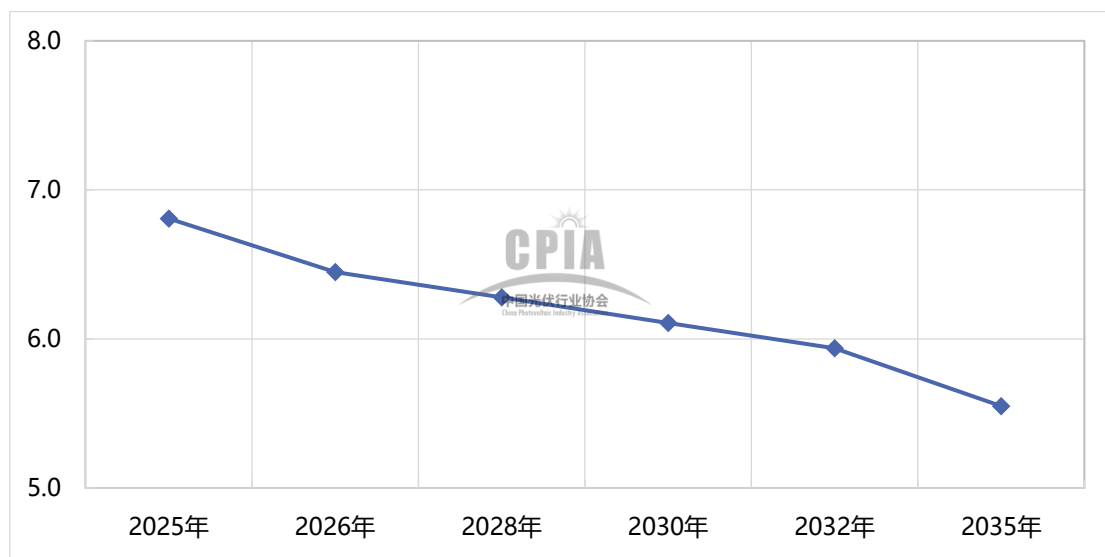


图 13 2025-2035 年综合能耗变化趋势 (单位: kgce/kg-Si)

7、硅单耗

硅单耗指生产单位高纯硅产品所耗费的硅量, 主要应用于合成、氢化工序, 外购硅粉、三氯氢硅、四氯化硅等含硅物料全部折成纯硅计算, 外售氯硅烷等按含硅比折成纯硅计算, 从总量中

扣除。2025 年，硅单耗在 1.05kg/kg-Si，同比下降 1.9%。未来随着氢化水平的提升，副产物回收利用率的增强，到 2035 年将降低到 1.04kg/kg-Si。

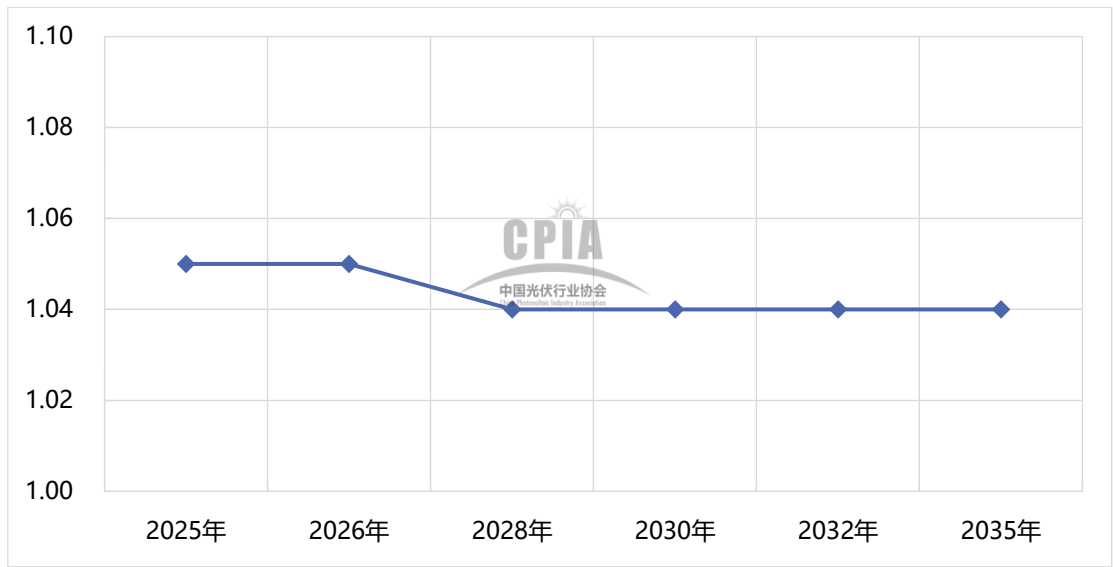


图 14 2025-2035 年硅单耗变化趋势（单位：kg/kg-Si）

8、还原余热利用率

还原余热利用率是指回收利用还原工艺中热量占还原工艺能耗比。2025 年，多晶硅还原余热利用率平均水平在 82.3%，较 2024 年提升 0.3 个百分点。随着多晶硅工厂节能技术的进步以及低品位热的利用，余热利用率有望进一步提升，但上升空间有限。考虑设备本身散热和尾气带走热等影响，预计 2035 年还原余热利用率将会稳定在 83.0%。

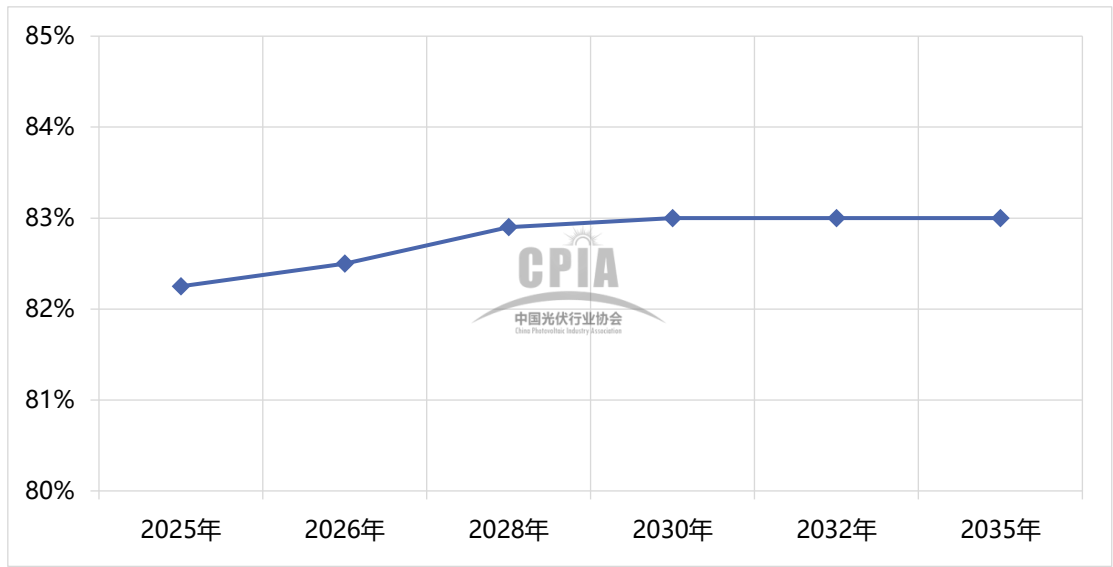


图 15 2025-2035 年还原余热利用率变化趋势

9、棒状硅和颗粒硅市场占比

当前主流的多晶硅生产技术主要有三氯氢硅法和硅烷流化床法，产品形态分别为棒状硅和颗粒硅。2025 年棒状硅市场占比为 79.9%，颗粒硅占 20.1%。短期来看，在国家政策的指导下，棒状硅和颗粒硅将保持现有市场占比不变。长期来看，受政策以及下游市场对颗粒硅接受度的变化，未来棒状硅和颗粒硅的市场占比存在一定不确定性。

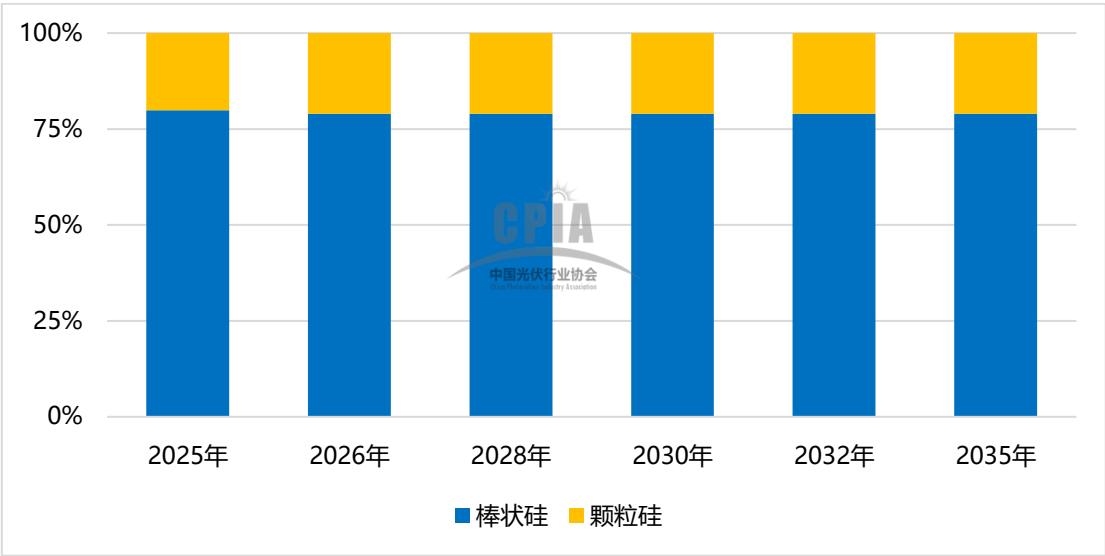


图 16 2025-2035 年棒状硅和颗粒硅市场占比变化趋势

10、多晶硅人均产出量

随着多晶硅工艺技术瓶颈不断突破，工厂智能化制造水平不断提升，多晶硅工厂直接员工的人均产出（不含管理人员）也快速提升。2025 年多晶硅生产线人均产出量为 75 吨/(人·年)，同比提升 7.1%，这与单线产能提升、系统集成化等因素有关。未来随着多晶硅生产自动化程度提升，人均产出量将会有较大幅度的增长，到 2035 年提高到 100 吨/(人·年)。

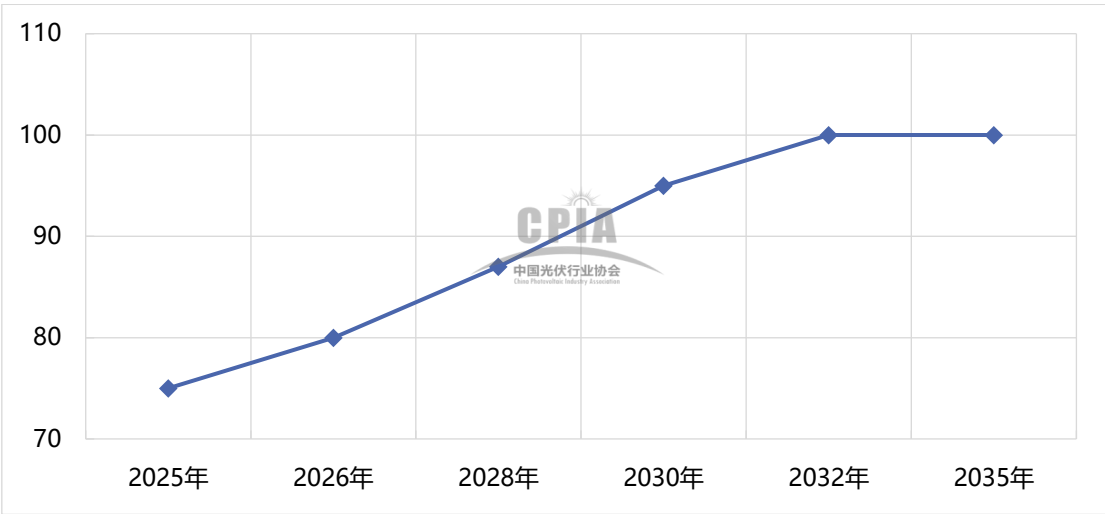


图 17 2025-2035 年多晶硅生产线人均产出量变化趋势（单位：吨/(人·年)）

11、三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本

多晶硅生产线投资主要包含土建、设备、安装费用，其中设备投资成本占比 55%-60%。2025 年随着材料成本的下降，万吨级多晶硅生产线投资成本为 0.75 亿元/千吨，较 2024 年下降 0.05 亿元/千吨。由于行业整体处于调整状态，新增多晶硅项目受限，因此不对未来数值进行预测。

（二）硅片环节³

1、拉棒电耗

单晶拉棒电耗是指直拉法生产单位合格单晶硅棒所消耗的电量，可以通过改善热场、保温性能、提升设备自动化、智能化程度、提高连续拉棒技术等方法，降低拉棒生产电耗。2025 年，拉棒平均电耗水平从 2024 年 22.3kWh/kg-Si 下降至 20.9kWh/kg-Si（方棒）。

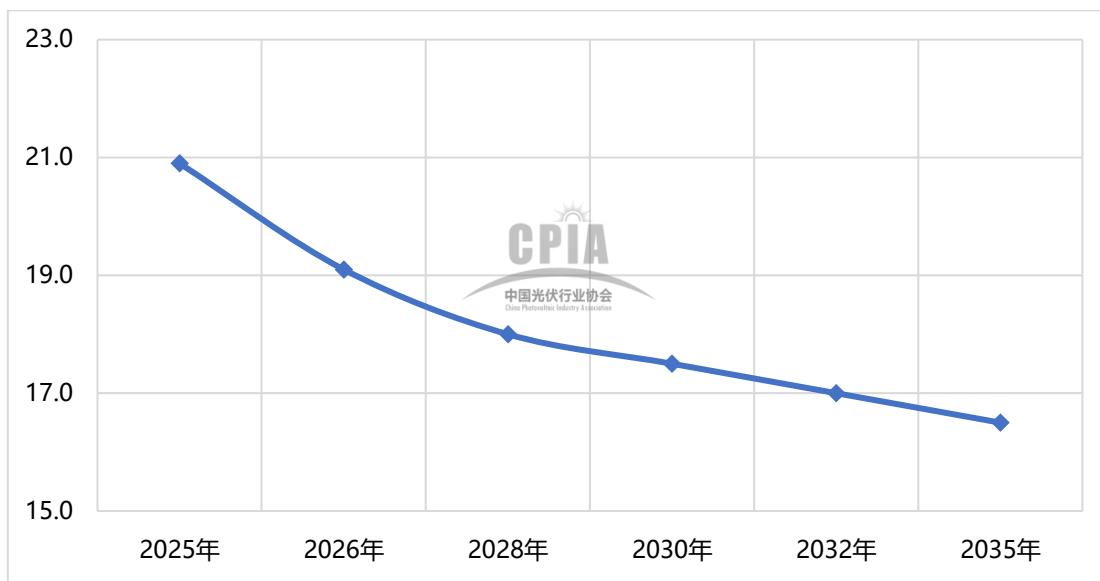


图 18 2025-2035 年拉棒电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

注：方棒指硅棒开方之后的产品，本指标数据范围含开方电耗。

2、切片电耗

切片电耗是指通过切片工序，从方棒到成品硅片所消耗的电量。2025 年，切片电耗约为 7.5 万 kWh/百万片，较 2024 年 7.9 万 kWh/百万片有小幅下降，主要原因是硅片市场细线化的持续深化，切片装备技术提升，生产管理智能化。未来，硅棒棒长增长、产线切速提升、细线化带来的单次出片量增加等都将促进切片电耗继续下降。

³ 若无特殊说明，本环节指标均以生产 182*210mm 尺寸硅片为基准。

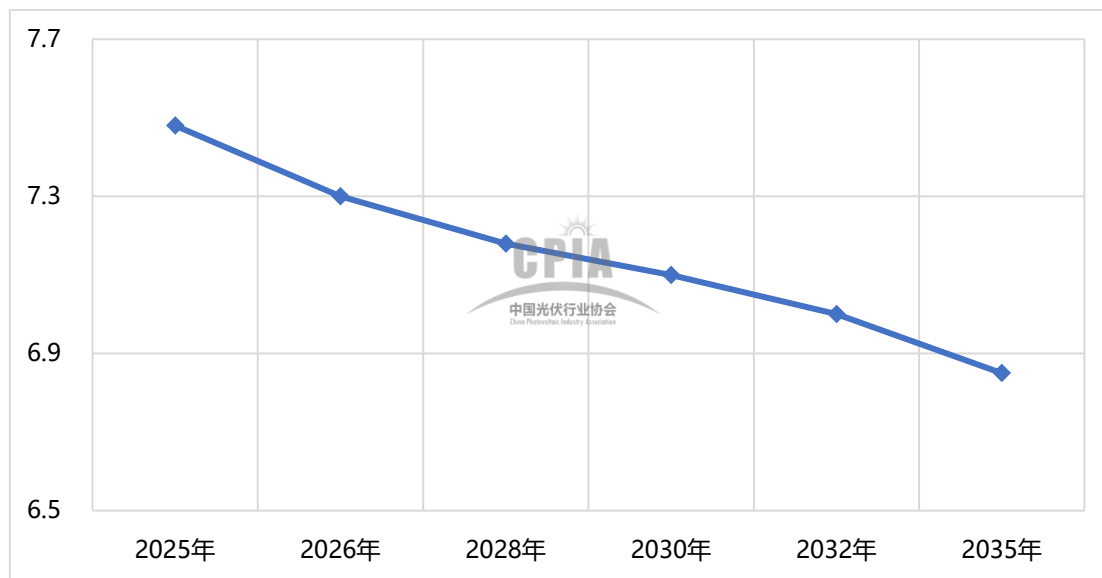


图 19 2025-2035 年切片电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/百万片)

注: 上述电耗针对全片硅片, 若计算半片硅片电耗, 对应的电耗折算系数为 0.65。

3、拉棒单炉投料量

拉棒单炉投料量是指一只坩埚用于多次拉棒生产的总投料量, 其中坩埚使用时间为关键因素之一。2025 年, 拉棒单炉投料量约为 4500kg, 较 2024 年的 3700kg 大幅提升, 主要是由于大尺寸热场配置的增加及其稳定性的提高、坩埚质量不断提升与成本压力影响, 叠加工艺优化与装备升级等原因。未来随着坩埚制作工艺、拉棒技术的不断提升以及坩埚使用的优化, 投料量仍有较大增长空间, 或向着连续投料的方向发展。

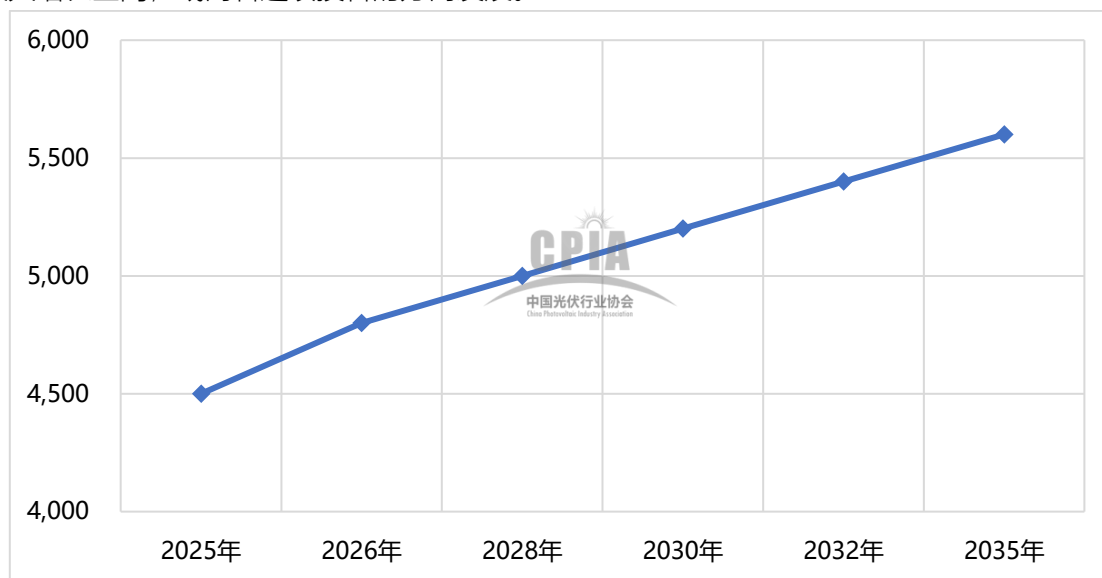


图 20 2025-2035 年拉棒单炉投料量变化趋势 (单位: kg)

4、耗硅量

耗硅量是指生产每公斤方棒（含边皮复投料）所消耗的多晶硅原料量。2025 年拉棒耗硅量为 1.055kg/kg，与 2024 年 1.060kg/kg 相比略微下降。未来随着降低清洗、破碎环节的损耗，生产环节环境的控制，坩埚料比例的降低，机加环节精度控制的优化，机加环节损耗量的减少，复拉料和降级硅料分级和处理技术的提升等，拉棒耗硅量将继续下降。

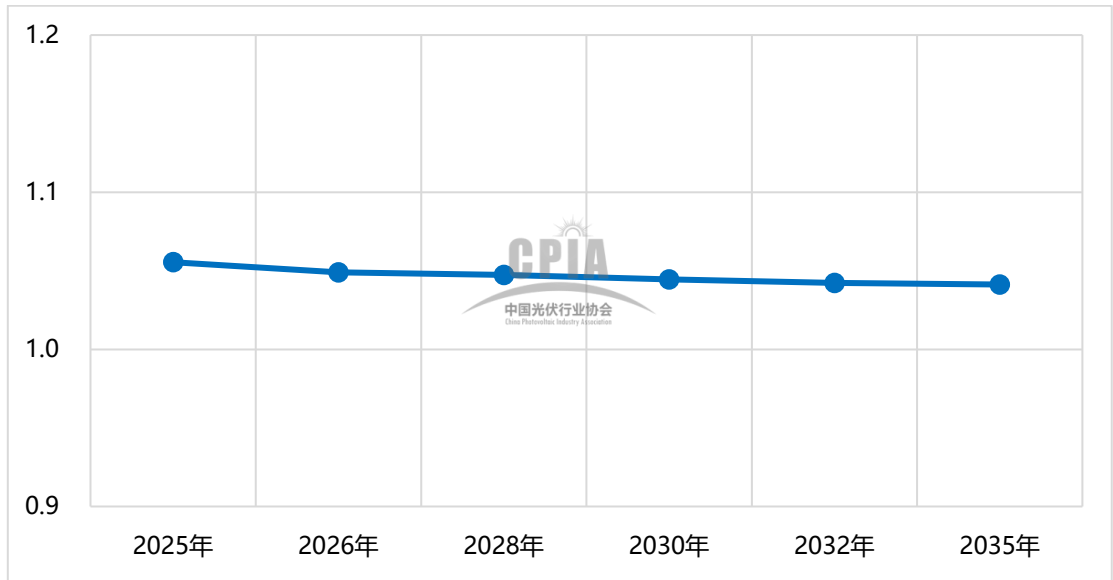


图 21 2025-2035 年拉棒耗硅量变化趋势（单位：kg/kg）

5、耗水量

切片工序取水量包括切片、脱胶、插片、清洗等所有环节的生产设备、辅助设备、污水处理设备等取水量或分摊量，不包含办公区域及生活用水（纯水量应折算成新鲜水量）。2025 年切片环节耗水量，较 2024 年下降 68t/百万片，达到 642t/百万片，主要原因是单刀切片量提升，同时配合了其他节水措施，例如清洗工艺优化等。未来通过循环用水、水的回收再处理再应用、工艺水平提升、清洗剂的性能优化等方法，耗水量将继续下降。

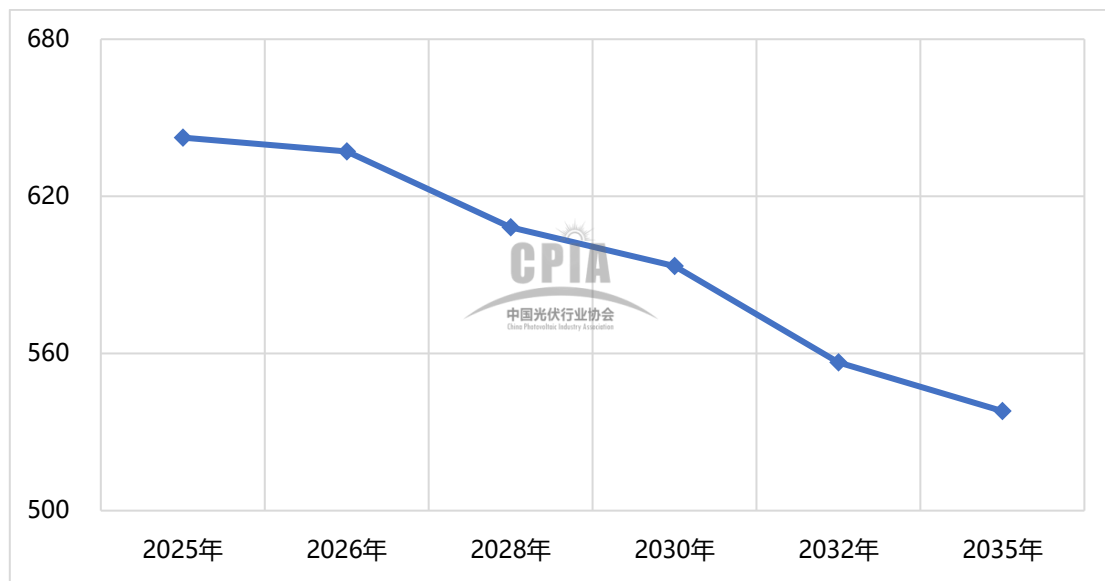


图 22 2025-2035 年耗水量变化趋势 (单位: t/百万片)

6、硅片厚度

薄片化有利于降低硅耗和硅片成本，但会影响碎片率。目前切片工艺完全能满足薄片化的需要，但硅片厚度还要满足下游电池、组件制造端的需求。硅片厚度对电池的自动化、良率、转换效率等均有影响。2025 年，随着市场占比的不断减少，p 型单晶硅片基本无减薄动力，平均厚度将维持 150 μ m 左右不变。由于多晶硅价格持续下降，叠加硅片厚度与产品良率直接挂钩，硅片减薄节奏趋于平稳，用于 TOPCon 电池的 n 型硅片平均厚度为 130 μ m，用于异质结电池的硅片平均厚度为 110 μ m，均与 2024 年持平。用于 XBC 电池的硅片平均厚度为 135 μ m。

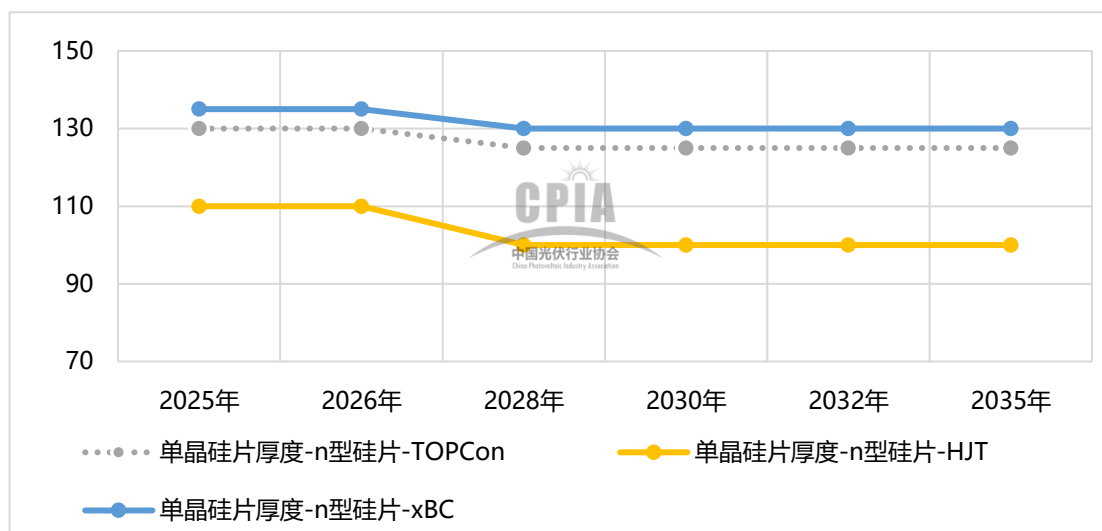


图 23 2025-2035 年硅片厚度变化趋势 (单位: μ m)

注：n 型 HJT 硅片以异质结半片硅片厚度为基准。

7、金刚线母线直径

金刚线母线直径及研磨介质粒度同硅片切割质量及切削损耗量相关，较小的线径和介质粒度有利于降低切削损耗和生产成本。金刚线主要分为高碳钢丝线和钨丝线，2025 年，高碳钢丝线已基本被钨丝线取代，母线直径将维持 33 μm 左右不变；钨丝线母线直径为 29 μm ，较 2024 年下降 4 μm 。未来，随着钨丝线完全取代高碳钢丝线，受成本压力、技术不断突破等因素驱动，钨丝母线直径将不断下降。

