



光伏信息精选

(2025. 11. 17-2025. 11. 23)

嘉兴市光伏行业协会编

电话/传真：0573-82763426

邮箱：jxgfhyxh@163.com

网址：www.jxgfzxh.org.cn

微信：嘉兴市光伏行业协会

地址：嘉兴市康和路 1288 号嘉兴光伏科创园 6 号楼 A207 室

目 录

行业聚焦

1. 光伏行业如何“反内卷”？这场大会凝聚共识 1
2. 从能源制造强国迈向能源体系强国 5
3. 李强总理：扎实推进未来 5 年新增“千万千瓦光伏”和“千万千瓦风电”项目 11
4. 光伏产业供应链价格报告 13
5. 我国光热产业增速超全球两倍 技术装备国产化率超 95% 13
6. 耐热钙钛矿-硅叠层太阳能电池研制成功 17

企业动态

7. 晶科电池效率突破 27.79%，第 31 次打破电池效率和组件功率世界纪录 19
8. 聚焦光储融合，福莱特亮相 PESIC 2025 19

政策信息

9. 浙江分布式光伏开发建设管理实施细则征求意见发布 21
10. 浙江 2025 年新能源增量项目机制电价第 1 次竞价问题记录及答复 40

光伏行业如何“反内卷”？这场大会凝聚共识

经历了两年“寒冬”期，光伏行业仍处在深度调整阶段。企业如何穿越行业周期？

11月18日，2025第八届中国国际光伏与储能产业大会在成都开幕，围绕“反内卷”等行业热点话题，行业大佬们展开深度对话。

主产业链环节增速全面下降 控产能成行业共识

“今年以来，光伏行业最大的特点，就是变化非常多、非常大。”大会上，中国光伏行业协会名誉理事长王勃华深入分析了当前光伏行业的发展形势。

从制造端来看，各环节产量有增有降。今年前三季度，多晶硅产量同比下降32.8%、硅片产量同比下降12.5%、电池片产量同比增长8.8%、组件产量同比增长12.2%。

“前三季度，光伏制造端四大核心产业链环节（多晶硅、硅片、电池片、组件）呈现出共同特征——产量增速全面下降，这是行业十余年来首次告别高速增长态势。”王勃华指出，这标志着行业已从“一路高歌猛进”迈入“全面深度调整”阶段。

增速放缓背后是行业产能过剩的现实困境。为治理光伏行业低价无序竞争，今年7月以来，国家层面释放出光伏“反内卷”的强烈信号，并提出了一系列具体措施。

“反内卷”第一招就是控产能。大会上，通威集团董事局主席刘汉元首次就多晶硅产能整合作出公开表态，“目前全球

95%的多晶硅产能在中国，中国前五大多晶硅企业的全球市占率接近80%，掌握光伏产业链核心原材料的话语权。通过推动多晶硅环节产能的优化整合方案的落地，将会以最小的代价、最快的速度破除当前过度内卷的竞争局面，并将进一步奠定中国光伏产业的全球主导地位。”

他认为，行业“反内卷”可以借鉴石油输出国组织（OPEC）对油价的调控机制。只要调动发挥好硅料环节的“水龙头”作用，在价格低迷时适当采取紧平衡，带动后端的硅片、电池、组件产品同样取得新的平衡，有效修复各环节产品市场价格到成本线以上。当价格恢复到合理位置以后，供给开始偏紧张时，适当提高硅料环节的开工水平，可扩大供应，有效平抑市场价格波动，可带动明年全行业实现健康运行良性发展。

练“内功”拓市场 助力企业破除“内卷”

技术创新是“反内卷”的另一大“突围”路径。当前，光伏电池技术快速迭代，其中N型电池中的TOPCon（隧穿氧化层钝化接触）电池技术稳居行业主流地位。此外，HJT（异质结）、BC（背接触）技术、钙钛矿及叠层技术等路线“百花齐放”。

相关企业负责人纷纷表示，要苦练内功，加强技术创新。苏州迈为科技股份有限公司董事长周剑表示，企业一直坚定长期布局，从丝网印刷机到异质结高效电池整线设备，再到钙钛矿/异质结叠层电池整线解决方案，一直聚焦光伏技术的前沿方向，“走出专业化的路子，构建起技术壁垒，就能从容应对市场短期波动。”

“在技术布局上还要把握两大关键。”上海交通大学太阳

能研究所所长、上海市太阳能学会名誉理事长沈文忠认为，光伏技术布局要适度超前，既要抢占先机又不能脱离产业实际。同时，要发挥龙头企业引领作用，龙头企业在资金、技术、市场等方面具备优势，能够推动核心技术快速产业化。他预判，未来五年内现有主流光伏技术仍将保持领先地位，光电转换效率需突破 30%才能具备市场竞争力。

练“内功”还要拓市场。“出海抢单”成为企业另一大共识。不过，出海真的容易吗？

会上，四川英发睿能科技股份有限公司董事长张发玉分享了公司出海经验。“欧洲市场价格高、需求少但标准严格；非洲市场需求量大，但对产品性价比要求高；美国市场政策多变，进入门槛高但收益潜力大。”他指出，海外投资面临资金成本高、投资回报不稳定等问题，他呼吁行业龙头企业牵头，在海外建立服务品牌和组件厂，中小企业则发挥专业化优势，紧跟龙头企业步伐，在玻璃、电池等细分领域精准布局，为不同层次的海外市场提供适配产品与装备，实现抱团取暖、共赢发展。

光伏企业仍有 5 至 10 倍的增长空间

尽管市场供大于求的局面还未根本改善，但行业已出现一些积极信号。

从价格端来看，截至 2025 年 9 月，多晶硅、硅片、电池片、组件均价分别较年初增长 31.6%、6.8%、6.5%、基本持平。“价格回升既反映了行业供需关系的逐步改善，也体现了行业自律对市场秩序的规范作用。”王勃华表示。

企业亏损也有所收窄。2025 年前三季度，光伏主产业链环节 31 家企业亏损达 310.39 亿元，其中第三季度亏损 64.22 亿元，相比第二季度亏损减少 56.18 亿元，收窄约 46.7%。

“从宏观环境来看，国家大力发展新能源的战略决心坚定不移。”王勃华表示，今年 9 月，我国宣布新一轮国家自主贡献目标，其中明确到 2035 年，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦，这为光伏行业长期发展提供了明确的目标指引。

政策支持力度也持续加大。2025 年 10 月以来，国家和地方层面密集出台多项配套政策，覆盖光伏电站建设、分布式光伏应用、技术创新、产业链规范等多个领域，“政策体系不断完善，为行业发展提供了有力保障。”王勃华认为。

多位与会者认为，全球光伏刚需依然强劲。据相关报告预测，2025 年至 2030 年，全球每年光伏装机量将不低于 550GW，2026 年后将进入新一轮快速增长期。国内市场上，电动汽车充电设施、智能高端精密制造、大数据中心等新兴产业对稳定低价电力的需求日益旺盛，此外，应对极端气候的绿色建筑需求、能源自主化发展需求等，也为光伏应用提供了广阔空间。

