



北京大学能源研究院  
INSTITUTE OF ENERGY



自然资源保护协会  
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

2025.10

山东省新型电力系统系列研究

# 分布式光伏高质量发展



## 版权说明

版权归北京大学能源研究院、自然资源保护协会（NRDC）所有，转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问，请联系 [dwu@ccetp.cn](mailto:dwu@ccetp.cn)。

## 项目单位及研究人员

北京大学能源研究院：吴迪、俞露稼、汪若宇、王可珂、康俊杰、杨雷

自然资源保护协会：冷茜、贾璨



北京大学能源研究院  
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：分布式光伏 | 图源：吴迪

# 目录

执行摘要.....	I
第一章 山东省分布式光伏行业发展现状.....	3
第二章 山东省分布式光伏行业开发模式分析.....	5
2.1 上网模式 .....	5
2.2 商业模式 .....	5
2.3 开发形式 .....	7
2.4 分布式光伏各类开发模式面临的挑战 .....	8
第三章 山东省分布式光伏参与电力市场情况分析.....	11
3.1 分布式光伏“入市”现状.....	11
3.2 分布式光伏“入市”面临的挑战 .....	12
第四章 山东省分布式光伏“入市”经济性分析 .....	16
4.1 “136号文”对分布式光伏上网电价收益的影响 .....	16
4.2 分布式光伏经济性影响的敏感性分析 .....	16
4.3 新政下增量分布式光伏的投资经济性分析 .....	19
第五章 国外分布式光伏发展和消纳的经验 .....	23
5.1 美国 .....	23
5.2 德国 .....	26
5.3 澳大利亚 .....	28
5.4 总结 .....	30
第六章 山东省分布式光伏高质量发展的建议.....	32
6.1 分类施策，持续优化机制电价.....	32
6.2 进一步完善电力市场建设.....	33
6.3 增强自我消纳能力，推动源网荷协同发展 .....	33
6.4 完善机制保障，推动新模式新业态规模化发展 .....	34
6.5 提升分布式光伏并网技术性能，构建健全的技术标准与监管体系 ....	35
6.6 警惕和防范行业“恶性内卷” .....	36
6.7 推动新能源企业更好地融入电力市场 .....	36
参考文献.....	38



# 执行摘要

在“双碳”目标和新型电力系统建设的背景下，近年来我国分布式光伏实现了快速发展。截至2025年6月底，全国光伏累计装机容量已达到109,851万千瓦，其中分布式光伏装机49,256万千瓦，占比44.8%。仅2025年上半年，全国新增光伏装机容量就达到21,161万千瓦，其中分布式光伏新增装机11,281万千瓦，占比53.3%。无论在新增装机还是累计装机中，分布式光伏均已占据“半壁江山”，成为推动我国能源转型的重要力量。然而，随着装机规模和发电量的持续攀升，分布式光伏高质量发展也面临一系列挑战。主要问题包括自发自用比例偏低、电网接入难度较大；市场化参与程度不足、资源配置效率有限；监测与调控能力薄弱，影响电网安全稳定运行；以及项目开发建设和管理机制不完善，影响行业的规范化发展等。

在这一背景下，国家有关部门于2025年相继出台《分布式光伏发电开发建设管理办法》和《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（即“136号文”），为全国范围内分布式光伏及新能源高质量发展提供了顶层制度框架和政策引导。《管理办法》强调分布式光伏要回归“就近发电、就地使用”的发展初衷，实现“可观、可测、可调、可控”；而“136号文”则着眼于完善新能源价格形成机制，推动新能源更深度参与电力市场交易，建立促进可持续发展的市场化电价体系。

山东省是全国光伏装机容量最大的省份。截至2025年6月底，全省光伏累计装机容量已突破9,100万千瓦，稳居全国首位。其中，分布式光伏装机容量接近6,000万千瓦，占比近三分之二，其在快速发展的同时也面临着更加突出的消纳与管理等挑战。作为全国分布式光伏发展的重点地区，山东省积极响应国家政策部署，持续完善制度体系，探索高质量发展的路径。2025年6月，山东省印发《山东省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》，对分布式光伏的自用比例、电力市场参与方式、备案条件及相关费用承担等内容作出了细致规定。同年8月，山东省又相继出台了《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》和《山东省新能源机制电价竞价实施细则》，对机制电价、机制电量、竞价方式、竞价上下限及申报比例等关键环节进行了进一步细化。这些政策的相继出台，标志着山东省分布式光伏从“规模扩张”阶段迈向“市场化、高质量发展”的新阶段。

分布式光伏在山东省的高质量发展，不仅有助于优化能源结构、降低对传统化石能源的依赖并减少碳排放，还能提升终端用户能源自给能力，有效降低用能成本。同时，其发展还将带动相关产业链，创造新的经济增长点，促进就业，助力乡村振兴。因此，深入研究山东省分布式光伏高质量发展的开发模式与市场机

制，具有重要的现实意义。本报告梳理了山东省分布式光伏的开发模式及市场参与情况，识别出其面临的主要挑战；在“入市”背景下，报告对分布式光伏的经济性进行了系统分析，并借鉴国外在发展与消纳分布式光伏方面的经验，提出了推动山东省分布式光伏高质量发展的建议。报告认为，未来，山东省亟需进一步强化政策协同，推动分布式光伏行业率先实现由“规模扩张”向“高质量消纳”的转变，为全国能源转型和新型电力系统建设提供有益借鉴。

# 第一章

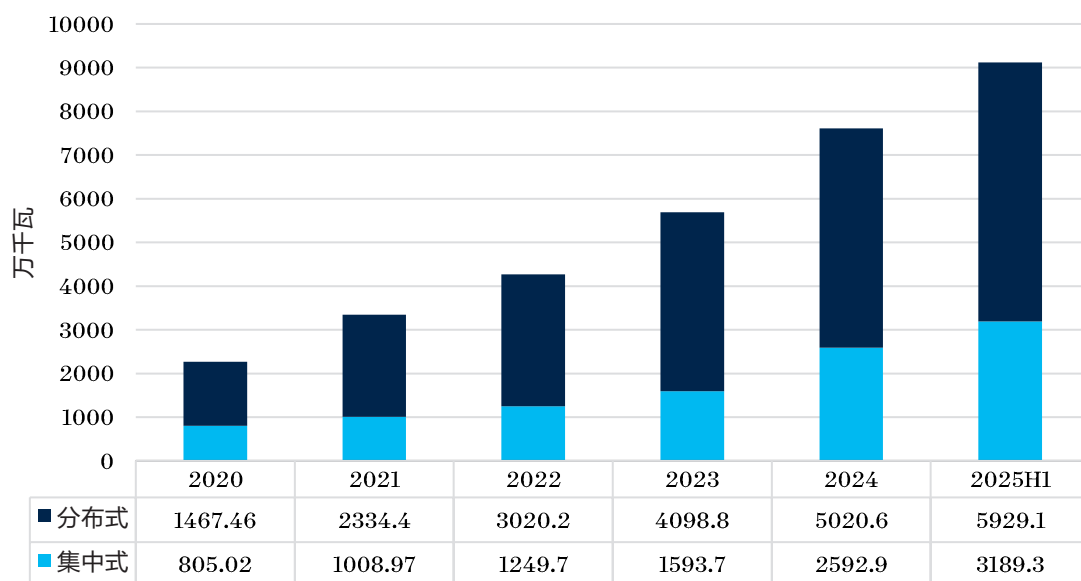
---

## 山东省分布式光伏行业发展现状

近年来，山东新能源持续快速发展，装机规模稳健增长，电源结构清洁化转型迅速。2024年10月，山东省新能源和可再生能源发电累计装机历史性超过煤电，跃升为全省第一大电源。截至2024年底，山东省电力总装机达到23,229万千瓦，其中火电装机12,122万千瓦，占比52.18%；光伏装机7,613万千瓦，占比32.77%；风电装机2,669万千瓦，占比11.49%；核电装机418万千瓦，占比1.8%；水电装机407万千瓦，占比1.75%。

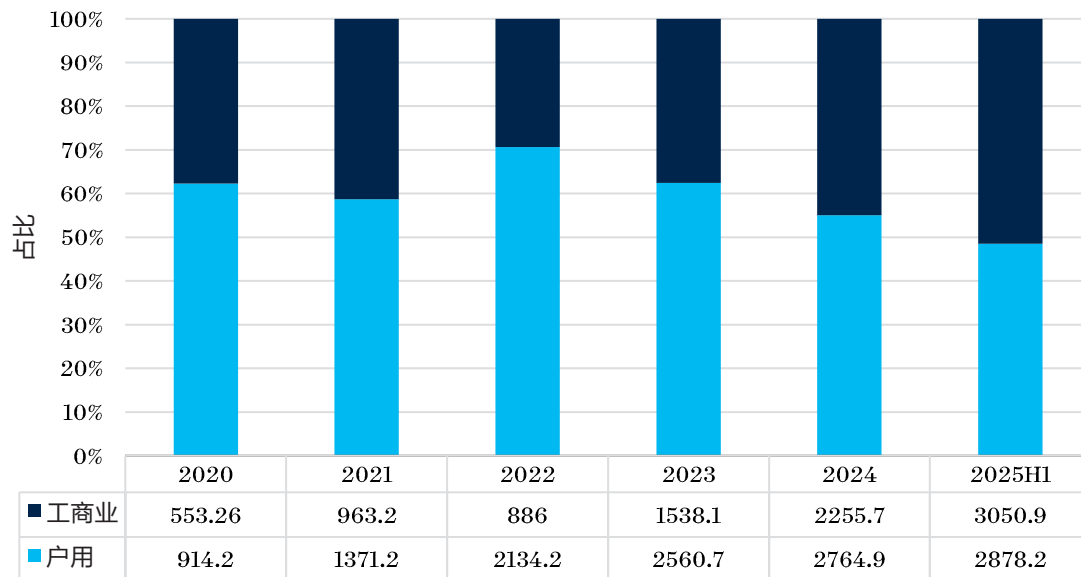
山东省目前是全国光伏装机最大的省份，且分布式光伏的发展占据主导地位。截至2024年底，山东省分布式光伏装机约5,021万千瓦，占全省光伏总装机比重的66%（见图1-1）。在2021年国家能源局制定分布式光伏整县推进政策之后，山东省户用光伏装机实现大规模发展，2022年一度占到全省总装机的70%。近年来，受全额上网模式下户用光伏消纳困难，以及部分户用光伏以企业名义备案等因素影响，工商业光伏新增装机量超过户用光伏。2024年全年，山东省工商业光伏新增装机达到716万千瓦，户用光伏仅为206万千瓦。

整体来看，山东省分布式光伏装机结构正由户用为主逐步向工商业主导转变。截至2025年6月底，山东省光伏总装机容量已达到9,118万千瓦，其中分布式光伏装机容量为5,929万千瓦。工商业分布式光伏总装机已超过3,000万千瓦（见图1-2），实现了对户用光伏的反超。



图I-1 2020-2025年山东省光伏装机情况（万千瓦）

资料来源：国家能源局



图I-2 2020-2025年山东省分布式光伏装机情况（万千瓦）

资料来源：国家能源局

## 第二章

---

# 山东省分布式光伏行业开发模式分析

## 2.1 上网模式

山东省的分布式光伏发电的上网模式包括全额上网、自发自用余电上网和全部自用。

在全额上网模式下，分布式光伏所发电量全部接入电网，由电网企业按照当地的光伏上网电价进行统一收购。该模式适用于光照资源丰富、屋顶或土地资源充足，但本地用电负荷较低、电力消纳能力有限的地区。由于居民侧用电负荷普遍较小，加之当前电网企业无法代缴电费，导致投资方普遍担心用户违约风险，因而更倾向于选择营收稳定性更高的全额上网模式。目前，山东省大部分分布式光伏采用全额上网模式，全额上网的装机容量约占全省分布式光伏装机总量的75%。

自发自用、余电上网模式也是当前山东省应用较为广泛的上网模式，尤其是工商业领域。该模式下，光伏电量优先供用户自身使用，剩余部分再并入电网销售。对于工商业企业而言，这种模式不仅能有效降低用电成本，还能通过余电上网获得额外收益，提高投资回报率。目前，山东省自发自用、余电上网模式的装机容量约占总量的20%。

全部自用模式则是指分布式光伏所发电量全部由用户自行消纳，不与电网发生电量交换。该模式适用于用电负荷大且稳定、对供电连续性要求较高的用户，如大型数据中心、高能耗企业等。在山东省，这一模式的适用范围较小，主要集中在具备独立能源管理能力的用户群体中。目前，该模式的装机容量占比不足5%。

## 2.2 商业模式

分布式光伏的商业模式日益多元，主要包括业主自持模式、运营商持有模式



（第三方持有）、建造-转让模式（BT模式）、融资租赁模式等。这些模式与光伏项目的上网模式相互结合，构成了多样化的应用场景，并带来各具特色的经济收益路径。

每种商业模式都有其独特的特点及相应的优势与劣势。业主自持模式下，投资者自主拥有光伏资产，收益稳定且可享政策激励，但业主初始投资压力较大；运营商持有模式（第三方持有）能够降低业主的前期投入和运维负担，但收益分配相对受限；建造—转让模式（BT模式）适合资金有限但有意愿转型的企业，但若业主经营波动，开发商电费回收存在风险；融资租赁模式则通过金融杠杆降低投资门槛，便于推广，但融资成本和合同约束需谨慎管理。不同商业模式的特点、优势和劣势具体见表2-1。

