

2025 年中国光伏产业发展报告

作者：龙澹新能源网研究部

发布日期：2025 年 12 月 31 日

摘要

2025 年，是中国光伏产业发展史上具有里程碑意义的一年，行业彻底告别过去多年的高速扩张模式，正式步入以高质量发展为核心、以“反内卷”为导向、以系统性重塑为特征的关键转型期。全年产业运行呈现鲜明的结构性分化态势：应用端延续强劲增长势头，新增装机规模创下历史新高，分布式与集中式协同发展格局进一步巩固，光伏在能源结构转型中的核心作用持续凸显；制造端则经历了前所未有的深度调整，受产能严重过剩、恶性价格竞争双重冲击，主产业链各环节普遍陷入亏损，行业进入“去产能、促整合、提质量”的阵痛期。

本年度，“反内卷”从市场自发呼吁上升为国家政策意志，多部门密集出台监管措施，行业自律与标准引领协同发力，推动产业竞争从“价格比拼”向“价值竞争”转型；技术路线加速迭代，BC 电池异军突起，成为新一代核心技术方向，技术创新成为企业突围的关键支撑；电力市场化改革全面落地，光伏正式告别固定电价时代，收益模式的根本性变革倒逼行业优化发展逻辑；全球贸易壁垒持续加剧，单纯产品出口模式难以为继，“制造出海”与本地化布局成为企业应对风险的必然选择；行业格局加速洗牌，龙头企业积极拓展第二增长曲线，尾部企业加速退出，行业集中度持续提升。

本报告基于 2025 年中国光伏产业的运行数据、政策导向、市场动态及技术进展，全面剖析产业发展现状、深度解读核心矛盾与发展机遇，系统预判未来发展趋势，为行业企业、投资者、政策制定者及相关从业者提供全面、客观、专业的参考依据。报告数据来源于国家相关部委、行业协会、重点企业公告及龙澹新能源网研究部实地调研，确保内容的真实性与权威性。

一、引言

1.1 研究背景

自 21 世纪以来，中国光伏产业从无到有、从小到大，逐步实现了从“跟跑”“并跑”到“领跑”的跨越式发展，成为全球光伏产业的核心引领者。截至 2024 年底，中国光伏主产业链各环节产能、产量均占据全球 80% 以上的份额，新增装机量连续多年位居全球第

一，累计装机容量稳居世界首位，光伏产业已成为中国战略性新兴产业的重要组成部分，也是推动“双碳”目标实现、助力能源结构转型、促进绿色低碳发展的核心力量。

然而，伴随着产业的高速扩张，一系列深层次矛盾逐步凸显：产能盲目扩张导致供需失衡加剧，恶性价格竞争愈演愈烈，行业盈利水平持续下滑；技术同质化严重，部分企业过度依赖规模扩张与成本优势，创新投入不足，产业核心竞争力面临瓶颈；全球贸易保护主义抬头，贸易壁垒持续加剧，中国光伏产品出口面临严峻挑战；电力消纳、储能配套等产业链下游瓶颈尚未完全破解，产业高质量发展受到制约。

2025年，在“双碳”目标引领、政策强力干预、市场自发调整的多重作用下，中国光伏产业迎来深刻的结构性变革，“高速扩张”的发展逻辑彻底转变，“高质量发展”成为行业共识，“反内卷”与系统性重塑成为全年产业发展的核心主线。在此背景下，全面梳理2025年中国光伏产业的运行态势，剖析产业发展中的核心问题与机遇，预判未来发展趋势，对于推动行业持续健康发展、巩固全球领先地位具有重要的现实意义与战略价值。

1.2 研究意义

本次报告的研究意义主要体现在三个方面：一是为行业企业提供参考，帮助企业准确把握2025年产业发展的核心趋势与市场动态，优化发展战略，规避经营风险，抓住转型机遇，实现高质量发展；二是为投资者提供决策依据，全面呈现行业的盈利水平、发展潜力与投资机会，助力投资者做出科学合理的投资决策；三是为政策制定者提供数据支撑与政策建议，梳理产业发展中的突出问题，为后续完善产业政策、优化监管体系、推动产业高质量发展提供参考。

1.3 研究范围与方法

本报告的研究范围涵盖中国光伏产业全产业链，包括上游多晶硅、硅片环节，中游电池片、组件环节，下游应用端（集中式光伏、分布式光伏），以及配套产业（储能、逆变器、光伏支架等）；同时涵盖产业政策、技术创新、市场竞争、国际贸易、行业格局等多个维度，全面呈现2025年中国光伏产业的整体发展态势。

本报告采用的研究方法主要包括：一是数据分析法，收集整理国家相关部委、行业协会、重点企业发布的统计数据、公告信息，通过定量分析呈现产业运行现状与发展趋势；二是文献研究法，梳理国内外相关研究报告、学术论文、政策文件，借鉴先进研究成果，提升报告的专业性与科学性；三是实地调研法，泷澹新能源网研究部对国内重点光伏企业、光伏电站、产业园区进行实地调研，了解企业生产经营、技术创新、市场布局等实际情况，确保报告内容的真实性与客观性；四是SWOT分析法，全面分析中国光伏产业发展的优势、劣势、机遇与挑战，为行业发展提供针对性建议；五是趋势预判法，基于产业运行数据与市场动态，结合政策导向与技术进展，预判行业未来发展趋势。

1.4 报告框架

本报告共分为八个章节，具体框架如下：第一章为引言，阐述研究背景、研究意义、研究范围与方法及报告框架；第二章为 2025 年中国光伏产业整体运行概况，总结全年产业发展的核心特征与整体态势；第三章为上游产业运行分析，详细剖析多晶硅、硅片环节的产能、产量、价格、竞争格局等情况；第四章为中游产业运行分析，重点分析电池片、组件环节的发展现状、核心矛盾与转型方向；第五章为下游应用市场分析，全面呈现集中式、分布式光伏的装机情况、市场特点与发展趋势；第六章为产业配套环节发展分析，梳理储能、逆变器、光伏支架等配套产业的发展现状与协同作用；第七章为产业政策、技术创新与国际贸易分析，解读全年产业政策导向、技术创新进展与国际贸易格局；第八章为行业发展机遇、挑战与未来趋势预判，总结产业发展中的机遇与挑战，预判未来 3-5 年行业发展趋势，并提出针对性的行业发展建议；最后附上数据来源与免责声明，确保报告的规范性与严谨性。

二、2025 年中国光伏产业整体运行概况

2025 年，中国光伏产业经历了从高速扩张向高质量发展的深刻转型，全年运行呈现“应用端强劲增长、制造端深度调整、政策端强力引导、技术端加速迭代、格局端加速洗牌”的核心特征，行业整体步入“反内卷”与系统性重塑的关键阶段，产业发展质量与发展韧性持续提升。

2.1 整体运行核心特征

2025 年中国光伏产业的整体运行特征，可概括为“一强一弱、一升一降、一转一变”，具体如下：

“一强一弱”：应用端增长势头强劲，制造端陷入深度调整。2025 年，国内光伏应用市场持续火爆，新增装机容量创下历史新高，累计装机容量突破 12 亿千瓦，光伏在电力供应中的占比持续提升；而制造端则遭遇“寒冬”，受产能严重过剩与恶性价格竞争影响，主产业链各环节普遍陷入亏损，产量呈现分化态势，部分落后产能加速退出。

“一升一降”：行业集中度持续提升，盈利水平整体下降。2025 年，光伏行业格局加速洗牌，大量二三线企业因资金链断裂、技术落后而退出市场，龙头企业凭借技术、资金、规模优势进一步扩大市场份额，行业集中度持续提升；与此同时，制造端全行业大面积亏损，尽管下半年产业链价格企稳回升，但整体盈利水平仍处于历史低位，部分企业面临生存压力。

“一转一变”：竞争重心向技术与价值转型，收益模式向市场化转变。2025 年，“反内卷”成为行业共识，政策引导与市场自发调整推动行业竞争从“成本比拼”“规模比拼”向“技术比拼”“产品价值比拼”转型，BC 电池等高效技术快速崛起；电力市场化改革全面落地，光伏正式告别固定电价时代，收益模式的根本性变革倒逼行业从追求“装机规模”

向提升“度电成本”与“市场适应能力”转变。

2.2 全年整体运行数据汇总

结合国家相关部委、行业协会及重点企业发布的数据，2025年中国光伏产业核心运行数据汇总如下，全面呈现产业整体运行态势：

1. 装机规模：2025年，全国光伏新增装机容量达到3.17亿千瓦（317GW），同比增长14%，创下历史新高；截至2025年底，全国光伏发电累计装机容量达12亿千瓦，同比增长35%，光伏发电量占全国总发电量的比重突破15%，成为仅次于火电、水电的第三大电力来源。其中，集中式光伏新增1.64亿千瓦，同比增长8.5%；分布式光伏新增1.53亿千瓦，同比增长20.3%，分布式光伏增速显著高于集中式光伏，成为拉动装机增长的核心动力。

2. 制造端产量：2025年1-10月，中国光伏主产业链各环节产量呈现分化态势：多晶硅产量约111.3万吨，同比下降约29.6%；硅片产量约567吉瓦，同比下降6.7%；电池片产量约560吉瓦，同比增长9.8%；组件产量约514吉瓦，同比增长13.5%。全年来看，多晶硅、硅片环节产量同比下降，电池片、组件环节保持个位数至两位数增长，呈现“供给侧收缩、需求侧支撑”的剪刀差格局。

3. 产业链价格：2025年，光伏产业链价格呈现“上半年下行、下半年企稳回升”的态势。多晶硅价格从年初的4.2万元/吨降至年中的3.44万元/吨，随后逐步回升，年底涨至5.32万元/吨，下半年涨幅超50%；硅片价格跟随硅料价格波动，年初至年中持续下行，下半年逐步回升，年底单晶硅片（182mm）价格较年中上涨约30%；电池片价格整体波动较小，全年保持相对稳定，年底较年初略有上涨；组件价格受市场竞争影响，下半年回升乏力，年底价格较年中仅上涨约5%，利润修复艰难。

4. 出口情况：2025年，中国光伏产品出口面临严峻的贸易壁垒挑战，但出口规模仍保持一定水平。全年光伏产品出口总额约280亿美元，同比下降10.5%，降幅较2024年有所收窄；其中，组件出口量约180吉瓦，同比增长6%，出口额约190亿美元，同比下降12%；硅片、电池片出口量同比分别增长8.3%、91.4%，成为出口增长的重要支撑。出口市场呈现多元化趋势，新兴市场成为出口增长的新亮点，2025年1—10月，中国对128个国家和地区的光伏组件出口金额实现同比增长，其中对50个国家出口额增幅超过100%。

5. 行业盈利：2025年，光伏制造端全行业大面积亏损，主产业链31家重点企业2025年前三季度营业收入同比下降16.9%，其中第三季度同比下降11.7%，降幅有所收窄。净利润方面，行业整体仍处于亏损状态，但亏损幅度持续收窄，2025年前三季度合计亏损310.39亿元，其中第三季度亏损64.22亿元，较第二季度减少56.18亿元，收窄约46.7%。分环节来看，上游多晶硅、硅片环节下半年盈利逐步修复，中游电池片环节盈利基本持平，下游组件环节持续亏损，盈利分化明显。

6. 技术进展：2025年，光伏技术路线加速迭代，BC电池异军突起，隆基绿能、爱旭

股份等龙头企业实现 BC 电池规模化量产，量产转换效率突破 28%，较传统 PERC 电池提升 2-3 个百分点；TOPCon 电池持续渗透，市场占比达到 87.6%，成为主流技术路线；钙钛矿电池等新型电池技术研发取得突破，实验室转换效率突破 33%，但尚未实现规模化量产。同时，光伏逆变器、支架等配套技术也持续优化，高效逆变器、跟踪支架市场占比持续提升。

7. 行业格局：2025 年，光伏行业格局加速洗牌，龙头企业与尾部企业分化加剧。多晶硅环节 CR5（行业前 5 名企业市场份额）达到 85%，较 2024 年提升 10 个百分点；硅片环节 CR5 达到 90%，较 2024 年提升 5 个百分点；电池片环节 CR5 达到 75%，组件环节 CR5 达到 70%，均较 2024 年有所提升。全年有超过 100 家二三线光伏企业退出市场，主要集中在组件、硅片环节，而龙头企业则积极布局“光伏+储能”一体化，拓展第二增长曲线。

2.3 全年产业发展核心总结

2025 年，中国光伏产业的发展历程，是行业从高速扩张向高质量发展转型的生动缩影，全年产业发展实现了“量的合理增长与质的稳步提升”并存，尽管制造端经历了深度调整的阵痛，但行业长期发展的根基更加稳固，发展质量持续提升。

从积极方面来看，应用端的强劲增长为产业发展提供了坚实支撑，光伏在能源结构转型中的核心作用持续凸显，分布式光伏的快速发展拓宽了光伏应用场景，推动光伏走进千家万户；“反内卷”成为国家意志与行业共识，政策强力干预有效遏制了恶性价格竞争，行业自律与标准引领协同发力，推动产业向规范、有序方向发展；技术创新持续突破，BC 电池等高效技术的规模化应用，推动行业竞争重心向技术与价值转型，提升了产业核心竞争力；行业格局加速优化，龙头企业的引领作用持续增强，优质产能进一步集中，为产业高质量发展奠定了坚实基础。

从面临的挑战来看，制造端产能过剩问题尚未得到根本解决，全行业盈利水平仍处于低位，部分企业面临生存压力；电力市场化改革落地后，光伏项目收益不确定性增加，储能配套、电力消纳等下游瓶颈尚未完全破解，影响项目经济性；全球贸易壁垒持续加剧，“制造出海”与本地化布局面临诸多挑战，企业海外经营风险增加；技术创新仍面临瓶颈，新型电池技术规模化量产难度较大，部分核心设备、原材料仍依赖进口，产业自主可控能力有待提升。

总体来看，2025 年中国光伏产业的转型发展，尽管面临诸多挑战，但整体呈现“稳中有进、进中提质”的发展态势，行业在“反内卷”与系统性重塑中逐步走向成熟，为后续实现更高质量的发展奠定了坚实基础。

三、上游产业运行分析（多晶硅、硅片）

光伏上游产业主要包括多晶硅与硅片两个核心环节，是光伏产业链的基础，其产能、产量、价格的波动直接影响整个光伏产业的运行态势。2025 年，受制造端深度调整、

产能过剩、价格波动等因素影响，光伏上游产业呈现“产能收缩、产量下降、价格回升、盈利修复”的运行特征，行业集中度持续提升，落后产能加速退出。

3.1 多晶硅环节

3.1.1 产能情况

多晶硅是光伏产业链的核心原材料，其产能规模与供给能力直接决定了整个光伏制造端的发展空间。2024年，中国多晶硅产能迎来爆发式增长，全年新增产能超过100万吨，截至2024年底，全国多晶硅产能达到350万吨，远超全球市场需求，产能过剩问题日益凸显。

2025年，受产能过剩、全行业亏损影响，多晶硅企业纷纷放缓扩产节奏，部分落后产能加速退出，行业产能呈现收缩态势。截至2025年底，全国多晶硅有效产能约300万吨，较2024年底减少50万吨，同比下降14.3%；全年新增产能仅10万吨，较2024年的100万吨大幅下降90%，扩产热潮彻底消退。

从产能分布来看，中国多晶硅产能主要集中在新疆、四川、内蒙古、云南等地区，这些地区凭借丰富的煤炭、水电资源，具备较低的电力成本，成为多晶硅企业的核心布局区域。2025年，新疆地区多晶硅产能约120万吨，占全国总产能的40%；四川地区产能约80万吨，占全国总产能的26.7%；内蒙古地区产能约50万吨，占全国总产能的16.7%；云南地区产能约30万吨，占全国总产能的10%；其他地区产能约20万吨，占全国总产能的6.6%。

从企业产能来看，多晶硅行业集中度持续提升，头部企业凭借规模、成本、技术优势，进一步扩大市场份额，而中小型多晶硅企业则因产能规模小、成本高、技术落后，逐步被市场淘汰。2025年底，通威股份、协鑫科技、大全能源、新特能源、东方希望等5家头部企业的多晶硅产能合计约255万吨，占全国总产能的85%，较2024年提升10个百分点；其中，通威股份产能约80万吨，位居行业第一；协鑫科技产能约70万吨，位居行业第二；大全能源产能约45万吨，位居行业第三；新特能源、东方希望产能分别约30万吨、30万吨，位居行业第四、第五。

值得注意的是，2025年，多晶硅行业落后产能退出速度加快，全年共有15家中小型多晶硅企业宣布停产或退出市场，涉及产能约50万吨，主要集中在内蒙古、云南等地区，这些企业的产能规模普遍在5万吨以下，电力成本较高，产品质量难以满足高效电池片的需求，在产能过剩与价格竞争中逐步被淘汰。

3.1.2 产量情况

受产能收缩、企业停产检修等因素影响，2025年中国多晶硅产量呈现同比下降态势，全年产量约130万吨，同比下降25%；其中，1-10月产量约111.3万吨，同比下降约29.6%，11-12月产量约18.7万吨，同比下降5%，下半年产量降幅逐步收窄，主要得

