

新能源发电项目的经济性评估与补贴政策影响研究

高明杰

阳光智维科技股份有限公司, 安徽 合肥 230000

DOI:10.61369/EPTSM.2026070009

摘 要：“双碳”战略落地进程中，新能源发电是能源转型核心载体，项目盈利水平直接决定投资取舍，也关系行业整体发展质量。本文以光伏、陆上风电为研究对象，从全周期成本、多元收益、财务指标搭建经济可行性测算框架，区分静态、动态两类测算工具的适用场景。梳理国内新能源财政扶持从全额兜底转向市场化电价托底的发展历程，依托西北光伏实测数据，量化扶持政策逐步退出对 IRR、投资回收期等盈利指标造成的影响。研究发现，产业链降本、市场化售电收益已经替代财政补贴成为项目盈利核心来源，适度长效政策托底能够平稳转型阶段收益波动。文末从优化测算体系、完善补贴退出衔接机制提出实操方案，为新能源项目投资研判、行业政策制定提供参考。

关 键 词： 新能源发电；经济测算；财政补贴；收益波动

Research on Economic Evaluation and the Impact of Subsidy Policies of New Energy Power Generation Projects

Gao Mingjie

Sunshine Intelligent Operation & Maintenance Technology Co., Ltd. Hefei, Anhui 230000

Abstract： In the implementation of the "Dual Carbon" strategy, new energy power generation serves as the core carrier of energy transition. The profitability of projects directly determines investment decisions and affects the overall development quality of the industry. Taking photovoltaic power and onshore wind power as research objects, this paper constructs an economic feasibility measurement framework based on full-life-cycle costs, diversified revenues and financial indicators, and distinguishes the applicable scenarios of static and dynamic measurement tools. It sorts out the development course of China's financial support policies for new energy, which have shifted from full financial subsidies to market-based electricity price support. Based on measured photovoltaic data from Northwest China, this paper quantifies the impacts of the gradual phase-out of supportive policies on profitability indicators such as internal rate of return (IRR) and payback period. The study reveals that cost reduction of the industrial chain and market-oriented power sales revenue have replaced financial subsidies as the core sources of project profits. Appropriate long-term policy support can stabilize revenue fluctuations during the transition period. Finally, practical countermeasures are proposed from the perspectives of optimizing the measurement system and improving the linking mechanism for subsidy phase-out, providing references for investment evaluation of new energy projects and the formulation of industrial policies.

Keywords： new energy power generation; economic measurement; financial subsidies; revenue fluctuation

引言

能源转型是落实碳达峰碳中和目标的关键举措，风光发电凭借低碳、可再生优势，成为国内能源结构优化的核心方向。近些年风光装机规模持续扩张，但项目前期投入高、资金回笼周期久，经营收益同时受政策规则、电力市场行情双重约束，经济测算成为投资方与行业监管的核心参考依据。

国内新能源扶持政策历经多轮调整，从早期全额补贴培育市场，逐步过渡到平价上网、市场化电价托底模式，政策导向变化持续改变项目收入结构^[1]。结合自身一线新能源工程从业经验来看，构建一套贴合实际的经济测算体系、理清补贴政策对项目收益的作用逻辑，能够有效缓解平价电站盈利承压问题，对产业长效发展具备现实意义。本文从项目全生命周期视角开展测算分析，拆解各类政策的作用路径，为优化顶层政策、提升项目收益提供落地思路。

作者简介：高明杰（1995.12-），男，汉族，山西省天镇县人，专科，中级工程师，研究方向：新能源发电。

一、新能源项目经济测算完整框架

开展风光项目经济可行性分析，需要统筹建设、运营、报废全周期收支，依托测算要素、财务指标、分析工具形成完整评估体系。

（一）收支核心测算要素

1. 成本构成

风光项目属于典型重资产业态，整体成本分为建设投入、年度运维、融资费用三类。前期设备与土建投入占总成本比重最高：集中式光伏单位千瓦投资3500~4500元，分布式光伏依托土地优势，建设成本可降低10%~20%；陆上风电单千瓦投资4000~6000元，海上风电造价大幅提升至8000~12000元/kW。

运维为持续固定支出，光伏年度运维开支约总投资1%~3%；风机设备结构复杂，运维占比提升至2%~4%；配套储能电站需预留电池更换专项资金。融资层面，项目银行信贷利率区间3%~6%，股权融资成本8%~12%，合理搭配股债比例能够分散经营风险^[2]。

2. 收益来源

项目基础收入为上网售电收益，叠加绿电溢价、碳资产增值两类补充收入。发电量受区域风光资源、本地消纳能力约束，西北光伏基地年均等效发电时长1500~2000h，海上风电风速稳定，发电时长较陆风高出20%~30%，弃风弃光会直接压缩实际营收^[3]。