挑战中孕育着新的机遇。“能源变革是确定性机遇，随着国家‘十五五’规划蓝图的展开，我们对光伏产业发展依然充满信心。”刘汉元表示，光伏行业主要环节的参与者、龙头企业或将迎来 5 倍甚至 10 倍的增长。

（来源：四川在线）

从能源制造强国迈向能源体系强国

“十五五”规划建议提出，要加快建设新型能源体系，持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统，建设能源强国。

“十四五”时期，中国新能源产业在全球能源版图中实现了从追赶到引领的历史性跨越。无论是在光伏、风电领域，还是储能和电动汽车领域，中国制造均已成为全球能源转型的重要支撑力量。但在设备制造环节全面领先的同时，新型能源体系的配套支撑也有待提升。如何将强大的制造能力切实转化为系统高效运行的整体实力，已成为“十五五”时期推动中国能源转型的关键任务。

“十四五”时期制造端的全面超越

“十四五”时期是中国新能源产业高歌猛进、全面崛起的五年。从产业结构维度看，制造端的快速扩张与实力跃升，成为中国能源转型最具标志性的成就。在光伏领域，中国光伏组件、硅片和电池片产能均占全球产能八成以上，且光伏发电成本降至历史最低水平，双重优势使其成为全球能源转型的关键支撑力量。在风电领域，中国企业实现陆上与海上风电机组制造自主化突破，机组运行效率与可靠性显著提升，其中海上风电装机规模占全球比重超五成，稳居世界首位。在储能与锂电池产业链领域，中国已构建起从原材料开采、核心设备制造、电芯生产到系统集成的完整产业生态，产能规模与技术水平均

居世界前列，成为支撑全球新能源供应链的核心环节。新能源汽车产业同样展现强劲发展势头：中国不仅稳居全球新能源汽车销量榜首，更在驱动系统、电池管理和智能控制等关键技术领域实现全面领先，产业竞争力持续攀升。

然而，制造端的全面领先并未完全转化为能源体系层面的高效运行。能源体系作为复杂的物理与经济协同网络，不仅依赖设备供给，更需电网、储能等基础设施建设及调节能力培育及市场机制完善的全方位支撑。“十四五”期间，中国新能源装机容量快速扩张，但消纳能力提升、储能布局优化、电网调节升级及跨区域输送建设的进度相对滞后，导致了部分地区“装机快、并网难、利用率低”的结构性矛盾，制约新能源效能释放。

正因如此，“十五五”规划建议提出加快建设新型能源体系，这一部署实质上意味着中国新能源发展从结构性突破走向系统性重构的战略转向。其重点不再是单纯扩大制造产能，而是聚焦强化电网调节能力、发展新型储能、完善市场机制，推动中国能源体系从“制造领先”向“体系强健”实现全面升级。

加快建设新型能源体系

进入“十五五”时期，中国能源转型的重心逐步从制造端向体系端转移，从单纯扩张产能转向完善新型新能源基础设施和优化系统运行协同推进。“十五五”规划建议明确提出，要加快建设新型能源体系，持续提高新能源供给比重，坚持风光水核等多能并举，并统筹就地消纳与跨区外送。这意味着不仅

要保持制造端的领先优势，更需通过优化电网布局、提升跨区输电能力、推进源网荷储协同等措施，构建安全、韧性、智能、高效的系统支撑网络，从而确保新能源能够稳定、高效地融入电力系统，确保新能源发电“发得出、用得上、用得稳”。通过这一系统性建设，中国能源体系将逐步完成从“制造强国”向“体系强国”的战略转型，为高比例可再生能源接入和能源高质量发展提供坚实保障。

在化石能源的管理和转型方面，“十五五”规划建议提出要推进化石能源安全可靠替代与清洁高效利用，这一要求与煤电灵活性改造、热电联产优化，以及天然气、核能、抽水蓄能等传统能源协同构建系统安全底盘的措施相呼应。通过科学调度优化与技术升级改造，煤电等传统化石能源将在系统中发挥调节性支撑作用，同时有效降低碳排放强度，推动传统能源与新能源的协同发展。这不仅能显著增强能源体系的安全韧性，也为高比例可再生能源接入提供了稳定支撑。

储能、智能电网和微电网建设将成为“十五五”时期能源体系升级的核心突破点。“十五五”规划建议明确强调，要科学布局抽水蓄能、大力发展新型储能，加快智能电网和微电网建设，这为解决新能源波动性和间歇性问题提供了关键技术路径。在储能技术布局方面，应构建涵盖电化学储能、抽水蓄能，及探索氢能、热储能等多元化技术形式的储能体系，实现不同时间和空间尺度下能源的灵活调节能力。智能电网和微电网通过技术集成，可推动分布式能源高效消纳，显著提升能源系统

整体响应速度，为新能源充分发挥替代作用提供坚实技术支撑。

终端能源消费的电气化转型与能源市场机制的完善，同样是“十五五”时期能源体系建设的关键环节。“十五五”规划建议明确提出，提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色低碳化转型，同时加快健全适应新型能源体系的市场机制和价格形成机制。这意味着在工业、交通、建筑等领域，需进一步推广电气化设备与智能用能系统；并通过灵活电价政策、容量市场建设、碳市场扩容及绿色电力交易机制创新，形成“价格信号+市场规则”双驱动的系统调节能力。完善市场机制不仅能提高能源利用效率，还能激励新能源项目、储能设施及用户侧资源参与能源系统调节，进而推动能源体系整体高效运转。

新型能源基础设施建设的重点方向

随着体系建设重要性的凸显，储能、电网智能化与终端基础设施的协同发展也愈发关键。新型电力系统将以新能源为主体，必须通过灵活、高效的市场机制实现资源优化配置。预计电力现货市场、容量市场与辅助服务市场建设将加速推进，价格信号将更充分反映时间与空间维度价值，精准体现储能和灵活电源在系统调节中的真实贡献。在此过程中，储能、分布式能源与灵活负荷将逐步从“被动接入”转向“主动参与”，成为保障市场平衡的重要力量。

与此同时，国家政策将鼓励企业加大研发投入，推动储能系统、智能电网设备及数字化调度平台的规模化应用，以数字化手段提升能源系统运行效率与安全性。在终端环节，新能源

汽车充电基础设施建设将加速推进，通过“私人充电桩为主、公共充电网络为辅”的建设模式，依托政府、电网企业与车企协同，形成高效便捷的充电服务体系，这不仅能促进交通领域电气化转型，也为电网提供可调节负荷资源，增强系统灵活性。

为了保障这些设施的高效建设与稳定运行，规划统筹和资金支持同样不可或缺。在规划统筹层面，国家将强化顶层设计，推动电网、储能、数字化设施和终端用能设施的协调建设，通过区域协调与适度超前部署，实现新能源开发、输电能力和用能需求的同步推进。动态评估与调整机制将根据新能源装机速度、用能结构变化和技术进步趋势，优化基础设施建设节奏与重点，形成中央与地方协同、政府与企业联动的工作格局，全面增强系统整体韧性。在资金支持层面，投融资体系创新将发挥关键作用。绿色债券、碳金融、储能容量租赁及能源基础设施 REITs 等工具将得到广泛应用，绿色金融标准体系将进一步完善，重点项目将纳入专项支持范畴，显著增强社会资本投资的可预期性。通过政策引导与市场机制融合，中国有望在新一轮能源基础设施建设中形成“政策稳、资本活、项目快”的良性循环，为新型能源体系建设注入持续动力。