表2-1 分布式光伏不同商业模式的比较			
模式	核心特点	优势	劣势
业主自持	业主自投自建，自主运营	<ul style="list-style-type: none"><li>长期电力成本节省</li><li>收益全部归业主所有</li><li>投资回报率较高</li><li>适合负荷大且稳定的用户（工商业、医院、学校等）</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>初期投资大，资金压力高</li><li>运维需专业技术支持</li><li>受光照、政策、电价波动影响大</li></ul>
运营商持有	第三方投资建设并运营，业主提供屋顶并分享收益	<ul style="list-style-type: none"><li>业主零资本投入即可享受绿电</li><li>用户享受优惠电价、节省电费</li><li>运维由专业运营商负责，效率高</li><li>运营商可通过PPA获得稳定现金流</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>合同条款复杂，谈判周期长</li><li>合作期长（10-25年），依赖双方关系稳定</li><li>运营商资金需求大</li><li>用户负荷波动或剩余电量上网存在不确定性</li></ul>
建造转让	开发商投资建设，投运后整体转让或在N年后移交业主	<ul style="list-style-type: none"><li>业主前期无资金压力，降低门槛</li><li>开发商快速回笼资金</li><li>专业团队建设，质量有保障</li><li>适合资金有限但有意愿转型的企业</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>业主需长期支付溢价电费或分期款</li><li>若业主经营波动，电费回收存在风险</li><li>开发商资金回收期集中，抗风险能力弱</li><li>产权移交阶段可能出现纠纷</li></ul>
融资租赁	融资租赁公司出资购买电站，用户按期支付租金，期满后电站归属用户	<ul style="list-style-type: none"><li>解决资金不足问题，降低资本门槛</li><li>业主仍能长期享有电力收益</li><li>租赁公司可规模化开发、降低设备成本</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>存在业主信用风险与违约可能</li><li>租赁期内产权不完全清晰</li><li>政策与电价波动影响项目收益</li><li>合同需明确运维、保险责任</li></ul>

## 2.3 开发形式

除了单体项目开发之外，“十四五”期间，山东省还通过整县推进方式开发分布式光伏。同时，源网荷储一体化、绿电直连、台区配储、集中汇流等新型开发形式在全省广泛涌现，正逐步成为推动分布式光伏高质量发展的重要探索方向。不同开发形式的特点、优势和劣势具体见表2-2。

表2-2 分布式光伏不同开发形式的比较			
模式	核心特点	优势	劣势
整县推进	央企主导，集中规划屋顶资源，企业统一开发建设	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 规模化降低开发与并网成本</li><li>▪ 政府协调资源，提高推进效率</li><li>▪ 有利于农村绿色转型与乡村振兴</li><li>▪ 提升设备采购议价能力</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 屋顶产权复杂，协调难度大</li><li>▪ 局部区域经济性不足，消纳受限</li><li>▪ 运维分散，效率低</li><li>▪ 电网接入能力可能成为瓶颈</li></ul>
源网荷储一体化	在一个区域内协调源（光伏）、网（电网）、荷（负荷）、储（储能），实现综合能源优化	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 增强新能源消纳能力</li><li>▪ 降低弃光率，提高系统稳定性</li><li>▪ 可参与电力市场与辅助服务市场</li><li>▪ 提升整体能源利用效率</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 投资成本高，项目周期长</li><li>▪ 需多方协调（电网、负荷主体、储能企业）</li><li>▪ 商业模式复杂，收益机制尚不成熟</li></ul>
绿电直连	风电、光伏等新能源通过直连专用线路向单一用户供电，实现物理溯源，不直接接入公共电网	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 有利于新能源就地消纳，减少公共电网压力和输电损耗</li><li>▪ 满足企业绿色用能和减碳需求，提升绿色品牌形象</li><li>▪ 权责清晰，便于通过合同明确直连线路、运维、调度、结算等关系</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 对用户负荷稳定性和自用比例有较高要求</li><li>▪ 涉及发电侧、用户侧、电网侧多方协商，商业模式和责任划分复杂</li><li>▪ 投资大，直连专线、计量与接入设备成本高，盈利依赖政策与市场机制落实</li></ul>
台区配储	在配电台区侧配置储能，与分布式光伏协同运行	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 缓解配网压力，提高分布式光伏接入能力</li><li>▪ 提升局部电能质量与供电可靠性</li><li>▪ 有利于分布式光伏大规模推广</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 储能设备成本较高，投资回收期长</li><li>▪ 商业模式依赖政策与电价机制</li><li>▪ 运维管理较复杂，需电网公司支持</li></ul>
集中汇流	将多个分布式光伏项目接入集中逆变与并网点，统一消纳与管理	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 降低并网接入成本</li><li>▪ 提升运行监控与运维效率</li><li>▪ 有利于规模化开发和资产管理</li><li>▪ 减少分散项目的电网接入矛盾</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ 需集中场地和配套电网条件</li><li>▪ 电量消纳可能受限</li><li>▪ 对电网调度和规划要求高</li><li>▪ 若集中点故障，风险集中</li></ul>

## 2.4 分布式光伏各类开发模式面临的挑战

### 2.4.1 自发自用比例低

集中开发全额上网模式在一定程度上偏离了分布式能源发展的初衷。分布式能源的核心理念是“就地生产、就地消纳”，强调利用本地资源为本地负荷服务，减少远距离输电带来的损耗，提高电能利用效率和系统韧性，同时增强能源系统的分布性与灵活性。然而，当前部分分布式光伏项目，特别是在光照资源较好但负荷密度较低的区域，逐渐演变为“集中化开发、统一上网”的模式，即将本应就地消纳、自发自用的光伏电量，通过中压甚至高压线路长距离送往负荷中心。这种做法不但造成了线路负荷上升、电网运行压力加大，还违背了“源随荷动、源荷互动”的系统协同理念。

这种模式的出现，一方面源于地方政府为完成年度可再生能源建设目标和指标考核，倾向于追求装机规模的“量”之增长；另一方面，投资企业出于对电费回收风险的担忧，更倾向选择“全额上网”模式。例如，在山东省个别县域，分布式光伏在园区或工业用地上集中布设，装机容量动辄数十兆瓦，实际运行中并不直接供本地负荷使用，而是全部送出至主网。

此外，集中开发的全额上网项目在设计之初往往未考虑储能配置或负荷调节机制，一旦出现高峰并网时段与本地用电低谷错配的问题，将加剧弃光风险，并限制后续增量项目的接入空间，从而影响区域内分布式光伏的健康发展。

### 2.4.2 源网荷发展协同不足

当前，源网荷储一体化发展的协同水平仍存在较大不足，尤其在分布式光伏快速扩张背景下，这一问题愈发突出。由于分布式光伏项目在空间布局上呈现分散化特征，其建设地点往往具有较强的不确定性，项目落地往往依赖于屋顶资源可用性、企业参与意愿及政策激励等多重因素，导致难以提前精准预测项目的建设区域、并网规模及并网时序。这种不确定性给电网规划和运行管理带来极大挑战。

与此同时，伴随新型储能、充电桩等分布式负荷设备的大量接入，传统配电系统“负荷中心导向”的发用平衡模式正在发生根本性转变，电力流动趋于双向化，电压波动、潮流反转等现象频繁出现。尤其在工业园区、城乡结合部等地，分布式光伏与负荷增长并不同步，易出现“源在人少处、荷在人多处”的空间错配；在时间维度上，光伏发电出力曲线高峰集中于中午，而居民和工业负荷高峰多出现在早晚，出力曲线与用电曲线错位，进一步加剧电网调节难度。例如，山东省低压分布式光伏户均装机达22千瓦，而农村户均用电负荷仅为1.09千瓦，分

布式光伏装机规模远超用电负荷。

在这种情况下，传统的电力系统规划方法面临较大冲击，原有的负荷预测模型、电力供需平衡思路、变（配）电设备容量选型逻辑等边界条件已不再适用。此外，现阶段“源-网-荷”仍多头分离管理，缺乏统一的协同规划机制，电源发展规划、电网接入条件和用户用能行为之间存在显著脱节，导致部分区域出现电源冗余、消纳受限或接入排队等问题。

### 2.4.3 配电网管理模式不适应

现有配电网的管理模式难以适应分布式能源，特别是分布式光伏的快速发展需求。传统配电网的规划与运行设计以“单向供电、集中控制”为核心逻辑，主要服务于大型集中式电源向用户端输送电力的模式。这种架构在电源出力稳定、负荷可预测的条件下运行良好。随着大量分布式光伏以分散、小规模、间歇性接入的方式涌入配电网，系统运行特性发生深刻变化，传统的配电网管理理念和手段面临严峻挑战。

分布式光伏的大量接入带来了电压波动、频繁反送电、功率潮流不稳定等问题。以往主要靠定值控制和被动保护手段来维持的电网稳定性，已难以应对日益复杂的运行环境。例如，中午时段光伏发电高峰，部分低压台区因发电大于用电而出现反向潮流，导致台区电压升高甚至越限，影响用电设备正常运行，严重时还会触发保护动作，影响供电连续性。

然而，目前大多数地区的配电网在技术和设备层面普遍存在实时监测能力弱、自动化水平低、信息化程度不足等问题，难以及时感知和响应分布式电源的动态变化。一些关键运行参数如电压、频率、潮流、功率因数等，在分布式电源接入后未能得到有效监测。同时，调度体系多以110千伏及以上电网为主，对10千伏及以下配电网的调度能力相对薄弱，缺乏面向低压配网层级的分布式能源精准控制和协同优化机制。

此外，配电网管理体制长期以来偏向“输网优先、配网次之”的传统路径依赖，智能化改造和投资倾斜相对不足，导致“最后一公里”电网成为分布式能源发展的瓶颈。尤其是在城中村、城乡结合部、园区等光伏发展活跃区域，部分低压台区尚未实现自动化监控，面对突发性发电波动和负荷扰动时响应能力不足，难以支撑大规模分布式光伏安全、经济、友好地接入和运行。

### 2.4.4 分布式光伏数据管理机制薄弱

当前分布式光伏运行数据的管理机制缺乏统一性。项目业主、电站运维单位、电网公司以及第三方平台分别保存运行信息，但数据格式不统一、接口标准

缺失，导致跨平台共享困难，形成明显的信息壁垒。这种割裂状况不仅妨碍了行业整体运行效率的提升，也使政策制定者难以获得完整、可靠的数据支撑，进而影响补贴发放、电价机制改革、碳交易核算等关键工作。

更为重要的是，随着分布式光伏逐步从“边缘补充”走向“市场主体”，其数据应用场景迅速扩展——包括电力现货市场、辅助服务市场、绿色电力证书以及碳市场等多元化交易机制。对数据的完整性、真实性、可追溯性和合规性要求显著提高。然而，现有的数据管理体系难以满足这一趋势，在标准化建设、实时监测、数据安全与隐私保护等方面均存在短板。若不能及时建立统一、权威、透明的数据治理体系，不仅将制约分布式光伏高质量发展，也可能影响电力市场和碳市场的健康运行。

#### **2.4.5 商誉和资源配套等问题成为影响业务的关键因素**

商誉作为企业在长期经营中积累的声誉与信用，在分布式光伏业务中具有关键作用。我国民营企业平均寿命仅约3年，而光伏资产寿命普遍在20~25年，在此背景下，商誉成为影响企业能否长期存续与发展的核心因素。对于运营商持有模式而言，商誉是促成合作的基石。高商誉的运营商更易与业主达成长期协议，快速整合屋顶资源，实现规模化开发；相反，商誉不足的企业则可能因信任缺失陷入博弈，错失优质项目，甚至面临资金回收困难与经营风险。

在建造—转让模式下，商誉决定了投资公司与业主间对项目质量、转让价格及付款进度的信任程度。良好的商誉有助于业主获得优质资产并降低前期投入，同时保障投资公司利润和资金回笼，实现工商业光伏市场的良性循环。若商誉不足，双方则可能对项目进度与质量存疑，导致转让款延迟或合作破裂，从而加大投资公司成本回收压力。

在资源配套费方面，随着分布式光伏的发展的逐步深入，各级政府对此的管理也日趋加强和规范，伴随着整县推进等模式的推广，政府部门收取的资源配套费作为项目实施中的直接成本因素，对分布式光伏商业模式影响占比越来越高。资源配套费过高会增加企业成本，尤其对中小企业形成资金壁垒，延缓项目进程。