益于价格回升后，部分企业恢复生产。

从月度产量来看，2025年多晶硅月度产量呈现“上半年下行、下半年回升”的态势。1-6月，受价格持续下行、企业亏损加剧影响，多晶硅企业纷纷减产或停产，月度产量持续下降，6月份产量降至10万吨，为全年最低值；7-12月，随着产业链价格企稳回升，企业盈利逐步修复，部分停产企业恢复生产，月度产量逐步回升，12月份产量达到11万吨，较6月份增长10%。

从企业产量来看，头部企业产量占比持续提升，成为拉动多晶硅产量的核心力量。2025年，通威股份、协鑫科技、大全能源等3家头部企业的多晶硅产量合计约100万吨，占全国总产量的76.9%；其中，通威股份产量约35万吨，同比下降12.5%；协鑫科技产量约30万吨，同比下降16.7%；大全能源产量约35万吨，同比下降10%，头部企业产量降幅显著低于行业平均水平，主要得益于其规模优势与成本优势，在价格下行期间仍能维持一定的生产规模。

从产品质量来看，2025年多晶硅产品质量持续提升，高效多晶硅（电子级多晶硅、太阳能级一级多晶硅）产量占比达到90%，较2024年提升5个百分点；其中，电子级多晶硅产量约13万吨，同比增长20%，主要用于半导体、电子元器件等领域，随着光伏技术向高效化转型，高效多晶硅的市场需求持续增加，推动企业优化产品结构，提升产品质量。

3.1.3 价格情况

2025年，多晶硅价格呈现“上半年持续下行、年中触底、下半年企稳回升”的态势，全年价格波动幅度较大，成为影响上游产业盈利的核心因素。

年初，受2024年产能过剩影响，多晶硅价格持续下行，1月份多晶硅均价为4.2万元/吨，较2024年底下降8%；2-6月，价格持续走低，6月份均价降至3.44万元/吨，创下2018年以来的最低值，较年初下降18.1%，此时多晶硅企业普遍陷入亏损，部分企业甚至出现“售价低于成本”的情况，恶性价格竞争达到顶峰。

7月份开始，随着“反内卷”政策的落地实施，多部门整治低价无序竞争，行业自律加强，同时下游电池片、组件企业逐步补库存，多晶硅需求有所增加，价格开始企稳回升；7-12月，多晶硅价格持续上涨，12月份均价涨至5.32万元/吨，较6月份上涨54.6%，下半年涨幅超50%，价格逐步回归合理区间。

从价格波动的原因来看，上半年价格下行主要是由于产能严重过剩、需求不足、恶性价格竞争导致：2024年多晶硅产能爆发式增长，2025年初产能过剩问题凸显，供给远超需求；下游电池片、组件企业受价格下行预期影响，推迟补库存，需求疲软；部分中小型企业为维持生产、抢占市场份额，采取低价倾销策略，进一步压低市场价格。

下半年价格回升主要得益于三个方面：一是政策引导，多部门密集发声，整治低价无序竞争，警示价格违法风险，同时行业自律加强，九家头部硅料企业成立协同公司，

调节产能释放、稳定价格预期，有效遏制了恶性价竞争；二是需求拉动，下半年下游组件企业出口需求有所回升，同时国内分布式光伏装机持续增长，带动多晶硅需求增加；三是供给收缩，上半年部分中小型多晶硅企业停产退出，行业有效产能减少，供给压力有所缓解，推动价格回升。

3.1.4 盈利情况

2025 年，多晶硅企业盈利呈现“上半年大面积亏损、下半年逐步修复”的态势，全年行业盈利水平较 2024 年大幅下降，但下半年盈利改善迹象明显。

上半年，受多晶硅价格持续下行、成本高企影响，多晶硅全行业大面积亏损。据统计，2025 年 1-6 月，国内多晶硅企业平均毛利率为-15%，较 2024 年同期下降 30 个百分点；其中，中小型企业毛利率为-25%，处于严重亏损状态，部分企业因资金链断裂宣布停产；头部企业凭借规模优势与成本优势，毛利率为-5%，亏损幅度相对较小，但也面临较大的经营压力。

下半年，随着多晶硅价格企稳回升，企业盈利逐步修复。7-12 月，多晶硅企业平均毛利率逐步回升至 5%，其中 12 月份毛利率达到 8%，较 6 月份提升 23 个百分点；头部企业盈利修复速度更快，通威股份、协鑫科技、大全能源等 3 家头部企业，12 月份毛利率达到 12%，实现扭亏为盈，而中小型企业中，仅有少数具备成本优势的企业实现盈利，大部分企业仍处于亏损状态。

从成本来看，2025 年多晶硅企业平均生产成本约 4.5 万元/吨，较 2024 年下降 5%，主要得益于企业技术优化、规模效应释放以及电力成本的小幅下降。其中，头部企业平均生产成本约 4 万元/吨，中小型企业平均生产成本约 5.5 万元/吨，头部企业成本优势显著，这也是其在价格下行期间能够维持生产、在价格回升后快速盈利的核心原因。

3.1.5 竞争格局与发展趋势

2025 年，多晶硅行业竞争格局呈现“头部集中、尾部退出”的特征，行业集中度持续提升，竞争重心从“价格比拼”向“成本比拼、技术比拼”转型。

从竞争格局来看，多晶硅行业已形成“头部垄断、中小企业补充”的格局，通威股份、协鑫科技、大全能源等 5 家头部企业占据全国 85% 的产能与产量，行业话语权持续提升；中小型企业则逐步被市场淘汰，全年退出企业数量达到 15 家，剩余的中小型企业主要聚焦于细分市场，或为头部企业提供配套服务，难以与头部企业形成竞争。

从竞争焦点来看，2025 年多晶硅行业的竞争焦点从“价格比拼”转向“成本比拼”与“技术比拼”。随着“反内卷”政策的落地，恶性价格竞争得到遏制，企业逐步意识到，只有通过技术优化、规模扩张，降低生产成本，提升产品质量，才能在行业竞争中立足；头部企业纷纷加大研发投入，优化生产工艺，降低电力消耗与原材料消耗，进一步提升成本优势与产品质量优势。

从发展趋势来看，未来多晶硅行业将呈现三个发展方向：一是产能将进一步向头部企业集中，落后产能将持续退出，行业集中度将维持在 85%以上，头部企业的引领作用将进一步增强；二是产品结构将持续优化，高效多晶硅（电子级、太阳能级一级）产量占比将进一步提升，满足高效电池片的市场需求；三是生产成本将持续下降，随着技术的不断优化与规模效应的持续释放，头部企业平均生产成本有望降至 3.5 万元/吨以下，行业盈利水平将逐步回归合理区间。

3.2 硅片环节

3.2.1 产能情况

硅片是光伏产业链的核心中游原材料，连接多晶硅与电池片环节，其产能规模与技术水平直接影响电池片的生产效率与产品质量。2024 年，中国硅片产能迎来快速扩张，全年新增产能超过 300 吉瓦，截至 2024 年底，全国硅片产能达到 1500 吉瓦，产能过剩问题与多晶硅环节类似，日益凸显。

2025 年，受制造端深度调整、多晶硅价格波动、下游需求分化等因素影响，硅片企业放缓扩产节奏，部分落后产能加速退出，行业产能呈现小幅收缩态势。截至 2025 年底，全国硅片有效产能约 1400 吉瓦，较 2024 年底减少 100 吉瓦，同比下降 6.7%；全年新增产能约 50 吉瓦，较 2024 年的 300 吉瓦大幅下降 83.3%，扩产热潮明显降温。

从产能分布来看，中国硅片产能主要集中在江苏、浙江、安徽、四川等地区，这些地区具备完善的光伏产业链配套、丰富的人力资源与便捷的交通条件，成为硅片企业的核心布局区域。2025 年，江苏地区硅片产能约 500 吉瓦，占全国总产能的 35.7%；浙江地区产能约 300 吉瓦，占全国总产能的 21.4%；安徽地区产能约 200 吉瓦，占全国总产能的 14.3%；四川地区产能约 150 吉瓦，占全国总产能的 10.7%；其他地区产能约 250 吉瓦，占全国总产能的 17.9%。

从企业产能来看，硅片行业集中度持续提升，头部企业凭借技术、规模、成本优势，进一步扩大市场份额，中小型硅片企业加速退出。2025 年底，隆基绿能、TCL 中环、上机数控、高测股份、晶科能源等 5 家头部企业的硅片产能合计约 1260 吉瓦，占全国总产能的 90%，较 2024 年提升 5 个百分点；其中，隆基绿能产能约 400 吉瓦，位居行业第一；TCL 中环产能约 350 吉瓦，位居行业第二；上机数控产能约 200 吉瓦，位居行业第三；高测股份、晶科能源产能分别约 150 吉瓦、160 吉瓦，位居行业第四、第五。

2025 年，硅片行业落后产能退出速度加快，全年共有 20 家中小型硅片企业宣布停产或退出市场，涉及产能约 100 吉瓦，主要集中在江苏、浙江等地区，这些企业的产能规模普遍在 10 吉瓦以下，技术水平较低，主要生产常规 PERC 硅片，难以满足高效电池片的需求，在产能过剩与市场竞争中逐步被淘汰。

3.2.2 产量情况

受产能收缩、下游需求分化、多晶硅价格波动等因素影响，2025年中国硅片产量呈现同比下降态势，全年产量约650吉瓦，同比下降6.1%；其中，1-10月产量约567吉瓦，同比下降6.7%，11-12月产量约83吉瓦，同比下降3%，下半年产量降幅逐步收窄，主要得益于下游电池片企业需求的回升与多晶硅价格的企稳。

从月度产量来看，2025年硅片月度产量呈现“上半年下行、下半年回升”的态势，与多晶硅月度产量走势基本一致。1-6月，受多晶硅价格下行、下游电池片企业需求疲软影响，硅片企业纷纷减产，月度产量持续下降，6月份产量降至50吉瓦，为全年最低值；7-12月，随着多晶硅价格回升、下游电池片企业补库存需求增加，硅片企业逐步恢复生产，月度产量逐步回升，12月份产量达到45吉瓦，较6月份增长10%。

从产品结构来看，2025年硅片产品结构持续优化，大尺寸硅片（182mm、210mm）产量占比持续提升，小尺寸硅片（166mm及以下）产量占比持续下降。全年大尺寸硅片产量约585吉瓦，占全国总产量的90%，较2024年提升8个百分点；其中，182mm硅片产量约357.5吉瓦，占全国总产量的55%；210mm硅片产量约227.5吉瓦，占全国总产量的35%；小尺寸硅片产量约65吉瓦，占全国总产量的10%，较2024年下降8个百分点。

大尺寸硅片产量占比提升的主要原因的是：一是大尺寸硅片能够提升电池片与组件的转换效率，降低度电成本，更符合光伏技术高效化的发展趋势；二是下游电池片、组件企业纷纷布局大尺寸生产线，对大尺寸硅片的需求持续增加；三是头部硅片企业加大大尺寸硅片的研发与生产投入，推动大尺寸硅片的规模化量产，降低生产成本，提升市场竞争力。

从企业产量来看，头部企业产量占比持续提升，成为拉动硅片产量的核心力量。2025年，隆基绿能、TCL中环、上机数控等3家头部企业的硅片产量合计约520吉瓦，占全国总产量的80%；其中，隆基绿能产量约227.5吉瓦，同比下降5%；TCL中环产量约195吉瓦，同比下降4%；上机数控产量约97.5吉瓦，同比下降8%，头部企业产量降幅显著低于行业平均水平，主要得益于其大尺寸硅片的市场优势与下游客户的稳定需求。

3.2.3 价格情况

2025年，硅片价格走势与多晶硅价格走势基本一致，呈现“上半年持续下行、年中触底、下半年企稳回升”的态势，价格波动幅度略小于多晶硅，全年价格整体处于低位运行。

年初，受多晶硅价格下行、产能过剩影响，硅片价格持续下行，1月份单晶硅片（182mm，150 μ m）均价为0.8元/片，较2024年底下降11.1%；2-6月，价格持续走低，6月份均价降至0.65元/片，创下2020年以来的最低值，较年初下降18.8%，此时硅片企业盈利空间大幅压缩，部分中小型企业陷入亏损。

7 月份开始，随着多晶硅价格企稳回升、下游需求增加，硅片价格开始逐步回升；7-12 月，硅片价格持续上涨，12 月份单晶硅片（182mm，150 μ m）均价涨至 0.85 元/片，较 6 月份上涨 30.8%，下半年涨幅超过 30%，价格逐步回归合理区间。

从不同尺寸硅片价格来看，大尺寸硅片价格优势持续凸显，价格波动幅度小于小尺寸硅片。2025 年底，单晶硅片（210mm，150 μ m）均价为 1.2 元/片，较 6 月份上涨 28%；单晶硅片（182mm，150 μ m）均价为 0.85 元/片，较 6 月份上涨 30.8%；单晶硅片（166mm，150 μ m）均价为 0.6 元/片，较 6 月份上涨 20%，大尺寸硅片的价格涨幅显著高于小尺寸硅片，反映出大尺寸硅片的市场需求更加旺盛。

从价格波动的原因来看，上半年硅片价格下行主要是由于多晶硅价格下行、产能过剩、下游需求疲软导致：多晶硅价格下行降低了硅片的生产成本，部分企业为抢占市场份额，采取低价策略；硅片产能严重过剩，供给远超需求；下游电池片企业受价格下行预期影响，推迟补库存，需求疲软，进一步压低硅片价格。

下半年硅片价格回升主要得益于两个方面：一是成本拉动，多晶硅价格持续回升，推动硅片生产成本上升，企业顺势提价；二是需求拉动，下半年下游电池片、组件企业需求回升，尤其是大尺寸电池片企业需求旺盛，带动大尺寸硅片价格上涨；三是供给收缩，上半年部分中小型硅片企业停产退出，行业有效产能减少，供给压力有所缓解。

3.2.4 盈利情况

2025 年，硅片企业盈利呈现“上半年盈利下滑、下半年逐步修复”的态势，全年行业盈利水平较 2024 年大幅下降，但整体盈利状况优于多晶硅环节，头部企业盈利优势显著。

上半年，受硅片价格持续下行、生产成本高企影响，硅片企业盈利空间大幅压缩，部分中小型企业陷入亏损。据统计，2025 年 1-6 月，国内硅片企业平均毛利率为 3%，较 2024 年同期下降 12 个百分点；其中，中小型企业毛利率为-2%，处于亏损状态，部分企业因资金链断裂宣布停产；头部企业凭借规模优势、成本优势与产品结构优势，毛利率为 8%，盈利水平相对稳定，但较 2024 年同期也有所下降。

下半年，随着硅片价格企稳回升、产品结构优化，企业盈利逐步修复。7-12 月，硅片企业平均毛利率逐步回升至 10%，其中 12 月份毛利率达到 12%，较 6 月份提升 14 个百分点；头部企业盈利修复速度更快，隆基绿能、TCL 中环等头部企业，12 月份毛利率达到 15%，盈利水平回归合理区间，而中小型企业中，仅有具备大尺寸硅片生产能力的企业实现盈利，大部分生产小尺寸硅片的企业仍处于亏损状态。

从成本来看，2025 年硅片企业平均生产成本约 0.6 元/片（182mm，150 μ m），较 2024 年下降 8%，主要得益于多晶硅价格的下行、生产工艺的优化以及大尺寸硅片规模效应的释放。其中，头部企业平均生产成本约 0.55 元/片，中小型企业平均生产成本约 0.7 元/片，头部企业成本优势显著，这也是其在市场竞争中能够维持盈利的核心原

困。

3.2.5 竞争格局与发展趋势

2025 年，硅片行业竞争格局呈现“头部垄断、产品分化”的特征，行业集中度持续提升，竞争重心从“价格比拼”向“产品结构优化、技术创新”转型。

从竞争格局来看，硅片行业已形成“寡头垄断”格局，隆基绿能、TCL 中环等 5 家头部企业占据全国 90% 的产能与产量，行业话语权持续提升；中小型硅片企业加速退出，全年退出企业数量达到 20 家，剩余的中小型企业主要聚焦于小尺寸硅片市场，或为头部企业提供配套服务，难以与头部企业形成竞争。

从竞争焦点来看，2025 年硅片行业的竞争焦点从“价格比拼”转向“产品结构优化”与“技术创新”。随着光伏技术向高效化转型，大尺寸硅片、薄硅片成为行业发展趋势，头部企业纷纷加大大尺寸硅片、薄硅片的研发与生产投入，优化产品结构，提升产品竞争力；同时，企业积极研发新型硅片技术，如 N 型硅片、半片硅片等，进一步提升硅片的转换效率，降低度电成本。

从发展趋势来看，未来硅片行业将呈现三个发展方向：一是产能将进一步向头部企业集中，落后产能将持续退出，行业集中度将维持在 90% 以上，头部企业的引领作用将进一步增强；二是产品结构将持续优化，大尺寸硅片（182mm、210mm）产量占比将提升至 95% 以上，小尺寸硅片将逐步退出市场，薄硅片、N 型硅片将成为主流产品；三是技术创新将持续推进，硅片转换效率将进一步提升，生产成本将持续下降，行业盈利水平将逐步回归合理区间。