从“能源制造强国”迈向“能源体系强国”

“能源强国”不仅意味着技术领先和制造能力强大，更意味着能源体系的稳定性、韧性与协调性。未来五年，中国能源发展的关键在于从“制造强国”迈向“体系强国”，从单一领域的突破转向系统整体的优化。从全球能源竞争格局看，能源

体系的竞争正从成本竞争转向效率竞争、从装机规模竞争转向系统运行效率竞争。

“十五五”时期的能源基础设施建设，实质上是一场能源系统的再架构工程。通过对储能、电网、调节、市场机制等多维度的补短，中国有望构建起安全、高效、清洁、灵活的新型能源体系。这一体系不仅将支撑高比例可再生能源的并网消纳，也将重塑产业链结构，带动新一轮技术创新与投资浪潮。

同时，这一进程还将对宏观经济和产业结构产生深远影响：能源基础设施建设投资规模庞大，将成为“十五五”期间稳增长、促创新的核心引擎；更为重要的是，此轮基础设施完善并非传统意义上的投资拉动，而是对未来三十年能源安全与绿色转型的系统性战略布局。

新型能源体系建设，不仅关乎能源供给转型，更关乎国家安全、产业竞争力与经济可持续发展。“加快建设新型能源体系”绝非简单口号，而是中国能源发展从“量的扩张”走向“质的跃升”的关键一步。只有进一步完善新型能源基础设施建设，健全市场机制，提升系统韧性，中国才能在全球能源转型的浪潮中，从能源制造强国真正迈向能源体系强国。

（来源：21 世纪经济报道）

李强总理：扎实推进未来5年新增“千万千瓦光伏”和“千万千瓦风电”项目

当地时间11月18日，国务院总理李强在莫斯科出席上海合作组织成员国政府首脑（总理）理事会第二十四次会议。上合组织成员国、观察员国、对话伙伴国领导人和代表，东道国客人以及有关国际组织负责人与会，俄罗斯总理米舒斯京主持会议。

李强表示，今年9月召开的上合组织天津峰会上，习近平主席郑重提出全球治理倡议，为国际社会合力应对世界变局、破解紧迫难题提供了中国智慧和方案。上合组织作为全球治理体系建设和改革的重要力量，有条件有能力，以共同落实全球治理倡议为契机，在推动实现“世界之治”中发挥更大作用。

一是发挥自身独特优势。“上海精神”与全球治理倡议核心理念高度契合，上合组织实践经验丰富、机制保障坚实，应用足用好这些优势，在全球治理方面展现更大作为，推动构建人类命运共同体。

二是聚焦发展与安全两个重点领域。坚持以合作谋发展、促安全，加强发展战略对接，高质量共建“一带一路”，维护全球供应链稳定畅通，共建开放包容的世界经济。中方愿同各成员国通力协作，尽快建成上合组织开发银行，倡议成立中国-上合组织代谢性疾病合作中心。进一步强化安全合作机制，

发挥“四个安全中心”重要作用，推动国际社会一道坚持多边主义，促进普遍安全与持久和平。

三是激发创新和转型的强劲活力。加强科技、产业创新合作，推进传统和可再生能源合作。中方欢迎各方积极参与上合组织数字经济论坛和中国-上合组织人工智能合作论坛，愿共同建好用好中国-上合组织数字经济合作平台、科技创新合作中心，扎实推进未来5年新增“千万千瓦光伏”和“千万千瓦风电”项目。

李强指出，在上合组织天津峰会上，与会领导人共同批准《上合组织未来10年（2026-2035年）发展战略》。中方愿同各成员国一道，更加注重战略协同，有效推进合作落实，优化完善运行机制，进一步增强凝聚力、行动力、影响力，不断把上合组织做优做强。

与会各方表示，上合组织为促进区域一体化发展，推动建立公正合理的多极世界发挥日益重要作用。各方应携手落实天津峰会成果，完善组织机制，对接共建“一带一路”倡议，实施未来10年发展战略，促进互联互通、经贸、安全、人文等领域合作，践行全球治理倡议，维护多边主义和联合国中心作用。

会后，李强同成员国与会领导人签署联合公报及经贸、铁路、社会发展和保障等领域合作文件，批准上合组织建设相关决议。

（新华网）

光伏产业供应链价格报告

当前市场最新报价：N型复投料均价为 50 元/千克，N型致密料均价为 48 元/千克，N型颗粒料均价为 47 元/千克；N型 182 单晶硅片报价为 1.2 元/Pc，N型 210 单晶硅片报价为 1.55 元/Pc，N型 210 R 单晶硅片报价为 1.22 元/Pc。

M10 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.285 元/W，G12 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.285 元/W，G12 R 单晶 TOPCon 电池片报价为 0.275 元/W。

182mm TOPCon 双面双玻组件报价为 0.68 元/W；210mm HJT 双面双玻组件报价为 0.72 元/W。

2.0mm 镀膜光伏玻璃均价为 13 元/平米；3.2mm 镀膜光伏玻璃均价为 20 元/平米；2.0mm 背板玻璃均价为 12 元/平米。

（来源：集邦光储观察）

我国光热产业增速超全球两倍 技术装备国产化率超 95%

我国光热产业正以超越全球平均水平两倍的速度迅猛发展！在 11 月 18 日举行的中国电力企业联合会光热分会成立大会上披露的数据显示，我国光热发电产业年度复合增长率达 11.7%，显著高于全球 4.24% 的增速，技术装备国产化率突破 95%，释放

出产业加速发展的强劲信号。

中国已成为全球光热发电新增装机的主力

我国光热发电产业化与规模化发展进入快车道。2020年至2024年间，全球光热发电装机年复合增长率为4.24%，而我国同期增长率达11.7%，显著高于全球水平。据中国电力企业联合会党委书记、常务副理事长杨昆介绍，截至2025年9月底，我国已建成光热发电站21座，装机容量157万千瓦，位居全球第三；在建项目30座，装机容量310万千瓦，中国已成为全球光热发电新增装机的主力。

得益于技术快速迭代和规模化效应显现，项目造价成本持续下降。会上披露的数据显示，我国光热发电上网电价已从首批示范项目的1.15元/千瓦时降至0.6元/千瓦时左右。中国广核新能源控股有限公司党委委员、副总经理丁业良表示，预计“十五五”期间，造价还将进一步下降，产业竞争力将进一步增强。

技术国产化与创新双驱动，国产化率超过95%

科技创新是光热产业发展的核心引擎。目前，我国已成功掌握塔式、槽式、菲涅尔式等主流光热发电技术，并建成了全球领先的光热发电全产业链，技术装备国产化率超过95%，关键材料设备实现自主可控。

