

广东省地面集中式光伏发电项目投资决策期成本效益浅析

文 / 于洪禹 中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司

摘要：本研究针对广东省地面集中式光伏发电项目，在投资决策阶段进行经济和政策因素的深入分析。通过对项目全生命周期成本（包括初始投资、运维成本、税费）和收益（发电量、上网电价、补贴、绿证交易等）的估算，计算投资回报率（IRR）、净现值（NPV）、投资回收期等关键财务指标，评估项目的经济可行性。本研究为广东省光伏发电项目的投资决策提供了量化依据和政策参考，有助于投资者全面权衡经济成本与政策效益，提高决策的科学性和稳健性。

关键词：广东；地面集中式光伏发电；NPV；IRR

【DOI】10.12254/j.issn.2096-6539.2025.21.074

引言

光伏发电作为清洁能源的重要组成部分，在我国能源转型中扮演着日益重要的角色。近年来，随着光伏技术进步和规模化发展，发电成本大幅下降，光伏发电已从政策驱动逐步转向市场驱动。广东省地处低纬度，光照资源较为丰富，具有发展光伏发电的良好条件，同时经济发达、电力需求旺盛，对清洁低碳电力的需求迫切，因此投资建设地面集中式光伏电站具有重要的现实意义。然而光伏发电项目具有初始投资高、回报周期长的特点，其经济效益受资源条件、电价机制和政策环境等多重因素影响，在投资决策阶段需要对项目的成本效益进行全面评估。

一、广东省太阳能资源与项目概况

（一）太阳能资源禀赋

广东省位于我国南部，大部分处于亚热带和热带气候区，太阳辐射资源较为丰富。根据中国气象局《风能太阳能资源年景公报》，全国年最佳斜面总辐照量总体呈现西部高于东部、高原干旱地区高于平原多雨地区的分布特征。广东省太阳能资源呈现“南高北低”的分布格局。南部沿海地区（如粤东、粤西沿海的汕尾、揭阳、汕头、潮州、湛江、阳江等地）年日照时数约 2200 ~ 3000 小时，年太阳总辐射量约 1389 ~ 1611 kWh/m²，属于太阳能资源三类地区；北部内陆和珠三角地区年日照约 1400 ~ 2200 小时，辐射量约 1167 ~ 1389 kWh/m²，属于四类地区。

（二）项目建设与运营概况

地面集中式光伏电站通常是指规模较大、直接接入高压输电系统的光伏电站项目。截至 2022 年底，全国光伏发电累计装机容量达到 393.03 吉瓦，同比增长 28.1%，其中广东省光伏累计装机约 20 吉瓦。虽然华南地区光伏装机总量与西北、华北地区相比不算突出，但增长迅速。在集中式项目方面，广东的大型光伏电站多分布在粤东、粤西和粤北等土地资源相对充裕且光照条件较好的地区，如汕尾、湛江、清远等地已建成或规划了一批 50MW 以上的集中式光伏电站。

集中式光伏电站的典型建设周期一般为 12 ~ 18 个月。项目前期需要完成资源测评、场址选择、环境影响评价、电网接入批复等工作；建设阶段包括场地平整、支架基础施工、光伏组件和逆变器安装、集电线路和升压站建设等；建成后需通过并网验收和试运行，正式投入运营发电。在运营方面，光伏电站的运行维护相对简便，主要包括组件清洁、设备巡检、故障检修和性能监控等。根据行业经验，集中式光伏电站的年运维成本大约为初始投资的 1% ~ 2%，近年来运维成本呈下降趋势，预计 2025 年集中式光伏电站的运维成本约为 0.045 元/W·年，到 2030 年有望降至 0.035 元/W·年左右。下图展示了我国集中式光伏电站运维成本的变化趋势：