## 第三章

---

# 山东省分布式光伏参与电力市场情况分析

### 3.1 分布式光伏“入市”现状

山东省分布式光伏的电价政策经历了多次调整。早期，分布式光伏项目享受国家和省级的补贴政策，电价相对较高。例如，2013-2015年，纳入国家年度指导规模的分布式发电项目，所发全部电量在国家规定的每度0.42元补贴标准基础上，省级再给予每度0.05元的电价补贴，每度电总补贴达到0.47元。随着光伏产业的发展和成本的降低，补贴政策逐渐退坡。2021年新建工商业分布式项目实现平价上网，新建户用项目补贴0.03元/千瓦时，2022年户用光伏补贴也正式退出。在2024年底前，所有分布式光伏项目上网电价执行省内燃煤标杆电价，为0.3949元/千瓦时，除个别试点项目外，无其他额外补贴。

为加快推动新能源参与电力市场，2025年8月，山东省出台了《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》和《山东省新能源机制电价竞价实施细则》。两份文件指出，2025年6月1日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时0.3949元（含税），单个项目机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满20年较早者执行。2025年6月1日起投产的增量新能源项目，由省发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。组织竞价时，设置申报充足率下限和竞价上下限，引导新能源企业充分竞争，降低全社会用能成本；按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定。2025年竞价工作原则上于8月份组织，竞价申报充足率不低于125%。自2026年起竞价工作原则上于前一年10月份组织，并根据新能源发展状况，适当优化调整申报充足率。各地不得将配置储能作为新建项目核准、并网、上网等前置条件。

与此同时，文件强调源网荷储、绿电直连等新能源就近消纳项目的风电、光伏发电，以及2025年6月18日（含）以后投产的一般工商业光伏、2025年6月1日

（含）以后投产的大型工商业分布式光伏等项目，除自发自用电量以外的上网电量全部参与电力市场交易，不纳入机制电价执行范围。符合竞价条件的分布式光伏项目可自主参与竞价，也可委托竞价代理商代理参与。分布式光伏竞价代理商每次竞价所代理项目总容量应不高于10万千瓦（项目个数不作限制）。同一场次中，同一分布式项目只可选择一家代理商作为其竞价代理机构。

根据《关于2025年新能源机制电价竞价工作有关事项的通知（鲁发改价格〔2025〕578号）》，山东省2025年6月1日-12月31日投产的光伏的机制电量总规模为12.94亿千瓦时，单个项目的机制电量比例为80%，竞价上限为0.35元/千瓦时，下限是0.123元/千瓦时，执行期限为10年。2025年9月，山东省发改委公布了首轮新能源机制电价竞价结果：风电入选电量为59.67亿千瓦时，出清电价0.319元/千瓦时；光伏入选电量为12.48亿千瓦时，出清电价0.225元/千瓦时。其中，风电共有25个项目入选，装机容量359.11万千瓦；光伏共有1175个项目入选，装机容量126.55万千瓦。

“136号文”政策执行后，光伏电站的收入构成发生了转变——从保障性收购上网电量收益转变为机制内电量收益+机制外市场化交易收益+机制外电量环境权益收益。即在机制执行期限内，分布式光伏电站收益分为机制电量 $\times$ （市场交易价格+机制电价-市场同类项目加权平均价格）+市场电量 $\times$ 市场交易价格+机制外电量 $\times$ 绿证收益。

山东省能源局还于2025年6月下发了《山东省分布式光伏发电开发建设管理实施细则》，提出一般工商业、大型工商业分布式光伏原则上选择全部自发自用模式，也可采用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低于50%，上网电量全部参与电力现货市场。对于年自发自用电量低于50%的项目，次年该项目在参与电网调峰时增加调峰力度。

随着《分布式光伏管理办法》和“136号文”的相继出台，山东省未来的分布式光伏发展将更加注重“以负荷为核心”的原则。预计主要发展模式将集中于业主自持、建造-转让、源网荷储一体化等类型；而运营商持有和全额上网等依赖电价补贴或单一电量交易的模式，预计将出现大幅下降。这一趋势既体现了政策对分布式光伏自发自用、就地消纳的引导，也反映了市场环境正逐步从“规模扩张”转向“负荷驱动、价值优先”的阶段。

## 3.2 分布式光伏“入市”面临的挑战

一是参与市场的政策驱动力不足。目前山东省现货市场结算电价普遍低于当地燃煤基准电价，分布式光伏发电收益显著受限。造成这一现象的原因之一，是约80%的煤电通过中长期合约锁定电量和电价，仅有约20%的煤电需在现货市

场中直接与风电、光伏等可再生能源竞争。在这种“中长期合约+现货市场”并行但脱节的“双轨制”安排下，大量煤电通过中长期合约规避价格波动风险，获得较稳定收益；而新能源则完全受制于市场波动的不确定性，其价格优势难以兑现，收益预期不断弱化。

更重要的是，这种“双轨制”的机制削弱了市场价格信号的有效性与资源配置效率，使煤电与新能源在现货市场中陷入零和博弈，形成相互挤压、恶性竞争的局面。在新能源装机比例不断上升的背景下，现货市场出清价格呈现持续下行趋势，新能源收益进一步压缩，政策激励效力被削弱。2024年，山东省光伏发电年均出清价仅为0.169元/千瓦时，远低于煤电的标杆电价。在2025年第一季度，山东省现货市场均价仅为0.244元/千瓦时，在2月受春节放假等因素影响，现货均价更是低至0.057元/千瓦时。在光伏中午大发时间段，更是有长达6-7个小时的负电价情况。在这种情况下，项目业主普遍希望维持保障性收购机制，以获得稳定、可预期的收益回报，对参与电力市场的积极性不足。

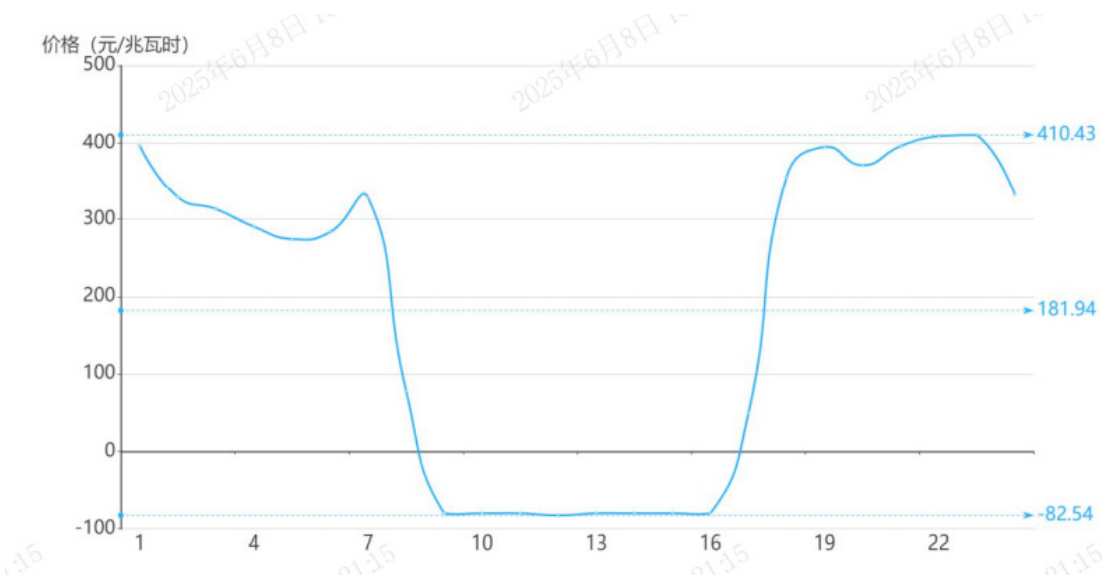


图3-1 2025年3月17日山东省实时市场出清价格

资料来源：山东省电力交易中心

二是参与市场的机制设计难度大。目前我国电力市场交易机制主要面向集中式电源构建，其设计基础是大规模、稳定出力的电站资源，对“规模小、分布散、接入电压等级低”的分布式光伏项目缺乏针对性和适配性。不同类型的分布式光伏项目在装机规模、用户主体（如自然人、工业园区、商业综合体等）、技术水平和运行特性上存在显著差异，导致其“可观、可测、可调、可控”的能力

参差不齐。在当前以电量为主的市场交易体系中，缺乏一套系统化、分层次的机制来识别、分类和管理这类多样化的电源形态。

一方面，交易机制在技术层面存在多重挑战。例如，分布式光伏多接入中低压配电网，负荷与发电高度耦合，缺乏独立的计量、调度和通信基础设施，难以实现统一、标准化的电量报送与响应能力评估。此外，现有市场机制未能充分评估和控制分布式电源对电网的逆向潮流、功率波动等影响。

另一方面，现有市场参与机制尚未对不同类型的分布式光伏主体做出差异化设计。例如，工业企业投资的分布式光伏需具备一定的负荷调节能力和市场化交易潜力；而户用光伏系统则大多规模极小、缺乏市场参与能力和动力。如果统一适用标准化的入市门槛和交易流程，容易造成小型项目被边缘化，大型项目缺乏激励，形成“谁也进不去、也不想进”的局面。

“136号文”的竞价规则也存在对分布式光伏的不适配性。竞价规则主要针对有较长的开发准备周期，具备明确的建设计划和发电预测能力的集中式新能源项目。分布式光伏项目往往是临时决策、灵活开发的，没有明确的招标筹备期，开发者无法提前半年甚至更早完成报量和报价。此外，现行政策未对集中式与分布式项目、兆瓦级与千瓦级项目加以区分，而是统一要求报送完整材料参与竞价。以一个总装机容量为50兆瓦的工商业分布式光伏项目为例，可能布置在约2500个屋顶上，政策要求每一个屋顶都需单独上传完整资料，工作量大，给开发商和EPC企业带来了沉重负担。

三是虚拟电厂、源网荷储一体化等新模式面临市场机制与体制政策的多重障碍。一方面，虚拟电厂目前尚缺乏来自电力市场价格和辅助服务市场的有效激励信号，导致整体经济性偏弱。当前投产的虚拟电厂项目大多以试点示范为主，商业模式尚不清晰，盈利路径不明确，缺乏可复制、可推广的可持续发展模式。另一方面，源网荷储一体化项目建设同样面临较多政策限制。例如，山东省要求该类项目的电源、电网、负荷和储能系统必须由同一投资主体控股。这一规定抬高了项目投资门槛，也限制了多方协作、专业分工的空间。在新能源项目和用能负荷项目投资体量大、技术要求高的背景下，要求单一主体完成全链条投资和运营，难以调动不同专业企业的积极性与资源禀赋。尤其是在负荷侧，具备良好消纳能力和灵活响应潜力的多为冶金、化工等传统高耗能行业。这些企业通常缺乏建设和运营电源、储能设施的能力及动力，难以单独完成源网荷储一体化项目的开发。

此外，源网荷储一体化项目还涉及与现有电网调度与利益格局的重构问题。一些项目在局部形成微电网，在提升本地能源自足能力和运行韧性的同时，也可能对现行电网调度机制、输配电成本回收体系乃至传统电网企业的收益结构构成

冲击。因此，电网企业对相关项目持谨慎甚至保守态度，进一步加剧了项目实施过程中的制度摩擦和博弈成本。

四是电力市场的不确定性对企业投资造成冲击。《分布式光伏发电开发建设管理办法》及“136号文”的出台，在积极推动分布式光伏规范化发展的同时，也对原有的开发模式和商业路径进行了较大调整。例如，对于集中与分布式的划分标准、电量机制安排、项目备案要求、并网管理流程等均提出了新的规范。这些变化使得企业在投资前期难以准确预判项目是否能顺利获批和实施，增加了项目开发的不确定性和交易成本。

在分布式光伏全面参与电力市场背景下，项目的收益稳定性受到诸多不确定因素的影响，收益测算难度大。首先，市场化交易电价呈现区域性、时段性、主体差异性特征。不同地区受供需关系、电网结构、电源侧结构、电价机制等影响，节点电价存在显著差异，导致同类型光伏电站在不同区域的上网电价和交易收入差距较大，收益波动明显。

此外，分布式光伏项目大多规模较小，缺乏专业化交易能力，进入市场需面对交易规则复杂、电量预测难、结算方式多变等挑战。一些自然人或小型工商户投资者更难以独立应对市场波动，容易造成报价失误或因响应不及时而导致收益损失。例如，多数工商业用户以自发自用、余电上网为主要商业模式，自用比例和发电量受到实际用电负荷、季节因素等影响，极难提前精确预测。目前“136号文”要求项目申报明确上网电量并进行报价，与实际运营中的不确定性产生严重冲突。



## 第四章

---

# 山东省分布式光伏“入市”经济性分析

## 4.1 “136号文”对分布式光伏上网电价收益的影响

“136号文”的出台主要通过机制电量比例和机制电价水平对光伏上网电价产生影响。

以增量项目为例，机制电量的比例为80%，竞价上限和下限分别为0.35元/千瓦时和0.123元/千瓦时。假设项目市场交易部分的电价为0.169元/千瓦时（参考2024年山东省光伏发电年均出清价格），若按竞价上限进行计算，项目上网电价的收益为0.3138元/千瓦时；若按竞价下限进行计算，项目上网电价收益为0.1322元/千瓦时。增量项目的上网电价收益区间为0.1322-0.3138元/千瓦时，较此前收益的0.3949元/千瓦时分别下降20.5%~66.5%。