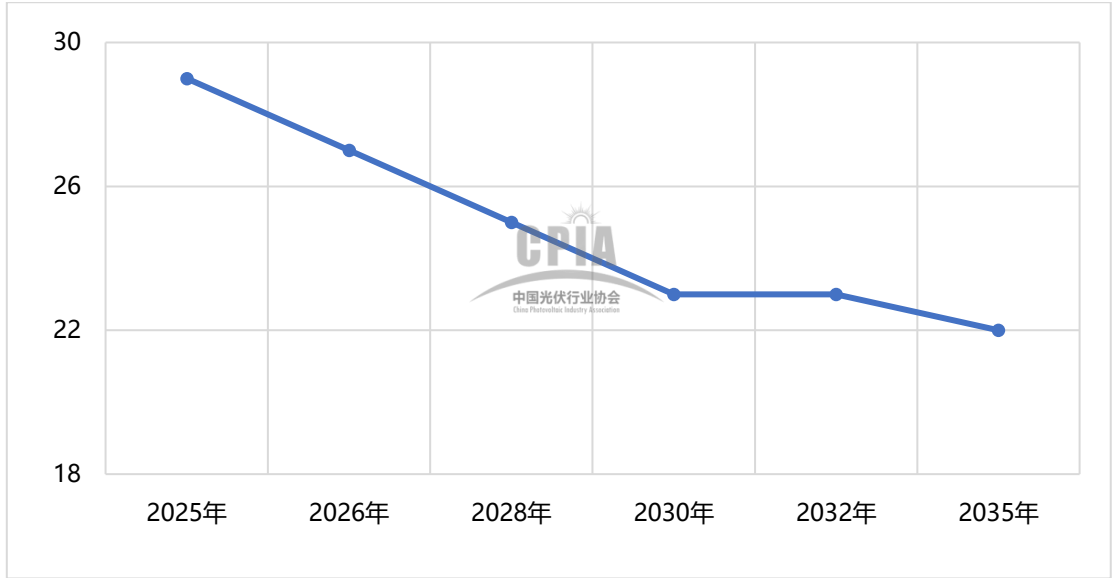


图 24 2025-2035 年钨丝线母线直径变化趋势（单位： μm ）

注：高碳钢丝线母线直径及钨丝线母线直径均为等效线径。

8、单位方棒在金刚线切割下的出片量

随着金刚线直径降低以及硅片厚度下降，等径方棒每公斤出片量将增加。

高碳钢丝线切割下，2025 年 p 型 210mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 46 片。n 型 210mm 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 51 片，n 型 210R 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 59 片。n 型 210mm（半片）尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 115 片，n 型 210R（半片）尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 132 片。鉴于高碳钢丝线正逐步被钨丝线所取代，预计自 2028 年起，采用高碳钢丝线进行切割时所产出的硅片数量将维持现有水平，不再发生变化。

钨丝线切割下，2025 年 p 型 210mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 48 片。n 型 210mm 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 53 片，n 型 210R 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 62 片。n 型 210mm（半片）尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 121 片，n 型 210R（半片）尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 139 片。

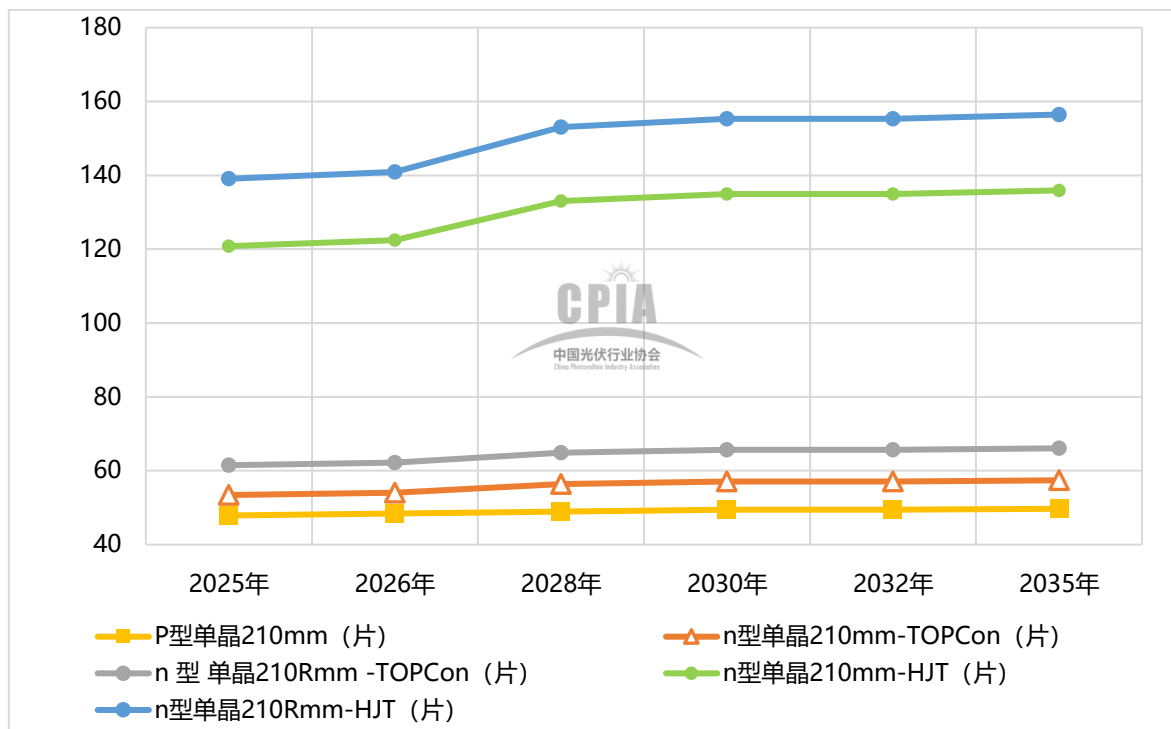


图 25 2025-2035 年每公斤方棒在钨丝线切割下的出片量变化趋势 (单位: 片)

注: 本指标出片数 n 型单晶 210-HJT 以及 n 型单晶 210R-HJT 以半片计算, 其余均以整片计算。

9、硅片人均产出率

硅片人均产出率主要指产线直接员工的人均产出 (不含管理人员)。随着工厂自动化水平的不断提升, 单位产能逐步增加, 硅片工厂的人均产出也快速提高。2025 年, 硅片产线单晶拉棒 (方棒) 环节人均产出率为 35.0 吨/(人·年), 切片人均产出率为 2.8 百万片/(人·年)。随着自动化水平和生产效率的提升, 预计单晶拉棒 (方棒) 人均产出和切片人均产出均会继续增加。

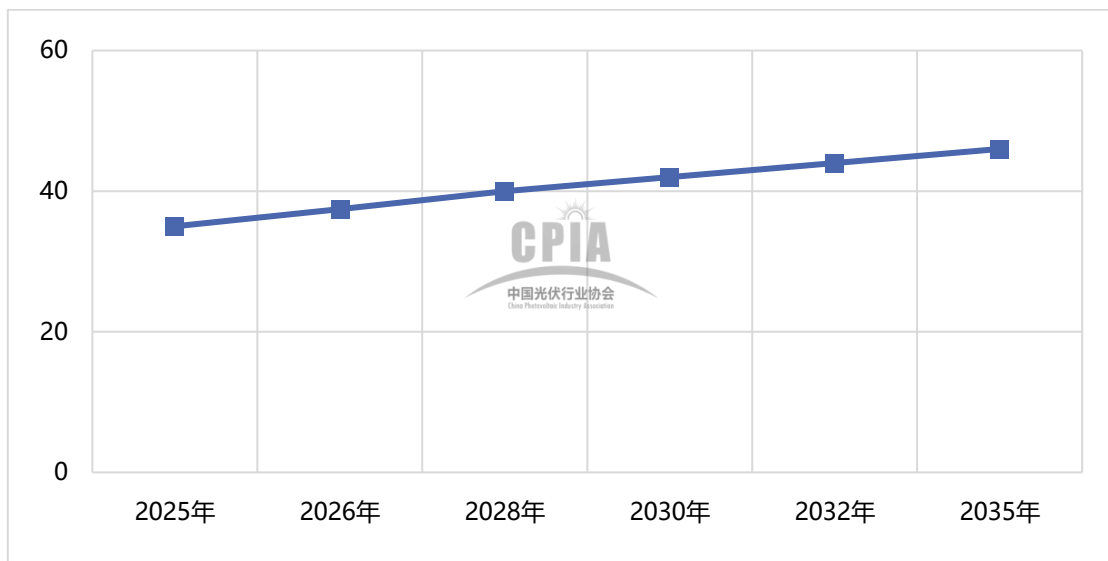


图 26 2025-2035 年拉棒 (方棒) 人均产出率变化趋势 (单位: t/(人·年))

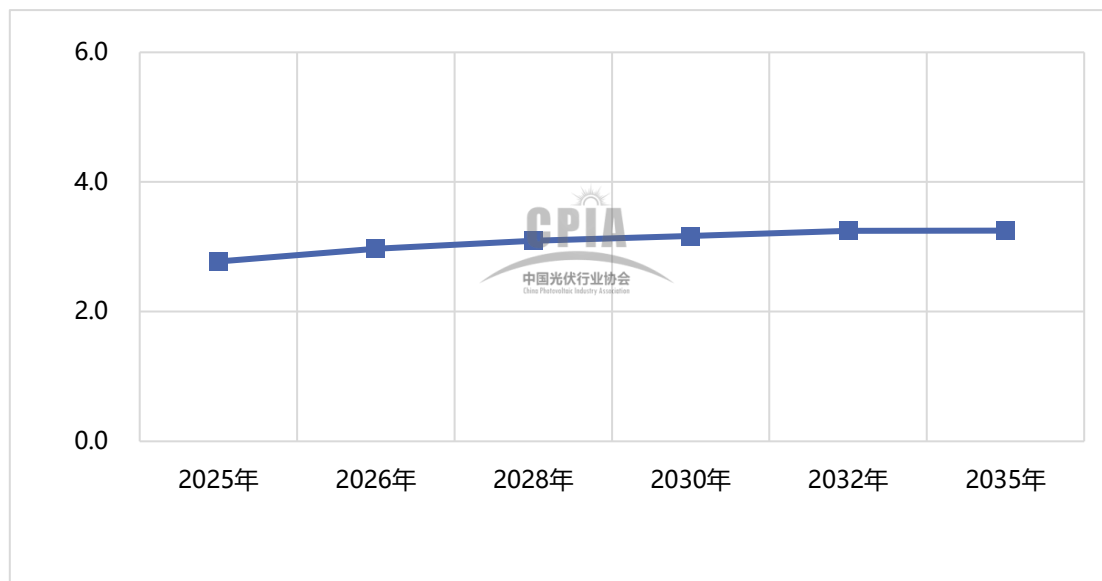


图 27 2025-2035 年切片人均产出率变化趋势 (单位: 百万片/(人·年))

10、不同类型硅片市场占比⁴

2025 年, 随着 n 型产品的释放, p 型单晶硅片市场占比减少至 3%, n 型单晶硅片占比增长至 97%。未来随着下游对 n 型单晶产品的需求增大, 其市场占比也将进一步提升。

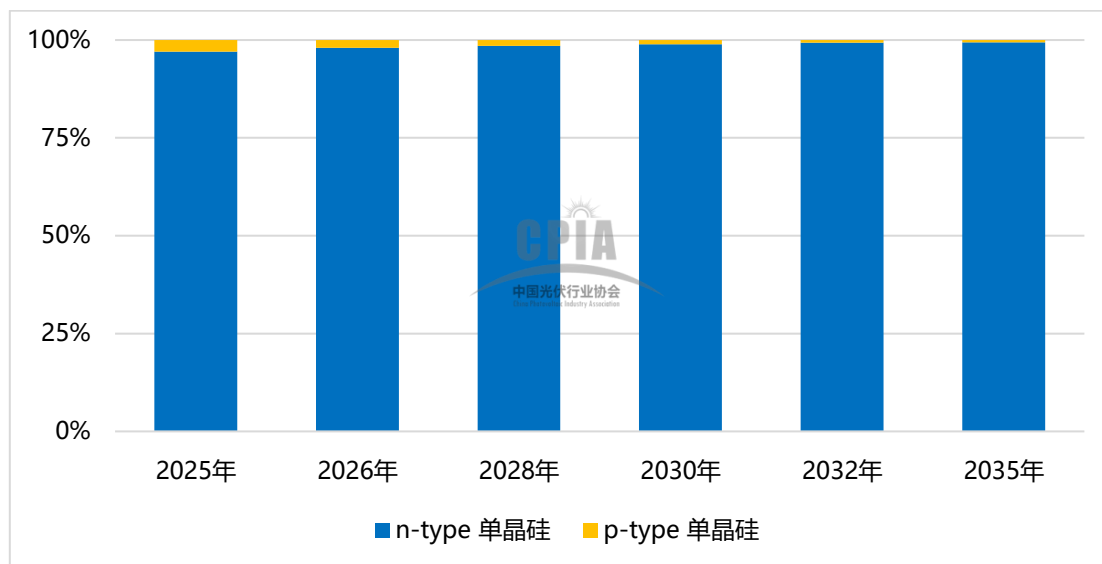


图 28 2025-2035 年不同类型硅片市场占比变化趋势

⁴ 本环节市场占比是各类产品在国内硅片企业总出货量 (含出口) 中的占比。

11、不同尺寸硅片市场占比

2025 年，市场上的硅片尺寸呈现多样化格局，涵盖 166mm 及以下硅片、182mm 方片、微矩形片、矩形片以及 210mm 方片等，且各占有一定的市场份额。其中，166mm 及以下硅片占比降至 0.3%，预计 2026 年将退出市场；182mm 方片以及微矩形硅片占比分别为 11.2%、21.4%，但接下来几年占比将逐步减少，预计 2026 年-2028 年之间将逐渐淡出市场；210mm 方片及矩形尺寸硅片市场占比分别为 18.9%、48.2%，目前来看，矩形片可能成为未来的市场主流尺寸，市场占比或将迅速增长，但仍需要市场的不断验证。

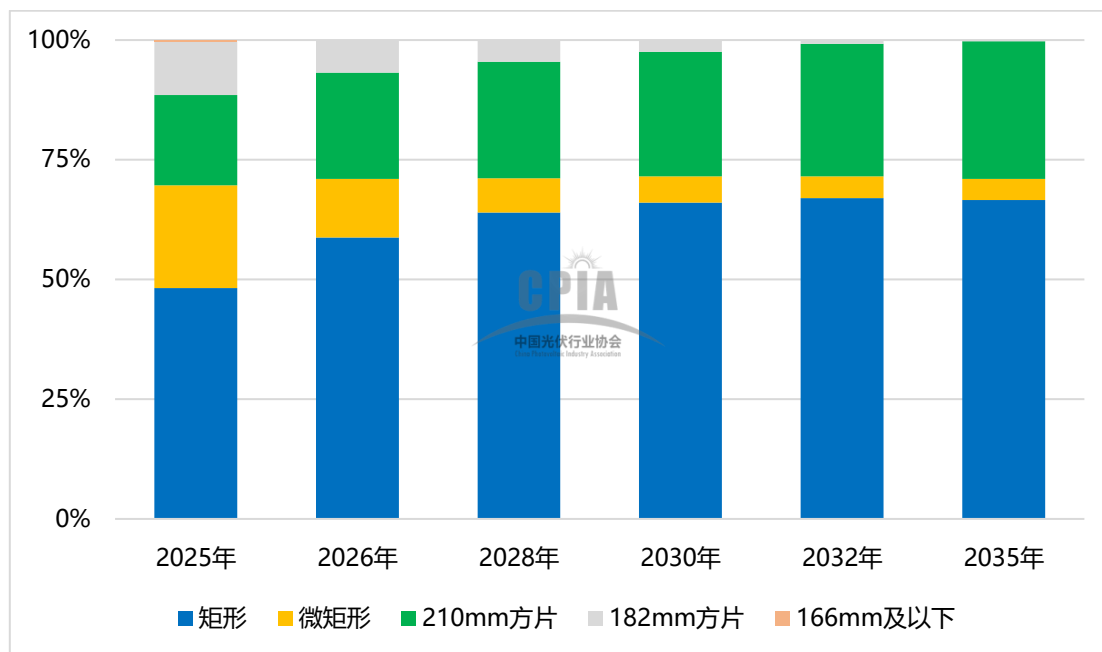


图 29 2025-2035 年不同尺寸硅片市场占比变化趋势

注：

- 1、166mm 及以下尺寸硅片主要包括：M2 单晶硅片、标准多晶硅片、157mm 多晶硅片、161.7mm 全方片、161.7mm 类方片、163mm 类方片、166mm 类方片硅片等；
- 2、微矩形尺寸硅片主要包括：182*183.75mm、182*185.3mm 等；
- 3、矩形尺寸硅片主要包括：182*105mm 半片、210*105mm 半片及矩形 182*188mm、182*191.6mm、182*199mm、182*210mm 等。

12、拉棒/切片单位产能设备投资额

2025 年，拉棒环节基本无扩产规模，单位产能设备投资额（包括机加环节）约为 4.2 万元/吨。切片环节单位产能设备投资是指从方棒到制成硅片的设备投资，2025 年约为 17.8 万元/百万片。由于行业整体处于调整状态，新增拉棒及切片项目受限，暂不对未来设备投资值进行预测。

（三）电池环节⁵

表 1 各种晶硅电池名称缩写及释义对照表

名称缩写	各种晶硅电池释义
Al-BSF	铝背场电池（Aluminium Back Surface Field）——为改善太阳能电池的效率，在 p-n 结制备完成后，在硅片的背光面沉积一层铝膜，制备 P+层，称为铝背场电池。
PERC	发射极钝化和背面接触（Passivated Emitter and Rear Contact）——利用特殊材料在电池背面形成钝化层作为背反射器，增加长波光的吸收，同时增大 p-n 极间的电势差，降低电子复合，提高效率。
TOPCon	隧穿氧化层钝化接触（Tunnel Oxide Passivated Contact）——在电池背面制备一层超薄氧化硅，然后再沉积一层掺杂硅薄层，二者共同形成了钝化接触结构。
HJT	具有本征非晶层的异质结（Heterojunction Technology）——在电池里同时存在晶体和非晶体级别的硅，非晶硅的出现能更好地实现钝化效果。
IBC	交指式背接触（Interdigitated Back Contact）——把正负电极都置于电池背面，减少置于正面的电极反射一部分入射光带来的阴影损失。
MWT	金属穿透电极技术（Metal-wrap through）——通过在电池上开孔并填充导电浆料而将电池正面电极引到背面，使得电池的正、负电极均位于电池背面，从而发挥电池组件的低挡光、低应力衰减、不含铅等优势。
HBC	异质结背接触（Heterojunction Back Contact）——利用异质结（HJT）电池结构与交指式背接触（IBC）电池结构相结合，形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 HJT 电池高的开路电压的优势，因此能获得更高的电池效率。
TBC	隧穿氧化层钝化背接触（Tunneling Oxide Passivated Back Contact）——利用隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）电池结构与交指式背接触（IBC）电池结构相结合，形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 TOPCon 优异的钝化接触特性，因此能获得更高的电池效率。
HTBC	隧穿氧化层钝化与异质结背接触（Tunneling Oxide Passivated and Heterojunction Back Contact）——利用隧穿氧化层钝化接触（TOPCon）和异质结（HJT）电池结构与背接触（BC）电池结构相结合，形成的新型太阳电池结构。这种电池结合了 TOPCon 和 HJT 电池各自的钝化优势，具有高效率 and 低成本的特点。

⁵若无特殊说明，本环节指标均以 182*210mm 尺寸电池为基准。

1、各种电池技术平均转换效率

2025 年，p 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 23.6%，较 2024 年提高 0.1 个百分点，预计 2027 年以后 p 型技术路线基本退出市场，其效率指标的进步将基本停滞。在 n 型电池对 p 型电池实现全面替代的背景下，2025 年 n 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 25.7%，异质结电池平均转换效率达到 25.9%，XBC 电池平均转换效率达到 26.5%，三者较 2024 年均有较大提升。未来随着 n 型电池各技术路线工艺技术的进步及生产成本的降低，n 型电池将在未来一段时间内保持主流电池技术地位，效率也将较快提升。

表 2 2025-2035 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

分类		2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
p 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.6%	23.6%	23.7%	23.7%	23.7%	23.7%
n 型单晶	TOPCon 单晶电池	25.7%	26.0%	26.4%	26.6%	26.8%	27.0%
	异质结电池	25.9%	26.2%	26.5%	26.7%	26.8%	27.0%
	XBC 电池	26.5%	26.8%	27.2%	27.5%	27.7%	27.9%

注：均只记正面效率；n 型异质结单晶电池统计规格主要为 210mm 半片。2025 年 XBC 电池主要为 n 型 TBC 电池，包含部分 p 型 BC 电池数据。

2、不同电池技术路线市场占比

2025 年，电池环节量产产线以 n 型电池为主，PERC 电池市场占比下降至 3.0%；n 型 TOPCon 电池市场占比为 87.6%，依然为占比最高的电池技术路线；异质结电池市场占比为 2.6%；XBC 电池市场占比为 6.7%，由于技术进步及行业头部企业的大力推广，其市占率相较 2024 年有所提升。2025 年，BSF、MWT 等电池产品的市场占比约 0.1%。

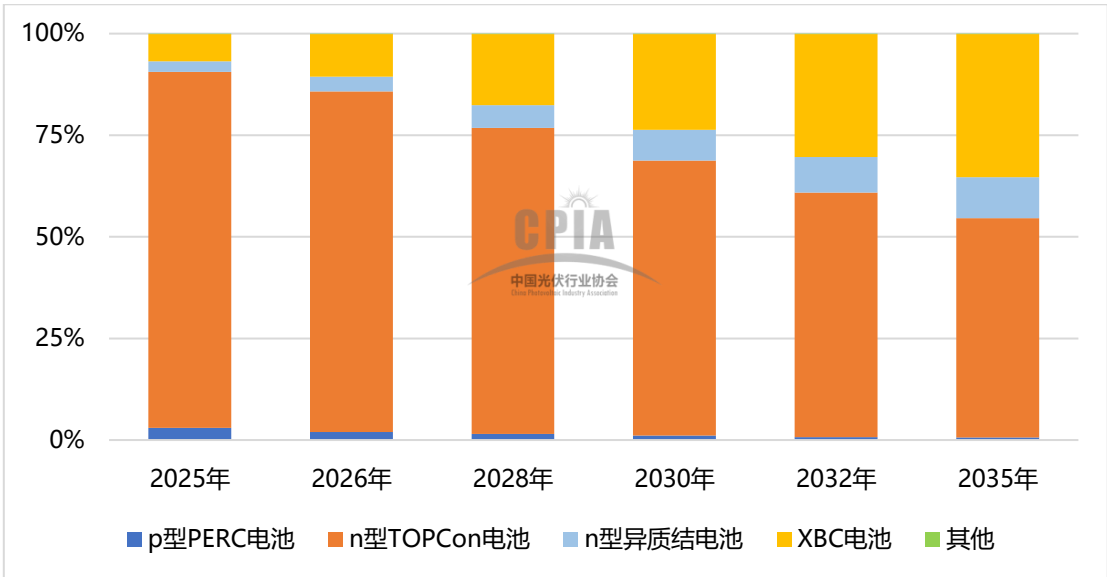


图 30 2025-2035 年不同电池技术路线市场占比变化趋势

3、不同 BC 电池技术市场占比

2025 年，BC 技术路线中 TBC 电池市场占比为 87.4%，为占比最高的 BC 电池技术路线；HTBC 电池市场占比为 1.0%；p 型 BC 电池、IBC、HBC 等其他 BC 电池市场占比为 11.6%，其中 p 型 BC 电池虽在 2025 年上半年保有一定市占率，但 2026 年将不再生产。随着 BC 电池技术全面转向 n 型，预计 TBC 电池 2026 年市占率将达到 98.3%。结合 TOPCon 和 HJT 电池特点的 HTBC 电池未来市场占比将持续提升。

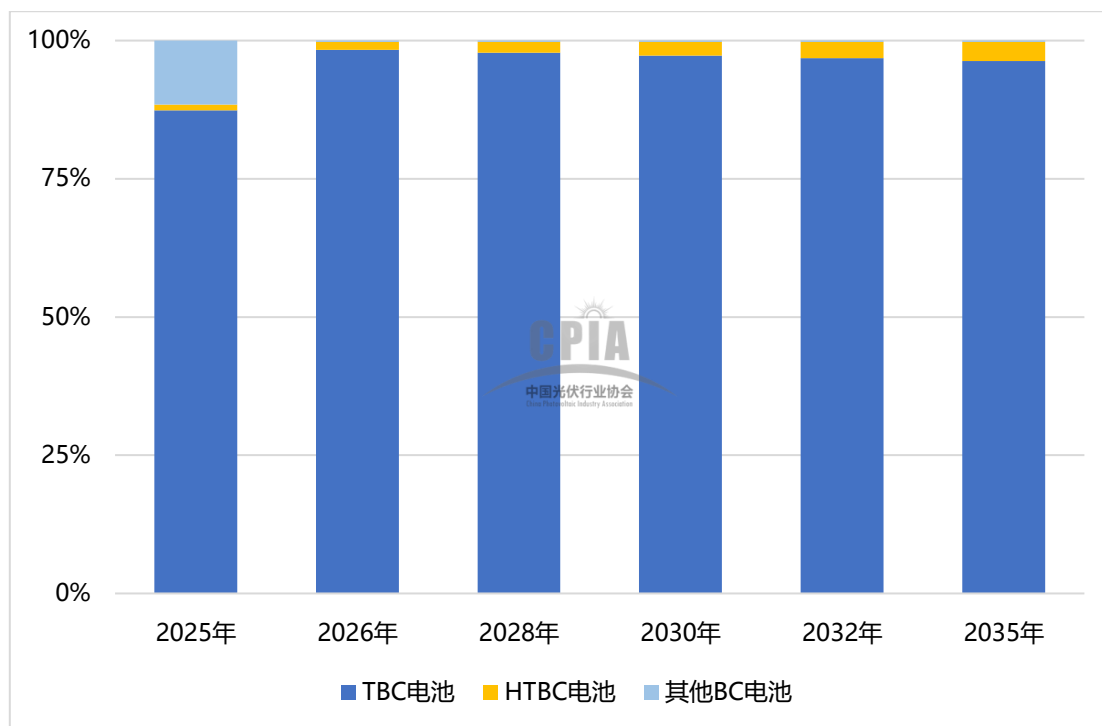


图 31 2025-2035 年不同 BC 电池技术路线市场占比变化趋势

4、电池铝浆消耗量

铝浆消耗量主要为晶硅电池中铝背场消耗的铝浆。随着双面 PERC 电池技术的发展，电池铝浆平均消耗量保持下降趋势。2025 年双面 PERC 电池铝浆消耗量约为 29.3mg/W。随着未来 PERC 技术逐渐退出市场，电池耗铝量的水平预计在 2027 年以后将停滞。

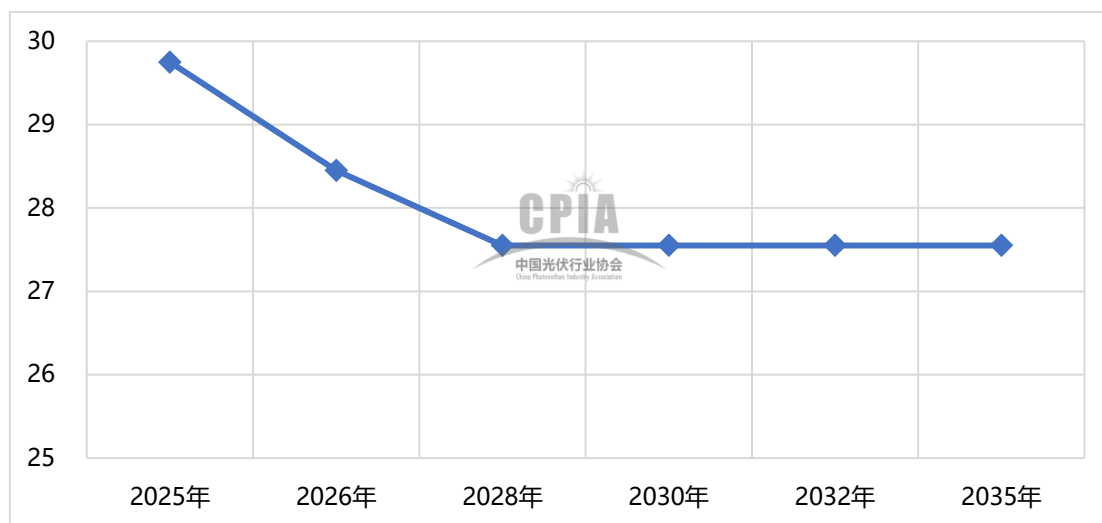


图 32 2025-2035 年双面 PERC 电池铝浆消耗量变化趋势 (单位: mg/W)

5、电池含银浆料消耗量⁶

目前电池含银浆料分为高温浆料和低温浆料两种。p 型电池、TOPCon 电池、TBC 电池使用高温银浆，异质结电池使用以银包铜浆料为主的低温浆料。银浆在电池成本中占比较高，目前主要通过多主栅技术、减小栅线宽度、贱金属技术、0BB 技术等来减少银浆消耗量。

2025 年, p 型电池主栅数量主要为 11BB 及以上, 双面银浆消耗量约 8.8mg/W。n 型 TOPCon 电池 MBB、0BB 技术路线双面银浆平均消耗量分别约为 9.2 mg/W、8.7mg/W, 由于 2024 年激光诱导烧结技术 (Laser Induced Firing, LIF) 对激光选择性发射结技术 (Laser Selective Emitter, LSE) 的大规模替代, TOPCon 电池已无需使用银铝浆。异质结电池 MBB、0BB 技术路线双面低温浆料消耗量约 17.0 mg/W、11.2mg/W, 2025 年已普遍采用银含量平均约 43% 的银包铜技术, 未来预计银包铜银含量将进一步下降。以 TBC 电池为主的 XBC 电池 MBB、0BB 技术路线银浆消耗量分别约为 12.2 mg/W、10.0mg/W。受银价上涨的驱动, 未来 0BB、贱金属等“少银化”、“去银化”技术的导入或加速, 促使银浆耗量在一段时间内加速下降。