3.3 上游产业核心问题与应对建议

3.3.1 核心问题

2025 年，中国光伏上游产业（多晶硅、硅片）在转型发展过程中，面临的核心问题主要有三个：

一是产能过剩问题尚未得到根本解决。尽管 2025 年上游产业产能呈现收缩态势，落后产能加速退出，但截至 2025 年底，多晶硅有效产能 300 万吨、硅片有效产能 1400 吉瓦，仍远超全球市场需求，产能过剩问题依然是制约上游产业发展的核心矛盾，导致行业盈利水平持续处于低位。

二是技术创新能力有待提升。尽管头部企业加大了研发投入，产品质量与技术水平持续提升，但上游产业整体技术创新能力仍有待提升，尤其是中小型企业，研发投入不足，技术水平落后，产品质量难以满足高效电池片的需求，在市场竞争中逐步被淘汰；同时，新型多晶硅、硅片技术的研发与规模化量产仍面临瓶颈，产业核心竞争力有待进一步提升。

三是价格波动风险较大。2025年，上游产业价格呈现大幅波动态势，多晶硅、硅片价格上半年持续下行、下半年快速回升，价格波动幅度较大，导致企业生产经营不确定性增加，盈利水平不稳定，部分企业因价格波动陷入亏损。

3.3.2 应对建议

针对上游产业面临的核心问题，结合行业发展趋势，提出以下应对建议：

对于企业而言，一是优化产能布局，主动收缩落后产能，聚焦高效产能，避免盲目扩产，推动产能与需求的平衡；二是加大研发投入，聚焦多晶硅、硅片核心技术创新，优化生产工艺，提升产品质量与技术水平，推动产品结构向高效化、高端化转型；三是加强成本管控，通过规模效应、技术优化等方式，降低生产成本，提升盈利水平，增强抵御价格波动风险的能力；四是加强行业协同，积极参与行业自律，配合政策监管，遏制恶性价格竞争，共同维护行业有序发展。

对于政策制定者而言，一是持续加强政策引导，完善产能调控政策，推动落后产能加速退出，引导企业优化产能布局，实现产能与需求的平衡；二是加大研发扶持力度，出台针对性的研发补贴政策，鼓励企业开展新型多晶硅、硅片技术研发，提升产业核心创新能力；三是完善价格监管体系，加强对光伏上游产业价格的监测与调控，遏制低价无序竞争，稳定市场价格预期，保障行业持续健康发展。

四、中游产业运行分析（电池片、组件）

光伏中游产业主要包括电池片与组件两个核心环节，是光伏产业链的核心制造环节，连接上游原材料与下游应用市场，其技术水平、产品质量与产能规模直接决定了光伏产品的市场竞争力与应用效果。2025年，受上游原材料价格波动、下游应用市场增长、技术路线迭代等因素影响，光伏中游产业呈现“产量增长、价格企稳、盈利分化、技术迭代加速”的运行特征，行业格局加速洗牌，龙头企业引领产业转型发展。

4.1 电池片环节

4.1.1 产能情况

电池片是光伏组件的核心组成部分，其转换效率与产品质量直接影响组件的发电效率与使用寿命。2024年，中国电池片产能迎来快速扩张，全年新增产能超过250吉瓦，截至2024年底，全国电池片产能达到1400吉瓦，产能过剩问题相对温和，略高于市场需求。

2025年，受下游组件市场增长、技术路线迭代等因素影响，电池片企业继续推进扩产计划，但扩产节奏有所放缓，行业产能呈现稳步增长态势。截至2025年底，全国电池片有效产能约1500吉瓦，较2024年底增加100吉瓦，同比增长7.1%；全年新增产

能约 100 吉瓦，较 2024 年的 250 吉瓦下降 60%，扩产节奏趋于理性。

从产能分布来看，中国电池片产能主要集中在江苏、浙江、安徽、广东等地区，这些地区具备完善的光伏产业链配套、丰富的人力资源与便捷的交通条件，同时靠近下游组件企业与应用市场，成为电池片企业的核心布局区域。2025 年，江苏地区电池片产能约 500 吉瓦，占全国总产能的 33.3%；浙江地区产能约 300 吉瓦，占全国总产能的 20%；安徽地区产能约 250 吉瓦，占全国总产能的 16.7%；广东地区产能约 200 吉瓦，占全国总产能的 13.3%；其他地区产能约 250 吉瓦，占全国总产能的 16.7%。

从企业产能来看，电池片行业集中度持续提升，头部企业凭借技术、规模、成本优势，进一步扩大市场份额，中小型电池片企业加速退出。2025 年底，爱旭股份、隆基绿能、晶科能源、天合光能、通威股份等 5 家头部企业的电池片产能合计约 1125 吉瓦，占全国总产能的 75%，较 2024 年提升 5 个百分点；其中，爱旭股份产能约 300 吉瓦，位居行业第一；隆基绿能产能约 250 吉瓦，位居行业第二；晶科能源产能约 200 吉瓦，位居行业第三；天合光能、通威股份产能分别约 187.5 吉瓦、187.5 吉瓦，位居行业第四、第五。

值得注意的是，2025 年，电池片行业产能扩张主要集中在高效电池片领域，尤其是 BC 电池、TOPCon 电池产能，而传统 PERC 电池产能呈现收缩态势。全年新增高效电池片产能约 90 吉瓦，占新增总产能的 90%；传统 PERC 电池产能减少约 50 吉瓦，部分落后 PERC 电池产能加速退出市场，主要原因是高效电池片转换效率更高、度电成本更低，更符合光伏技术高效化的发展趋势，市场需求持续增加。

4.1.2 产量情况

受下游组件市场增长、高效电池片需求增加等因素影响，2025 年中国电池片产量呈现同比增长态势，全年产量约 620 吉瓦，同比增长 9.6%；其中，1-10 月产量约 560 吉瓦，同比增长 9.8%，11-12 月产量约 60 吉瓦，同比增长 8.9%，全年产量保持稳定增长，增速略高于行业平均水平。

从月度产量来看，2025 年电池片月度产量呈现“平稳增长、小幅波动”的态势，与上游多晶硅、硅片月度产量走势有所不同，主要得益于下游组件市场的稳定需求支撑。1-6 月，电池片月度产量持续增长，6 月份产量达到 52 吉瓦，为上半年最高值；7-8 月，受下游组件企业淡季影响，月度产量略有下降；9-12 月，随着下游组件出口需求与国内应用市场需求的回升，月度产量逐步回升，12 月份产量达到 55 吉瓦，为全年最高值。

从产品结构来看，2025 年电池片产品结构加速优化，高效电池片产量占比持续提升，传统 PERC 电池产量占比持续下降，呈现“高效替代传统”的鲜明特征。全年高效电池片产量约 558 吉瓦，占全国总产量的 90%，较 2024 年提升 10 个百分点；其中，TOPCon 电池产量约 353.4 吉瓦，占全国总产量的 57%，仍为当前主流高效电池片技术；BC 电池产量约 124 吉瓦，占全国总产量的 20%，同比增长 200%，成为增长最快

的高效电池片技术；HJT 电池产量约 55.8 吉瓦，占全国总产量的 9%，同比增长 50%；传统 PERC 电池产量约 62 吉瓦，占全国总产量的 10%，较 2024 年下降 10 个百分点，同比下降 40%。

BC 电池产量快速增长的主要原因是：一是 BC 电池转换效率高，量产转换效率突破 28%，较传统 PERC 电池提升 2-3 个百分点，较 TOPCon 电池提升 1-2 个百分点；二是 BC 电池外观全黑美观，适合分布式光伏应用，尤其是户用分布式光伏，市场需求持续增加；三是隆基绿能、爱旭股份等龙头企业加速 BC 电池规模化量产，降低生产成本，提升产品竞争力，推动 BC 电池快速渗透。

从企业产量来看，头部企业产量占比持续提升，成为拉动电池片产量增长的核心力量。2025 年，爱旭股份、隆基绿能、晶科能源等 3 家头部企业的电池片产量合计约 434 吉瓦，占全国总产量的 70%；其中，爱旭股份产量约 186 吉瓦，同比增长 24%，主要得益于 BC 电池产量的快速增长；隆基绿能产量约 142.6 吉瓦，同比增长 10%；晶科能源产量约 105.4 吉瓦，同比增长 8%，头部企业产量增速显著高于行业平均水平，主要得益于其高效电池片的技术优势与下游客户的稳定需求。

4.1.3 价格情况

2025 年，电池片价格呈现“平稳运行、小幅波动”的态势，整体波动幅度小于多晶硅、硅片环节，全年价格基本维持在合理区间，主要得益于下游组件市场的稳定需求支撑与产品结构的优化。

2025 年，电池片价格呈现“平稳运行、小幅波动”的态势，整体波动幅度小于多晶硅、硅片环节，全年价格基本维持在合理区间，主要得益于下游组件市场的稳定需求支撑与产品结构的优化。

年初，受上游硅片价格下行影响，电池片价格小幅下行，1 月份 PERC 电池片（166mm，23%转换效率）均价为 0.8 元/W，TOPCon 电池片（182mm，25%转换效率）均价为 0.9 元/W，BC 电池片（182mm，28%转换效率）均价为 1.1 元/W，较 2024 年底分别下降 5%、4.3%、3.5%。2-6 月，随着上游硅片价格持续下行，电池片价格略有波动，但整体下行幅度较小，6 月份 PERC 电池片均价降至 0.75 元/W，TOPCon 电池片均价降至 0.85 元/W，BC 电池片均价降至 1.05 元/W，较年初分别下降 6.25%、5.56%、4.55%，整体波动幅度控制在 10%以内。

7 月份开始，随着上游硅片价格企稳回升、下游组件需求增加，电池片价格逐步回升，但回升幅度小于硅片、多晶硅环节，主要原因是电池片产能相对充足，市场竞争较为激烈，企业提价空间有限。7-12 月，电池片价格稳步上涨，12 月份 PERC 电池片（166mm，23%转换效率）均价涨至 0.82 元/W，TOPCon 电池片（182mm，25%转换效率）均价涨至 0.93 元/W，BC 电池片（182mm，28%转换效率）均价涨至 1.15 元/W，较 6 月份分别上涨 9.33%、9.41%、9.52%，全年价格呈现“小幅下行、稳步回升、整体平稳”的态势。

从不同类型电池片价格对比来看，高效电池片价格优势持续凸显，价格差距逐步扩大。2025 年底，BC 电池片均价较 PERC 电池片高 0.33 元/W，较 TOPCon 电池片高 0.22 元/W，较 2024 年底的价格差距分别扩大 0.03 元/W、0.02 元/W，反映出高效电池片的产品价值得到市场认可，具备更高的溢价空间。其中，BC 电池片因转换效率高、外观优势明显，溢价空间最大，主要应用于高端分布式光伏市场，价格波动幅度最小，市场需求相对稳定；TOPCon 电池片作为主流高效技术，价格适中，需求旺盛，价格波动幅度与行业整体一致；PERC 电池片作为传统技术，市场需求持续萎缩，价格波动幅度最小，溢价空间不断缩小。

从价格波动的原因来看，电池片价格整体平稳的核心原因有两个：一是产能供给相对充足，2025 年电池片有效产能达到 1500 吉瓦，能够满足下游组件市场的需求，避免了因产能短缺导致的价格大幅上涨；二是下游需求稳定，全年组件产量保持同比增长，为电池片提供了稳定的需求支撑，同时高效电池片需求快速增长，对冲了传统 PERC 电池片需求的萎缩，带动电池片整体需求稳定，价格波动较小。此外，行业竞争格局相对均衡，头部企业占据 75% 的产能，能够有效稳定市场价格，避免了恶性价格竞争导致的价格大幅波动。

4.1 电池片环节

4.1.4 盈利情况

2025 年，中国电池片环节盈利呈现**整体持平、结构分化**的特征，高效电池片成为盈利核心支撑，传统 PERC 电池片陷入盈利困境，头部企业凭借技术与产品结构优势实现盈利稳中有升，行业整体盈利水平远优于上游多晶硅、硅片环节。

从全年整体盈利来看，2025 年电池片行业平均毛利率约 **7%**，较 2024 年微降 1 个百分点，整体实现盈亏平衡；其中上半年行业平均毛利率约 5%，下半年随着产品价格回升与高效电池片占比提升，毛利率回升至 9%，盈利水平逐步改善。

分产品类型来看，盈利分化态势显著：**BC 电池**成为盈利最高的细分品类，全年平均毛利率达到 15%，12 月份更是升至 18%，凭借高转换效率与产品溢价，成为企业核心利润增长点；**TOPCon 电池**作为主流高效技术，全年平均毛利率约 8%，供需平衡下盈利水平相对稳定；**传统 PERC 电池**则陷入盈利低谷，全年平均毛利率仅 2%，部分中小企业的 PERC 电池业务甚至毛利率为负，成为行业盈利“拖底”板块。

分企业规模来看，头部企业与中小企业盈利差距进一步拉大。爱旭股份、隆基绿能、晶科能源等头部企业，因高效电池片（BC、TOPCon）产能占比超 90%，全年平均毛利率达到 12%，较行业平均水平高出 5 个百分点；而中小型电池片企业，因仍以 PERC 电池产能为主，且不具备规模与成本优势，全年平均毛利率仅 3%，部分企业因产品结构转型滞后陷入持续亏损，加速退出市场。

从成本端来看，2025 年电池片企业平均生产成本随上游硅片价格波动呈现“先降后升”

态势，但整体较 2024 年下降约 6%。其中，BC 电池量产成本较 2024 年下降 15%，降至 0.95 元/W 左右，主要得益于龙头企业的规模化量产与工艺优化；TOPCon 电池成本降至 0.83 元/W 左右，成本优势进一步巩固；PERC 电池成本虽降至 0.73 元/W，但因产品价格低迷，成本优势难以转化为盈利优势。

4.1.5 竞争格局与发展趋势

2025 年，电池片行业竞争格局呈现***“头部引领、技术定局、产能向高效集中”***的特征，行业集中度稳步提升，竞争核心从“产能规模”转向“技术迭代速度与高效产品落地能力”。

从竞争格局来看，行业已形成***“五强主导、中小退场”***的格局，爱旭股份、隆基绿能等 5 家头部企业占据 75% 的产能与 70% 的产量，在高效电池片领域的市场份额更是超过 85%。全年有超过 30 家中小型电池片企业宣布停产或转型，主要集中在传统 PERC 电池领域，而头部企业则通过高效电池片产能扩张，进一步扩大市场优势。

从竞争焦点来看，**BC 电池与 TOPCon 电池的技术迭代**成为核心竞争赛道：一方面，头部企业围绕 BC 电池的量产效率提升、成本下降展开研发，推动 BC 电池从“高端小众”向“规模化普及”转型；另一方面，TOPCon 电池企业持续优化 N 型技术，推动转换效率突破 26%，同时布局 TOPCon+BC 复合技术，巩固主流技术地位。此外，电池片与组件的**一体化布局**成为趋势，头部企业通过垂直整合，降低供应链成本，提升市场竞争力。

从发展趋势来看，未来电池片行业将呈现三大方向：

- 1. 技术路线向 BC 电池集中：**未来 3-5 年，BC 电池将逐步取代 TOPCon 成为主流技术，市场占比有望提升至 50% 以上，TOPCon 电池则向中高端市场延伸，PERC 电池将逐步退出光伏主市场；
- 2. 产能高效化、一体化：**新增产能全部聚焦高效电池片，落后 PERC 产能持续退出，同时电池片企业与组件、硅片企业的垂直整合加速，一体化企业成为行业主流；
- 3. 效率与成本双突破：**电池片量产转换效率将持续提升，BC 电池量产效率有望突破 30%，同时随着工艺优化与规模化，高效电池片成本将进一步下降，推动光伏度电成本持续降低。

4.2 组件环节

4.2.1 产能情况

组件是光伏产业链的**终端制造环节**，直接对接下游应用市场，其产能规模、产品质量与交付能力直接影响光伏项目的落地效率。2024 年，中国组件产能迎来高速扩张，全年新增产能超 300 吉瓦，截至 2024 年底全国组件产能达到 1600 吉瓦，产能过剩问题

逐步凸显。

2025年，受下游应用市场增长、全球贸易壁垒加剧、行业盈利低迷等因素影响，组件企业扩产节奏大幅放缓，**落后产能加速退出，高效产能稳步补充**，行业产能呈现“总量微增、结构优化”的态势。截至2025年底，全国组件有效产能约1650吉瓦，较2024年底增加50吉瓦，同比增长3.1%，增速较2024年大幅下降85%；全年新增产能约80吉瓦，其中90%为高效组件产能（适配BC、TOPCon电池），传统组件产能减少约30吉瓦。

从产能分布来看，中国组件产能主要集中在江苏、浙江、安徽、江西等光伏产业链配套完善的地区，同时受全球本地化布局影响，头部企业海外产能占比持续提升。2025年，江苏地区组件产能约600吉瓦，占全国总产能的36.4%；浙江地区产能约350吉瓦，占比21.2%；安徽地区产能约250吉瓦，占比15.2%；江西地区产能约150吉瓦，占比9.1%；其他地区产能约300吉瓦，占比18.1%。海外方面，头部企业在东南亚、欧洲、拉美等地区的产能合计约200吉瓦，占全球组件产能的10%，较2024年提升5个百分点。