由此可见，“136号文”将大幅降低分布式光伏的上网电价收益。目前山东省仍未明确存量项目的机制电价比例，若和增量项目一样设定为80%，则会对目前已经投产的项目的经济性产生较大影响。

## 4.2 分布式光伏经济性影响的敏感性分析

本报告选取山东省典型工商业分布式光伏项目，开展“入市”对其经济性影响的敏感性分析。分析将重点考察自发自用比例变动、光伏上网电价水平以及投资建设成本等因素对项目净现值（NPV）和内部收益率（IRR）等关键经济指标的影响，研究对象主要为光伏项目持有者。

工商业分布式光伏项目以目前主流的运营商持有模式展开计算，基本参数设置如下表：

装机大小	5兆瓦	长期贷款利率	7.5%
投资年限	20年	贷款期限	5年
利用小时数	1,200小时	自本金比例	30%
建设成本	2.5元/瓦	所得税率	25%
运维费用	0.05元/瓦	增值税率	13%
屋顶租金	5元/平方米	系统损耗率	20%
工商业峰谷加权平均电价	1元/千瓦时	折扣电价比例	70%
折现率	7%	自发自用比例	80%
光伏平均上网电价	0.3元/千瓦时		

计算结果显示，当光伏平均上网电价为0.3元/千瓦时、建设成本为2.5元/瓦、自发自用比例为80%时，该分布式光伏项目的净现值（NPV）为6,513,476元，内部收益率（IRR）为14.88%。随着上网电价的逐步下降，项目的净现值和内部收益率均呈下降趋势。但由于其自发自用比例较高，即便上网电价下降至0.1元/千瓦时，项目仍能保持较好的经济性。

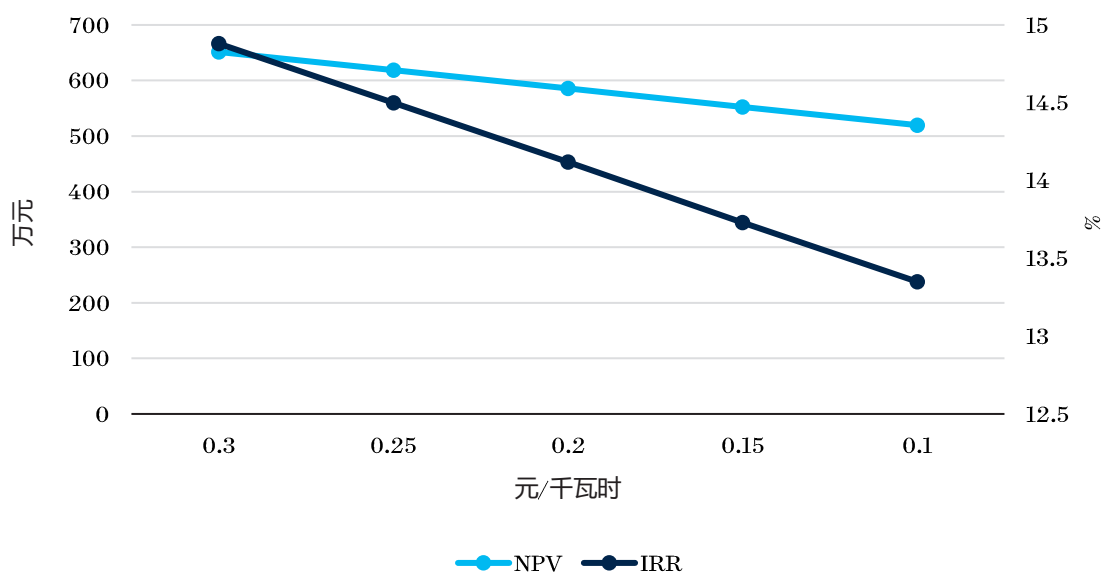


图4-1 当调整光伏平均上网电价时项目经济性变化情况

随着自发自用比例的变化，项目的净现值和内部收益率亦会发生显著波动。当光伏平均上网电价为0.3元/千瓦时、建设成本为2.5元/瓦，而自发自用比例下降至30%时，项目即已失去经济性。由此可见，在全面入市背景下，全额上网或仅具备较低自发自用比例的分布式光伏项目已难以维持经济可行性。

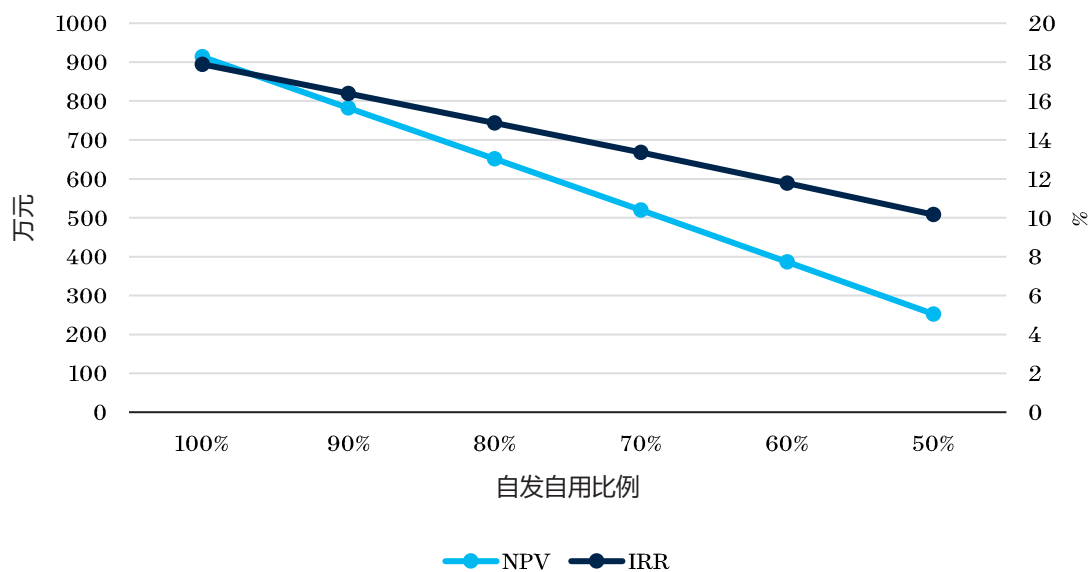


图4-2 当调整自发自用比例时项目经济性变化情况

建设成本的变化也会造成项目净现值和内部收益率的显著波动。当光伏平均上网电价为0.3元/千瓦时、自发自用比例为80%时，若建设成本上升至4.5元/瓦，项目即已失去经济性。由此可见，相较于存量项目，建设成本更低的新建项目具备更强的抗风险能力。

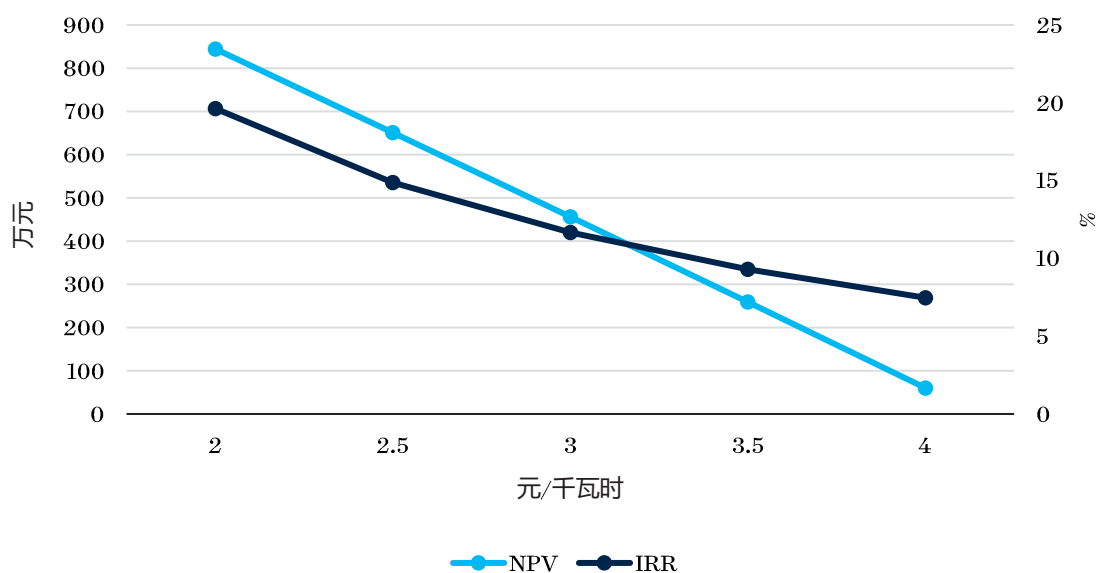


图4-3 当调整建设成本时项目经济性变化情况

由上述测算结果可见，平均上网电价、自发自用比例以及建设成本的变化，对分布式光伏项目整体经济性均产生显著影响。尤其是在分布式光伏逐步纳入电力市场、上网电价日益市场化的背景下，自发自用比例对项目收益的作用更加凸显。对于能够实现较高自发自用水平的企业而言，即使上网电价有所下降，项目仍具备较强的经济可行性。同时，随着建设成本的持续下降，单位造价更低的新建项目相较于既有项目展现出更突出的经济性优势。

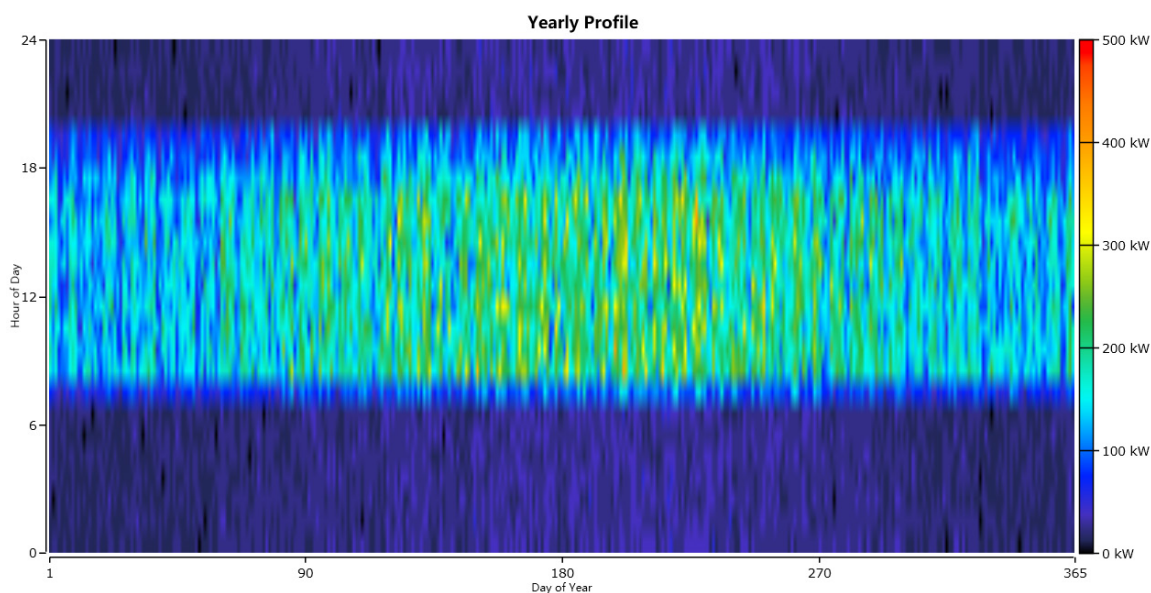
目前，全额上网仍是多数分布式光伏项目的主流模式。但随着上网电价的持续下调，若继续沿用这一传统模式，其经济性将面临严峻冲击，依赖全额上网的项目很可能失去投资吸引力。因此，未来分布式光伏的发展亟需加快向“自发自用为主、余电上网为辅”的模式转型，以顺应电力市场化趋势并保持稳定的收益水平。

## 4.3 新政下增量分布式光伏的投资经济性分析

在“136号文”政策出台后，预计以运营商持有为主的商业模式在市场中的占比将逐步下降，而由终端业主自主投资的模式将逐渐成为主流。本节将聚焦于业主自投模式，选择商业用电和工业用电两种模式，对其经济性进行深入分析。模拟分析将结合山东省2025年分时电价政策、山东省光伏出力曲线及业主用电负荷特征，基于8,760小时的逐时数据开展精细化建模，探索在不同负荷特征下实现业主收益最大化的最优投资方案。

### 4.3.1 商业用电

业主用电情况：业主为普通商业用户，日均用电负荷为2,426.45千瓦时，最大小时负荷为422.09千瓦，平均小时负荷为101.1千瓦。整体来看，业主白天用电规模明显大于夜间，夏季用电规模亦高于冬季。其小时级用电特征如下：