⁶ 该指标为电池含银浆料湿重。

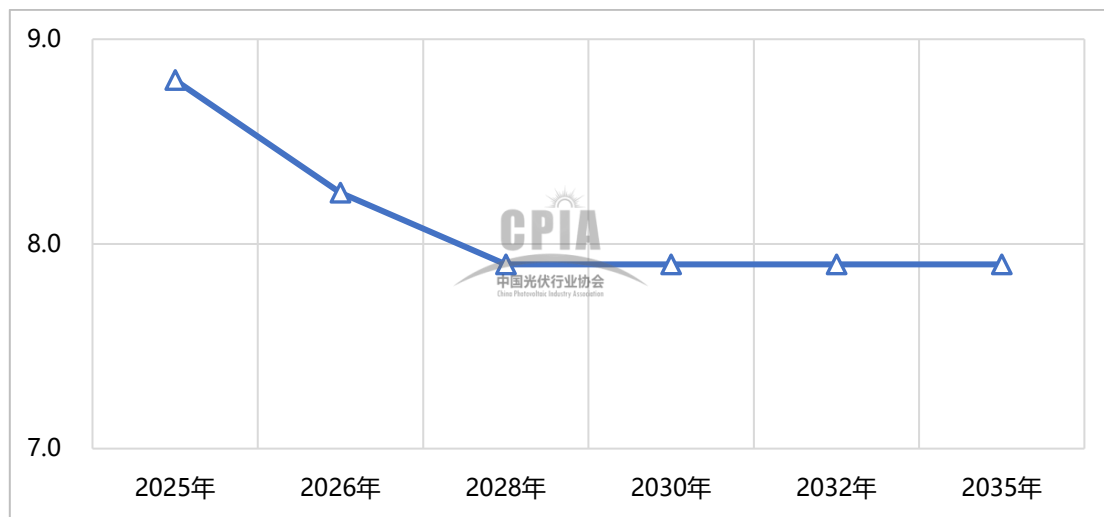


图 33 2025-2035 年 p 型电池双面银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/W)

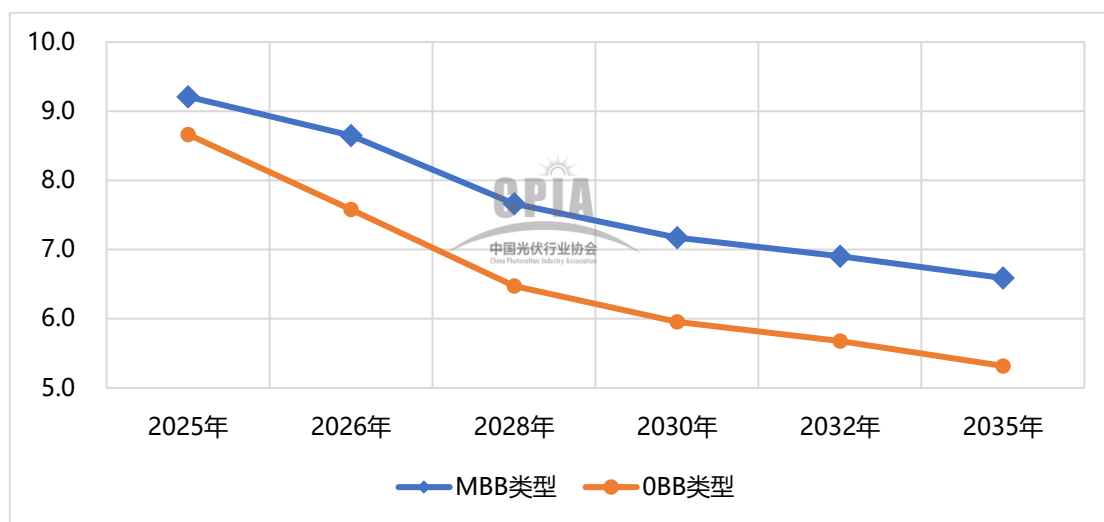


图 34 2025-2035 年 n 型 TOPCon 电池双面银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/W)

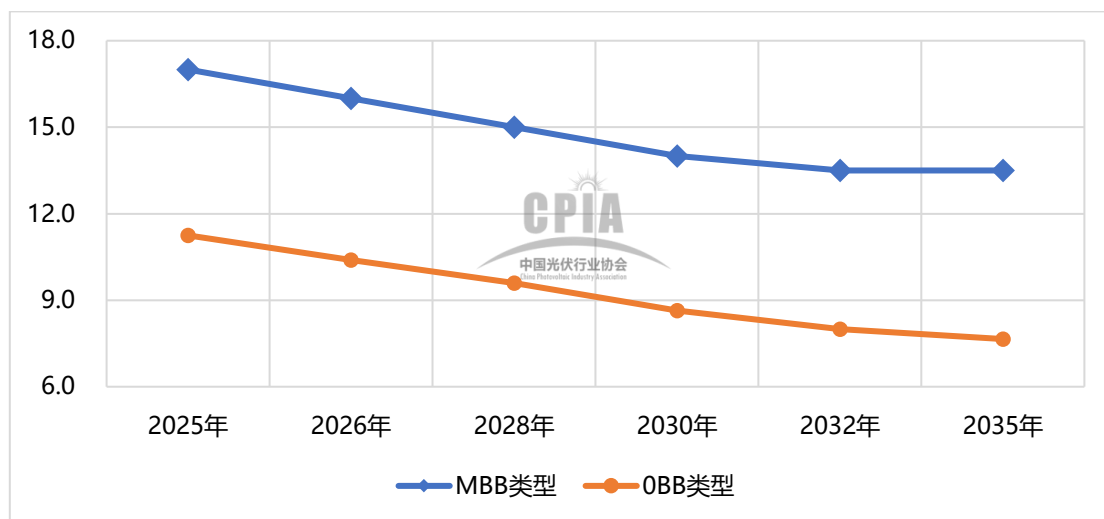


图 35 2025-2035 年异质结电池双面低温浆料消耗量变化趋势 (单位: mg/W)

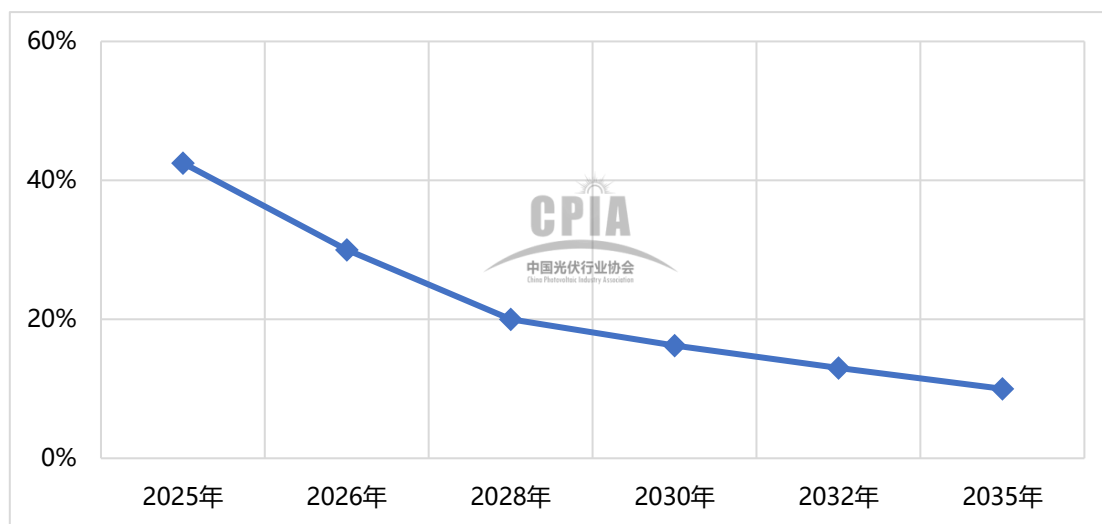


图 36 2025-2035 年异质结电池银包铜浆料银含量变化趋势

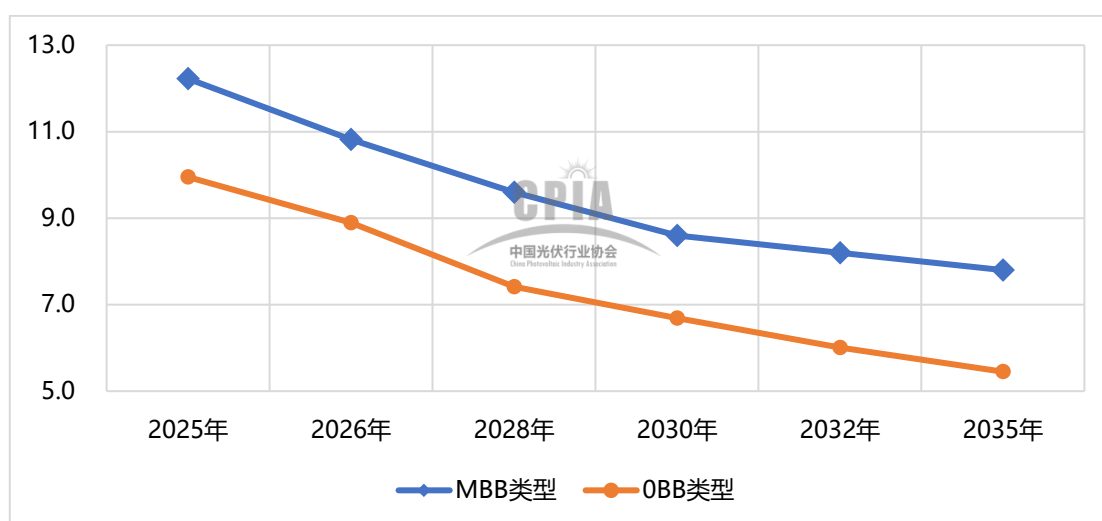


图 37 2025-2035 年 XBC 电池银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/W)

6、异质结电池金属电极技术市场占比

由于低温银浆价格较高，为进一步降低应用成本，2024 年异质结电池金属电极制备的主流由低温纯银浆料转变为低温银包铜浆料，2025 年银包铜电极市场占比已达到 86.5%，部分企业及研究机构正在积极开发银含量更低的银包铜技术。目前用于异质结电池的电镀铜电极技术性价比仍需提升，使用率相对较低，随着技术进步及银价格持续上涨，未来其技术性价比将有所改善，促进市占率的提升。

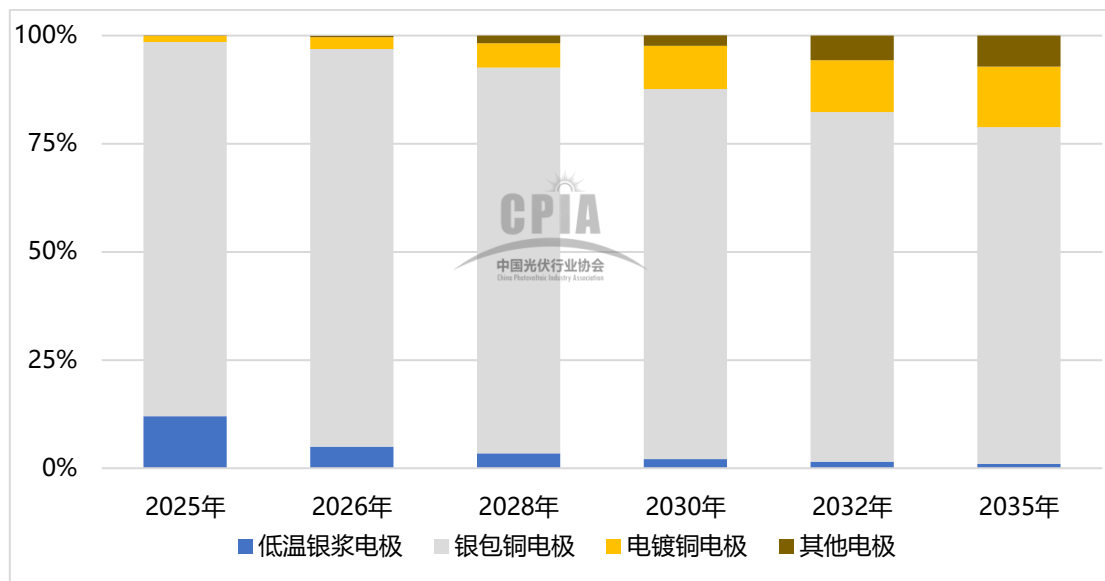
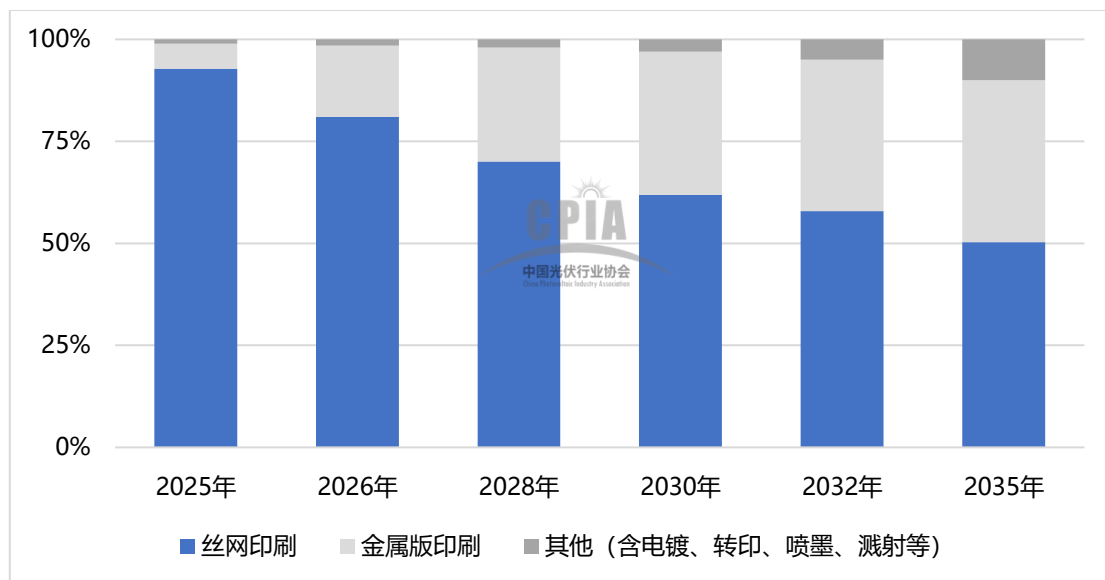


图 38 2025-2035 年异质结电池金属电极技术市场占比变化趋势

7、栅线印刷技术市场占比

目前，电池的金属栅线主要通过丝网印刷的方式制备，2025 年市场占比达到 92.8%。近年来，为进一步实现电池技术的降本增效，金属版印刷技术占比逐步提升。此外，生产企业和设备厂家正在不断研发电镀、转印、喷墨、溅射等其他栅线制备技术。



注：金属版指全开口镍版

图 39 2025-2035 年栅线印刷技术市场占比变化趋势

8、电池发射极方块电阻

发射极方块电阻是反映太阳电池发射区掺杂浓度的重要指标,硅片单位面积掺杂浓度低则其方阻值相对高。2025 年, PERC 电池发射极电阻提高至 195ohm/sq, n 型 TOPCon 电池发射极电阻约 350ohm/sq。随着金属化浆料技术及硅片品质的不断提升,发射极方块电阻会不断提高,但 p 型电池方块电阻的增长将随着 p 型技术路线的退出而停止。

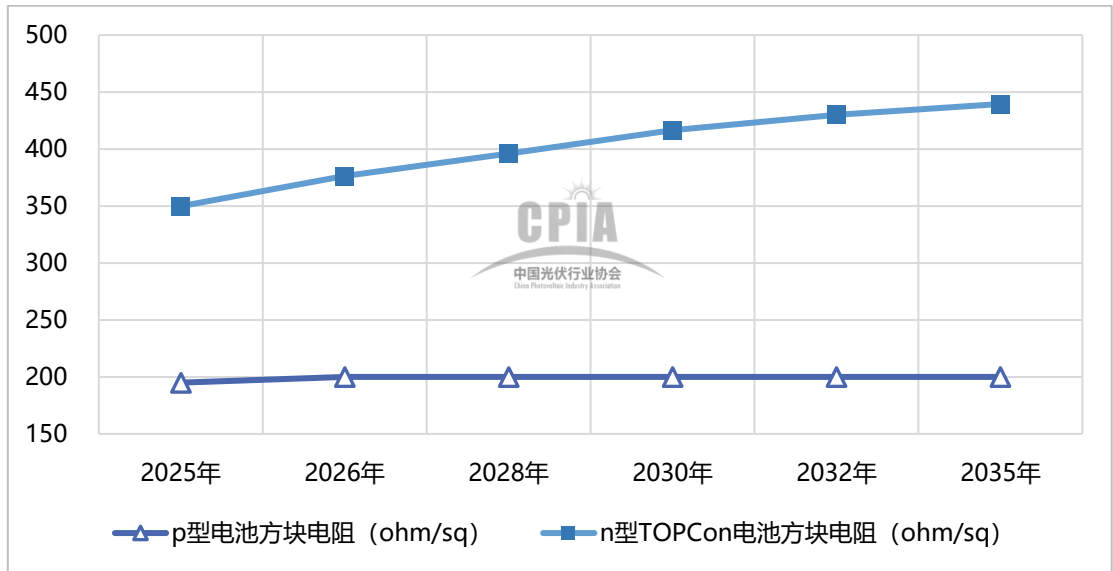


图 40 2025-2035 年电池发射极方块电阻变化趋势 (单位: ohm/sq)

9、TOPCon 电池背钝化技术市场占比

TOPCon 电池背面钝化技术主要有 LPCVD、PECVD、PVD 等方法。其中 LPCVD 沉积技术 2025 年市场占比约 41.7%, PECVD 沉积技术市场占比约 54.0%, 还有少部分使用 PVD 沉积技术, 市场占比约 4.3%。PECVD 因成膜速度快、绕镀较轻等优势, 其市场占比或将逐步提高。

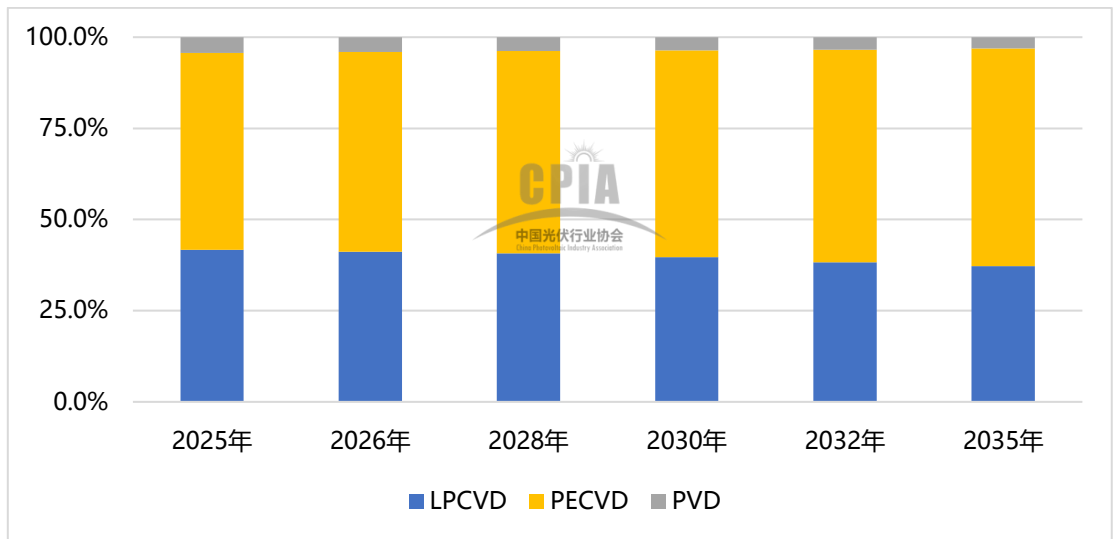


图 41 2025-2035 年 TOPCon 电池背钝化技术市场占比变化趋势

10、异质结电池 TCO 沉积方法市场占比

异质结电池的 TCO 沉积方法主要有 PVD 和 RPD 两种。2025 年主要以 PVD 为主，市场占比达到约 99.3%。RPD 成本较高，且维护频率高，目前市场占比约为 0.7%左右。预计到 2035 年，PVD 仍将保持市场主流。

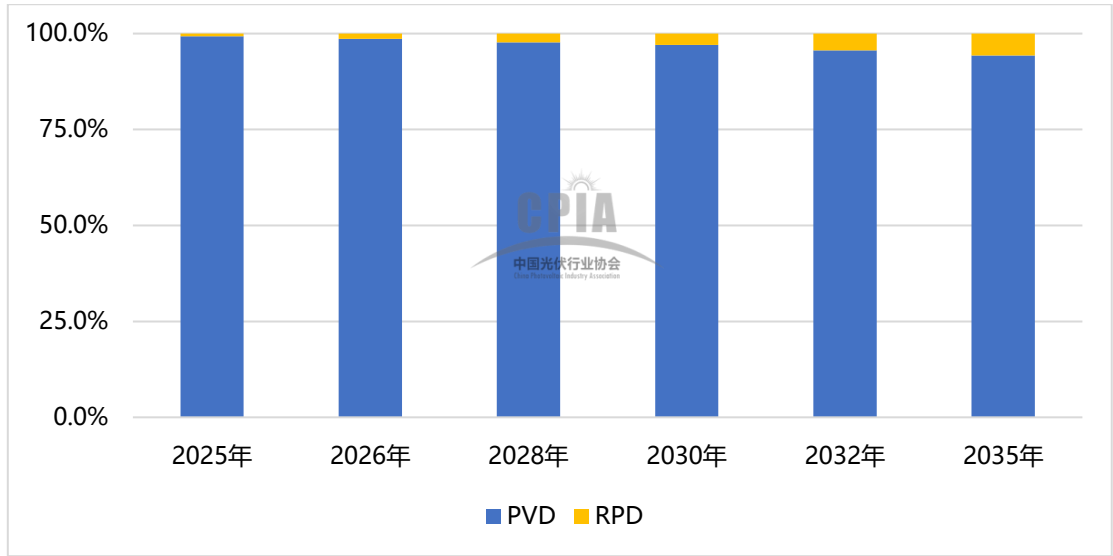


图 42 2025-2035 年异质结电池 TCO 沉积方法市场占比变化趋势

11、电池正面细栅线宽度⁷

晶硅太阳能电池正面金属化电极由汇流、串联的主栅线和收集载流子的细栅线组成。对于双面率要求较高的 TOPCon 电池技术，在保持电池串联电阻不提高的条件下，减小细栅宽度有利于降低遮光损失并减少正银用量。2025 年，细栅线宽度一般控制在 17.8 μ m 左右，印刷设备精度在 $\pm 6.1\mu$ m。随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度将会保持下降趋势，金属版印刷技术的成熟将在一定程度上促进栅线宽度下降。在印刷设备精度方面，预计 2028 年以后，机械精度的进步速度将保持平缓。预计到 2035 年印刷设备精度可提高至 $\pm 4.9\mu$ m，细栅线宽度或将下降至 11.0 μ m 左右。需要注意的是，BC 电池技术由于栅线集中于背面，其栅线宽度要求相对较低。

⁷ 该指标主要为 TOPCon 电池烧结后栅线宽度。

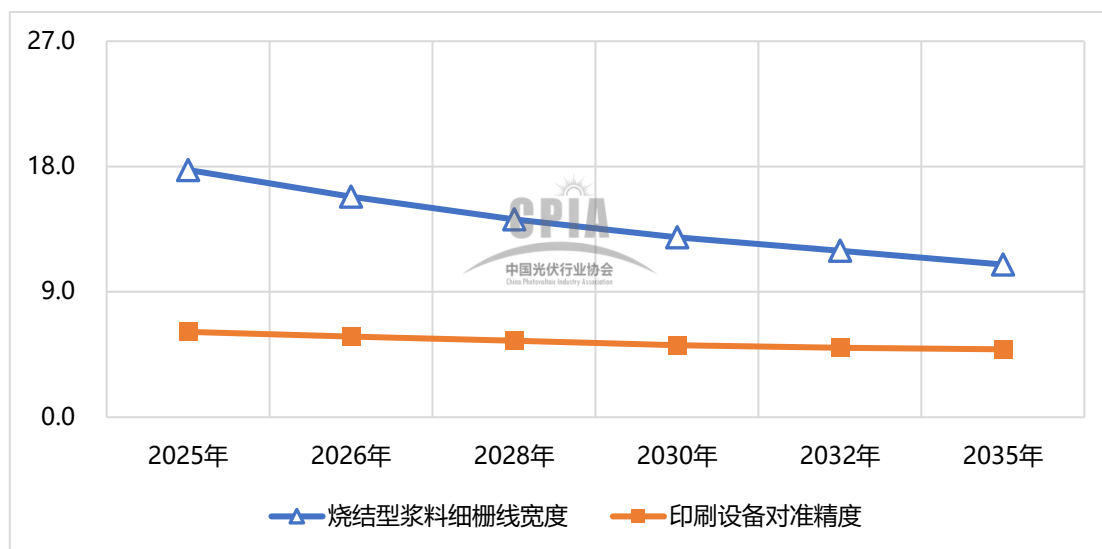


图 43 2025-2035 年电池正面细栅线宽度及对准精度变化趋势 (单位: μm)

12、各种主栅市场占比⁸

在不增加电池遮光面积及影响组件串联焊接工艺的前提下, 提高主栅数目有利于缩短电池内细栅电流传输路径, 减少电池功率损失, 提高电池应力分布的均匀性以降低碎片率, 降低断栅及隐裂对电池功率的影响。

(1) PERC 电池

2025 年, 随着 PERC 主流电池尺寸增大, 11 主栅及以上技术保持着市场主流地位。9BB 技术市场占比约 4.1%, 10BB 技术市场占比约 23.2%, 11BB 及以上市场占比约 72.7%。预计未来随着 p 型技术路线的基本退出, p 型 PERC 电池主栅数量将整体保持稳定。

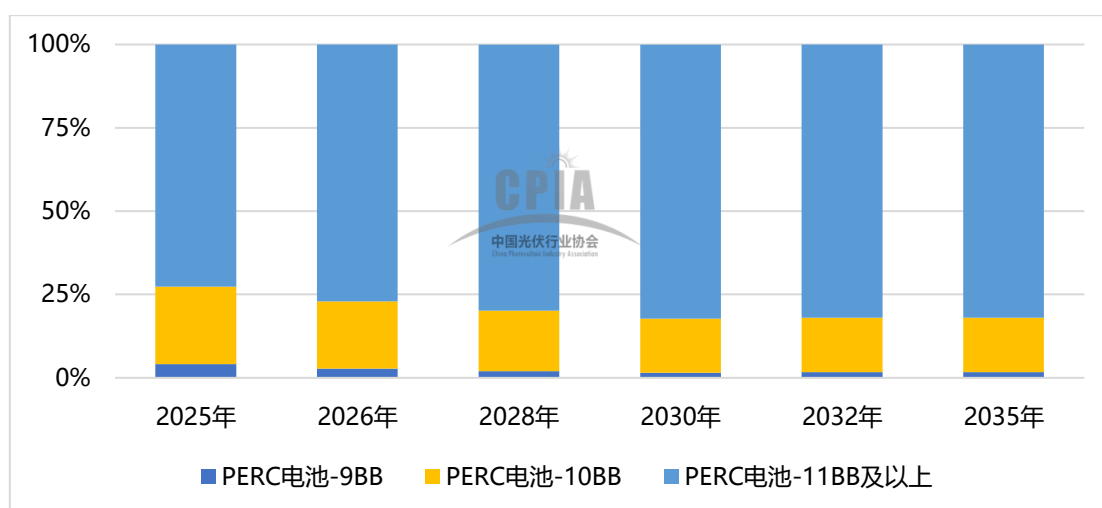


图 44 2025-2035 年 PERC 电池各种主栅技术市场占比变化趋势

⁸ 本指标是指不同类型主栅在国内电池企业总出货量中的占比。

(2) TOPCon 电池

2025 年, TOPCon 电池的尺寸集中在 182mm 方片、210mm 方片、微矩形、矩形片等类型, 182mm*210mm 尺寸占据主导地位, 采用 14BB 及以上技术的市场占比为 93.4%。未来受旧产线技术升级等影响, 9BB、10BB、11BB 技术将基本出清。在提效及降本驱动下, 2025 年 0BB 市场占比增至 6.1%, 预计在 2028 年达到约 11.1%。随着 2028 年以后多分片技术占比的提升, TOPCon 电池主栅线数不会再明显增加。

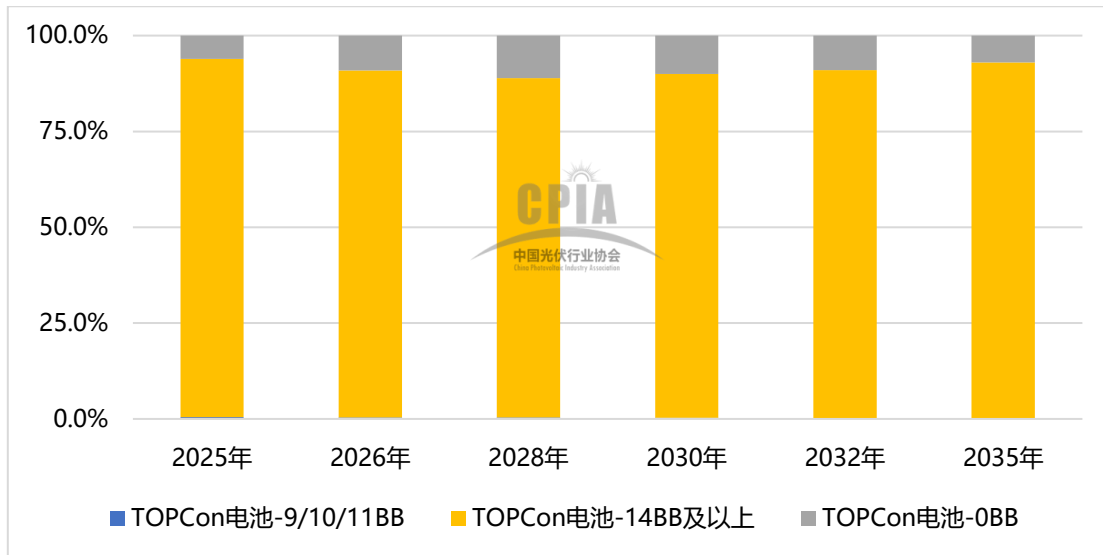


图 45 2025-2035 年 TOPCon 电池各种主栅技术市场占比变化趋势

(3) 异质结电池

2025 年, 异质结电池的尺寸主要集中在 210mm*105mm 类型, 以 SMBB (16BB 及以上) 与 0BB 技术为主, 2025 年 SMBB 与 0BB 的市场占比分别为 40.9%、59.1%。由于 0BB 技术在降低浆料消耗、提升电池效率方面效果明显, 预计未来 0BB 技术占比将进一步提升。