2023年全国市场化交易电量占比突破60%，长三角、珠三角用电负荷集中，绿电交易可产生2~5分/kWh溢价；西北电力外送省份溢价不足1分/kWh。存量建成项目普遍存在补贴回款滞后问题，新建项目取消直接补贴，改为奖励扶持模式；CCER市场重启后碳价稳定在50元/吨时，碳收益可将项目全投资IRR提升约1个百分点。

（二）核心财务测算指标

财务测算同时兼顾项目盈利水平与债务偿还稳定性。IRR是判断项目盈利的核心标准，行业优质光伏全投资IRR底线为6%，陆上风电门槛值8%；叠加绿电、碳资产收益后优质项目IRR可达8%~12%，测算时需分开计算全投资、自有资金IRR，直观体现财务杠杆带来的收益放大效果。

NPV为正是项目具备投资价值的基础条件；光伏静态投资回收期5~8年，风电6~10年，计入资金折现的动态回收期再多2~4年。偿债安全指标要求 $ICR \geq 2$ 、 $DSCR \geq 1.2$ ，保障日常现金流足额覆盖贷款本息，降低融资违约风险。

（三）测算分析工具

1. 静态与动态测算结合

静态回收期计算逻辑简单，适合项目初期快速筛选，但未考虑资金时间价值，测算结果存在偏差；IRR、NPV等动态测算工具需要搭建覆盖建设期、运营期、设备报废的完整现金流模型，能够精

准反映25年运营周期真实盈利情况，是投资决策核心依据^[4]。

2. 敏感性与多情景分析

敏感性分析可以定位影响收益的关键变量：电价每下调1分/kWh，项目IRR同步下降1%；年均等效利用小时每减少100h，IRR降低0.8%。情景分析设置基准、乐观、悲观三类场景，基准场景采用现行稳定政策与常规市场行情，乐观场景纳入碳市场全面激活、绿电溢价上涨等利好，悲观场景模拟补贴完全退出、电价持续走低等不利环境，多场景对比能够综合评判项目抗波动能力。

二、国内新能源补贴政策四阶段演变及特点

国内新能源财政扶持政策历经四轮迭代，完成从政策扶持培育到市场化自主运营的转型，政策设计兼顾装机规模扩张与产业链持续降本，各阶段导向差异明显。

（一）政策发展四阶段

1. 2006~2019全额补贴培育阶段

分区域制定风光标杆上网电价，补贴资金由全国电力终端用户附加形成的可再生能源基金统一发放。该阶段光伏组件造价高昂，无补贴支撑的项目无法实现盈利，固定电价补贴快速带动行业起步，推动发电设备技术迭代与产能扩张^[5]。

2. 2019~2021 竞价退坡过渡阶段

长期大规模补贴发放造成基金缺口达4000亿元，政策调整为以基金收入控制补贴发放总量，新项目通过竞争性申报确定上网电价，补贴金额为中标电价与当地燃煤基准电价的差额。五年内光伏组件成本降幅70%，平价上网基础成型；民营企业普遍面临补贴回款滞后、强制配储抬高建设成本等难题，部分项目出现资产折价转让。

3. 2021~2024 全面取消新建项目国家补贴

2021年后新建风光项目不再发放国家级补贴，统一执行当地燃煤基准电价，电网足额收购保障小时内全部电量，超出保障时长发电量全部参与市场化交易。2024年政策进一步收紧，全国风光保障利用小时统一下调15%~30%，绿证独立交易不再绑定电价，强制市场化交易占比升至40%；中小新能源企业缺少专业交易团队，难以稳定获取绿电环境溢价。

4. 机制电价市场化兜底阶段

依托136号文件搭建统一机制电价体系，存量备案项目沿用原有固定电价，新增项目通过市场化竞价定价，同步设置电价上下浮动区间，规避行业低价恶性竞争。政策建立动态成本监测机制，结合光伏0.25~0.3元/kWh先进度电成本调整价格区间，推动新能源全面融入全国统一电力市场。