从企业产能来看，组件行业集中度持续提升，**头部企业全球布局优势凸显**。2025年底，晶科能源、天合光能、隆基绿能、晶澳科技、阿特斯阳光电力等5家头部企业的组件产能合计约1155吉瓦，占全国总产能的70%，较2024年提升5个百分点；其中晶科能源产能约250吉瓦，位居行业第一；天合光能、隆基绿能产能均约240吉瓦，并列第二；晶澳科技、阿特斯阳光电力产能分别约200吉瓦、225吉瓦，位居第四、第五。头部企业海外产能占比均超20%，成为应对全球贸易壁垒的核心优势。

2025年，组件行业**落后产能退出速度加快**，全年共有40家中小型组件企业宣布停产或退出市场，涉及产能约80吉瓦，主要集中在传统低效组件领域。这些企业因缺乏技术研发能力、海外渠道布局薄弱，在高效组件替代与贸易壁垒双重冲击下，难以维持生产经营，逐步被市场淘汰。

4.2.2 产量情况

受下游国内应用市场强劲增长、海外新兴市场需求释放等因素影响，2025年中国组件产量呈现**稳步增长**态势，高效组件成为产量增长的核心动力，海外本土化生产对国内产量的分流效应初步显现，但整体影响有限。

2025年，全国组件产量约**600吉瓦**，同比增长13.2%，其中1-10月产量约514吉瓦，同比增长13.5%，11-12月产量约86吉瓦，同比增长11.7%。从产量结构来看，**高效组件产量占比突破90%**，达到540吉瓦，同比增长25%；其中适配BC电池的高效组件产量约120吉瓦，同比增长300%，适配TOPCon电池的组件产量约350吉瓦，同比增长30%；传统PERC组件产量仅60吉瓦，同比下降40%，占比降至10%。

从月度产量来看，组件产量呈现**“旺季冲高、淡季平稳”**的态势，与下游应用市场的

装机节奏高度契合。1-3月，受国内分布式光伏装机旺季拉动，组件月度产量持续增长，3月份产量达到55吉瓦，为上半年最高值；4-6月，进入传统装机淡季，同时海外贸易壁垒加剧导致出口订单有所波动，月度产量略有回落，但维持在45-50吉瓦的水平；7-12月，国内集中式光伏项目密集落地，海外新兴市场订单大幅增长，组件月度产量持续回升，12月份产量达到60吉瓦，创全年新高。

从企业产量来看，**头部企业产量占比持续提升，海外产量增速高于国内**。2025年，晶科能源、天合光能、隆基绿能等3家头部企业的组件产量合计约420吉瓦，占全国总产量的70%；其中头部企业海外工厂产量约80吉瓦，同比增长50%，占其总产量的25%，较2024年提升8个百分点。中小型组件企业产量则同比下降20%，市场份额持续被头部企业挤压。

从出口与内销来看，组件产量**内销占比首次超过50%**，达到52%，成为拉动产量增长的核心动力；外销占比48%，虽较2024年略有下降，但出口量仍实现同比增长6%，主要得益于新兴市场的需求释放。

4.2.3 价格情况

2025年，中国组件价格呈现**“上半年低位震荡、下半年小幅回升、回升乏力”**的态势，整体价格处于历史低位，高效组件具备一定产品溢价，但受市场竞争与贸易壁垒影响，溢价空间有限，成为光伏产业链中价格修复最慢的环节。

从国内市场价格来看，1月份常规PERC组件（450W）均价为1.3元/W，高效TOPCon组件（550W）均价为1.45元/W，BC高效组件（600W）均价为1.65元/W，较2024年底分别下降8%、7%、6%；2-6月，受上游硅片、电池片价格下行与行业恶性价格竞争影响，组件价格持续低位震荡，6月份常规PERC组件均价降至1.2元/W，高效TOPCon组件均价降至1.35元/W，BC高效组件均价降至1.55元/W，均创2020年以来的最低值。

7月份开始，随着上游原材料价格回升、下游装机需求增加，组件价格迎来小幅回升，但受**产能过剩、市场竞争激烈**等因素影响，回升幅度远低于上游环节。7-12月，组件价格缓慢上涨，12月份常规PERC组件（450W）均价涨至1.26元/W，较6月份上涨5%；高效TOPCon组件（550W）均价涨至1.42元/W，较6月份上涨5.1%；BC高效组件（600W）均价涨至1.63元/W，较6月份上涨5.2%，下半年整体涨幅仅5%左右，利润修复艰难。

从海外市场价格来看，受**贸易关税、海运成本、本地化溢价**等因素影响，海外组件价格显著高于国内，且价格波动幅度更小。2025年，欧洲市场高效TOPCon组件均价约0.22欧元/W，美国市场约0.25美元/W，均较国内价格高出30%以上；但头部企业海外本土化生产的组件，因规避了贸易关税，价格与国内接轨，成为海外市场的核心竞争优势。

从价格波动的原因来看，组件价格修复乏力的核心因素有三：

1. **产能严重过剩**：全国组件有效产能 1650 吉瓦，而全球市场需求仅约 1000 吉瓦，产能过剩导致企业为抢占市场份额持续低价竞争；
2. **贸易壁垒加剧**：欧美等主要市场加征关税、设置贸易壁垒，导致国内组件出口利润被大幅压缩，企业难以通过提价转移成本；
3. **行业竞争同质化**：除头部企业的高效组件外，中小型企业的产品同质化严重，缺乏核心竞争力，只能通过低价争夺订单。

4.2.4 盈利情况

2025 年，组件环节成为光伏主产业链中**盈利最差的环节**，全行业呈现“大面积亏损、头部企业微利、中小企业深度亏损”的特征，尽管下半年价格小幅回升，但盈利水平仍未摆脱历史低位，海外业务与高效组件成为仅有的盈利支撑。

从全年整体盈利来看，2025 年组件行业平均毛利率约**-2%**，较 2024 年下降 5 个百分点，全行业陷入亏损状态；其中上半年行业平均毛利率约-5%，大量企业处于“售价低于成本”的状态；下半年随着价格回升与高效组件占比提升，毛利率回升至 1%，实现小幅减亏，但仍未扭亏。

分企业规模来看，**头部企业凭借规模、渠道与产品优势实现微利，中小企业深度亏损**。晶科能源、天合光能、隆基绿能等 5 家头部企业，因高效组件占比超 90%，且海外业务占比高、具备渠道溢价，全年平均毛利率约 3%，实现微利；其中海外业务毛利率约 8%，成为盈利核心，国内业务毛利率则约-1%，仍处于亏损状态。而中小型组件企业，因产品以传统 PERC 组件为主，且缺乏海外渠道，全年平均毛利率约-8%，超过 80%的中小型企业陷入深度亏损，资金链断裂问题频发，加速退出市场。

分产品类型来看，**高效组件成为唯一的盈利品类**，BC 高效组件全年平均毛利率约 6%，TOPCon 组件约 3%，而传统 PERC 组件毛利率约-5%，完全不具备盈利能力。头部企业通过大幅提升高效组件产量，对冲了传统组件的亏损，而中小企业因高效组件产能不足，难以实现盈利修复。

从成本端来看，2025 年组件企业平均生产成本随上游原材料价格呈现“先降后升”态势，全年平均生产成本约 1.22 元/W（常规 PERC 组件），较 2024 年下降 3%，但因产品价格降至 1.2 元/W 以下，成本高于售价，成为亏损的核心原因。高效组件的生产成本约 1.35 元/W（TOPCon）与 1.5 元/W（BC），虽高于传统组件，但凭借产品溢价，实现成本与售价的正向匹配。

4.2.5 竞争格局与发展趋势

2025 年，组件行业竞争格局呈现**“头部集中、海外决胜、一体化为王”**的特征，行业洗牌速度远超上游环节，竞争核心从“国内价格战”转向“全球市场布局、高效产品交付、垂直一体化能力”。

从竞争格局来看，行业已形成**“五强寡头、中小退场”**的格局，晶科能源、天合光能等 5 家头部企业占据 70% 的国内产能与 80% 的出口份额，全球市场份额更是超过 60%。全年有超过 40 家中小型组件企业退出市场，剩余的中小型企业主要聚焦于国内地方小众市场，或为头部企业提供代工服务，难以形成核心竞争力。

从竞争焦点来看，组件行业的竞争已从国内产能与价格竞争转向全球市场的综合竞争，核心竞争维度包括：

1. **海外本地化布局**：在欧美、东南亚、拉美等地区建设生产基地，规避贸易壁垒，成为企业出海的核心门槛；
2. **高效产品交付能力**：能够快速量产适配 BC、TOPCon 电池的高效组件，满足下游高端市场需求；
3. **垂直一体化能力**：实现“硅片-电池片-组件”垂直整合，降低供应链成本，提升价格竞争力；
4. **光伏+储能一体化解决方案**：从单一组件销售转向“光伏组件+储能电池+逆变器”整体解决方案，提升产品附加值。

从发展趋势来看，未来组件行业将呈现四大方向：

1. **行业集中度进一步提升**：未来 3-5 年，行业 CR5 将提升至 80% 以上，中小组件企业基本完成出清，头部企业成为市场绝对主导；
2. **海外产能占比持续提升**：头部企业海外产能占比将提升至 50% 以上，实现“本地生产、本地销售”的全球化布局，应对贸易壁垒；
3. **高效组件成为绝对主流**：BC、TOPCon 高效组件市场占比将提升至 95% 以上，常规 PERC 组件逐步退出市场，组件功率向 700W 以上大尺寸升级；
4. **从产品销售向解决方案转型**：组件企业将逐步转型为“光伏+储能”一体化解决方案提供商，结合户用、工商业、地面电站等不同应用场景，提供定制化服务，提升产品附加值与盈利水平。

4.3 中游产业核心问题与应对建议

4.3.1 核心问题

2025 年，中国光伏中游产业（电池片、组件）在转型发展过程中，面临的核心问题呈现**环节分化**特征，电池片环节以“技术迭代压力大、中小企业转型滞后”为主，组件环节则面临“产能过剩、贸易壁垒、盈利低迷”等多重困境，整体来看，中游产业的核心问题可归纳为三点：

1. **组件环节产能过剩问题突出，恶价格竞争未根本遏制**

组件环节有效产能达 1650 吉瓦，远超全球 1000 吉瓦左右的市场需求，产能过剩率超

60%，成为全产业链产能过剩最严重的环节。尽管“反内卷”政策持续发力，但中小企业为维持资金链，仍采取低价倾销策略，导致行业恶性价格竞争难以根本遏制，价格修复乏力，全行业陷入亏损。

2. 全球贸易壁垒加剧，组件出口利润被大幅压缩

欧美等主要光伏市场持续加征关税、设置反倾销反补贴壁垒，同时要求本土化生产比例，导致国内组件出口成本大幅增加，利润被严重压缩。尽管头部企业加速海外布局，但海外工厂建设周期长、资金投入大、当地政策风险高，本土化布局仍面临诸多挑战。

3. 技术迭代节奏加快，中小企业转型能力不足，行业分化加剧

电池片环节向 BC 电池快速迭代，组件环节向高效大尺寸升级，技术迭代周期从 3-5 年缩短至 1-2 年，对企业的研发投入、产能改造能力提出了极高要求。头部企业凭借雄厚的资金与技术实力，能够快速完成产能升级，而中小企业研发投入不足、资金链紧张，难以跟上技术迭代节奏，产品逐步被市场淘汰，行业头部与尾部的分化进一步加剧。

4. 组件环节一体化布局不足，供应链成本管控能力弱

相较于电池片与硅片环节，组件环节的垂直一体化比例较低，部分中小型组件企业仍依赖外部采购电池片、硅片，受上游原材料价格波动影响较大，供应链成本管控能力弱。在价格低位运行的背景下，缺乏一体化布局的企业难以通过内部成本消化实现盈利。

4.3.2 应对建议

针对中游产业电池片、组件环节的差异化问题，结合行业发展趋势，从**企业层面**与**政策层面**分别提出应对建议，推动中游产业实现“技术升级、产能优化、盈利修复、全球布局”的高质量发展。

企业层面

1. 电池片企业：聚焦 BC 电池技术迭代，加速规模化量产

头部企业加大 BC 电池研发投入，重点突破量产效率提升、成本下降等核心难题，推动 BC 电池从高端市场向大众市场普及；同时布局 TOPCon+BC 复合技术，巩固技术领先优势。中小企业若不具备高效电池片研发能力，可选择与头部企业合作，成为配套产能，或转型至光伏辅材等细分领域，避免直接竞争。

2. 组件企业：加速海外本地化布局，规避贸易壁垒

头部企业加大海外产能投入，优先布局东南亚、欧洲、拉美等新兴市场，实现“生产基地贴近市场”的全球化布局；同时加强海外市场渠道建设，与当地光伏开发商、运营商建立长期合作关系，提升品牌影响力。中小型组件企业若缺乏海外布局能力，可聚焦

国内分布式光伏小众市场，提供定制化产品与服务，实现差异化竞争。

3. 全环节：推进垂直一体化布局，提升供应链管控能力

中游企业加强与上游硅片、多晶硅企业的合作，或通过自建、并购等方式实现“硅片-电池片-组件”垂直一体化，降低供应链采购成本，提升价格竞争力。同时，组件企业布局“光伏+储能”一体化，整合逆变器、储能电池等配套产品，从单一产品销售转向解决方案提供，提升产品附加值。

4. 加强行业自律，遏制恶性价格竞争

头部企业发挥引领作用，联合行业协会制定组件产品价格自律机制，避免低价倾销；同时建立行业产能预警机制，根据市场需求合理规划产能扩张，推动产能与需求的动态平衡。

政策层面

1. 针对性调控组件产能，推动落后产能加速退出

政策层面进一步完善光伏产业产能调控政策，对组件环节实施**产能备案与产能利用率考核**，对产能利用率低于50%的落后产能，取消相关产业扶持政策，推动其加速退出；同时严格控制新组件产能审批，鼓励新增产能向高效、一体化、海外布局方向倾斜。

2. 加大海外市场支持力度，助力企业应对贸易壁垒

政府层面加强与海外光伏市场的经贸谈判，推动光伏产品贸易自由化；同时出台**海外产能建设补贴、出口信贷支持**等政策，降低企业海外建厂的资金压力；建立海外光伏贸易壁垒预警机制，及时为企业

3. 加大技术研发扶持，推动高效电池片与组件技术产业化

出台专项研发补贴政策，鼓励企业开展BC电池、TOPCon电池、高效大尺寸组件等核心技术研发；设立光伏产业技术创新基金，支持中小企业与高校、科研院所合作，提升技术转型能力；推动光伏技术标准体系升级，将高效电池片、组件技术纳入行业强制标准，加速传统低效产品退出市场。

4. 推动“光伏+储能”一体化发展，拓展组件应用市场

政策层面进一步完善“光伏+储能”配套政策，要求新上光伏项目配备一定比例的储能，拉动高效组件与储能产品的需求；同时鼓励户用、工商业分布式光伏采用“光伏+储能”一体化解决方案，拓展组件应用场景，为中游产业提供持续的需求支撑。

五、下游应用市场分析

2025年，中国光伏下游应用市场成为**全产业链发展的核心支撑**，在“双碳”目标引领、电力市场化改革落地、分布式光伏政策扶持等多重因素推动下，全年新增装机容量创

下历史新高，累计装机容量突破 12 亿千瓦，光伏在能源结构转型中的核心作用持续凸显。同时，应用市场呈现“分布式增速超集中式、户用与工商业协同发展、集中式向大型基地聚焦”的特征，市场结构持续优化，应用场景不断丰富。

本章节将从**集中式光伏**与**分布式光伏（工商业、户用）**两大板块，全面分析 2025 年中国光伏下游应用市场的装机情况、市场特点、发展痛点，并预判未来发展趋势，同时梳理下游应用市场对光伏产业链的拉动作用与协同发展要求。

5.1 集中式光伏

集中式光伏是中国光伏应用市场的**传统主力板块**，主要包括大型地面光伏电站、光伏基地、光伏治沙、农光互补等规模化光伏项目，具有装机规模大、发电效率高、集中并网等特点，是推动光伏成为主力能源的核心载体。2025 年，集中式光伏在**大型风光基地建设、跨省跨区输电工程配套**等政策推动下，实现稳步增长，装机规模持续扩大，项目质量与智能化水平显著提升。

5.1.1 装机情况

2025 年，全国集中式光伏新增装机容量 **1.64 亿千瓦（164GW）**，同比增长 8.5%，占全年光伏新增装机的 51.7%，仍是新增装机的第一大板块；截至 2025 年底，全国集中式光伏累计装机容量约 7.2 亿千瓦，占光伏累计装机的 60%，稳居主导地位。

从区域分布来看，集中式光伏新增装机主要集中在**西北、华北、西南**等光照资源丰富、土地资源充足的地区，与大型风光基地建设高度契合。2025 年，西北地区新增集中式光伏装机约 80GW，占全国集中式新增装机的 48.8%，其中新疆、甘肃、青海分别新增 25GW、22GW、18GW，位居全国前三；华北地区新增约 40GW，占比 24.4%，主要集中在内蒙古、山西；西南地区新增约 25GW，占比 15.2%，主要集中在云南、四川；中东部地区新增约 19GW，占比 11.6%，以农光互补、渔光互补等复合项目为主。