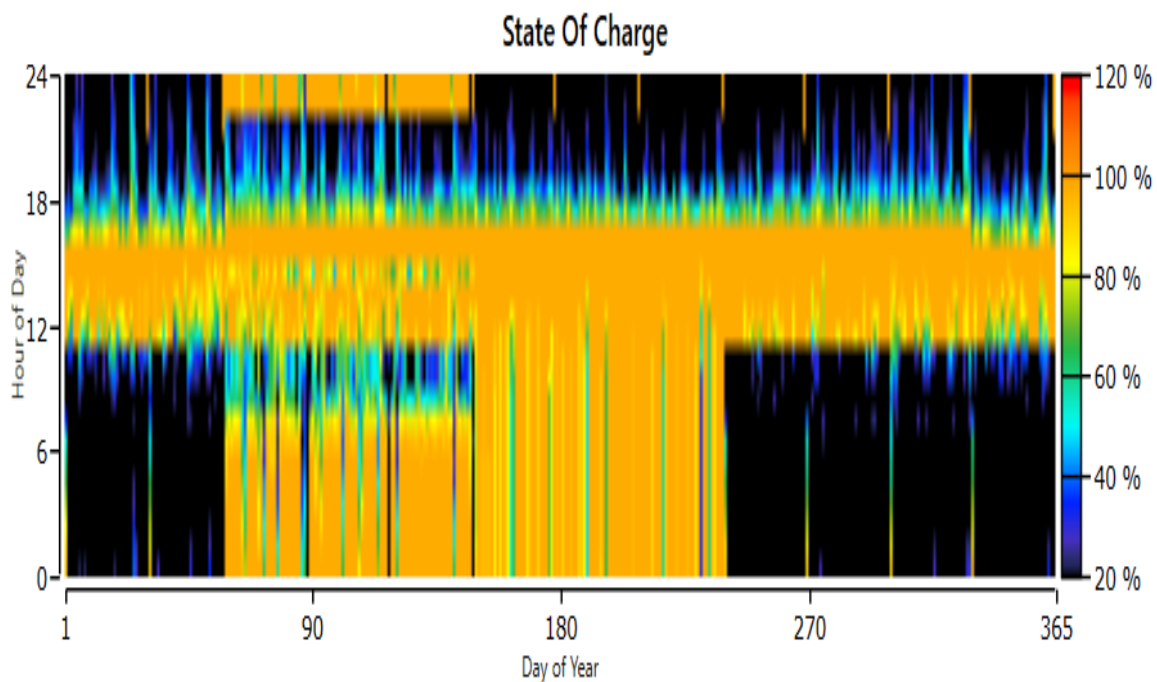
下网电价采用2025年1月国网山东公司公布的分时电价政策；光伏上网电价则参考2024年山东省光伏发电年均出清价格及2025年全省首次竞价结果所形成的机制电价，设定为0.20元/千瓦时。光伏投资成本、运维成本、折现率和系统损耗率等参数与前一小节保持一致。在业主自投模式下，不考虑银行贷款及税费因素。优化模型中同时纳入储能配置情景，储能投资成本取1.2元/瓦时，寿命设定为循环次数10,000次。

经优化分析结果表明，在配置297千瓦分布式光伏与475千瓦时电化学储能的条件下，业主可实现效益最大化。此时，项目净现值为246,244元，内部收益率为9.4%，静态投资回收期约为10.1年，动态投资回收期约为14.23年。分布式光伏自发自用率高达99.5%，基本实现全额自我消纳，光伏发电量占业主总用电量的47.1%。

在不配置储能的情况下，业主在加装387千瓦分布式光伏时可实现效益最大化。此时，项目净现值为43,426元，内部收益率为7.5%，静态投资回收期约为10.67年，动态投资回收期约为19.4年。分布式光伏自发自用率约为90%，光伏发电量占业主总用电量的比例达到56.1%。

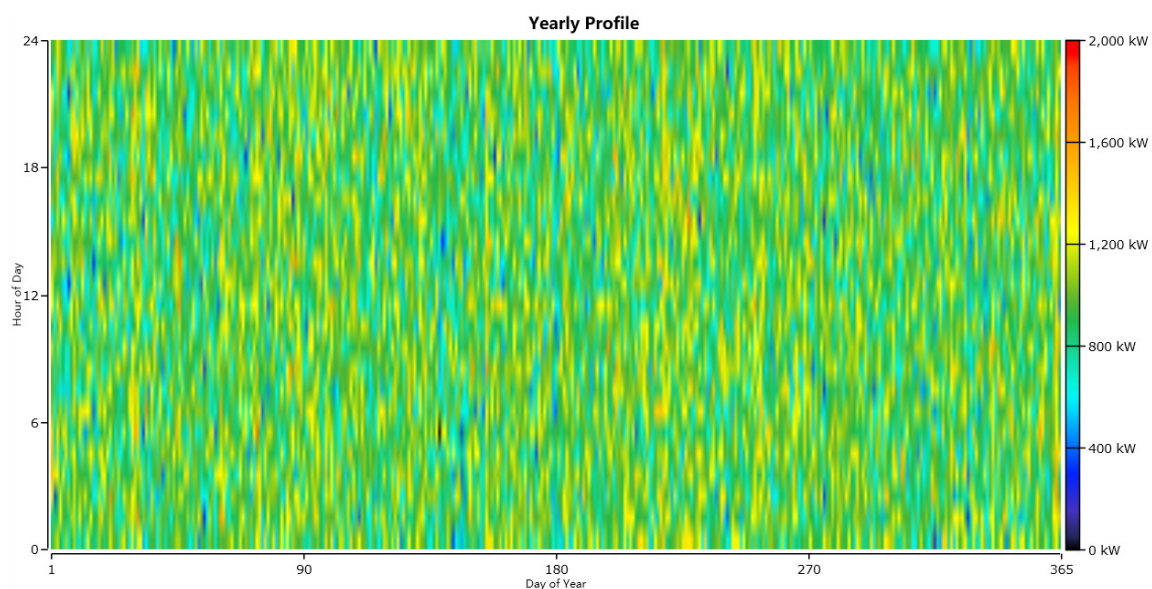
下图展示了业主在效益最大化情景下储能系统的运行情况：





#### 4.3.2 工业用电

业主用电情况：业主为普通工业用户，日均用电负荷约为24,000千瓦时，最大小时负荷为1,833.2千瓦，平均小时负荷为1,000千瓦。整体来看，业主在不同时间段及不同季节的用电负荷基本保持稳定，未呈现显著差异特征。其小时级用电情况如下：



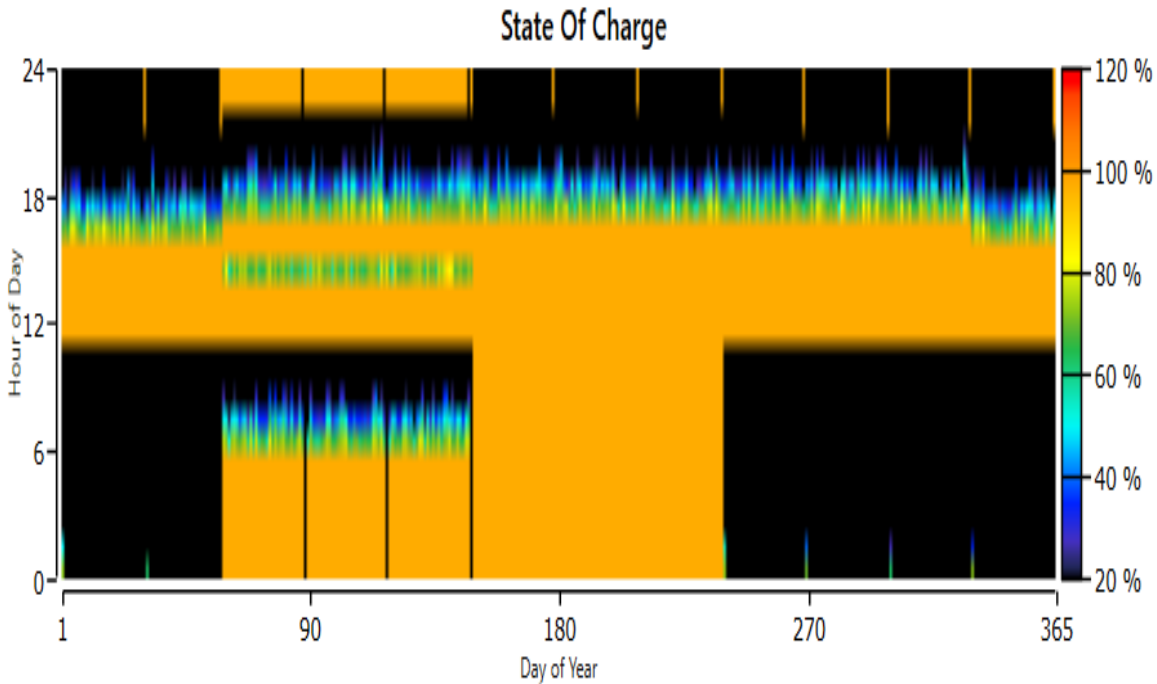
下网电价、光伏上网电价等参数设置与工业用电分析保持一致。

经优化分析结果显示，业主在配置3,672千瓦时电化学储能的情况下可实现效益最大化，项目净现值为437,704元，内部收益率为8.5%，静态投资回收期约为5.08年，动态投资回收期约为12.77年。

在配置20.3千瓦分布式光伏和3,008千瓦时电化学储能的情况下，业主亦可获得较高效益，项目净现值为396,269元，内部收益率为8.8%，静态投资回收期约为5.06年，动态投资回收期约为12.59年。此时，分布式光伏自发自用率达到100%，基本实现全额自我消纳，但光伏发电量占总自用电量的比例仅为0.34%。

若不配置储能，仅安装分布式光伏的情况下，项目经济性不足，难以实现投资回报。

下图展示了业主在效益最大化情景下储能系统的运行情况：



由上述分析可见，尽管“136号文”实施后光伏上网电价有所下调，但由于山东省工商业电价水平较高且分时电价机制较为完善，业主仍可根据自身用电负荷情况投资分布式光伏或储能项目，实现较好的经济性。项目主要收益来源于显著降低的用电成本及峰谷电价套利。然而，项目的经济性在很大程度上受业主用电负荷特征、分时电价政策等多重因素影响，传统忽视负荷特征与电价差异的投资模型已难以有效适用。

# 第五章

## 国外分布式光伏发展和消纳的经验

### 5.1 美国

由于美国各个州的政策支持和激励措施、太阳能资源分布、终端电价水平等因素的不同，美国光伏的发展呈现出地区不均衡现象。加利福尼亚州是全美唯一一个分布式光伏装机超过千万千瓦的州，总装机约占美国总分布式光伏装机比重的34%。

本节将以加州为例，分析其分布式光伏发展和消纳的相关经验。

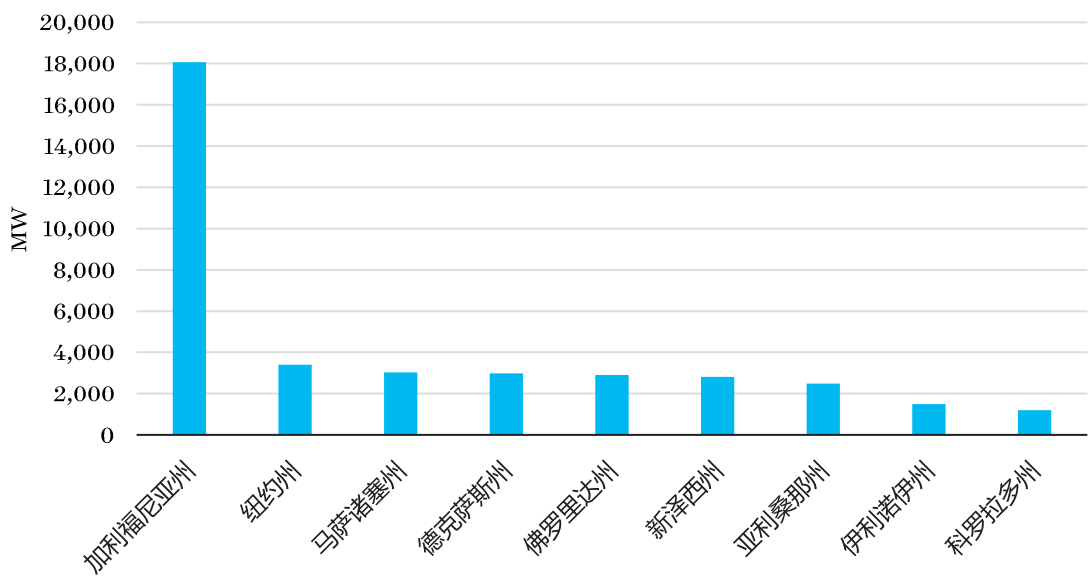


图5-1 2024年美国分布式光伏装机排名前10的州

资料来源：Institute for Local Self-Reliance

加州作为美国分布式光伏发展最快的地区，其净计量政策（Net Energy Metering, NEM）的实施发挥了关键作用。但随着分布式光伏装机规模的逐渐扩大、用户结构的变化，以及电网成本和公平性等问题的凸显，加州对净计量政策进行了多轮改革，形成了NEM1.0、2.0和3.0三个阶段，以更好地适应分布式光伏的发展形势。