在具体技术领域，我国在前沿技术研发和应用上成效显著。围绕熔盐槽式集热技术关键问题，开展技术研究，突破了“大开口高聚光比、高参数熔盐集热”技术难点，有效降低了项目

造价；围绕塔式集热技术规模化发展中面临的远端定日镜效率衰减等问题，开展“双塔一机”“三塔一机”技术研究，有效提升了电站的系统效率。

领军企业在推动技术自立自强中发挥了重要作用。以中广核为例，依托国家能源太阳能热发电技术研发中心，成功研制出槽式太阳能发电集热器球形接头、大型光热电站特殊环境智能清洗装备等多项填补国内空白的创新产品。截至目前，中广核在光热领域已获得授权专利 68 项，主编和参编 30 项国家及行业标准。其正在德令哈建设的光热熔盐槽式回路试验平台，作为光热领域唯一项目入围“中央企业科技成果应用拓展工程首批项目清单”。

从示范到出海，“双碳”目标引领发展

行业标杆项目的成功实践为规模化发展提供了宝贵经验。

“中广核德令哈 50 兆瓦槽式光热发电示范项目，2021 年至 2022 年连续运行 230 天，2024 年电站利用小时数排名行业第一，积累了涵盖设计、施工、运维的全周期经验，为后续项目的规模化推广提供了可复制、可借鉴的‘范本’。”中国广核集团有限公司党委常委、总会计师何海滨介绍说。目前，中广核德令哈 100 万千瓦光热储一体化项目等重点工程正加快推进，展现了产业发展的加速度。

据悉，我国光热技术已成功走出国门，摩洛哥努奥三期 15 万千瓦塔式光热电站、南非红石 10 万千瓦塔式熔盐光热电站、迪拜马克图姆太阳能公园四期光热光伏综合发电项目等国际项

目的建成投运，使中国光热技术成为助力全球绿色发展的“中国名片”。

光热分会的成立标志着行业发展进入新阶段。据了解，本次大会以“凝聚众力量，启航新征程，构建光热发展新格局”为主题，汇聚政府单位、行业协会、科研院所、高等院校及光热分会会员单位近 150 名代表现场参会，光热分会秘书处设在中国广核新能源控股有限公司，负责光热分会日常工作。会员单位共同在大会上发出倡议，将秉持“开放、包容、务实、创新”理念，凝聚全行业智慧与力量，携手共进、砥砺前行，为保障国家能源安全、全面推进美丽中国建设贡献光热力量。

中国广核新能源控股有限公司党委书记、董事长张志武表示，中广核新能源将以分会成立为契机，坚决践行中电联“立足行业、服务企业、联系政府、沟通社会”的宗旨，切实履行执行会长单位职责，与各会员单位携手同行，在政策争取上形成合力，在产业发展上协同发力，在技术创新上凝聚智力，在国际竞争上共塑实力，共同推动我国光热发电产业高质量发展。

展望未来，在“双碳”目标引领下，光热发电迎来了前所未有的历史机遇。据预测，到 2030 年，全球光热发电装机规模将增长至 2240 万千瓦；到 2050 年，全球电力供应中将有约 10% 来自光热发电。中国光热产业正蓄势待发，准备开启清洁能源发展的新征程。

（来源：北极星太阳能光伏网）

耐热钙钛矿-硅叠层太阳能电池研制成功

新加坡国立大学科学家研制出一种耐热钙钛矿-硅叠层太阳能电池。该电池不仅光电转换效率超过 34%，更在 65℃ 高温下连续运行 1200 小时后，性能几乎保持不变。相关研究成果发表于最新一期《科学》杂志。

目前，硅基太阳能电池已广泛应用于全球各地的屋顶与田野，但其性能正逐渐逼近理论极限。为提升发电效率，科学家让硅与极具潜力的材料——钙钛矿“联姻”，形成叠层结构，以期在同一面积内吸收更多阳光、产生更多电力。这类被称为“钙钛矿-硅叠层太阳能电池”的混合器件，虽已实现接近 35% 的转换效率，但其长期稳定性仍是制约发展的瓶颈问题之一。

以往研究多将此类电池性能衰减归因于钙钛矿材料本身，而最新研究发现，问题出在连接钙钛矿与硅层的超薄分子层上。团队制备出一款高效钙钛矿-硅叠层太阳能电池，并在持续光照与高温下测试其表现。结果显示，钙钛矿本身性能稳定，但负责在层间传输电荷的“空穴传输层”，即自组装单层 (SAM) 却开始失效。SAM 在受热时会逐渐失去有序结构，扰乱电流通路，导致电池性能下降。

为解决这一问题，团队研发出一种新型 SAM，并在此基础上设计出新型叠层太阳能电池。测试结果显示，其光电转化效率突破 34%。而且，在 65℃ 高温环境中连续运行 1200 小时后，该电池仍能保持 96% 以上的初始性能，这在钙钛矿太阳能电池中实

属难得。

（来源：科技日报）

晶科电池效率突破 27.79%，第 31 次打破电池效率和组件功率世界纪录

近日，晶科能源控股有限公司宣布，经德国哈梅林太阳能研究所 (ISFH) 权威认证，基于 TOPCon 技术平台的高效先进电池，最高光电转换效率突破 27.79%，再次刷新世界纪录，实现第 31 次打破电池效率和组件功率世界纪录。

此前，该公司自主研发的 N 型 TOPCon 高效光伏组件，经第三方权威机构 TÜV 南德测试认证，最高转换效率达到 25.58%。同时，晶科能源 182N 型高效单晶硅电池 (TOPCon) 转换效率经国家光伏产业计量测试中心第三方测试认证，全面积电池转换效率达到 27.02%，创造了大面积 N 型单晶钝化接触 (TOPCon) 电池转换效率新的纪录。

(来源：晶科能源)

聚焦光储融合，福莱特亮相 PESIC 2025

近日，备受瞩目的 2025 第八届中国国际光伏与储能产业大会在成都隆重举行。作为光储行业全球前三的国际盛会，展会汇聚了全球光伏企业领袖、顶尖专家以及海内外数千家光伏企业代表，共同探讨新能源产业的高质量发展路径。福莱特集团携多款前沿科技产品重磅亮相，与全球行业伙伴共谋绿色发展

新篇章。

福莱特在此次展会上的产品阵容引人注目：既有适用于沙漠、工业粉尘、海洋等严苛环境的防尘镀膜光伏玻璃、海上光伏专用镀膜玻璃，更实现了核心产品“超高透”系列光伏镀膜产品矩阵的焕新升级。尤为引人关注的是，全新首发的防眩光玻璃品类，凭借“超高透镀膜技术+生产工艺”的双重突破，实现了行业领先的透光率，成为现场瞩目的技术焦点，吸引了全球产业链伙伴的高度关注。展台前人流如织，客户交流踊跃，合作洽谈氛围热烈。

实力铸就辉煌，荣誉见证品质。在本届大会的权威评选中，福莱特接连斩获三大奖项：“通威股份全球供应链共创共赢生态伙伴大会·聚力共赢奖”、“‘太阳神’全球光储·中国名片 - 2025 年度卓越辅材企业”、“2025 第八届中国国际光伏与储能产业大会全球合作伙伴&卓越企业奖”三项权威大奖。这些荣誉既是对福莱特技术实力与产品品质的高度认可，更是对其持续推动光储产业创新发展的充分肯定。