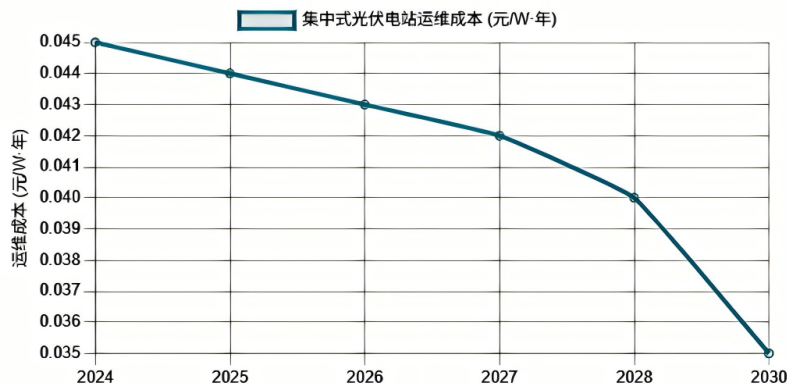


图 1 中国集中式光伏电站运维成本趋势（2024-2030 年预测）

二、案例分析与敏感性讨论

本节选取广东省的一个典型集中式光伏电站项目进行案例研究，并针对关键参数进行敏感性分析，探讨不同情境下项目经济性的变化。

(一) 典型项目案例

1. 项目概况

某 100MW 集中式光伏电站项目位于广东省西南部沿海地区（属于太阳能资源三类地区）。项目于 2023 年并网发电，运营期 25 年。场址区域年等效利用小时数约 1150 小时。项目总投资约 4.2 亿元人民币，其中资本金占 20%，银行贷款占 80%（贷款利率 5%，贷款期限 15 年）。项目采用固定式支架，安装高效单晶硅光伏组件，系统效率约 82%。配套建设一座 110kV 升压站，以一回线路接入当地电网。根据备案，该项目享受国家可再生能源电价附加补贴政策（属 2020 年底前备案的存量项目），上网电价执行 0.49 元 / 千瓦时（含税，其中基准电价 0.453 元、补贴 0.037 元）。项目还参与了绿色电力证书交易，预计每年可出售绿证约 10000 个，按单价 30 元计算，年增收 30 万元。

2. 成本与收益

项目初始投资 4.2 亿元，折合单位千瓦造价 4.2 元 / W。运维成本按每年 0.04 元 / W 计，首年约 400 万元，以后逐年略有增加。增值税方面，由于项目享受即征即退政策，实际税负约 6.5%。所得税享受“三免三减半”优惠。根据测算，项目投产后首年发电量约 1.15 亿 kWh，上网收入约 5635 万元（1.15 亿 kWh × 0.49 元 / kWh），扣除增值税后收入约 5260 万元。运维成本 400 万元，折旧摊销约 2000 万元，财务费用（利息支出）

约 1680 万元（贷款 3.36 亿元 × 5%）。首年税前利润约 5260 - 400 - 2000 - 1680 = 1180 万元。由于处于免税期，净利润即 1180 万元。随着运营年份增加，发电量略有下降，但收入基本稳定，而折旧和利息支出逐年减少，利润逐年上升。项目全生命周期累计发电量约 27.5 亿 kWh，累计售电收入约 13.5 亿元，扣除各项成本税费后，累计净现金流入约 5.8 亿元。

3. 财务指标

以 8% 折现率计算，该项目净现值 (NPV) 约为 1.2 亿元，内部收益率 (IRR) 约为 10.5%。投资回收期方面，静态回收期约 6.8 年，动态回收期约 8.5 年。这些指标均优于基准要求，说明项目在经济上具有较强的可行性。在考虑补贴和绿证收益的情况下，项目收益水平明显提升：如果取消 0.037 元 / 度的补贴电价，IRR 将降至约 9%，投资回收期延长至 9 年以上；如果再考虑绿证停售，则 IRR 可能进一步降至 8% 出头。由此可见，存量项目的补贴和绿证收益对提高经济性起到了重要作用。然而，对于 2021 年以后的新建项目，没有了补贴，IRR 将主要取决于平价电价水平和成本控制。如果该项目按平价 0.45 元 / kWh 测算，不考虑补贴，则 IRR 约为 9%，仍处于可接受范围，体现出华南地区光伏项目在平价时代依然具备投资价值。

(二) 敏感性分析

敏感性分析用于考察关键变量变动对项目经济指标的影响程度，以识别项目的主要风险因素。针对上述案例项目，选取年等效利用小时数、上网电价、初始投资成本和运维成本四个主要变量，分别假设其在 ±10% 范围内变动，计算对应的 IRR 变化情况，结果如下表所示：

表 1 关键变量变化对项目 IRR 的影响

变量	基准值	变化幅度	变化后值	内部收益率 (IRR)
年利用小时数	1150h	+10%	1265h	约 12.0%
年利用小时数	1150h	-10%	1035h	约 8.8%
上网电价	0.49 元 / kWh	+10%	0.539 元 / kWh	约 12.5%
上网电价	0.49 元 / kWh	-10%	0.441 元 / kWh	约 7.5%
初始投资	4.2 亿元	+10%	4.62 亿元	约 9.8%
初始投资	4.2 亿元	-10%	3.78 亿元	约 11.2%
运维成本	400 万元 / 年	+10%	440 万元 / 年	约 10.3%
运维成本	400 万元 / 年	-10%	360 万元 / 年	约 10.7%

从表中可见，上网电价和年利用小时数对 IRR 的影响最为显著。上网电价每提高 10%，IRR 上升约 2 个百分点；反之，电价下降 10%，IRR 下降约 3 个百分点。年利用小时数每增减 10%，IRR 相应增减约 1.5 个百分点。这是因为发电量和电价直接决定了项目的收入规模，是影响现金流的首要因素。初始投资成本的影响次之，投资增加 10% 会使 IRR 降低约 0.7 个百分点，投资减少

10% 则使 IRR 提高约 0.7 个百分点。运维成本的影响相对最小，其变化 10% 对 IRR 的影响不足 0.5 个百分点。这说明在项目运营稳定后，运维费用占总成本比重不高，对整体收益影响有限。

三、结论与建议

本文通过对广东省地面集中式光伏发电项目的经济和政策因素分析，可以得出以下主要结论：

(1) 资源与项目概况：广东省太阳能资源总体较丰富，大部分区域年日照小时数超过 1400 小时。近年来广东省集中式光伏项目建设提速，但总体规模仍有较大增长空间。项目建设和运营技术成熟，平均单位造价降至 3.5 ~ 4.5 元/W，运维成本低且稳定。