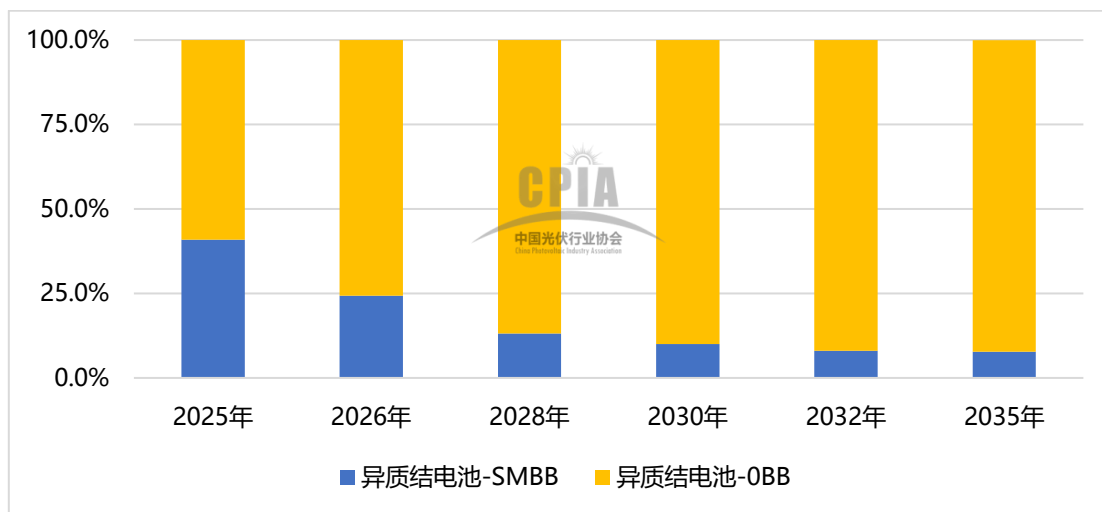


图 46 2025-2035 年异质结电池各种主栅技术市场占比变化趋势

(4) XBC 电池

2025 年, XBC 电池 MBB、0BB 技术市场占比整体持平。由于 0BB 技术在降低银浆消耗、提升电池效率方面效果明显, 预计未来将成为 XBC 电池领域的市场主流。

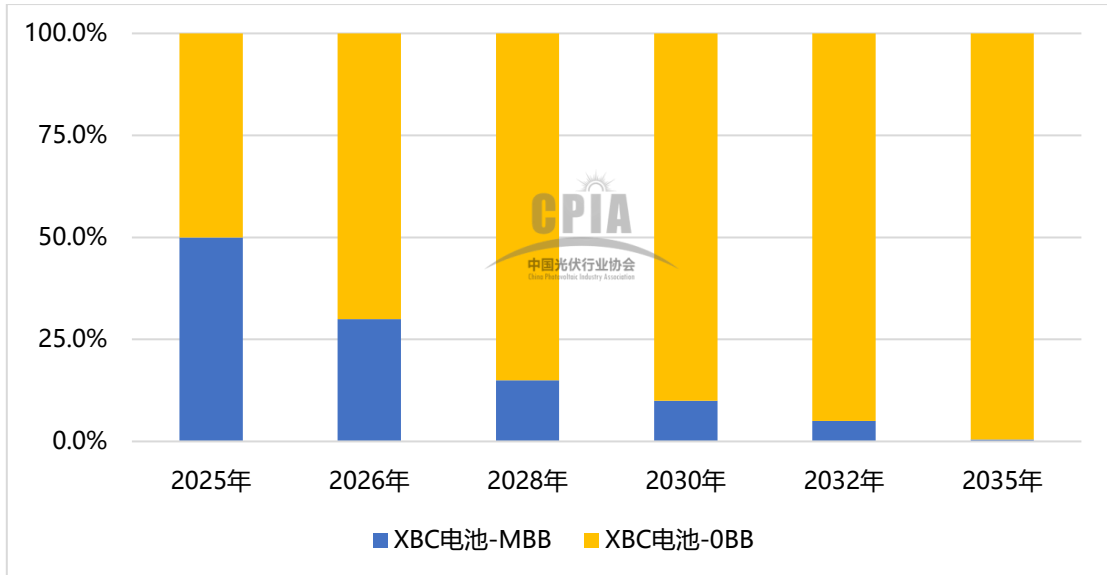


图 47 2025-2035 年 XBC 电池各种主栅技术市场占比变化趋势

13、电池线人均产出率

电池线人均产出率主要指产线直接员工的人均产出(不含管理人员)。2025 年, PERC 电池产线人均产出率为 4.9 MW/(人·年), 预计未来随着 p 型产线的退出停止增长。未来随着电池产线自动化、智能化程度的不断提升, 以及电池转换效率的持续提高, n 型电池人均产出率将有较大提升空间。TOPCon 产线由于大部分是 2023 年以后投产的产线, 集成的智能化水准较高, 2025 年人均产出率约 6.1MW/(人·年)。异质结生产工艺流程较短, 产线人数也较少, 2025 年人均产出率约 8.0MW/(人·年)。XBC 产线 2025 年人均产出率约为 6.1MW/(人·年)。由于 XBC 产线均为新建产能, 自动化程度较高, 尽管工艺更为复杂, 但单位用人相较于 TOPCon 并未有显著增加, 叠加设备成熟度与工艺水平的提升, 未来人均产出率或将略高于 TOPCon。2026 年以后, 随着行业形势的好转, 预计将有新的设备研发与应用投入, 从而促进 n 型电池各技术路线人均产出率的提升。

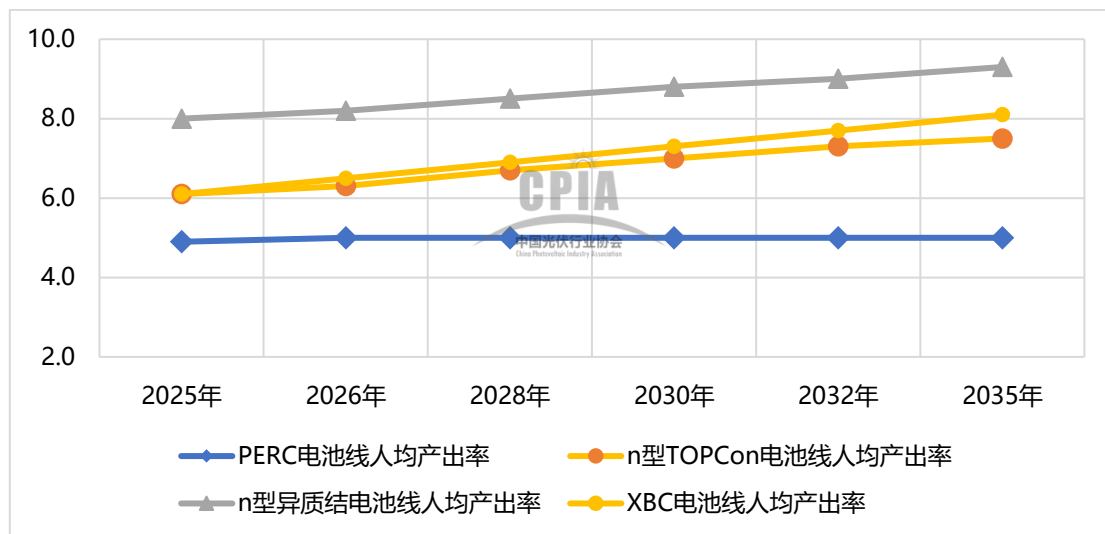


图 48 2025-2035 年不同类型电池线人均产出率变化趋势 (单位: MW/(人·年))

14、电耗

电耗是指工厂生产电池产品所耗用的全部电力(不包含办公区域及生活用电)。随着各种电池产品效率的提升,2025年p型PERC电池电耗降至4.2万kWh/MW,n型TOPCon电池电耗约5.0万kWh/MW,n型异质结电池电耗约4.3万kWh/MW,XBC电池由于工序较多、工艺较为复杂、激光工序占比较大,其电耗相对较高,约为6.1万kWh/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、企业推动节能降碳等因素,预计至2035年TOPCon电池电耗将降至4.4万kWh/MW,n型异质结电池电耗将降至3.8万kWh/MW,XBC电池生产电耗降至5.1万kWh/MW。

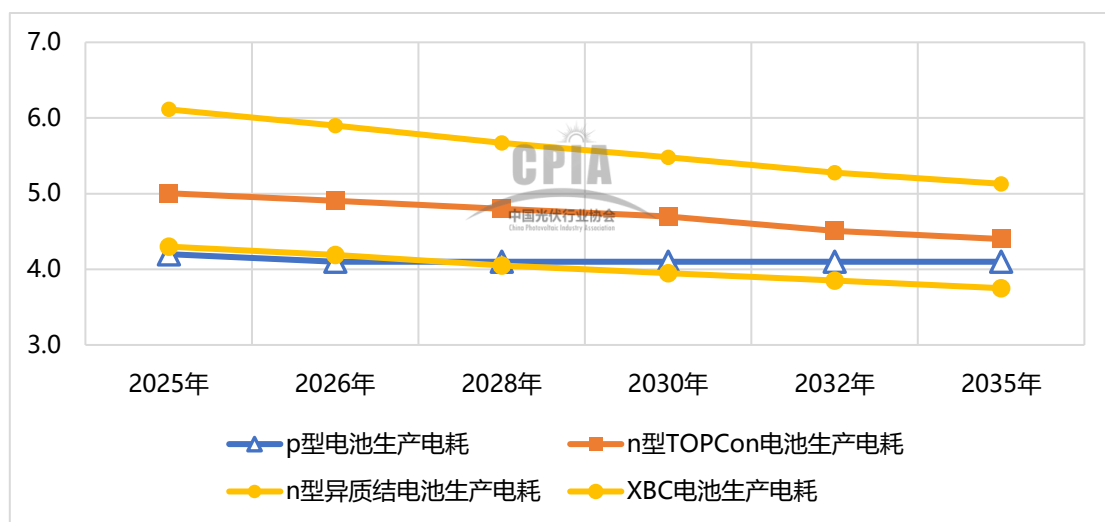


图 49 2025-2035 年各种类型电池电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/MW)

15、水耗

水耗是指工厂生产电池产品过程中，在不同工艺中清洗环节所消耗的总水量。2025 年，p 型 PERC 电池水耗为 312 t/MW，n 型 TOPCon 电池水耗为 515t/MW，n 型异质结电池水耗约 219 t/MW（不含吸杂工艺），XBC 电池水耗约 600t/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、再生水应用比例增加等因素的影响，生产水耗将呈逐年下降趋势。

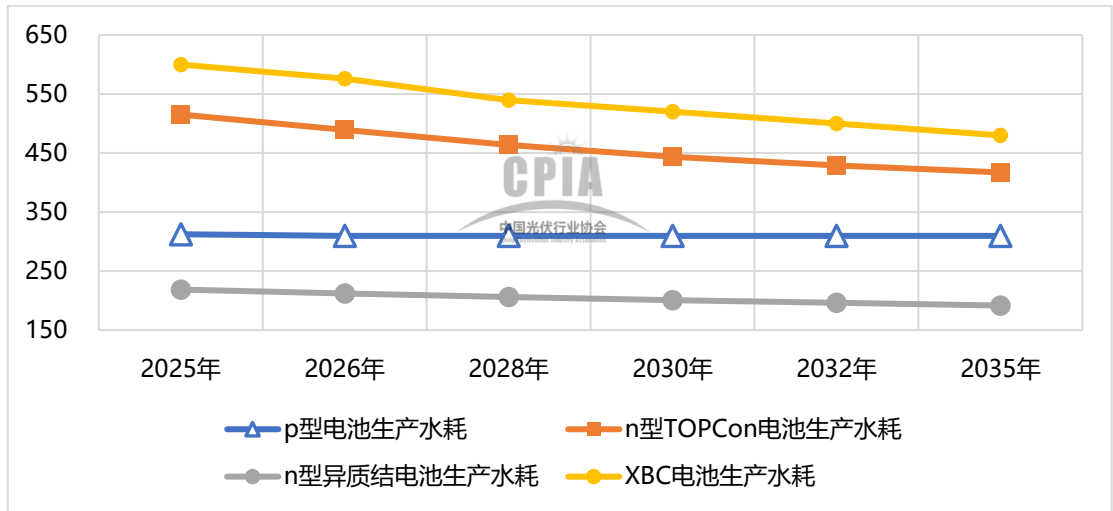


图 50 2025-2035 年不同类型电池水耗变化趋势（单位：t/MW）

16、电池单位产能设备投资额

2025 年基本不存在新建 PERC 产能，新建 TOPCon 电池产线可兼容 182mm 及 210mm 的大尺寸产品，设备投资成本约 1.24 亿元/GW；异质结电池设备投资成本约 3.00 亿元/GW；XBC 电池设备投资成本约 2.70 亿元/GW，略低于异质结电池设备。由于行业整体处于调整状态，新增电池项目受限，暂不对未来设备投资额进行预测。

（四）组件环节⁹

1、不同类型组件功率

2025 年, 采用 182mm 方片尺寸 72 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 555W; 采用 210mm 方片尺寸 66 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 665W, 预计 2028 年以后 p 型技术路线基本退出市场, 其功率进一步增长将基本停滞。采用 182mm 方片尺寸 72 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 595W, 采用 182*210mm 尺寸 66 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 630W, 采用 210mm 方片尺寸 66 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 720W; 采用 210mm 方片尺寸 66 片异质结电池组件功率达到 728W; 采用 182*210mm 尺寸 66 片 XBC 电池组件功率达到 650W。

表 3 2025-2035 年不同类型组件功率变化趋势

晶硅电池组件平均功率 (W)		2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
p 型单晶	PERC p 型单晶组件 (182mm 方片)	555	555	557	557	557	557
	PERC p 型单晶组件 (210mm 方片)	665	665	667	667	667	667
n 型单晶	TOPCon 单晶组件 (182mm 方片)	595	600	606	609	612	615
	TOPCon 单晶组件 (182*210mm)	630	640	650	655	660	665
	TOPCon 单晶组件 (210mm 方片)	720	730	740	745	755	760
	异质结组件 (210mm 方片)	728	738	746	751	755	760
	XBC 组件 (182*210mm)	650	655	665	670	675	680

注: 1、本指标均以采用 11BB 的 PERC 电池、采用 16BB 的 TOPCon 电池的单玻单面组件为基准, 双面组件为正面功率;

2、PERC 单晶组件 (210mm 方片)、TOPCon 单晶组件 (182*210mm)、TOPCon 单晶组件 (210mm 方片)、异质结组件 (210mm 方片) 和 XBC (182*210mm) 组件以 66 片为基准, PERC 单晶组件 (182mm 方片) 和 TOPCon (182mm 方片) 以 72 片为基准;

3、以上组件均采用半片封装形式。

2、单/双面发电组件市场占比¹⁰

2025 年, 随着下游应用端对双面发电组件发电增益的认可, 双面组件市场占比提升至 80.4%, 远超单面组件, 成为市场主流。受市场需求因素的影响, 未来双面组件市场占有率将进一步增长。

⁹ 若无特殊说明, 本环节指标均以使用 182*210mm 尺寸电池封装为基准。

¹⁰ 单/双面发电组件是指封装组件的发电模式。

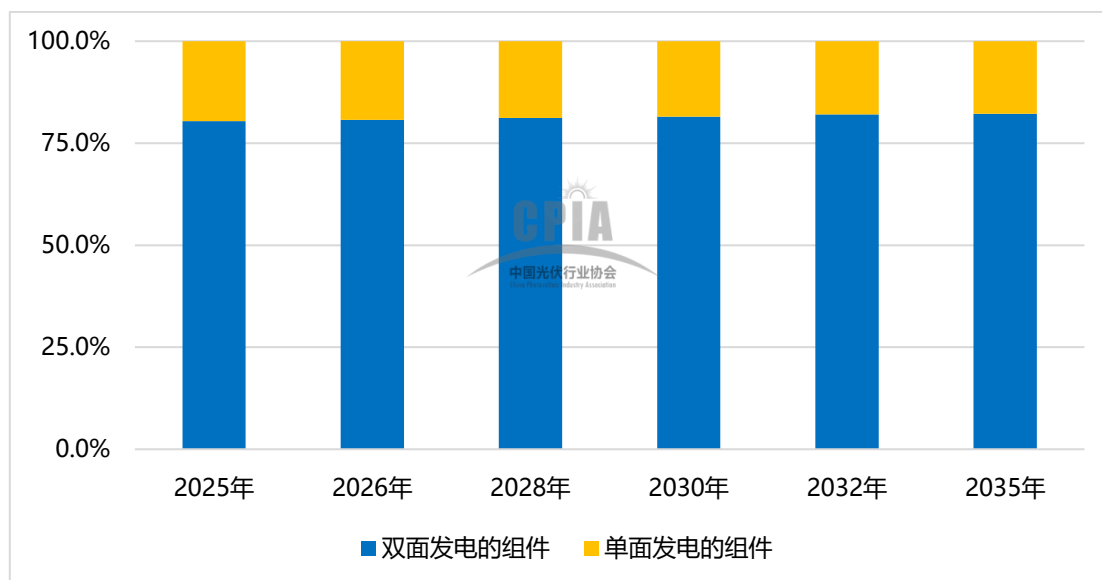


图 51 2025-2035 年单/双面组件市场占比变化趋势

3、不同电池互联技术的组件市场占比

目前，市场上电池互联技术分为 MBB 红外焊接、OBB 和导电胶等其他互联技术，导电胶主要用于叠瓦组件的互联，OBB 互联是基于无主栅电池的新型互联技术。2025 年 MBB 红外焊接技术仍为市场主流，市场份额约 89.7%；导电胶等互联技术的市场占比约 0.1%；OBB 互联技术能够有效提高组件功率，且能够降低银耗，市场占比为 10.2%。由于成本等原因，导电胶等其他新型互联技术应用范围较小。随着降本增效不断推进，OBB 互联技术将保持较快增长。

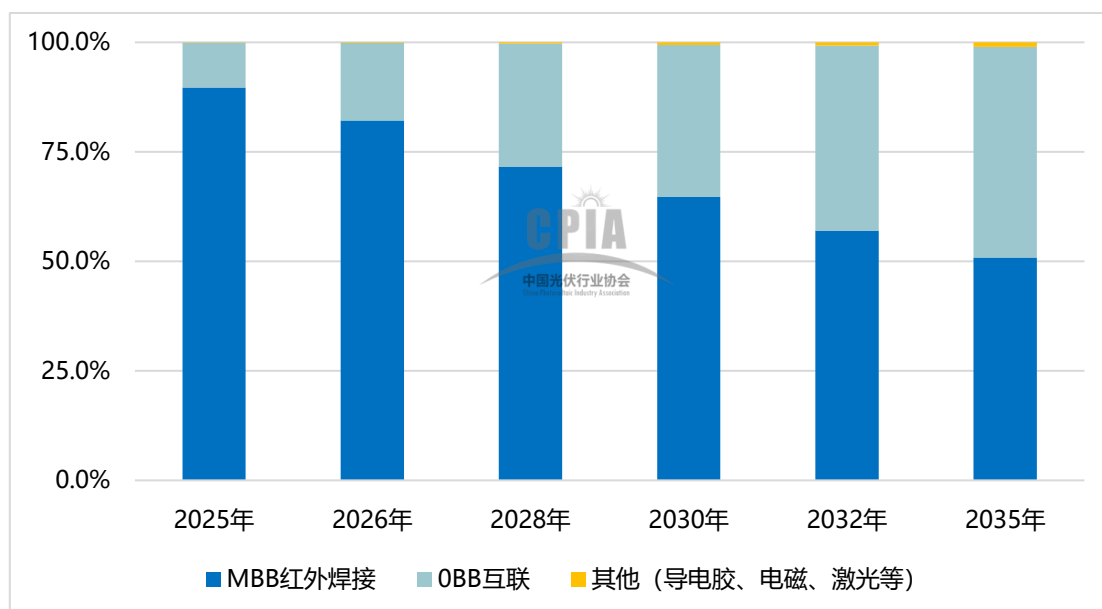


图 52 2025-2035 年不同电池互联技术的组件市场占比变化趋势

4、0BB 工艺路线市场占比

目前，市场上 0BB 工艺路线主要有焊接，覆膜或点胶，焊接和点胶。目前市场上 0BB 工艺路线以焊接和点胶为主，2025 年市场占比为 60.9%。当前 BC 组件已普遍采用焊接技术，未来随着 BC 组件市占率的提升，焊接工艺的占比预计会进一步提升。

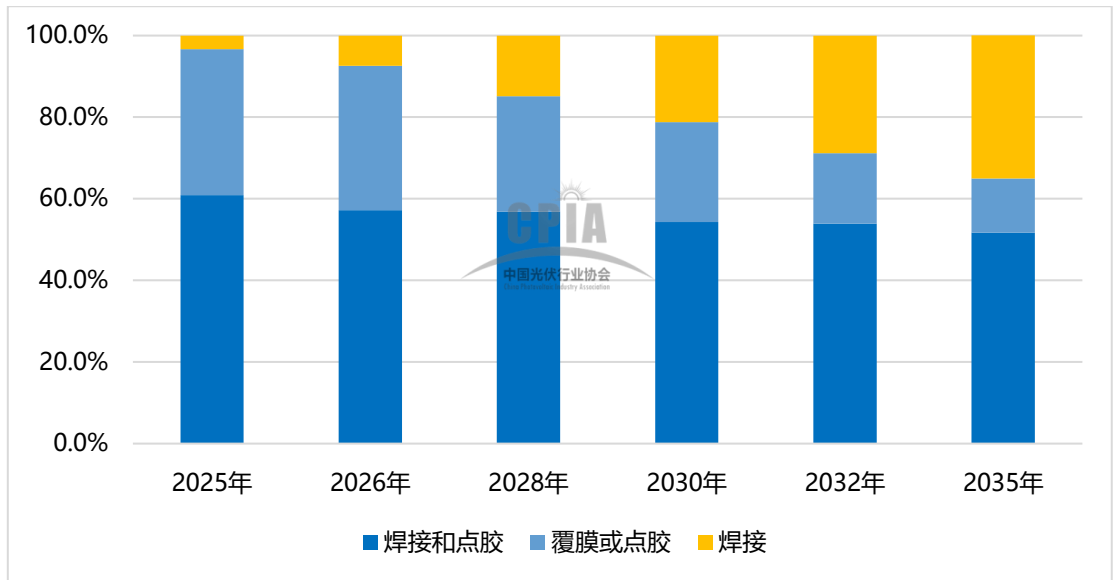


图 53 2025-2035 年 0BB 工艺路线市场占比变化趋势

5、组件封装用钢化镀膜玻璃透光率¹¹

晶体硅太阳能电池光谱响应范围为 300-1200nm，减反射镀膜玻璃可以有效降低此波段内太阳光反射损失，提升玻璃透光率。2025 年，钢化镀膜玻璃透光率较 2024 年变化不大，平均约 94.2%。随着玻璃薄片化、铁含量进一步降低及多层镀膜等技术的进步，透光率仍有一定的增长空间。

¹¹ 此透光率是指 380-1100nm 波段的加权平均值。

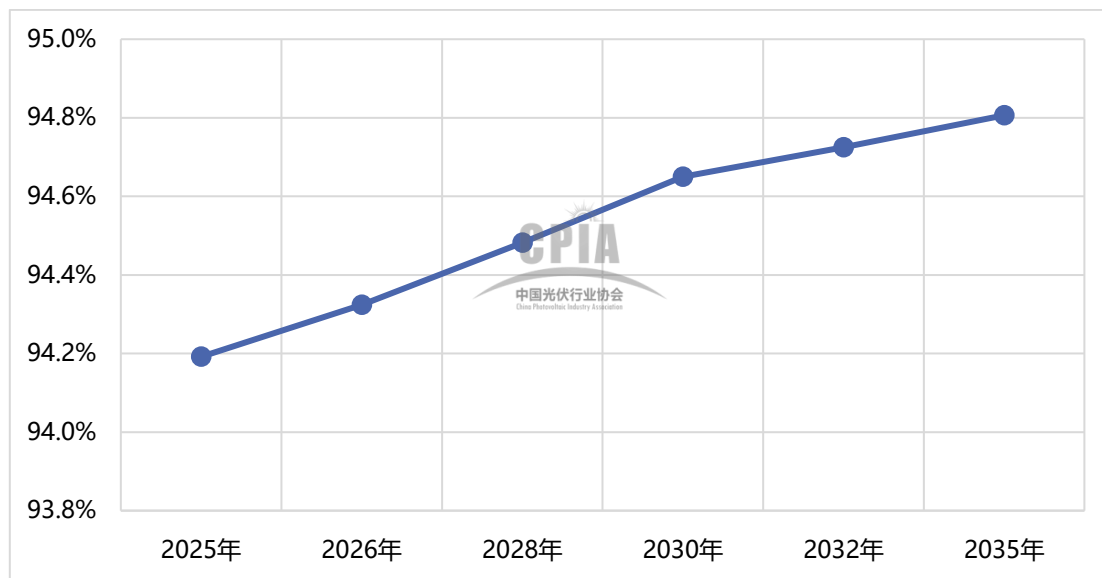


图 54 2025-2035 年组件封装用钢化镀膜玻璃透光率变化趋势

6、不同材质正面盖板组件市场占比

目前，市场上正面盖板材料主要有镀膜玻璃、非镀膜玻璃及其他材料（树脂、有机胶等）。镀膜盖板玻璃具有透光率高、表面耐脏污、抗老化性能好等优点，绝大部分组件以镀膜盖板玻璃为主，2025 年市场占比为 99.7%。未来几年光伏应用场景多样化或将带动其他正面盖板市场的增长。

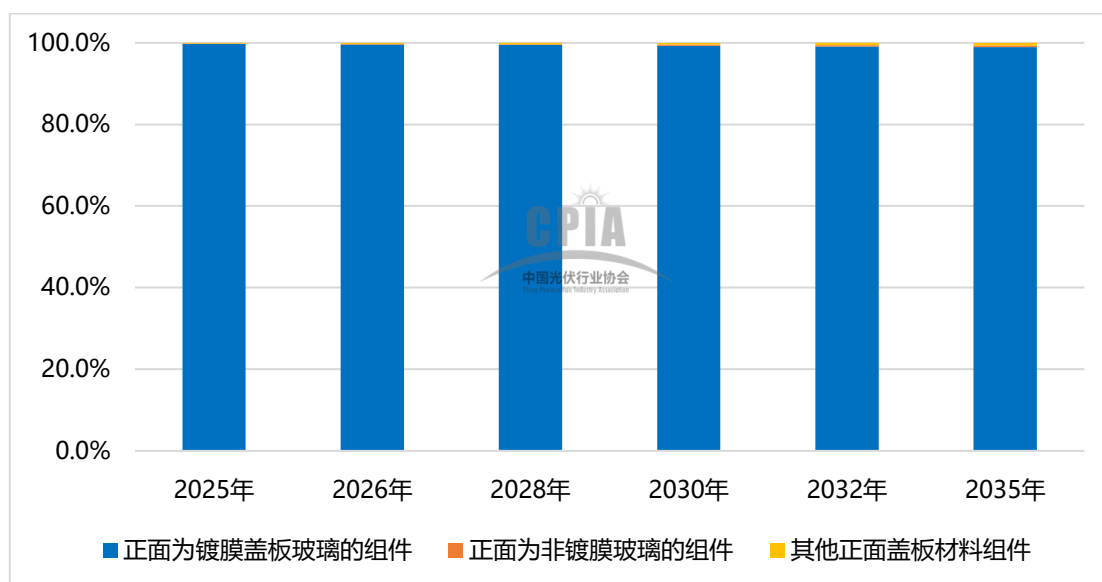


图 55 2025-2035 年不同材质正面盖板组件市场占比变化趋势

7、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比

目前，前盖板玻璃厚度主要有 1.6mm、2.0mm 和其他规格，其中厚度为 2.0mm 的玻璃主要用于双玻组件。2025 年，由于双面组件市场占有率进一步提高，厚度为 2.0mm 的前盖板玻璃

市场占有率达到 80.1%，较 2024 年进一步提升；同时部分双玻组件使用 1.6mm 厚度玻璃，其市场占有率小幅提升，约为 3.4%。未来，在保证组件可靠性的前提下，盖板玻璃会向薄片化发展。

