



2023-2024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



中国光伏产业发展路线图

(2023-2024 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）

万军鹏	弓传河	王文静	王亚萍	王进	王垒	王莉	王栩生
王娟	方敏	甘新业	田先瑞	史旭松	丛建鸥	邢国强	吕锦标
朱磊	全杨	刘玉颖	刘亚锋	刘刚锋	刘苗苗	刘松民	刘建东
刘晓	刘涛	闫广宁	许洪华	孙云	孙丽平	纪振双	严大洲
李建弘	李娜	李琼慧	李新军	李燕燕	杨立红	杨伟光	杨楠
时璟丽	何帅	何胜	何晨旭	宋登元	张付特	张良	张晓峰
张雪囡	张超	张翼	陆荷峰	陈永翀	陈如龙	陈奕峰	陈嘉
欧阳洁瑜	周波	周肃	宗冰	柳典	宫鹏	袁超	夏正月
高连生	郭大伟	郭迺达	梅麟	盛健	常传波	逯好峰	蒋方丹
韩庆辉	游经碧	颜步一	戴文忠	魏志立			

编写组

王世江、江华、李嘉彤、王青、郝敏、解赓宸、雷淳、李耀、张卓、凌黎明、张天宇、杨俊峰

支持单位

- 国家发展改革委能源研究所
中国科学院半导体研究所
中国科学院电工研究所
南开大学
国网能源研究院新能源与统计研究所
TCL 中环新能源科技股份有限公司
阿特斯光伏电力（洛阳）有限公司
阿特斯阳光电力集团有限公司
安徽华晟新能源科技股份有限公司
包头晶澳太阳能科技有限公司
北京海博思创科技股份有限公司
北京建龙重工集团有限公司
北京鉴衡认证中心有限公司
北京京运通科技股份有限公司
北京晶澳太阳能光伏科技有限公司
北京科诺伟业科技股份有限公司
北京瑞科同创能源科技有限公司
常州百佳年代薄膜科技股份有限公司
常州聚和新材料股份有限公司
常州亚玛顿股份有限公司
常州亿晶光电科技有限公司
成都中建材光电材料有限公司
电力规划设计总院
东方日升新能源股份有限公司
福建闽东电力股份有限公司
高景太阳能股份有限公司
广东联塑班皓新能源科技集团有限公司
广州市儒兴科技股份有限公司
国家能源集团技术经济研究院
韩华新能源（启东）有限公司
杭州福斯特应用材料股份有限公司
杭州纤纳光电科技股份有限公司
湖南旗滨光能科技有限公司
华碧光能科技（苏州）有限公司
华为技术有限公司
华为数字能源技术有限公司
- 极电光能有限公司
江苏国晟世安新能源有限公司
江苏美科太阳能科技股份有限公司
江苏润阳新能源科技股份有限公司
锦浪科技股份有限公司
锦州阳光能源有限公司
晋能清洁能源科技股份公司
晶澳太阳能科技股份有限公司
晶科电力科技股份有限公司
晶科能源有限公司
昆山协鑫光电材料有限公司
龙焱能源科技(杭州)有限公司
隆基绿能科技股份有限公司
明冠新材料股份有限公司
青岛高测科技股份有限公司
三一硅能（株洲）有限公司
厦门科华数能科技有限公司
陕西有色天宏瑞科硅材料有限责任公司
上海爱旭新能源股份有限公司
上海海优威新材料股份有限公司
上能电气股份有限公司
深圳古瑞瓦特新能源股份有限公司
深圳科士达科技股份有限公司
深圳市首航新能源股份有限公司
深圳市英威腾电气股份有限公司
水电水利规划设计总院
四川永祥股份有限公司
苏州爱康光电科技有限公司
苏州博萃循环科技有限公司
苏州赛伍应用技术股份有限公司
苏州腾晖光伏技术有限公司
苏州宇邦新型材料股份有限公司
苏州中来光伏新材股份有限公司
泰州中来光电科技有限公司
天合光能股份有限公司
通威股份有限公司

通威太阳能有限公司
通威新能源有限公司
无锡帝科电子材料股份有限公司
无锡华晟光伏科技有限公司
协鑫科技控股有限公司
新疆大全新能源股份有限公司
新特能源股份有限公司
亚洲硅业（青海）股份有限公司
阳光电源股份有限公司
杨凌美畅新材料股份有限公司
一道新能源科技股份有限公司
英利能源发展有限公司
浙江润海新能源有限公司
浙江尚越新能源开发有限公司
浙江矽盛有限公司
浙江祥邦科技股份有限公司
正泰新能科技股份有限公司
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
中国国检测试控股集团股份有限公司
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
中国三峡新能源（集团）股份有限公司
中煤天津设计工程有限责任公司
中能创光电科技（常州）有限公司
中能建氢能源有限公司

序 言

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。《巴黎协定》在2016年11月4日生效，凸显了世界各国发展可再生能源产业的决心。2020年12月12日，习近平总书记在气候雄心峰会上强调：“到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。”为实现上述目标，发展可再生能源势在必行。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。

2016年，习近平总书记在网络安全和信息化工作座谈会上指出，突破核心技术要“制定路线图、时间表、任务书，明确近期、中期、远期目标，遵循技术规律，分梯次、分门类、分阶段推进”。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！

中国光伏行业协会秘书长

于世江

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七版《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（2023-2024 年）》（以下简称《路线图（2023-2024 年）》），内容涵盖了光伏产业链上下游各环节，包括多晶硅、硅棒/硅锭/硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各环节共 77 个关键指标。《路线图（2023-2024 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 2023 年发展情况并预测了 2024、2025、2026、2028 和 2030 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，供社会各界朋友参考。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（2023-2024 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
2024 年 2 月 28 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 2
- 三、产业链各环节关键指标 5
 - (一) 多晶硅环节..... 5
 - 1、还原电耗..... 5
 - 2、冷氢化电耗..... 5
 - 3、综合电耗..... 6
 - 4、水耗..... 6
 - 5、蒸汽耗量..... 7
 - 6、综合能耗..... 8
 - 7、硅单耗..... 8
 - 8、还原余热利用率..... 9
 - 9、棒状硅和颗粒硅市场占比..... 9
 - 10、三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本..... 10
 - 11、多晶硅人均产出量..... 10
 - (二) 硅片环节 11
 - 1、拉棒/铸锭电耗..... 11
 - 2、切片电耗..... 11
 - 3、拉棒单炉投料量/铸锭投料量..... 12
 - 4、耗硅量..... 13
 - 5、耗水量..... 13
 - 6、硅片厚度..... 14
 - 7、金刚线母线直径..... 15
 - 8、单位方棒/方锭在金刚线切割下的出片量..... 15
 - 9、拉棒/切片单位产能设备投资额..... 16
 - 10、硅片人均产出率..... 17
 - 11、不同类型硅片市场占比..... 18
 - 12、不同尺寸硅片市场占比..... 19
 - (三) 电池片环节..... 20
 - 1、各种电池技术平均转换效率..... 21
 - 2、不同电池技术路线市场占比..... 21
 - 3、电池铝浆消耗量..... 22
 - 4、电池银浆消耗量..... 22
 - 5、异质结电池片金属电极技术市场占比..... 24

6、栅线印刷技术市场占比	24
7、电池片发射极方块电阻	25
8、TOPCon 电池片背钝化技术市场占比	26
9、异质结电池片 TCO 沉积方法市场占比	26
10、电池正面细栅线宽度	27
11、各种主栅市场占比	27
12、电池线人均产出率	28
13、电耗	29
14、水耗	30
15、电池片单位产能设备投资额	30
(四) 组件环节	31
1、不同类型组件功率	31
2、单/双面发电组件市场占比	31
3、全片、半片及多分片组件市场占比	32
4、不同电池片互联技术的组件市场占比	32
5、3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率	33
6、不同材质正面盖板组件市场占比	34
7、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比	35
8、不同封装材料的市场占比	35
9、树脂粒子在地化供应率	36
10、不同背板材料市场占比	37
11、组件电耗	37
12、组件人均产出率	38
13、组件单位产能设备投资额	38
(五) 薄膜太阳能电池/组件	40
1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率	40
2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率	40
3、III-V 族薄膜太阳能电池转换效率	41
4、钙钛矿太阳能电池转换效率	41
(六) 逆变器	42
1、不同类型逆变器市场占比	42
2、逆变器单位容量设备投资额	42
3、逆变器人均产出率	43
4、逆变器单机主流额定功率	44
5、逆变器功率密度	44
6、逆变器功率模块在地化供应率	44
7、逆变器主控制芯片在地化供应率	45
(七) 系统环节	46

1、全球光伏新增装机量	46
2、国内光伏新增装机量	46
3、光伏应用市场	47
4、我国光伏系统初始全投资及运维成本	48
5、不同等效利用小时数 LCOE 估算	51
6、不同系统电压等级市场占比	53
7、跟踪系统市场占比	53
(八) 新型储能环节	55
1、新型储能年度新增装机规模	56
2、不同新型储能技术市场占比	56
3、不同锂电储能温控技术占比	57
4、锂电储能系统年度平均价格	58
5、锂电储能系统能量转换效率	58
6、锂电储能电池单体电芯容量	59
7、锂电储能电池单体电芯循环寿命	59
8、锂电储能单体电芯质量/体积能量密度	60

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。

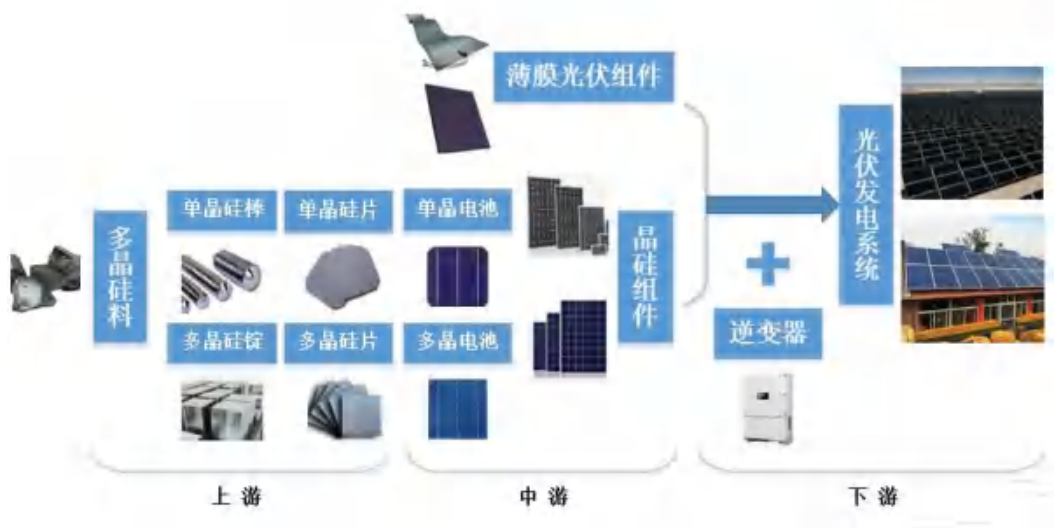


图1 光伏产业链构成

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/硅锭、硅片、电池、组件、薄膜、逆变器、系统、新型储能等各个环节抽取出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，在前七版的基础上，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 2023-2030 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。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，2023 年，全国多晶硅产量达 143 万吨，同比增长 66.9%。2024 年随着多晶硅企业技改及新建产能的释放，产量预计将超过 210 万吨。

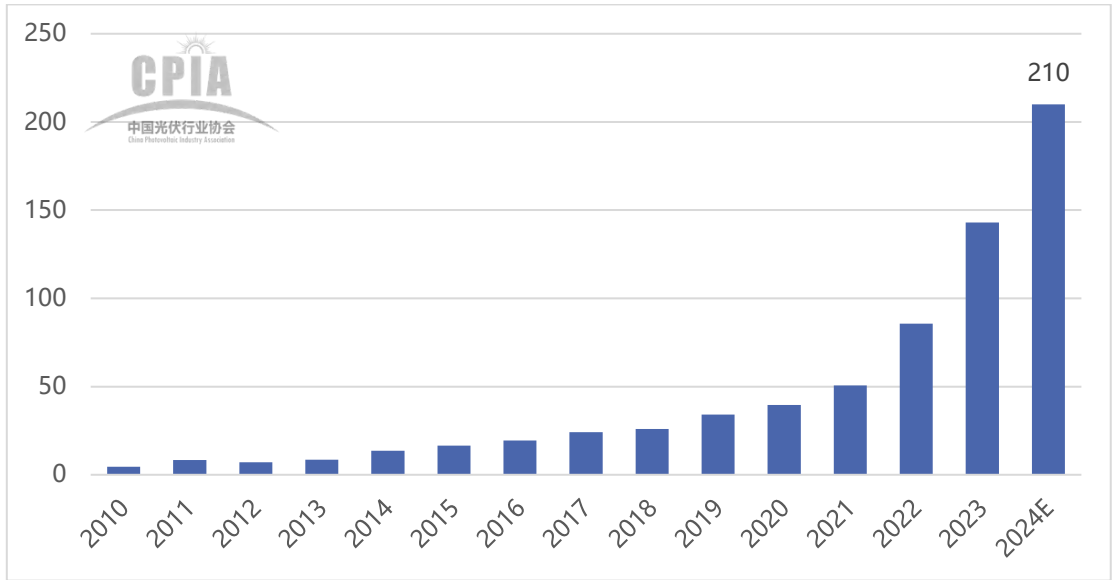


图 2 2010-2024 年全国多晶硅产量情况（单位：万吨）

硅片方面，2023 年全国硅片产量约为 622GW，同比增长 67.5%。随着头部企业产能的逐步落实，预计 2024 年全国硅片产量将超过 935GW。

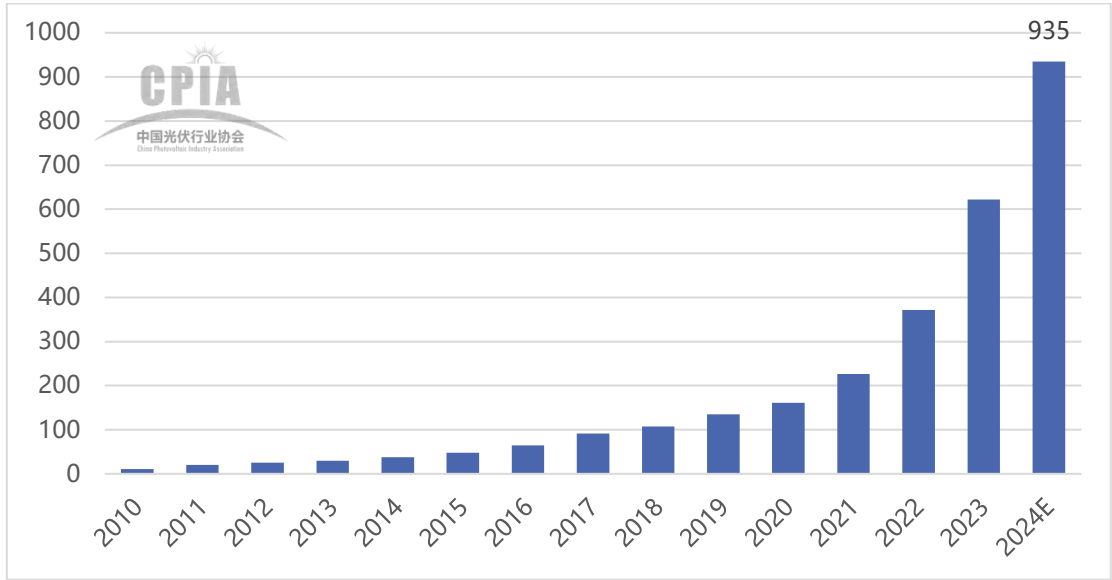


图 3 2010-2024 年全国硅片产量情况（单位：GW）

晶硅电池片方面，2022 年，全国电池片产量约为 545GW，同比增长 64.9%。预计 2024 年全国电池片产量将超过 820GW。

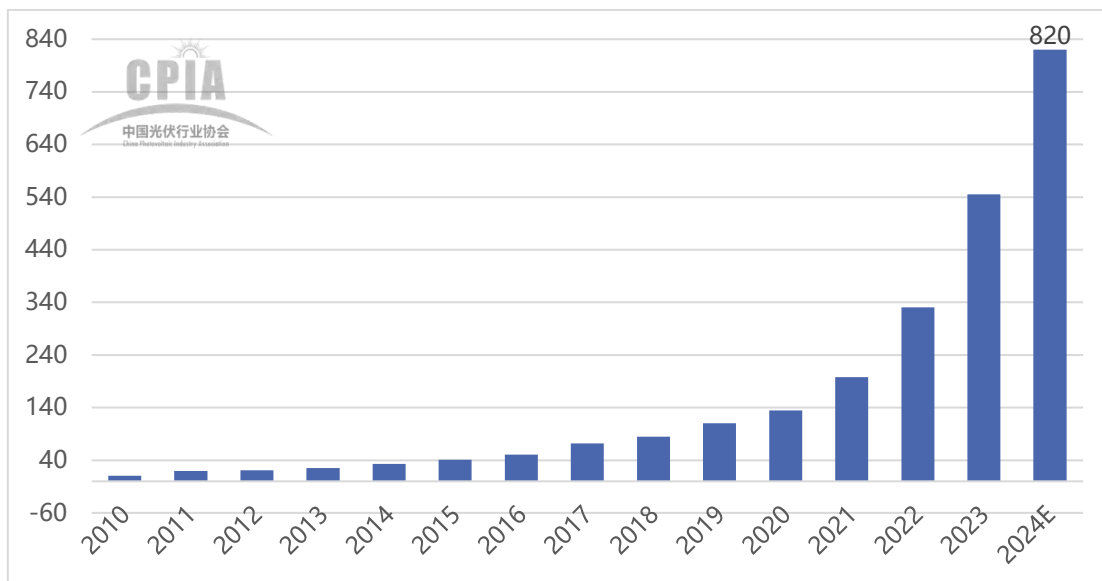


图 4 2010-2024 年全国电池片生产情况 (单位: GW)

组件方面, 2023 年, 全国组件产量达到 499GW, 同比增长 69.3%, 以晶硅组件为主。预计 2024 年组件产量将超过 750GW。

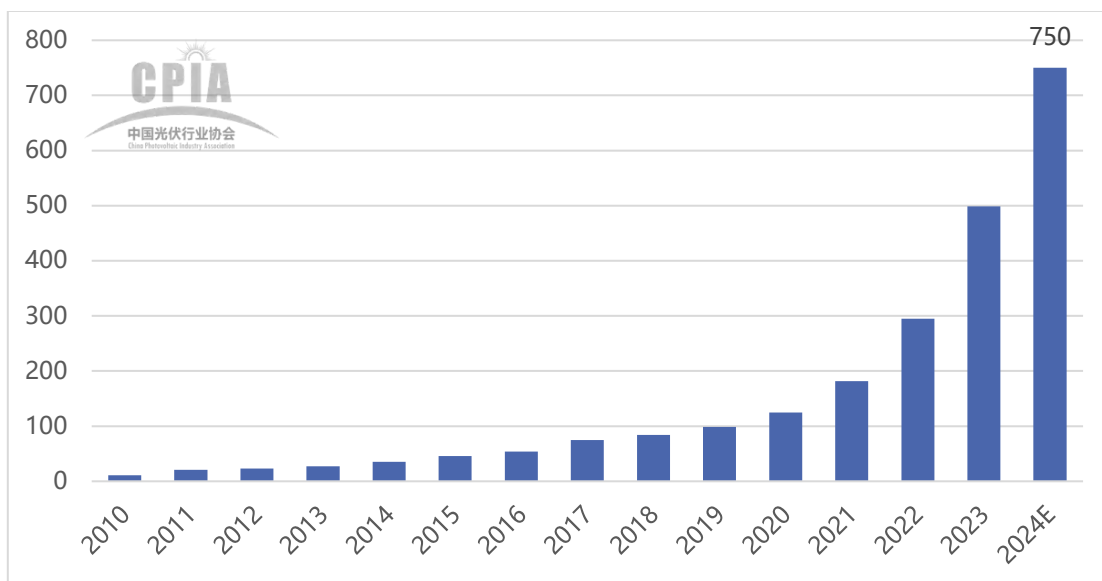


图 5 2010-2024 年全国太阳能组件生产情况 (单位: GW)

光伏市场方面, 2023 年全国新增光伏并网装机容量 216.88GW。累计光伏并网装机容量超过 600GW, 新增和累计装机容量均为全球第一。预计 2024 年光伏新增装机量将超过 200GW, 累计装机有望超过 810GW。

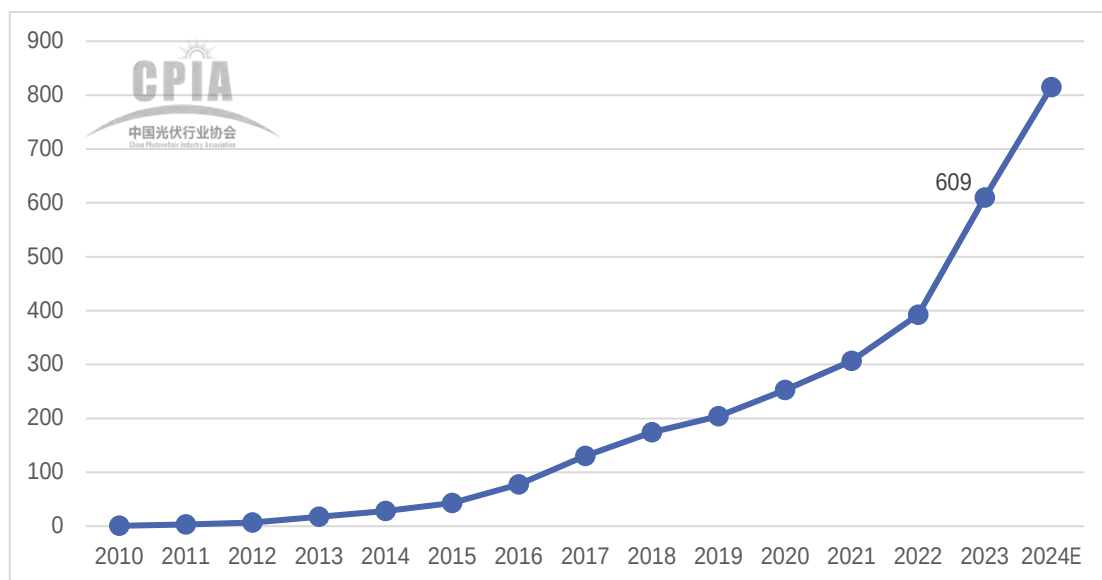


图6 2010-2023年全国太阳能光伏发电装机累计容量 (单位: GW)

产品效率方面，2023年，规模化生产的p型单晶电池均采用PERC技术，平均转换效率达到23.4%；n型产品已在市场中崭露头角，TOPCon电池片行业平均转换效率达到25%，HJT电池片行业平均转换效率达到25.2%。

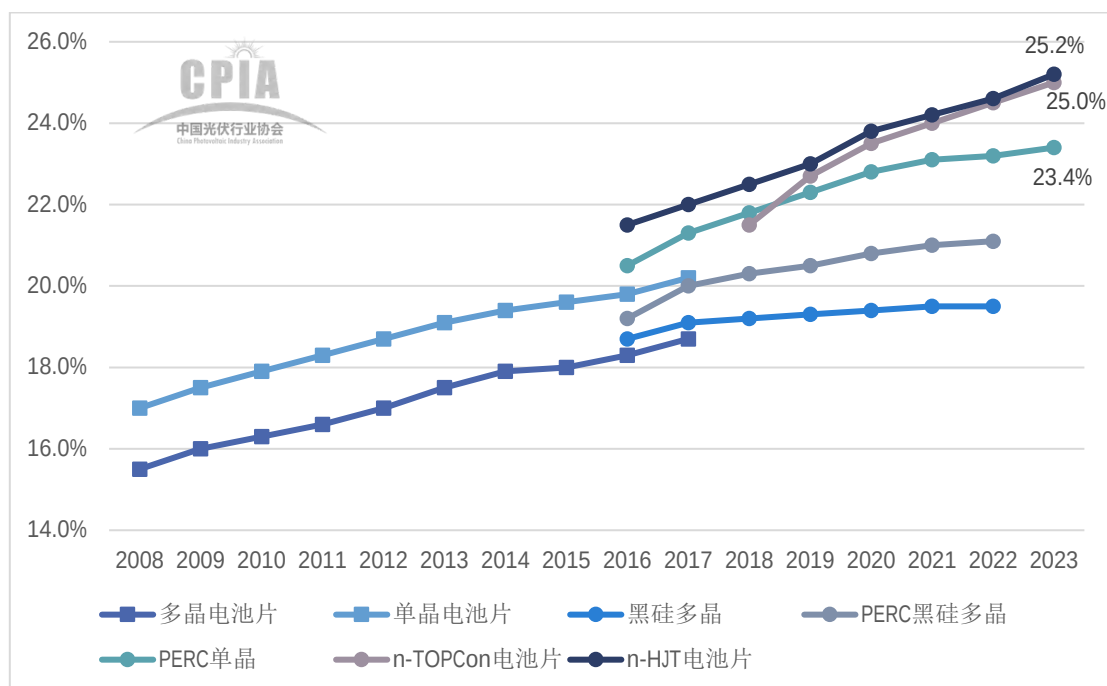


图7 2008-2023年国内电池片量产转换效率发展趋势

人才方面，2022年中国光伏从业人员总计353.4万人，其中直接从业人员总数约为58.9万人；预计到2025年，中国光伏直接从业人员需求将达到81.3—96.8万人，中国光伏从业人员需求总量将达到487.5—580.8万人，2023—2025年年均新增需求42.1—73.2万人。

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。2023 年 n 型硅料占比逐月增加，年初到年底 n 型产品的硅料占比从 20%提升到 50%左右，不同企业差别较大，多晶硅还原电耗的下降有一定减缓，平均还原电耗较 2022 年下降 3.4%，为 43.0kWh/kg-Si。未来随着气体配比的不断优化、大炉型的投用和稳定生产，还原电耗仍将呈现持续下降趋势，到 2030 年还原电耗有望下降至 38.2kWh/kg-Si。

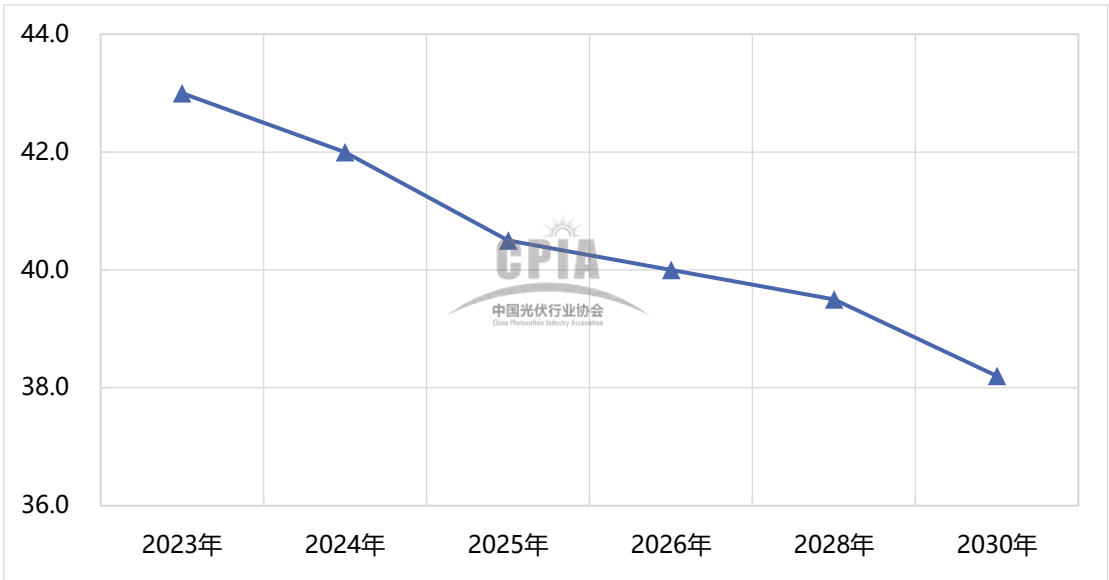


图 8 2023-2030 年还原电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

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、蒸汽加热等，因此各企业冷氢化电耗存在差异。2023 年，冷氢化平均电耗在 4.0kWh/kg-Si 左右，同比下降 7%，到 2030 年有望下降至 3.5kWh/kg-Si 以下。技术进步的手段包括大炉型的使用、反应催化剂的开发、提高工艺环节中热能回收利用率、提高反应效率等。

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《多晶硅企业单位产品能源消耗限额》GB29447 执行。