(2) 经济可行性：在当前技术经济条件下，广东省集中式光伏项目具有一定的投资吸引力。以典型 100MW 项目测算，初始投资约 4 亿元，年发电量约 1.1 亿 kWh，按照 0.45 元/kWh 平价上网电价计算，项目 IRR 可达 9% ~ 10%，投资回收期约 7 ~ 9 年。若考虑存量项目的国家补贴或出售绿证等额外收益，IRR 可进一步提高至 10% 以上。项目全生命周期净现值通常为正值，表明收益能够覆盖成本并满足基准收益率要求。这意味着，在广东省投资建设集中式光伏电站，从财务角度看是可行的，能够为投资者带来合理回报。

(3) 敏感性因素：项目经济性对日照资源和上网电价最为敏感。年等效利用小时数每增减 10%，IRR 相应变动约 1 ~ 2 个百分点；上网电价每波动 10%，IRR 变动约 2 ~ 3 个百分点。初始投资成本和运维成本的影响相对较小，但严控成本仍有助于提升收益。因此，项目选址应优先考虑光照条件好的区域，同时通过技术和管理手段降低造价和运维费用，以增强项目抗风险能力。

(4) 政策影响显著：政策因素在项目收益测算中扮演了重要角色。国家层面的税收优惠（增值税即征即退、所得税三免三减半）提高了项目税后收益；可再生能源消纳权重和保障性收购政策保障了光伏电量的上网消纳，降低了弃光风险；绿证交易为项目开辟了额外收入来源。在补贴退坡后，这些政策成为支撑项目经济性的关键。

基于以上结论，本文提出以下建议，供投资决策者参考：

(1) 注重资源评估与选址：投资前应委托专业机构对项目场址的太阳能资源进行详细评估，获取长期可靠的辐照数据。优先选择在广东省中日照条件较好的区域（如粤西/粤东沿海等）布局项目，以提高年利用小时数。同时，结合地形、土地性质等因素综合选址，尽量避开生态敏感区和基本农田，确保项目合规且土地成本可控。

(2) 强化成本控制与技术优化：在项目设计和建设阶段，要采取有效措施降低初始投资。例如，通过集中采购降低设备成本，采用先进高效的光伏组件和逆变器提高系统效率，优化支架基础设计减少土建工程量等。在运营阶段，引入智能化运维平台，提高运维效率，降低人工和维护成本。通过全生命周期的成本管控，力争

将度电成本（LCOE）控制在 0.20 元/kWh 以下，以增强项目在平价市场中的竞争力。

(3) 关注政策动态，争取政策支持：密切跟踪国家和地方新能源政策的变化，及时调整投资策略。在项目申报和建设过程中，积极争取地方政府的支持，如协调落实土地优惠、税费减免，参与绿色电力交易试点等。

(4) 多元化收益模式：除了传统的卖电收入，积极开拓其他收益渠道。充分利用绿证机制，做好绿证的申领和销售工作，将绿色环境价值变现。对于具备条件的项目，可以考虑开发光伏农业、光伏旅游等“光伏+”产业，获取额外经营收入。在电力市场环境下，尝试参与辅助服务市场或容量补偿机制，为项目增加收入来源。通过多元化的收益模式，提高项目整体盈利能力和抗风险能力。

(5) 加强风险管理：针对项目可能面临的风险因素，制定相应的风险应对措施。通过购电协议（PPA）锁定部分电量的电价，以规避市场电价波动风险；通过保险手段转移自然灾害（台风、洪涝等）对电站造成的损失风险；通过与电网公司提前沟通，确保接入系统工程与电站同步投运，避免因并网延误导致的收益损失。在财务测算中，建议进行多情景分析（如乐观、基准、悲观情景），全面评估项目在不同情况下的表现，做到心中有数。

结语

综上所述，广东省集中式光伏发电项目在投资决策阶段需要综合考虑经济和政策两方面因素。通过详实的成本效益分析可以发现，在当前技术和政策条件下，该区域光伏项目具备一定的投资价值和良好的发展前景。但同时，项目收益受资源、电价和政策影响较大，需要投资者审慎决策、精细管理。投资者应把握机遇，在充分论证和风险评估的基础上，积极布局广东省的光伏发电项目，为清洁能源转型和区域经济发展贡献力量。

参考文献

- [1] 中国气象局风能太阳能中心. 中国风能太阳能资源年景公报 (2022 年) [N]. 中国能源报, 2023-04-10 (013).
- [2] 张焕杰. 大型集中式光伏电站安全管控一体化平台的建设 [J]. 节能, 2024, 43 (07): 101-103.
- [3] 毛文旭. 集中式光伏电站支架经济性比对及选型研究 [J]. 现代工业经济和信息化, 2021, 11 (09): 164-165

作者简介：于洪禹，（1988.02—），男，黑龙江林口人，学历本科。现阶段，持有高级工程师职称，主要从事建筑工程造价咨询工作。