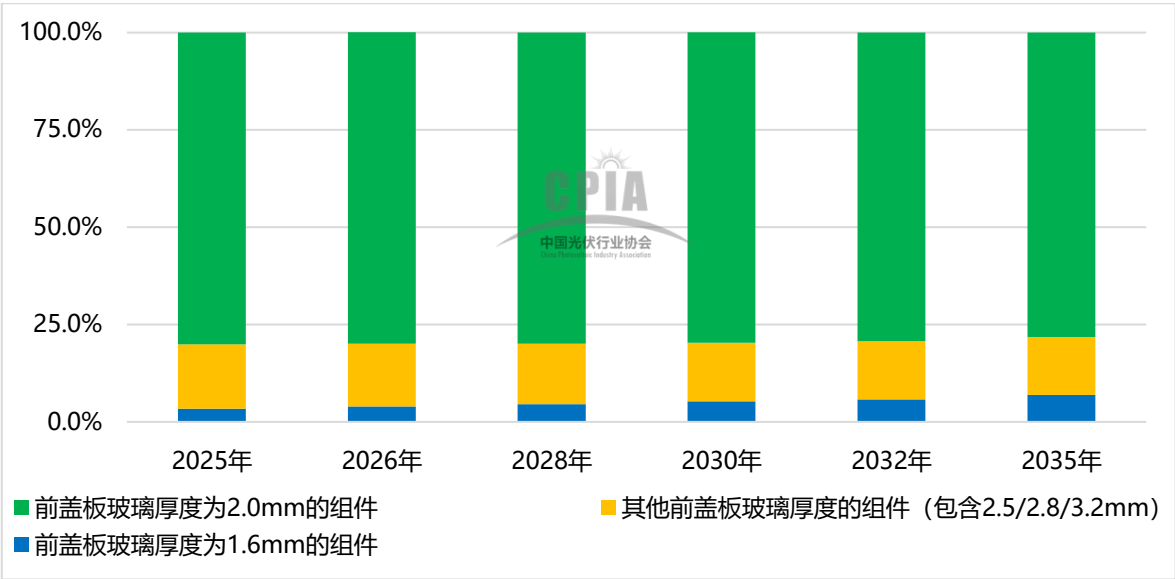


图 56 2025-2035 年不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比变化趋势

8、不同封装材料的市场占比

目前，市场上封装材料主要有透明 EVA 胶膜、白色 EVA 胶膜、聚烯烃（POE）胶膜、共挤型聚烯烃复合膜 EPE（EVA-POE-EVA）胶膜与其他封装胶膜（包括 PDMS/Silicon 胶膜、PVB 胶膜、TPU 胶膜）等。共挤型 EPE 胶膜不仅有 POE 胶膜的高阻水性能，同时具有 EVA 的高粘附特性，可作为 POE 胶膜的替代产品，双玻组件通常采用的是 EPE 胶膜；白色 EVA 胶膜具有提高反射率的作用，可提高组件的正面输出功率。2025 年，组件封装材料仍以透明 EVA 胶膜为主，约占 46% 的市场份额。随着 TOPCon 组件及双玻组件市场占比的提升，共挤型 EPE 胶膜 2025 年市场占比提升至 40.7%，未来预计其市场占比将进一步增大。

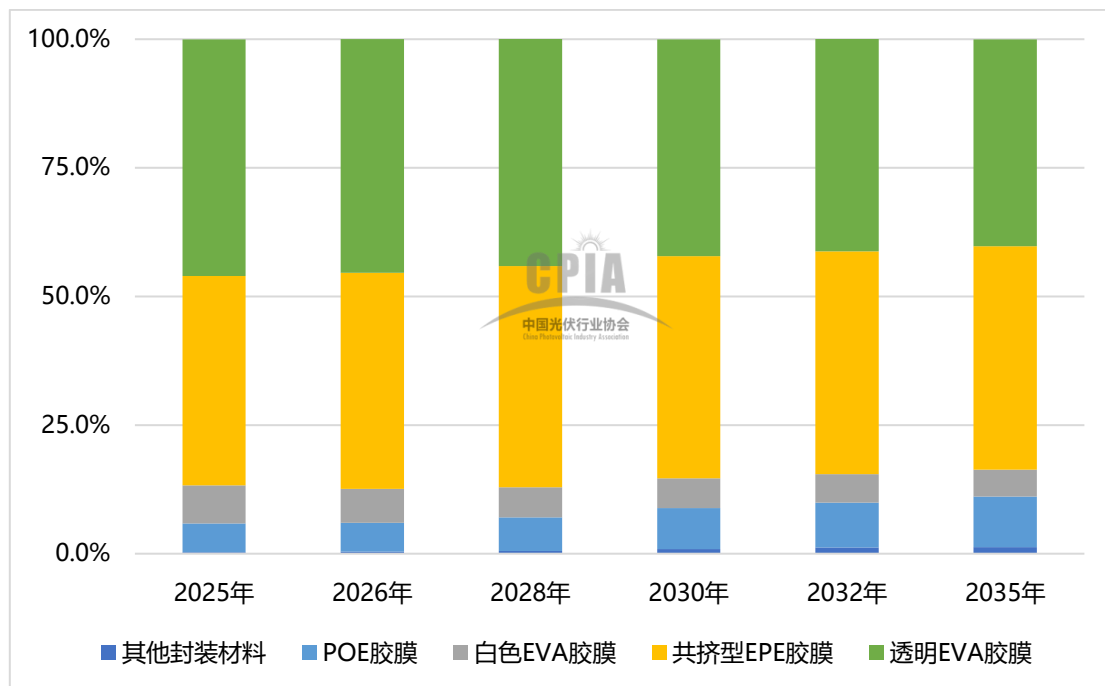


图 57 2025-2035 年不同封装材料的市场占比变化趋势

9、树脂粒子在地化供应率

树脂粒子主要包含 EVA 树脂粒子和 POE 树脂粒子。2025 年,我国已有多家企业可实现 EVA 粒子的量产,在地化供应率已达到 80.6%左右。未来在光伏行业及其他行业的需求驱动下,2035 年我国 EVA 粒子在地化供应率或将进一步提升至 88%以上。随着近两年 n 型技术的发展加快,POE 粒子的需求加速提升,国内也加快了 POE 产业化的进程,2025 年我国 POE 粒子新增产能稳步上升,目前在地化供应率为 15.3%。预计后续随新建产能不断释放,到 2035 年我国 POE 粒子在地化供应率或将提升到 65%。

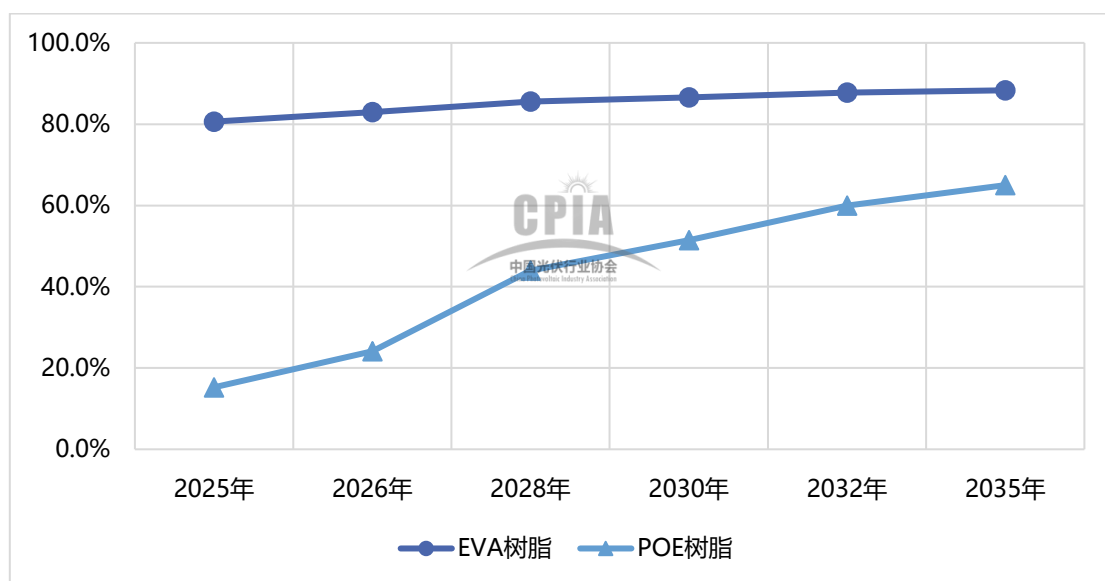


图 58 2025-2035 年树脂粒子在地化供应率变化趋势

10、不同后板材料市场占比

目前，市场上使用的后板材料主要包括玻璃、双面涂覆型、涂覆复合型及共挤型背板。2025 年，由于双面发电组件市场占有率进一步提升，玻璃保持行业主流地位，占比达到 80.1%，双面涂覆型背板市场占比下降至 14.8%。未来几年，随着技术的不断进步，玻璃市场占有率仍有望持续增长。

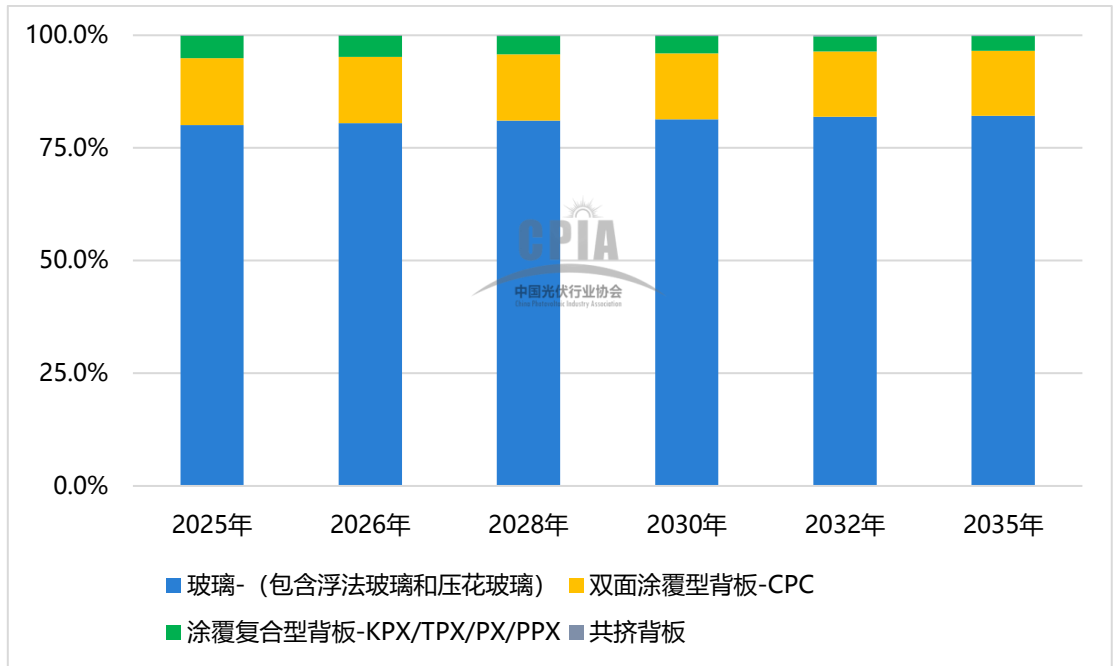


图 59 2025-2035 年不同后板材料市场占比变化趋势

11、不同类型边框市场占比

目前市场上主要的边框类型包括铝边框、钢边框以及复合边框等其他边框。2025 年铝边框依旧是市场的主流，占比达到 93.0%，钢边框占比达到 4.2%，其他边框占比达到 2.8%。但随着铝价格的上涨以及应用场景的拓宽，钢边框以及其他类型的边框占比预计后续会逐步提升。

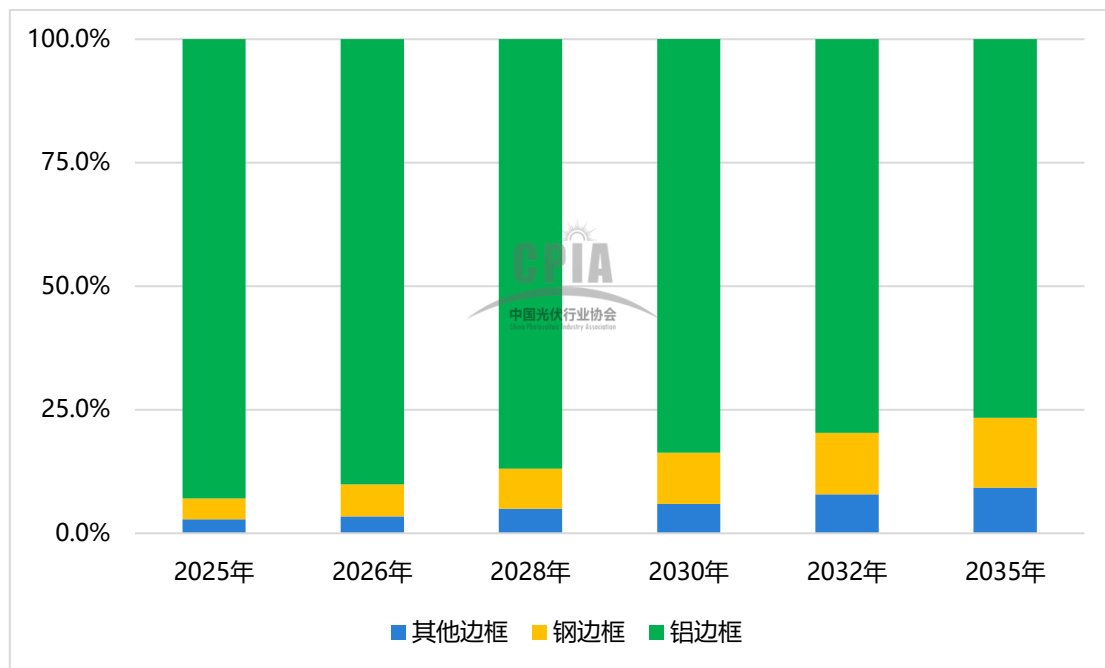


图 60 2025-2035 年不同类型边框市场占比变化趋势

12、组件生产电耗

组件生产电耗包括生产系统耗电，辅助生产系统耗电或分摊，不包含办公区域及生活用电。2025 年 PERC 组件、TOPCon 组件、HJT 组件和 XBC 组件的生产电耗分别为 1.30、1.29、1.29、1.50 万 kWh/MW。预计未来几年组件生产电耗随着电池效率的提升以及组件的大功率化等呈下降趋势，其中 PERC 组件后期市场占比逐渐缩小，研发投入也将逐渐减少，电耗水平趋于稳定。

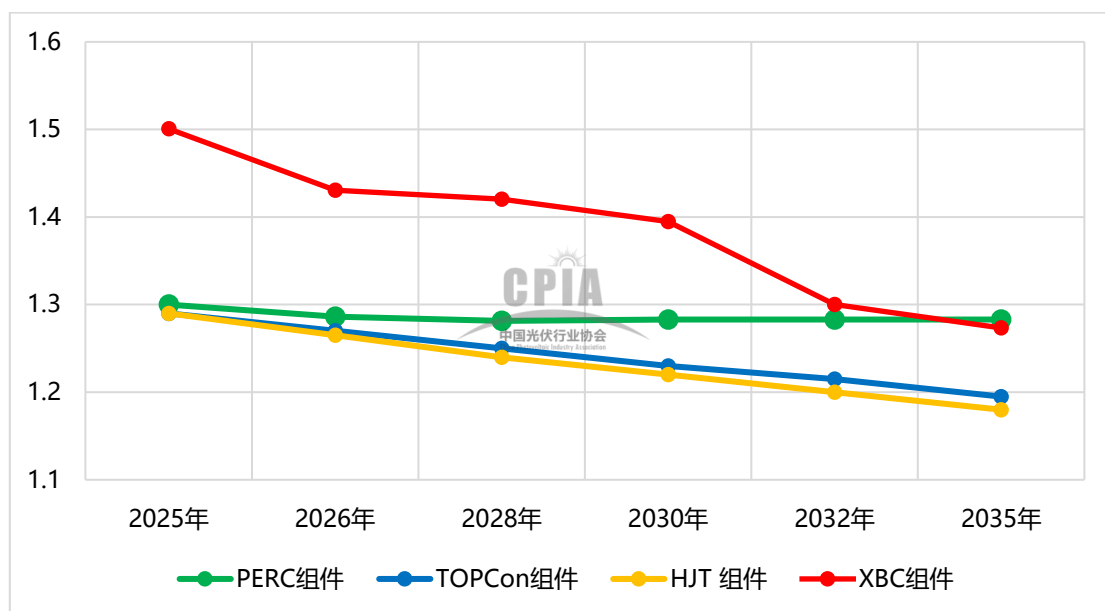


图 61 2025-2035 年组件生产电耗变化趋势（单位：万 kWh/MW）

13、组件人均产出率

组件人均产出率主要指产线直接员工的人均产出（不含管理人员）。2025 年，随着组件功率的进一步提升，单线产能增加，生产节拍加快，我国组件工厂人均产出率也提升至约 5.7MW/（人·年）。未来随着产线自动化、数字化和智能化水平的提高，以及组件功率的进一步提升，人均产出率将不断增长，到 2035 年有望达到 7.1MW/（人·年）。

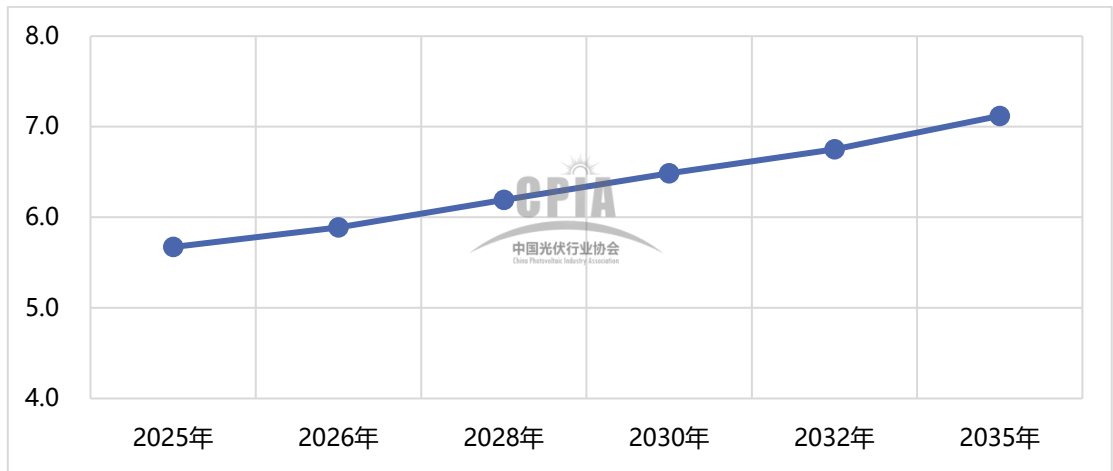


图 62 2025-2035 年组件人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

14、组件单位产能设备投资额

目前，国内组件生产线设备主要包括串焊机、划片机、层压机、EL 测试仪、IV 测试仪、装框机、打胶机、上下载机械手等，已经全部实现本土化。2025 年 TOPCon、HJT、XBC 产线的设备投资额分别为 4800、5240、6100 万元/GW。由于行业整体处于调整状态，新增组件项目受限，暂不对未来设备投资值进行预测。

（五）薄膜太阳能电池/组件

薄膜太阳能电池具有衰减低、重量轻、材料消耗少、制备能耗低、无隐裂无边框，不怕遮挡等特点，适合与建筑结合（BIPV）；轻质柔性薄膜电池组件具备可卷曲折叠，抗撞击，可实现便携式移动光伏电源等特点。目前能够商品化的薄膜太阳能电池主要包括碲化镉（CdTe）、铜铟镓硒（CIGS）、砷化镓（GaAs）等。当前，全球碲化镉薄膜电池实验室效率纪录达到 23.1%，组件量产最高效率达 19.9%，产线平均效率为 16-19%；刚性铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池实验室效率纪录达到 23.64%，可量产尺寸组件最高效率达 17.6%（ $\geq 0.72\text{m}^2$ ，全面积组件效率）左右，组件产线平均效率为 14-17%；柔性铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能小电池实验室效率纪录达到 22.3%，可量产尺寸组件最高效率达 18.6%（ $\geq 1.09\text{m}^2$ ，全面积组件效率）左右，组件产线平均效率为 15-17%（主流水平）；III-V 族薄膜太阳能电池具有超高的转换效率，稳定性好，抗辐射能力强，在特殊的应用市场具备发展潜力，但由于目前成本高，市场有待开拓，生产规模不大。

1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率

2025 年我国小面积 CdTe 电池（ $\geq 0.5\text{cm}^2$ ）实验室最高转换效率约 21.6%。CdTe 组件（面积 $\geq 0.72\text{m}^2$ ）量产最高转换效率约为 18.0%，量产平均转换效率超 17.1%。

表 4 2025-2035 年国内 CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
碲化镉 CdTe 小电池实验室最高转换效率	21.6%	22.0%	22.8%	23.6%	24.1%	24.6%
碲化镉 CdTe 组件量产最高转换效率	18.0%	18.7%	19.6%	20.4%	21.0%	22.2%
碲化镉 CdTe 组件量产平均转换效率	17.1%	17.8%	18.4%	19.2%	19.8%	21.0%

2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率

铜铟镓硒(CIGS)薄膜太阳能电池，一般采用玻璃材质衬底，也可以采用柔性衬底（如不锈钢箔等）。2025 年我国玻璃基 CIGS 小电池（ $\geq 1\text{cm}^2$ 孔径面积）实验室最高转换效率为 23.0%。量产的玻璃基 CIGS 组件（面积为 $1200\times 600\text{mm}^2$ ）最高转换效率约 17.6%，平均转换效率（面积为 $1200\times 600\text{mm}^2$ ）约 16.5%。柔性 CIGS 小电池（ $\geq 1\text{cm}^2$ 孔径面积）实验室最高转换效率为 22.3%，柔性 CIGS 组件（ $\geq 0.5\text{m}^2$ 开口面积）最高转换效率为 18.6%，量产平均转换效率 17.6%。未来，在大面积均匀镀膜、快速工艺流程、更高效镀膜设备的开发和本土化、组件效率的提升、生产良率的提高、规模经济效益的发挥等因素带动下，CIGS 薄膜电池生产成本有望进一步下降。

表 5 2025-2035 年国内 CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
玻璃基小电池实验室最高转换效率	23.0%	23.4%	24.2%	25.0%	25.4%	26.0%
玻璃基组件量产最高转换效率	17.6%	18.2%	19.2%	20.2%	21.5%	22.5%

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
玻璃基组件量产平均转换效率	16.5%	17.1%	18.2%	19.2%	20.5%	21.7%
柔性小电池实验室最高转换效率	22.3%	22.6%	23.2%	24.2%	25.0%	25.8%
柔性组件最高转换效率	18.6%	18.8%	19.6%	20.4%	21.2%	22.5%
柔性组件量产平均转换效率	17.6%	17.8%	18.6%	19.4%	20.2%	21.3%

3、Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率

Ⅲ-V 族薄膜电池由于能隙与太阳光谱匹配较适合，具有较高的理论效率，主要应用于空间高效太阳电池，目前主流技术是金属有机化合物气相外延（MOCVD），及衬底剥离转移技术。较为成熟的电池结构有晶格匹配的单结 GaAs 电池、晶格匹配的 GaInP/GaAs 双结电池，以及晶格失配的 GaInP/GaAs/GaInAs 三结电池。由于该领域的设备及技术独特性，进行研发的研究机构及企业较少，目前企业研发主要以三结电池为主。2025 年，三结电池的研发平均转换效率达到 36.9%。

表 6 2025-2035 年国内Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率变化趋势

Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率 (%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
砷化镓 GaAs 小电池三结研发平均转换效率	36.9%	37.4%	38.4%	39.2%	39.8%	40.5%

4、钙钛矿太阳能电池转换效率

钙钛矿太阳能电池具有高光电转换效率、带隙可调、降本空间大等优势，具有广阔的发展前景。近年来，学术与产业界的研究人员通过不断优化钙钛矿太阳能电池的配方和工艺，单结、柔性、叠层钙钛矿电池的转换效率和稳定性等方面均不断取得突破。

（1）刚性钙钛矿太阳能电池转换效率

刚性钙钛矿太阳能电池是基于刚性衬底利用钙钛矿型有机/无机金属卤化物半导体作为吸光材料的太阳能电池。与传统晶硅太阳能电池相比，刚性钙钛矿太阳能电池具有效率潜力更高、成本更低的优点以及透明度可调的特点。目前，行业内刚性钙钛矿电池生产已进入量产阶段，已有 10 条 100MW 及以上中试线投产，3 条 GW 级产线在建。截至 2025 年底，已有 9 座 MW 级单结钙钛矿组件地面示范电站，最大单体装机量为 8.6MW。2025 年，对于刚性钙钛矿太阳能电池，微型电池实验室 ($\leq 10\text{cm}^2$) 最高转换效率为 27.3% (@ 0.10cm^2)，玻璃基小组件 ($10\text{cm}^2 < S < 200\text{cm}^2$) 最高转换效率为 24.6% (@ 19cm^2)，玻璃基中试组件 ($200\text{cm}^2 \leq S < 7200\text{cm}^2$) 最高转换效率为 24.0% (@ 756cm^2)，玻璃基量产组件 ($7200\text{cm}^2 \leq S < 19000\text{cm}^2$) 最高转换效率为 21.5% (@ 7200cm^2)，玻璃基量产组件 ($S \geq 190000\text{cm}^2$) 最高转换效率为 19.9% (@ 20000cm^2)。

表 7 2025-2035 年国内刚性钙钛矿太阳能电池转换效率变化趋势

刚性钙钛矿太阳能电池转换效率(%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
微型电池实验室最高转换效率 ($\leq 10\text{cm}^2$)	27.3%	27.7%	28.4%	29.0%	29.5%	30.0%
玻璃基小组件最高转换效率 ($10\text{cm}^2 < S < 200\text{cm}^2$)	24.6%	25.2%	26.0%	26.7%	27.3%	28.0%
玻璃基中试组件最高转换效率 ($200\text{cm}^2 \leq S < 7200\text{cm}^2$)	24.0%	24.5%	25.2%	25.8%	26.3%	27.0%
玻璃基量产组件最高转换效率 ($7200\text{cm}^2 \leq S < 19000\text{cm}^2$)	21.5%	22.0%	22.7%	23.3%	23.8%	24.5%
玻璃基量产组件最高转换效率 ($S \geq 19000\text{cm}^2$)	19.9%	20.7%	21.9%	22.9%	23.7%	24.5%

(2) 柔性钙钛矿太阳能电池转换效率

柔性钙钛矿太阳能电池是基于柔性衬底利用钙钛矿半导体作为吸光材料的太阳能电池,一般具有高光电转换效率和轻便、可弯曲特性,特别适用于需要灵活电源的移动设备。柔性大面积制造技术对于柔性钙钛矿能否实现商业化至关重要。目前,柔性钙钛矿电池大多处于小规模试验阶段,6条1MW及以上柔性电池试验线已建成。2025年,对于柔性钙钛矿电池,柔性小组件(幅宽 $\leq 100\text{mm}$)最高转换效率为26.6%(幅宽 $\approx 3\text{mm}$),柔性中试组件($100 < \text{幅宽} < 400\text{mm}$)最高转换效率为20.8%(@300mm),柔性量产组件(幅宽 $\geq 400\text{mm}$)最高转换效率为17.8%(@400mm)。

表 8 2025-2035 年国内柔性钙钛矿太阳能电池转换效率变化趋势

柔性钙钛矿太阳能电池转换效率(%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
柔性小组件最高转换效率 (幅宽 $\leq 100\text{mm}$)	26.6%	27.0%	27.6%	28.1%	28.5%	28.9%
柔性中试组件最高转换效率 ($100 < \text{幅宽} < 400\text{mm}$)	20.8%	21.2%	21.8%	22.3%	22.7%	23.1%
柔性量产组件最高转换效率 (幅宽 $\geq 400\text{mm}$)	17.8%	18.2%	18.8%	19.3%	19.7%	20.1%

(3) 钙钛矿-晶硅叠层太阳能电池转换效率

钙钛矿-晶硅叠层电池通过将钙钛矿太阳能电池和晶硅太阳能电池叠加在一起,形成梯度带隙结构,以实现更高的光电转换效率和更好的性能。钙钛矿-晶硅叠层电池的理论效率极限可达43%左右。2025年,对于钙钛矿-晶硅叠层电池,小型电池($1 \leq S < 165\text{cm}^2$)实验室最高转换效

率为 35.0%(@1cm²)，硅片级电池(165≤S<441cm²)实验室最高转换效率为 33.0%(@261cm²)，中试叠层组件(441≤S<6500cm²，硅片级子电池数量≥4 片)最高转换效率为 30.6%(@1187cm²)，叠层量产组件(≥6500cm²)实验室最高转换效率为 29.1%(@17100cm²)。

表 9 2025-2035 年国内钙钛矿-晶硅叠层太阳能电池转换效率变化趋势

钙钛矿-晶硅叠层太阳能电池转换效率(%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
小型电池实验室最高转换效率 (1≤S<165cm ²)	35.0%	35.5%	36.5%	37.3%	37.7%	38.0%
硅片级电池实验室最高转换效率 (165≤S<441cm ²)	33.0%	34.0%	35.0%	36.0%	36.5%	37.0%
中试叠层组件最高转换效率 (441≤S<6500cm ² ，硅片级子电池数量≥4 片)	30.6%	31.0%	31.6%	32.1%	32.6%	33.0%
叠层量产组件实验室最高转换效率 (≥6500cm ²)	29.1%	29.7%	30.5%	31.1%	31.5%	32.0%

(4) 钙钛矿-钙钛矿叠层太阳能电池转换效率

钙钛矿-钙钛矿叠层太阳能电池通过将两个或更多个具有不同带隙宽度的钙钛矿层叠加在一起，形成梯度带隙结构，以此来提高光电转换效率。2025 年，对于钙钛矿-钙钛矿叠层电池，微型电池(≤10cm²)实验室最高转换效率为 30.1%(@0.05cm²)，小组件(>10cm²)最高转换效率为 26.2%(@65cm²)。

表 10 2025-2035 年国内钙钛矿-钙钛矿叠层太阳能电池转换效率变化趋势

钙钛矿-钙钛矿叠层太阳能电池转换效率(%)	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
微型电池实验室最高转换效率 (≤10cm ²)	30.1%	30.8%	32.0%	33.0%	34.0%	35.0%
小组件最高转换效率 (>10cm ²)	26.2%	27.2%	28.8%	29.8%	30.6%	31.5%

（六）逆变器¹²

1、不同类型逆变器市场占比

2025 年，光伏逆变器市场仍然以组串式逆变器和集中式逆变器为主。其中，组串式逆变器市场占比为 81.5%，集中式逆变器市场占比为 18.5%。在组串式逆变器配置灵活性提升、发电收益提升、运维成本优化以及技术迭代带来的功率等级和兼容能力增强等多重因素驱动下，组串式逆变器市场占比预计持续提升。