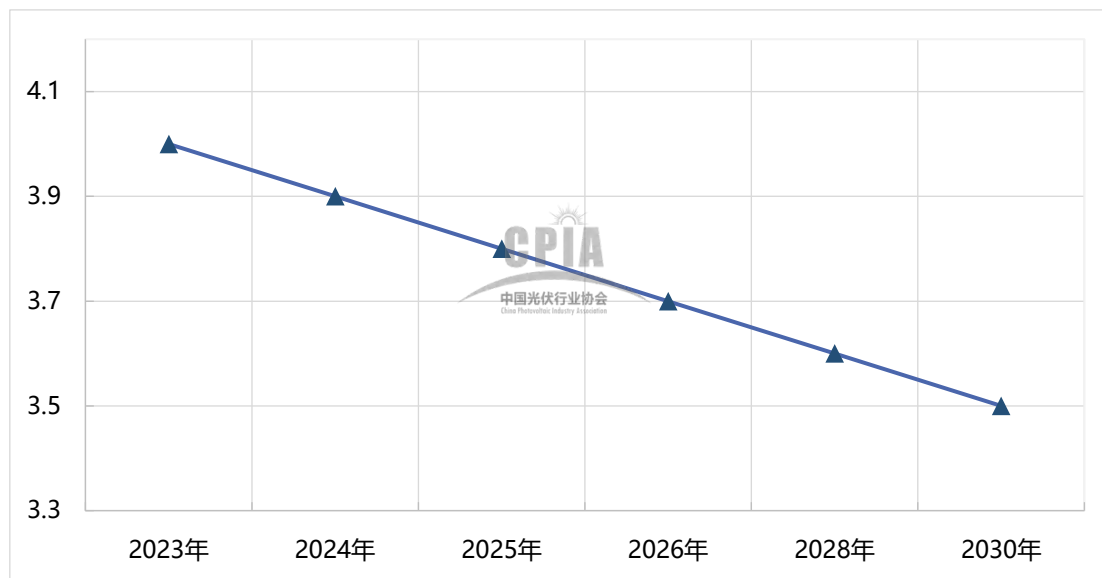


图 9 2023-2030 年冷氢化电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

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。2023年，多晶硅平均综合电耗已降至 57kWh/kg-Si，同比下降 5%。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、生产规模增大等，预计至 2030 年有望下降至 52.5kWh/kg-Si。

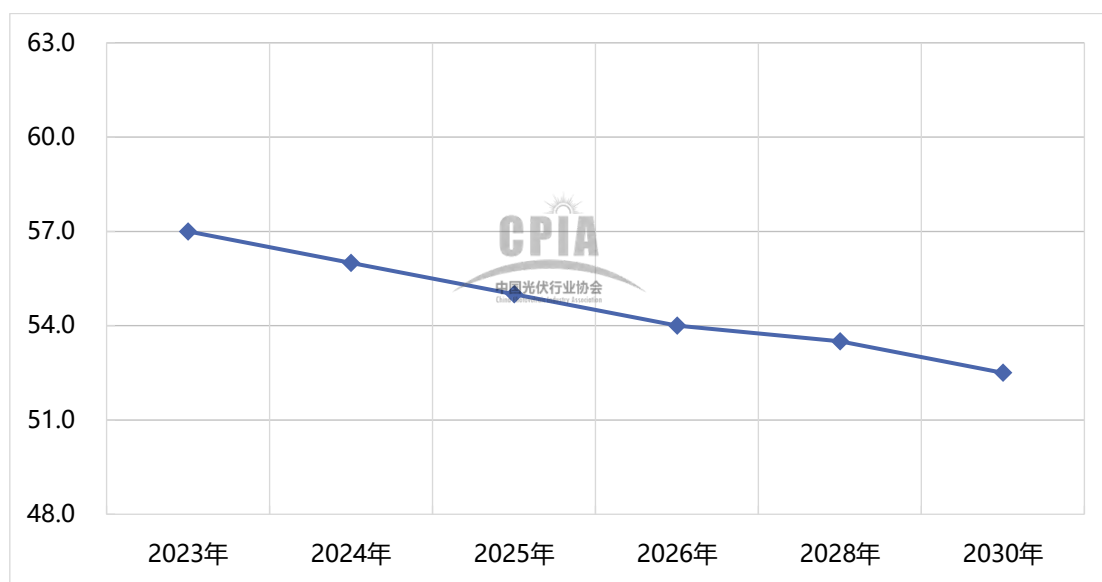


图 10 2023-2030 年综合电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

4、水耗

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。2023年，多晶硅平均水耗在 0.08t/kg-Si 的水平，同比下降 11%。新疆地区气候干燥，蒸发量大，水耗

较行业平均值高，数据综合了青海、内蒙、四川、新疆等各大产区的数据。预计到 2026 年，通过余热利用降低蒸发量，精馏塔排出的物料再回收利用降低残液处理水耗等措施，可将耗水量控制在 0.07t/kg-Si 的水平并维持到 2030 年。

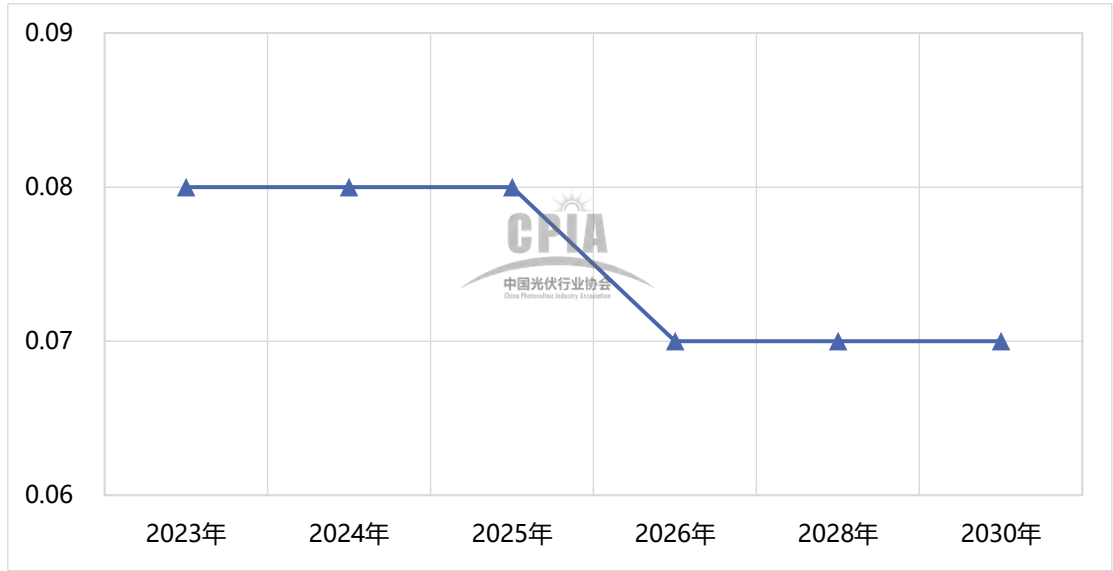


图 11 2023-2030 年水耗变化趋势 (单位: t/kg-Si)

5、蒸汽耗量

蒸汽耗量是指生产单位多晶硅产品外购蒸汽量，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。2023 年企业蒸汽耗量均值为 9.1kg/kg-Si 左右，同比下降 39.3%，在新疆等寒冷地区蒸汽耗量较其他地区高。随着企业还原余热利用率提升、提纯、精馏系统优化等，2030 年企业蒸汽耗量将降至 5.1kg/kg-Si。

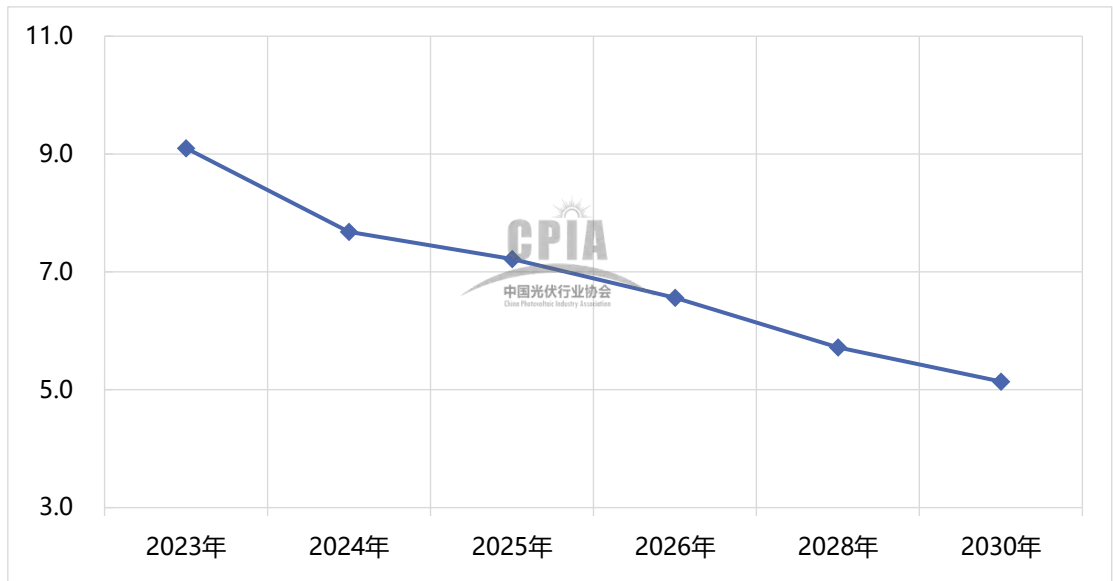


图 12 2023-2030 年蒸汽耗量变化趋势 (单位: kg/kg-Si)

6、综合能耗

多晶硅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。综合各大区域和新建产能的情况，2023 年三氯氢硅法多晶硅企业综合能耗平均值为 8.1kgce/kg-Si，同比下降 8.99%，随着技术进步和能源的综合利用，到 2030 年预计可降到 7.2kgce/kg-Si。

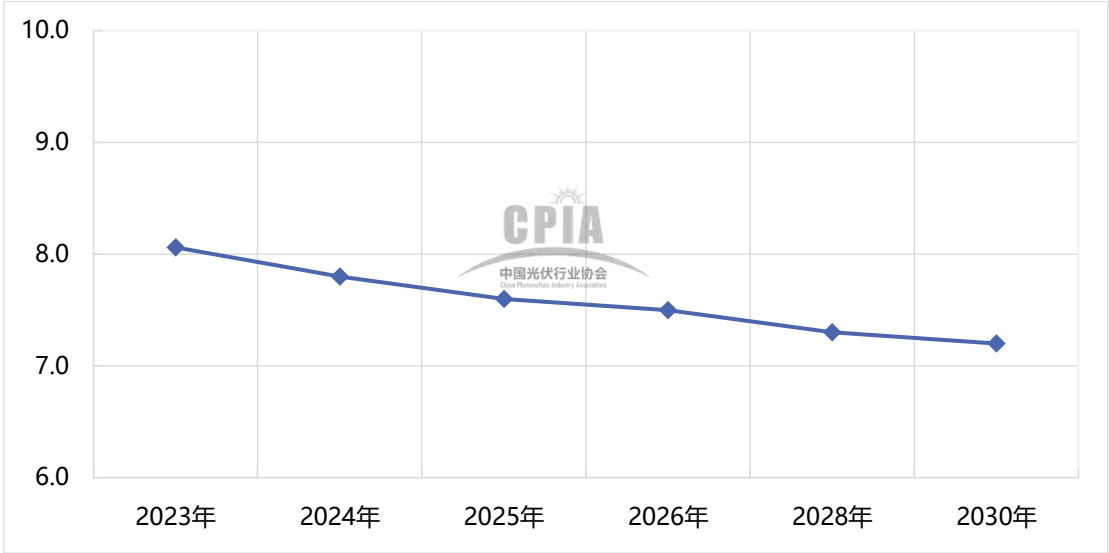


图 13 2023-2030 年综合能耗变化趋势 (单位: kgce/kg-Si)

7、硅单耗

硅单耗指生产单位高纯硅产品所耗费的硅量，主要包括合成、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。2023 年，硅耗在 1.08kg/kg-Si 水平，同比下降 0.92%，且未来 5 年内变化幅度不大。随着氢化水平的提升，副产物回收利用率的增强，预计到 2030 年将降低到 1.07kg/kg-Si。

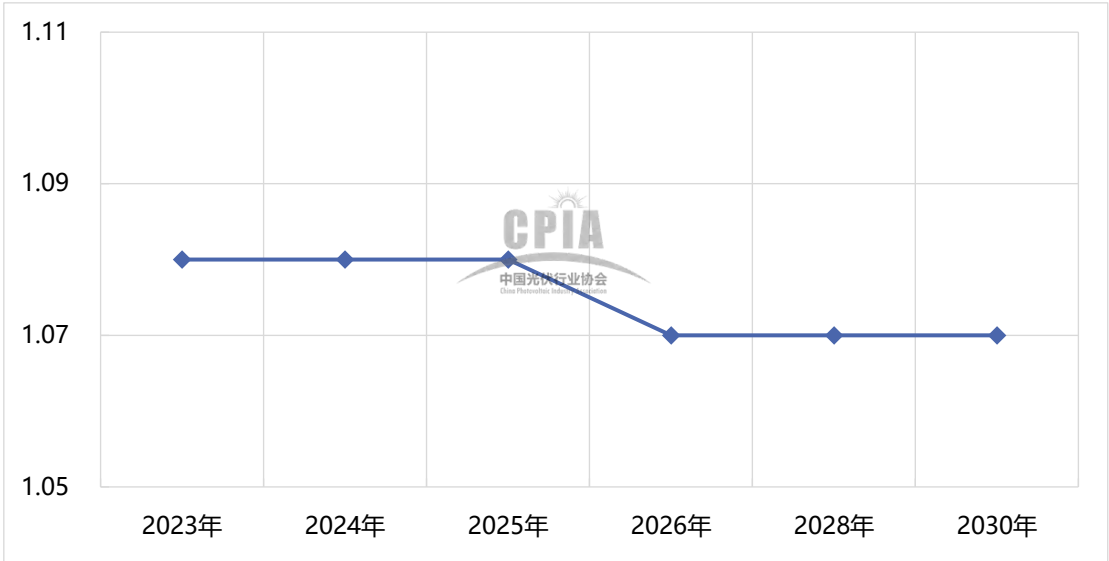


图 14 2023-2030 年硅单耗变化趋势 (单位: kg/kg-Si)

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。2023 年，多晶硅还原余热利用率平均水平在 81.9%，较 2022 年提升了 0.5 个百分点。随着多晶硅工厂大炉型的使用，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，但考虑设备本身散热和尾气带走热等影响，还原余热利用率有一定上限，预计 2030 年还原余热利用率将会达到 83%。

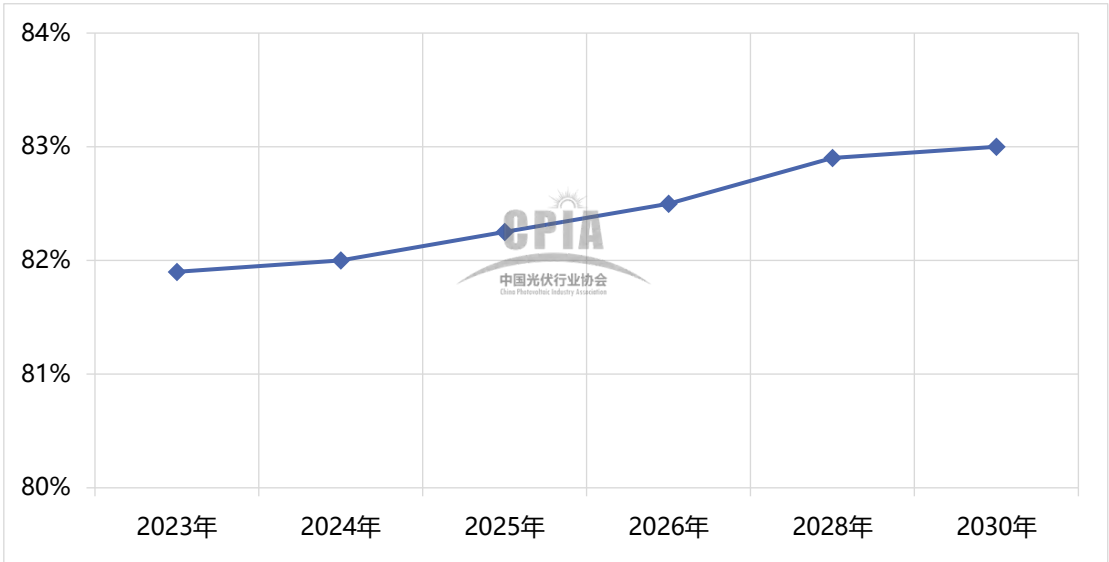


图 15 2023-2030 年还原余热利用率变化趋势

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。三氯氢硅法生产工艺相对成熟，随着 2023 年硅烷法颗粒硅产能和产量的增加，颗粒硅市场占有率有所上涨，达到 17.3%，棒状硅占 82.7%。

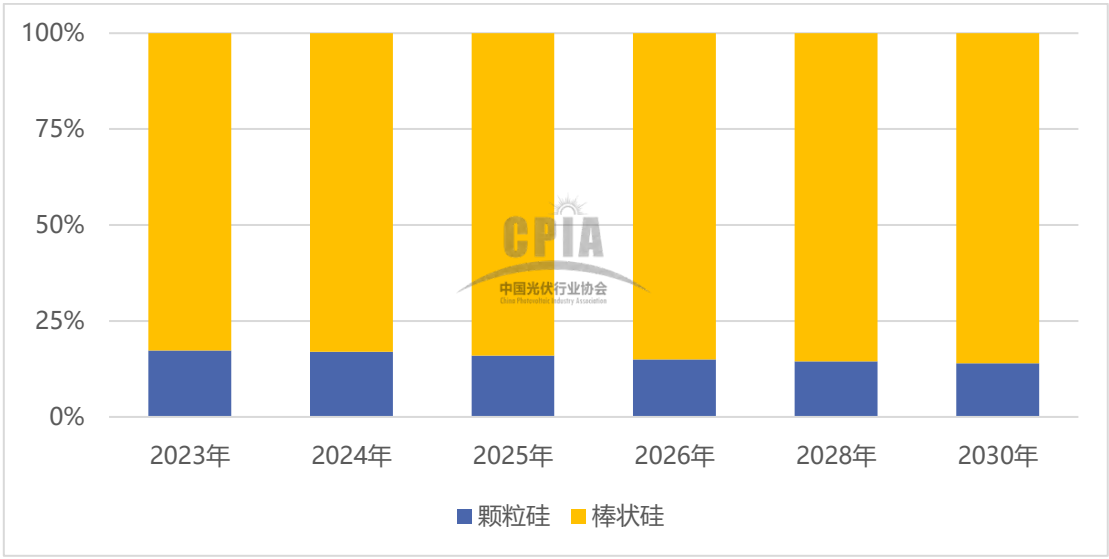


图 16 2023-2030 年棒状硅和颗粒硅市场占比变化趋势

10、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 60%-70%。2023 年投产的万吨级多晶硅生产线投资成本为 0.9 亿元/千吨，较 2022 年有小幅下降。但随着生产装备技术的进步、单体规模的提高和工艺水平的提升，三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本仍有下降空间。预计到 2030 年，千吨投资可下降至 0.80 亿元。

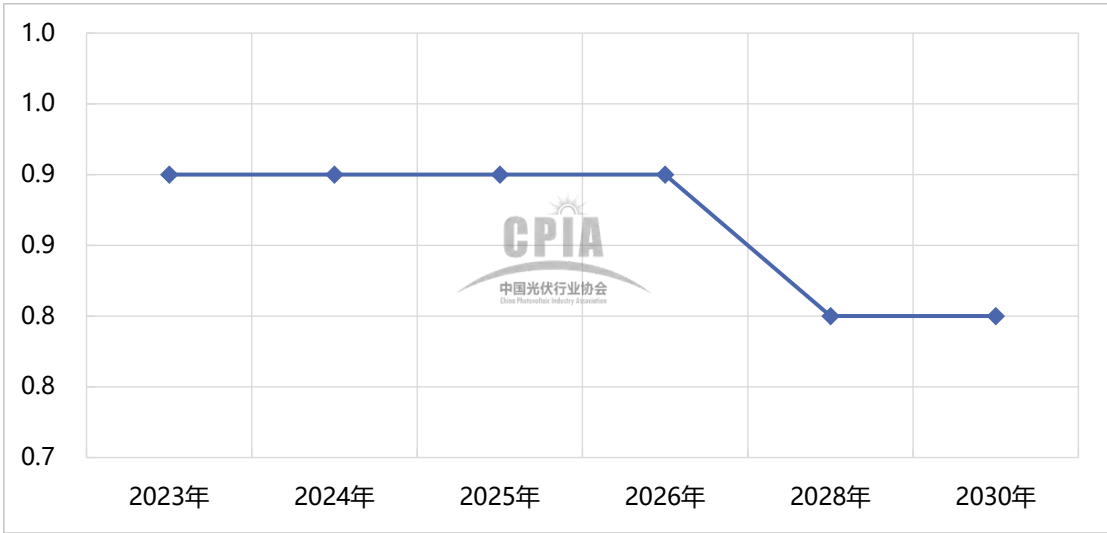


图 17 2023-2030 年三氯氢硅法多晶硅生产线投资成本变化趋势 (单位：亿元/千吨)

11、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的不断提升，多晶硅工厂的人均产出也逐步提升。2023 年多晶硅生产线人均产出量为 60 吨/(人·年)，同比提升 3.4%，这与单线产能提升、系统集成化、以及产线满产等因素有关。随着多晶硅新投产线单线规模增大，自动化程度提升，人均产出量将会有较大幅度的增长，到 2030 年提高到 80 吨/(人·年)。

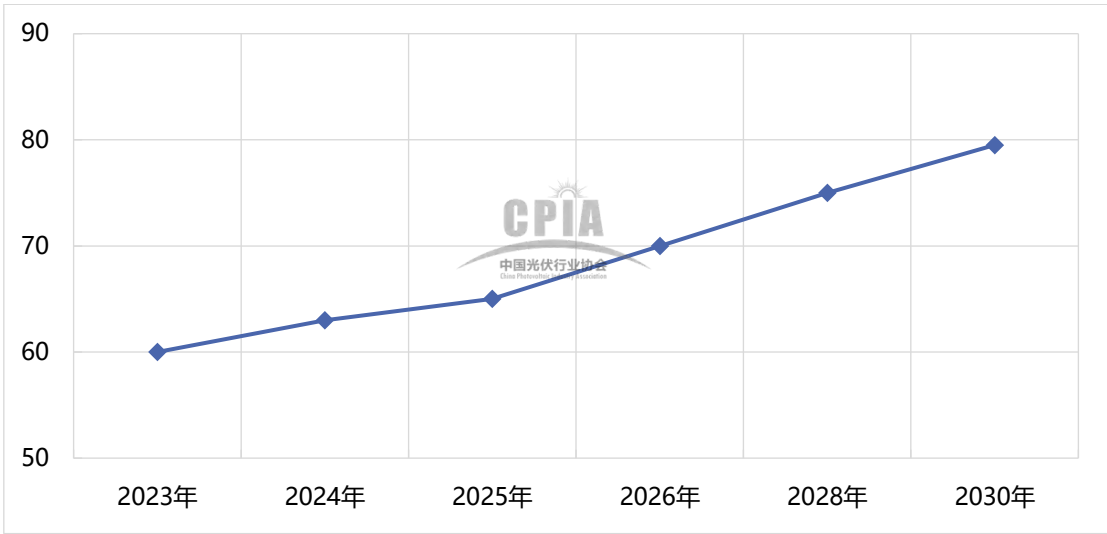


图 18 2023-2030 年多晶硅生产线人均产出量变化趋势 (单位：吨/(人·年))

（二）硅片环节^{2 3}

1、拉棒/铸锭电耗

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。2023 年，拉棒平均电耗水平从 2022 年 24.4kWh/kg-Si 下降至 23.4kWh/kg-Si（方棒）。由于坩埚品质的不稳定以及客户对品质要求的提高，2024 年-2026 年能耗预测数据较 2022 年预测数据略高。

铸锭电耗是指通过定向凝固技术生产硅锭（大方锭）所消耗的电量。2023 年，多晶产品市场需求下降，铸锭产品提升需求不大，铸锭电耗为 7.8-8.0kWh/kg-Si，较 2022 年变化不大。

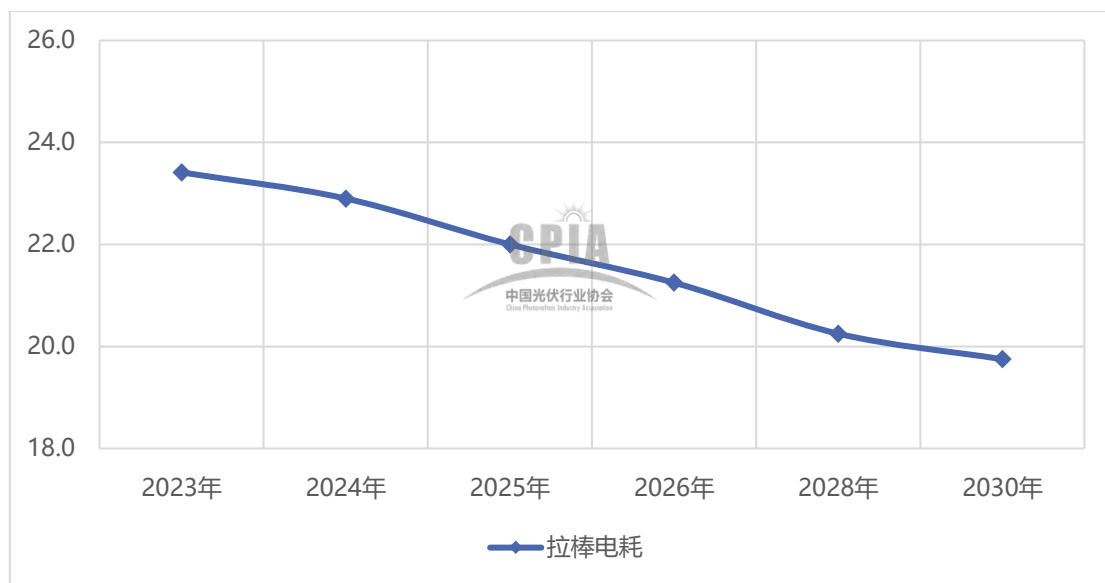


图 19 2023-2030 年拉棒电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、切片电耗

切片电耗是指通过切片工序，从方棒/方块到成品硅片所消耗的电量。2023 年，切片电耗约为 8.0 万 kWh/百万片，较 2022 年小幅下降，主要原因是 n 型硅片市场占比有所增加，切片装备技术提升，硅片减薄速度增加。未来，硅棒棒长增长、产线切速提升、细线化和薄片化带来的单次出片量增加等都将促进切片电耗继续下降。

² 若无特殊说明，本环节指标均以生产 182mm 尺寸 P 硅片为基准。

³ 由于铸锭市场缩减，因此本年度对铸锭相关指标不做预测。

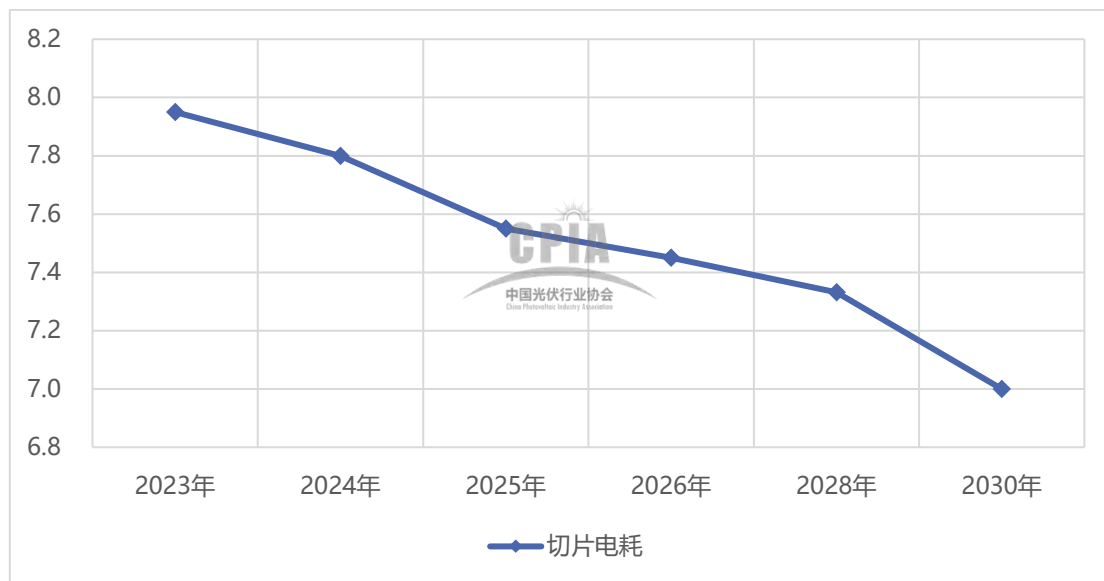


图 20 2023-2030 年切片电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/百万片)

注: 本指标以 182mm 尺寸切片为基准, 包含 p 型和 n 型。

3、拉棒单炉投料量/铸锭投料量

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。2023 年, 拉棒单炉投料量约为 3300kg, 较 2022 年的 3100kg 有小幅提升, 主要是由于热场尺寸增大以及拉棒数增加。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。