此次参展不仅是一场技术与产品的展示，更是一次与全球产业链深度互动、共探未来的契机。面向新征程，福莱特将持续加码产品研发创新，携手全球上下游伙伴，凝聚合力，共同推动光伏与储能产业实现质量与效益的双重跃升，为构建清洁、可持续的能源未来贡献力量。

（来源：福莱特集团）

浙江分布式光伏开发建设管理实施细则征求意见发布

浙江省分布式光伏发电开发建设管理实施细则 (修订征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为促进分布式光伏发电高质量发展，助力构建新型电力系统，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国可再生能源法》《政府投资条例》《企业投资项目核准和备案管理条例》《企业投资项目核准和备案管理办法》《企业投资项目事中事后监管办法》《电网公平开放监管办法》《分布式光伏发电开发建设管理办法》《浙江省绿色低碳转型促进条例》《浙江省电力条例》《浙江省可再生能源开发利用促进条例》《分布式电源接入电网承载力评估导则》等有关规定，结合浙江省实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于浙江省分布式光伏发电行业管理、项目备案管理、建设管理、电网接入管理、运行管理等。

第三条 分布式光伏发电是指在用户侧开发、在配电网接入、原则上在配电网系统就近平衡调节的光伏发电设施。分布式光伏发电分为自然人户用、非自然人户用、一般工商业和大型工商业四种类型，分布式光伏发电项目所依托建筑物及其附属场所应当位于同一用地红线范围内。

自然人户用分布式光伏是指自然人利用自有住宅、庭院投

资建设，与公共电网连接点电压等级不超过 380 伏的分布式光伏。

非自然人户用分布式光伏是指非自然人利用居民住宅、庭院投资建设，与公共电网连接点电压等级不超过 10 千伏（20 千伏）、总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式光伏。

一般工商业分布式光伏是指利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施、交通场站等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所建设，与公共电网连接点电压等级不超过 10 千伏（20 千伏）、总装机容量原则上不超过 6 兆瓦的分布式光伏。

大型工商业分布式光伏是指利用建筑物及其附属场所建设，接入用户侧电网或者与用户开展专线供电（不直接接入公共电网且用户与发电项目投资方为同一法人主体），与公共电网连接点电压等级为 35 千伏、总装机容量原则上不超过 20 兆瓦或者与公共电网连接点电压等级为 110 千伏、总装机容量原则上不超过 50 兆瓦的分布式光伏。

第四条 分布式光伏发电上网模式包括全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网三种。

自然人户用、非自然人户用分布式光伏可选择全额上网、全部自发自用或者自发自用余电上网模式。

一般工商业分布式光伏与大型工商业分布式光伏可选择全部自发自用或者自发自用余电上网模式；采用自发自用余电上网的，年自发自用电量占发电量的比例不作要求，其上网电

量全额参与电力现货市场交易。

涉及自发自用的，用户和分布式光伏发电项目应位于同一用地红线范围内。全部自发自用的分布式光伏发电项目，应安装逆功率保护装置。

第五条 农光互补、渔光互补以及小型地面电站光伏发电项目归于集中式光伏电站管理。在 2025 年 1 月 23 日（含）前已按照分布式光伏项目备案的农光互补、渔光互补光伏电站项目，但无法于 2025 年 5 月 1 日（含）前建成投产，需变更备案为集中式光伏项目。变更备案后的集中式光伏项目如在 2025 年 5 月 1 日（含）前已取得接网意见，视为纳入全省集中式光伏项目建设计划，无需另行申报，该类项目上网模式可选择全额上网或自发自用余电上网。

对于利用村集体办公用房、文化中心、卫生所等非经营性农村公共建筑，以及小公园、休闲活动场所等非经营性农村公共基础设施建设的光伏发电项目，按照非自然人户用分布式光伏发电项目管理。利用已明确用于持续性工商业经营活动的村集体建筑设施建设的光伏发电项目，按照工商业分布式光伏发电项目管理。

对于利用农业种植设施、畜禽养殖设施、林业种植培育设施、渔业养殖设施等设施建设的光伏发电项目，交流侧装机容量在 6 兆瓦及以上的归于集中式光伏电站管理，纳入全省集中式光伏项目建设计划后实施；交流侧装机容量低于 6 兆瓦的按照一般工商业分布式光伏项目管理。

对于在各类道路上方或边坡上建设的光伏发电项目，若项目建设在建筑物以及与该建筑物同一用地红线范围内的道路上或道路边坡上，按照工商业分布式光伏发电项目管理，其他情况按集中式光伏电站管理。

第六条 省能源局及地方能源主管部门负责辖区内分布式光伏发电开发建设和运行的行业管理工作。浙江能源监管办负责本省分布式光伏发电的国家政策执行、公平接网、电力消纳、市场交易、结算等方面的监管工作。电网企业承担分布式光伏发电并网条件的落实或者认定、电网接入与改造升级、调度能力优化等工作，配合各级能源主管部门开展分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估。建设部门依法处理工业企业屋顶分布式光伏项目所在房屋建筑未经消防验收、消防验收不合格擅自投入使用、未经备案或者备案抽查不合格不停止使用等违法行为。应急管理部门依法组织分布式光伏发电相关的生产安全事故调查和应急救援。综合执法部门依法依规对民用建筑项目未按规定开发利用分布式光伏开展行政处罚，对不符合建设要求的光伏发电项目执行拆除程序。消防救援机构按照消防法规规定依法查处违规使用明火作业、指使或者强令他人违反消防安全规定冒险作业等违法行为。

第二章 行业管理

第七条 省能源局衔接国家级能源、电力、可再生能源发展规划，负责全省光伏发电规划、年度建设计划（包括发展目标、重点任务、区域布局等）的制定与实施，结合发展实际适

时调整，指导电网企业做好配套的改造升级与投资计划，会同有关部门加强项目建设与运行监测管理，规范开发建设秩序。

第八条 设区市及县（市、区）能源主管部门在省能源局的指导下，综合考虑电力供需形势、系统消纳条件、电网接入承载力、可再生能源消纳责任权重等，做好本地区分布式光伏发电规划计划，科学有序推进分布式光伏发电开发利用，引导合理布局，指导电网企业对不符合建设要求的项目予以解列。

第九条 省能源局会同有关部门开展全省范围内光伏发电资源普查，设区市及县（市、区）能源主管部门配合做好辖区内资源普查工作，以县域为单位，摸清开发现状、评估资源禀赋、明确开发条件和评估开发量，形成普查成果，用以指导相关规划的制定与实施。

第三章 备案管理

第十条 分布式光伏发电项目实行备案管理，由项目属地县级能源投资主管部门负责。跨县（市、区）建设的分布式光伏发电项目，由设区市能源投资主管部门负责备案。备案机关应制定并公开分布式光伏发电项目备案服务指南，列明备案所需项目信息内容、办理流程及办理时限要求等，在办理备案时进行风险、义务、安全要求等情况告知，对已备案的项目实施监督管理。各地不得以特许经营权方式控制屋顶等分布式光伏发电开发资源，不得限制各类符合条件的投资主体平等参与分布式光伏发电开发建设，不得将强制配套产业或者投资、违规收取项目保证金等作为项目开发建设的门槛。除法律法规明确

