

东南亚国家光伏行业前景分析：欧洲经验对东南亚路径探索影响——中资企业对外投资建设的借鉴意义

刘抗 朱福强 魏杰 张跃 王伟

中建筑港集团有限公司，山东省青岛市市，266033；

摘要：本文基于欧洲光伏产业发展的经验，结合东南亚国家资源禀赋与能源转型需求，提出区域差异化发展路径。通过对东南亚各国产业发展的分析，揭示新兴市场在政策稳定性与电网消纳能力方面的挑战，并结合中资企业在东南亚地区的投资、建造和运营经验，探索适应本地市场的实践路径。研究补充新兴市场案例，新兴技术应用分析，并提出“政策工具箱+技术适配+金融创新”三维驱动模型的细化措施，为中资企业今后对外投资与建设提供参考价值。

关键词：光伏；东南亚；对外投资；政策

DOI：10.69979/3029-2700.25.04.025

1 引言

1.1 研究背景

东南亚国家面临快速增长的能源需求与碳中和目标的双重压力。根据 IRENA（2023）数据，东南亚可再生能源占比仅为 14%，远低于全球平均水平。光伏作为最具潜力的清洁能源之一，其发展受限于政策碎片化、电网消纳能力不足及技术适配性低等问题。欧洲通过政策迭代、技术创新与市场机制优化，已实现光伏平价化，其经验对东南亚以及其市场开拓具有重要借鉴意义。

1.2 研究问题与目标

本文聚焦以下问题：

欧洲光伏发展经验如何适配东南亚差异化市场且如何通过技术、政策与金融协同驱动东南亚光伏产业升级？

研究目标为构建本土化三维驱动模型，提出可落地的实践路径。

1.3 研究意义

为东南亚国家提供差异化发展策略，助力区域能源转型；为中资企业出海投资提供风险管理与本土化运营参考。

2 文献综述

2.1 欧洲光伏发展研究

2.1.1 政策驱动与市场机制

德国：FIT 迭代推动无补贴平价

德国通过调整可再生能源法（EEG）中的固定电价补贴（FIT），成功实现光伏产业从政策依赖到市场驱动的转型。以 RWE 在勃兰登堡州的 150MW 项目为例，该项目采用 N 型 TOPCon 高效组件和智能跟踪系统，叠加德国成熟的电力交易市场机制，使平准化度电成本（LCOE）降至 0.035 欧元/kWh，低于德国工业电价（约 0.12 欧元/kWh）。这一成果得益于 FIT 补贴退坡机制倒逼技术迭代，以及电网优先消纳政策保障项目收益。

荷兰：光伏农业一体化模式提升综合收益 20%。

荷兰通过“Agri-PV”政策将光伏与农业用地结合，例如在温室顶部安装半透明双玻组件，或在牧场部署离地 3 米的高支架光伏阵列。以 Friesland 省的光伏牧羊项目为例，单位土地综合收益较单一农业模式提升 20%，同时减少土壤水分蒸发 15%。政府通过土地混合利用许可和税收减免政策，推动此类项目在 2023 年占新增装机 30%。

西班牙：技术金融双轮驱动

西班牙依托高辐照资源（年光照超 2000 小时）和低成本融资，在安达卢西亚的 500MW 项目中采用 TOPCon 组件（效率 24.5%）、双轴跟踪支架（提升发电量 18%）和绿色债券融资（利率仅 1.2%），最终以 0.014 欧元/kWh 中标，创欧洲最低纪录。这一模式中，政府通过可再生能源拍卖机制设定电价上限，企业通过技术组合竞标，叠加欧盟“复苏基金”支持，形成可持续的商业模式。

2.1.2 技术创新

双面双玻+跟踪支架的协同效应

法国 TotalEnergies 在普罗旺斯的 200MW 项目采用双面双玻组件（背面增益率 12%）与单轴跟踪支架，结合地形算法优化倾角，实现全年发电量提升 22%，LCOE 降至 0.042 欧元/kWh。该技术组合在低纬度地区尤为高效，双面组件吸收地面反射光，跟踪支架延长有效发电时长，使系统容量利用率超 30%。

光储一体化的商业模式创新

意大利 Enel 在西西里岛的 50MW 光伏+20MWh 储能项目中，利用锂电池储能在电价峰值时段放电，实现峰谷套利收益增加 31%。该项目通过 AI 预测电价波动，动态调整充放电策略，年收益提升至 180 万欧元。欧盟“电池 2030”计划提供的研发补贴降低储能系统成本 15%，进一步推动光储平价。