从项目类型来看，**大型风光基地项目**成为集中式光伏装机的核心拉动力，2025 年全国首批、第二批大型风光基地项目累计落地装机约 60GW，占集中式新增装机的 36.6%；光伏治沙、农光互补、牧光互补等**复合光伏项目**新增装机约 45GW，占比 27.4%，成为集中式光伏与乡村振兴、生态保护融合发展的重要形式；传统地面光伏电站新增装机约 59GW，占比 36%，占比有所下降。

5.1.2 市场特点

2025 年，中国集中式光伏应用市场呈现**“基地化、规模化、智能化、复合化”**的四大特征，项目发展从“重规模、轻质量”向“重质量、重效益、重协同”转型，与电力系统、生态环境、乡村发展的融合度持续提升。

1. 基地化开发成为主流，跨省跨区输电配套完善

大型风光基地建设成为集中式光伏开发的核心模式，项目主要布局在西北、华北等风光资源富集地区，且与特高压跨省跨区输电工程配套建设，实现“光伏电力远距离输送”，有效解决了西北、华北地区电力消纳问题，推动光伏电力成为全国性主力能源。2025年，配套特高压工程的光伏基地项目装机占比超60%，光伏电力跨省跨区输送量同比增长40%。

2. 智能化水平显著提升，适应电力市场化改革

随着电力市场化改革全面落地，集中式光伏项目加速向**智能化、可调式**转型，大量项目配备智能光伏电站管理系统、功率预测系统、调峰调频设备，提升电站的电网适应性与市场交易能力。2025年，新建集中式光伏电站中，智能化电站占比超90%，能够实现电力市场化交易中的峰谷电价套利，提升项目盈利水平。

3. 复合开发模式普及，生态与经济效益双提升

光伏治沙、农光互补、渔光互补、牧光互补等复合开发模式成为集中式光伏的重要发展方向，实现“光伏发电+生态保护+农业生产”的多重效益。例如，内蒙古光伏治沙项目实现“板上发电、板下治沙、沙中种植”，全年新增光伏治沙装机20GW，治理沙漠面积超50万亩；江苏、安徽的农光互补项目，实现光伏发电与粮食、蔬菜种植同步开展，提升了土地利用效率。

4. 储能配套成为硬性要求，电站消纳能力显著提升

为解决光伏发电的间歇性、波动性问题，2025年全国各省市均出台政策，要求新上集中式光伏项目配备**10%-20%的储能容量**，或**签订调峰调频服务协议**，储能配套成为集中式光伏项目落地的硬性门槛。截至2025年底，集中式光伏项目配套储能容量超20GW/40GWh，光伏电站的电力消纳率提升至98%以上，较2024年提升2个百分点。

5.1.3 发展痛点

尽管2025年集中式光伏实现稳步增长，但在发展过程中仍面临**“土地资源约束、储能配套成本高、电力市场化交易能力不足”**等核心痛点，制约了项目的盈利水平与规模化发展。

1. 优质土地资源约束加剧，项目开发成本上升

随着集中式光伏的规模化开发，西北、华北等地区的优质未利用土地资源逐步减少，后续项目不得不向土地条件较差、开发成本较高的地区延伸，同时部分地区对光伏项目的土地使用审批趋严，导致项目土地成本上升，开发周期延长。

2. 储能配套成本高，侵蚀项目盈利空间

储能配套成为硬性要求，但当前储能电池、储能电站的建设成本仍较高，储能配套占集中式光伏项目总投资的15%-20%，大幅增加了项目的初始投资。同时，储能电站的运营维护成本高、使用寿命短，进一步侵蚀了光伏项目的盈利空间，部分项目因储能

配套导致投资回收期延长至 8 年以上。

3. 电力市场化交易能力不足，中小电站议价能力弱

电力市场化改革落地后，集中式光伏电站的电力销售从“固定电价”转向“市场交易”，但大部分中小光伏电站缺乏专业的市场交易团队与功率预测能力，在电力交易中议价能力弱，难以获得合理的电价，部分电站甚至因交易不当导致发电量无法全额消纳。

4. 跨省跨区输电通道利用率不高，部分基地电力送出受限

尽管大型风光基地与特高压输电工程配套建设，但部分特高压通道因受端电网消纳能力、输电计划安排等因素影响，利用率不高，部分西北光伏基地的电力送出仍面临受限问题，导致少量项目出现“弃光”现象。

5.2 分布式光伏

分布式光伏是指在用户侧就近建设、就近并网、就近消纳的光伏项目，主要包括**户用分布式光伏**与**工商业分布式光伏**，具有安装灵活、消纳能力强、贴近用电负荷等特点，是推动光伏“走进千家万户、融入千行百业”的核心载体。2025 年，在国家政策扶持、户用光伏整县推进、工商业电价上涨等多重因素推动下，分布式光伏成为光伏新增装机的**核心增长极**，增速显著高于集中式光伏，市场结构持续优化，商业模式不断创新。

5.2.1 装机情况

2025 年，全国分布式光伏新增装机容量 **1.53 亿千瓦（153GW）**，同比增长 20.3%，占全年光伏新增装机的 48.3%，与集中式光伏装机占比基本持平；截至 2025 年底，全国分布式光伏累计装机容量约 4.8 亿千瓦，占光伏累计装机的 40%，占比较 2024 年提升 5 个百分点。

从结构来看，**工商业分布式光伏**是分布式装机的主力，**户用分布式光伏**保持高速增长，二者协同拉动分布式市场发展。2025 年，工商业分布式光伏新增装机约 90GW，同比增长 18%，占分布式新增装机的 58.8%；户用分布式光伏新增装机约 63GW，同比增长 24%，占分布式新增装机的 41.2%，户用光伏增速显著高于工商业光伏。

从区域分布来看，分布式光伏新增装机主要集中在**中东部、南部**等用电负荷大、工商业发达、户用光伏政策完善的地区，与集中式光伏的区域分布形成互补。2025 年，华东地区新增分布式光伏装机约 60GW，占全国分布式新增装机的 39.2%，其中江苏、浙江、山东分别新增 18GW、15GW、12GW，位居全国前三；华南地区新增约 30GW，占比 19.6%，主要集中在广东、福建；华北地区新增约 25GW，占比 16.3%，主要集中在河北、河南；西南、西北地区新增约 38GW，占比 24.9%，分布式光伏市场逐步向中西部延伸。

5.2.2 市场特点

2025年，中国分布式光伏应用市场呈现“工商业提质、户用提量、模式创新、政策赋能”的四大特征，市场发展从“野蛮生长”向“规范发展、质量提升”转型，产品、安装、运维的标准化水平显著提升，与用户侧用电需求的契合度持续增强。

1. 工商业分布式光伏：提质增效，与企业节能降碳深度融合

工商业分布式光伏成为企业实现“双碳”目标、降低用电成本的重要手段，2025年，规模以上工业企业建设分布式光伏的比例超30%，较2024年提升10个百分点。工商业分布式光伏项目从“单一发电”向“自发自用、余电上网、峰谷套利、储能配套”一体化转型，大量工商业项目配备小型储能设备，实现峰谷电价套利，提升项目盈利水平。同时，工商业分布式光伏的标准化、规范化水平显著提升，组件、逆变器等设备的选型均符合行业高标准，安装与运维由专业团队负责，项目发电效率与使用寿命大幅提升。

2. 户用分布式光伏：整县推进常态化，商业模式持续创新

户用光伏整县推进政策成为户用分布式光伏发展的核心推手，2025年，全国已有超1500个县（市、区）开展户用光伏整县推进工作，整县推进项目装机占户用新增装机的70%以上。户用光伏的商业模式持续创新，从传统的“业主自投”向“租赁模式、代建模式、光伏贷模式”多元化转型，其中“租赁模式”因业主无需投入资金、仅需提供屋顶资源即可获得稳定收益，成为户用光伏的主流商业模式，占比超60%。同时，户用光伏的产品体验持续提升，高效BC组件、微型逆变器等高端设备逐步普及，光伏屋顶的美观性与发电效率显著提升。

3. 政策赋能持续加码，各地出台专项扶持政策

2025年，国家能源局持续出台分布式光伏扶持政策，明确分布式光伏的并网优先、消纳优先原则，简化并网审批流程；各省市也结合本地实际，出台户用光伏补贴、工商业光伏电价优惠、屋顶资源整合等专项政策，推动分布式光伏发展。例如，江苏、浙江对户用光伏给予0.05元/度的发电补贴，山东、河北对工商业分布式光伏项目给予并网绿色通道，大幅提升了企业与居民安装光伏的积极性。

4. 第三方运维市场崛起，专业化服务成为趋势

随着分布式光伏装机规模的持续扩大，第三方专业运维成为市场刚需，2025年，全国分布式光伏第三方运维企业超2000家，运维市场规模超100亿元。第三方运维企业通过智能化运维平台，实现对分布式光伏项目的远程监控、故障预警、上门维修，大幅提升了项目的发电效率与运维效率，解决了分布式光伏“重建设、轻运维”的行业痛点。

5.2.3 发展痛点

2025年，分布式光伏虽实现高速增长，但在发展过程中仍面临“屋顶资源争夺激烈、并网消纳压力加大、户用光伏模式风险、产品质量参差不齐”等核心痛点，制约了市场的可持续发展。

1. 优质屋顶资源争夺激烈，资源整合难度加大

随着分布式光伏的快速发展，中东部地区的优质工商业屋顶、户用屋顶资源逐步成为稀缺资源，各大光伏企业纷纷加大屋顶资源争夺力度，部分地区出现“**恶意抢装、虚假签约**”等现象，导致屋顶资源整合难度加大。同时，部分工商业屋顶因建筑质量差、产权不清晰，无法建设光伏项目，进一步加剧了优质屋顶资源的短缺。

2. 部分地区并网消纳压力加大，分布式发电受限

随着分布式光伏装机规模的快速增长，中东部部分地区的配电网容量不足，出现“**并网难、消纳难**”的问题，部分分布式光伏项目因配电网改造滞后，无法实现全额并网，甚至被限制发电。尽管国家要求电网企业加快配电网改造，但配电网改造周期长、资金投入大，短期内难以完全解决分布式光伏的并网消纳问题。

3. 户用光伏商业模式存在风险，业主权益保障不足

户用光伏的“租赁模式”“光伏贷模式”在快速发展过程中，出现了**部分企业虚假宣传、合同条款不合理、运维服务不到位**等问题，导致部分业主的合法权益受到损害。例如，部分租赁企业承诺的屋顶租金无法按时支付，部分光伏贷企业存在高利率、隐性收费等问题，影响了户用光伏的市场口碑。

4. 产品质量与安装标准参差不齐，行业乱象仍存

尽管分布式光伏行业规范化水平有所提升，但仍有部分中小光伏企业为降低成本，使用**劣质组件、逆变器等设备**，同时安装过程中未遵守行业标准，导致项目发电效率低、安全隐患大。例如，部分户用光伏项目因组件质量差，使用1-2年后发电效率大幅下降；部分项目因安装不规范，出现屋顶漏水、触电等安全事故。

5.3 下游应用市场核心问题与应对建议

5.3.1 核心问题

综合来看，2025年中国光伏下游应用市场虽实现强劲增长，成为全产业链的核心支撑，但集中式与分布式光伏均面临各自的发展痛点，整体来看，下游应用市场的核心问题可归纳为四点：

1. 电网配套与消纳能力不足，制约光伏规模化发展

无论是集中式光伏的跨省跨区输电，还是分布式光伏的配电网并网，均面临电网配套能力不足的问题。特高压输电通道利用率不高、配电网改造滞后，导致部分光伏项目出现“弃光”或发电受限现象，电网消纳能力已成为制约光伏下游应用市场规模化发展的核心瓶颈。

2. 储能配套成本高，光伏项目盈利水平受挤压

储能配套成为光伏项目落地的硬性要求，但当前储能产业的发展仍不成熟，储能设备

成本高、使用寿命短、运维成本高，大幅增加了光伏项目的初始投资与运营成本，挤压了项目的盈利空间，部分项目因储能配套导致投资回收期过长，影响了企业与社会资本的投资积极性。

3. 市场规范化水平有待提升，行业乱象仍存

分布式光伏市场存在屋顶资源争夺激烈、产品质量参差不齐、商业模式风险等问题，集中式光伏市场则存在部分项目重规模、轻质量的现象，行业规范化水平有待进一步提升。同时，光伏项目的设计、安装、运维等环节的行业标准尚未完全统一，导致项目质量参差不齐，影响了光伏产业的整体形象。

4. 电力市场化交易体系不完善，光伏项目收益不确定性增加

电力市场化改革全面落地后，光伏项目的收益从“固定电价”转向“市场交易”，但当前电力市场化交易体系仍不完善，交易规则复杂、交易品种单一、中小项目议价能力弱，导致光伏项目的收益不确定性大幅增加，部分项目因市场交易不当导致盈利水平下降。

5.3.2 应对建议

针对下游应用市场的核心问题，结合“双碳”目标与电力市场化改革的发展要求，从**政策层面、电网层面、企业层面**提出应对建议，推动下游应用市场实现“规模化、高质量、可持续”发展，进一步巩固其对光伏全产业链的核心支撑作用。

政策层面

1. 加快电网基础设施建设，提升光伏消纳能力

加大对特高压跨省跨区输电工程的投资力度，提升输电通道利用率，推动西北、华北大型光伏基地的电力远距离输送；同时加快中东部地区配电网改造升级，扩大配电网容量，简化分布式光伏并网审批流程，实现分布式光伏“应并尽并、全额消纳”。

2. 完善储能配套政策，降低光伏项目储能成本

出台储能产业专项扶持政策，鼓励储能电池技术研发与规模化量产，推动储能成本持续下降；同时推行**“共享储能、集中储能”**模式，替代单个光伏项目的分散储能，降低光伏项目的储能配套成本。此外，建立储能调峰调频服务市场，推动储能电站通过提供调峰调频服务获得收益，提升储能产业的盈利水平。

3. 加强行业监管，提升市场规范化水平

完善光伏下游应用市场的行业标准体系，统一光伏项目的设计、安装、运维标准，加强对组件、逆变器等设备产品质量的监管，严厉打击劣质产品与虚假宣传行为；同时加强对户用光伏商业模式的监管，规范合同条款，建立业主权益保障机制，严厉打击恶意抢装、虚假签约等行为，维护市场秩序。

4. 完善电力市场化交易体系，稳定光伏项目收益

进一步完善电力市场化交易规则，简化交易流程，丰富交易品种，推出光伏电力专属交易品种，提升光伏电力的市场交易效率；同时建立光伏项目电价补贴过渡机制，对存量光伏项目给予一定的电价补贴，对冲市场交易的收益不确定性；针对中小光伏项目，建立专业的电力交易服务平台，为其提供代理交易服务，提升中小项目的议价能力。

电网层面

1. 推动电网智能化升级，提升电网与光伏的兼容性

加快智能电网建设，推动电网向柔性化、智能化、互动化转型，提升电网对光伏等间歇性可再生能源的调节能力；同时建立光伏功率预测系统，实现对光伏发电量的精准预测，合理安排电网调度，提升光伏电力的消纳效率。

2. 建立分布式光伏并网服务体系，提升并网服务效率

电网企业建立专门的分布式光伏并网服务部门，简化并网审批流程，实现并网申请、现场勘查、并网验收的“一站式”服务；同时加大对配电网改造的投入，根据分布式光伏装机规模，及时优化配电网规划，确保分布式光伏项目顺利并网。

企业层面

1. 聚焦项目质量提升，推动光伏项目高质量发展

光伏企业转变发展理念，从“重规模、轻质量”向“重质量、重效益”转型，选用优质的设备产品，严格按照行业标准进行项目设计与安装，加强项目的后期运维，提升项目的发电效率与使用寿命。同时，集中式光伏企业加强与生态环境、农业农村等部门的合作，推动光伏与生态保护、乡村振兴的深度融合，实现项目生态与经济效益双提升。

2. 创新商业模式，提升光伏项目盈利水平

分布式光伏企业加强与工商业企业、居民业主的合作，创新“光伏+储能+节能”一体化解决方案，为用户提供全方位的能源服务，提升产品附加值；同时探索“光伏+碳交易”商业模式，推动光伏项目的碳减排量参与碳市场交易，为项目增加额外收益。集中式光伏企业则加强电力市场化交易能力建设，组建专业的交易团队，提升功率预测与市场议价能力，实现项目收益最大化。

3. 加强第三方运维服务，解决“重建设、轻运维”痛点

光伏企业与第三方专业运维企业合作，建立全国性的光伏运维服务网络，实现对光伏项目的智能化、专业化运维；同时利用大数据、人工智能等技术，搭建光伏项目运维管理平台，实现远程监控、故障预警、上门维修的全流程服务，提升项目的发电效率与运维效率。

5.4 下游应用市场未来发展趋势

2025年，中国光伏下游应用市场实现了历史性突破，成为全球光伏应用的核心市场。结合“双碳”目标、电力市场化改革、技术创新等因素，**未来3-5年，中国光伏下游应用市场将呈现“分布式超越集中式、基地化与分布式协同发展、光伏+储能一体化成为主流、应用场景持续丰富”**的发展趋势，光伏在能源结构中的占比将持续提升，逐步成为中国的主力能源之一。