规定外，不得要求企业必须在某地登记注册，不得为企业跨区域经营或者迁移设置障碍，不得以备案、认证、要求设立分公司等形式设定或者变相设定准入障碍。

第十一条 分布式光伏发电项目开工建设前应通过浙江省投资项目在线审批监管平台进行备案，上传信息表并附项目实施方案、发电地址权属证明等材料。分布式光伏发电项目应当按照“谁投资、谁备案”的原则确定备案主体。自然人户用分布式光伏发电项目可由电网企业集中代理备案，也可由自然人自行备案，其他类型分布式光伏发电项目统一由投资主体备案。

利用居民住宅、庭院及农村公共建筑建设的分布式光伏发电项目，无房屋产权证明、土地证或宅基地证的，可由乡镇政府或街道办事处据实出具房屋物权证明，作为发电地址权属证明材料；利用非自有场所建设的，还需提供与建设场所所有权人签订的使用或者租用协议。

地方能源主管部门可联合自然资源、生态环境、建设等行政主管部门，结合当地实际，充分考虑国家政策、行业发展和监管需求，依法依规制定分布式光伏建设场所的负面清单，引导项目安全规范开发建设。

第十二条 分布式光伏发电项目的容量为交流侧容量（即逆变器额定输出功率之和）。分布式光伏发电项目的备案信息应当包括项目名称、投资主体、建设地点、项目类型、建设规模（含交流侧容量和直流侧容量）、上网模式等。投资主体对提交备案等信息的真实性、合法性和完整性负责。项目备案信

息不完整的，备案机关应当提醒和指导项目投资主体补正。

第十三条 分布式光伏发电项目在符合建设要求的条件下，免除发电业务许可、环境影响评价、水土保持评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。在存量建设用地上进行分布式光伏发电项目建设的，无需取得规划许可。

第十四条 对于非自然人户用分布式光伏，允许合并备案并分别接入电网。合并备案需满足以下条件：投资主体相同、备案机关相同、单个项目的建设场所、规模及内容明确。其余情况不得将分布式光伏发电项目合并备案。

同一用地红线内，通过分期建设、不同投资主体分别开发等形式建设的工商业分布式光伏发电项目，不得新增与公共电网的连接点。

第十五条 项目备案后，项目法人发生变化，项目建设地点、规模、内容发生重大变更，或者放弃项目建设的，项目投资主体应当及时告知备案机关，并修改相关信息。

大型工商业分布式光伏的电力用户负荷发生较大变化时，可申请将项目调整为集中式光伏电站，由项目投资主体向原备案机关发起项目变更备案申请，经地方能源主管部门会同电网企业审核用户负荷变化、发电利用率等情况后，逐级上报申请纳入省级集中式光伏项目年度建设计划实施，由原备案机关完成备案变更，项目投资主体向电网企业重新提交并网意向书，电网企业负责做好后续接网工作。

第十六条 省级能源主管部门牵头负责省内分布式光伏发

电项目建档立卡工作，设区市、县（市、区）能源主管部门负责组织辖区内项目建档立卡填报，并对项目信息进行审核确认。电网企业与投资主体在能源主管部门的指导下，积极做好建档立卡相关工作，自然人户用分布式光伏发电项目原则上由电网企业负责填报并提交相关信息，非自然人户用、一般工商业、大型工商业分布式光伏发电项目应当由项目投资主体负责填报，各责任主体应当在项目建成并网一个月内，依托国家可再生能源发电项目信息管理平台完成建档立卡填报。

第十七条 地方能源主管部门可根据不同类型分布式光伏发电的正常建设周期，组织项目核查，及时清理不具备建设条件的项目。备案机关对其备案的项目，结合实际需要制定现场核查计划：对列入现场核查计划的项目，应当在项目开工后至少开展一次现场核查。列入现场核查计划的项目数量比例，由备案机关根据实际确定。

第十八条 分布式光伏发电项目投资主体未依照规定将项目信息或者已备案项目的信息变更情况告知备案机关，或者向备案机关提供虚假信息的，由备案机关责令限期改正；逾期不改正的，处2万元以上5万元以下的罚款，并列入失信企业名单，向社会公开。已开工备案项目未如实、及时报送建设实施基本信息的，备案机关应当责令项目单位予以纠正；拒不纠正的，给予警告，或者按照当地有关规定进行处理。

第十九条 分布式光伏发电项目自备案后2年内未开工建设或者未办理任何其他手续的，项目单位决定不再实施该项目，

应当撤回已备案信息，备案证自动失效；项目单位决定继续实施该项目，应当在 2 年期限届满前 30 日内，办理延期手续，每次延期不得超过 1 年。

前款项目既未作出说明，也未撤回备案信息的，备案机关应当在期满前 30 日予以提醒，经提醒仍未在到期前撤回已备案信息或办理延期手续的，备案机关应当撤销备案，项目单位获取的备案证明文件自动失效。对其中属于故意报备不真实项目、影响投资信息准确性的，备案机关可以将项目列入异常名录，并向社会公开。

第四章 建设管理

第二十条 分布式光伏发电项目投资主体应当做好选址工作，并及时向电网企业提交并网申请，取得电网企业并网意见后方可开工建设。项目开发应当符合国土空间规划和城市管理等相关规定，与当地生态环境与城乡风貌总体协调，建设场所必须合法合规，手续齐全，权属清晰。利用农户住宅建设的，应当征得农户同意，切实维护农户合法权益，不得违背农户意愿、强制租赁使用农户住宅。利用文物保护单位及历史建筑等特定建筑物屋顶建设的、可能影响城市风貌、建设场地位于主干道两侧，应当取得有关管理部门同意。相关法律法规规定应当办理其他审批手续的，从其规定。

第二十一条 分布式光伏发电项目利用新建建筑物及其附属场所的，鼓励在建筑物规划设计、施工建设等阶段统筹考虑安装需求，一并办理规划许可等手续。鼓励在城市规划、建筑

设计和旧建筑改造中整体统筹考虑光伏发电应用。鼓励分布式光伏发电项目投资主体采用建筑光伏一体化的建设模式。

第二十二条 分布式光伏发电项目投资主体利用非自有场所建设分布式光伏发电的，应当与建设场所所有权人签订使用或者租用协议，可视经营方式与位于建设场所内的电力用户签订合同能源管理服务协议。对于非自然人户用分布式光伏，分布式光伏发电项目投资主体与自然人签订的合同与协议应当责、权、利对等，不得转嫁不合理的责任与义务，不得采用欺骗、诱导等方式侵害自然人合法权益，合同内容依据国家能源局组织制定的非自然人户用分布式光伏标准合同(范本)制定。

第二十三条 分布式光伏发电项目应当合理布置光伏组件朝向、倾角与高度。项目建设应当满足建筑物结构安全、消防、防水、防风、防冰雪、防雷等有关要求，预留运维空间，不影响建筑物通风采光。项目建设前应当参照相关标准规范，对既有建筑物已使用寿命、屋顶类型、结构设计、结构材料和结构耐久性、安装部位的构造及强度等进行严格检查与评估，确保建设可行性。对于不符合建设要求的项目，综合执法部门依规予以处置。