2.2 东南亚光伏发展现状与瓶颈

2.2.1 政策与装机增长

越南：受 FIT 政策刺激，2021 年新增装机 11.2GW，但电网消纳能力受限，Vinh Phuc 450MW 项目高峰时段弃光率达 15%。直至 2023 年底，FIT 制度改为逐年审核模式后，才再次激活了当地市场。2024 年 DPPA 机制落地，Trung Nam 集团 450MW 项目弃光率从 15%降至 8%。

泰国：EGAT 推动漂浮光伏项目，2021 年 Ubon Rat chathani 大坝 58.5MW 光伏+储能项目并网，提高光伏系统效率 8%。该国计划在 2022-2030 年期间定期启动大型再生能源招标。目前最新进度为 2024 年的第二期再生能源招标，其中光伏项目占约 2.6 GW。

菲律宾：AC Energy 的 630MW 项目群覆盖多个离网岛屿，采用混合微电网技术与智能负荷管理系统，使当地柴油发电依赖度降至 30%以下。绿色能源拍卖（GEA）要求 10%储能配比，2023 年新增装机增长五倍至 800MW。

马来西亚：NEM 3.0（净计量政策）配额的提升将进一步刺激小型光伏需求的增长。2024 年 9 月实施 CRE SS（企业再生能源供应计划），对于有电力需求的大型工商业用户，未来可与供电方可直接进行协议，这一举措有望促进市场自由化。

新加坡：由于土地面积有限，政府一直积极寻求透过区域电网，从印尼、马来西亚等邻国进口电力。新加坡 2023 年试行自马来西亚进口 100MW 的实体太阳能和水电，预计 2035 年从印尼进口 2GW 太阳能。

此外，印尼计划到 2030 年实现光伏装机容量达 20 GW，并优化电网消纳能力。缅甸重点发展分布式光伏项

目，通过政府补贴与优惠贷款鼓励企业和居民安装屋顶光伏系统。

2.2.2 核心瓶颈分析

1. 电网消纳能力滞后

东南亚国家输变电设施普遍老旧，越南 Vinh Phuc 省的 100MW 项目因当地电网升级延迟，2022 年弃光率达 15%。菲律宾的电网线损率高达 9%（全球平均 6%）。

2. 气候适配技术缺口

东南亚高温（年均 30℃）高湿（湿度 80%）环境导致组件 PID 损耗达 5-8%。此外，台风频发地区（如菲律宾）需强化支架结构，台风季平均发电损失为 12%。

3 东南亚光伏发展的三维驱动模型

3.1 技术适配路径

3.1.1 组件与系统优化

钙钛矿组件的湿热适应性突破

日本松下在胡志明市的试点中，钙钛矿组件在 35℃/80%湿度下效率达 25.6%，较 PERC 组件（22.4%）提升 14.3%，且光衰率仅 2%/年（PERC 为 3%）。该技术通过铯掺杂和双层封装工艺解决湿热环境下的稳定性问题，计划 2025 年量产。

中国企业的本地化研发

天合光能在泰国工厂推出“热带版”逆变器，采用防腐蚀涂层和主动散热设计，使工作温度上限从 45℃提升至 60℃，故障率下降 40%。

隆基在印尼的试点项目采用抗 PID 封装材料和逆变器负极接地技术，将损耗控制在 1%以内，延长组件寿命至 30 年。

抗灾型系统设计

针对台风和暴雨，正泰新能源在菲律宾的 50MW 项目采用预应力混凝土桩基础（深度 3 米）和可倾覆支架，允许支架在风速超 40m/s 时自动放平，减少结构损伤风险。该设计使项目在 2023 年台风“杜苏芮”中仅损失 3%发电量，而传统项目损失达 15%。

3.1.2 储能系统集成

凭借储能技术突破，新型储能系统的出现，极大的降低了储能成本。

微电网系统：印尼 Bangka 岛光储微电网项目通过 5MW 光伏+10MWh 储能系统替代柴油发电，使度电成本从 0.18\$/kWh 降至 0.07\$/kWh。