加州于1996年正式推出NEM1.0，即允许安装分布式光伏的用户在系统发电量超过自身需求时，可将剩余电力送回电网，并以零售电价获得电费抵扣。此外，用户每月的净用电量可累计，年末进行结算。若全年发电多于用电，用户将以批发电价结算的方式获得一定的回购补偿。同时，用户需要缴纳“不可规避费用”（Non-Bypassable Charges, NBCs）。NBCs一般在2~3美分/千瓦时之间，主要支持加州电力系统中一系列公共政策项目，比如对低收入用户的补贴、能源效率项目、可再生能源激励机制，以及核电设施退役等。这些费用反映了用户作为电网整体一部分应承担的社会责任，不能被自发电量抵消。NEM1.0还规定用户分布式光伏装机容量不得超过用户年用电需求（即电力公司通常参考用户过去12个月的用电记录，来核定该用户系统的最大允许容量），且最大不能超过1兆瓦。

NEM 1.0大幅提升了居民和商业用户投资光伏系统的经济性，为加州分布式光伏市场的快速起飞提供了政策保障。在NEM 1.0实施的20年间，加州光伏系统装机容量迅速增长，成为美国分布式光伏发展最快的州。然而，随着安装用户不断增加，这一政策也暴露出越来越多的问题。最主要的争议在于电价“交叉补贴”，即安装光伏系统的用户通过自发自用减少了输电费用的支付，而这些成本被转嫁到了未安装光伏的普通用户头上。此外，NEM 1.0按零售电价补贴上网电量，并未反映电力系统的真实边际成本，也没有考虑用户用电的时间差异（如白天光伏过剩、傍晚用电紧张）。为了解决这些问题，加州于2016年制定并推动实施了NEM 2.0政策。

NEM 2.0在保留了基础净计量机制的同时，对费用结构和电价机制做出一系列调整。一是所有新接入系统必须采用分时电价机制，用户在不同时间段卖电和用电的价格不同，鼓励用户在系统负荷较低时使用电力，从而改善电网调节能力。二是NEM 2.0引入了并网费（Interconnection Fee），为94至145美元不等，以反映电网建设和备用成本。三是改变了“不可规避费用”（Non-Bypassable Charges, NBCs）的结算方式。NEM1.0根据净电力（进口-出口）采用年度结算，而NEM2.0仍采用年度结算，但结算尺度更为细致。这种精细化调整使费用计算更及时准确，反映用户实时用电成本，避免年度累计计算可能带来的偏差，激励用户在每个计量间隔内合理管控能源使用，促进能源精细化管理。此外，NEM2.0还取消了1兆瓦的装机上限，这一调整为大型用户提供了更大的灵活性，支持更大规模的可再生能源系统接入。

随着分布式光伏的逐渐增大，加州净负荷曲线从“鸭子曲线”逐渐过渡到“峡谷曲线”，对电力系统的灵活调节能力构成了较大挑战。此外，随着光伏发电成本的不断下降，分布式光伏用户享受着高于实际成本的经济回报，加剧了电价转嫁和系统成本分担不均的问题。在此背景下NEM 3.0于2022年12月通过，并于2023年4月正式实施，旨在更加合理地反映分布式发电对电力系统的真实价值。

NEM 3.0最核心的变化在于彻底改变了分布式光伏余量上网的电价计算方式。相较于NEM 2.0按照零售电价进行补贴，NEM 3.0采用了“避免成本（Avoided Cost）”定价模式，即按照分布式光伏电力对系统带来的实际价值给予回报。“避免成本”的计算根据电力公司在其他地方购买清洁能源所节省的成本，量化一天中不同时间输出到电网的电力价值。这一电价较零售电价降低约20%~40%，这使得分布式光伏用户“卖电赚钱”的空间大幅缩小，更有动力选择自发自用。

此外，NEM 3.0政策大力鼓励储能系统的安装与使用。对于安装光伏+储能系统的用户，将电力储存后在电网需求高峰期（如傍晚）送电，可获得更高的补偿电价。同时，政策对并网费和净计量结算方式进行了调整：并网费改为根据所有电力进口结算，而非此前的净电力结算；净计量改为每月结算，而非原先的年度结算。此外，NEM 3.0还提高了用户分布式光伏的最大装机规模限制，可达到用户用电需求的1.5倍。

加州通过NEM政策的不断调整和优化，不仅促进了分布式光伏的快速增长，而且逐步建立起更加公平、市场化方向演进的电价机制，有效支撑了加州能源结构向清洁、分布式方向转型的战略目标。

表5-1 加州NEM1.0、2.0和3.0的主要区别			
	NEM1.0	NEM2.0	NEM3.0
符合条件的电价收取方式	任意	分时电价	分时电价
月净电价抵扣方式	零售电价	零售电价	“避免成本”
年净电力结算方式	批发电价	批发电价	批发电价
“不可规避费用”	年度净电力消费（下网-上网）	计量间隔内的净电力消费（居民用户为1小时，非居民用户为15分钟）	下网电量
并网费	无	94-145美元	94-145美元
计费和结算周期	年度计费，年度结算	年度计费，年度结算	月度计费；年度结算



	NEM1.0	NEM2.0	NEM3.0
安装规模限制	用户年度用电负荷，有少量例外；上限为1兆瓦	用户年度用电负荷，有少量例外	用户年度用电负荷，若客户证明有需求，可额外增加至多50%

资料来源：California Public Utilities Commission

## 5.2 德国

截止2024年底，德国光伏总装机约8,200万千瓦，年发电量约710亿千瓦时，约占总发电量比重的15%。分布式光伏装机占据主导地位，约占全部光伏装机比重的三分之二。近年来德国不断优化光伏上网电价机制，并强化对分布式光伏的管理体系，以更好的促进能源转型的同时，减少对电力系统的冲击。

早期，德国通过固定上网电价补贴激励可再生能源的发展，但随着可再生能源成本的不断下降和补贴规模不断上升带来的财政压力，德国逐步引入退坡机制，根据装机增长速度定期下调新建项目的上网电价。自2017年起，德国全面采用招标竞价方式，通过市场竞争确定上网电价。

2017年后，所有装机容量750千瓦以上的光伏和风电项目都必须参与招标和市场化交易。这些项目通过市场直接售电，获得市场电价。如果市场电价低于中标价格，政府会通过“市场溢价”的形式补贴差额；如果市场电价高于中标价格，项目则直接获得更高的收入，且不需返还超额收益。德国要求可再生能源项目直接参与电力市场，促使其根据市场价格信号灵活发电，有效提升了可再生能源的消纳能力和市场适应性。此外，招标机制和“市场溢价”的补贴形式引导可再生能源布局更加合理，避免了区域性过度集中接入导致的电网拥堵问题，增强了电力系统的稳定性和供应保障能力。

由于德国终端电价较高，用户有强烈的意愿安装分布式光伏项目实现自发自用，以减少从大电网购买昂贵电力。目前，屋顶光伏新增装机已达到德国光伏总新增装机的70%。为了促进电力清洁转型，同时弥补煤电机组逐步退出带来的电量缺口，德国近年来积极鼓励更多的分布式光伏项目接入电网，而不是仅仅局限于自发自用。

根据德国《可再生能源法案2021》（Erneuerbare-Energien-Gesetz2021, EEG2021）的规定，容量在300千瓦到750千瓦之间的光伏项目，如采用自发自用，最多只有一半发电量可享受上网电价补贴。《可再生能源法案2023》（EEG2023）进一步提高了可再生能源上网电价补贴，旨在鼓励采用自发自用模式的分布式光伏项目将更多电量上网，同时对全额上网项目提供额外补贴。

表5-2 EEG2023下750千瓦及以下光伏项目的上网电价补贴				
项目容量 (kW)	基准 上网电价 (€ <sup>2</sup> /kWh)	基础 上网电价 较EEG2021增加 (€ <sup>2</sup> /kWh)	全额上网补贴 (€ <sup>2</sup> /kWh)	总计上网电价 (€ <sup>2</sup> /kWh)
(0,10]	8.6	1.67	4.8	13.4
(10,40]	7.5	0.65	3.8	11.3
(40,100]	6.2	0.84	5.1	11.3
(100,300]	6.2	0.84	3.2	9.4
(300,750]	6.2	0.84		6.2

随着德国可再生能源发电占比的不断提高，批发市场出现负电价的次数也逐渐增多。全年负电价的总小时数从2015年的125小时增加到2024年的450小时。为了应对这一变化，德国在EEG2021中将负电价时段不再获得补贴收益的时间要求从连续出现6小时后缩短至连续出现4小时后。2025年的《太阳能峰值法案》进一步减少了负电价时段的光伏并网补贴，并加强了对100千瓦及以下光伏项目的智能监控和管理能力。

根据法案要求，在电力市场出现负电价时，新建的光伏电站（大于2千瓦）将不再获得上网电价补贴。尽管负电价时段的补贴被取消，但为弥补运营商在这些时段的收入损失，补贴期限将相应延长。具体延长期限将根据负电价时段的累计时长确定。存量光伏系统的运营商可以自愿选择遵守新规。如果选择在负电价时段放弃并网补贴，将可额外获得0.6欧分/千瓦时的补偿。

此外，装机容量7千瓦以上的光伏项目被强制要求安装智能电表与控制装置，对于未安装智能电表与控制装置的100千瓦及以下的新光伏项目，其并网功率需限制在额定功率的60%。2千瓦及以内的插电式系统（同时逆变器额定功率不超过800伏安）和配置储能的光伏项目不受上网功率限制的影响。

德国此举旨在激励光伏发电商更加注重市场信号，减少光伏项目过度发电对电网的冲击。安装智能电表和控制装置，一方面便于光伏运营商实时监测和记录光伏系统的发电量、自用情况以及与电网的互动，从而实现更加精确地管理电力的生产和消费；另一方面则增强电网运营商对光伏系统的控制能力，以更好地调节电力供需平衡，应对电力系统中的波动。

### 5.3 澳大利亚

澳大利亚拥有得天独厚的太阳能资源，是全球最适合发展光伏发电的国家之一。近年来，光伏装机容量持续快速增长，已成为该国电力结构中增长最快的能源类型。截至2024年底，澳大利亚光伏总装机容量约为3,800万千瓦，年发电量约达500亿千瓦时，占全国总发电量的17.8%。其中，分布式光伏发展尤为突出，装机总量约占全国光伏装机容量的三分之二。分布式光伏之所以在澳大利亚占据主导地位，主要得益于国家及各州层面的政策扶持与财政激励，包括上网电价政策、低息贷款、安装补贴等多种支持手段。此外，居民和工商业用户电价相对较高，激发了用户通过自发自用降低用电成本的积极性。在各州中，南澳大利亚州光伏渗透率全国领先，光伏发电量占全社会用电量的约30%，其中分布式光伏贡献率高达23%。本节将以南澳大利亚州为例，介绍其分布式光伏的发展经验。

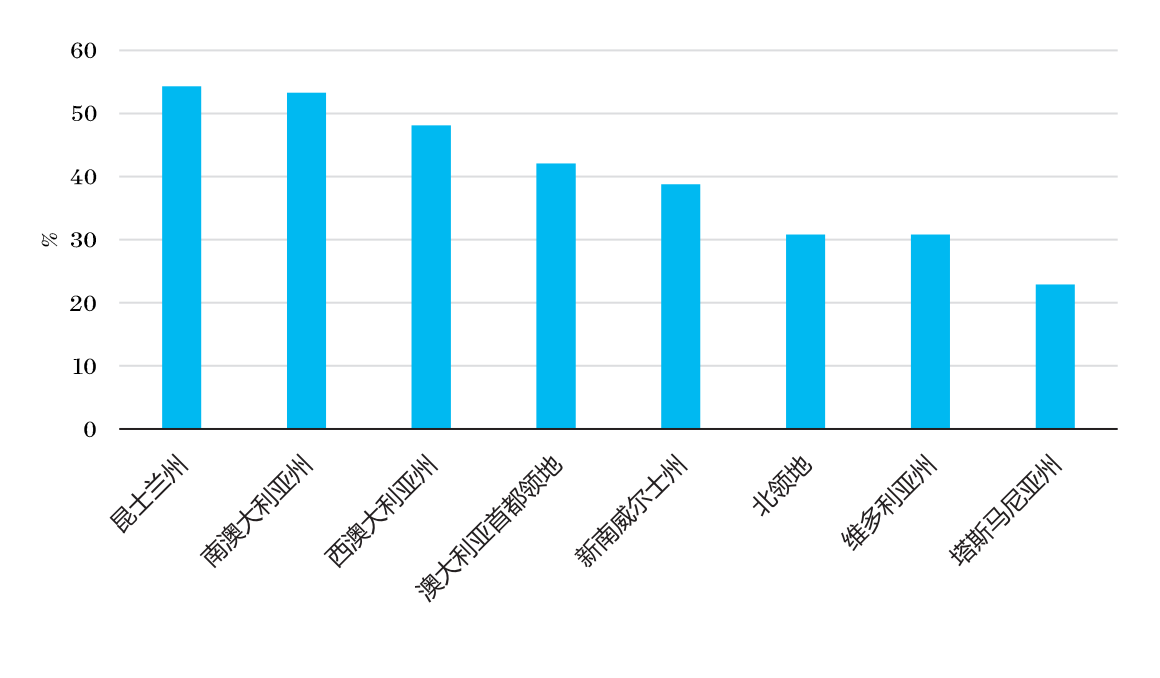


图5-2 澳大利亚各州拥有光伏系统的住宅比例（截至2025年6月底）

资料来源：Australian PV Institute

随着分布式光伏渗透率的不断提升，为了应对电力系统在安全性、稳定性和经济性方面面临多重挑战，南澳大利亚州正不断优化光伏上网电价政策，并积极推动虚拟电厂与储能系统的发展。