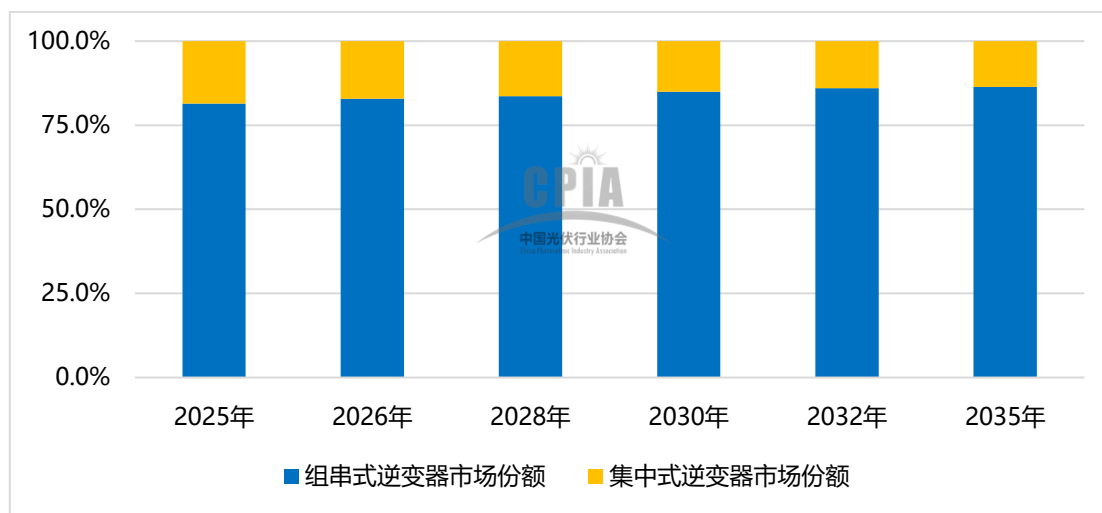


图 63 2025-2035 年我国不同类型逆变器市场占比变化趋势

2、逆变器单机主流额定功率

逆变器额定功率是指在一定的环境温度下可长时间持续稳定输出的功率。2025 年集中式逆变器单机主流功率为 3800kW/台¹³，2025 年集中式电站用组串式逆变器单机主流功率为 318kW/台。在技术平台持续迭代以及电站侧降本增效需求的共同驱动下，逆变器单机主流额定功率预计将整体呈上升趋势，到 2035 年，集中式和组串式逆变器单机主流功率将达到 4900 kW/台和 468 kW/台。

表 11 2025-2035 年我国逆变器单机主流额定功率变化趋势（单位：kW/台）

单台平均功率	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
集中式逆变器	3800	4000	4200	4425	4800	4900
组串式逆变器—集中式电站用	318	404	432	446	460	468

¹² 逆变器环节的参数均代表国内应用情况。

¹³ 此段额定功率数据均采取加权平均值。

3、逆变器功率密度

逆变器功率密度是指逆变器额定功率与逆变器设备自身的重量比值。随着电力电子器件的升级以及逆变器生产厂商在逆变器结构上的创新，逆变器的功率密度显著提升。2025 年集中式逆变器功率密度为 1.29kW/kg，集中式电站用组串式逆变器功率密度为 2.79kW/kg。

表 12 2025-2035 年我国逆变器功率密度变化趋势（单位：kW/kg）

功率密度	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年	2032 年	2035 年
集中式逆变器	1.29	1.42	1.57	1.64	1.73	1.82
组串式逆变器—集中式电站用	2.79	2.94	3.25	3.38	3.53	3.68

4、逆变器功率模块在地化供应率

逆变器功率模块在地化供应率指的是应用国内本土产功率模块的逆变器占出货至国内所有逆变器总量的比例。在近几年国际局势影响下，出于加强我国产品供应链安全的考虑，我国需要具备一定的功率芯片和器件的在地化生产能力。2025 年集中式逆变器在地化供应率为 64.0%；1500V 组串式逆变器在地化供应率为 47.1%；1000V 组串式逆变器在地化供应率已经达到 73.3%。随着国内逆变器厂商技术进步以及本土功率器件与功率模块产业链的持续完善，我国逆变器功率模块在地化供应率有望进一步显著提升。

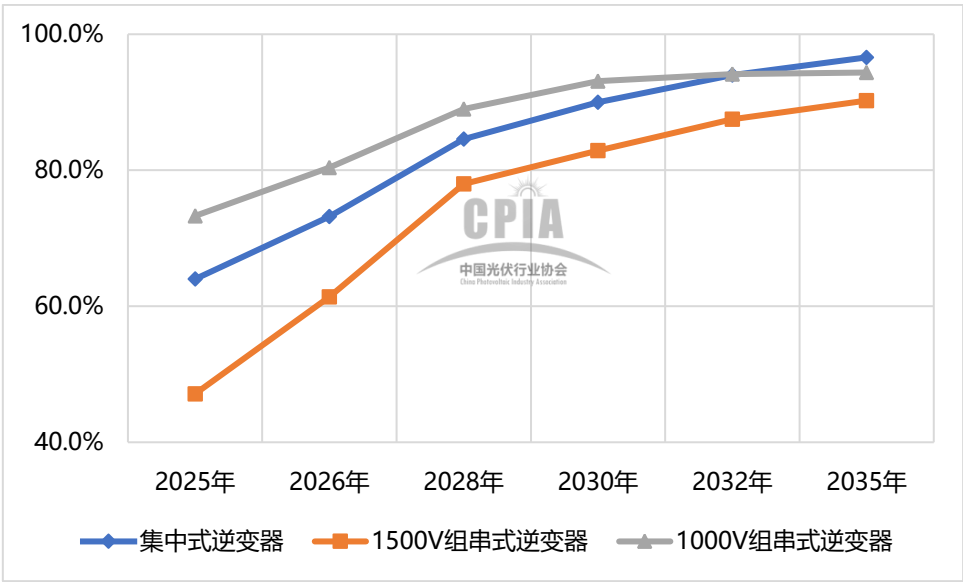


图 64 2025-2035 年我国逆变器功率器件在地化供应率变化趋势

5、逆变器主控制芯片在地化供应率

逆变器主控制芯片在地化供应率指的是使用国内本土产主控制芯片的逆变器占出货至国内所有逆变器总量的比例。2025 年我国逆变器主控制芯片在地化供应率为 35.0%，同比 2024 年

提升 6 个百分点。随着国内控制芯片厂商的不断发展，预计 2035 年我国逆变器主控制芯片在地化供应率或将超过 85%。

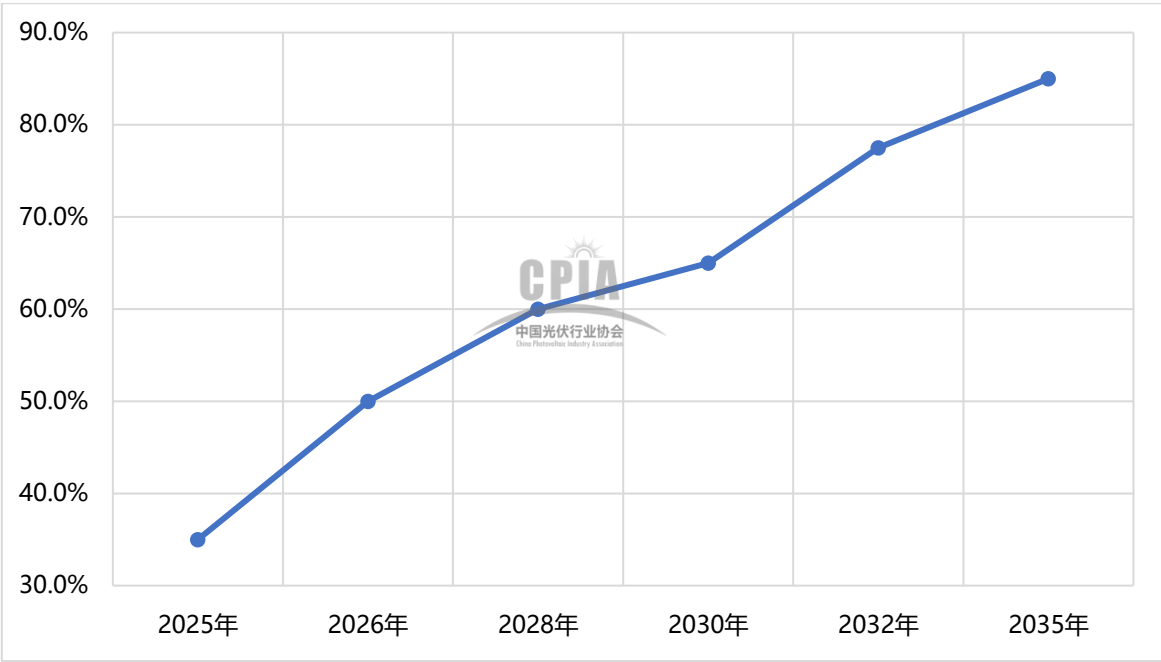


图 65 2025-2035 年我国逆变器控制芯片在地化供应率变化趋势

6、逆变器人均产出率

逆变器人均产出率主要指产线直接员工的人均产出（不含管理人员、外协加工和元器件制造人员）。2025 年，我国逆变器人均产出率约为 30.7MW/（人·年），随着产线自动化、数字化、智能化水平及单台逆变器容量的提高，未来逆变器人均产出率有望实现大幅提升，到 2035 年有望达到 44.8MW/（人·年）。

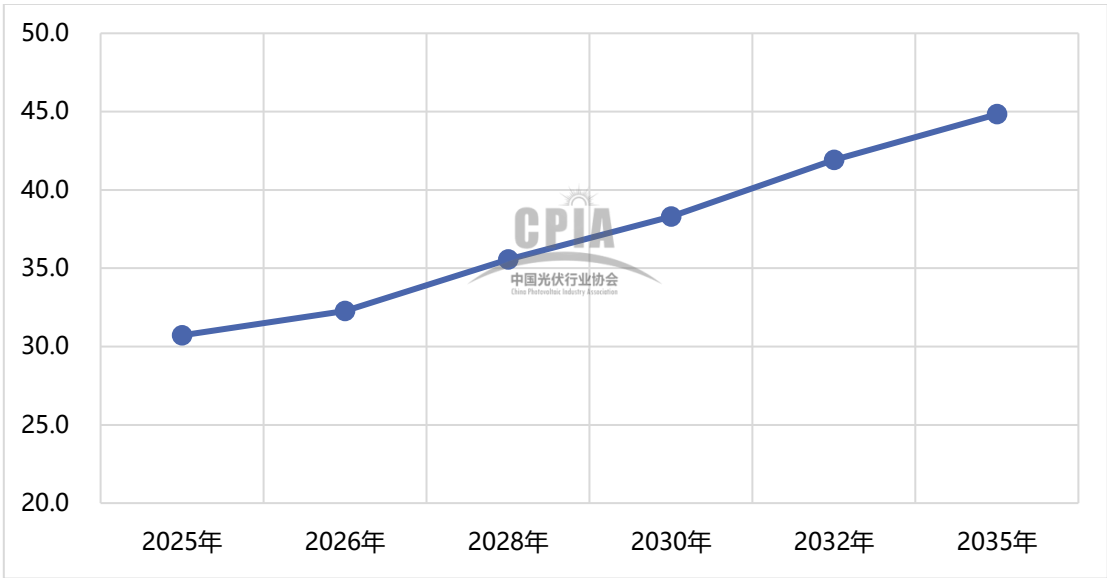


图 66 2025-2035 年我国逆变器人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

7、逆变器单位容量设备投资额

逆变器单位容量设备投资额指从锡膏印刷到组装以及包装环节所用生产设备所需的投资成本。2025 年，逆变器设备投资成本由 2024 的 4.3 万元/MW 下降到 4.2 万元/MW。未来随着逆变器功率密度的提升、自动化水平的提高、市场需求的增加带来的产线利用率的提升，单位容量设备投资额将呈下降趋势，预计 2035 年可降低至 3.5 万元/MW。

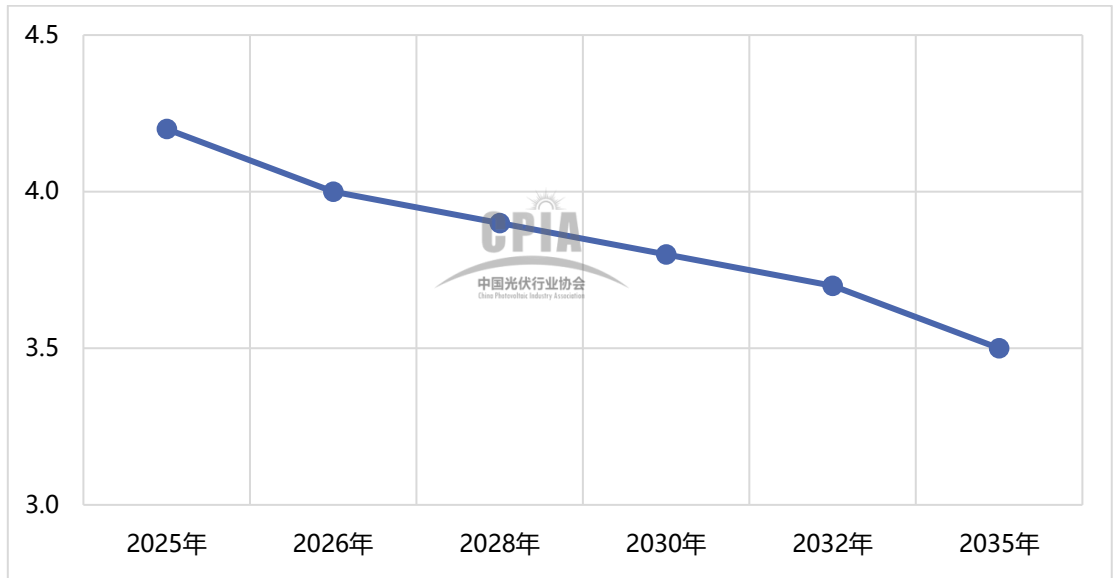


图 67 2025-2035 年逆变器设备投资额变化趋势（单位：万元/MW）

（七）系统环节

1、全球光伏新增装机量

2025 年全球光伏新增装机规模预计在 580GW，继续保持上升态势。根据国际能源署（IEA）在《Renewable 2025》中的预测，由于此前光伏装机处于非常规高速增长态势，叠加美国、中国等主要市场政策的阶段性变动，2026 年将进入调整期，出现负增长或增速放缓的迹象。但 2026 年后，受印度、中东北非等发展中国家及地区的需求拉动，新增装机将回调至持续增长态势。2025 年 11 月 22 日第二十次 G20 峰会通过《二十国集团领导人约翰内斯堡峰会宣言》，宣布支持通过现有目标与政策，共同推动到 2030 年全球可再生能源装机容量增至 2022 年的三倍，整体而言，全球光伏市场仍有很大增长空间。

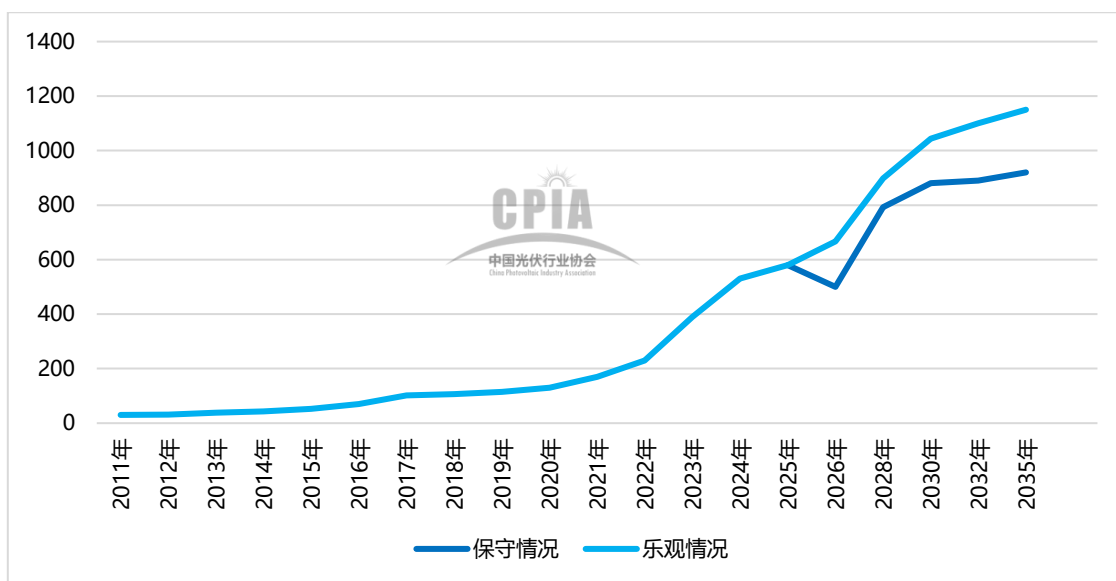


图 68 2011-2025 年全球光伏年度新增装机规模以及 2026-2035 年新增规模预测（单位：GW）

2、国内光伏新增装机量

2025 年，我国国内光伏新增装机 315GW，同比增加 13.3%，主要受新能源上网电价市场化改革、十四五规划期末年光伏项目节点要求带来的抢装等因素影响。2026 年，预计新增装机量相较 2025 年有所回调。2026 年后，随着十五五期间新能源融合集成发展、绿电直连项目等政策实施效果显现，新增装机量预期重新回到上升态势，增速逐渐放缓，增量趋于平稳。

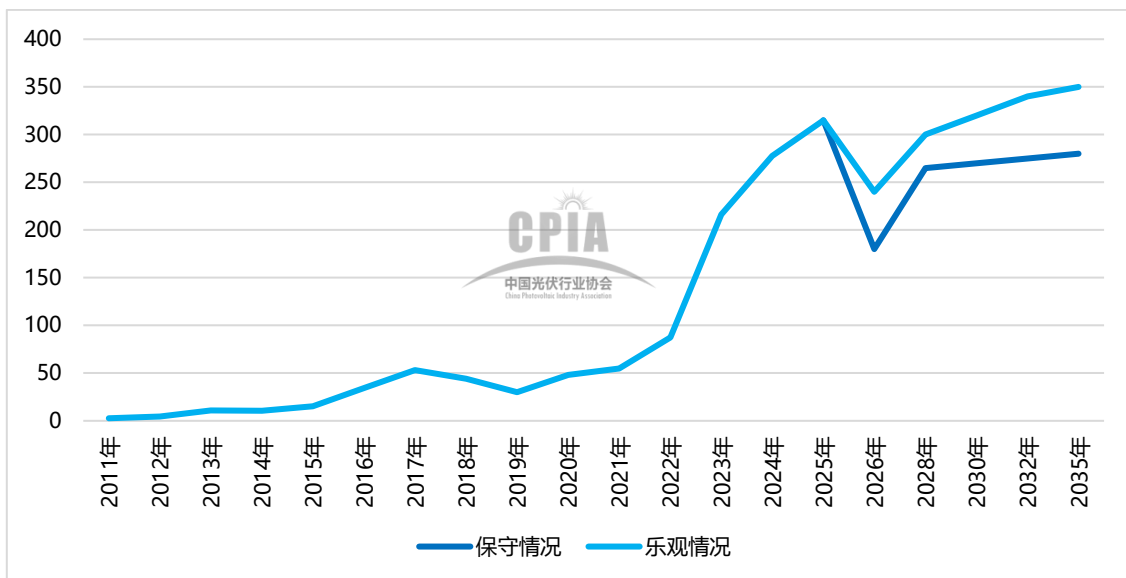


图 69 2011-2025 年国内光伏年度新增装机规模以及 2025-2035 年新增规模预测 (单位: GW)

3、光伏应用市场

2025 年光伏新增装机 315GW，其中集中式占比 51.7%，分布式占比 48.3%。在国家坚持集中式和分布式并举，保障分布式项目公平接网的基调下，预计分布式与集中式市场占比后期将持续规模相近的局面。

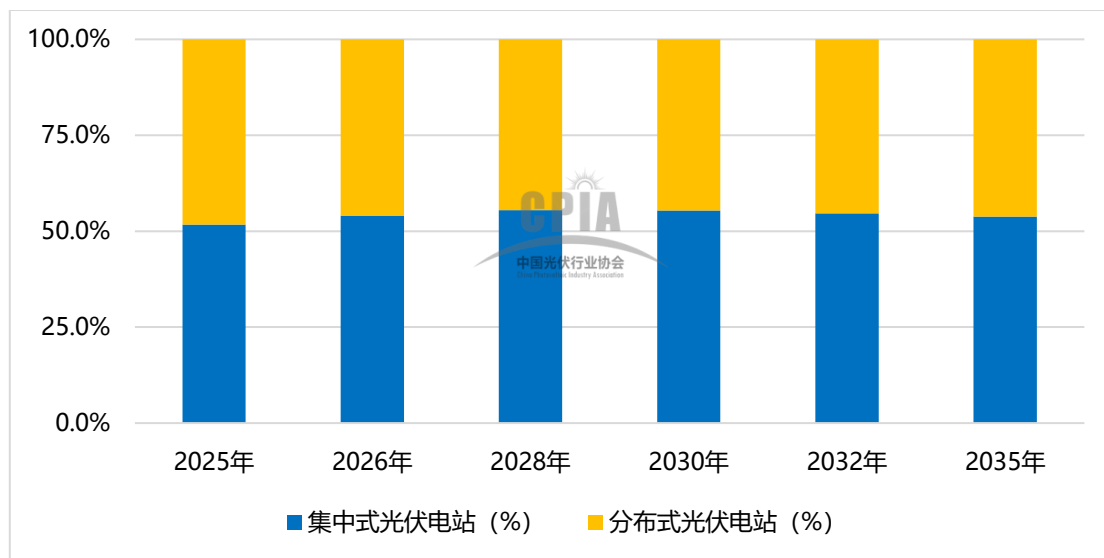


图 70 2025-2035 年不同类型光伏应用市场变化趋势

4、我国光伏系统初始全投资及运维成本

(1) 地面光伏系统初始全投资 (CAPEX)¹⁴

我国地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。其中，一次设备包含箱变、主变、开关柜、升压站 (100MW,110kV) 等设备，二次设备包括监控、通信等设备。土地费用包括全生命周期土地租金以及植被恢复费或相关补偿费用；电网接入成本仅含送出 100MW, 110kV、10km 的对侧改造；管理费用包括前期管理、勘察、设计以及招投标等费用。建安费用主要为人工费用、土石方工程费用及常规钢筋水泥费用等。接网、土地、管理费用等属于非技术成本，不同区域及项目之间差别较大。

2025 年，我国地面光伏系统的初始全投资平均成本为 2.77 元/W 左右，其中组件约占投资成本的 26.0%，同比下降 3.3 个百分点；非技术成本约占 20.9%（不包含融资成本），同比上升 1.3 个百分点；从占比来看，各分项占比变化较小，初始全投资成本下降主要由组件成本下降导致。受反内卷工作持续推动及原材料价格上涨等因素影响，预计组件价格在 2026 年上涨，初始全投资成本也将增加，而后呈现稳中有降的趋势。其中需要注意的是，2026 年及之后的组件价格预测会受银价波动、低银化、无银化技术的使用、绿色电力消费等因素变动，不确定性较大。

¹⁴本指标以投资建设 100MW，接入 110kV 地面光伏系统为例，容配比按 1:1.25 考虑。

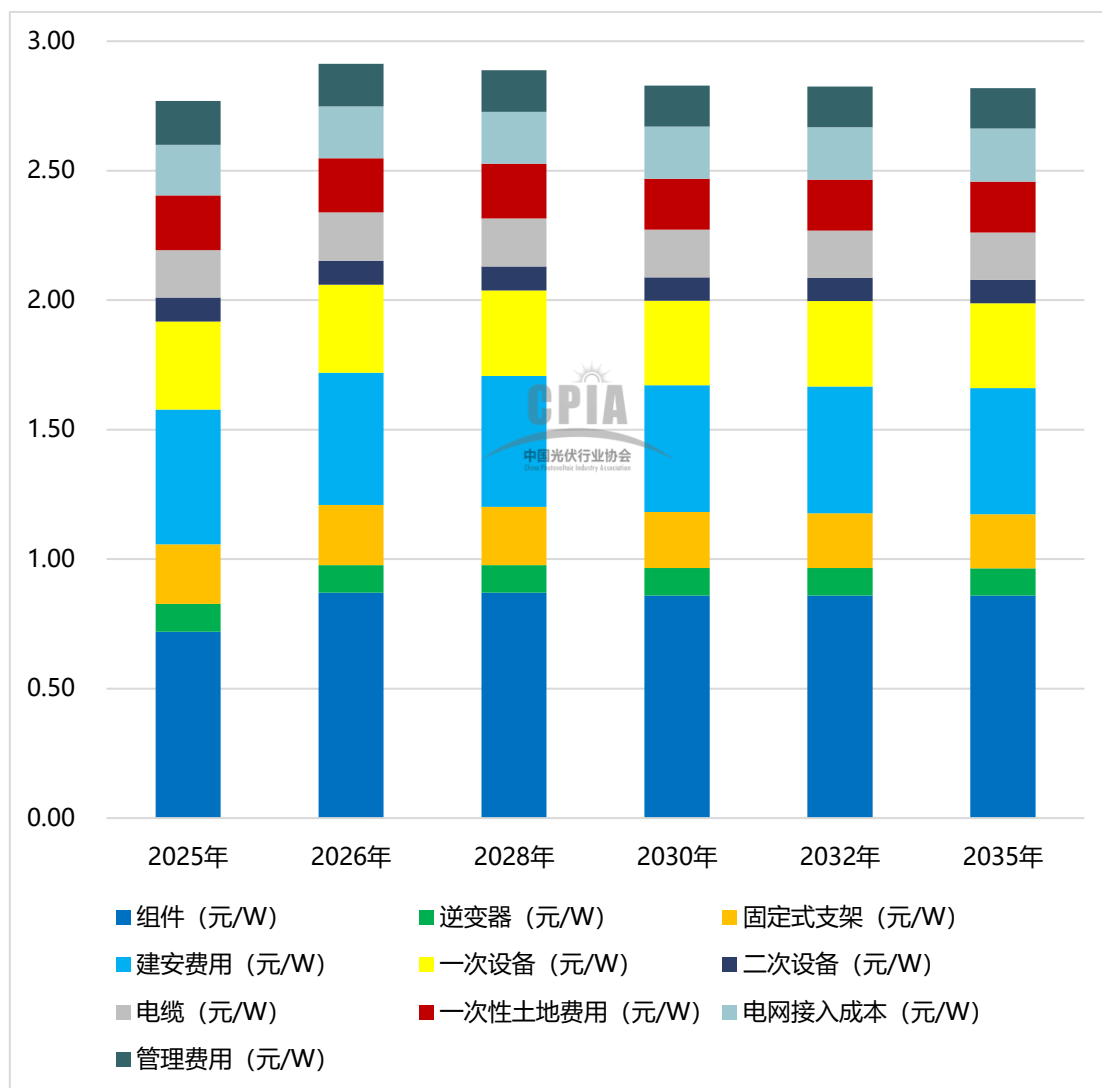


图 71 2025-2035 年我国地面光伏系统初始全投资变化趋势 (单位: 元/W)

(2) 工商业分布式光伏系统初始全投资

我国工商业分布式光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、建安费用、电网接入、屋顶租赁、屋顶加固以及一次设备、二次设备等部分构成。其中一次设备包括箱变、开关箱以及预制舱。2025 年我国工商业分布式光伏系统初始投资成本为 2.59 元/W，预计 2035 年随组件价格上涨，初始投资成本将增至 2.69 元/W。其中需要注意的是，2026 年及之后的组件价格预测会受银价波动、低银化、少银化技术的使用等因素变动，不确定性较大。

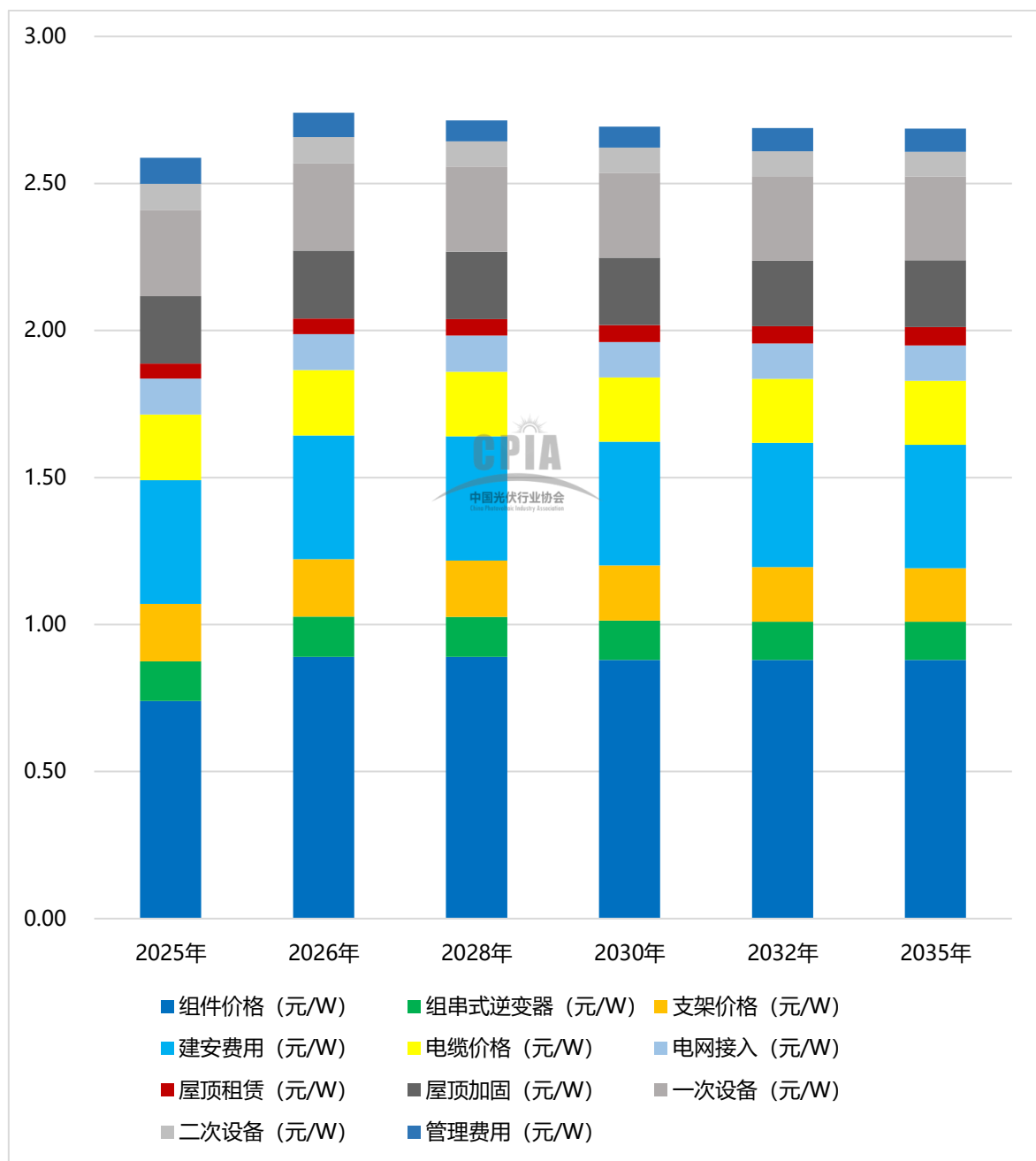


图 72 2025-2035 年我国工商业分布式光伏系统初始全投资变化趋势 (单位: 元/W)