铸锭投料量是指用于铸锭的单只坩埚的最大装料量。2023 年多晶产品市场需求继续降低, 铸锭投料量为 1200kg, 与 2022 年基本持平。

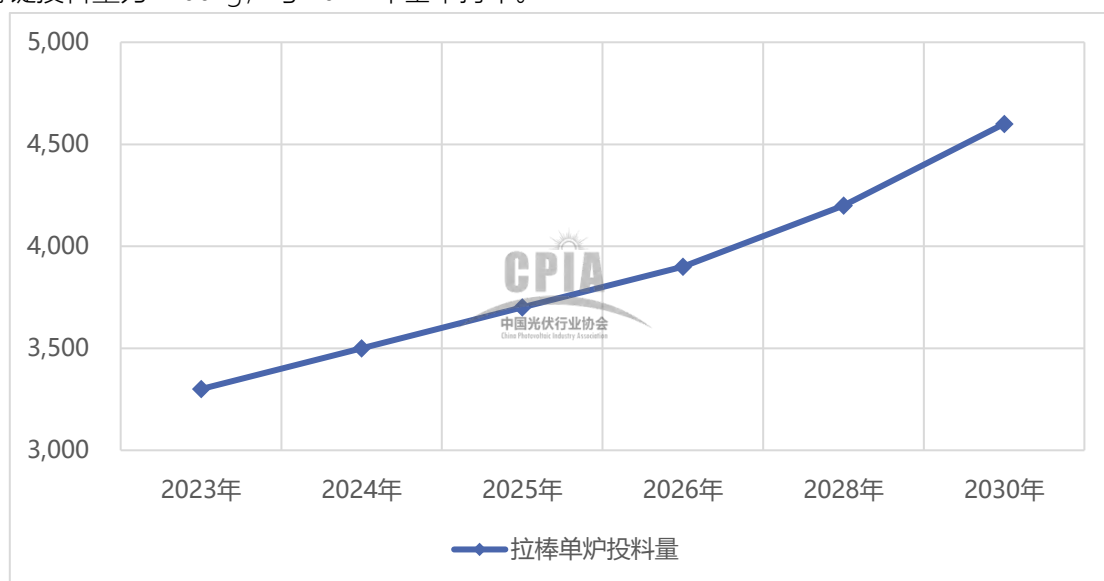


图 21 2023-2030 年拉棒单炉投料量变化趋势 (单位: kg)

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（按年度统计）。2023 年铸锭耗硅量为 1.08kg/kg，拉棒耗硅量为 1.061kg/kg，与 2022 年基本持平。清洗、破碎环节的损耗降低，生产环节环境控制，降低锅底料比例，优化机加环节精度控制，减少加工余量，提升降级硅料的分级和处理技术等，都将促使拉棒耗硅量继续下降。

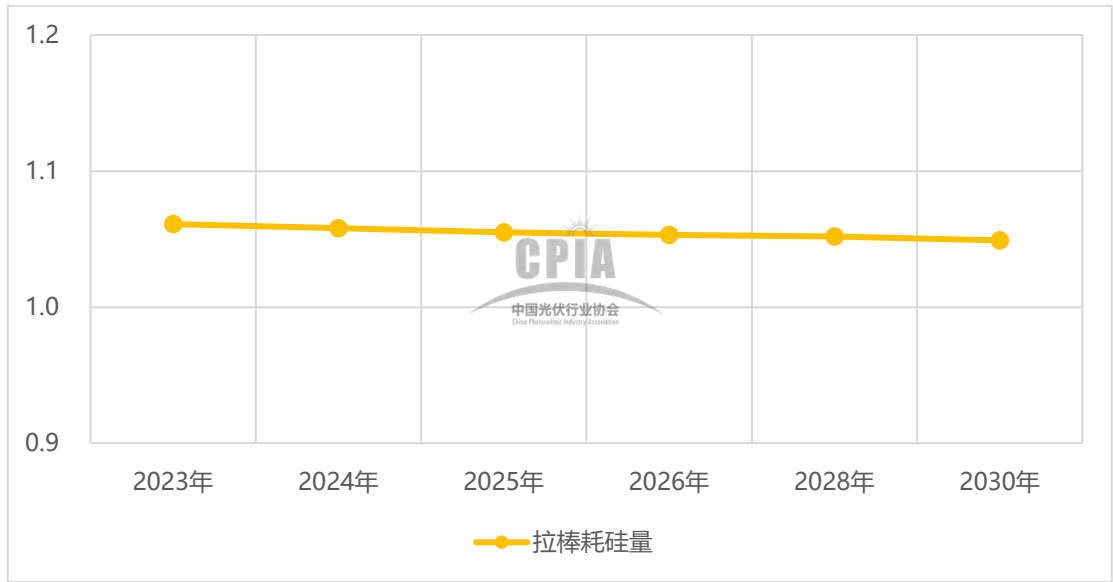


图 22 2023-2030 年拉棒耗硅量变化趋势（单位：kg/kg）

5、耗水量

切片工序取水量包括脱胶、清洗、切片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）。2023 年切片环节耗水量为 870 t/百万片，主要原因是片厚减薄，单刀切片量提升，同时配合了其他节水措施。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，耗水量将逐步下降。

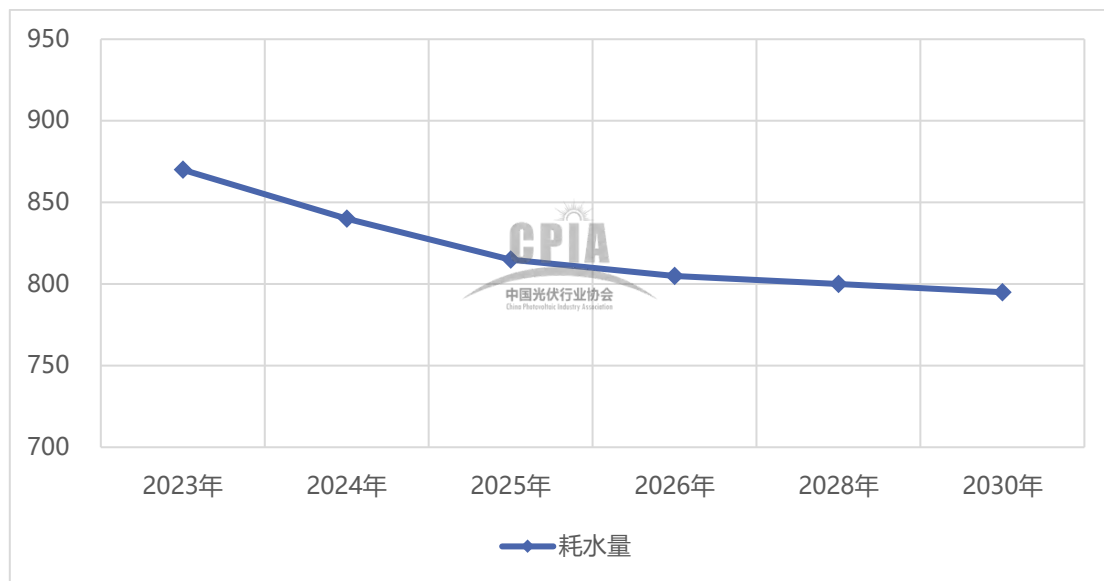


图 23 2023-2030 年耗水量变化趋势 (单位: t/百万片)

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片、组件制造端的需求。硅片厚度对电池片的自动化、良率、转换效率等均有影响。2023 年, 多晶硅片平均厚度为 170 μm , 由于市场终端需求量较小, 无继续减薄的动力, 因此预测 2024 年之后厚度维持 170 μm 不变, 但不排除后期仍有变薄的可能。p 型单晶硅片平均厚度在 150 μm 左右, 较 2022 年下降 5 μm 。为保持 n 型产品竞争力, 用于 TOPCon 电池片和异质结电池片的 n 型硅片产品片厚减薄动力较强, 用于 TOPCon 电池的 n 型硅片平均厚度为 125 μm , 用于异质结电池的硅片厚度约 120 μm , 分别较 2022 年下降 15 μm 和 5 μm 。

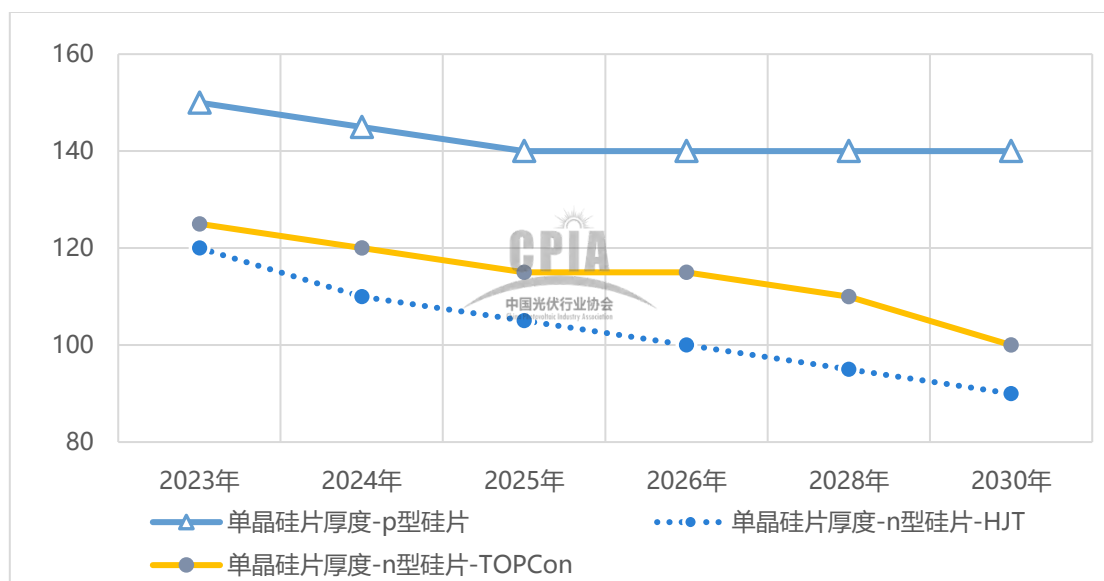


图 24 2023-2030 年硅片厚度变化趋势 (单位: μm)

注: 单晶硅片厚度-n 型硅片-HJT 以异质结半片硅片为基准。

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,2023 年主流金刚线为高碳钢丝线,钨丝线已小范围进入市场,预计钨丝线大量进入市场后,其母线直径将会进一步下降。2023 年,用于单晶硅片的高碳钢丝母线直径为 36 μm ,降幅较大,且呈不断下降趋势。2023 年,用于单晶硅片的钨丝母线直径为 35 μm ,且随着硅料继续降本+硅片薄片化、大尺寸化,双轮驱动钨丝母线的应用渗透,钨丝母线直径也将不断下降。

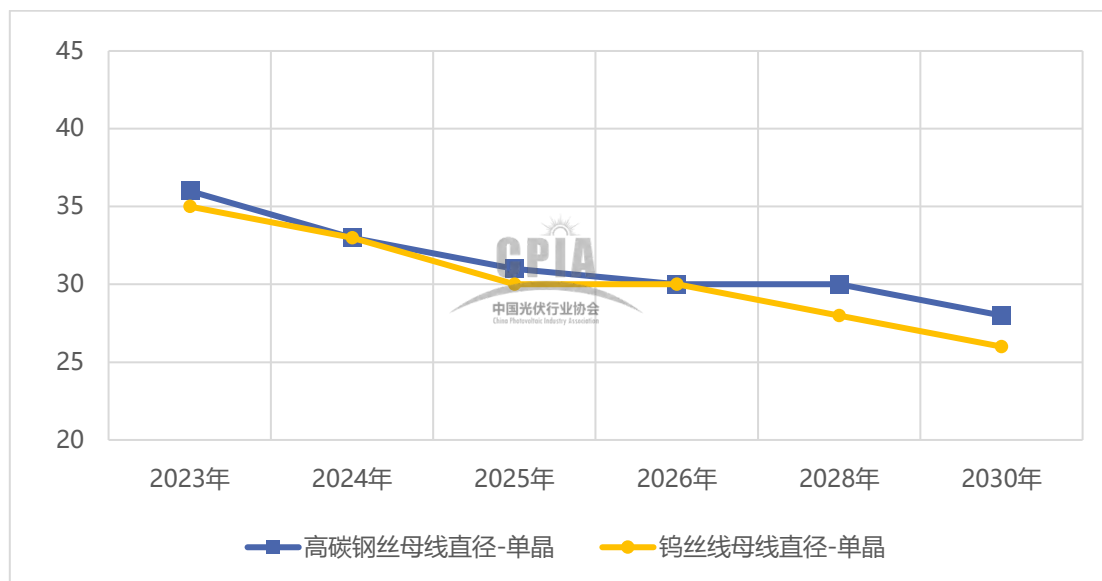


图 25 2023-2030 年金刚线母线直径变化趋势 (单位: μm)

注: 高碳钢丝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。2023 年 p 型 182mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 61 片, p 型 210mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 45 片, n 型 182mm 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 69 片, n 型 210mm 尺寸 TOPCon 每公斤单晶方棒出片量约为 52 片, n 型 182mm 尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 71 片, n 型 210mm 尺寸 HJT 每公斤单晶方棒出片量约为 53 片。

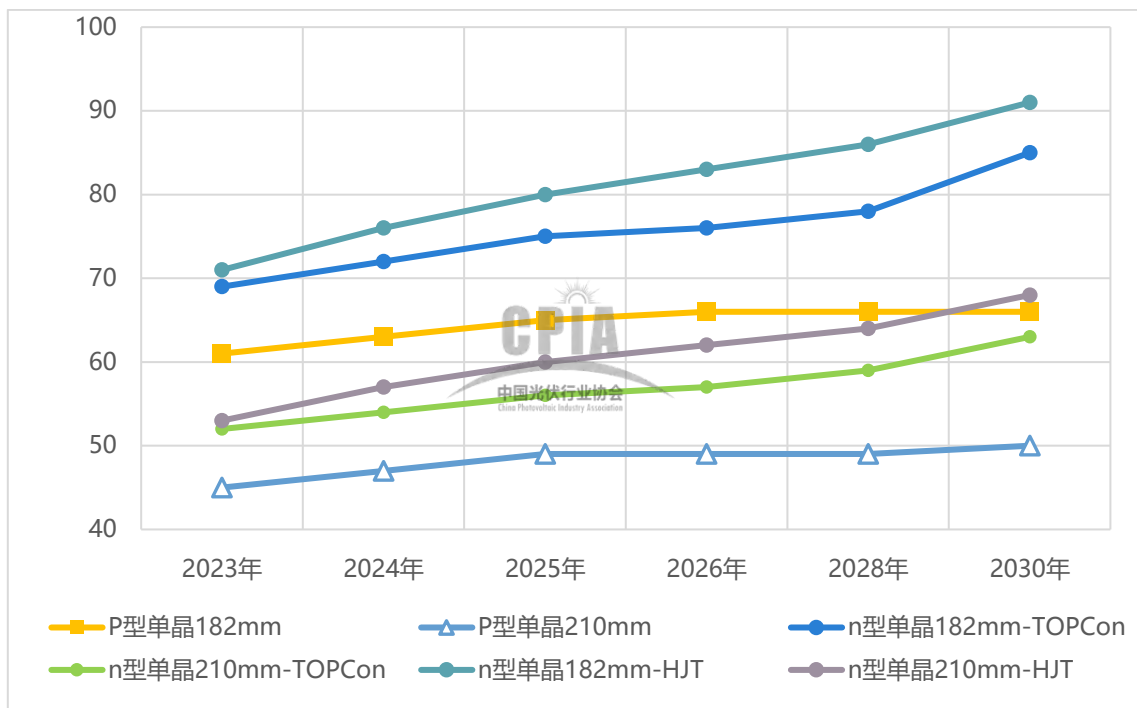


图 26 2023-2030 年每公斤方棒在金刚线切割下的出片量变化趋势 (单位: 片)

注: 本指标出片数均以整片计算。

9、拉棒/切片单位产能设备投资额

2023 年, 拉棒环节单位产能设备投资额 (包括机加环节) 为 4.6 万元/吨。随着单晶拉棒设备供应能力提高及技术进步, 设备投资成本呈逐年下降趋势。切片环节单位产能设备投资是指从方棒/方锭到制成硅片的设备投资, 2023 年为 23.6 万元/百万片, 未来呈逐渐下降的趋势, 但是如果加入自动化设备, 切片环节设备投资额的变化趋势可能持平甚至增加。

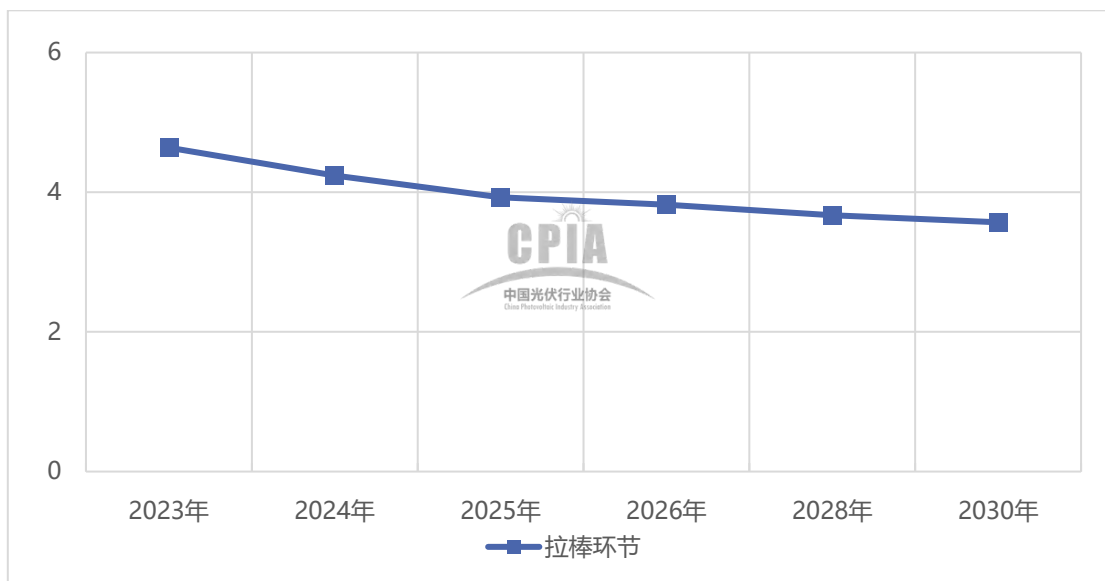


图 27 2023-2030 年拉棒环节设备投资成本变化趋势 (单位: 万元/吨)

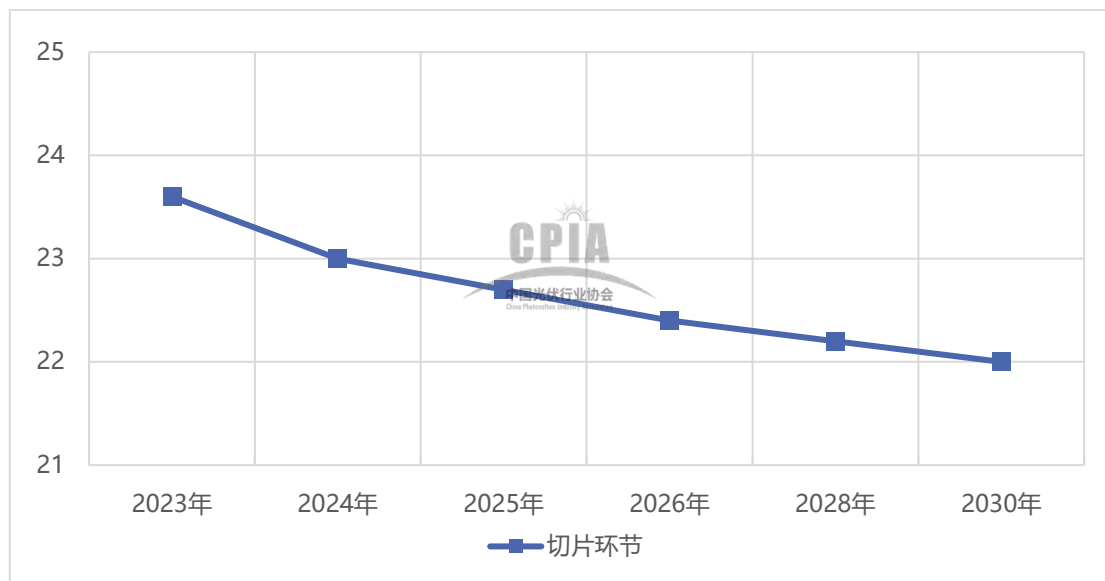


图 28 2023-2030 年切片环节设备投资成本变化趋势 (单位: 万元/百万片)

10、硅片人均产出率

硅片人均产出主要指产线员工的人均产出 (包含产线直接和间接人员, 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。2023 年, 硅片产线晶体环节拉棒 (方棒) 人均产出率为 27.5t/(人·年), 切片人均产出率为 2.3 百万片/(人·年)。随着未来大尺寸产能的持续释放以及自动化水平的提升, 预计晶体拉棒 (方棒) 人均产出和切片人均产出均会有所增加。但考虑到企业为社会提供就业机会等因素, 此指标的增速或将放缓。

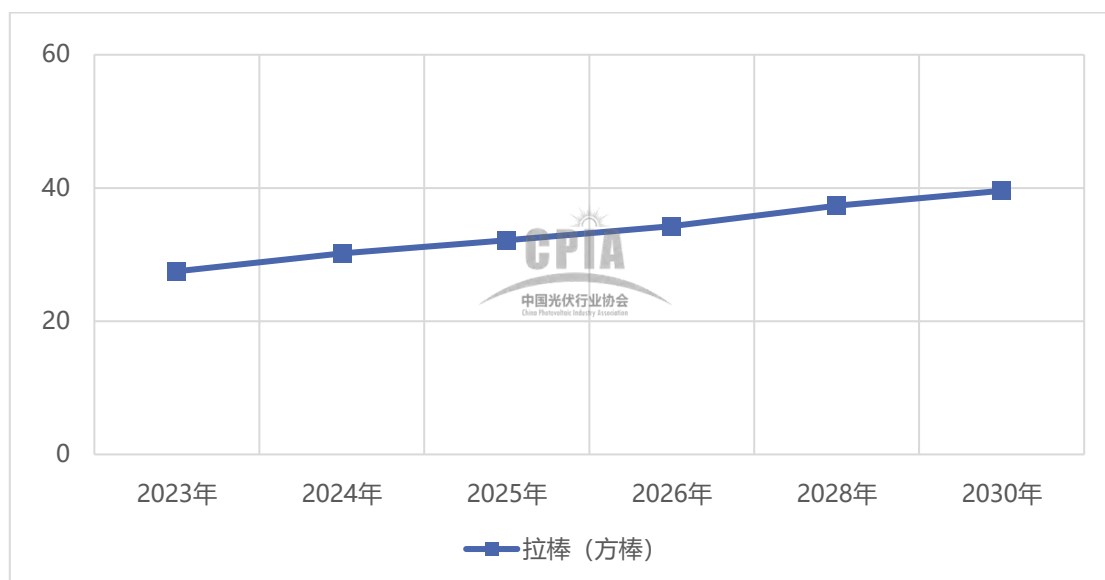


图 29 2023-2030 年拉棒 (方棒) 人均产出率变化趋势 (单位: t/(人·年))

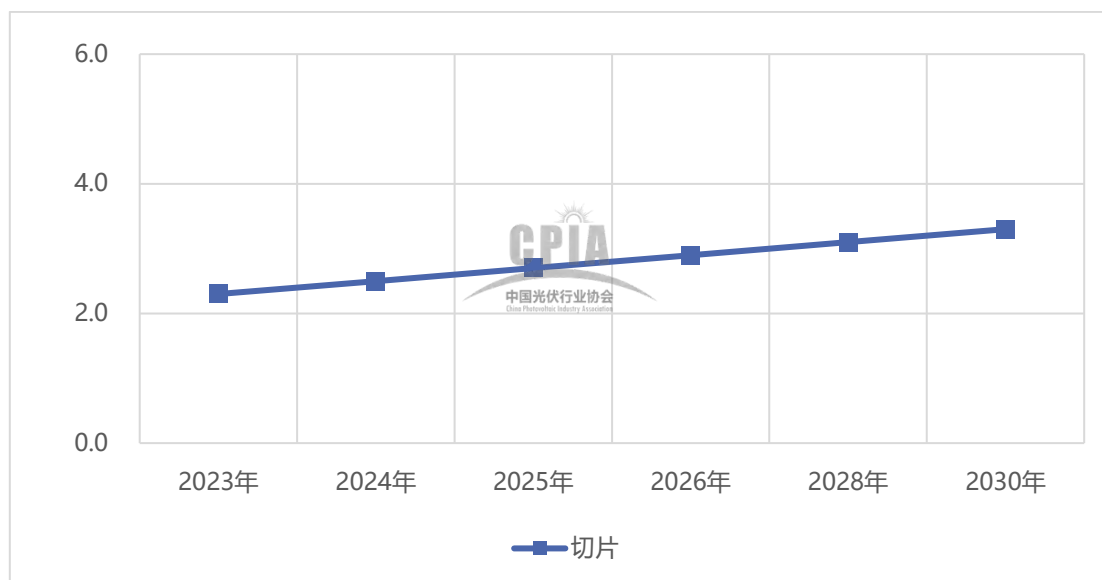


图 30 2023-2030 年切片人均产出率变化趋势 (单位: 百万片/(人·年))

11、不同类型硅片市场占比⁴

2023 年, 单晶硅片 (p 型+n 型) 市场占比已超过 99%。随着 n 型产品的释放, p 型单晶硅片市场占比压缩至 74.5%, n 型单晶硅片占比增长至 24.7%。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。多晶产品市场份额由 2022 年的 2.5% 下降至 0.8%, 未来, 多晶产品将存在于部分小众细分市场, 多晶硅片仍将存在, 但其市场占比将继续被单晶硅片压缩。

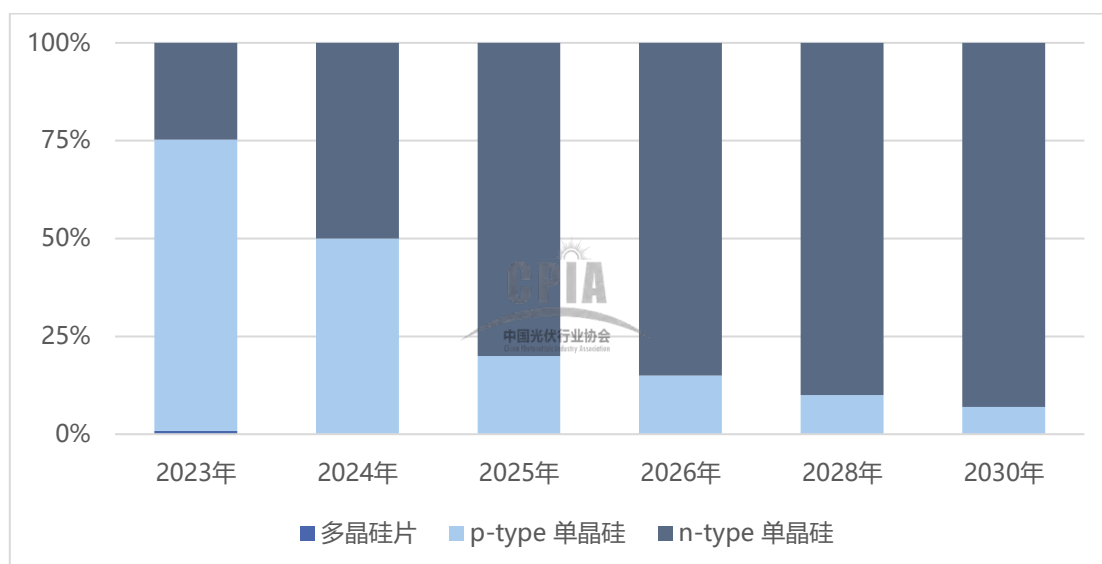


图 31 2023-2030 年不同类型硅片市场占比变化趋势

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。

12、不同尺寸硅片市场占比

2023 年市场上硅片尺寸种类多样，包括 166mm 及以下硅片、182mm 方片、微矩形片、矩形片、210mm 方片等，且各占有一定的市场份额。其中，166mm 及以下、182mm 方片以及微矩形硅片占比分别为 2.0%、47.7%、20.3%，但接下来几年占比都将逐步减少，预计 166mm 及以下尺寸硅片 2026 年左右将退出市场，而 182mm 方片和微矩形片 2028 年或将淡出市场；2023 年，210mm 方片及矩形尺寸硅片市场占比分别为 20%、10%，以目前来看，两者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。