为促进分布式光伏的早期部署，南澳州政府于2008年推出了“分销商上网电价”（Distributor Feed-in Tariff, D-FiT）计划。在2008年7月1日至2011年9月

30日期间安装的分布式光伏系统，享有每千瓦时44澳分的固定补贴，该补贴将持续至2028年6月30日，前提是系统未进行升级或扩容。如果是在2010年9月1日至2011年9月30日期间安装的系统，则每日获得的上网电价补贴最高上网电量为45千瓦时。这一高额补贴政策显著推动了光伏系统的快速普及。

随着光伏装机容量的增加，南澳州政府于2011年10月1日至2013年9月30日期间，将新安装系统的D-FiT补贴降至每千瓦时16澳分，该补贴于2016年9月30日结束。自2013年10月1日起，新安装的光伏系统不再享有政府固定补贴，而是依赖电力零售商提供的“零售商上网电价”（Retailer Feed-in Tariff, R-FiT）。R-FiT的具体金额由各零售商根据市场情况设定，通常在每千瓦时5至10澳分之间，用户需与零售商协商确认具体费率。

此外，随着南澳大利亚州分布式光伏装机快速增长，在光照强烈、用电需求较低的中午时段，电网出现了“大量反送电”的问题，导致局部电压升高、电力系统调度困难，甚至引发系统稳定性风险。为了避免一刀切限制用户的发电输出，南澳大利亚州政府设计了一种更加灵活和智能的方案——动态光伏上网机制（Dynamic Exports）。

动态光伏上网机制允许配电网络运营商根据实时电网运行状况（如电压、电流、负荷），自动调整用户的光伏上网功率限值。具体来说在电网负荷低、光伏出力高的时段，上网功率限制会降低；而在电网可承受较多注入电力时，用户可将更多电力反馈至电网。这一机制通过与智能逆变器、远程通信接口和实时控制系统配合运行，使分布式光伏更具“系统友好性”。

南澳大利亚州要求在2023年7月之后的新建或改造的分布式光伏项目在动态出口或者固定出口中二选一。动态出口允许根据电网实时容量自动调整上网功率，最高可达10千瓦（是原先5千瓦上限的两倍，而固定出口仅允许最高1.5千瓦的固定上网电量）。

在南澳大利亚州，虚拟电厂（VPP）的发展是促进分布式光伏有效消纳的关键手段之一。VPP通过将成千上万个安装了光伏和储能系统的家庭设备虚拟整合为一个统一的能源资源池，具备集中调度和参与市场交易的能力。南澳大利亚最具代表性的项目是由州政府与特斯拉及零售Energy Local合作实施的“南澳虚拟电厂”（South Australia's Virtual Power Plant, SA VPP）。该项目计划分阶段安装多达5万套配备太阳能和特斯拉Powerwall电池的系统，覆盖社会住房与私人住宅，使其具备参与国家电力市场（NEM）进行能量套利、负荷调节、频率响应等功能的能力。通过智能云平台统一调度，SA VPP已在多个关键时段向电网提供了备用容量与应急响应服务，有效缓解了因分布式光伏高渗透带来的电网波动问题，同时也为居民带来了可观的电费节省与备用电力保障。

SA VPP自2018年启动以来，已为超过6500户家庭安装了太阳能和储能系统，提供了更实惠、可靠和安全的电力。加入南澳虚拟电厂（SA VPP）为居民带来多重好处，一是参与家庭享受州内最低的电价，比政府设定的标准电价低25%，年均电费可节省高达551澳元（基于4000 kWh年用电量估算）。此外，该电价也低于州政府提供的低收入补贴电价。二是用户可免费获得并安装一台特斯拉Powerwall家用储能电池，由Tesla负责维护，无需用户承担前期投资。三是Powerwall在断电时可为家庭供电，增强家庭能源自给能力和用电安全性。四是享受价格透明与保证机制。如果南澳州有一级能源零售商发布更低价格，Tesla与Energy Locals承诺会在60天内将其电价调整到相同水平，确保始终为客户提供最具竞争力的价格。

## 5.4 总结

随着分布式光伏在全球的快速发展，其对传统电力系统的挑战逐渐显现。在分布式光伏的渗透率已达较高水平的美国加州和澳大利亚南澳大利亚州等地区，为应对由此带来的电网运行压力和成本分摊不公平等问题，这些地区开始对原有激励机制进行调整，重点体现在以下几个方面：

首先，通过降低上网电价补偿，引导用户提高自发自用比例。以加州为例，2023年实施的NEM 3.0实行基于分时电价的动态补偿机制，尤其是在中午光伏高发时段下调回购电价，鼓励用户配置储能设备并错峰使用，从而缓解中午时段光伏发电过剩带来的电网冲击。南澳大利亚州也采取了类似做法，在动态出口限制机制下，根据电网实时负荷和局部电压水平调整分布式光伏的上网功率，减少对电网的压力。

其次，加强对分布式光伏运行状态的监测与管理，实现可视化和可调度化。例如德国加强了对100千瓦及以下光伏项目的智能监控和管理能力。南澳大利亚州不仅要求新建分布式光伏具备远程关断能力，还推动构建涵盖中低压配电网的数字化调控平台，实现对高渗透率区域分布式光伏的精准感知与动态控制。

与之形成对比的是德国的政策思路。德国政府采取了更为积极的激励政策，鼓励分布式光伏发电“能发尽发”。一方面，通过全额上网电价补贴等方式，鼓励更多的分布式光伏上网，以加快本国能源转型，弥补煤电逐步退出带来的电量缺口；另一方面，也引入灵活调节机制，如在电力出现负电价的时段降低甚至取消补偿，避免分布式电源获得“超额收益”，同时引导光伏系统更好地匹配电力系统的负荷需求。这种方式在保障系统经济性的同时，也提升了分布式光伏的系统适应能力。

此外，分布式光伏市场化参与的探索也在不断推进。南澳大利亚州加快了聚



合商制度的建立和完善，支持将分布式光伏、储能、电动车等资源打包聚合，通过虚拟电厂（VPP）的形式参与现货市场、辅助服务市场和容量市场。这不仅拓展了分布式光伏的盈利路径，也提升了电力系统的柔性调节能力，实现“以市场促消纳”的良性循环。

与此同时，发达国家普遍较高的终端电价也是分布式光伏自发自用比例偏高的主要原因。例如，2024年德国居民电价高达0.414欧元/千瓦时，位居欧洲各国之首；加州则拥有美国本土48个州中最高的终端电价，各行业平均终端电价超过0.3美元/千瓦时。在此背景下，终端用户具有较强的动力安装分布式光伏系统，以实现自发自用，进而降低电费支出。

总体而言，不同地区在政策取向上虽有差异，但共同的趋势是从单一补贴机制走向综合调控机制，从被动接入走向主动参与市场，从技术推动走向制度协同。这些经验对山东省的分布式光伏发展具有重要借鉴意义，在推进分布式能源高质量发展的同时，也需统筹考虑系统安全、电价机制、公平分摊和市场化路径等核心问题。

# 第六章

---

## 山东省分布式光伏高质量发展的建议

### 6.1 分类施策，持续优化机制电价

为推动分布式光伏的高质量发展，应分类施策、逐步优化机制电价安排。在国家对分布式光伏用户类型划分的基础上，山东省可结合本地实践，按照“新老有别”“工商业和户用有别”的基本原则，区分不同用户类型及项目投运年份，明确其电价机制与入市路径，从而推动分布式光伏由保障性收购向市场化交易平稳过渡。

对于存量项目，建议执行保障性机制电价，机制电价标准对标煤电标杆电价，并鼓励开发企业自主逐步降低其机制电量比例，引导其过渡至市场化机制；对于增量项目，建议全面引导其通过多元市场化路径入市，包括直接接受市场价格、参与电力现货市场，或与用电企业签署电力购买协议（PPA）。同时，具备聚合能力的项目也可通过虚拟电厂或聚合商模式参与市场交易，但需设定一定准入门槛，以保障系统安全和交易效率。

对于非自然人户用和自然人户用项目，由于其单体容量小、建设分散、难以独立直接有效参与电力市场或参与机制电价竞价，建议整合分散资源，依托底层物联能力将分散的户用光伏电站聚合，以虚拟电厂方式参与电网调频调峰服务或者电能量交易、绿电交易等。

针对分布式光伏竞价代理商参与方式，应建立清晰的结算与收益分配机制。代理商代表用户参与市场交易后，所获得的收益应按照透明、公平的比例返还给光伏业主。可探索“基础电价+市场化溢价分成”的模式，即保障用户的基本上网电价收益，同时将市场化竞价中的超额收益部分与用户合理分享，以增强用户参与积极性。此外，政策应要求代理商在信息披露、收益分配、合同规范方面履行义务，避免出现代理商截留收益、信息不透明等问题。同时，可建立信用评价和黑名单制度，对违规代理商进行惩戒，保障用户的合法权益。

此外，山东省可参考国际先进经验，当电力市场出现负电价的时段持续超

过设定门槛时，可逐步降低直至取消对分布式电源的补偿，防止其获得“超额收益”，并推动光伏系统向更好适应电力系统负荷特性的方向优化。

## 6.2 进一步完善电力市场建设

一是优化现货市场设计，提升新能源出清价格水平。为缓解现货市场价格低迷、出清难的问题，应加快改革现有现货市场规则，推动建立统一、透明、反映边际成本的价格形成机制。建议适度提高参与现货交易的煤电机组比例，逐步缩小“计划合约电量”覆盖范围，使煤电与新能源在现货市场中实现更公平的竞争。可设定“动态合约释放比例”，根据季节性、电力供需形势及新能源渗透率，动态调整煤电机组需释放到现货市场的交易电量，引导形成更加真实的市场供需价格信号。

二是进一步放开现货市场上下限，提升价格信号的有效性。建议山东省在国家统一政策框架下，逐步扩大现货市场价格浮动区间，有序放开价格上下限，最终引导形成完全市场化的价格浮动机制。适度放开下限，有助于新能源为主的出清时段（如中午光伏高发时段）引导灵活性资源吸纳多余电量，改善弃光问题；适度放开上限，有助于高峰负荷时段反映真实调峰价值，为储能、调节性资源提供有效价格信号。

三是进一步完善辅助服务市场和容量市场建设。建议保障源网荷储各个环节的灵活性资源在提供调频、非旋转备用和旋转备用、黑启动等辅助服务时能按“服务效果”获得合理的投资回报和激励，促使其承担保障高比例新能源接入的情况下电网系统安全稳定运行的核心作用。辅助服务市场收益应更多地依靠市场出清来决定，逐步减少人为计算和干预。在容量市场方面，应加快从煤电容量电价机制过渡到容量市场机制，对非化石能源、储能、需求侧资源等可以提供容量价值的资源给予充分认定和补偿。

四是进一步优化分时电价结构，适度拉大峰谷价差，并在条件成熟的地区积极推动实时电价试点，不断提升用户通过自发自用获得的经济收益，缓解当前“就地消纳”模式在现行价格体系下经济性不足的问题。同时，可探索在地方层面建立分布式电源的就地交易机制，例如开展小范围电力双边交易或依托虚拟电厂的聚合交易，为用户提供更多市场化选择，增强自发自用模式的吸引力和可持续性。

## 6.3 增强自我消纳能力，推动源网荷协同发展

一是推动工商业用户配建储能系统，实现“削峰填谷、就地消纳”。山东省

工商业用户数量众多，是推动分布式光伏发展的重要载体。建议通过完善电价机制、标准规范等多重政策工具，支持用户配建储能设施，提升光伏发电的自我利用率，以提升经济性和对电价波动的应对能力。可探索实施“光储一体化”示范项目，推动构建基于用电负荷特性和峰谷价差的最优配置模型。鼓励开发储能+光伏+能管平台的综合解决方案，实现“发-储-用”协同管理。

二是结合农村能源革命试点，推动户用光伏与农村清洁能源转型融合发展。建议在具备条件的县域加快农村能源革命试点建设，将光伏项目与农村建筑节能改造、热泵取暖、电炊、电储能、电动汽车等用能方式统筹推进，构建农村“清洁用能+就地发电”新模式。对农村光伏自发自用的比例较高的农户，可探索给予补贴、绿色信贷等方式支持，增强其投资能力和长期运维信心。