第二十四条 分布式光伏发电项目安全设施必须与光伏发电主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。项目建设不得影响建筑之间的防火间距和消防疏散，光伏设施安装不应破坏原主体建筑消防安全功能。不得以安装光伏系统为名违章搭建封闭（半封闭）空间储存易燃易爆物品。

第二十五条 项目建设应当严格执行设备、建设工程、安全生产等相关管理规定和标准规范，确保项目建设质量与安全。从事分布式光伏发电项目设计、施工、安装、调试等环节的主体应当满足相应资质要求。

第二十六条 项目投资主体与承建单位应当健全安全生产责任制和生产安全事故隐患排查治理制度，加强安全风险辨识、评估与论证，定期开展施工现场安全检查并记录在案，确保施工安全。项目建设、勘察、设计、施工等单位应按照国家法律法规和技术规范要求，严格履行项目安全、消防、环保等管理责任。

第二十七条 分布式光伏发电项目由项目投资主体组织项目设计、施工等单位根据相关规定和技术标准开展竣工验收。项目竣工验收后，项目投资主体应当通过原备案渠道向项目备案机关报备项目竣工基本信息。

第五章 电网接入

第二十八条 电网企业应当针对不同类型的分布式光伏发电项目制定差异化接入电网工作制度，合理优化或者简化工作流程，根据能源主管部门要求及时公布可开放容量、技术标准规范等信息，按照并网意见办理要求和相关流程，提供“一站式”办理服务，落实接入服务责任，提升接入服务水平。在相关办理场所公示相关业务办理要求，告知企业办理流程，加强公开渠道宣传，及时公布并更新分布式光伏发电接入系统典型设计方案。

第二十九条 各设区市能源主管部门在省能源局的指导下，组织电网企业以县域为单位，按照国家相关规定，常态化开展分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估，基于分布式光伏发电规模、负荷水平、系统安全稳定运行、灵活调节能力、电力设备容量等因素建立配电网可开放容量按季度发布和预警机制，配电网可开放容量报省能源局审定后通过政府官网向社会发布，并在电网企业门户网站、网点营业厅、网上国网等渠道公告，引导分布式光伏在负荷水平高、系统承载力强的区域优先开发。电网企业结合光伏发电发展需要和承载力评估结果，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排。

当分布式光伏发电项目已完成备案并具备建设条件，但本地区暂无可开放容量时，电网企业应当告知项目投资主体并按照申请接入电网顺序做好登记，具备条件后及时办理相关手续；地方能源主管部门及时汇总分析，并组织电网企业及有关方面开展系统性研究，统筹分布式光伏发电规模、用电负荷增长情况、各类调节资源开发条件和电网改造技术经济性等因素，综合制定解决方案。

第三十条 省能源局统筹考虑新能源发展、系统承载力、系统经济性等因素按照“全网统筹、量率一体”原则，结合新能源消纳水平、分布式光伏承载能力，科学设定各设区市可再生能源消纳责任权重目标，各设区市应结合设定目标积极开发可再生能源，并做好消纳工作。

第三十一条 电网企业应当公平无歧视地向分布式光伏发

电项目投资主体提供电网接入服务。向电网企业申请接入电网的分布式光伏发电项目应当满足相关规划和政策规定，按照有关要求向电网企业提交并网意向书、项目投资主体资格证明、发电地址权属证明等相关材料。

自然人户用分布式光伏发电项目提供项目备案信息；其他类型的分布式光伏发电项目除提供项目备案信息外，还应当提供项目前期工作进展情况等信息。

第三十二条 收到分布式光伏发电项目并网意向书后，电网企业应当于2个工作日内给予书面回复。分布式光伏发电项目并网意向书的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应当出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业应当出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应当一次性书面告知。逾期不回复的，电网企业自收到项目并网意向书之日起视为已经受理。电网企业出具并网意见应当以分布式光伏发电接入电网承载力及提升措施评估结果为依据。

第三十三条 分布式光伏发电项目投资主体应当在满足电网安全运行的前提下，统筹考虑建设条件、电网接入点等因素，结合实际合理选择接入系统设计方案。

自然人户用分布式光伏发电项目由电网企业免费提供接入系统相关方案，其他类型的分布式光伏发电项目应当开展接入系统设计工作，鼓励非自然人户用分布式光伏以集中汇流方式接入电网。电网企业应当按照相关行业标准，根据接入系统

设计要求，及时一次性地提供开展接入系统设计所需的电网现状、电网规划、接入条件等基础资料。确实不能及时提供的，电网企业应当书面告知项目投资主体，并说明原因。各方应当按照国家有关信息安全与保密的要求，规范提供和使用有关资料。

第三十四条 在接入系统设计工作完成后，分布式光伏发电项目投资主体应当向电网企业提交接入系统设计方案报告。收到接入系统设计方案报告后，电网企业应当于2个工作日内给予书面回复。接入系统设计方案报告的内容完整性和规范性符合相关要求的，电网企业应当出具受理通知书；不符合相关要求的，电网企业出具不予受理的书面凭证，并告知其原因；需要补充相关材料的，电网企业应当一次性书面告知。逾期不回复的，自电网企业收到接入系统设计方案报告之日起即视为已经受理。

电网企业受理接入系统设计方案报告后，应当根据国家 and 行业技术标准、规范，及时会同项目投资主体组织对接入系统设计方案进行研究，并向项目投资主体出具书面回复意见。

公共电网连接点电压等级为110千伏的，电网企业应当于20个工作日内出具书面答复意见；公共电网连接点电压等级为35千伏及以下的，电网企业应当于10个工作日内出具答复意见。

第三十五条 分布式光伏发电项目自工程验收合格后，投资主体向电网企业提出并网验收和调试申请，并提供电气设备

试验报告、继电保护试验报告与工程验收报告，电网企业对报告进行审核。现场验收阶段，由电网企业依法依规对光伏涉网性能指标等进行监督检查，重点核对现场设备、项目接入方案与项目备案信息的一致性。对于验收及调试不合格的项目，提出书面整改要求，由项目投资主体限期整改，待整改完成、再次验收通过后方可并网。

第三十六条 接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及因接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，用户侧的配套工程由项目投资主体投资建设。因项目接入电网引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。电网企业应当对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分别计量，免费提供并安装经强制检定合格的计量表。

分布式光伏发电项目投资主体采用集中汇流方式接入电网时，电网企业负责提供分布式光伏发电项目与公共电网的连接点，相关汇流设施、接网配套设施原则上由发电项目投资主体投资建设与运维。

第三十七条 全额上网、自发自用余电上网的分布式光伏发电项目投资主体应当在并网投产前与电网企业签订购售电合同，合同参照《购售电合同示范文本》，双方协商一致后可简化相关条款内容。并网电压等级在 10（20）千伏及以上的分布式光伏发电项目还应在并网投产前与电网企业及其调度机构签订《并网调度协议》，协议参照《新能源场站并网调度协