(3) 电站运维成本¹⁵

电站运维是太阳能光伏发电系统运行维护的简称，是以系统安全为基础，通过预防性维护、周期性维护以及定期的设备性能测试等手段，科学合理地对电站进行管理，以保障整个电站光伏发电系统的安全、稳定、高效运行，从而保证投资者的收益回报，也是电站交易、再融资的基础。2025 年，分布式光伏系统运维成本为 0.046 元/(W·年)，较 2024 年保持平稳；集中式地面电站

¹⁵ 电站运维仅包括基础运维，不含纳入固定资产更换的部分。

运维成本为 0.04 元/(W·年)，受部分项目技改投入的影响，较 2024 年小幅上升。预计未来几年地面光伏电站以及分布式系统的运维成本将略有下降。

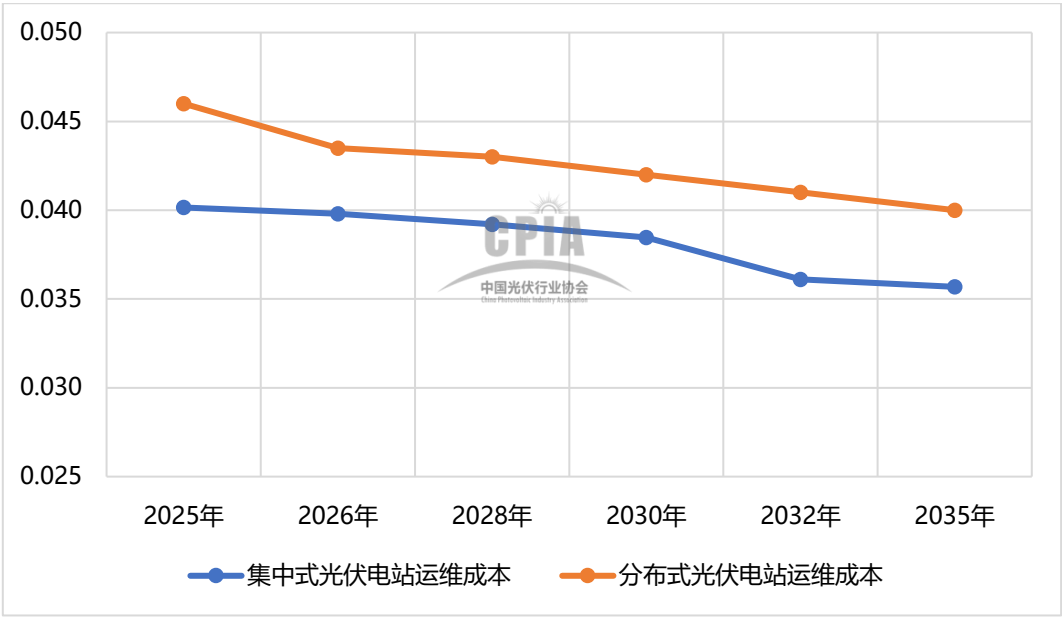


图 73 2025-2035 年我国电站运维成本变化趋势（单位：元/(W·年)）

5、不同等效利用小时数 LCOE 估算¹⁶和能接受的最低综合电价估算¹⁷

通常用 LCOE（Levelized Cost of Electricity, 平准发电成本）来衡量光伏电站整个生命周期的单位发电量成本，并可用来与其他电源发电成本对比。在全投资模型下，LCOE 与初始投资、运维费用、发电小时数有关。2025 年，全投资模型下地面光伏电站在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.131、0.151、0.204、0.242 元/kWh。

¹⁶ ①本估算值仅考虑全投资情景，不包含融资成本；②LCOE 值计算按照《光伏发电系统效能规范》中 LCOE 计算公式得出，其中折现率按照 5% 计算，电站残值按照 5% 计算，增值税按 5 年分期完成抵扣，土地年平均租金（东部地区 0.015 元/kWh，西部地区 0.005 元/kWh，其中地面电站 1800h 和 1500h 采用西部地区土地年租金计算，地面电站 1200h、1000h 和分布式电站采用东部地区土地年租金计算），运营期按 25 年计算。③容配比按 1:1.25 考虑。

¹⁷ 本估算值仅考虑集中式电站。

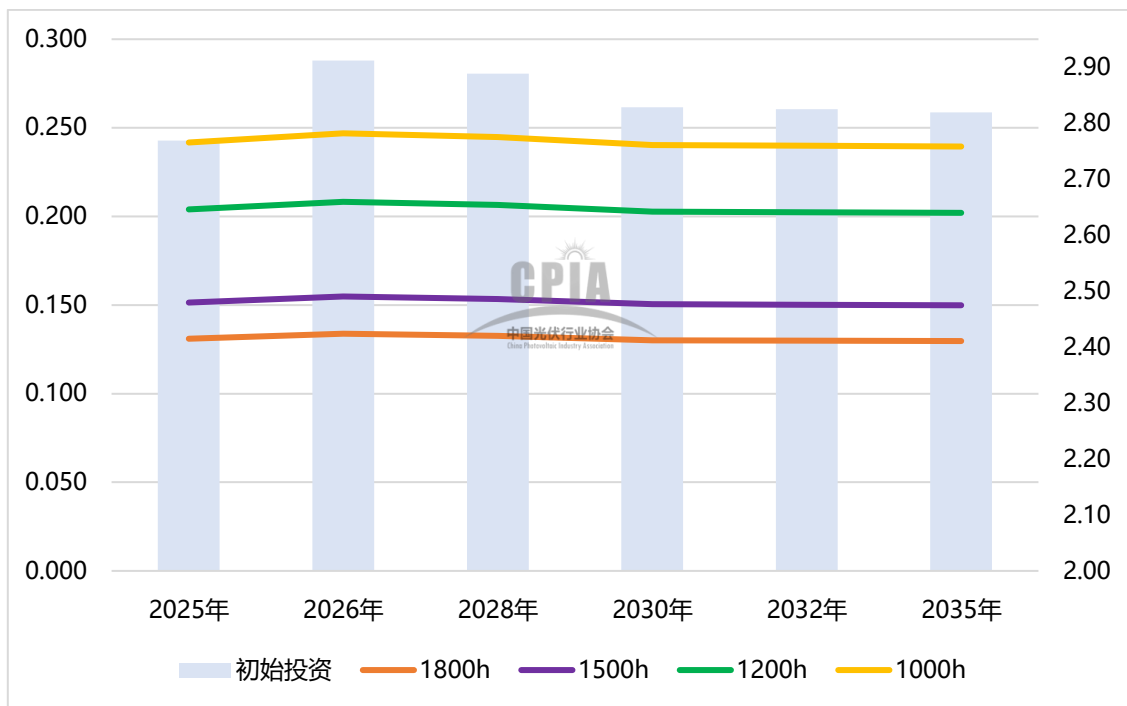


图 74 2025-2035 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

2025 年，全投资模型下分布式光伏发电系统在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.137、0.147、0.198、0.234 元/kWh。

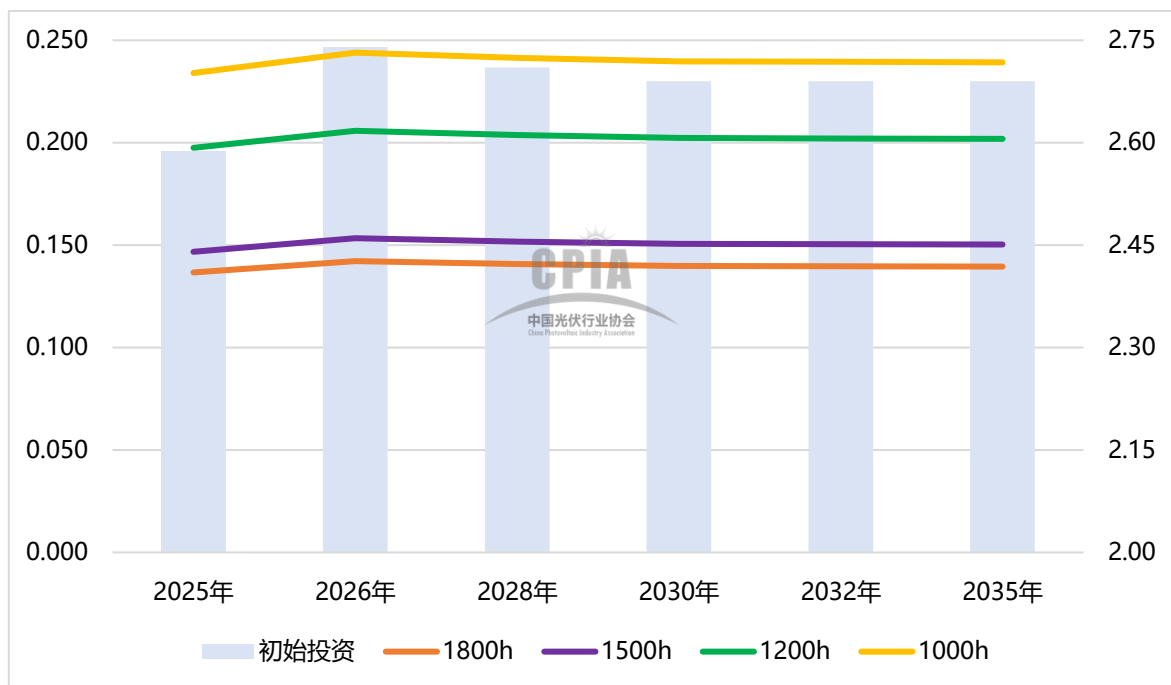


图 75 2025-2035 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

考虑目前全国已有 28 省、区完成机制电价首轮竞价，通过分析标准边界条件下目前光伏电站能接受的最低综合电价，判断电站收益率和未来市场发展趋势。

本指标的光伏电站边界条件为：建设规模 100MW，接入 110kV 地面光伏电站，容配比 1:1.25。其中折现率按照 5% 计算，电站残值按照 5% 计算，增值税按 5 年分期完成抵扣，土地年租金（东部地区 0.015，西部地区 0.005，其中地面电站 1800h 和 1500h 采用西部地区土地年租金计算，地面电站 1200h、1000h 采用东部地区土地年租金计算），运营期按 25 年计算，收益率方面按照税后资本金内部收益率 6.5% 计算，贷款比例 2:8，贷款利率定为 3.5%。

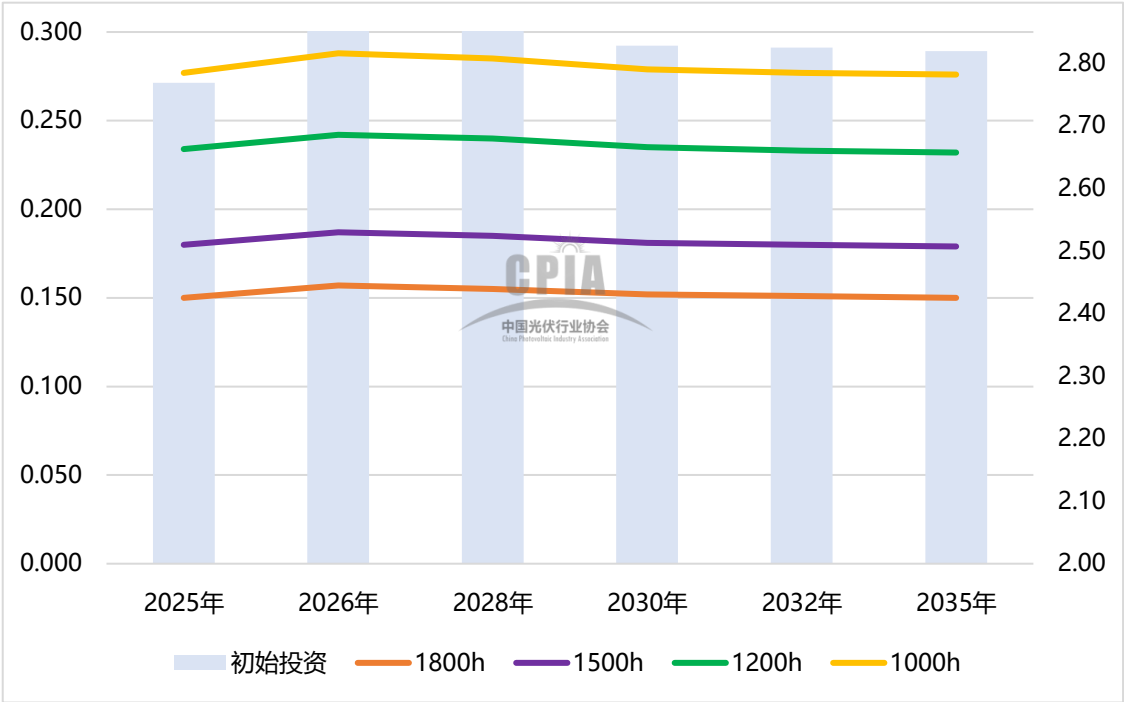


图 76 2025-2035 年光伏地面电站不同等效利用小时数最低综合电价估算 (元/kWh)

6、不同系统电压等级市场占比¹⁸

2025 年国内新系统最小系统电压 1500/1600V 的市场占比 59%，新系统最大系统电压 1000/1100V 市场占比 41%。未来随着成本降低、发电效率的提升以及适应电网需求等因素，预计 1500/1600V 系统在分布式光伏中的使用比例可能增加。

¹⁸ 该指标包含地面电站及分布式光伏系统。

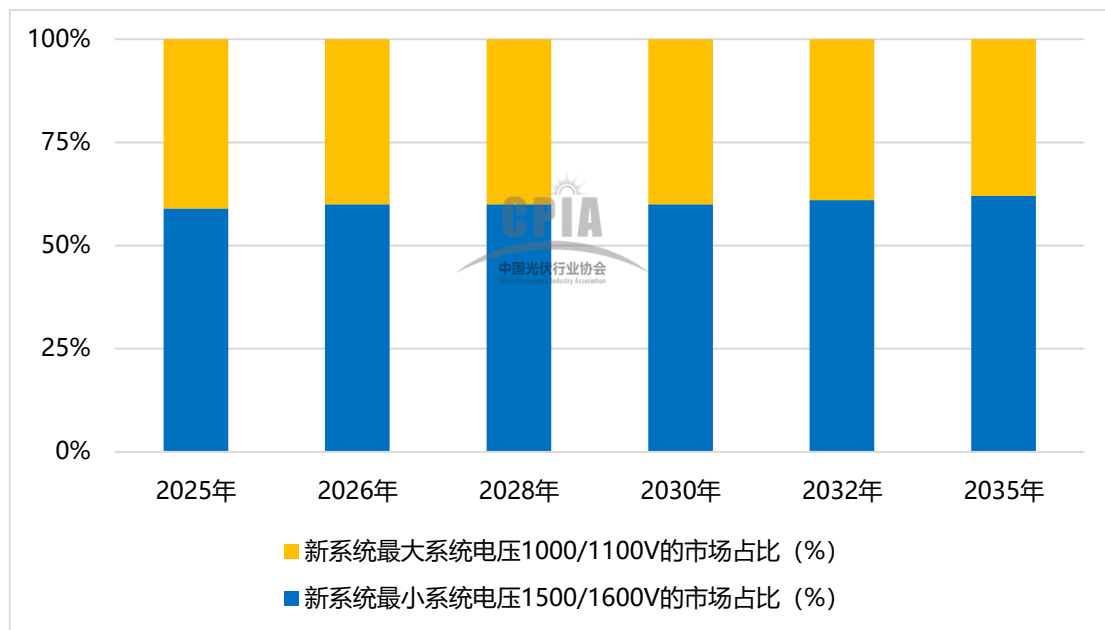


图 77 2025-2035 年不同系统电压等级市场占比变化趋势

7、跟踪系统市场占比

跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统等（不含固定可调），其中单轴跟踪系统又分为平单轴和斜单轴，当前跟踪系统市场主要以单轴跟踪系统为主。跟踪系统具有发电量增益的优势，但成本相对较高，目前国内市场占比较小，未来随着其成本的下降以及可靠性的提升，市场占比或将有所增大。

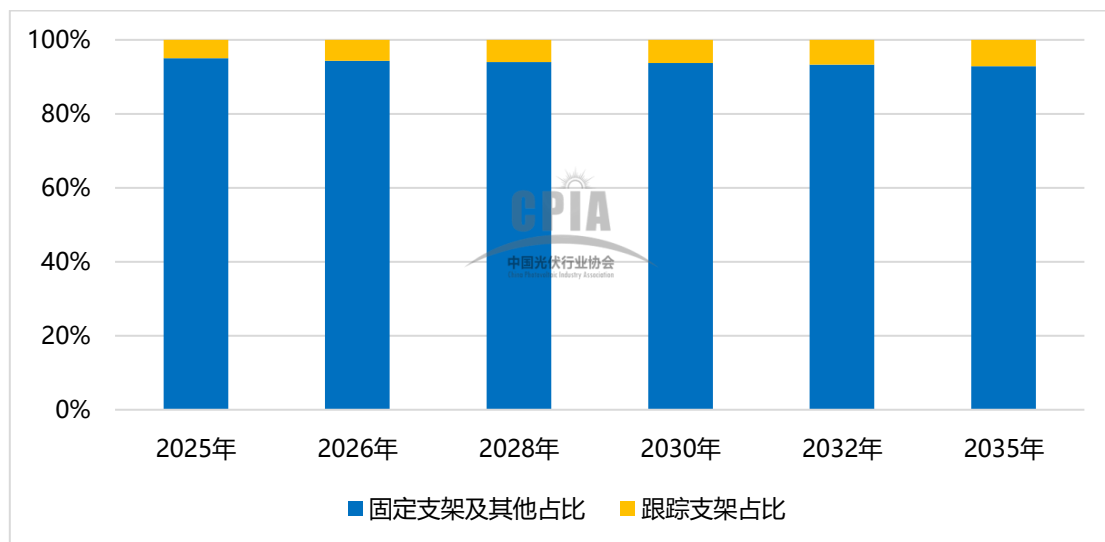


图 78 2025-2035 年跟踪系统市场占比变化趋势

（八）新型储能环节

新型储能是指除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式的各类储能技术，包含锂/钠离子电池储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能等不同技术路线。

表 13 部分新型储能技术释义

名称	释义
锂离子电池储能	基于锂离子电池的储能形式。锂离子电池主要依靠锂离子在正极和负极之间移动来工作，通过化学能和电能相互转换实现充放电。
铅炭电池储能	基于铅炭电池的储能形式。铅炭电池是指正极为二氧化铅、负极为铅炭复合电极、电解液为硫酸溶液，通过化学能和电能相互转换实现充放电的电池。
液流电池储能	基于液流电池的储能形式。液流电池是指通过流动的正极和/或负极电解液中活性物质的电化学反应，进行化学能和电能相互转换实现充放电的电池。
钠离子电池储能	基于钠离子电池的储能形式。钠离子电池主要依靠钠离子在正极和负极之间移动来工作，通过化学能和电能相互转换实现充放电。
压缩空气储能	通过空气介质的压缩和膨胀，实现能量存储和释放的储能形式。
飞轮储能	以飞轮为储能载体，通过动能和电能相互转换实现电能存储、释放的储能形式。
超级电容器储能	通过电极/电解液界面形成的双电层电容或电极表面快速氧化还原反应形成的赝电容，实现能量存储、转换及释放的储能形式。
超导电磁储能	通过超导线圈在超导状态下实现电能存储及释放的储能形式。
重力储能	基于高度落差对储能介质进行升降以实现能量存储和释放的储能形式。
氢储能	将电能转化为氢气并存储起来，待需要时再将氢气转化为电能的储能形式。

1、新型储能年度新增装机规模

近年来，我国持续推动新型储能产业高质量发展，以支撑新型能源体系建设和“碳达峰、碳中和”目标实现。随着新能源渗透率的提高，新型电力系统对储能灵活资源调配刚需逐步增大；随着储能政策由强制配置导向调整为电力市场价值化导向，储能系统的盈利模式也呈现多样化发展趋势，牵引储能价值进一步凸显；同时放眼全球，随着人工智能数据中心、微电网、绿电直连、源网荷储等应用场景未来呈现爆发式增长，储能的装机容量需求呈持续上升趋势。2025 年国内新型储能新增装机约为 62GW/183GWh；预计 2026 年全球及我国新型储能年度新增装机或分别超过 125GW/350GWh、72GW/208GWh，有望达到 150GW/420GWh、85GW/243GWh。

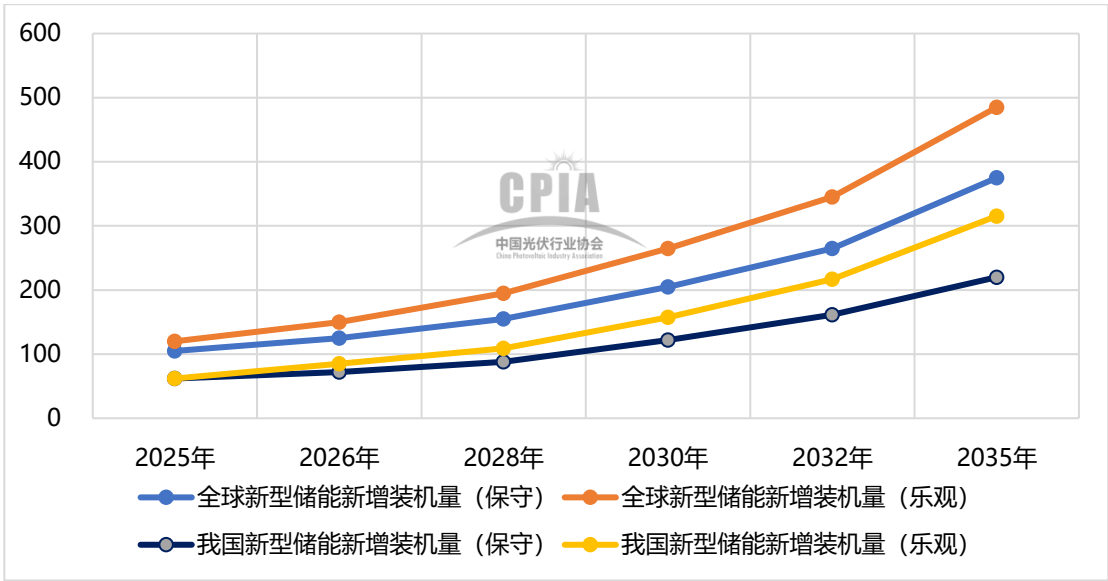


图 79 2025-2035 年新型储能年度新增装机功率规模变化趋势 (单位: GW)

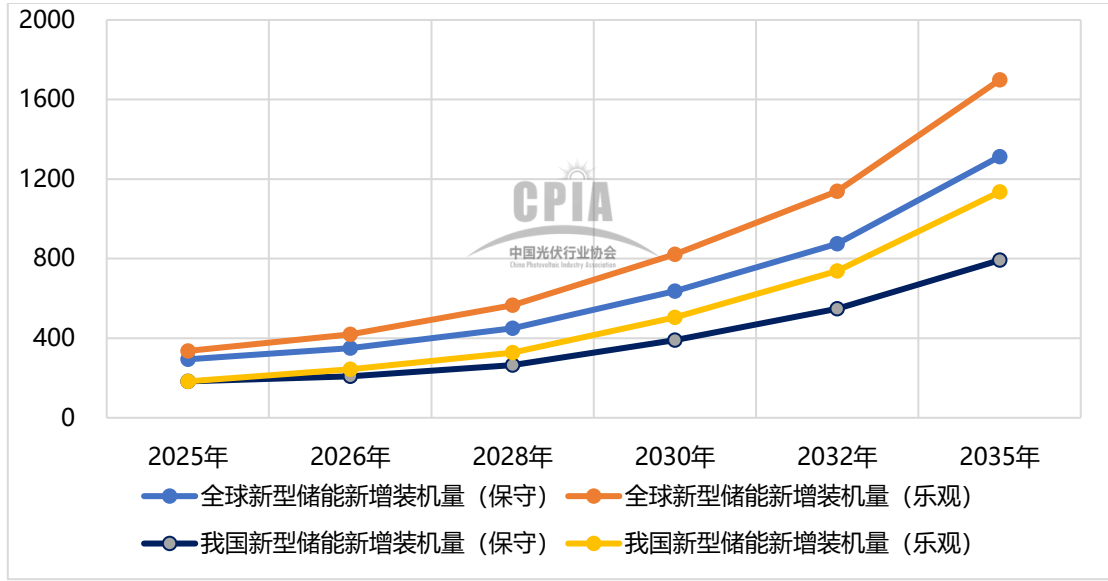


图 80 2025-2035 年新型储能年度新增装机容量规模变化趋势 (单位: GWh)

2、新增装机中不同技术路线占比

2025 年，锂离子电池储能在新型储能新增装机中的占比为 94.9%。依托我国锂电池产业在技术成熟度、成本控制及产能供给上的显著优势，预计锂离子电池储能将在新增装机中继续保持主导地位。与此同时，国家能源局、发改委、工信部出台政策，支持多元化储能技术发展，加速压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能等多元化储能示范项目落地和应用，推动上述新型储能的装机占比持续提升，多元化储能技术格局逐步成型。随着风电、光伏等波动性可再生能源在能源结构中的占比持续攀升，具备长时储能优势的液流电池等技术价值愈发凸显，这也将进一步推动非锂基新型储能的装机规模与占比持续扩大。

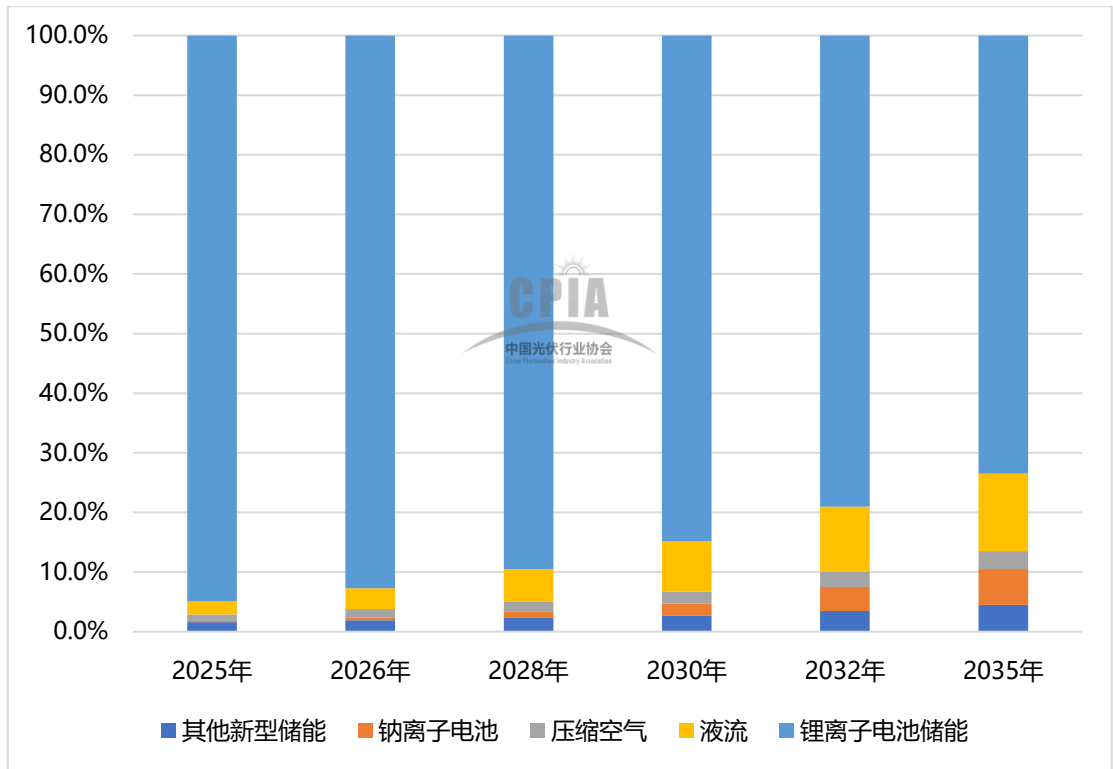


图 81 2025-2035 年新增装机中不同技术路线占比变化趋势

3、新增储能装机平均时长占比

随着全球能源转型加速，风电、光伏等可再生能源占比持续提升，新型电力系统对跨时段调节与容量支撑的需求日益增强，我国储能装机结构正从以短时调节为主导向长时能量支撑演进。随着新能源渗透率持续提高、政策对长时储能的倾斜支持，以及电池循环寿命提升、温控与系统集成优化等技术降本持续推进，长时储能经济性逐步凸显，占比持续上升。预计到 2035 年，大于 4 小时的储能占比将达 51%，成为保障高比例新能源并网、实现电网跨日平衡的关键支撑，推动储能角色从辅助服务向电力系统核心调节组件升级。