1. 分布式光伏装机占比将超越集中式，成为第一大应用板块

随着户用光伏整县推进的常态化、工商业企业节能降碳需求的持续增加，分布式光伏将保持20%以上的年均增速，而集中式光伏增速将维持在10%左右。预计到2028年，分布式光伏新增装机占比将突破50%，累计装机占比将提升至45%以上，正式超越集中式光伏，成为中国光伏应用市场的第一大板块。

2. 集中式光伏向“大型基地、复合开发”深度转型

未来，集中式光伏将以大型风光基地建设为核心，进一步向西北、华北等风光资源富集地区集中，同时与特高压输电工程、储能电站深度配套，实现“源网荷储”一体化发展。此外，光伏治沙、农光互补等复合开发模式将进一步普及，成为集中式光伏与生态保护、乡村振兴融合发展的重要形式，复合开发项目占比将提升至50%以上。

3. “光伏+储能”一体化成为光伏项目的标配

随着储能成本的持续下降与电力市场化改革的深入，“光伏+储能”一体化将成为所有光伏项目的标配，储能配套比例将提升至20%-30%，且从“分散储能”向“共享储能、集中储能”转型。同时，“光伏+储能+微电网”模式将在工商业、户用、偏远地区等场景广泛应用，成为提升光伏电力消纳效率与项目盈利水平的核心手段。

4. 光伏应用场景持续丰富，向千行百业全面渗透

未来，光伏应用场景将从传统的地面电站、工商业屋顶、户用屋顶，向**光伏建筑一体化（BIPV）、光伏车棚、光伏路面、光伏农业、光伏渔业**等多场景延伸，实现“光伏+千行百业”的全面渗透。其中，光伏建筑一体化（BIPV）将成为城市光伏发展的核心方向，预计到2028年，BIPV装机规模将突破50GW，成为分布式光伏的重要增长极。

5. 光伏电力成为电力市场化交易的核心品种，收益稳定性持续提升

随着电力市场化交易体系的不断完善，光伏电力将成为电力市场的核心交易品种，交易规则将进一步优化，交易效率将持续提升。同时，光伏项目的碳减排量将全面纳入碳市场交易，成为项目的重要收益来源。预计到2028年，光伏项目的市场交易收益与碳交易收益将占项目总收益的30%以上，项目收益的稳定性持续提升。

六、产业配套环节发展分析（储能、逆变器、光伏支架等）

光伏产业配套环节是产业链高效运转、下游应用场景落地的重要支撑，储能解决光伏发电间歇性、波动性问题，逆变器实现电能形态转换与电网适配，光伏支架保障组件安装稳定性与发电效率，三者与主产业链协同发展，成为推动光伏产业高质量发展的关键配套力量。2025年，在下游光伏装机高增长、“光伏+储能”一体化政策推动下，光伏配套产业迎来发展机遇，产能规模稳步扩张，技术水平持续提升，市场需求快速释放，但同时也面临产品同质化、行业竞争加剧、核心部件进口依赖等问题，行业格局加速优化。

6.1 储能环节

2025年，储能成为光伏项目落地的硬性配套，光伏储能需求呈现爆发式增长，带动储能产业产能、产量双增，技术路线持续迭代，市场化商业模式逐步探索。

6.1.1 产能与产量

受光伏储能配套需求拉动，2025年国内储能电池产能扩张节奏加快，截至2025年底，全国光伏配套储能电池有效产能约300GWh，同比增长40%；全年光伏配套储能电池产量约180GWh，同比增长60%，其中磷酸铁锂储能电池占比超95%，成为光伏储能的主流技术路线，钠离子电池因成本优势，在低速储能、户用光伏储能领域开始小批量应用。

储能系统集成方面，行业产能呈现“头部集中、中小分散”格局，宁德时代、比亚迪、阳光电源等头部企业占据60%以上的光伏储能系统集成产能，全年光伏储能系统集成产量约150GW/300GWh，同比增长55%，基本满足国内光伏项目储能配套需求。

6.1.2 技术与成本

技术层面，光伏储能电池能量密度持续提升，磷酸铁锂储能电池单体能量密度突破180Wh/kg，循环寿命达到8000次以上；储能系统集成向智能化、模块化发展，PCS（储能变流器）转换效率提升至98.5%以上，电池管理系统（BMS）智能化水平显著提高，能够实现光伏与储能的协同调度。钠离子电池在光伏储能领域的研发取得突破，实验室能量密度达到160Wh/kg，量产成本较磷酸铁锂低20%左右，成为未来光伏储能的重要补充技术。

成本层面，2025年光伏储能电池平均生产成本约0.6元/Wh，较2024年下降10%；储能系统集成成本约1.2元/Wh，较2024年下降8%，成本下降主要得益于规模化量产、工艺优化以及原材料价格回落。但相较于光伏主产业链，储能成本仍处于高位，成为制约光伏储能大规模应用的核心因素。

6.1.3 竞争格局与发展趋势

竞争格局方面，光伏储能环节呈现“电池环节寡头垄断、系统集成环节头部引领”的特征。宁德时代、比亚迪占据光伏储能电池市场 70% 以上的份额，行业集中度极高；储能系统集成领域，阳光电源、科华数据、锦富技术等头部企业凭借技术、渠道优势，占据 50% 以上的市场份额，中小型企业主要聚焦于区域市场或小众应用场景。

发展趋势来看，未来光伏储能将呈现三大方向：一是**技术路线多元化**，磷酸铁锂电池仍为主流，钠离子电池、液流电池将在不同光伏储能场景实现差异化应用，液流电池在大型集中式光伏电站储能领域的占比逐步提升；二是**成本持续下降**，随着规模化量产与技术创新，预计 2028 年光伏储能系统集成成本降至 0.8 元/Wh 以下，推动储能全面普及；三是**商业模式市场化**，共享储能、集中储能、储能调峰调频服务等商业模式逐步成熟，储能从“光伏配套”向“独立盈利”转型，成为光伏产业的重要盈利增长点。

6.2 逆变器环节

逆变器是光伏系统的“心脏”，2025 年，在高效光伏组件普及、分布式光伏高增长的背景下，逆变器产业呈现“高效化、大功率化、智能化”发展特征，海外市场成为需求增长的核心动力，行业集中度持续提升。

6.2.1 产能与产量

2025 年，国内逆变器产能稳步扩张，截至 2025 年底，全国光伏逆变器有效产能约 800GW，同比增长 25%，其中组串式逆变器产能占比超 80%，集中式逆变器产能占比约 15%，微型逆变器产能占比约 5%。全年光伏逆变器产量约 500GW，同比增长 30%，其中组串式逆变器产量约 420GW，分布式光伏的高增长成为其产量增长的核心拉动力；微型逆变器产量约 25GW，同比增长 100%，在户用分布式光伏领域的渗透率快速提升。

出口方面，2025 年中国光伏逆变器出口量约 300GW，同比增长 25%，出口额约 120 亿美元，同比增长 20%，欧洲、拉美、东南亚成为主要出口市场，头部企业海外市场占比持续提升。

6.2.2 技术与产品

技术层面，光伏逆变器向**高效化、大功率化、智能化**升级，组串式逆变器最大功率突破 300kW，转换效率提升至 99.0% 以上；集中式逆变器最大功率突破 2800kW，适配大型集中式光伏电站的大容量需求；微型逆变器实现与高效 BC 组件、双面组件的适配，发电效率提升同时，大幅降低户用光伏的安全风险。此外，逆变器的电网适配能力持续增强，具备低电压穿越、高电压穿越、无功调节等功能，能够满足电力市场化改革下电网对光伏电力的调节需求。

产品结构方面，“光伏+储能”一体化逆变器成为主流产品，2025 年市场占比超 60%，

该产品实现光伏逆变与储能变流的一体化设计，降低系统集成成本，提升光伏与储能的协同运行效率，成为户用、工商业分布式光伏的首选产品。

6.2.3 竞争格局与发展趋势

竞争格局方面，逆变器行业呈现**“头部高度集中、全球布局优势凸显”**的特征，阳光电源、华为、锦浪科技、固德威、德业股份等 5 家头部企业占据国内 80% 以上的市场份额，全球市场份额超 70%。头部企业凭借技术、品牌、渠道优势，在高效大功率逆变器、海外市场布局方面占据绝对优势，中小型逆变器企业主要聚焦于低端市场或区域市场，市场份额持续被挤压。

发展趋势来看，未来逆变器行业将呈现四大方向：一是**产品一体化**，“光伏+储能+充电桩”多能互补逆变器成为研发重点，满足工商业、户用场景的多元化能源需求；二是**海外本地化生产**，受全球贸易壁垒影响，头部企业将加速在欧洲、东南亚、拉美等地区建设生产基地，实现本地化研发、生产、销售；三是**智能化升级**，逆变器与物联网、大数据、人工智能技术深度融合，实现远程监控、智能调度、故障预警，提升光伏系统的运维效率；四是**微型逆变器渗透率提升**，在户用分布式光伏、光伏建筑一体化（BIPV）领域，微型逆变器将逐步替代传统组串式逆变器，预计 2028 年市场占比提升至 20% 以上。

6.3 光伏支架环节

光伏支架是光伏组件的基础支撑部件，直接影响组件的安装角度、发电效率与使用寿命，2025 年，在大尺寸高效组件普及、光伏复合开发模式推广的背景下，光伏支架产业向大尺寸、轻量化、智能化、定制化发展，跟踪支架市场占比持续提升，行业竞争从价格比拼转向技术与服务比拼。

6.3.1 产能与产量

2025 年，国内光伏支架产能稳步增长，截至 2025 年底，全国光伏支架有效产能约 800GW，同比增长 20%，其中跟踪支架产能约 300GW，同比增长 50%；全年光伏支架产量约 500GW，同比增长 25%，其中固定支架产量约 350GW，跟踪支架产量约 150GW，跟踪支架市场占比从 2024 年的 25% 提升至 30%。

从应用场景来看，跟踪支架主要应用于大型集中式光伏电站、光伏治沙、农光互补等复合项目，能够根据太阳方位自动调整组件角度，提升发电效率 15%-20%；固定支架主要应用于户用、工商业分布式光伏，以及土地条件较差的光伏项目。

6.3.2 技术与产品

技术层面，光伏支架向大尺寸、轻量化、耐腐蚀、智能化升级，适配 700W 以上大尺寸高效组件的支架成为主流，支架承载能力、稳定性持续提升；轻量化设计降低支架

原材料消耗与运输、安装成本，铝合金支架在户用、工商业分布式光伏领域的渗透率快速提升；耐腐蚀支架在沿海、盐碱地等特殊环境光伏项目中广泛应用，使用寿命提升至 25 年以上。跟踪支架的智能化水平显著提高，搭载光伏功率预测系统、智能控制系统，能够实现与光伏电站、电网的协同调度，进一步提升发电效率。

产品结构方面，定制化支架成为发展趋势，针对光伏治沙、农光互补、渔光互补、BIPV 等不同复合开发场景，企业提供定制化的支架设计、生产与安装服务，满足不同场景的个性化需求。

6.3.3 竞争格局与发展趋势

竞争格局方面，光伏支架行业呈现**“头部集中、区域分散”**的特征，中信博、意华股份、清源股份等头部企业占据跟踪支架市场 70% 以上的份额，在技术、品牌、大型项目经验方面占据优势；固定支架市场竞争较为激烈，头部企业与区域中小型企业并存，头部企业主要聚焦于大型光伏项目，中小型企业主要服务于区域分布式光伏项目。

发展趋势来看，未来光伏支架行业将呈现三大方向：一是**跟踪支架市场占比持续提升**，在大型集中式光伏电站的推动下，预计 2028 年跟踪支架市场占比提升至 50% 以上；二是**产品定制化与一体化**，结合不同光伏应用场景，提供“支架+组件+安装”一体化解决方案，提升产品附加值；三是**海外市场拓展**，随着头部光伏企业海外产能布局加速，光伏支架企业将同步出海，在东南亚、欧洲、拉美等地区建设生产基地，满足海外光伏项目的配套需求。

6.4 配套环节核心问题与应对建议

6.4.1 核心问题

2025 年，光伏配套产业虽迎来快速发展，但仍面临诸多核心问题，制约行业高质量发展：

- 2. 产品同质化严重，行业竞争加剧：**储能、逆变器、光伏支架等配套环节均存在不同程度的产品同质化问题，中小型企业为抢占市场份额采取低价竞争策略，导致行业盈利水平下降，研发投入不足。
- 3. 核心部件与原材料进口依赖：**储能电池的电解液、隔膜，逆变器的 IGBT 芯片、电容，光伏支架的高端铝合金型材等核心部件与原材料仍部分依赖进口，供应链安全面临风险，同时推高生产成本。
- 4. 储能成本居高不下，商业模式不成熟：**储能是光伏配套环节中成本最高的领域，尽管成本有所下降，但仍大幅挤压光伏项目盈利空间；同时储能的商业化商业模式尚未完全成熟，共享储能、调峰调频服务的收益机制不明确，企业投资积极性受影响。
- 2. 行业标准不完善，产品质量参差不齐：**部分配套产品的行业标准尚未统一，尤其

是户用光伏配套的微型逆变器、小型储能设备，部分中小型企业生产的产品质量参差不齐，存在安全隐患。

6.4.2 应对建议

企业层面

- 3. 加大研发投入，推动技术创新：**聚焦核心技术与产品升级，储能企业重点研发钠离子电池、液流电池等新型储能技术，逆变器企业突破 IGBT 芯片等核心部件自主研发，光伏支架企业研发大尺寸、轻量化、智能化支架产品，通过技术创新形成差异化竞争优势。
- 4. 推进垂直一体化布局，保障供应链安全：**储能企业向上游布局正极、负极、电解液等原材料，逆变器企业与国内芯片企业合作研发国产 IGBT 芯片，光伏支架企业向上游布局铝合金型材生产，通过垂直一体化降低原材料采购成本，保障供应链安全。
- 2. 探索市场化商业模式，提升盈利水平：**储能企业与光伏电站、电网企业合作，探索共享储能、集中储能、调峰调频服务等商业模式，通过多种收益渠道提升盈利水平；逆变器、光伏支架企业向“产品+服务”转型，提供一体化的设计、生产、安装、运维服务，提升产品附加值。
- 3. 加速海外布局，应对贸易壁垒：**跟随光伏主产业链的海外布局节奏，在欧洲、东南亚、拉美等地区建设生产基地，实现本地化生产、销售，规避贸易壁垒，同时拓展海外市场份额。

政策层面

- 4. 完善行业标准体系，加强产品质量监管：**制定并完善储能、逆变器、光伏支架等配套产品的行业标准，统一产品技术指标、质量要求与检测方法；加强对配套产品市场的监管，严厉打击劣质产品，规范市场竞争秩序。
- 5. 加大核心技术研发扶持，推动进口替代：**出台专项研发补贴政策，鼓励企业开展储能核心原材料、逆变器核心芯片、光伏支架高端型材等核心技术的研发；设立产业创新基金，支持企业与高校、科研院所合作，推动核心部件与原材料的国产替代。
- 2. 完善储能配套政策，推动成本下降与商业模式成熟：**继续推行储能产业补贴政策，鼓励储能电池规模化量产，推动成本持续下降；建立储能调峰调频服务市场，明确储能服务的定价机制与收益机制，推动共享储能、集中储能等商业模式的市场化发展。
- 3. 推动配套产业与主产业链协同发展：**出台政策鼓励光伏主产业链企业与配套企业合作，形成“主产业链+配套产业”的产业集群，实现资源共享、优势互补，提升整个光伏产业的协同发展效率与核心竞争力。

七、产业政策、技术创新与国际贸易分析

7.1 产业政策分析

2025年，中国光伏产业政策围绕“反内卷、促创新、稳需求、推出海”四大核心方向制定，政策从“规模扩张引导”转向“高质量发展引领”，通过产能调控、技术扶持、需求拉动、海外支持等多维度政策，推动光伏产业实现系统性重塑，解决产能过剩、恶性竞争、技术迭代滞后等核心问题，巩固中国光伏产业的全球领先地位。

7.1.1 国内产业政策核心方向

- 4. 产能调控政策，遏制盲目扩产：**针对光伏主产业链各环节产能过剩程度的差异，实施差异化的产能调控政策，对多晶硅、硅片、组件等产能过剩严重的环节，严格控制新产能审批，建立产能利用率考核机制，对产能利用率低于50%的落后产能取消产业扶持政策；对电池片等高效产能占比高、产能过剩相对温和的环节，引导产能向高效化、一体化方向发展。同时，鼓励行业协会建立产能预警机制，推动企业合理规划产能扩张，实现产能与需求的动态平衡。
- 5. 技术创新扶持政策，推动高效技术产业化：**出台专项研发补贴、税收优惠等政策，鼓励企业开展BC电池、TOPCon电池、钙钛矿电池等高效电池片技术，以及高效大尺寸组件、“光伏+储能”一体化等技术的研发与产业化；设立光伏产业技术创新基金，支持中小企业与高校、科研院所合作，提升技术转型能力；推动光伏技术标准体系升级，将高效电池片、组件技术纳入行业强制标准，加速传统低效产品退出市场。
- 2. 需求拉动政策，巩固下游应用市场：**持续出台分布式光伏扶持政策，完善户用光伏整县推进政策，简化分布式光伏并网审批流程，实现“应并尽并、全额消纳”；加大对大型风光基地建设的支持力度，推动集中式光伏与特高压输电工程、储能电站配套建设；完善“光伏+储能”一体化政策，要求新上光伏项目配备一定比例的储能，同时鼓励户用、工商业分布式光伏采用“光伏+储能”解决方案，拉动光伏与储能的双重需求。
- 3. 行业规范政策，遏制恶性价格竞争：**将“反内卷”上升为国家政策意志，多部门联合整治低价无序竞争行为，警示价格违法风险；鼓励行业协会制定产品价格自律机制，引导企业合理定价，避免低价倾销；加强对光伏产品市场的监管，严厉打击假冒伪劣、以次充好等行为，规范市场竞争秩序。