议示范文本》；其他分布式光伏发电项目，在《购售电合同》中增加相关条款。

第三十八条 分布式光伏发电项目应当科学合理确定容配比，交流侧容量不得大于备案容量。涉网设备必须符合国家及行业有关涉网技术标准规范等要求，通过国家认可的检测认证机构检测认证，经检测认证合格后，电网企业不得要求重复检测。分布式光伏发电项目竣工后，电网企业应当按照有关规定复核逆变器等主要设备检测报告，并按照相关标准开展并网检验，检验合格后予以并网投产。

第六章 运行管理

第三十九条 分布式光伏发电项目投资主体是项目的安全生产责任主体，必须贯彻执行国家及行业安全生产管理规定，依法加强项目建设运营全过程的安全生产管理。承担分布式光伏发电安全生产监管职责的有关方面应当建立协同配合机制，依法依规依职责分工加强监管。

第四十条 分布式光伏发电项目投运后，项目投资主体全面负责项目日常运行维护管理工作，可自行或者委托专业化运维公司等具备相应资质的第三方作为运维管理责任单位。在委托运维单位进行运行维护时，应当与运维单位签订安全生产管理协议，明确各自的安全生产管理职责和应当采取的安全措施，并指定安全生产管理人员进行安全检查与协调。

第四十一条 项目投资主体、有关设备制造供应商、运维单位应当严格执行调度运行、网络安全与数据安全等有关管理

规定，并网的分布式光伏发电仅应当按照调管关系接受相应平台的远程调控，在紧急状态下，电网企业及其调度机构可依规对相应平台进行远程调控；禁止擅自设置或者预留任何外部控制接口，并加强涉网设备管理，配合电网企业及其调度机构做好并网调度运行管理，不得擅自停运或者调整涉网参数。

设区市及县（市、区）能源主管部门组织电网企业开展涉网检查工作，对私自改变设备技术特性、未经备案机关同意增加设备容量的，应向用户和相关单位下达限期整改通知书，限期未整改危及电网安全的，予以解列。

第四十二条 项目投资主体与运维单位应加强应急能力和应急预案体系建设，定期组织开展应急演练；组织从业人员开展教育培训，掌握消防设施及器材操作规程和应急处置流程，具备消防设施及器材操作能力；遵循消防有关管理规定，配置消防应急相关资料并及时更新，以满足灭火救援需要。

第四十三条 省能源局组织、指导电网企业以县级行政区域为单元，按季度公布分布式光伏发电并网及消纳情况，并做好预测分析，引导理性投资、有序建设。对分布式光伏发电项目投资主体等有关方面反映的问题，地方能源主管部门要会同电网企业等有关单位及时协调、督导和纠正。

第四十四条 新建的分布式光伏发电项目应当实现“可观、可测、可调、可控”，提升分布式光伏发电接入电网承载力和调控能力，其中公共连接点电压等级 35 千伏及以上且交流侧容量 10 兆瓦及以上的分布式光伏发电项目应具备 AGC、AVC

控制功能。电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点投资建设相关设施。电网企业及其调度机构应当加强配电网的规划、设计、运行方法研究，明确“可观、可测、可调、可控”技术要求，建立相应的调度运行机制，合理安排并主动优化电网运行方式。

对于存量具备条件的分布式光伏发电项目，电网企业、分布式光伏发电项目投资主体应当根据产权分界点，加大投资建设改造力度，提升信息化、数字化、智能化水平，以实现“可观、可测、可调、可控”，保障分布式光伏发电高效可靠利用和电力系统安全稳定运行。

第四十五条 分布式光伏发电可独立或者通过微电网、源网荷储一体化、虚拟电厂聚合等形式参与调度，电网企业及其调度机构进行调度应当做到公开、公平、公正，保障电网安全稳定运行。

第四十六条 分布式光伏发电项目与用户开展专线供电的，发电、用电双方应当按照有关规定承担输配电费、系统运行费用、政府性基金及附加等，公平承担相应的责任和义务。

第四十七条 项目投资主体可根据电力用户负荷、自身经营状况等情况，按照第四条规定变更上网模式一次，应告知备案机关并进行备案变更，由电网企业协助做好接网调整，项目投资主体与电网企业及其调度机构应当重新签订并网调度协议和购售电合同。

第四十八条 建档立卡的分布式光伏发电项目按全部发电

量核发绿证，其中上网电量核发可交易绿证，项目投资主体持有绿证后可根据绿证相关管理规定自主参与绿证交易。

第四十九条 分布式光伏发电上网电量原则上全部参与电力市场。

第五十条 地方能源主管部门应当督促分布式光伏发电项目投资主体、电网企业按照有关要求，及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台报送相关信息，填写、更新项目建档立卡内容。电网企业按照第三条规定做好分类统计和监测，按要求向能源主管部门报送分布式光伏发电项目情况。

第五十一条 鼓励分布式光伏发电项目开展改造升级工作，应用先进、高效、安全的技术和设备。分布式光伏发电项目的拆除、设备回收与再利用，应当符合国家资源回收利用和生态环境、安全生产等相关法律法规与政策要求，不得造成环境污染破坏与安全事件，鼓励分布式发电项目投资主体为设备回收与再利用创造便利条件。

第五十二条 项目投资主体与运维单位应做好项目运行状态监测工作，在项目达到设计寿命或安全运行状况不满足相关技术要求时，应及时组织论证评估和整改工作。经整改后仍不满足相关要求的，项目投资主体应及时采取项目退役措施。

第七章 附 则

第五十三条 地方能源主管部门可结合实际情况，制定适应本地区的实施细则，参照本细则开展离网型分布式光伏发电

的备案管理等工作。

第五十四条 本细则由浙江省能源局负责解释。

第五十五条 本细则自印发之日起施行。此前发布的有关规定与本细则不一致的，以本细则为准。

浙江 2025 年新能源增量项目机制电价第 1 次 竞价问题记录及答复

11 月 19 日，新能源云发布浙江省 2025 年新能源增量项目机制电价第 1 次竞价问题记录及答复（更新至 11 月 19 日）。

问题一：委托授权书是在哪种情况下才要签？需要委托他人参与竞价？若公司正常参与竞价，由法人决策，是否不用再签竞价委托书？

回复：若参与竞价的账号注册人和项目联系人是法定代表人，视为法人竞价，不需要签竞价授权委托书；其他情况则需由法人和委托人签订竞价授权委托书。

问题二：项目于 2022 年备案，当时无纳规文件要求。请问此次竞价是否可豁免提供此文件。

回复：2022 年仅有重点项目建设清单，能够完成接网办理手续说明当初符合要求，纳规证明可缺省。

问题三：项目备案容量如大于电力业务许可证上的实际并网容量，是否影响竞价资格？

回复：项目备案容量大于实际并网容量视作未全容量投产。

问题四：新增项目备案容量 100MW，实际首批已并网 50MW 并已取得电力业务许可证，剩余 50MW 在建；此项目申请竞价是否必须需承诺于 2025 年 12 月 31 日前全容量并网 100MW？

回复：是的。

（来源：新能源云）