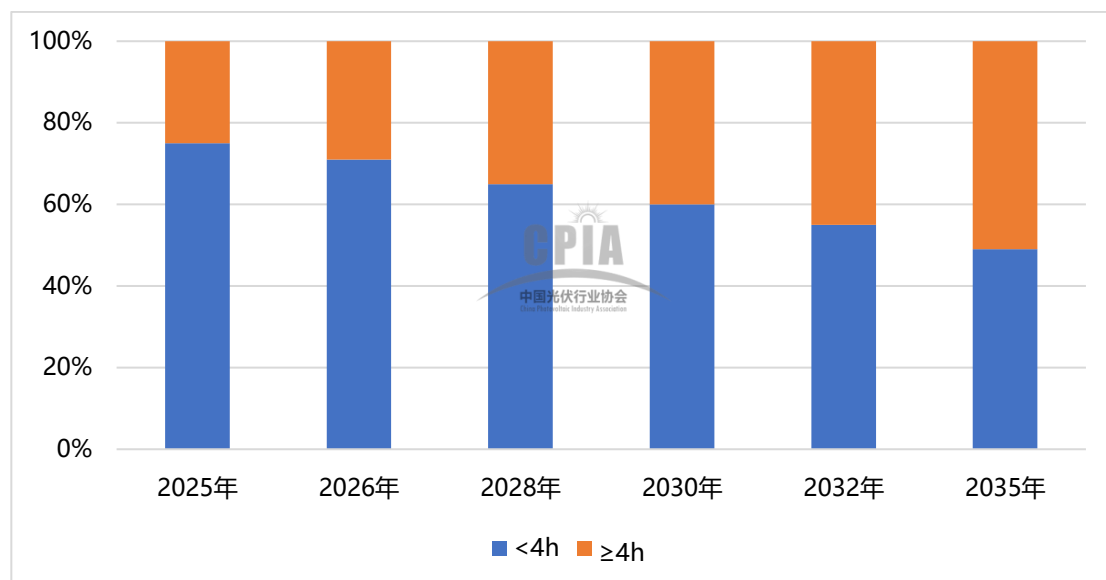


图 82 2025-2035 年新增储能装机平均时长占比变化趋势

4、各新型储能技术路线电站单位初始投资

2025 年，锂离子电池储能单位初始投资成本约为 95 万元/MWh，各储能技术成本差异显著。2026 年锂离子电池储能系统价格呈现量价齐升态势，主要受原材料成本上涨、供需关系变化及行业政策调整驱动，2026 年锂离子电池储能系统价格预计将有一定提高，牵引其单位初始投资成本小幅上升。压缩空气储能与液流电池成本虽有所下降，但幅度较为平缓，反映其技术成熟度与规模化进程仍处于稳步积累阶段。未来，随着技术迭代持续深化、应用规模进一步扩大，叠加行业竞争向“技术+效率”双轮驱动演进，新型储能单位投资成本有望延续下降趋势。差异化的成本格局将更精准适配多元化应用场景，从而推动储能商业化规模持续拓展，促进行业向高质量发展方向。

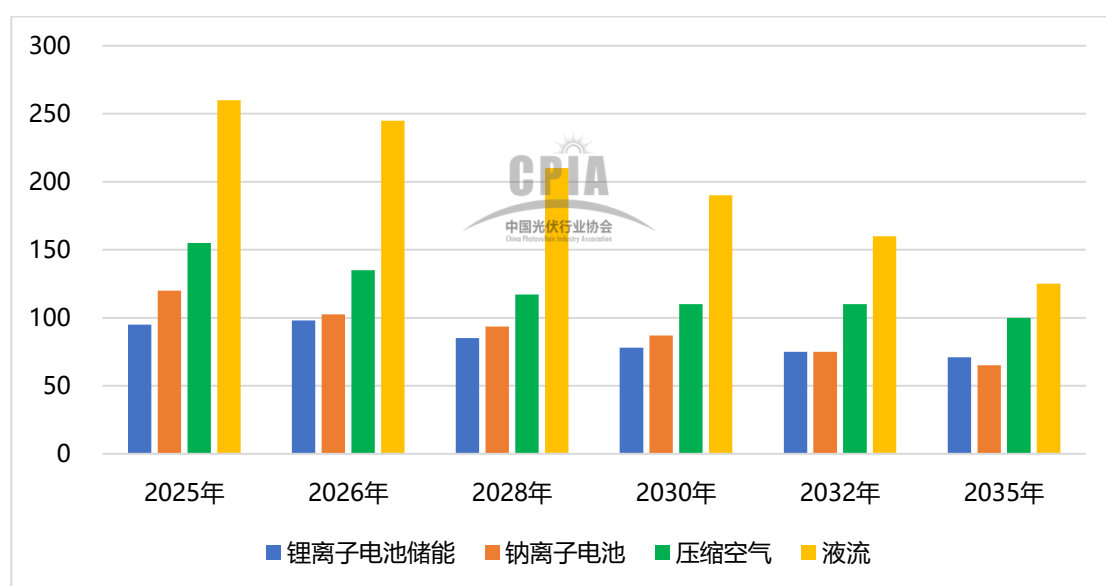


图 83 2025-2035 年各新型储能技术路线单位投资金额变化趋势（单位：万元/MWh）

5、锂电储能新增装机度电成本¹⁹

2025 年,我国 2h 储能的度电成本约为 0.34 元/kWh,4h 储能的度电成本约为 0.30 元/kWh。2026 年上游原材料价格上升将牵引初始投资金额小幅提升,但伴随运维的降本和发电量的提升,预计新增装机度电成本或与 2025 年持平。未来,随着储能技术迭代、规模化应用带来的成本摊薄以及产业链配套能力的提升,不同时长储能的度电成本整体将持续下行。

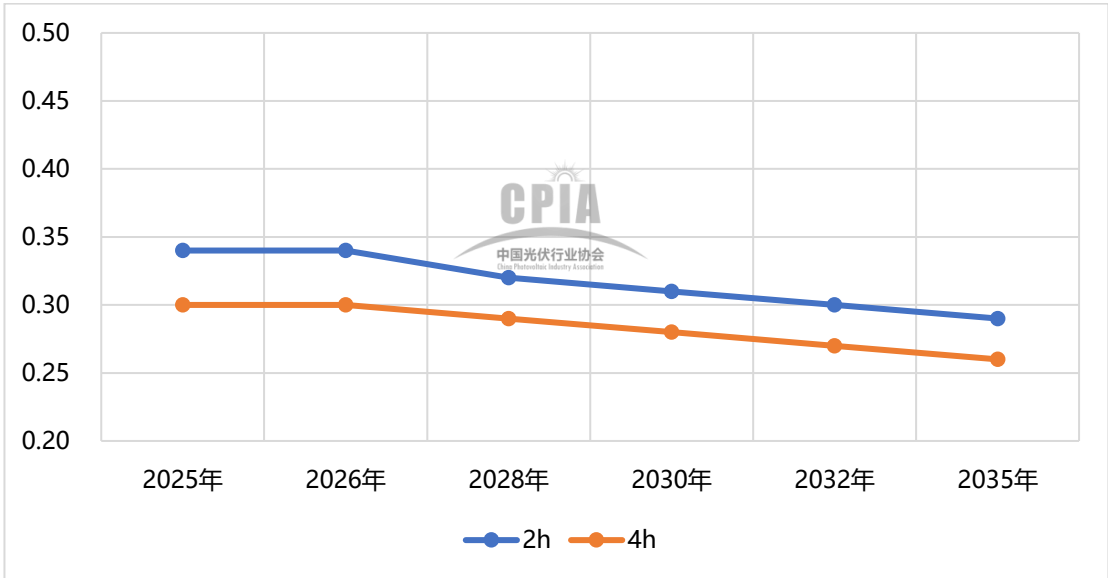


图 84 2025-2035 年锂电储能新增装机度电成本变化趋势 (单位: 元/kWh)

6、锂电储能新增装机系统成本²⁰

储能应用场景的多元化对系统成本提出了差异化要求。2025 年数据显示,我国 2h 系统跟网型系统成本为 0.55 元/Wh,构网型为 0.60 元/Wh;4h 系统则分别为 0.51 元/Wh 与 0.57 元/Wh,体现出构网型的技术溢价与 4h 系统的容量经济性差异。随着核心部件规模化生产、系统集成标准化推进及技术持续迭代,预计各类储能系统成本将保持理性下降趋势,从而支撑其在多元场景下的规模化商业应用,推动行业向高质量、全覆盖方向发展。

¹⁹ 度电成本的计算方式为初始投资成本与全生命周期运维成本之和,除以系统全生命周期总发电量;相关核算参数约定如下:系统年有效充放电天数按 330 天计,2 小时、4 小时储能系统的日均充放电次数分别按 1.5 次、1 次核算,系统寿命末期容量保持率 (EOL) 为 65%、深度放电深度 (DOD) 为 95%,系统循环效率 (RTE) 为 86%。

²⁰ 考虑到当前的装机情况,图表数据主要以电力储能来核算,没有计算工商业和户用储能。

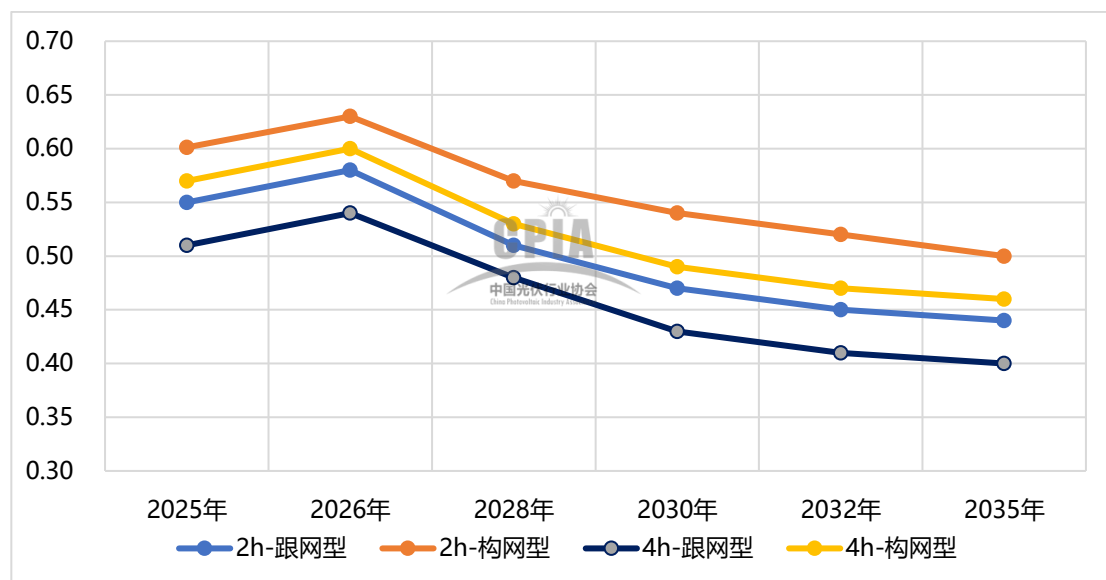


图 85 2025-2035 年锂电储能新增装机系统成本变化趋势 (单位: 元/Wh)

7、储能系统利用率

由于电力市场中储能参与的交易品类尚较单一、调度机制的灵活性有待提升，叠加部分储能项目以配套新能源为主（调用场景相对受限）等因素，我国储能系统利用率处于初步提升阶段。2025 年我国储能系统利用率为 48%，随着现货市场和辅助服务市场完善，储能系统利用率将逐步提升，助推新型储能项目经济性改善与行业可持续发展。

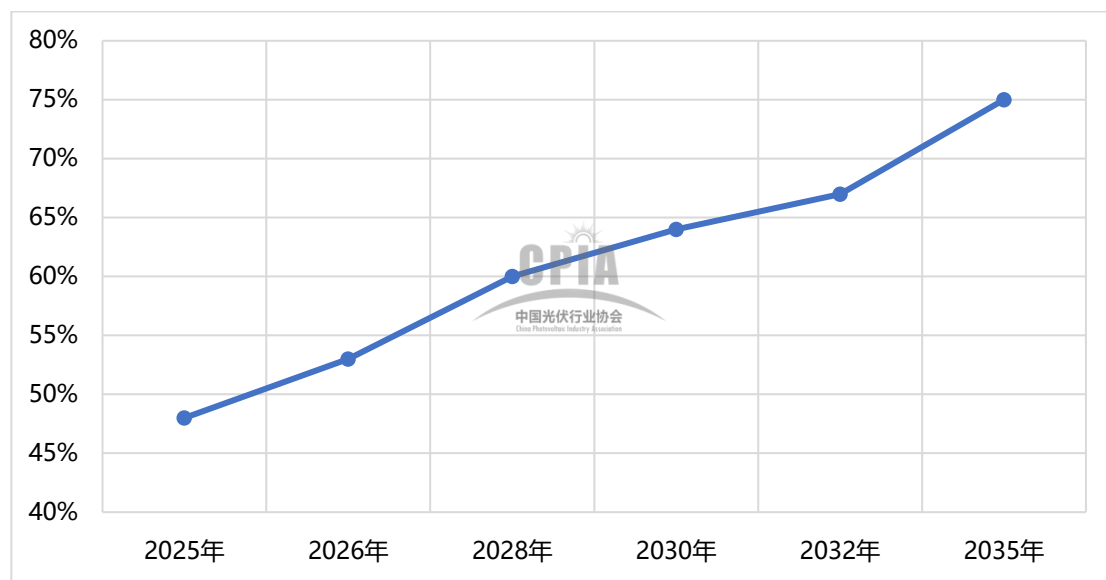


图 86 2025-2035 年储能系统利用率变化趋势

8、锂电储能系统能量转化效率

相较早期投运的储能系统，当前我国储能系统具有能量转化效率稳步优化的突出特点。2025年，我国储能系统能量转化效率为 86.8%。随着储能核心部件性能的升级、系统集成方案的迭代，以及智能控制与调度技术的完善，我国储能系统能量转化效率或将逐步提升。

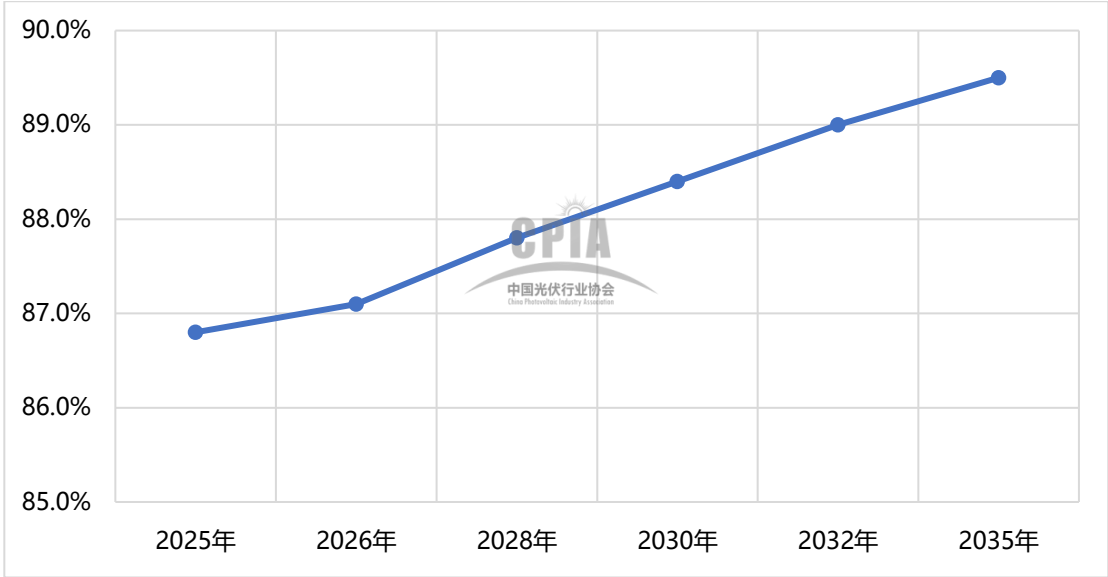


图 87 2025-2035 年锂电储能系统能量转化效率变化趋势²¹

9、新增锂电装机中跟网型储能/构网型储能技术路线占比²²

跟网型储能在技术成熟度、地区适应度以及综合成本等方面适配当前多数储能场景的需求，是现阶段市场的主流选择。2025 年，我国新增锂电装机中跟网型储能占比为 85%，在常规电力调节场景下跟网型系统有其成熟适配的独特优势，构网型技术在未来一段时间内占比将持续增加，二者将依据不同应用场景的需求协同布局。

²¹ 该表内所示储能系统额定能量转换效率是依据 GB/T36548-2024 标准，在 35KV 侧进行的首年首次测试得到的 2h、4h 系统综合值；

²² 本项指标跟网、构网技术路线按项目招标时的技术路线要求计。

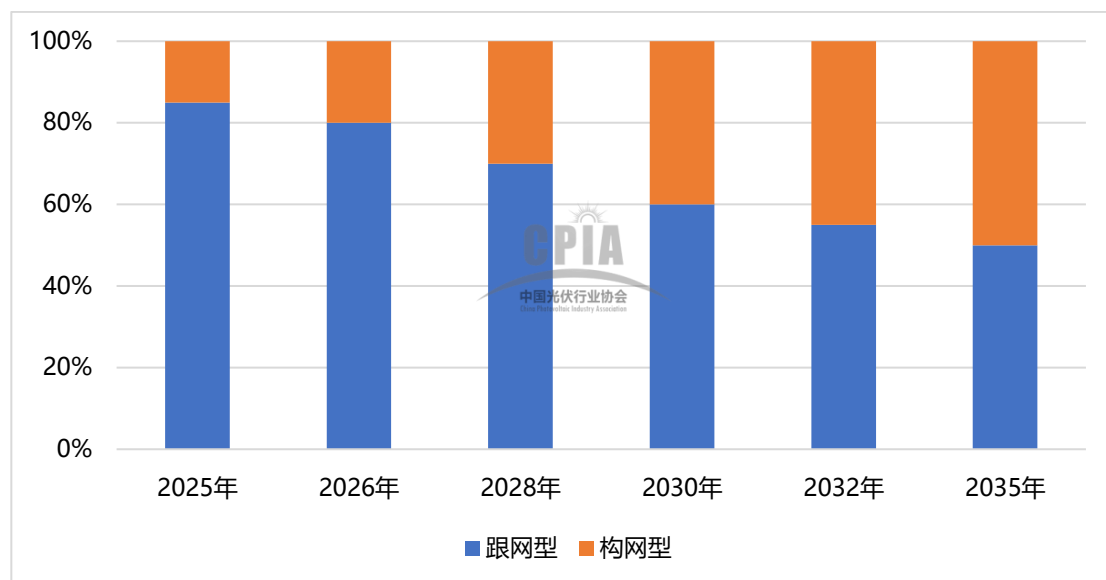


图 88 2025-2035 年新增锂电装机中跟网型储能/构网型储能技术路线占比变化趋势

10、储能电池单体电芯初始体积能量密度

储能电池单体电芯初始体积能量密度是指单位体积的储能电池单体电芯所能释放出的能量。近两年市场主力出货电芯为 314Ah 电芯，其初始体积能量密度约 380Wh/L。随着 500Ah 以上储能电芯市场渗透率的提升，预计 2028 年储能电芯初始体积能量密度将达到 420 Wh/L 左右。未来电芯材料的技术迭代及制造工艺升级，固态电池的进一步发展，预计储能电芯初始体积能量密度将进一步提升，到 2035 年有望达到 450Wh/L。

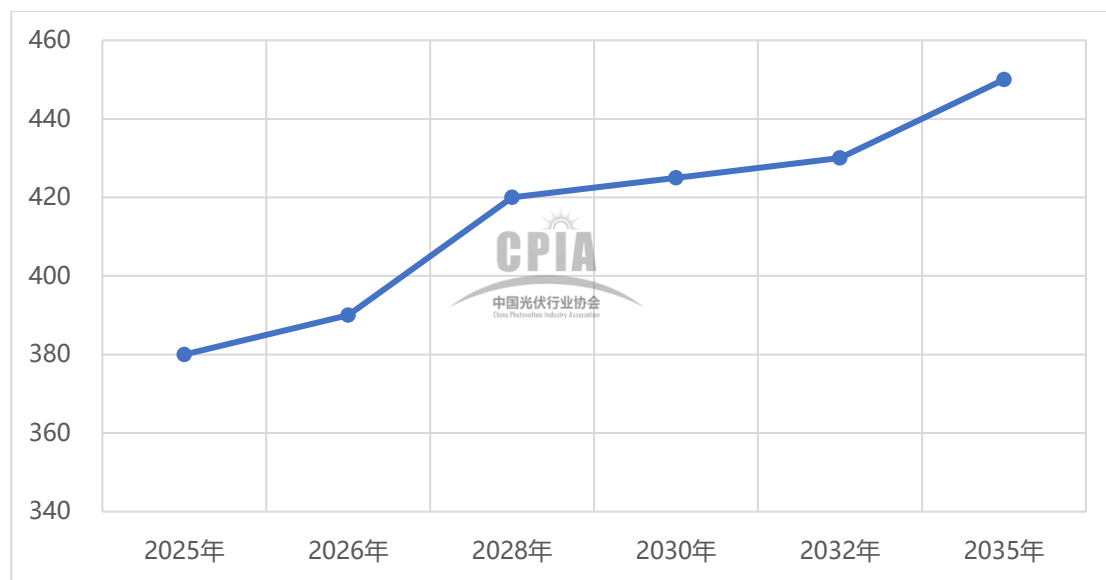


图 89 2025-2035 年储能电池单体电芯初始体积能量密度变化趋势（单位：Wh/L）

11、新增锂电装机中不同储能系统 PCS 技术路线占比

2025 年，我国新增锂电储能装机中 PCS 技术路线呈现“集中式主导、组串式跟进、高压级联试点”的格局，占比分别为 79%、19%和 2%，反映出技术成熟度与场景需求的协同适配。集中式 PCS 凭借产业化成熟度高、成本低的优势，主导了以大型集中式储能电站为主的市场需求；组串式 PCS 则因其模块化与簇级管理功能，已初步占据部分市场份额；高压级联 PCS 因技术复杂、成本较高，尚处于产业化早期。未来，在政策引导分布式与电网侧储能发展、市场场景持续扩容、以及功率模块等核心器件在地化供应降本等因素共同推动下，预计组串式和高压级联占比将逐步提升，最终形成三条路线长期并存、按集中式、分布式与电网侧等不同场景精准分化的协同发展格局。

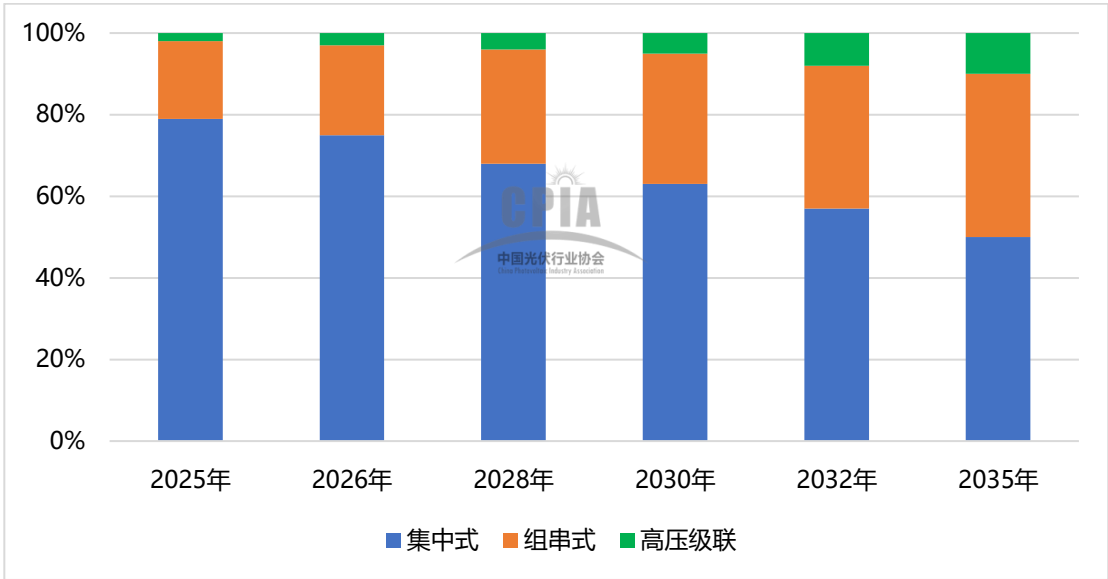


图 90 2025-2035 年新增锂电装机中不同储能系统 PCS 技术路线占比变化趋势

12、锂电储能系统功率模块在地化供应率

储能系统功率模块 (IGBT) 在地化供应率指的是应用国内本土产功率模块的储能系统占出货至国内所有储能系统总量的比例。我国功率模块在地化进程在储能与新能源产业快速发展的背景下持续加速，从政策扶持与产业初步突破的阶段起步，至 2035 年在地化供应率预计将提升至 82%，从而有力保障供应链安全，降低下游设备成本，支撑新型储能等战略产业规模化、高质量发展。

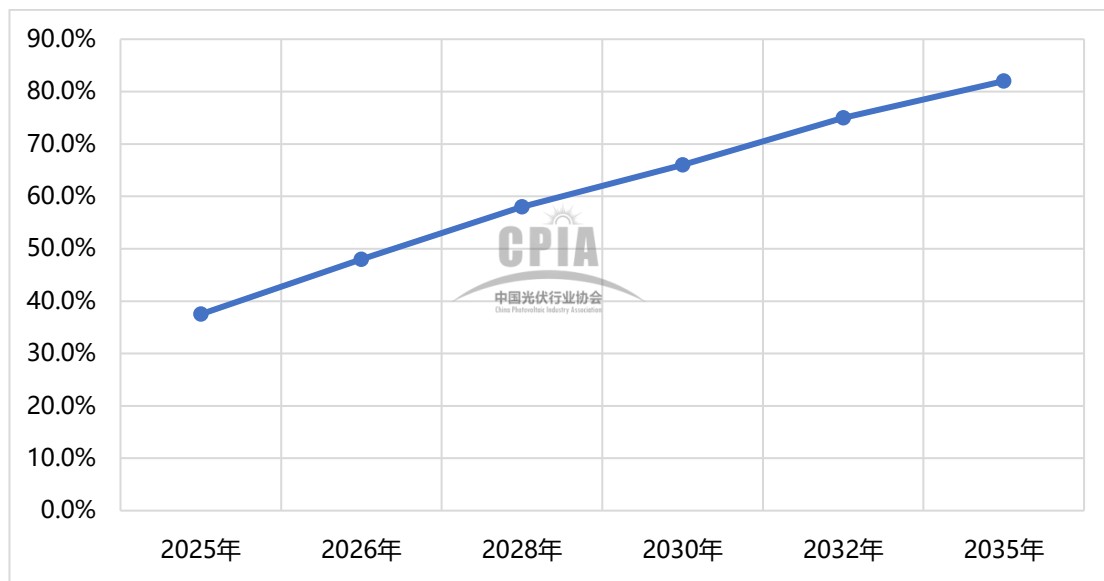


图 91 2025-2035 年锂电储能系统功率模块在地化供应率变化趋势

13、储能系统主控芯片在地化供应率

储能系统主控芯片在地化供应率指的是应用国内本土产主控芯片的储能系统占出货至国内所有储能系统总量的比例。2025 年我国储能系统主控制芯片在地化供应率约为 10%，随着国内控制芯片厂商的不断发展，预计 2035 年我国储能系统主控芯片在地化供应率或将超过 55%，行业对本土产芯片有所期待。

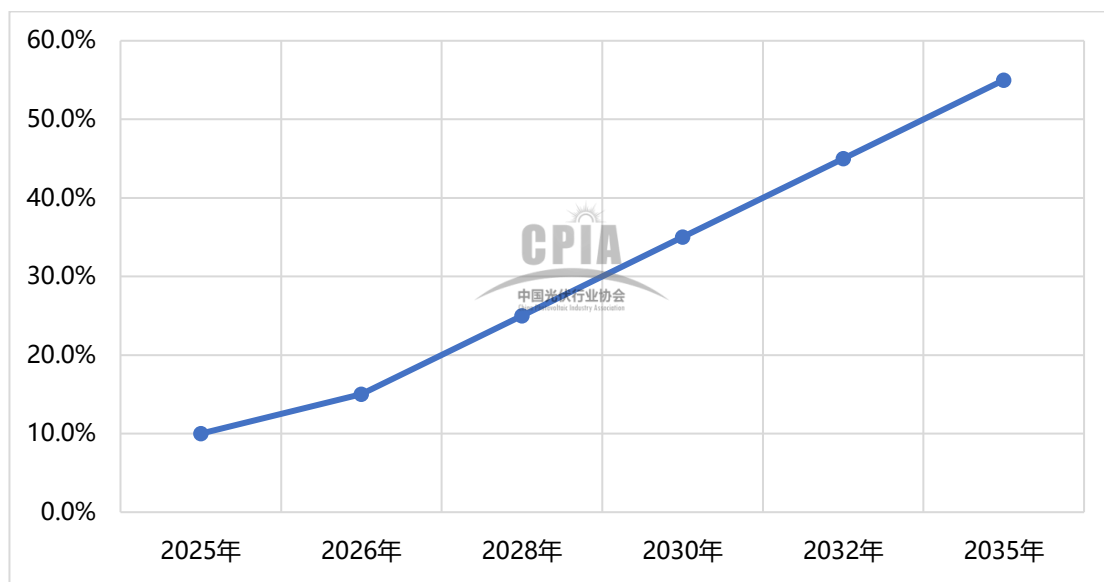


图 92 2025-2035 年锂电储能主控芯片在地化供应率变化趋势



地址：北京市海淀区万寿路27号院

网址：www.chinapv.org.cn

邮箱：cpia@chinapv.org.cn