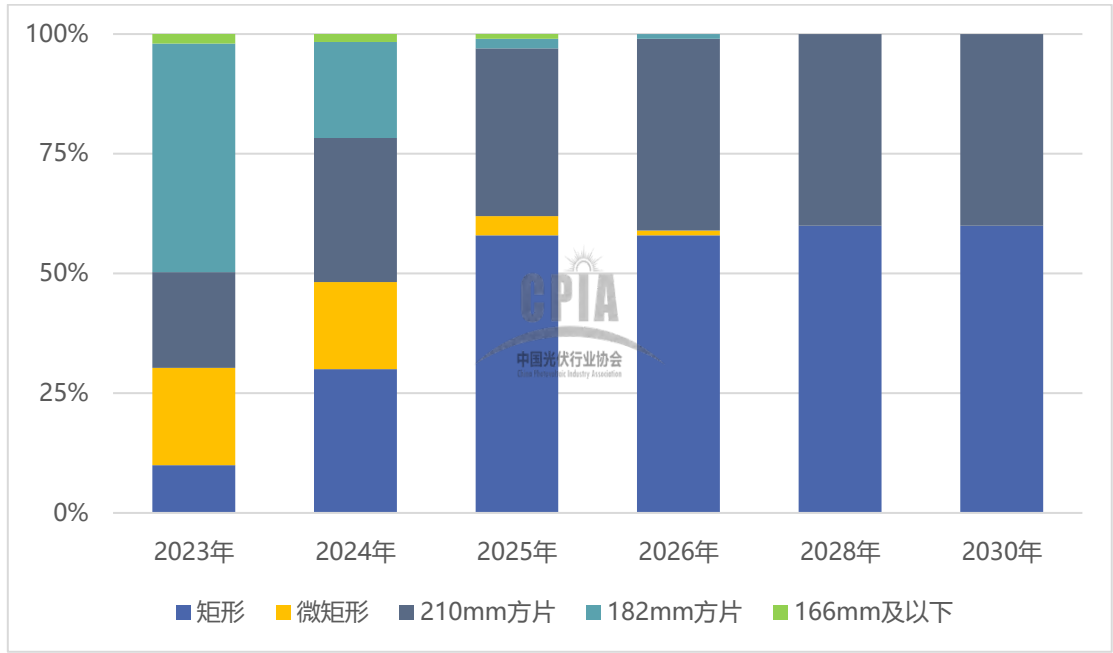


图 32 2023-2030 年不同尺寸硅片市场占比变化趋势

注：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；

微矩形尺寸硅片主要包括：182mm*183.75mm、182mm*185.3mm 等；

矩形尺寸硅片主要包括：矩形 182mm*188mm、182mm*191.6mm、182mm*199mm、182mm*210mm 等。

（三）电池片环节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片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) ——在电池片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) ——通过在电池片上开孔并填充导电浆料而将电池正面电极引到背面，使得电池片的正、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。

⁵若无特殊说明，本环节指标均以生产 182mm 尺寸电池为基准。

1、各种电池技术平均转换效率

2023 年，规模化生产的 p 型 BSF 多晶黑硅电池平均转换效率达到 19.7%，较 2022 年提高 0.2 个百分点；p 型 PERC 多晶黑硅电池平均转换效率达到 21.4%，较 2022 年提高 0.3 个百分点；p 型 PERC 铸锭单晶电池平均转换效率达到 22.7%，较 2022 年提高 0.2 个百分点。多晶产品下游需求不强，不能提供效率提升的动力，转换效率增长点主要由硅片质量提升所带来，未来效率也将基本维持现状，不会有较大提升。2023 年，p 型单晶电池均采用 PERC 技术，平均转换效率达到 23.4%，较 2022 年提高 0.2 个百分点；n 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 25.0%，异质结电池平均转换效率达到 25.2%，两者较 2022 年均有较大提升。未来随着生产成本的降低及良率的提升，n 型电池将会成为电池技术的主要发展方向之一，效率也将较快提升。

表 2 2023-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

分类		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
p 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.4%	23.6%	23.7%	23.8%	23.9%	24.0%
n 型单晶	TOPCon 单晶电池	25.0%	25.4%	25.7%	26.0%	26.3%	26.5%
	异质结电池	25.2%	25.8%	26.2%	26.4%	26.6%	26.8%

注：均只记正面效率；n 型异质结单晶电池统计规格为 182mm 半片与 210mm 半片。

2、不同电池技术路线市场占比

2023 年，新投产的量产产线以 n 型电池片产线为主。随着 n 型电池片产能陆续释放，PERC 电池片市场占比被压缩至 73.0%。n 型电池片占比合计达到约 26.5%，其中 n 型 TOPCon 电池片市场占比约 23.0%，异质结电池片市场占比约 2.6%，XBC 电池片市场占比约 0.9%，相较 2022 年都有大幅提升。2023 年，BSF 产品以及 MWT 产品电池片市场占比约 0.5%。

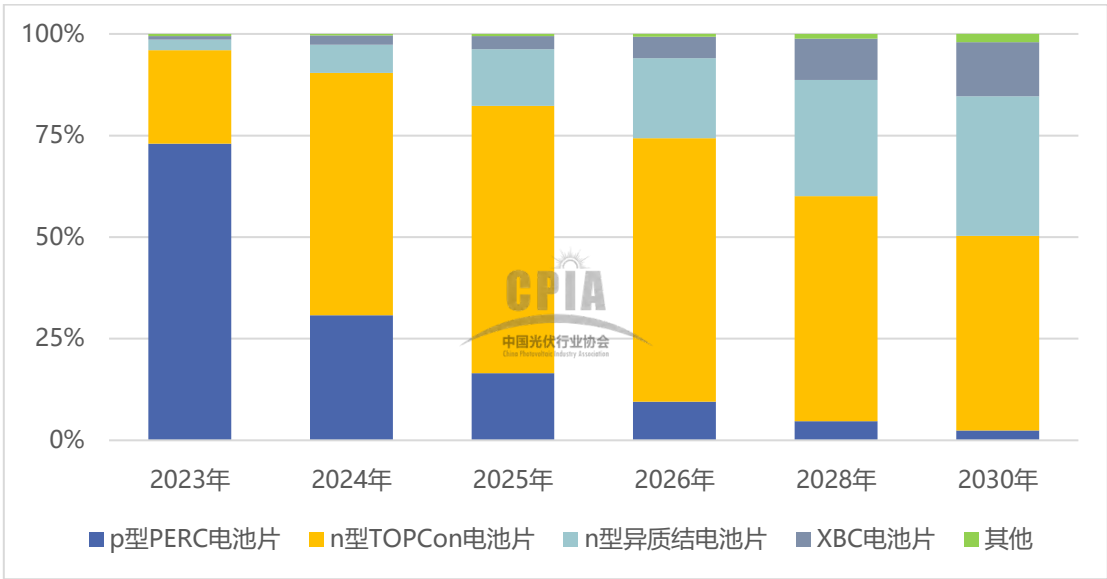


图 33 2023-2030 年不同电池技术路线市场占比变化趋势

3、电池铝浆消耗量

铝浆消耗量主要为晶硅电池片中铝背场消耗的铝浆。随着双面 PERC 电池的迅速发展，以及 PERC 电池的技术进步，电池片铝浆平均消耗量持续下降。2023 年双面 PERC 电池片铝浆消耗量约为 264mg/片。随着未来 PERC 电池片的技术进步，每片电池耗铝量仍有下降空间。

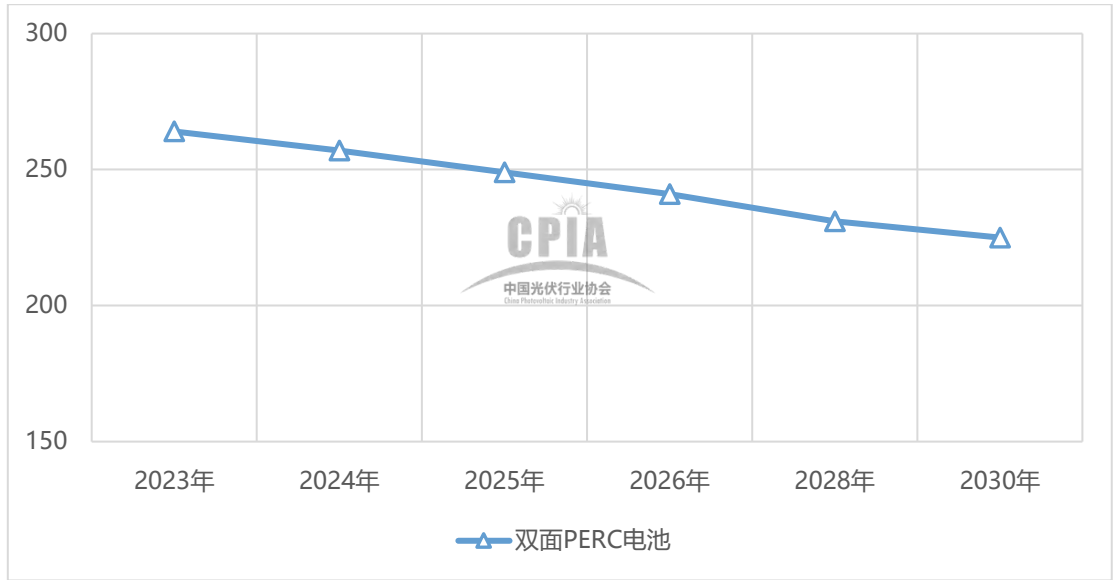


图 34 2023-2030 年双面 PERC 电池铝浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）

4、电池银浆消耗量

目前电池银浆分为高温银浆和低温银浆两种。p 型电池和 TOPCon 电池使用高温银浆，异质结电池使用低温银浆。银浆在电池片成本中占比较高，目前主要通过多主栅技术以及减小栅线宽度来减少正银消耗量。

2023 年，p 型电池片主栅数量从 9BB 改为 11BB 及 16BB，正银消耗量降低至约 59mg/片，背银消耗量约 25mg/片；n 型 TOPCon 电池双面银浆（铝）⁶（95%银）平均消耗量约 109mg/片；异质结电池双面低温银浆消耗量约 115mg/片。

⁶ TOPCon 电池正面主栅使用银浆，细栅使用银铝浆。

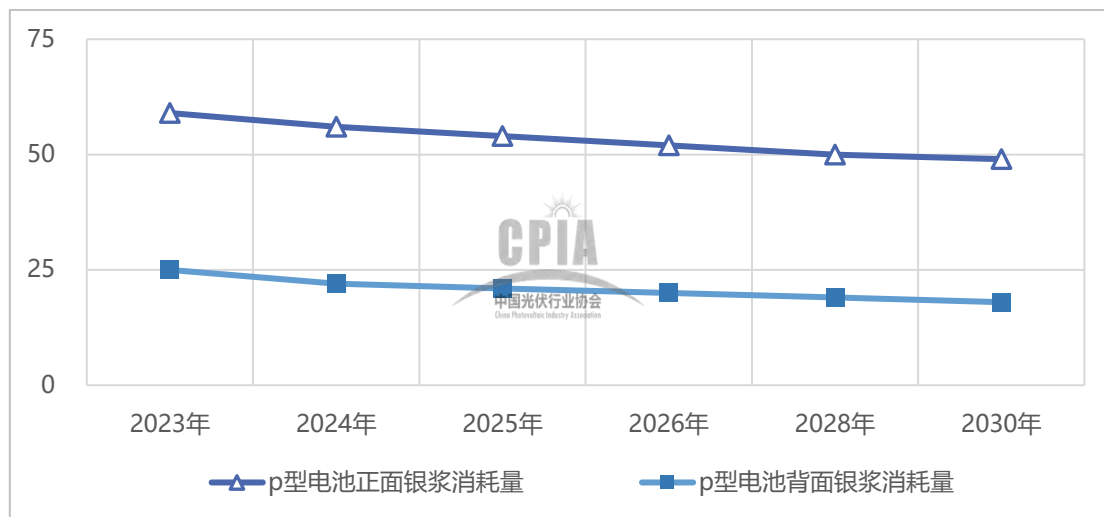


图 35 2023-2030 年 p 型电池片正/背面银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

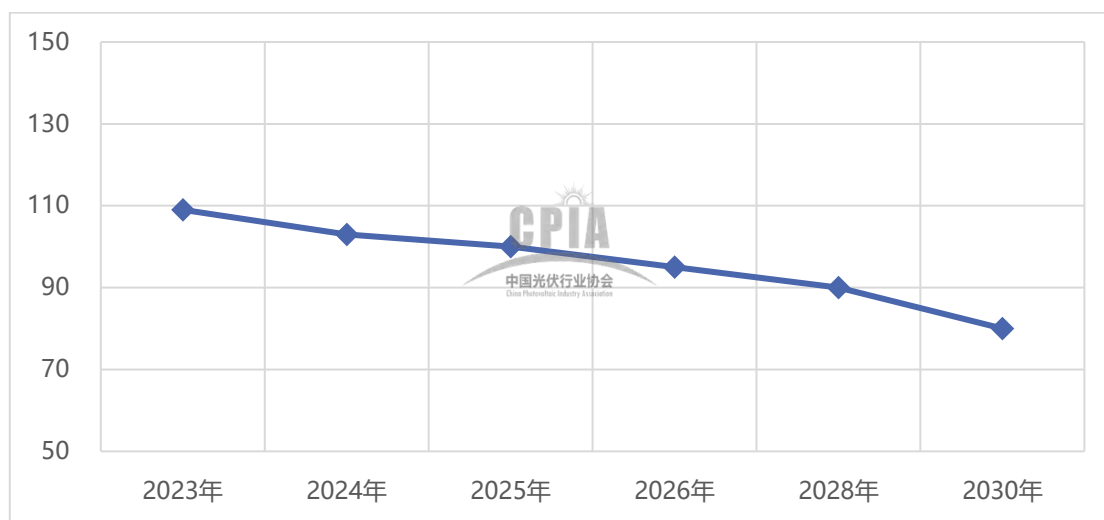


图 36 2023-2030 年 n 型 TOPCon 电池片双面银浆 (铝) 消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

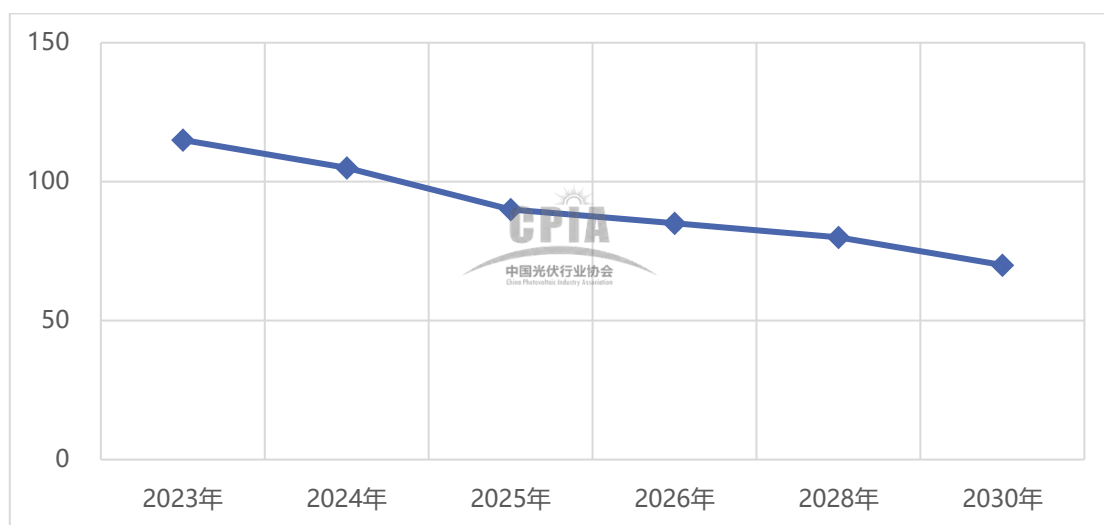


图 37 2023-2030 年异质结电池双面低温银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

5、异质结电池片金属电极技术市场占比

目前异质结电池片的金属电极仍以银电极为主, 2023 年低温银浆电极市场占比达到 69.6%。由于低温银浆价格较高, 部分企业及研究机构正积极开发利用贱金属如铜等替代银的电极技术, 主要分为银包铜浆料结合丝印技术和电镀铜技术。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。

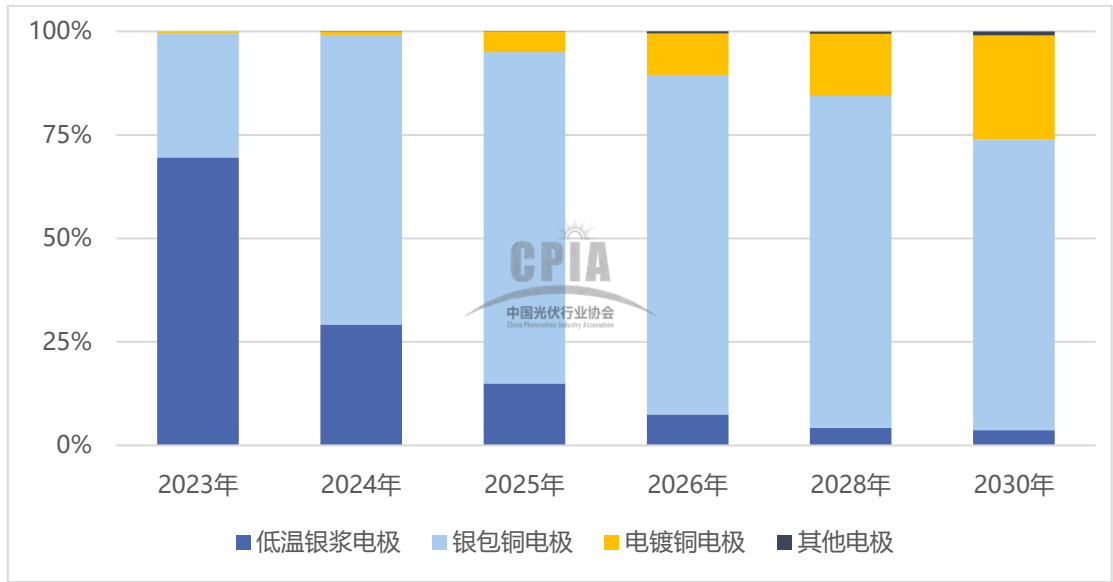


图 38 2023-2030 年电池片正面金属电极技术市场占比变化趋势

6、栅线印刷技术市场占比

目前, 电池片的金属栅线几乎全部通过丝网印刷的方式制备, 2023 年市场占比达到 99.6%。生产企业和设备厂家也在研发孔板印刷、电镀、激光转印、喷墨等其他栅线印刷技术。预计未来几年内丝网印刷技术仍将是主流技术。随着栅线宽度变窄的需求增加, 也会出现新的电池片栅线制备技术。

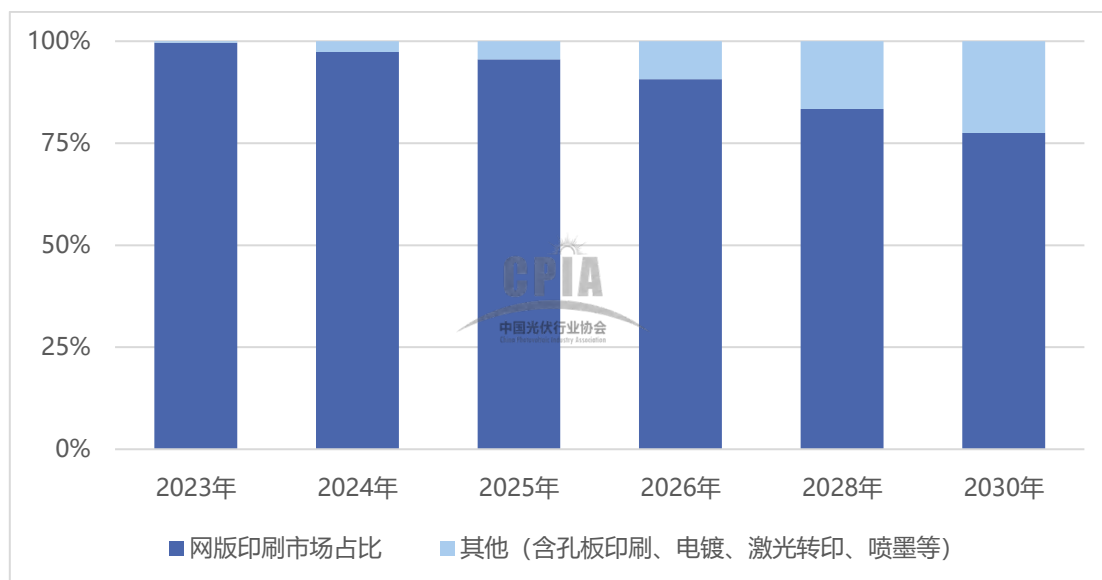


图 39 2023-2030 年栅线印刷技术市场占比变化趋势

7、电池片发射极方块电阻

发射极方块电阻是反映太阳能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。2023 年，PERC 电池发射极电阻进一步提高至 180ohm/□，n 型电池发射极电阻约 220ohm/□。与 PERC 相比，由于 TOPCon 电池片普遍使用选择性发射极 (Selective emitter,SE)技术，在轻掺杂区方块电阻较大。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。但随着电池片尺寸的增大，考虑到片内均匀性、浆料匹配性以及在高发射极方块电阻上制备低接触电阻较为困难等原因，预计未来发射极方块电阻增速将趋缓。

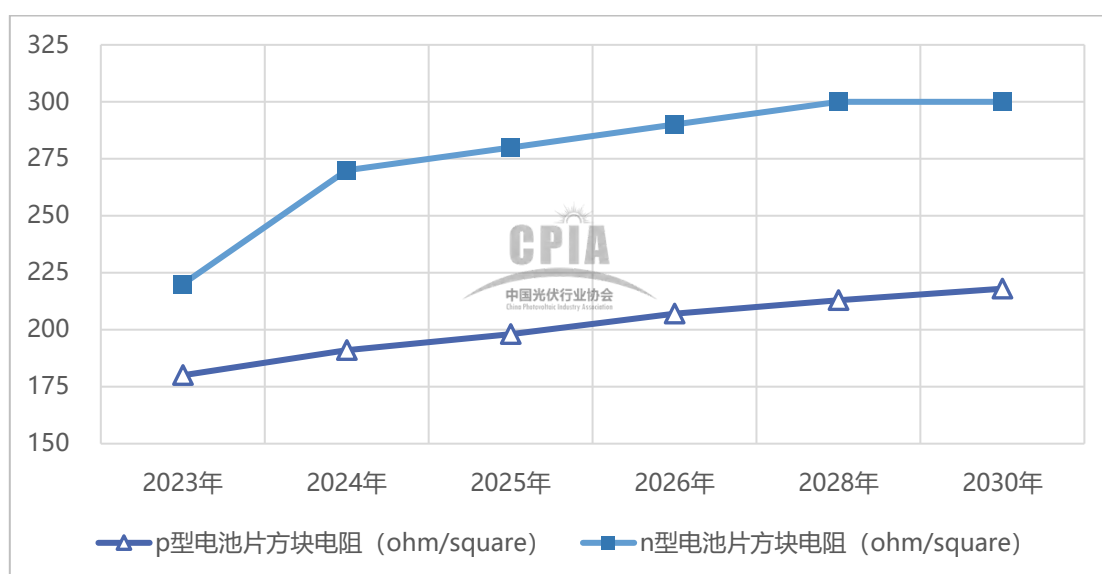


图 40 2023-2030 年电池片发射极方块电阻变化趋势 (单位: ohm/□)

8、TOPCon 电池片背钝化技术市场占比

TOPCon 电池片背面钝化技术主要有 LPCVD、PECVD、PVD 等方法。其中 LPCVD 沉积技术 2023 年市场占比约 50.7%，PECVD 沉积技术市场占比约 41.8%，还有少部分使用 PVD 沉积技术，市场占比约 7.6%。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。

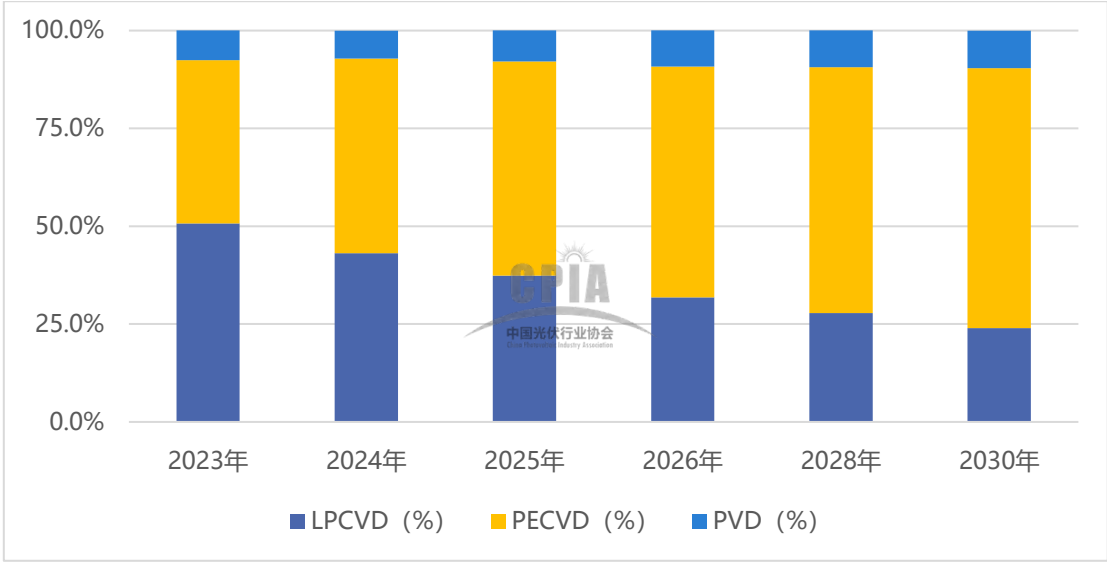


图 41 2023-2030 年 TOPCon 电池片背钝化技术市场占比变化趋势

9、异质结电池片 TCO 沉积方法市场占比

异质结电池片的 TCO 沉积方法主要有 PVD 和 RPD 两种。2023 年主要以 PVD 为主，市场占比达到约 99.4%，RPD 由于其成本较高，且维护周期短，2023 年投产的异质结电池片产线基本都使用 PVD 技术路线，将 RPD 市场占比压缩至 0.6%左右。未来到 2030 年，PVD 仍将占据市场主流。

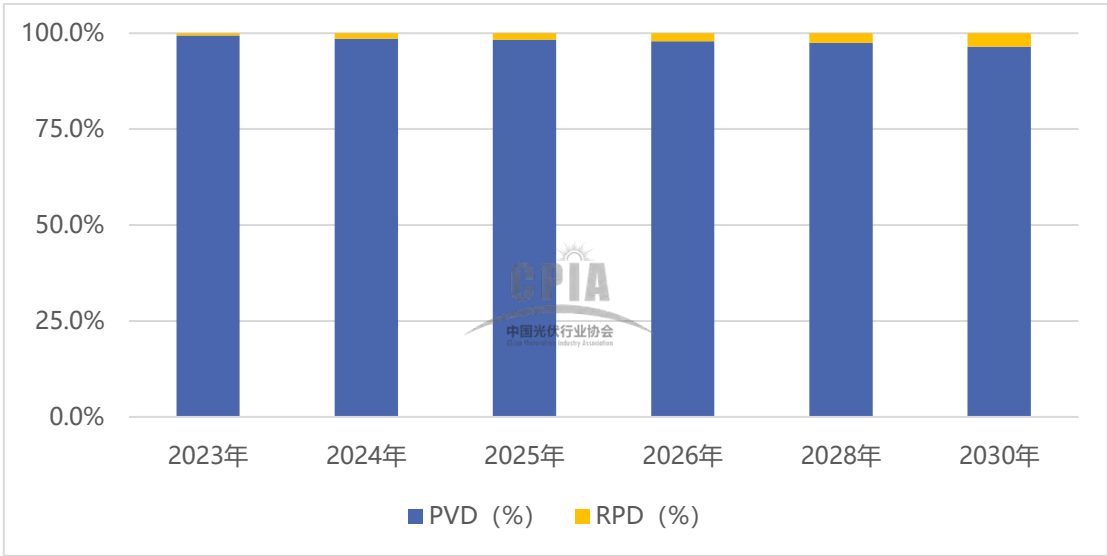


图 42 2023-2030 年异质结电池片 TCO 沉积方法市场占比变化趋势

10、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用于汇流、串联的主栅线和收集载流子的细栅线组成。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。2023年，细栅线宽度一般控制在 23.5 μm 左右，印刷设备精度在 $\pm 6.8\mu\text{m}$ 。随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度仍会保持一定幅度的下降。预计到 2030 年印刷设备精度可提高至 $\pm 5.4\mu\text{m}$ ，细栅线宽度或将下降至 18.0 μm 左右。