7.1.2 政策实施效果与趋势

2025年，光伏产业政策的实施取得显著效果：上游多晶硅、硅片环节落后产能加速退出，产能过剩压力有所缓解；中游电池片环节高效技术产业化速度加快，BC电池、TOPCon电池市场占比持续提升；下游应用市场保持高增长，新增装机规模创下历史新高；行业恶性价格竞争得到初步遏制，产业链价格下半年逐步企稳回升。

未来光伏产业政策将继续坚持“高质量发展”核心导向，呈现三大趋势：一是产能调控

常态化**，建立光伏产业产能动态监测与调控机制，根据市场需求变化及时调整产能政策，避免产能盲目扩张；二是**技术扶持精准化**，聚焦高效电池片、新型储能、核心配套部件等关键技术领域，加大研发扶持力度，推动光伏产业向技术密集型转型；三是**需求拉动多元化**，除传统的地面电站、分布式光伏外，鼓励光伏在建筑、交通、农业、渔业等多场景的应用，拓展光伏需求市场；四是**海外支持系统化**，出台全方位的海外市场支持政策，助力企业应对全球贸易壁垒，推动中国光伏产业从“产品出海”向“产业出海”转型。

7.2 技术创新分析

2025 年是中国光伏产业技术创新的**突破之年**，技术路线加速迭代，高效电池片技术实现规模化量产，新型电池技术研发取得重要进展，配套技术与主产业链技术协同创新，光伏产业的技术核心竞争力持续提升，技术创新成为企业突围、行业转型的核心支撑。

7.2.1 核心技术创新进展

4. 电池片技术：BC 电池异军突起，TOPCon 持续优化，钙钛矿取得突破

5. BC 电池：实现规模化量产，量产转换效率突破 28%，较传统 PERC 电池提升 2-3 个百分点，量产成本降至 0.95 元/W，较 2024 年下降 15%，成为新一代高效电池片的核心技术方向，爱旭股份、隆基绿能等头部企业实现 BC 电池的大规模量产与市场应用，在户用、工商业分布式光伏领域的渗透率快速提升。

2. TOPCon 电池：持续优化 N 型技术，转换效率突破 26%，量产成本降至 0.83 元/W，成本优势进一步巩固，市场占比达到 87.6%，仍是当前光伏电池片的主流技术路线，头部企业布局 TOPCon+BC 复合技术，进一步提升转换效率。

3. 钙钛矿电池：实验室转换效率突破 33%，叠层电池（钙钛矿+晶硅）实验室转换效率突破 35%，在小面积电池片研发方面取得重要进展，但尚未实现规模化量产，核心问题在于大面积制备的良率低、稳定性差，成为未来研发的核心方向。

4. PERC 电池：逐步退出市场，产量占比降至 10%，仅在部分低端光伏项目中应用，中小企业的 PERC 电池产能加速退出。

5. 组件技术：高效化、大尺寸化、一体化

组件技术向**高效化、大尺寸化、与电池片技术协同适配**发展，700W 以上大尺寸高效组件成为主流，市场占比超 60%；适配 BC 电池、TOPCon 电池的高效组件产量大幅增长，其中适配 BC 电池的组件产量同比增长 300%；“光伏+储能”一体化组件、BIPV 组件成为研发重点，实现组件与储能、建筑的一体化设计，提升产品附加值与应用场景适配性。

2. 配套技术：与主产业链协同创新

储能技术向高能量密度、长循环寿命、低成本发展，磷酸铁锂储能电池性能持续提升，钠离子电池小批量应用；逆变器向高效化、大功率化、“光伏+储能”一体化发展，微型逆变器在户用光伏领域快速渗透；光伏支架向大尺寸、轻量化、智能化发展，跟踪支架市场占比持续提升，适配不同光伏复合开发场景的定制化支架成为主流。

3. 系统技术：智能化、一体化

光伏系统向“源网荷储”一体化、智能化发展，大量光伏项目配备智能电站管理系统、功率预测系统、调峰调频设备，实现光伏发电、储能、电网的协同调度；电力市场化改革下，光伏系统的市场交易能力显著提升，能够实现峰谷电价套利，提升项目盈利水平。

7.2.2 技术创新存在的问题与发展趋势

存在的问题

4. **核心技术与设备进口依赖**：光伏电池片、组件生产的部分高端设备，如 BC 电池的激光掺杂设备、钙钛矿电池的大面积镀膜设备，仍依赖进口；逆变器的 IGBT 芯片、储能电池的电解液等核心部件与原材料也部分依赖进口，产业自主可控能力有待提升。
5. **中小企业技术创新能力不足**：光伏产业的研发投入主要集中在头部企业，中小企业研发资金不足、技术人才匮乏，难以跟上技术迭代节奏，只能生产传统低效产品，在市场竞争中逐步被淘汰，行业技术创新呈现“头部集中”特征。
2. **新型电池技术规模化量产难度大**：钙钛矿电池、钠离子电池等新技术虽在实验室研发取得突破，但面临大面积制备良率低、稳定性差、生产成本高等问题，难以实现规模化量产，与产业化应用仍有较大差距。
3. **技术标准体系不完善**：部分高效技术、新型配套产品的行业标准尚未统一，导致产品质量参差不齐，市场应用受到制约。

发展趋势

未来 3-5 年，中国光伏产业技术创新将呈现***“高效化、多元化、一体化、自主化”***四大趋势：

4. **电池片技术向 BC 电池集中，新型电池技术逐步产业化**：BC 电池将逐步取代 TOPCon 成为主流技术，市场占比提升至 50% 以上，量产效率突破 30%；钙钛矿电池在解决大面积制备、稳定性问题后，实现小规模量产，叠层电池成为未来高效电池片的重要发展方向；钠离子电池在光伏储能领域实现规模化应用。
5. **组件技术向更大尺寸、更高效率、多场景适配发展**：组件功率向 800W 以上升级，转换效率持续提升；BIPV 组件、光伏车棚组件、光伏路面组件等多场景适配组件

成为研发重点，推动光伏应用场景的多元化。

2. 主产业链与配套技术协同创新，实现“光伏+储能+电网”一体化：光伏、储能、逆变器、支架等技术深度融合，实现“源网荷储”一体化设计与运行，提升光伏系统的整体效率与电网适配能力；智能化技术与光伏系统深度融合，实现远程监控、智能调度、故障预警的全流程智能化管理。

3. 核心技术与设备自主化，提升产业自主可控能力：加大对光伏高端生产设备、核心部件、原材料的研发扶持力度，推动激光掺杂设备、IGBT 芯片、储能电解液等核心产品的国产替代，实现光伏产业全产业链的自主可控。

7.3 国际贸易分析

2025 年，全球光伏贸易格局呈现**“贸易壁垒加剧、市场多元化、本地化生产加速”**的特征，欧美等传统光伏市场持续加征关税、设置贸易壁垒，中国光伏产品出口面临严峻挑战，但新兴市场需求快速释放，成为出口增长的新亮点；同时，中国光伏企业加速海外本地化生产布局，从“产品出海”向“制造出海+产业出海”转型，有效规避贸易壁垒，巩固全球市场份额。

7.3.1 2025 年中国光伏产品国际贸易现状

4. 出口规模：总额微降，结构分化

2025 年，中国光伏产品出口总额约 280 亿美元，同比下降 10.5%，降幅较 2024 年有所收窄；出口结构呈现显著分化，组件出口额约 190 亿美元，同比下降 12%，受欧美贸易壁垒影响较大；硅片、电池片出口量同比分别增长 8.3%、91.4%，成为出口增长的重要支撑，主要得益于新兴市场对高效光伏原材料的需求释放。

出口量方面，2025 年中国光伏组件出口量约 180GW，同比增长 6%，出口量保持增长主要得益于东南亚、拉美、非洲等新兴市场需求拉动；硅片出口量约 200GW，电池片出口量约 150GW，均实现同比增长，高效硅片、BC 电池片、TOPCon 电池片成为出口主力。

5. 出口市场：传统市场萎缩，新兴市场快速增长

欧美等传统光伏市场受贸易壁垒影响，中国光伏产品出口占比持续下降，2025 年中国对欧洲光伏组件出口额同比下降 15%，对美国出口额同比下降 20%；而东南亚、拉美、非洲、中东等新兴市场需求快速释放，成为中国光伏产品出口的核心增长极，2025 年 1-10 月，中国对 128 个国家和地区的光伏组件出口金额实现同比增长，其中对 50 个国家出口额增幅超过 100%，印度、巴西、越南、阿联酋成为前四大新兴出口市场。

2. 贸易壁垒：形式多元化，持续加剧

2025 年，全球光伏贸易壁垒呈现**“关税壁垒+非关税壁垒”**多元化特征，欧美等国家

和地区持续加征光伏产品进口关税，美国对中国光伏组件加征 30% 以上的关税，欧盟推出碳边境调节机制（CBAM），将光伏产品纳入监管范围，推高中国光伏产品出口成本；同时，部分国家设置本土化生产比例、技术标准、认证要求等非关税壁垒，进一步限制中国光伏产品进口。

3. 海外生产：本地化布局加速，产能占比提升

为应对贸易壁垒，中国光伏企业加速海外本地化生产布局，2025 年，头部光伏企业在东南亚、欧洲、拉美等地区的产能合计约 200GW（组件），占全球组件产能的 10%，较 2024 年提升 5 个百分点；头部企业海外产能占比均超 20%，晶科能源、天合光能、隆基绿能等企业在马来西亚、越南、西班牙、巴西等国家建设生产基地，实现光伏硅片、电池片、组件的本地化生产，海外工厂生产的产品直接供应当地市场，有效规避贸易壁垒。

7.3.2 国际贸易面临的核心问题

4. **全球贸易保护主义抬头，贸易壁垒持续加剧：**欧美等传统光伏市场为保护本土光伏产业，持续出台贸易保护政策，关税壁垒与非关税壁垒叠加，推高中国光伏产品出口成本，压缩出口利润空间，部分传统市场份额被本土企业与其他国家企业抢占。

5. **海外本地化生产面临诸多挑战：**中国光伏企业海外建厂面临**资金投入大、建设周期长、当地政策风险高、人才短缺、供应链配套不完善**等问题，部分新兴市场的基础设施落后，也制约了海外生产基地的建设与运营。

2. **出口市场竞争加剧：**韩国、日本、印度等国家的光伏企业加速发展，在新兴市场与中国光伏企业展开竞争，印度凭借本土化政策扶持，光伏组件产能快速扩张，逐步替代中国光伏产品在南亚市场的份额；同时，中国光伏企业之间在新兴市场的低价竞争也加剧，影响行业整体盈利水平。

3. **人民币汇率波动，增加出口风险：**2025 年，人民币汇率呈现小幅波动态势，汇率波动增加了中国光伏企业的出口结算风险，导致企业出口利润不确定性增加。

7.3.3 应对策略与国际贸易发展趋势

企业层面应对策略

4. **加速海外本地化生产布局，实现“制造出海”：**头部企业加大海外产能投入，优先布局东南亚、欧洲、拉美等光伏需求旺盛、政策相对友好的地区，实现硅片、电池片、组件的垂直一体化海外生产，降低贸易壁垒影响；中小企业可与头部企业合作，成为海外生产基地的配套供应商，间接参与海外市场竞争。

5. **推动出口市场多元化，降低传统市场依赖：**在巩固欧美传统市场的同时，加大对东南亚、拉美、非洲、中东等新兴市场的开拓力度，针对不同新兴市场的需求特点，定制化开发产品与服务，提升新兴市场的市场份额，降低对单一市场的依赖。

2. **加强海外品牌建设与渠道布局：**从“产品出口”向“品牌出口+渠道出口”转型，在海外市场建立本土化的销售渠道、售后服务网络，提升品牌影响力；与当地光伏开发商、运营商、电网企业建立长期合作关系，实现本土化运营。
3. **规避汇率风险，优化结算方式：**采用多种货币结算、外汇套期保值等方式，规避人民币汇率波动风险；与海外客户签订长期合作协议，锁定产品价格与结算汇率，稳定出口利润。

政策层面应对策略

4. **加强国际经贸谈判，推动贸易自由化：**政府层面加强与欧美、新兴市场国家的经贸谈判，推动光伏产品贸易自由化，争取降低关税壁垒，取消不合理的非关税壁垒；积极参与全球光伏贸易规则制定，提升中国在全球光伏贸易中的话语权。
5. **加大海外市场支持力度，助力企业出海：**出台海外产能建设补贴、出口信贷、保险保障等政策，降低企业海外建厂的资金压力与政策风险；建立海外光伏贸易壁垒预警机制，及时为企业提供市场信息、政策解读，帮助企业规避贸易风险。
2. **推动光伏产业“抱团出海”，形成产业集群：**鼓励光伏主产业链企业与配套企业协同出海，在海外建设光伏产业园区，实现硅片、电池片、组件、储能、逆变器等产品的本地化生产与配套，提升海外生产基地的供应链效率，降低生产成本。

国际贸易发展趋势

未来 3-5 年，全球光伏国际贸易将呈现***“本地化生产常态化、市场多元化、产业出海加速、贸易规则重构”***四大趋势：

3. **本地化生产常态化：**受贸易壁垒影响，光伏产品的本地化生产将成为全球光伏贸易的主流趋势，中国、欧美、印度、巴西等主要光伏市场均将加快本土光伏产能建设，全球光伏产能布局从“中国集中”向“全球分散”转型。
4. **出口市场多元化：**中国光伏产品出口将进一步向东南亚、拉美、非洲、中东等新兴市场倾斜，新兴市场成为出口增长的核心动力，传统欧美市场的出口占比持续下降，出口市场格局更加多元化。
5. **产业出海加速，从“制造出海”到“生态出海”：**中国光伏企业将从单一的海外产能建设，向“研发+生产+销售+运维+服务”全产业链出海转型，同时带动光伏配套产业、光伏应用项目的出海，实现光伏产业的“生态出海”，巩固中国光伏产业在全球的领先地位。
2. **全球光伏贸易规则重构：**碳边境调节机制（CBAM）、本土化生产比例、绿色低碳标准等将成为全球光伏贸易的新规则，光伏产品的低碳属性、本土化含量将成为市场竞争的核心因素，中国光伏企业需加快提升产品的绿色低碳水平，适应新的贸易规则。

八、行业发展机遇、挑战与未来趋势预判

8.1 行业发展机遇

2025年，中国光伏产业虽经历制造端深度调整的阵痛，但长期发展的基本面未变，在“双碳”目标、能源结构转型、技术创新、全球能源需求等多重因素推动下，光伏产业迎来诸多发展机遇，为行业高质量发展奠定坚实基础。

3. “双碳”目标引领，光伏需求长期刚性增长

中国“双碳”目标明确提出，2030年碳达峰、2060年碳中和，光伏作为清洁、可再生能源，是实现“双碳”目标的核心力量。未来，中国将持续推动能源结构转型，降低化石能源占比，提升非化石能源消费比重，光伏装机规模将保持长期刚性增长，预计2025-2030年，中国光伏年均新增装机容量将达到400GW以上，为光伏产业提供持续的需求支撑。

2. 电力市场化改革落地，光伏产业发展逻辑优化

电力市场化改革全面落地，光伏正式告别固定电价时代，收益模式向市场化转型，倒逼光伏企业从“追求装机规模”向“提升度电成本、优化市场适应能力”转型。同时，电力市场化交易为光伏产业带来新的盈利增长点，光伏企业可通过峰谷电价套利、调峰调频服务等实现额外收益，优化光伏项目的盈利结构，推动光伏产业向高质量、市场化发展。

3. 技术创新持续突破，推动产业核心竞争力提升

2025年，BC电池、TOPCon电池等高效电池片技术实现规模化量产，钙钛矿电池等新型技术研发取得突破，光伏产品转换效率持续提升、成本持续下降，推动光伏度电成本进一步降低，提升光伏能源的市场竞争力。同时，储能、逆变器等配套技术的协同创新，解决了光伏发电的间歇性、波动性问题，提升了光伏电力的电网适配能力与消纳效率，为光伏产业的大规模应用奠定技术基础。

4. 新兴市场需求快速释放，全球光伏市场空间广阔

全球能源结构转型成为共识，东南亚、拉美、非洲、中东等新兴市场的光伏需求快速释放，这些地区能源短缺问题突出，光伏作为清洁、低成本的能源，成为当地能源建设的首选。同时，欧美等传统光伏市场虽设置贸易壁垒，但光伏需求仍保持稳定增长，全球光伏市场空间持续广阔，为中国光伏产业的海外发展提供机遇。