三是推动建立覆盖源网荷储全链条的一体化协同规划机制，在项目开发初期即纳入地方电网规划视野，强化电源与负荷、电网间的信息共享与数据互通，提升系统整体配置效率。地方政府应联合电网企业、开发企业、用能单位，推动编制区域级源网荷储一体化发展规划，落实“源随荷动、源荷互动”的核心原则，共同加强对分布式光伏项目的事中事后监管，确保项目实际运行情况与备案模式一致。建议建立健全项目运行信息公开制度，定期披露各地分布式光伏的自用比例、接网方式、负荷匹配等关键指标，强化社会监督与政策纠偏能力。

四是在配电网侧加强主动感知能力和负荷预测水平，提升分布式光伏接入后的系统运行适应性。加快部署配电自动化系统，建设具备监测、诊断和调节能力的智能化台区，实现对关键运行参数的实时采集和响应调节，为实现多源协同和多向潮流控制提供技术支撑。同时，应积极推动灵活资源参与配电网调度运行。鼓励包括分布式储能、可调负荷、电动汽车等在内的灵活资源通过聚合平台、虚拟电厂等形式参与配电层级调节，实现局部供需动态平衡与系统辅助服务功能补充。

## 6.4 完善机制保障，推动新模式新业态规模化发展

一是完善价格机制，释放虚拟电厂灵活性价值。建议加快完善辅助服务市场和现货市场价格机制，让虚拟电厂能通过提供调频、调峰、备用等服务获得合理回报。明确将聚合型虚拟电厂纳入调频、备用等辅助服务市场交易主体资格，制定适配于低压用户、分布式电源的响应评估和计量标准；探索基于贡献价值的辅助服务补偿机制，允许虚拟电厂根据其负荷响应能力、储能调节能力获得“容量+使用+性能”多维收益。例如，对高响应速度、高精准度的资源(如工业负荷、智能家居设备)提供更高的补贴倾斜，鼓励技术先进的响应资源参与市场交易。

二是完善源网荷储一体化项目的建设与管理机制，优化新业态的审批流程。

在源网荷储项目建设方面，由于源网荷储一体化的本质不是一体化建设，而是一体化调度，建议允许企业通过合资合作的模式建设源网荷储一体化项目，不特别要求电源、电网、负荷、储能为同一投资主体控股，但必须明确约定一体化智能调度机制，约定负荷企业和发电企业的权利义务。同时，建议进一步简化新业态新模式的审批程序，尤其是针对分布式能源、储能、氢能等新兴技术的项目，为企业提供更便捷的市场准入通道。通过优化行政审批流程，减少不必要的审批环节，提升审批效率。

三是大力促进分布式智能微电网的发展和交易机制。伴随着可再生能源大规模接入，系统由“源随荷动”向“源网荷储”协同发展跃进，更加以用户和市场为中心，发展分布式智能电网可协同新型配电网提升清洁消纳、安全保障及资源配置能力，是推动绿色能源产业高质量发展的重要组成部分。开展分布式交易是基于分布式智能电网聚合接入配电网的各类新能源电站、分布式电源、储能以及用户侧空调、充换电设施、工业负荷等可调节资源，依托数智化技术优化运营与调度，以价格信号为导向，构建新能源规模化开发和就地消纳的网内互济单元。该机制包含网内和网间两级交易，通过局域单元的“小平衡”实现与电网互动的“大平衡”，形成源网荷储互动与多能互补的发展形态。

## 6.5 提升分布式光伏并网技术性能，构建健全的技术标准与监管体系

一是加快分布式光伏并网相关国家和行业标准的制定与修订，突出技术规范的科学性与前瞻性。重点提升电压适应性、频率响应能力和系统级安全防护能力，确保分布式光伏在电网异常情况下仍能稳定运行。同时，对实时出力预测、运行监测与智能化控制提出明确要求，推动信息技术与并网控制的深度融合，增强分布式电源的系统调控能力与灵活性。

二是强化标准的实施与监管，建立全过程监督和考核机制。通过并网性能测试、设备抽检、运行数据分析等方式，全面评估标准执行效果，并形成动态修订机制，持续优化技术条款。同时，应严格实行并网设备的检测与认证，完善研发、生产、安装、运行各环节的质量控制，特别是对逆变器、控制系统等关键设备实行入网前严格审查，从源头保障电网运行的安全性与可靠性。

三是推动技术标准与市场机制协同发展，并建立覆盖全生命周期的数据管理体系。可结合现货市场和辅助服务市场改革，探索以优先并网或财政激励等方式引导企业提升技术适配能力。与此同时，鼓励地方政府或电网企业建设区域性分布式能源数据平台，打通电网调度、能量管理和碳监测系统，推动数据共享与业务联动。在强化数据治理、明确数据归属和使用权限的基础上，实现政府、企业



与用户间的协同合作，为分布式能源的安全高效运行和政策决策提供有力支撑。

## 6.6 警惕和防范行业“恶性内卷”

一是建立更完善的市场准入和退出机制。通过强化技术标准、质量认证和信用评价，避免低水平产能无序扩张。同时，要健全企业退出渠道，推动行业集中度的合理提升，形成良性竞争格局。其次，建议改革招投标与电价形成机制。在推进项目过程中，探索综合评价标准，不以价格为唯一评判因素，还应纳入企业信誉、运维能力、设备可靠性和碳减排效益等指标。

二是加大政策对创新和差异化发展的支持。政府可通过研发补贴、税收优惠和示范项目扶持，引导企业在高效组件、智能运维、光储融合、BIPV 等方向持续投入研发，以技术升级替代低价竞争。同时，鼓励企业探索“光伏+产业融合”“光伏+能源服务”的差异化路径，提升附加值，减少同质化内卷。

三是完善行业监管与信息公开机制。通过建立全国性光伏项目数据库和设备质量追溯体系，提高透明度，杜绝虚报收益、恶意低价和质量造假行为。还可推动绿色金融工具与信用评级体系的应用，让资本更倾向于支持长期稳定、具有创新能力的优质企业，从而倒逼行业形成良性发展环境。

## 6.7 推动新能源企业更好地融入电力市场

“136号文”的发布，打破了新能源长期依赖政府固定电价的局面，标志着新能源全面进入市场化交易的新阶段。山东省电力现货市场采用节点电价机制，电价形成受电网结构、输电能力、负荷分布等多重因素影响，即便在同一时刻，不同节点的电价也可能存在较大差异。这导致新能源项目收益水平出现明显分化，对企业在项目选址、运维管理、交易策略等方面提出了更高要求，也对政策设计和市场机制的完善带来了新的挑战。

在这一背景下，新能源企业应着力提升内部管理水平 and 市场决策能力。一方面，要提高新能源出力预测的准确性，构建融合气象数据、历史出力数据与实时运行数据的智能预测模型，为现货竞价、中长期交易及机制电量安排提供科学依据。另一方面，应强化市场电价预测与分析能力，增强对价格波动的敏感度与判断力，依据市场价格信号优化运行调度与发电计划，实现资源配置效率最大化。同时，应建立统一的运行监测与数据分析平台，动态掌握电力市场供需变化与运行风险，保障项目安全、稳定、高效运行。通过实时监控、智能诊断与定期检修，提升设备运行效率和使用寿命，进一步增强企业的综合竞争力。

其次，新能源企业应提升市场参与能力，拓展多元化收益路径。一是优化现货市场报价策略，在报价区间要求的框架下，综合考虑本地工商业负荷特征、尖峰电价水平、发电成本及出力特性，科学制定报价方案，确保企业在市场竞争中实现合理收益。同时，应根据市场供需和价格预测结果，动态调整报价策略，提升中标概率与收益稳定性。二是完善中长期交易策略，探索多年度购电协议（PPA）和分时段报价等新型交易机制，结合企业的发电曲线与价格走势，合理确定交易电量与价格结构，增强合同执行的灵活性与稳定性。三是积极挖掘绿色电力的环境价值，充分利用绿电与绿证联动机制形成的价格优势，将绿证价格纳入绿色权益定价体系，实现环境效益的市场化变现。四是积极参与保障性并网电量的市场化竞价，关注政府指导电价区间，结合煤电基准电价、市场均价、自身运营成本及平准化度电成本等因素，科学制定竞价策略，以确保企业获得稳定的基础收益。

此外，新能源企业应强化投资与建设管理，降低投资成本、提升项目综合效益。一是根据区域资源禀赋、负荷特性及企业自身基础，制定差异化储能配置策略，推动多元化投资布局，避免资金过度集中于单一项目或技术路径，以分散风险、提升综合收益。二是建立科学的投资决策模型，强化投资全过程动态管理，充分考虑市场价格波动、政策调整及技术进步等不确定因素，对不同投资方案进行系统评估与风险分析，确保投资决策具备前瞻性与稳健性。三是以技术进步为核心驱动力，加快先进光伏、风电、储能及智能控制技术的研发与应用，不断提升系统效率与经济性，增强企业应对市场波动的韧性与竞争力。四是坚持“以负荷为核心”的投资理念，在负荷中心区域、工业园区等具备较强消纳能力的地区加大布局，积极推进源网荷储一体化、零碳园区、绿电直供等新型商业模式，形成清洁能源本地化消纳与价值最大化的良性循环。

# 参考文献

---

- [1] 国家能源局. 2025年上半年光伏发电建设情况.[EB/OL]. ( 2025-08-04 )  
[2025-08-24]. <https://www.nea.gov.cn/20250811/b32802d80ef04148b704e6bc1cd51eb2/c.html>
- [2] 兰木达电力现货.山东市场2025年一季度交易复盘. [EB/OL]. (2025-04-30)  
[2025-05-27]. <https://mp.weixin.qq.com/s/BAU5oqbYxtsxcQHY-b6nsg>
- [3] 山东省电力交易中心.电力现货运行日报. [EB/OL]. [2025-06-17]. <https://pms.sd.sgcc.com.cn/pxf-phbsd-settlement-infpubdisclosure/#/pxf-phbsd-settlement-infpubdisclosure/homePage/index>
- [4] 能源新媒.山东公布全国首个新能源机制电价竞价结果，助力新能源市场化改革提速[EB/OL]. (2025-09-11) [2025-09-14]. [https://mp.weixin.qq.com/s/cWsce\\_PXnfRQDEtTyIYXGg](https://mp.weixin.qq.com/s/cWsce_PXnfRQDEtTyIYXGg)
- [5] EMBER. Electricity Data Explorer[EB/OL]. [2025-02-24]. <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- [6] Institute for Local Self-Reliance. The States(s) of Distributed Solar-2024 Update [EB/OL]. (2025-04-02)[2025-04-14]. <https://ilsr.org/articles/the-states-of-distributed-solar-2024-update/>
- [7] California Public Utilities Commission. Net Energy Metering and Net Billing[EB/OL]. [2025-04-14] <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/customer-generation/net-energy-metering-and-net-billing>
- [8] Global Solar Council. Distributed Solar In Germany[EB/OL] .(2024-05)  
[2025-04-21]. [https://nyc3.digitaloceanspaces.com/gsc-media/documents/Distributed\\_Solar\\_in\\_Germany\\_-\\_New\\_brand.pdf](https://nyc3.digitaloceanspaces.com/gsc-media/documents/Distributed_Solar_in_Germany_-_New_brand.pdf)
- [9] Clean Energy Wire. What's new in Germany's Renewable Energy Act 2021[EB/OL]. (2021-04-23)[2025-03-01]. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/whats-new-germanys-renewable-energy-act-2021>
- [10] Alteco. Germany Raises Feed-in Tariffs for Solar up to 750 KW[EB/OL].  
[2025-03-01]. <https://alteco.in.ua/en/about-us/all-news/germany-raises-feed-in-tariffs-for-solar-up-to-750-kw-649>

- [11] PV Magazine. Germany introduces new rules for solar remuneration during negative prices[EB/OL]. (2025-02-17)[2025-03-01]. <https://www.pv-magazine.com/2025/02/17/germany-introduces-new-rules-for-solar-remuneration-during-negative-prices/#:~:text=The%20German%20Parliament%20approved%20the,exceeding%202%20kW%20in%20size>
- [12] Australian PV Institute. Solar PV Maps and Tools. [EB/OL]. [2025-08-21]. <https://pv-map.apvi.org.au/>
- [13] Government of South Australia. Solar feed-in payment. [EB/OL]. [2025-04-22]. <https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/energy-bills/solar-feed-in-payments#:~:text=44c%20per%20kWh.,Contact%20your%20retailer%20to%20confirm%20the%20tariff%20or%20compare%20electricity,continue%20until%2030%20June%202028>.
- [14] Government of South Australia. Dynamic solar exports. [EB/OL]. [2025-04-22]. <https://www.energymining.sa.gov.au/consumers/solar-and-batteries/dynamic-solar-exports>
- [15] Government of South Australia. South Australia's Virtual Power Plant. [EB/OL]. [2025-04-22]. <https://www.energymining.sa.gov.au/consumers/solar-and-batteries/south-australias-virtual-power-plant>








## **NRDC北京代表处**

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们