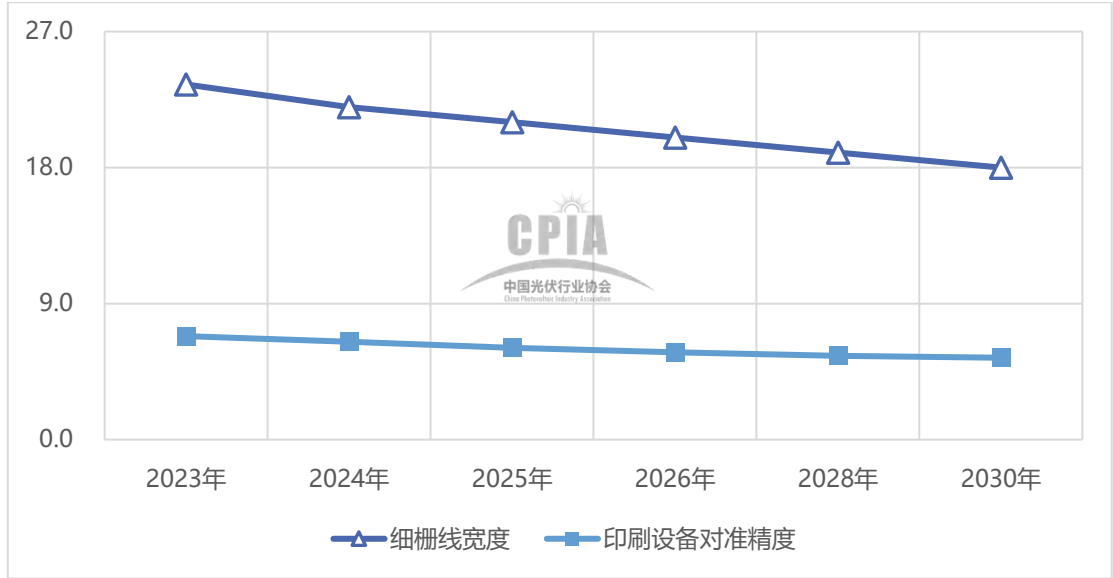


图 43 2023-2030 年电池正面细栅线宽度及对准精度变化趋势（单位： μm ）

11、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片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 电池片

2023 年，随着 PERC 主流电池片尺寸增大，9 主栅及以上技术成为新的市场主流，其中 9BB 技术市场占比约 12.9%，10BB 技术市场占比约 38.4%，11BB 及以上市场占比约 48.7%。

⁷ 该指标为烧结后栅线宽度。

⁸ 本指标是指不同类型主栅在国内电池片企业总出货量中的占比。

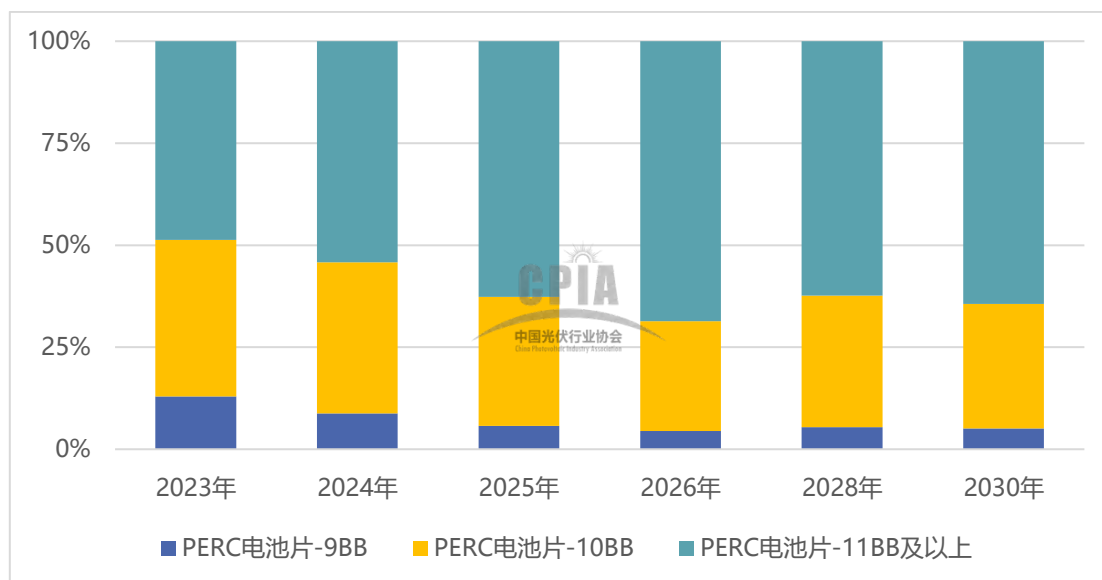


图 44 2023-2030 年 PERC 电池片各种主栅技术市场占比变化趋势

(2) TOPCon 电池片

2023 年，TOPCon 电池片大多为 182mm 或 210mm 尺寸，采用 16BB 及以上技术的市场占比达到约 87.5%，11BB 市场占比约 10.1%，少部分采用 9BB 或 10BB，市场占比约 2.4%。未来随着新产能的逐步释放以及旧产线的技术升级，9BB 或 10BB 技术将逐渐减少，2030 年 16BB 及以上技术市场占比将逐渐提升至 99%以上。

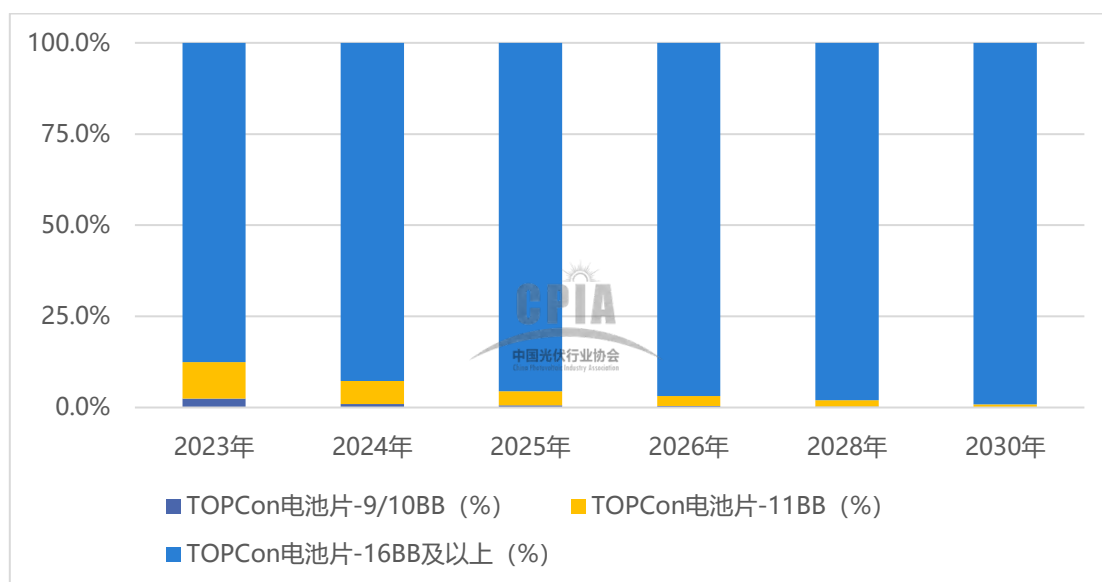


图 45 2023-2030 年 TOPCon 电池片各种主栅技术市场占比变化趋势

12、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）。2023 年，PERC 电池片产线人均产出率为 4.5 MW/（人·年）。未来随着光伏电池片产线自动化、智能化程度的不断

提升，以及电池转换效率的持续提高，人均产出率将有较大提升空间。TOPCon 产线由于大部分都是 2023 年新投产的产线，集成的智能化水准较高，2023 年人均产出率约 5.1 MW/（人·年）左右。异质结生产工艺流程较短，产线人数也较少，2023 年异质结电池片人均产出率约 7.2 MW/（人·年）。

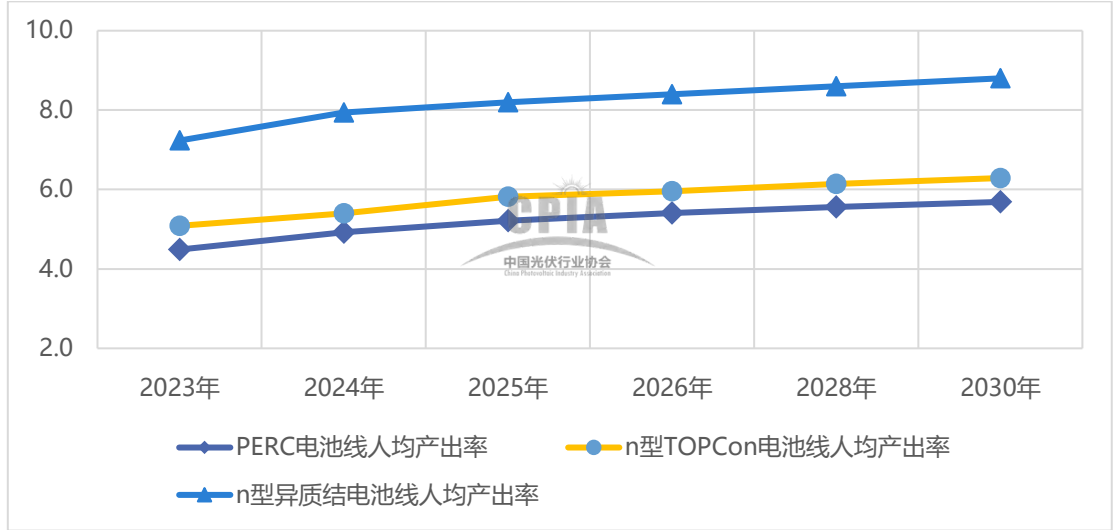


图 46 2023-2030 年不同类型电池线人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

13、电耗

电耗是指工厂生产电池片产品所耗用的全部电力（不包含办公区域及生活用电）。随着各种电池片产品效率的提升，2023 年 p 型 PERC 电池片电耗降至 4.5 万 kWh/MW，n 型 TOPCon 电池片电耗约 5.3 万 kWh/MW，n 型异质结电池片电耗约 4.5 万 kWh/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，预计至 2030 年 p 型 PERC 电池电耗有望降至 4.0 万 kWh/MW，TOPCon 电池片电耗预计将降至 4.8 万 kWh/MW，n 型异质结电池片电耗预计将降至 3.8 万 kWh/MW。

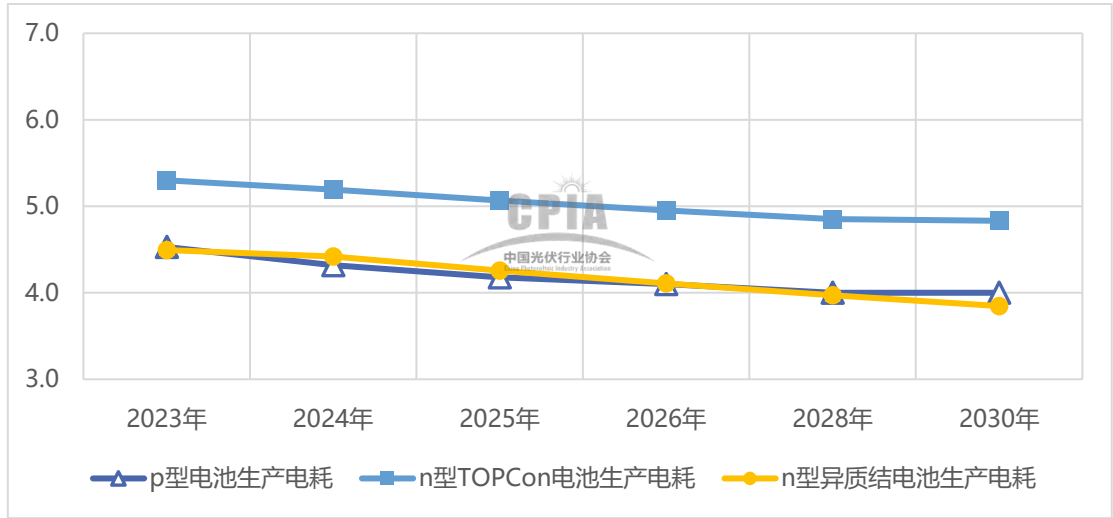


图 47 2023-2030 年各种类型电池片电耗变化趋势（单位：万 kWh/MW）

14、水耗

水耗是指工厂生产电池片产品过程中，在清洁和扩散后清洗等环节所消耗的总水量。2023 年，p 型 PERC 电池片水耗为 318 t/MW，n 型 TOPCon 电池片水耗为 600t/MW，已达产的 n 型异质结电池片水耗约 220 t/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，电池生产的水耗量将呈逐年下降趋势。

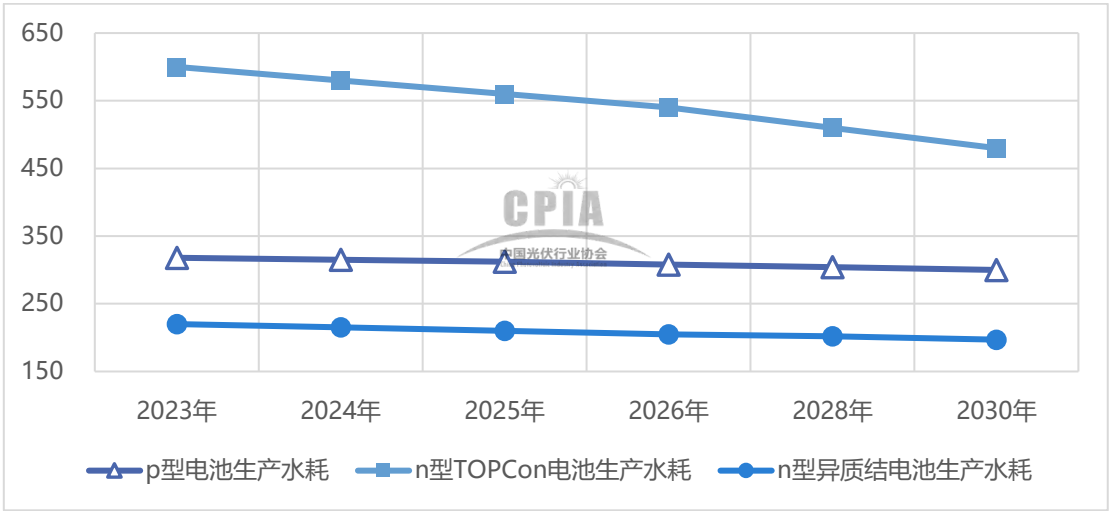


图 48 2023-2030 年不同类型电池片水耗变化趋势（单位：t/MW）

15、电池片单位产能设备投资额

2023 年，新投 PERC 和 TOPCon 电池片产线生产设备基本实现本土化，其中 PERC 电池产线设备投资成本降至 1.42 亿元/GW，产线可兼容 182mm 及 210mm 的大尺寸产品，单条产线产能已达到 500MW 以上。2023 年新投产 TOPCon 电池线设备投资成本约 1.55 亿元/GW，略高于 PERC 电池；异质结电池设备投资成本约 3.51 亿元/GW。未来随着设备生产能力的提高及技术进步，单位产能设备投资额将进一步下降。

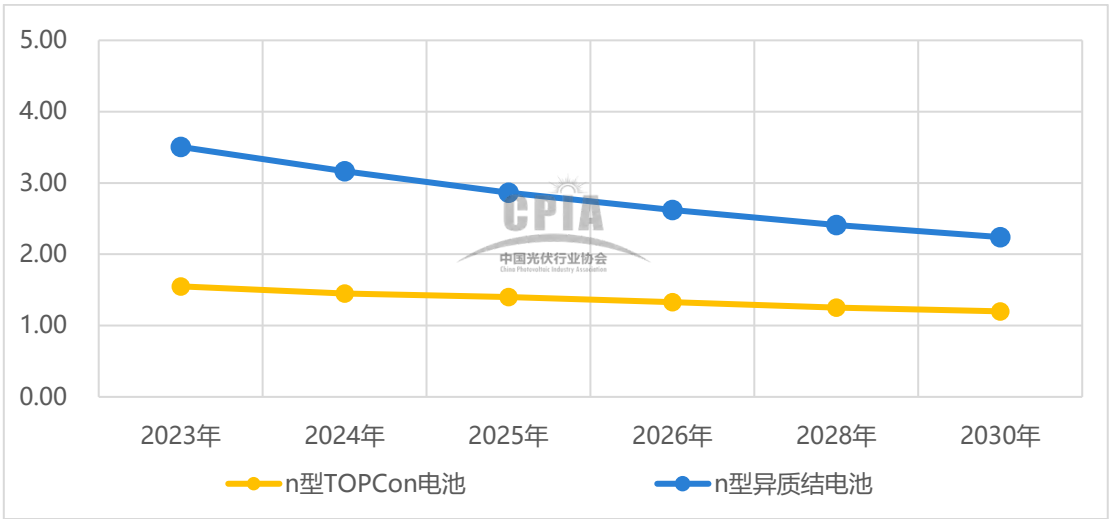


图 49 2023-2030 年不同电池类型产线投资成本变化趋势（单位：亿元/GW）

（四）组件环节⁹

1、不同类型组件功率

2023 年，多晶产品提升需求不大，功率基本维持去年水平，常规多晶黑硅组件功率约为 355W，PERC 多晶黑硅组件功率约为 425W，PERC 铸锭单晶组件约为 450W。采用 166mm 尺寸 72 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 460W；采用 182mm 尺寸 72 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 555W；采用 210mm 尺寸 66 片的 PERC 单晶电池的组件功率达到 665W。采用 182mm 尺寸 72 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 580W。采用 210mm 尺寸 66 片异质结电池组件功率达到 710W。

表 3 2023-2030 年不同类型组件功率变化趋势

晶硅电池组件平均功率 (W)		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
p 型单晶	PERC p 型单晶组件 (182mm)	555	560	565	565	570	570
	PERC p 型单晶组件 (210mm)	665	670	675	680	680	685
n 型单晶	TOPCon 单晶组件	580	585	590	600	605	610
	异质结组件 (210mm)	710	720	740	745	750	755

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

2、p 型 PERC 单晶组件 (210mm) 和异质结组件 (210mm) 以 66 片为基准，其他组件均以 72 片为基准；

3、非特殊注明，均以 182mm 尺寸电池为基准；

4、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

2023 年，随着下游应用端对于双面发电组件发电增益的认可，双面组件市场占比达到 67.0%，增长较多，远超单面组件，成为市场主流。受市场需求因素的影响，未来单/双面组件市场占有率将趋于稳定。

⁹ 若无特殊说明，本环节指标均以使用 182mm 尺寸电池片封装为基准。

¹⁰ 单/双面发电组件是指封装组件的发电模式。

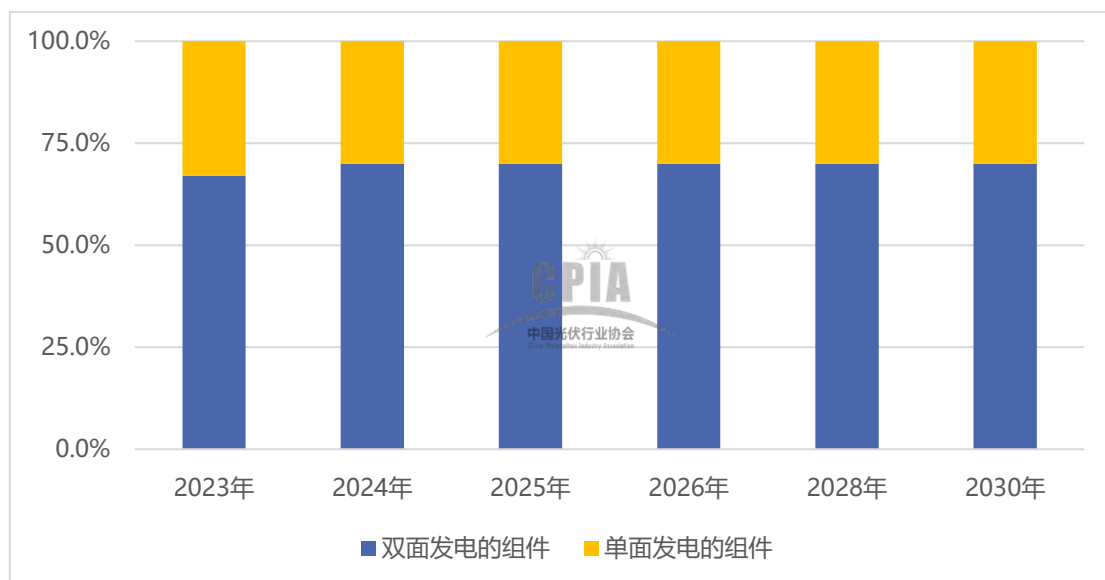


图 50 2023-2030 年单/双面组件市场占比变化趋势

3、全片、半片及多分片组件市场占比

2023 年，半片组件市场占比为 97.1%，多分片组件市场占比为 2.0%，全片组件市场占比为 0.9%，其中多分片包含叠瓦和三分片。由于半片或更小片电池片的组件封装方式可提升组件功率，预计未来半片组件将持续占据大部分市场份额，全片组件逐渐淡出市场。

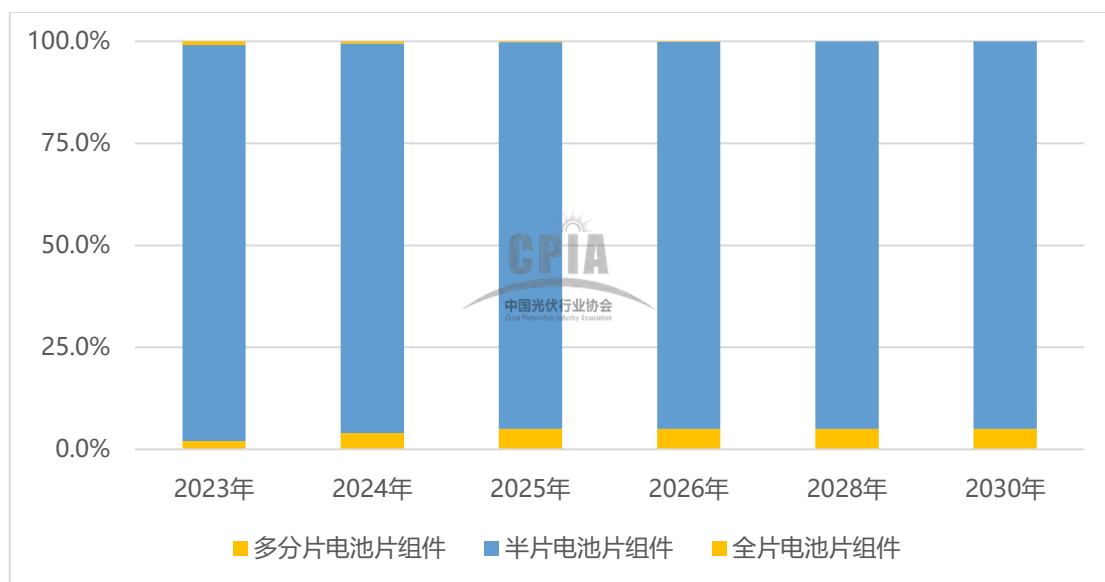


图 51 2023-2030 年全片、半片及多分片组件市场占比变化趋势

4、不同电池片互联技术的组件市场占比

目前，市场上电池片互联技术分为红外焊接、导电胶和其他互联技术，导电胶是市场上电池片互联技术的新型连接方式（不含铅），其他互联技术主要包含 OBB 互联、电磁和激光等。2023 年红外焊接技术为市场主流焊接技术，市场份额约 98.1%；导电胶互联主要应用在叠瓦组件中，

市场占比约 1.3%；其他互联技术主要应用在 XBC 和异质结电池中，2023 年市场占比约 0.6%。由于成本等原因，导电胶及其他新型互联技术应用范围较小，而随着电池技术的不断发展，未来其他新型互联技术将保持较快增长。

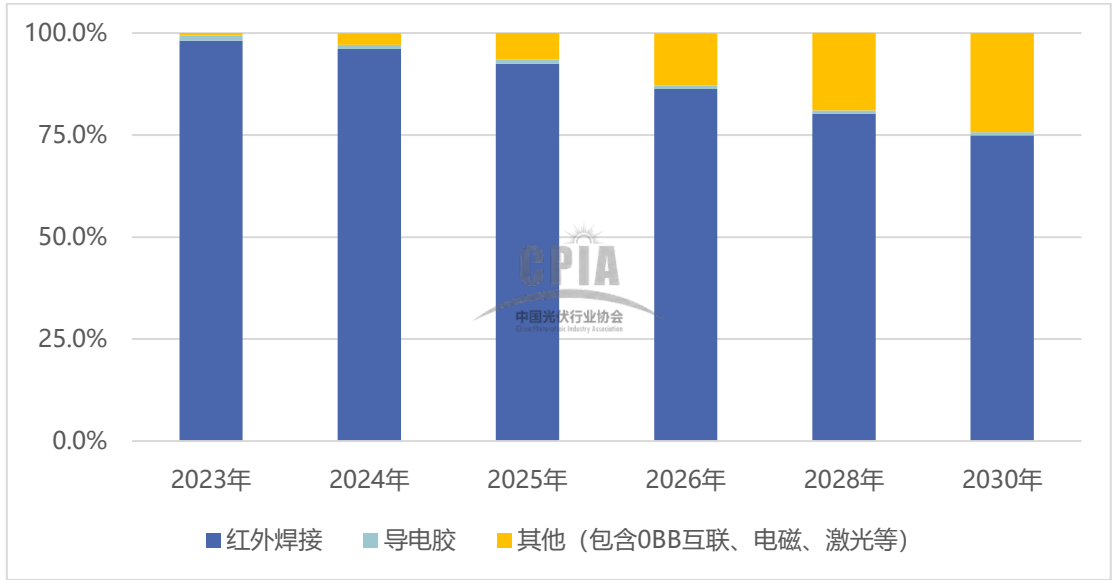


图 52 2023-2030 年不同电池片互联技术的组件市场占比变化趋势

5、3.2mm 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。目前，组件厂商考虑到透光率以及成本之间的平衡，对透光率的要求在 93.5%到 94%之间。2023 年，钢化镀膜玻璃透光率与去年变化不大，平均约 94.0%。随着技术进步，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。

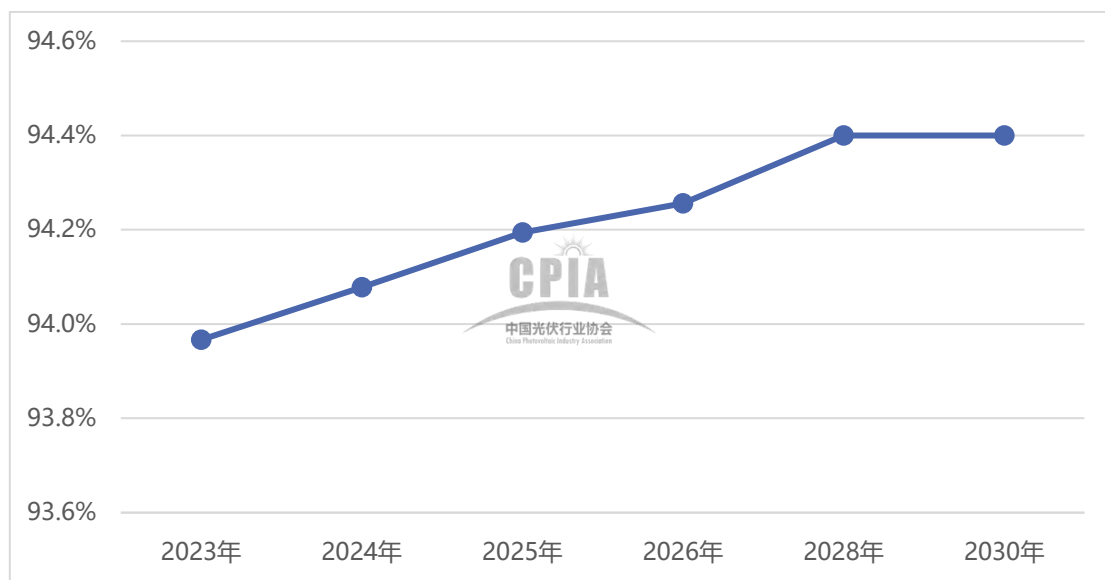


图 53 2023-2030 年 3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率变化趋势

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、拥有深度结构的前盖板玻璃等）。其中，拥有深度结构的前盖板玻璃组件主要应用于机场防眩光等特定场所。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，大部分电站以镀膜盖板玻璃为主，2023 年市场占比为 99.6%。未来几年光伏应用场景多样化或将带动一部分非镀膜玻璃市场的增长。