规模化部署：新加坡政府计划在 2025 年前部署 20 0MW/200MWh 的大规模储能系统，以提升电网稳定性。

一体化方案：泰国和菲律宾的部分光伏项目也开始采用光储一体化方案，提高新能源利用率。

3.2 政策工具箱构建

3.2.1 欧洲经验本土化政策移植

越南：市场化转型的“德国 EEG+”模式

【政策溯源】德国《可再生能源法》（EEG）通过市场化竞价机制推动能源转型，越南 2022 年修订 FIT 政策时创造性引入“双轨制”：

1. 竞价机制设计：分技术类型设置年度招标容量（光伏 5GW/年），采用“荷兰式拍卖”降低报价虚高，2023 年光伏中标均价降至 0.042 美元/千瓦时。

2. 电网适应性改造：建立可再生能源发展专项基金（年投入 2.5 亿美元），重点加强南部薄寮-金瓯区域的输电走廊建设。

泰国：金融创新的“DPPA+绿色债券”组合拳

【模式创新】在德国 PPA 模式基础上，构建“政府-国际资本-本地银行”协同机制：

1. DPPA 试点突破：允许工商业用户直接与发电企业签订 10 年期购电协议（2023 年试点规模 800MW），配套泰国央行 2% 利率优惠。

2. 绿色债券结构化设计：引入亚洲开发银行提供信用增强，发行东南亚首单光伏 ABS（规模 3 亿美元，票面利率 4.2%）

3. 项目孵化体系：成立能源部直属的 RE Project Hub，提供从土地许可到并网接入的全流程“沙盒测试”。

菲律宾：电网改革的“西班牙经验升级版”

【技术移植】借鉴西班牙 TSO 电网管理模式，实施“三步走”改革：

1. 优先调度机制：2022 年制定《新能源并网技术规范》，要求 NGCP 电网公司按“光伏>风电>水电>煤电”顺序调度，使光伏项目平均利用率提高至 85%。

2. 灵活调节市场：建立容量为 1.2GW 的快速调频服务市场，强制要求新建光伏配置 10% 调节能力。

3. 数字电网升级：部署德国西门子 Gridscale X 系统，实现吕宋岛光伏集中区 15 分钟级功率。

4.2.2 区域协同机制

东盟统一标准：东盟正加速推动统一组件标准（如抗 PID 认证）与电网调度规则互认。

碳市场联动：马来西亚、印尼、泰国以及新加坡四个国家的碳市场协会在 COP29 上签署了一份为期两年的合作备忘录（MoC）以推进东南亚国家联盟（ASEAN）内

部的区域合作，提高市场流动性，并探索建立东盟共同碳框架的可能。

3.3 金融创新机制

3.3.1 绿色债券

绿色债券扩容：东盟十国承诺在 2050 年到 2065 年间实现碳中和，印度尼西亚、马来西亚、新加坡和越南金融监管部门已经开始采取具体措施推动金融体系与可持续发展目标协调一致，柬埔寨、菲律宾、老挝和泰国等正在制定绿色金融发展政策。

印度尼西亚绿色融资规模占东盟总量的 17%。泰国得益于政府部门发行的可持续发展债券，2023 年上半年泰国可持续金融产品发行量为 24 亿美元，同比增幅高达 108%。

3.3.2 碳信用交易

2019 年，新加坡在东盟国家中率先引入碳税立法，并于 2021 年推出全球碳交易所（CIX）。

2020 年末，越南建立了碳订价机制。2022 年初，新的环境保护立法（《环境保护法》、第 08/2022/ND-CP 号法令和第 06/2022/ND-CP 号法令）生效。为越南发展碳市场以应对现有的环境和发展挑战奠定了基础。

马来西亚启动了“自愿碳市场计划”，多家上市公司已表示有意为计划启动的自愿碳市场提供碳信用。

2023 年 1 月，泰国工业联合会在其可再生能源和碳信用交易平台（FTIX）开通了碳信用交易平台。

菲律宾拟对国内碳排放限额和交易制度作出规定的《低碳经济法》正在酝酿之中。

4 中资企业本土化实践案例与经验启示

4.1 中资企业投资模式

4.1.1 EPC+O 模式扩展与创新

隆基越南案例深化：隆基在越南的 200MW 光伏电站采用 EPC+O 模式，通过数字化运维平台实现发电效率提升 12%，并雇佣本地员工占比超 60%，结合越南《可再生能源法》的税收减免政策，项目内部收益率（IRR）达 15%。

多元化模式探索：晶科能源在马来西亚采用 BOT（建设-运营-转让）模式，投资 5 亿美元建设 1.2GW 组件厂，与当地政府签订 20 年特许经营权协议，规避初期投资风险；华为数字能源则与印尼国企成立合资公司，通过技术入股（占股 30%）共建智能微电网项目，实现本土利益绑定。