2. “光伏+”多场景应用，拓展产业发展空间

光伏与建筑、农业、渔业、交通、沙漠治理等领域的融合发展持续深化，“光伏+储能”“光伏建筑一体化（BIPV）”“光伏治沙”“农光互补”“光伏车棚”等多场景应用成为发展趋势，光伏从单一的电力生产向“能源生产+生态保护+产业融合”转型，拓展了光伏产业的发展空间，为产业带来新的增长极。

3. 政策持续扶持，推动产业高质量发展

中国政府持续出台光伏产业扶持政策，从产能调控、技术创新、需求拉动、海外支持等多维度推动光伏产业高质量发展；同时，出台“光伏+储能”一体化、分布式光伏整县推进等政策，拉动光伏需求，优化光伏产业发展环境。政策的持续扶持为光伏产业的高质量发展提供了重要保障。

8.2 行业发展挑战

尽管中国光伏产业面临诸多发展机遇，但在转型发展过程中，仍面临诸多核心挑战，制约行业的高质量发展与全球竞争力的进一步提升。

4. 制造端产能过剩问题尚未根本解决，盈利水平仍处低位

光伏主产业链多晶硅、硅片、组件环节的产能过剩问题尚未得到根本解决，截至 2025 年底，多晶硅有效产能 300 万吨、硅片有效产能 1400GW、组件有效产能 1650GW，均远超全球市场需求，产能过剩导致行业恶性价格竞争难以根本遏制，制造端全行业盈利水平仍处于历史低位，部分企业面临生存压力，研发投入与产能升级受到制约。

5. 全球贸易壁垒持续加剧，海外发展面临诸多挑战

欧美等传统光伏市场持续加征关税、设置非关税壁垒，全球贸易保护主义抬头，中国光伏产品出口成本大幅增加，利润被严重压缩；同时，中国光伏企业海外本地化生产面临资金投入大、政策风险高、供应链配套不完善等问题，新兴市场的竞争也日益加剧，光伏产业的海外发展面临诸多挑战。

6. 储能配套成本居高不下，光伏项目盈利空间受挤压

储能成为光伏项目落地的硬性要求，但当前储能产业的发展仍不成熟，储能电池、储能电站的建设成本、运维成本仍处于高位，储能配套占光伏项目总投资的 15%-20%，大幅挤压光伏项目的盈利空间，部分项目因储能配套导致投资回收期过长，影响企业与社会资本的投资积极性。

4. 技术创新存在瓶颈，核心技术与设备进口依赖

光伏产业的核心技术创新主要集中在头部企业，中小企业技术创新能力不足，行业技术创新呈现“头部集中”特征；同时，光伏高端生产设备、核心部件、原材料仍部分依赖进口，如 BC 电池的激光掺杂设备、逆变器的 IGBT 芯片、储能电池的电解液等，产业自主可控能力有待提升；钙钛矿电池等新型技术的规模化量产难度大，与产业化应用仍有较大差距。

5. 电网配套与消纳能力不足，制约光伏规模化发展

无论是集中式光伏的跨省跨区输电，还是分布式光伏的配电网并网，均面临电网配套能力不足的问题。特高压输电通道利用率不高、配电网改造滞后，导致部分光伏项目出现“弃光”或发电受限现象；同时，电网对光伏等间歇性可再生能源的调节能力不足，

光伏电力的消纳效率仍有提升空间，电网消纳能力已成为制约光伏规模化发展的核心瓶颈。

6. 行业规范化水平有待提升，部分领域乱象仍存

光伏下游应用市场尤其是分布式光伏市场，存在屋顶资源争夺激烈、产品质量参差不齐、商业模式风险等问题；部分中小型光伏企业为降低成本，使用劣质产品、采取不规范的安装方式，导致项目存在安全隐患；户用光伏的“租赁模式”“光伏贷模式”存在虚假宣传、合同条款不合理等问题，影响行业的整体形象与可持续发展。

8.3 未来 3-5 年行业发展趋势预判

结合 2025 年中国光伏产业的运行现状、技术创新进展、政策导向与全球市场动态，未来 3-5 年，中国光伏产业将彻底告别高速扩张模式，全面步入**高质量发展、技术密集型、全球化布局、多场景应用**的新阶段，行业格局持续优化，技术创新成为核心竞争力，光伏在能源结构中的占比持续提升，逐步成为中国的主力能源之一。

1. 行业格局：集中度持续提升，头部企业成为绝对主导

未来 3-5 年，光伏行业将迎来新一轮的洗牌，落后产能持续退出，中小企业逐步被市场淘汰或成为头部企业的配套供应商，行业集中度将进一步提升。多晶硅环节 CR5 将维持在 85% 以上，硅片环节 CR5 提升至 95% 以上，电池片环节 CR5 提升至 85% 以上，组件环节 CR5 提升至 80% 以上，头部企业凭借技术、资金、规模、全球布局优势，成为市场的绝对主导，行业竞争从“价格比拼”向“技术比拼、价值比拼、全球布局比拼”转型。

2. 技术路线：BC 电池成为主流，新型电池技术逐步产业化

电池片技术向 BC 电池集中，未来 3-5 年，BC 电池将逐步取代 TOPCon 成为主流技术，市场占比提升至 50% 以上，量产转换效率突破 30%，成本进一步下降，成为光伏电池片的核心技术方向；TOPCon 电池向中高端市场延伸，与 BC 电池形成差异化竞争；PERC 电池将完全退出光伏主市场。钙钛矿电池在解决大面积制备、稳定性问题后，实现小规模量产，叠层电池（钙钛矿+晶硅）成为未来高效电池片的重要发展方向；钠离子电池在光伏储能领域实现规模化应用，成为磷酸铁锂电池的重要补充。

组件技术向 800W 以上大尺寸、高效化、多场景适配发展，BIPV 组件、“光伏+储能”一体化组件成为主流产品；配套技术与主产业链协同创新，逆变器向大功率化、智能化、一体化发展，微型逆变器渗透率持续提升；跟踪支架在光伏电站的市场占比提升至 50% 以上，定制化、轻量化支架成为发展趋势。

3. 产能布局：高效化、一体化、全球化成为主流

光伏主产业链新增产能将全部聚焦高效产品，落后产能持续退出，产能结构进一步优化；同时，光伏企业的垂直一体化布局加速，“硅片-电池片-组件”垂直一体化成为行业主流，企业通过垂直整合降低供应链成本，提升价格竞争力。

全球产能布局加速，中国光伏企业将进一步加大海外本地化生产投入，头部企业海外产能占比提升至50%以上，实现“本地生产、本地销售”的全球化布局，东南亚、欧洲、拉美成为海外产能布局的核心区域，光伏产能从“中国集中”向“全球分散”转型，有效规避贸易壁垒。

4. 下游应用：分布式超越集中式，“光伏+储能”成为标配

分布式光伏将保持20%以上的年均增速，远高于集中式光伏的增速，预计2028年，分布式光伏新增装机占比将突破50%，累计装机占比提升至45%以上，正式超越集中式光伏，成为中国光伏应用市场的第一大板块；户用光伏整县推进常态化，工商业分布式光伏与企业节能降碳深度融合，分布式光伏的规范化、智能化水平持续提升。

“光伏+储能”一体化成为所有光伏项目的标配，储能配套比例提升至20%-30%，储能从“分散储能”向“共享储能、集中储能”转型，储能调峰调频服务市场逐步成熟，储能成为光伏项目的重要盈利增长点；光伏与电网的协同调度能力持续提升，光伏电力的消纳效率提升至99%以上。

5. 应用场景：多元化发展，向千行百业全面渗透

光伏应用场景将从传统的地面电站、工商业屋顶、户用屋顶，向光伏建筑一体化（BIPV）、光伏车棚、光伏路面、光伏农业、光伏渔业、光伏治沙、光伏充电桩等多场景延伸，实现“光伏+千行百业”的全面渗透。其中，BIPV将成为城市光伏发展的核心方向，预计2028年装机规模突破50GW，成为分布式光伏的重要增长极；光伏治沙、农光互补等复合开发模式进一步普及，实现光伏发电与生态保护、乡村振兴的深度融合。

6. 国际贸易：从“产品出海”到“产业出海”，市场多元化

中国光伏产品出口将进一步向东南亚、拉美、非洲、中东等新兴市场倾斜，新兴市场成为出口增长的核心动力，出口市场格局更加多元化；同时，中国光伏企业将从“产品出海”向“研发+生产+销售+运维+服务”全产业链的“产业出海”转型，带动光伏配套产业、光伏应用项目的出海，实现光伏产业的“生态出海”。

全球光伏贸易规则将重构，碳边境调节机制（CBAM）、绿色低碳标准、本土化生产比例成为全球光伏贸易的新规则，光伏产品的低碳属性、本土化含量将成为市场竞争的核心因素，中国光伏企业将加快提升产品的绿色低碳水平，适应新的贸易规则。

7. 盈利模式：市场化、多元化，摆脱对装机规模的依赖

光伏产业的盈利模式将向市场化、多元化转型，光伏项目的收益将从单一的发电收益，向“发电收益+市场交易收益+碳交易收益+调峰调频服务收益”多元化转型，市场交易收益与碳交易收益占比将提升至30%以上，项目收益的稳定性持续提升。

光伏企业的盈利模式也将进一步优化，头部企业通过高效产品、全球布局、垂直一体化实现盈利稳定增长，同时布局“光伏+储能”“光伏+BIPV”等新业务，拓展第二增长曲线；配套企业向“产品+服务”转型，提升产品附加值，实现盈利水平的提升。

九、行业发展整体建议

针对中国光伏产业发展面临的机遇与挑战，结合未来发展趋势，从企业层面、政策层面、行业层面提出全方位的发展建议，推动中国光伏产业实现高质量发展，巩固全球领先地位，为实现“双碳”目标、推动全球能源结构转型贡献中国力量。

9.1 企业层面

- 1. 聚焦技术创新，打造核心竞争力：**加大研发投入，重点突破 BC 电池、钙钛矿电池、新型储能等核心技术，推动高效技术的规模化量产与成本下降；加强与高校、科研院所的合作，建立产学研用一体化的技术创新体系，提升企业的技术创新能力；突破光伏高端生产设备、核心部件、原材料的国产替代，实现产业自主可控。
- 2. 优化产能布局，推动产能高效化、一体化：**主动收缩落后产能，聚焦高效产能建设，避免盲目扩产；加快推进“硅片-电池片-组件”垂直一体化布局，降低供应链成本，提升价格竞争力；结合全球市场需求，加速海外本地化产能布局，实现“本地生产、本地销售”，规避贸易壁垒。
- 3. 深耕下游市场，推动应用场景多元化：**加大对分布式光伏市场的开拓力度，参与户用光伏整县推进项目，为工商业企业提供“光伏+储能+节能”一体化解决方案；探索光伏与建筑、农业、渔业、交通等领域的融合发展，布局 BIPV、光伏治沙、农光互补等多场景应用项目，拓展产业发展空间。
- 4. 创新盈利模式，提升市场化运营能力：**适应电力市场化改革，组建专业的市场交易团队，提升光伏项目的功率预测与市场议价能力，通过峰谷电价套利、调峰调频服务实现额外收益；探索“光伏+碳交易”商业模式，推动光伏项目的碳减排量参与碳市场交易，增加项目收益；储能企业探索共享储能、集中储能等市场化商业模式，实现从“光伏配套”向“独立盈利”转型。
- 5. 加强品牌建设与全球化运营：**在海外市场建立本土化的销售渠道、售后服务网络，提升品牌影响力；与当地光伏开发商、运营商、电网企业建立长期合作关系，实现本土化运营；加强行业自律，规范市场竞争行为，避免低价倾销，维护中国光伏产业的国际形象。

9.2 政策层面

- 1. 持续优化产能调控政策，推动落后产能退出：**建立光伏产业产能动态监测与调控机制，根据市场需求变化及时调整产能政策，严格控制新产能审批；对产能利用率低的落后产能取消产业扶持政策，推动其加速退出；鼓励行业协会建立产能预警机制，引导企业合理规划产能扩张，实现产能与需求的动态平衡。
- 2. 加大技术创新扶持力度，推动产业技术升级：**出台专项研发补贴、税收优惠等政策，鼓励企业开展高效电池片、新型储能、核心配套部件等核心技术的研发；设立光

伏产业技术创新基金，支持中小企业的技术转型；推动光伏技术标准体系升级，将高效技术纳入行业强制标准，加速传统低效产品退出市场。

3. 完善下游需求拉动政策，巩固光伏应用市场：持续完善分布式光伏扶持政策，简化并网审批流程，实现“应并尽并、全额消纳”；加大对大型风光基地建设的支持力度，推动集中式光伏与特高压输电工程、储能电站配套建设；完善“光伏+储能”一体化政策，推动储能成本下降与商业模式成熟，进一步拉动光伏与储能的需求。

4. 加强电网基础设施建设，提升光伏消纳能力：加大对特高压跨省跨区输电工程的投资力度，提升输电通道利用率；加快中东部地区配电网改造升级，扩大配电网容量，提升电网对光伏电力的调节能力；推动智能电网建设，实现光伏与电网的协同调度，提升光伏电力的消纳效率。

5. 加大海外市场支持力度，助力企业应对贸易壁垒：加强与欧美、新兴市场国家的经贸谈判，推动光伏产品贸易自由化；出台海外产能建设补贴、出口信贷、保险保障等政策，降低企业海外建厂的风险；建立海外光伏贸易壁垒预警机制，及时为企业提供市场信息与政策解读；鼓励光伏企业“抱团出海”，推动光伏产业园区的海外建设。

6. 加强行业监管，提升行业规范化水平：完善光伏产品的行业标准体系，统一产品技术指标、质量要求与检测方法；加强对光伏产品市场的监管，严厉打击假冒伪劣、以次充好等行为；规范户用光伏的商业模式，建立业主权益保障机制，严厉打击恶意抢装、虚假签约等行为，维护市场秩序。

9.3 行业层面

1. 加强行业自律，遏制恶性价格竞争：行业协会发挥桥梁与纽带作用，制定产品价格自律机制与行业规范，引导企业合理定价，避免低价倾销；建立行业信用评价体系，对违规企业进行公示与惩戒，规范市场竞争行为；推动企业之间的合作与协同，实现资源共享、优势互补，共同维护行业的有序发展。

2. 建立产业协同发展机制，推动全产业链融合：建立光伏主产业链与配套产业的协同发展机制，形成“主产业链+配套产业”的产业集群，实现资源共享、优势互补；推动光伏企业与电网企业、储能企业、新能源车企业的合作，实现“光伏+储能+电网+新能源汽车”的多产业融合发展，提升整个产业的协同发展效率。

3. 加强行业人才培养，提升产业人才素质：行业协会与高校、职业院校合作，建立光伏产业人才培养体系，培养技术研发、生产制造、市场运营、海外管理等专业人才；加强企业内部的人才培训，提升员工的专业素质与业务能力；推动人才的跨企业、跨行业流动，优化光伏产业的人才结构。

4. 加强行业交流与合作，推动全球光伏产业发展：举办光伏产业国际论坛、展会等交流活动，加强中国光伏产业与全球光伏产业的交流与合作；推动中国光伏技术标准、产品标准的国际化，提升中国在全球光伏产业中的话语权；与全球光伏企业、行业协会合作，共同应对全球能源结构转型、气候变化等问题，推动全球光伏产业的可

持续发展。

数据来源

本报告所有数据与分析结论均来源于以下渠道，确保内容的真实性、权威性与客观性：

1. 国家相关部委：国家能源局、国家统计局、工业和信息化部、海关总署等发布的统计数据、政策文件；
2. 行业协会：中国光伏行业协会（CPIA）、中国可再生能源学会等发布的行业报告、运行数据；
3. 重点企业：光伏主产业链及配套环节头部企业发布的年度报告、公告、生产经营数据；
4. 研究机构：龙澹新能源网研究部、光伏行业专业研究机构的实地调研数据、行业分析报告；
5. 海外市场：国际能源署（IEA）、欧洲光伏工业协会（EPIA）等国际机构发布的全球光伏市场数据。

免责声明

1. 本报告由龙澹新能源网研究部编制，所有数据均来源于公开可获得的渠道，研究部已对数据进行审慎核查，但不保证数据的绝对准确性、完整性与及时性，报告中的数据与分析结论仅供参考，不构成任何投资建议、决策依据或商业承诺。
2. 本报告中的分析与预判基于 2025 年中国光伏产业的运行现状、政策导向、市场动态及技术进展，受宏观经济环境、行业政策调整、全球市场变化、技术创新突破等多重因素影响，未来光伏产业的实际发展情况可能与报告中的预判存在差异。
3. 任何单位或个人依据本报告内容进行的投资、生产、经营等决策，其风险由决策方自行承担，龙澹新能源网研究部不承担由此产生的任何直接或间接损失。
4. 本报告的知识产权归龙澹新能源网研究部所有，未经书面授权，任何单位或个人不得复制、转载、传播本报告的任何内容，违者将依法追究法律责任。
5. 本报告中涉及的企业名称、产品信息等均为公开信息，仅为行业分析使用，不构成对任何企业的宣传、推荐或评价。