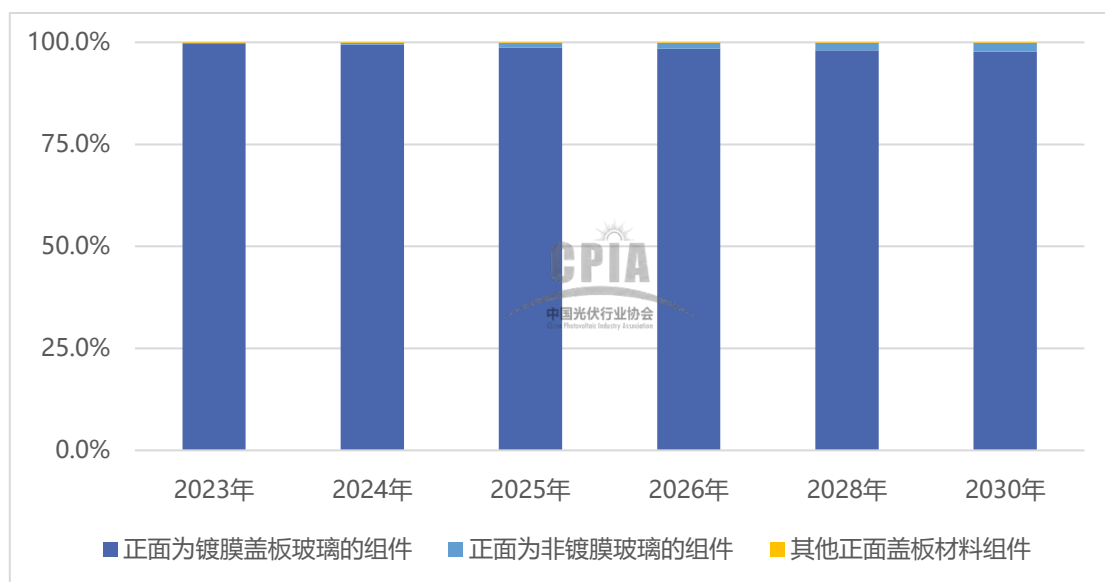


图 54 2023-2030 年不同材质正面盖板组件市场占比变化趋势

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、3.2mm 和其他规格，其中厚度为 2.0mm 的玻璃主要用于双玻组件。2023 年，由于双面组件市场占有率大幅增加，厚度 2.0mm 的前盖板玻璃市场占有率达到 65.5%，较去年有较大提升；而厚度 3.2mm 的前盖板玻璃市场占有率则下降至 32.5%。同时双玻组件在试用 1.6mm 厚度玻璃，2023 年其市场占有率有所提升，约 1.5%。随着组件轻量化、双玻组件以及新技术的不断发展，在保证组件可靠性的前提下，盖板玻璃会向薄片化发展。

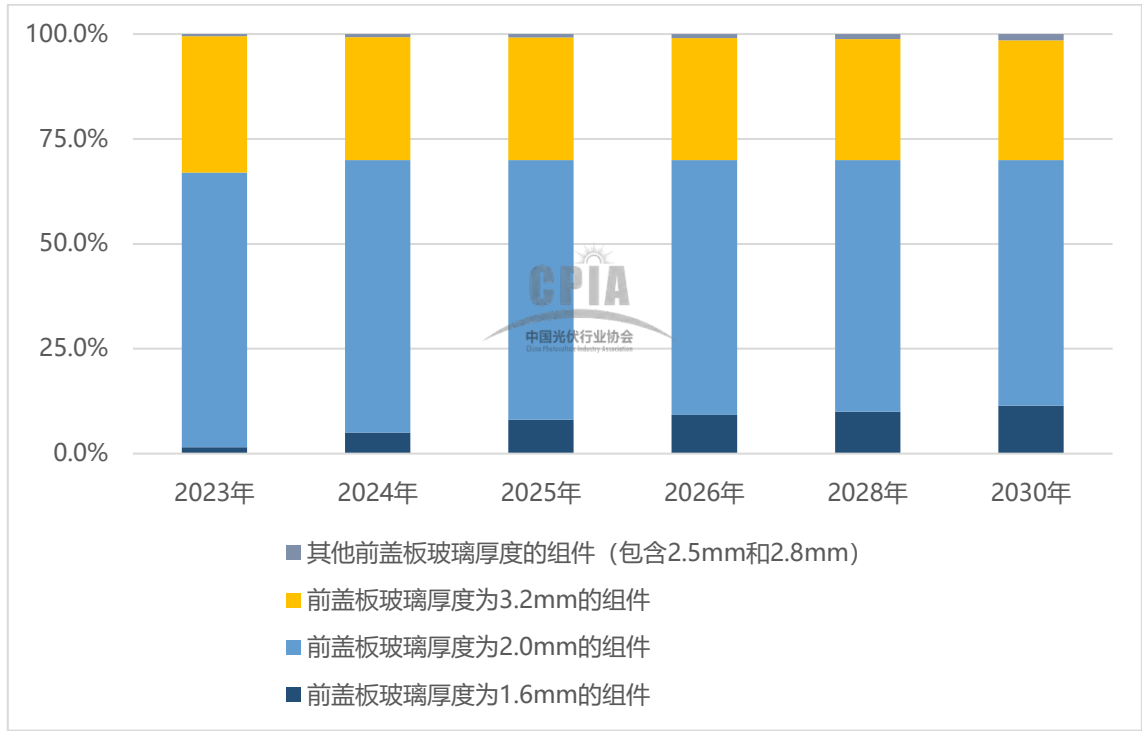


图 55 2023-2030 年不同前盖板玻璃厚度的组件市场占比变化趋势

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。其中，POE 胶膜具有高抗 PID 的性能和高阻水性能，双玻组件通常采用的是 POE 胶膜；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，用于双玻组件。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。2023 年，组件封装材料仍以透明 EVA 胶膜为主，约占 42.5% 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 2023 年市场占比提升至 27.8%，未来预计其市场占比将进一步增大。

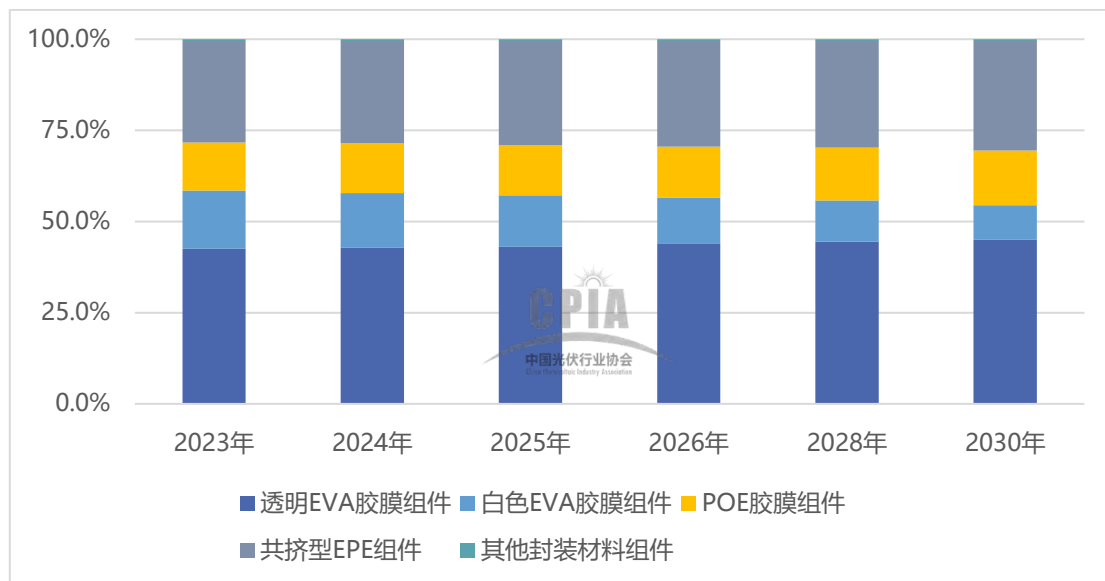


图 56 2023-2030 年不同封装材料的市场占比变化趋势

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。2023 年,我国已有多家企业可实现 EVA 粒子的量产,在地化供应率已基本达到 66.8%左右。在未来光伏行业及其他行业的需求驱动下,2030 年我国 EVA 粒子在地化供应率或将进一步提升至 85%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,2023 年我国有部分本土厂商正在进行 POE 粒子的试产,但仍未有规模化出货,在地化供应率为 0.8%。预计 2024 年开始将陆续有企业进入量产阶段,较 2023 年相比或有突破。随着未来 n 型产品市场扩大,POE 粒子生产技术逐渐成熟以及产能的全面铺开,预计 2030 年 POE 粒子在地化供应率将提升至 55%以上。

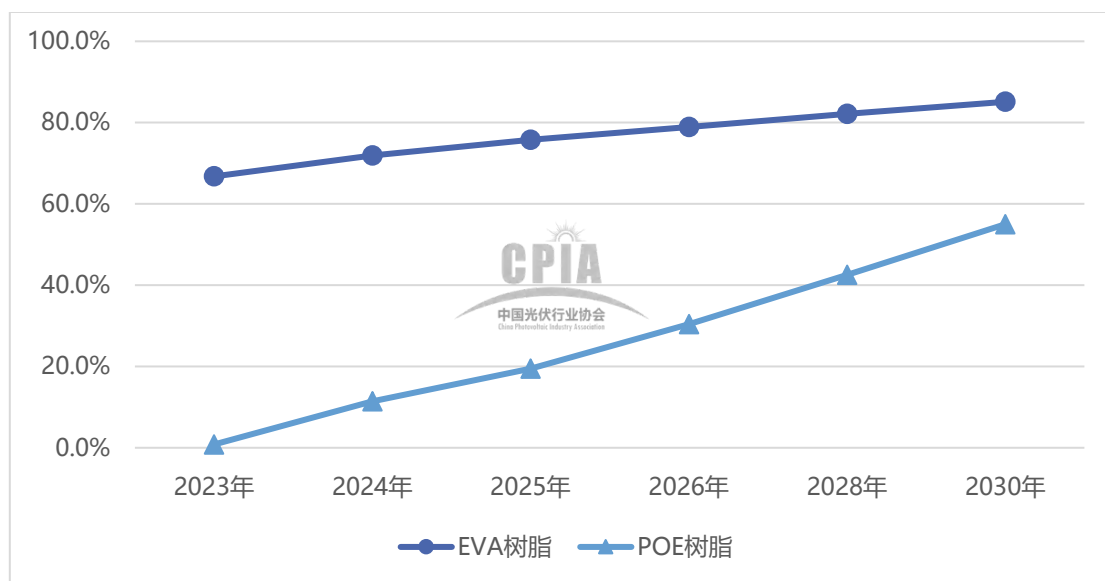


图 57 2023-2030 年树脂粒子在地化供应率变化趋势

10、不同背板材料市场占比

目前，市场上使用的背板主要包括双面涂覆型、涂覆复合型、玻璃及共挤型背板。2023 年，由于双面发电组件市场占有率的不断提升，玻璃背板成为行业主流，占比达到 64.6%，双面涂覆型背板市场占比下降至 20.1%。未来几年，随着技术的不断进步，玻璃背板市场占有率有望持续增长。

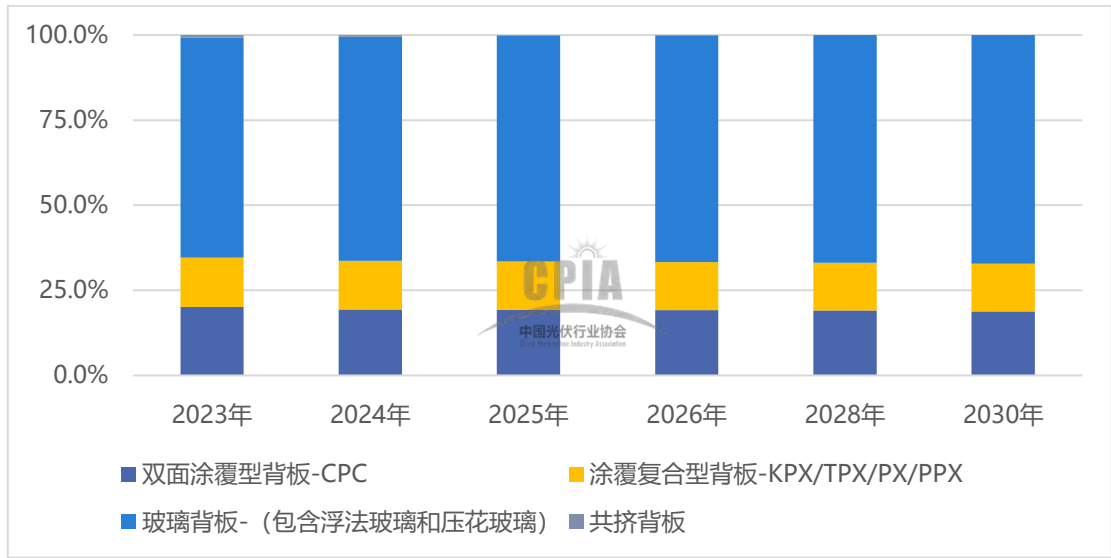


图 58 2023-2030 年不同背板材料市场占比变化趋势

11、组件电耗

组件电耗包括生产系统耗电，辅助生产系统耗电量或分摊量，不包含办公区域及生活用电。2023 年组件生产电耗为 1.35 万 kWh/MW，未来几年组件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。

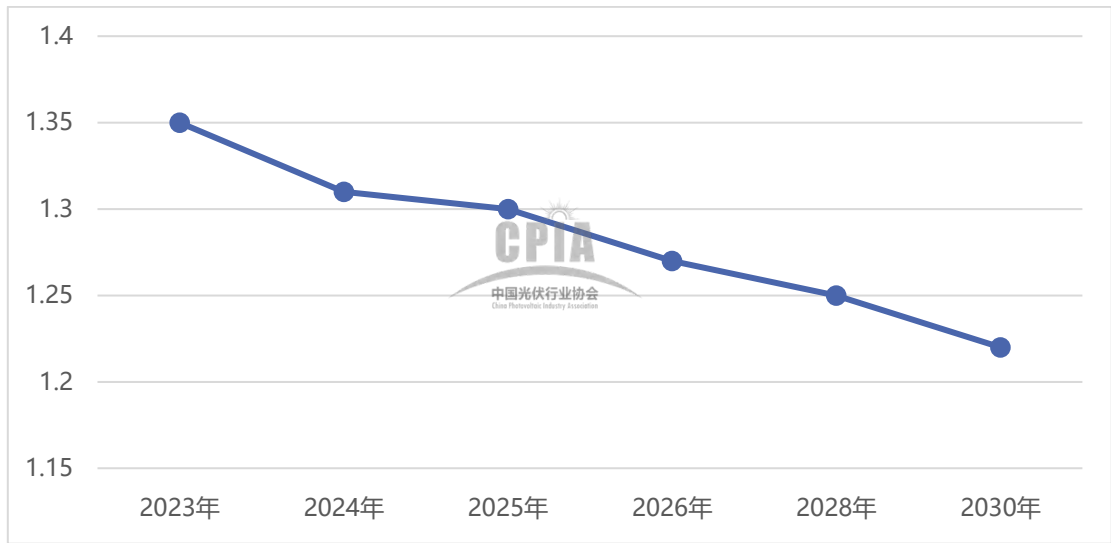


图 59 2023-2030 年组件电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/MW)

12、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）。2023 年，单线组件功率不断提升，我国组件工厂人均产出率也提升至约 5.1MW/（人·年）。未来随着产线自动化、数字化和智能化水平的提高，以及组件功率的提升，人均产出率将不断增长，到 2030 年有望达到 6.0MW/（人·年）。考虑到企业为社会提供就业机会等因素，此指标的增速或将放缓。

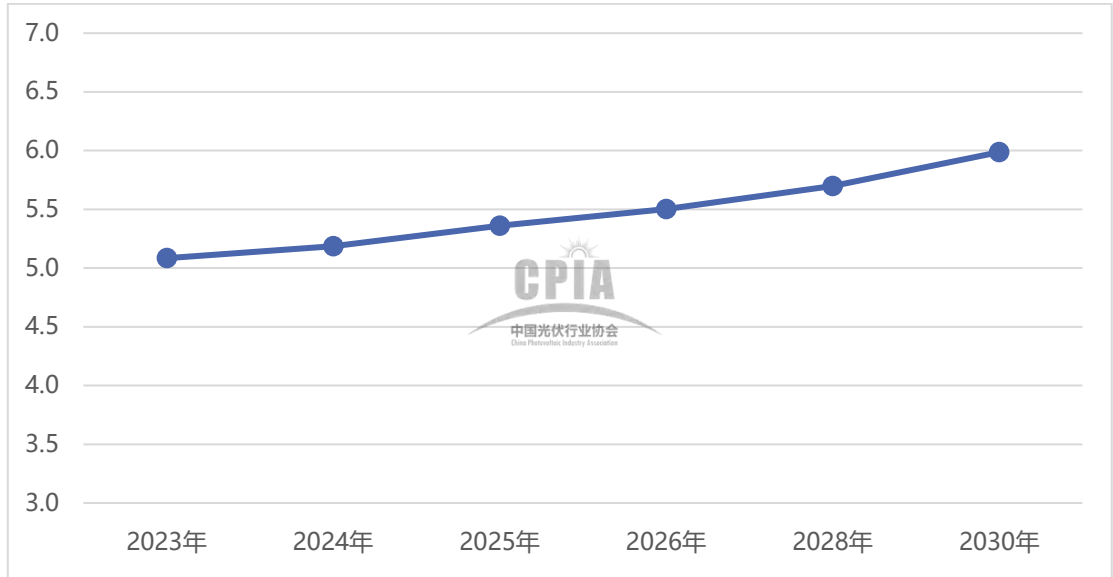


图 60 2023-2030 年组件人均产出率变化趋势（单位：MW/（人·年））

13、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焊接机、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。2023 年新投 p 型 PERC 产线设备投资额约 5.7 万元/MW，同比略有下降，主要原因是产品效率增益带来的成本下降。未来随着组件设备的性能、单台产能以及组件功率不断提升，组件生产线投资成本仍会下降。

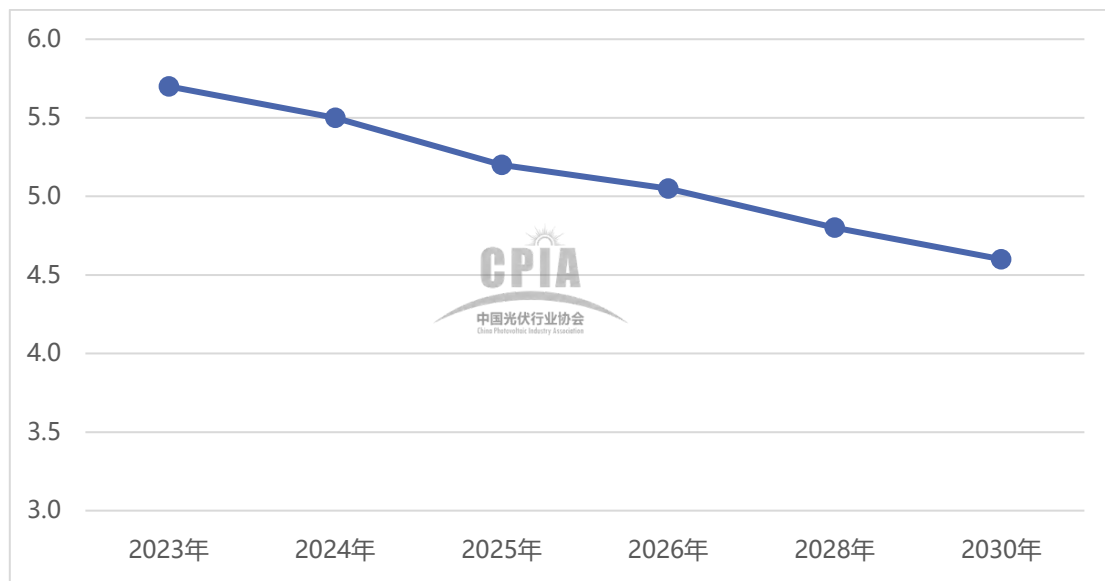


图 61 2023-2030 年组件生产线投资成本变化趋势（单位：万元/MW）

（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、适合与建筑结合（BIPV）等特点，目前能够商品化的薄膜太阳能电池主要包括铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）、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 22.4%，组件量产最高效率达 19.7%左右，产线平均效率为 15-19%；铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池实验室效率纪录达到 23.35%，组件量产尺寸最高效率达 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%；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；钙钛矿太阳能电池实验室转换效率较高，但稳定性仍在继续攻关中，目前仍处于实验室及中试阶段。

1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率

2023 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 20.6%。CdTe 组件（面积 $\geq 0.72\text{m}^2$ ）量产最高转换效率为 17.3%，量产平均转换效率为 15.8%，2024 年有望达到 16.5%。

表 4 2023-2030 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 (%)	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
碲化镉 CdTe 小电池片实验室最高转换效率	20.6%	21.0%	21.4%	21.9%	23.0%	24.6%
碲化镉 CdTe 组件量产最高转换效率	17.3%	17.8%	18.4%	19.2%	20.2%	21.8%
碲化镉 CdTe 组件量产平均转换效率	15.8%	16.5%	17.2%	17.7%	18.8%	20.6%

2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率

铜铟镓锡(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）。2023 年我国玻璃基 CIGS 小电池片（ $\geq 1\text{cm}^2$ 孔径面积）实验室最高转换效率为 22.9%。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 小电池片（ $\geq 1\text{cm}^2$ 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 16.3%。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 2023-2030 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 (%)	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
小电池片实验室最高转换效率	22.9%	23.1%	23.5%	23.8%	24.3%	25.3%
玻璃基组件量产最高转换效率	17.6%	17.7%	18.2%	18.9%	19.7%	21.5%
玻璃基组件量产平均转换效率	16.5%	16.5%	17.0%	17.7%	18.5%	19.7%
柔性小电池片实验室最高转换效率	22.3%	22.8%	23.4%	23.9%	24.6%	26.4%
柔性组件最高转换效率	18.6%	18.6%	18.7%	19.3%	20.2%	21.9%

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
柔性组件量产平均转换效率	16.3%	16.7%	17.5%	18.2%	19.2%	20.8%

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。2023 年，三结电池的研发平均转换效率达到 36.9%。

表 6 2023-2030 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 (%)	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
砷化镓 GaAs 小电池片三结研发平均转换效率	36.9%	37.2%	37.8%	38.0%	38.5%	39.5%

4、钙钛矿太阳能电池转换效率¹²

钙钛矿太阳能电池因其具有高光电转换效率、材料和制备成本低等优势,具有广泛的应用前景。目前,行业内钙钛矿电池生产大多处于小规模试验阶段,三条 100MW 及以上中试线已建成,其中一条已投入量产,两条运营调试,首批量产组件已进行了一年以上分布式应用实践并于 2023 年底开始地面电站实践。近几年来,学术与工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,一定程度上提升了钙钛矿电池的稳定性。目前,小电池片实验室最高转换效率为 26.1%,玻璃基小组件最高转换效率为 22.7%。处于小规模试验线量产阶段的玻璃基组件中试最高转换效率达到 20.6% (1200cm²) , 玻璃基量产组件最高转换效率为 18.2%。

表 7 2023-2030 年国内钙钛矿太阳能电池转换效率变化趋势

钙钛矿太阳能电池转换效率(%)	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
小电池片实验室最高转换效率 (≤1cm ²)	26.1%	26.6%	27.1%	27.6%	28.3%	29.0%
玻璃基小组件最高转换效率 (< 200cm ²)	22.7%	23.5%	24.3%	25.0%	26.0%	27.0%
玻璃基中试组件最高转换效率 (200≤S < 6500cm ²)	20.6% (1200cm ²)	22.0%	22.6%	23.2%	24.6%	26.0%
玻璃基量产组件最高转换效率 (> 6500cm ²)	18.2%	19.0%	20.0%	21.0%	22.5%	24.0%

¹² 该指标为单结钙钛矿太阳电池。

（六）逆变器¹³

1、不同类型逆变器市场占比

2023 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 80%，集中式逆变器市场占比为 20%。受应用场景变化、技术进步等多种因素影响，未来不同类型逆变器市场占比变化的不确定性较大。

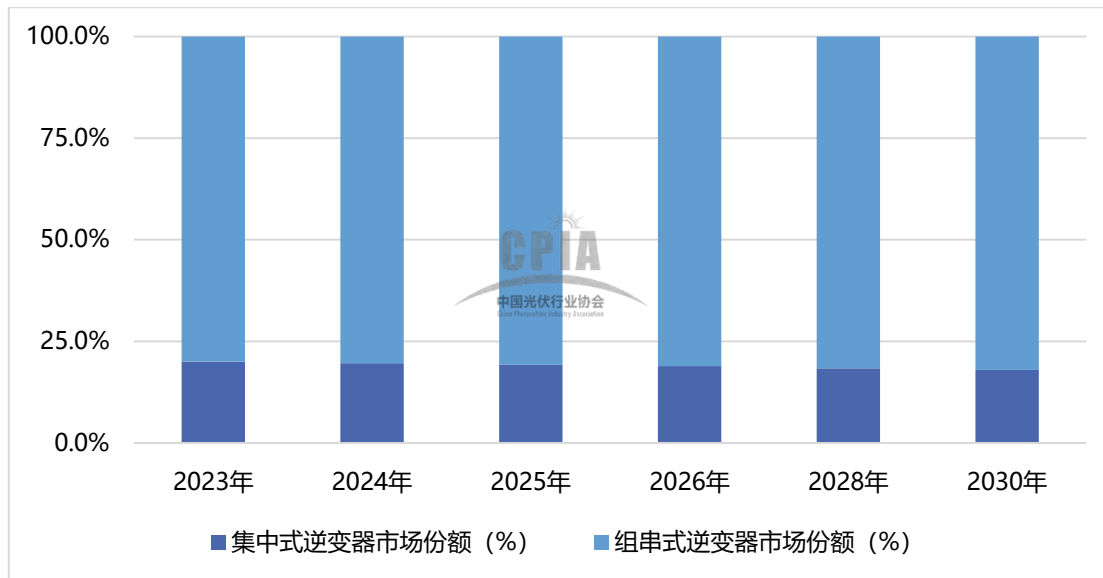


图 62 2023-2030 年我国不同类型逆变器市场占比变化趋势

2、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。2023 年，逆变器设备投资成本由 2022 的 4.7 万元/MW 下降到 4.5 万元/MW。未来随着逆变器功率密度的提升和自动化水平的提高，以及市场需求的增加使得产线利用率有所提升，都将使单位容量设备投资额呈下降趋势，预计 2030 年可降低至 4.1 万元/MW。

¹³ 逆变器环节的参数均代表国内应用情况。

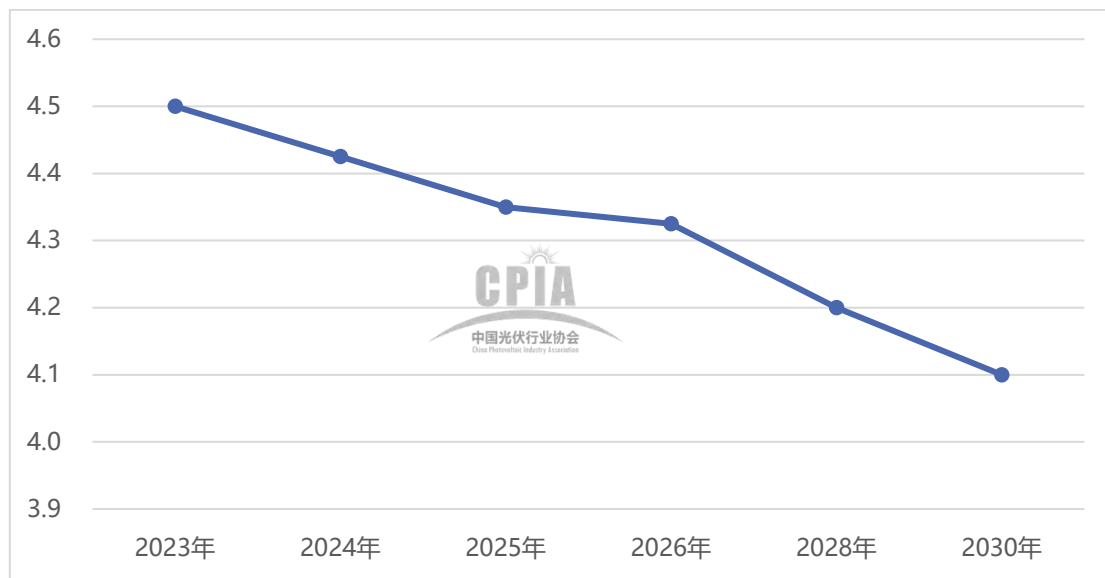


图 63 2023-2030 年逆变器设备投资额变化趋势 (单位: 万元/MW)

3、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)。2023 年, 我国逆变器人均产出率约为 27.3MW/ (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 2030 年有望达到 36.4MW/ (人·年)。

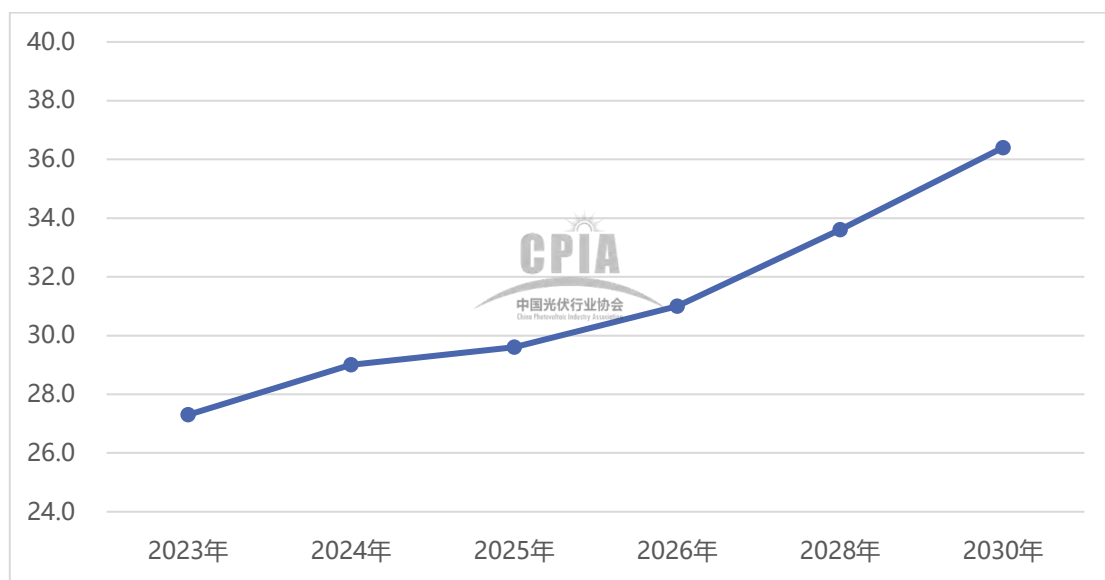


图 64 2023-2030 年我国逆变器人均产出率变化趋势 (单位: MW/ (人·年))