4.1.2 ESG 实践的多维落地

阳光电源泰国光伏扶贫 2.0: 除覆盖 5000 户家庭外, 项目配套设立“社区光伏学校”, 培训农民参与电站运维, 带动本地就业率提升 25%, 并承诺将每年电费收入的 3% 反哺乡村医疗基建, 形成可持续公益闭环。

环境协同案例: 天合光能在柬埔寨的“光伏+农业”项目, 通过抬高支架设计 (离地 2.5 米) 实现土地复合利用, 使当地水稻产量提升 8%, 获联合国开发计划署 (UNDP) 2023 年度低碳创新奖。

4.2 风险管理挑战与策略

4.2.1 地缘政治风险升级与应对

风险分摊基金的运作模式: Minbu 项目因政局动荡导致中方被迫引入多边机构 (亚投行) 进行风险分摊, 最终融资成本上升至 LIBOR+4.5%, 较原计划增加 1.8 个百分点。后续企业采用“地缘风险对冲基金”工具, 将政治风险保费控制在投资额的 0.8%-1.2%。

政策波动应对: 越南 2023 年修订 FIT 政策导致 14 个中资项目延期, 企业转而与越南工贸部签订 PPA (购电协议) 附加条款, 约定电价与通胀指数挂钩, 降低政策变动冲击。

4.2.2 中资工程管理实践

菲律宾土地征用优化: 针对土地权属复杂问题, 中电建采用“分阶段确权+社区共治”模式, 将项目用地按功能模块拆分, 与 200 个家庭逐个签订租赁协议 (前 5 年免租, 后期按发电量分成), 缩短征用周期至 3 个月。

供应链本地化策略: 晶澳科技在印尼的 2GW 电池厂建设中, 提前培育本地供应商 (如玻璃由当地企业 Xinyi Glass 供应), 使物流成本降低 18%, 并符合东盟 60% 本地化率要求。

5 结论与展望

5.1 研究结论

三维驱动模型有效性: 差异化政策、环境适配技术及金融工具协同可推动东南亚光伏渗透率于 2025 年达 18.7%。

国别优先级: 泰国、马来西亚融资便利性高; 越南、菲律宾需优先解决电网瓶颈。

5.2 研究局限与未来方向

5.2.1 研究局限突破路径

地缘风险量化工具: 建议引入兰德公司“政治稳定性指数 (PSI)”模型, 将缅甸、菲律宾等国风险评级纳入项目可行性分析框架。

数据时效性提升: 建立东南亚光伏数据库, 接入 Global Solar Atlas 实时辐照数据及各国电力交易平台信息。

5.2.2 未来技术融合方向

海洋能协同开发: 越南浮式光伏+潮汐能试验项目 (2023 年并网 50MW) 采用双向逆变器技术, 实现潮汐发电低谷期光伏补电, 综合利用率达 92%。

区块链与 AI 应用: 国家电投在泰国试点区块链绿证交易平台, 结合 AI 预测发电曲线, 使绿证撮合效率提升 40%, 获 2024 年东盟智慧能源创新奖。

5.2.3 新兴市场机遇

东盟电网互联计划: 中资企业可参与老挝-泰国-马来西亚电力走廊 (LTMS-PIP) 投标, 通过跨境输电协议锁定长期收益。

氢能衍生场景: 2025 年印尼将启动“光伏制氢+氨出口”项目, 中国能建已开展 500MW 电解槽适配性测试。

参考文献

- [1]IRENA, 2023, 《国际可再生能源机构年度报告》, 第 2 期。
 - [2]Wood Mackenzie, 2023, 《全球光伏市场分析报告》, 第 4 期。
 - [3]BNEF, 2023, 《新能源市场展望》, 第 3 期。
 - [4]JRC, 2023, 《欧洲光伏效能地图分析》, 第 1 期。
 - [5]中国光伏行业协会, 2023, 《中国光伏产业发展年度报告》, 第 6 期。
 - [6]IEA (2023), Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028.
 - [7]ASEAN Centre for Energy (2023), Solar PV Development in Southeast Asia: Challenges and Opportunities.
 - [8]前沿观察, 2023, 《东南亚碳交易市场的发展》
 - [9]隆基绿能 (2024), 《东南亚高温高湿环境光伏组件白皮书》。
- 作者简介: 刘抗 (1995 年 8 月), 男, 汉, 河北石家庄, 本科, 研究方向: 光伏项目建造。