4、逆变器单机主流额定功率¹⁴

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。2023 年，集中式逆变器单台主流功率为 3200kW/台,同时还有 3300kW/台、4400kW/台等型号也在市场上销售；2023 年集中式电站用组串式逆变器单台主流功率为 294kW/台,预计 2024 年主流功率为 300kW 级。未来逆变器单机额定功率的提升除技术创新外，也要考虑 LCOE 成本最优以及与高功率组件的匹配等因素，因此市场中逆变器单机主流额定功率将由市场需求和技术发展决定。

表 8 2023-2030 年我国逆变器单机主流额定功率（单位：kW/台）

单台平均功率	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
集中式逆变器	3200	3400	4000	4500	5000	6250
组串式逆变器—集中式电站用	294	315	335	363	388	450

5、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家的在逆变器结构上的创新，逆变器的功率密度显著提升。2023 年集中式逆变器功率密度为 1.20kW/kg，集中式电站用组串式逆变器功率密度为 2.63kW/kg。

表 9 2023-2030 年我国逆变器功率密度变化趋势（单位：kW/kg）

功率密度	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2028 年	2030 年
集中式逆变器	1.20	1.33	1.37	1.46	1.62	1.76
组串式逆变器—集中式电站用	2.63	2.81	2.93	3.07	3.27	3.61

6、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本土产功率模块的逆变器占国内逆变器总量的比例。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角度考虑，我国需要具备一定的功率芯片和器件的在地化生产能力。2023 年集中式逆变器在地化供应率为 30%，部分头部企业的功率器件在地化率已超过 50%；1500V 组串式逆变器在地化供应率为 20.3%，部分头部企业已超过 50%；1000V 组串式逆变器在地化供应率为 40%，部分头部企业已超过 60%。随着逆变器厂商技术进步，我国逆变器功率模块在地化供应率将得到显著提升。

¹⁴ 集中式逆变器、组串式逆变器的主流产品功率并非指某一种逆变器功率。2023 年组串式逆变器出货产品功率范围为 225-300kW 左右，均值为 294kW。

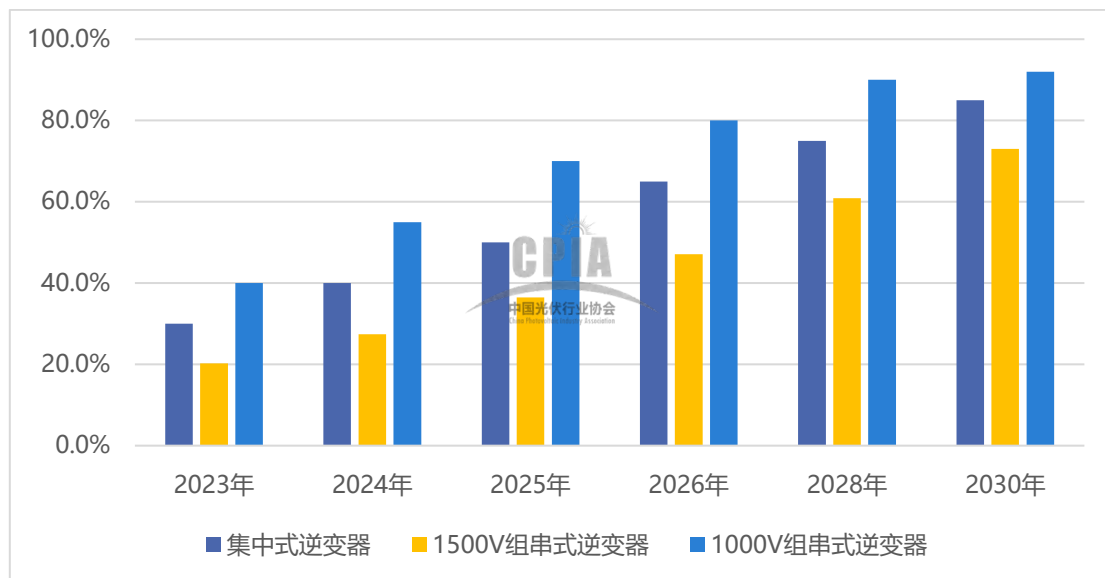


图 65 2023-2030 年我国逆变器功率器件在地化供应率变化趋势

7、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。2023 年我国逆变器主控制芯片在地化供应率约 23.2%，同比提升了超过 5 个百分点，头部企业已达到约 30%以上。随着国内控制芯片厂商的不断发展，2030 年我国逆变器主控制芯片在地化供应率或将提升至 70%，行业对本土产芯片技术有所期待。

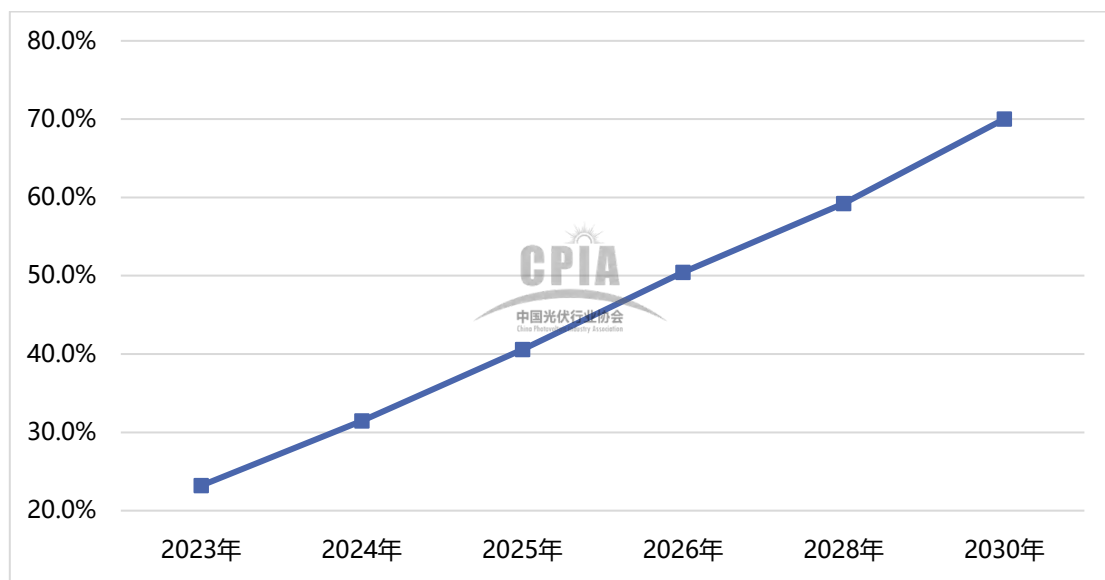


图 66 2023-2030 年我国逆变器控制芯片在地化供应率变化趋势

（七）系统环节

1、全球光伏新增装机量

全球已有多个国家提出了“零碳”或“碳中和”的气候目标，发展以光伏为代表的可再生能源已成为全球共识，再加上光伏发电在越来越多的国家成为最有竞争力的电源形式，预计全球光伏市场将持续高速增长。根据国际可再生能源机构（IRENA）在《全球能源转型展望》中提出的 1.5℃ 情景，到 2030 年，可再生能源装机需要达到 11000GW 以上，其中太阳能光伏发电和风力发电约占新增可再生能源发电能力的 90%。2023 年，全球光伏新增装机超过 390GW，创历史新高。未来，在光伏发电成本持续下降和全球绿色复苏等有利因素的推动下，全球光伏新增装机仍将持续增长。

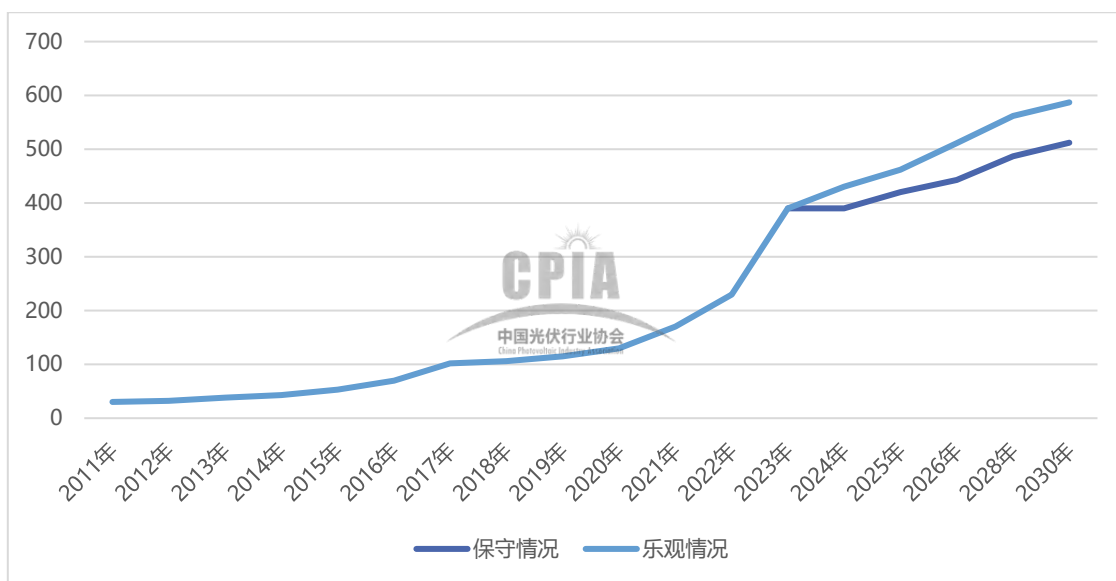


图 67 2011-2023 年全球光伏年度新增装机规模以及 2024-2030 年新增规模预测（单位：GW）

2、国内光伏新增装机量

集中式分布式齐头并进，其中集中式增长动能尤为强劲。2023 年，我国国内光伏新增装机 216.88GW，同比增加 148.1%。其中，我国大部分大基地项目在 2023 年年底并网，集中式光伏电站新增装机 120.59GW，同比增长 232.2%，分布式光伏电站新增装机 96.29GW，同比增长 88.4%。

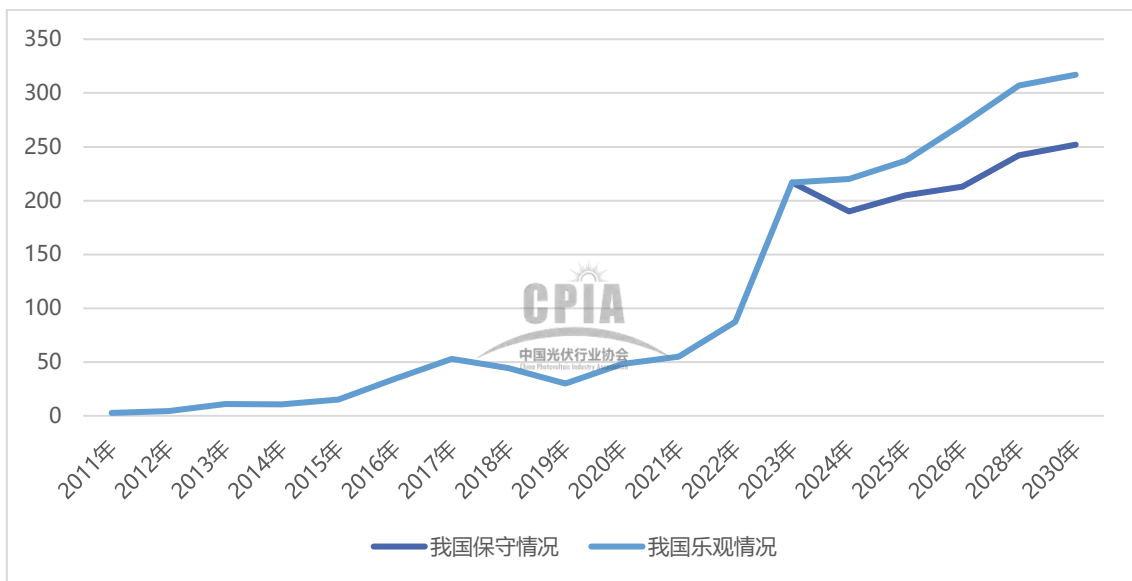


图 68 2011-2030 年国内光伏年度新增装机规模以及 2024-2030 年新增规模预测 (单位: GW)

3、光伏应用市场

2023 年大型地面电站占全部新增光伏发电装机的 55.6%，分布式电站占比为 44.4%，其中户用光伏占到分布式市场约 45.3%。2023 年，我国大基地项目开工建设，集中式增长点明显。分布式市场方面，我国户用光伏装机表现良好，并且随着多个传统户用装机市场接近饱和，户用安装开始向南部转移，如江西、湖南、福建等省份 2023 年增长突出。

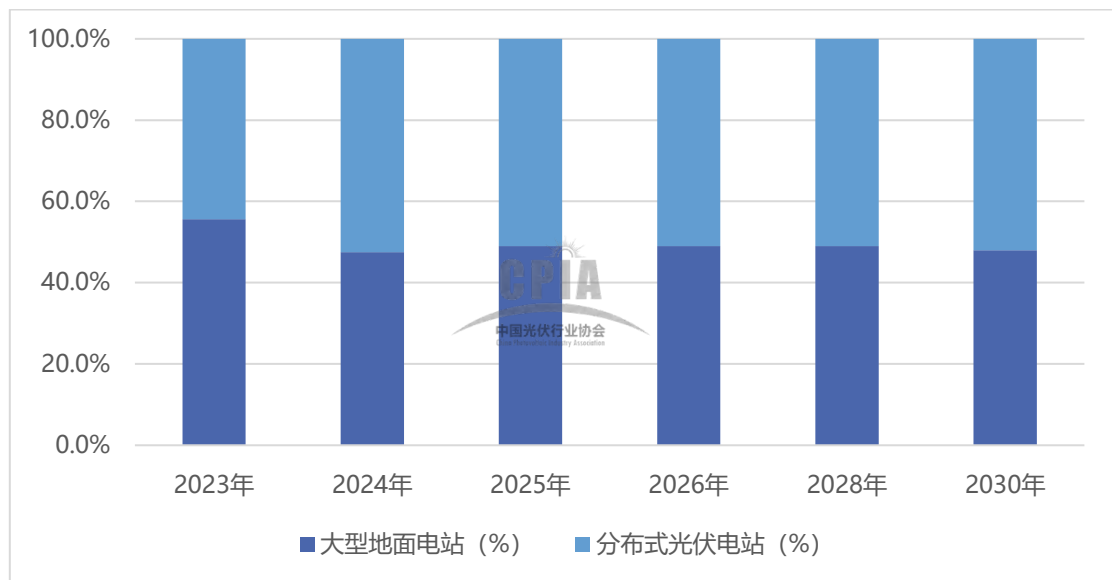


图 69 2023-2030 年不同类型光伏应用市场变化趋势

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）¹⁵

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，未来下降空间不大。组件、逆变器等关键设备成本随着技术进步和规模化效益，仍有一定下降空间。接网、土地、项目前期开发费用等属于非技术成本，不同区域及项目之间差别较大。

2023 年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为 3.4 元/W 左右，其中组件约占投资成本的 38.8%，非技术成本约占 16.5%（不包含融资成本）。从占比来看，2023 年的非技术成本在全系统成本中的占比较 2022 年的 13.56%有所提升，主要原因是 2023 年组件成本有较大幅度下降，导致 2023 年非技术成本占比上升，但从成本数据本身来看，2023 年的非技术成本与 2022 年保持一致，为 0.56 元/W。预计 2024 年，随着组件效率稳步提升，整体系统造价将稳步降低，光伏系统初始全投资成本可下降至 3.16 元/W 左右。

¹⁵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。

2023 年部分地区对于保障性并网项目要求配置电化学储能，若按项目装机容量 15%、储能时长 2 小时计算，初始投资约增加 0.35 元/W。

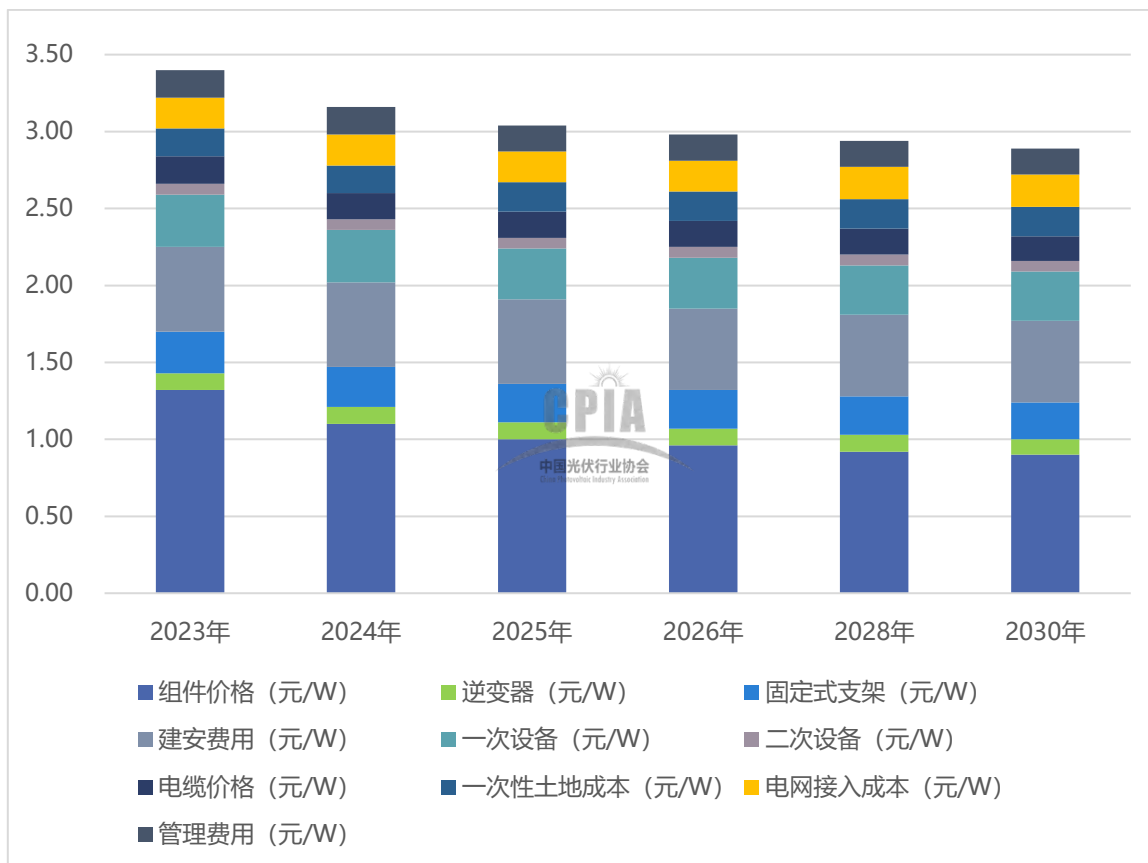


图 70 2023-2030 年我国地面光伏系统初始全投资变化趋势 (单位: 元/W)

(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。2023 年我国工商业分布式光伏系统初始投资成本为 3.18 元/W，2024 年预计下降至 3 元/W 以下。

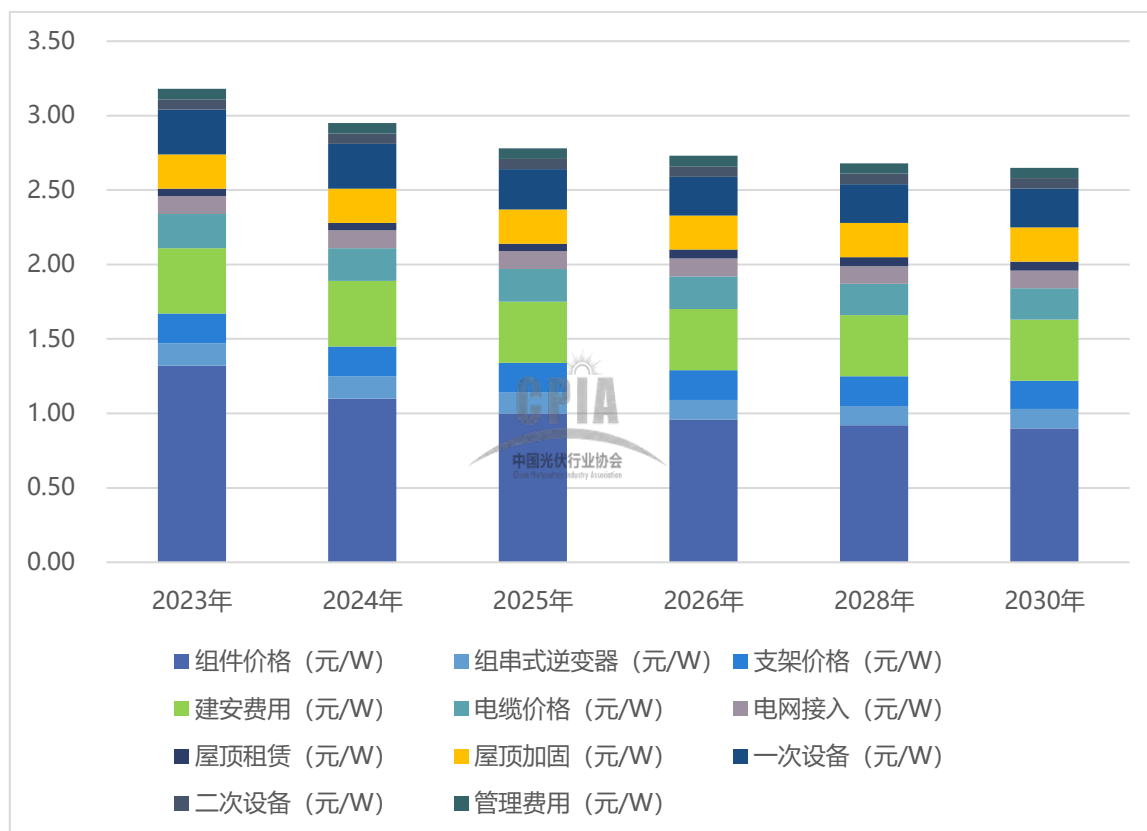


图 71 2023-2030 年我国工商业分布式光伏系统初始全投资变化趋势（单位：元/W）

(3) 电站运维成本¹⁶

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，科学合理的对电站进行管理，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。2023 年，分布式光伏系统运维成本为 0.047 元/(W·年)，集中式地面电站为 0.039 元/(W·年)，较 2022 年小幅下降。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。

¹⁶ 电站运维仅包括基础运维，不含纳入固定资产更换的部分。

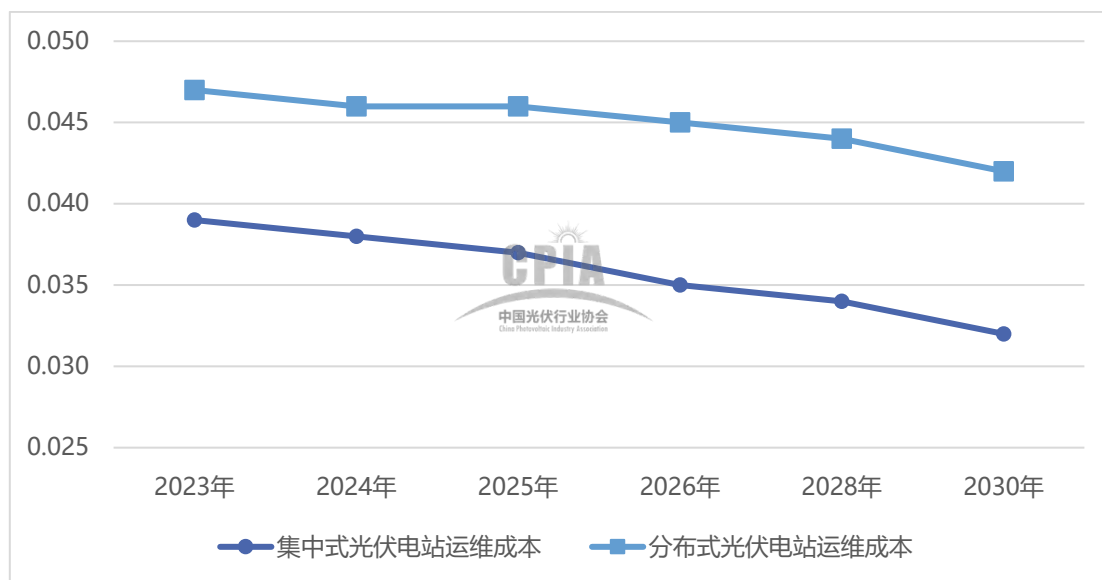


图 72 2023-2030 年我国电站运维成本变化趋势 (单位: 元/(W·年))

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。2023 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 0.15、0.18、0.23、0.27 元/kWh。

¹⁷ 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 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。

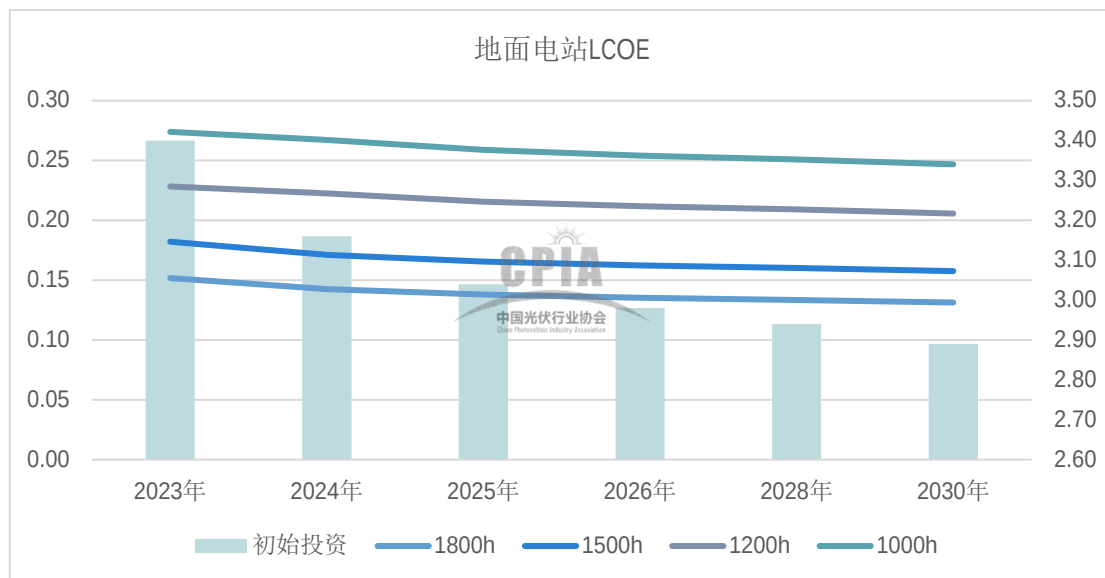


图 73 2023-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

2023 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 0.14、0.17、0.21、0.25 元/kWh。目前国内分布式光伏已在全国大部分地区具有经济性。

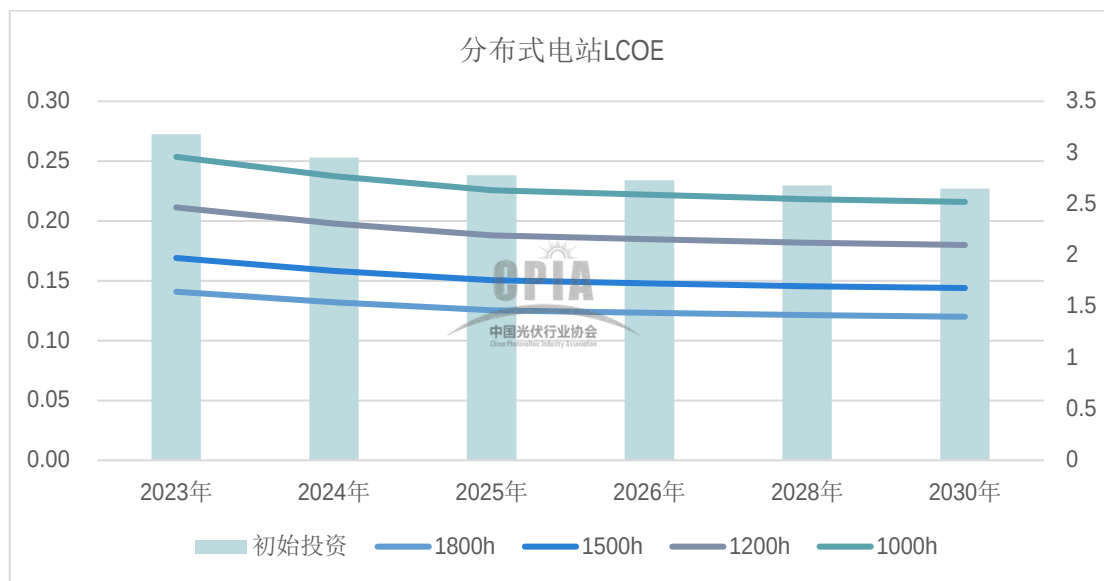


图 74 2023-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

6、不同系统电压等级市场占比¹⁸

2023 年国内直流电压等级为 1500V 及以上的市场占比约 57.8%，直流电压等级为 1000V 市场占比 42.2%。2023 年，户用分布式装机 43.6GW，户用全部采用直流电压 1000V 等级系统，工商业分布式装机 53.38GW，工商业分布式有 90%采用直流电压 1000V 等级系统。

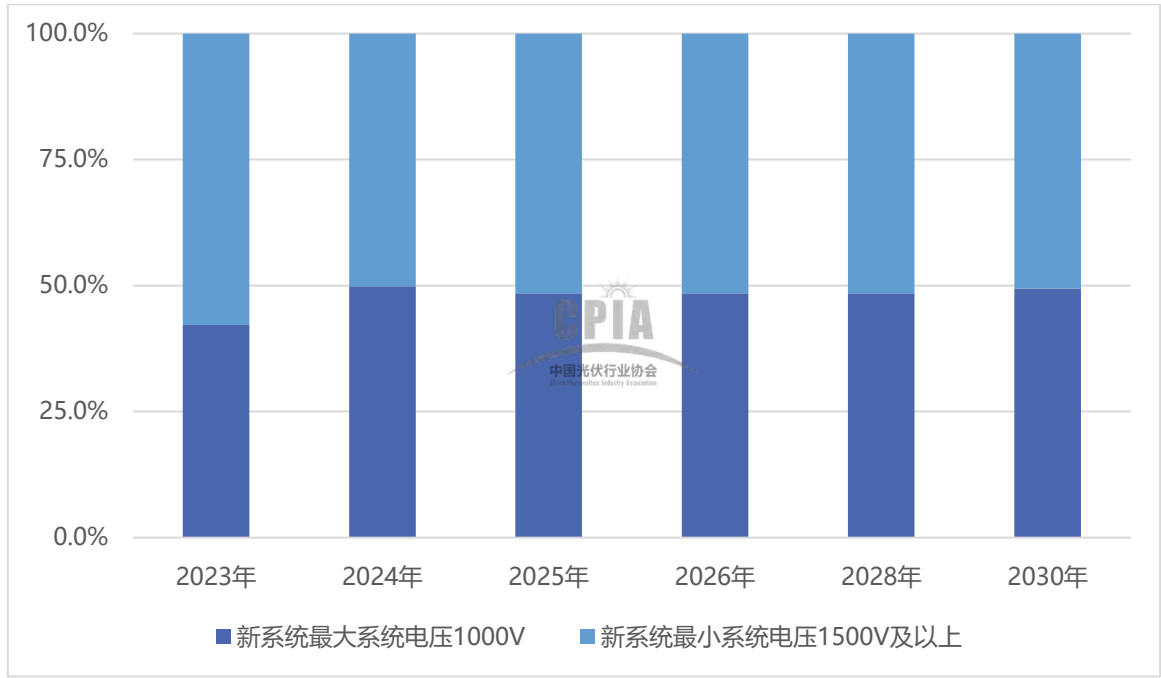


图 75 2023-2030 年不同系统电压等级市场占比变化趋势

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。虽然跟踪系统具有发电量增益的优势，但因其成本相对较高，目前国内市场使用较少，并且 2023 年跟踪系统产品出货的提升远低于我国整体光伏市场装机的增长率，导致 2023 年跟踪系统市场占比下降至 5.3%左右，相较 2022 年下降较多。未来随着其成本的下降以及可靠性的解决，市场占比或将有所提升。

¹⁸ 该指标包含地面电站及分布式光伏系统。

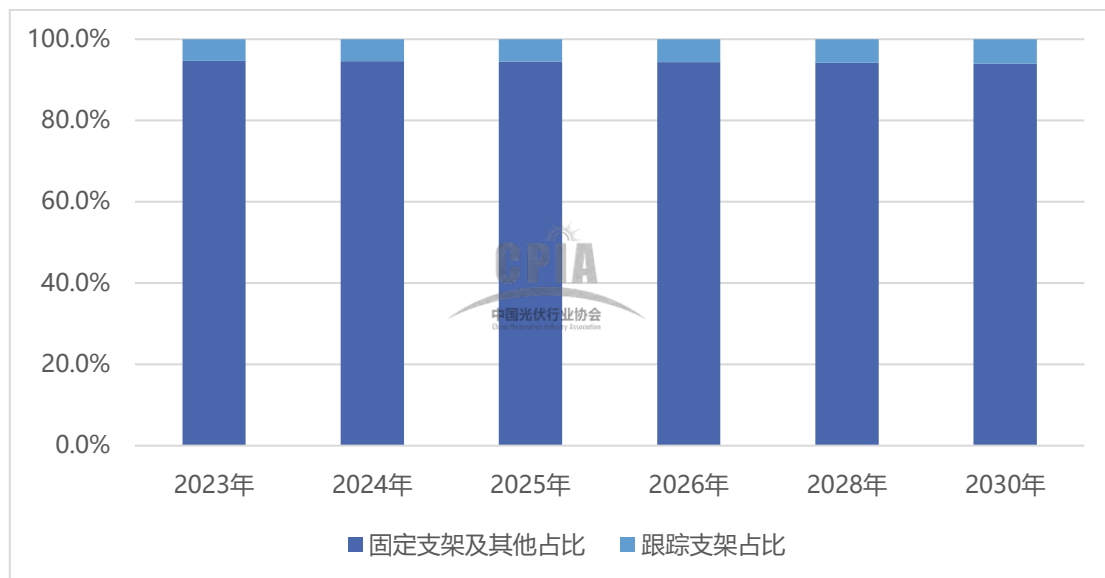


图 76 2023-2030 年跟踪系统市场占比变化趋势

（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,包含锂离子电池储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能等不同技术路线。

表 10 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

当前，美欧日韩等主要经济体将发展新型储能产业上升为国家或地区战略，我国也加快推动新型储能产业快速发展以支撑新型能源体系建设和碳达峰碳中和目标实现。2023 年国内新型储能新增装机约为 22.6GW，平均储能时长约 2.1 小时。随着政策进一步执行、成本超预期下降和技术持续改进，新型储能将更能满足发电侧、电网侧、用户侧的电力储能需求。预计 2025 年，全球及我国新型储能年度新增装机或分别超过 60GW、31GW，有望达到 67GW、35GW。

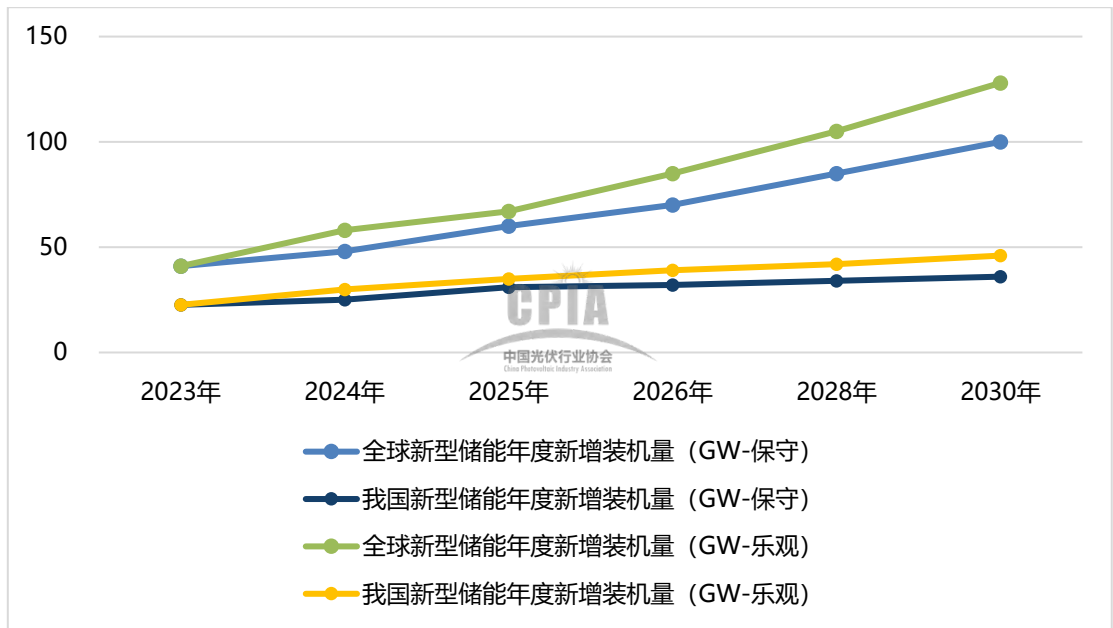


图 77 2023-2030 年全球及国内新型储能新增装机规模预测（单位：GW）

2、不同新型储能技术市场占比

2023 年，锂离子电池储能在新型储能新增装机中仍占据绝对主导地位，市场占比进一步增加到近 99%。由于我国锂电储能产业在技术、成本和产能方面的巨大优势，预计后几年锂电储能占比仍将维持高位；同时，压缩空气储能、液流电池储能等技术快速发展将推动其他新型储能装机规模提升。远期而言，随着脱碳更趋严格，波动性可再生能源发电将迅速替代化石燃料，能量成本更低的长时储能技术愈发关键。

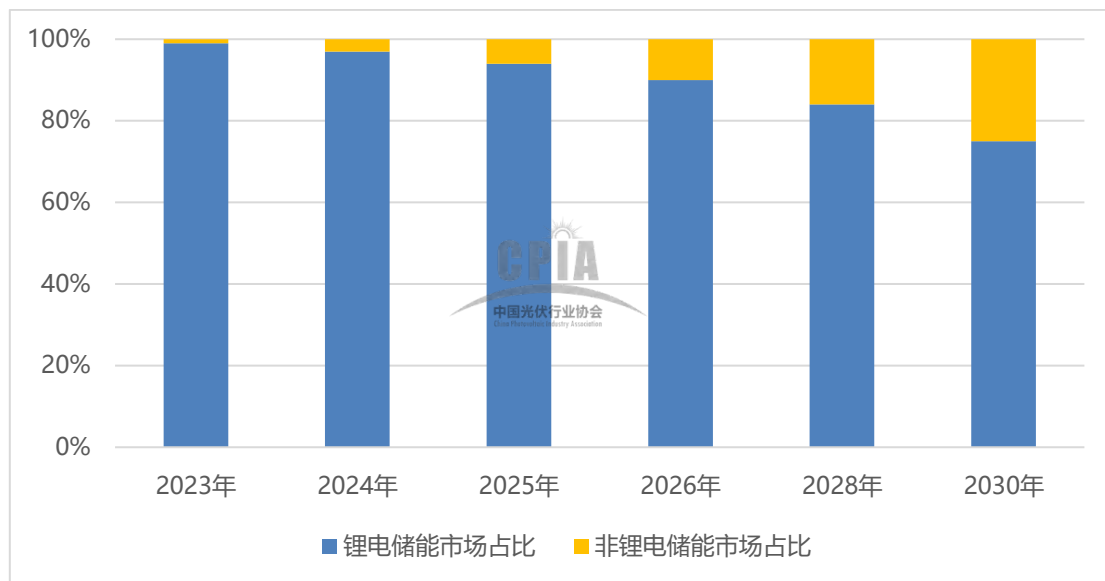


图 78 2023-2030 年新型储能新增装机中不同储能技术市场占比变化趋势（单位：%）

3、不同锂电储能温控技术占比

目前，磷酸铁锂电池技术是我国锂电储能的主导技术，以磷酸铁锂电池储能为例分析系列指标的变化趋势。锂电池对运行温度要求较高，最佳工作温度有助于锂电池提效增寿并保障安全。因此，温控系统成为锂电储能产业链关键一环，主流技术路线是风冷和液冷。2023 年，我国锂电储能温控技术中液冷占比为 85%左右，预计到 2024 年以后将提升到 95%以上。

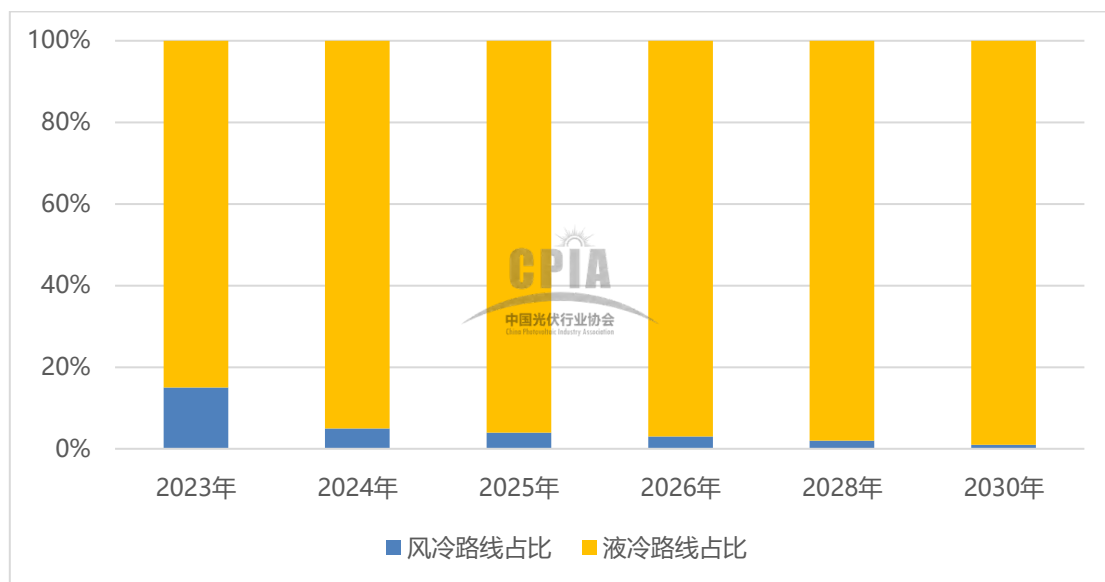


图 79 2023-2030 年新型储能新增装机中不同温控技术市场占比变化趋势（单位：%）

4、锂电储能系统年度平均价格

2023 年以来，在上游原材料价格超预期回落，产能快速释放以及技术迭代加速等多重因素影响下，我国储能电池系统中标价格持续下降。2023 年 12 月，我国锂电储能系统中标均价已跌破 0.8 元/Wh（2 小时），全年锂电储能系统均价在 1.1 元/Wh 左右。预计锂电成本中长期将继续呈下降趋势，为储能商业化应用盈利问题的解决奠定更好基础。

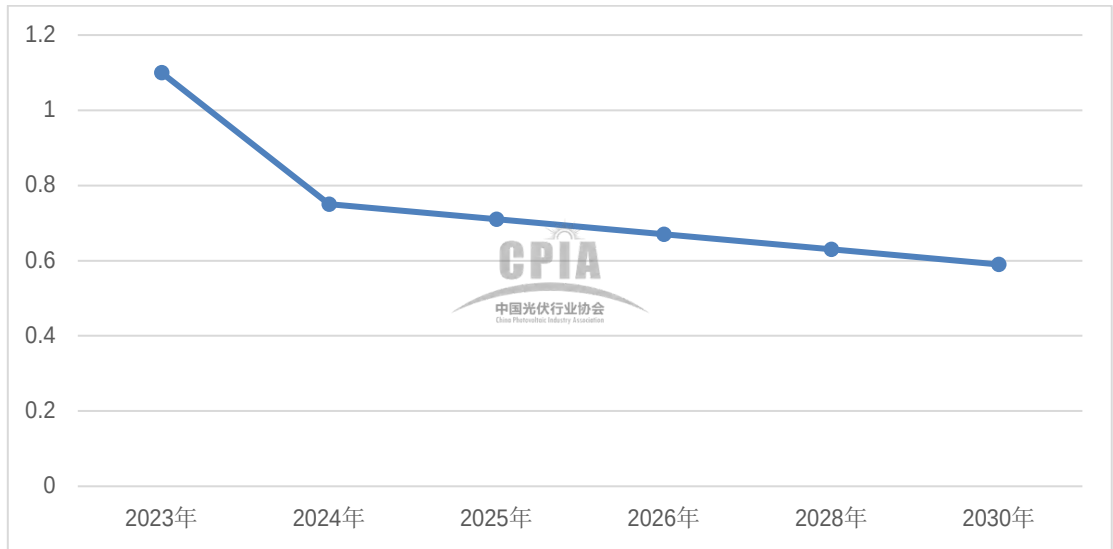


图 80 2023-2030 年我国锂电储能系统价格变化趋势（单位：元/Wh）

5、锂电储能系统能量转换效率

与其他新型储能技术相比，锂电池储能系统具有高能量转换效率的突出优点。2023 年，我国锂电储能系统装置效率约为 86%。随着技术水平的持续提升，锂电储能系统装置效率将有所提升。

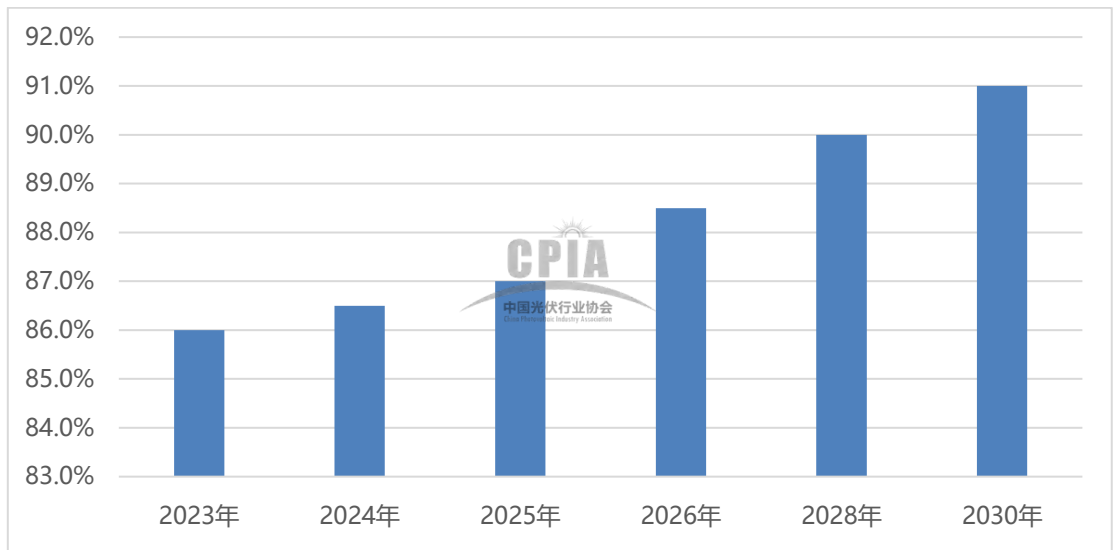


图 81 2023-2030 年我国锂电储能系统能量转化效率变化趋势（装置效率）（单位：%）

6、锂电储能电池单体电芯容量

2023 年，300Ah+储能电芯产品赛道百家争鸣，几十家电池厂商推出如 305、306、314、315、320、325、375、560、580 等电芯产品，推动规模储能用电芯容量从 280Ah 向 300Ah+ 迭代。314Ah、320Ah 等大容量电芯的降本增效优势显著，可以减少 PACK 电芯数量和储能系统连接件，提升电芯一致性及产线生产效率。预计未来锂电储能电池单体电芯容量将在低成本、高安全、长寿命等多项性能中寻求平衡并得到提升。

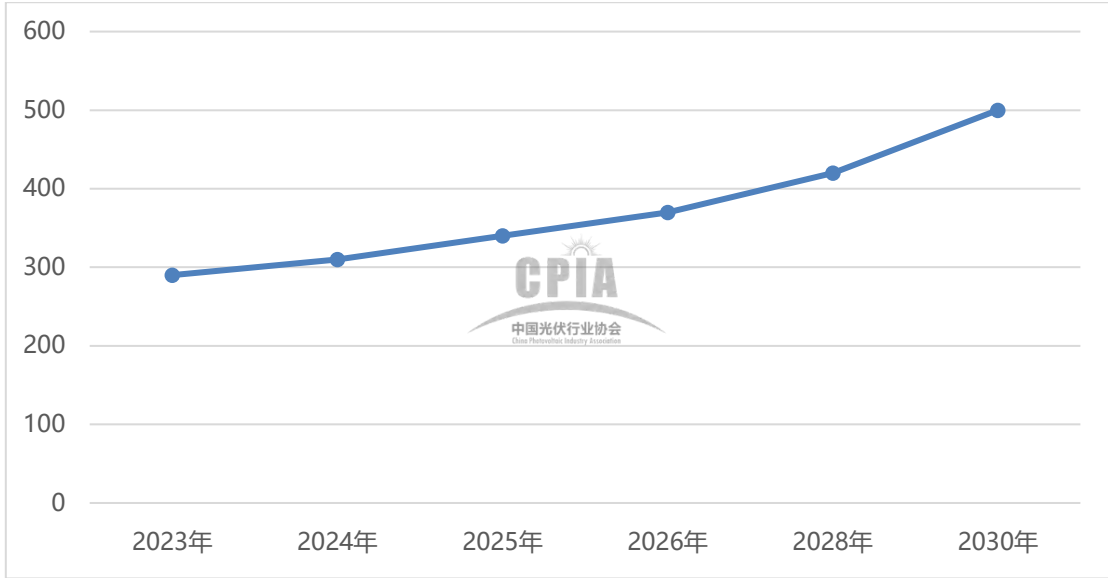


图 82 2023-2030 年我国锂电储能电池单体电芯容量变化趋势（单位：Ah）

7、锂电储能电池单体电芯循环寿命

储能应用场景对锂电池循环寿命提出更高要求。2023 年，成本主导下我国锂电储能电池单体电芯循环寿命约为 6500 次（80%SOH，100%DOD）；同时，受益于正负极补锂等技术进步，多家企业发布的储能电芯寿命达到甚至超过 12000 次。就电芯循环寿命而言，未来规模应用储能锂电池电芯有望达到 15000 次。

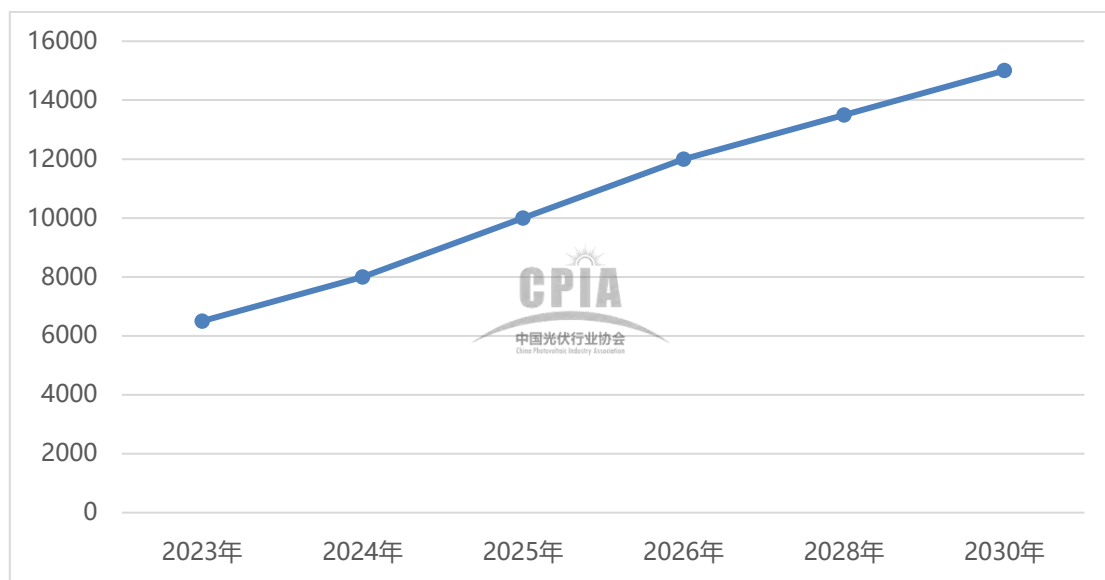


图 83 2023-2030 年我国锂电储能电池单体电芯循环寿命变化趋势 (单位: 次)

8、锂电储能单体电芯质量/体积能量密度

电池能量密度一般分质量能量密度和体积能量密度两个维度。2023 年, 锂电储能单体电芯质量能量密度和体积能量密度分别为 172Wh/kg、370Wh/L。长期而言, 随着技术水平的快速提升, 同时考虑到储能场景对能量密度、储能成本、安全性能的综合考量, 预计锂电储能单体电芯质量、体积能量密度将分别超过 200Wh/kg、450Wh/L。

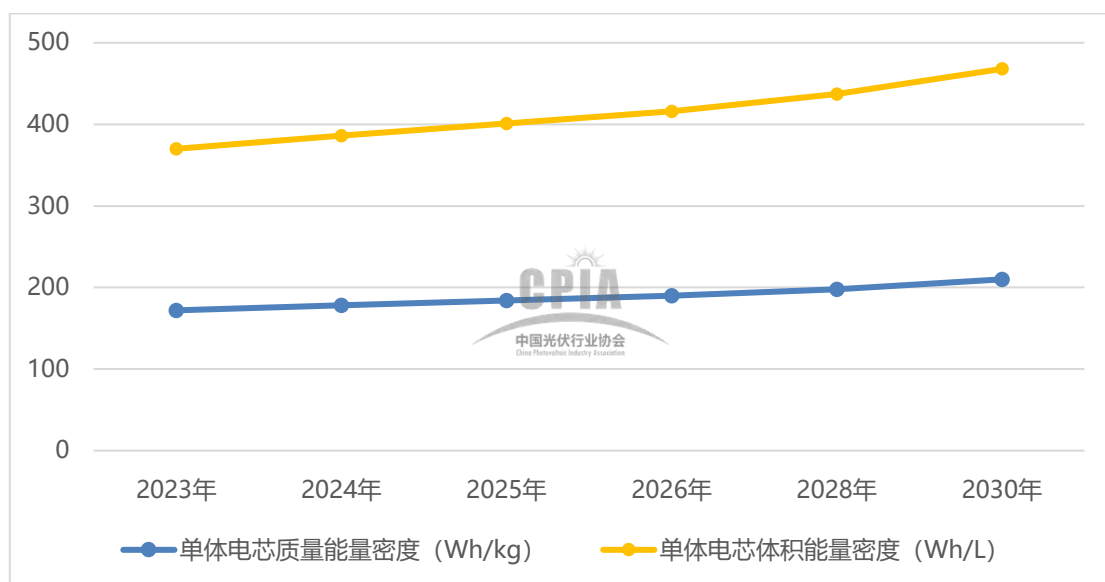


图 84 2023-2030 年我国锂电储能单体电芯质量/体积能量密度变化趋势



中国光伏行业协会（英文名称为：CHINA PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION，缩写为CPIA）是由中华人民共和国民政部批准成立的国家一级协会。会员单位主要由从事光伏产品、设备、相关辅配料（件）及光伏产品应用的研究、开发、制造、教学、检测、认证、标准化、服务的企事业单位、社会组织及个人自愿组成，是全国性、行业性、非营利性社会组织。目前协会会员数量超800家。中国光伏行业协会的宗旨是维护会员合法权益和光伏行业整体利益，加强行业自律，保障行业公平竞争；完善标准体系建设，营造良好的发展环境；推动技术交流与合作，提升行业自主创新能力；在政府和企业之间发挥桥梁、纽带作用，开展各项活动为企业、行业和政府服务；推动国际交流与合作，组织行业积极参与国际竞争，统筹应对贸易争端。

地址：北京市海淀区万寿路 27 号院电子大厦 5 层

邮编：100846

电话：010-68207621

传真：010-68200243

网址：www.chinapv.org.cn



赛迪智库集成电路研究所是中国电子信息产业发展研究院专业从事半导体产业政策文件编制、发展战略规划研究、行业洞察分析、投资尽职调查的咨询服务机构，长期为9个部委的17个司局提供支撑服务工作，协助集成电路行业主管部门研究制定并组织实施相关产业政策。研究范围包括集成电路产品与系统、制造、半导体材料、半导体设备、后摩尔、产教融合与应用创新、新能源产业、基础电子、汽车半导体与系统、分立器件与化合物半导体等。集成电路研究所也是国家集成电路咨询委、“芯火”创新创业基地、中国高端芯片联盟、集成电路产教融合联盟等机构秘书处挂靠单位，深度支撑中国半导体行业协会、中国光伏行业协会、中国OLED产业联盟等协会联盟工作，与半导体领域顶尖专家、行业内骨干企业联系紧密。

地址：北京市海淀区万寿路 27 号院 8 号楼 12 层

邮编：100846

电话：010-68200513

传真：010-68209618

网址：www.ccidwise.com



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