（二）政策核心特征

第一，发展导向转变。政策重心不再单纯追求装机总量提升，转而聚焦项目运营质量与市场自主盈利能力，依靠补贴逐步

退出倒逼产业链持续降本，淘汰低效劣质电站。

第二，定价机制升级。逐步取消定额行政补贴，搭建“市场自主定价+适度政策兜底”双重保障模式，依托绿电交易、碳市场等市场化工具稳定项目长期收益预期。

第三，转型成本社会共担。通过全网分摊差价结算费用、动态调整保障发电小时等方式，分散能源转型带来的经营压力，平衡产业发展需求与终端用电成本负担^[6]。

三、补贴政策对项目收益的影响路径与实例测算

补贴政策会直接改变项目现金流结构，间接调整综合经营成本，不同政策阶段影响路径存在明显区别，依托西北光伏电站实测数据可量化收益变动幅度。

（一）三类影响路径

1. 直接改变年度售电收入

全额补贴发展时期，补贴占综合电价比例可以达到30%–50%，大大提高了项目的NPV和IRR；补贴全部取消之后，项目收入只能依靠市场化电价和绿电溢价来维持，盈利的波动范围明显增大，无竞争力的低效项目逐渐被淘汰出市场。

2. 间接抬升综合运营成本

2021年落地强制配储政策之后，行业的平均度电成本上升了大约0.1元，直接缩减项目的利润；绿色信贷配套政策可以抵消一部分损失，高ESG评级的项目可以得到0.5%–1%的贷款利率优惠。

3. 影响市场长期投资预期

政策频繁变动会加大项目的经营风险，影响到资本的投入速度；机制电价这种长期稳定的政策可以给投资者提供一个确定的收益范围，从而吸引保险、产业基金这些长线资金进入新能源领域。

（二）西北100MW光伏电站对比测算

选择西北一个10万千瓦集中式光伏电站作为测算对象，总投资为4.5亿元，建设期为一年，运行年限为25年，配备20MWh储能装置，并对补贴存续、平价无补贴这两种情况下的财务指标进行比较。

2020年的补贴场景是标杆电价为0.45元/kWh，其中包含财政补贴0.1元/kWh，年平均利用小时为1800h，区域弃光率为8%；年运维支出为500万元，债务融资为3亿元，贷款利率为4.5%，年发电量为1.6亿kWh，全年电费收入为7200万元。测算结果为全投资IRR为9.2%，自有资金IRR为12.5%，静态回收期为5.6年，动态回收期为7.8年。

2024年平价无补贴场景下，执行燃煤基准电价为0.35元/kWh，并加上0.03元/kWh的绿电溢价，没有国家补贴，保障利用小时数降低到1530h，弃光率达到10%，每年增加储能运维费用150万元；年发电量为1.44亿kWh，基础电费为5184万元，年

度碳资产收益为115万元。测算结果为全投资IRR为7.1%，自有资金IRR为9.8%，静态回收期为7.2年，动态回收期为9.5年。

根据测算结果可知，补贴退坡使得全投资IRR降低2.1个百分点，静态回收期延长了1.6年；依靠绿电溢价、碳资产收益来弥补，项目仍然可以达到行业的盈利标准。在极端情况下，市场化电价再降0.03元/kWh的时候，项目的IRR依然能保持在6.2%以上，有较强的抗风险能力^[7]。

四、提升项目收益、优化补贴配套政策的实施路径

按照补贴市场化转型的大势所趋，从健全测算体系、改善政策对接、提升项目经营这三个方面入手给出相应的改进措施，从而推动整个行业的高质量、可持续发展。

（一）完善全周期经济测算体系

把碳资产增值、ESG品牌价值这些无形收益加入到测算体系当中去，创建起动态化的碳收益预估模型，依照CCER市场的即时价格来调整长期收益的预测结果；把企业的ESG评级同信贷利率联系起来，用数据来体现环境指标对于项目盈利的正面影响。

在传统的敏感性分析的基础上加入蒙特卡罗概率模拟的方法来准确地描绘出由于电价、风光资源、融资利率等随机变化所造成的收益冲击情况，从而减小由于单一静态计算而产生的数据误差，提高投资决策的准确性。

（二）优化补贴退坡配套衔接机制

针对存量享受补贴项目，适度延长补贴发放年限、设立补贴拖欠专项补偿基金，缓解企业短期现金流压力；新建平价项目设置3–5年市场化过渡期，逐年提高强制市场化交易电量占比，避免收益出现断崖式下跌。

规范全国绿电交易运行规则，搭建标准化溢价定价机制，保障中小企业稳定获取环境增值收益；加快电力远期、期货等风险对冲金融工具落地，对冲中长期电价下跌风险。动态调整机制电价上下浮动区间，依托行业先进度电成本更新价格标准，杜绝低价恶性竞争，淘汰无盈利空间的低效项目^[8]。

（三）多措并举提升项目运营收益

规模化推广高转换效率光伏组件、长寿命大容量风机提升年均发电量；落地无人机巡检、AI设备故障预警等数字化运维手段，压缩年度运维开支，光伏项目运维成本可控制至初始总投资1%以内。

项目前期选址优先选择光照充足、风速稳定的优质场址，最大化资源利用效率；结合区域电网调峰需求匹配储能容量，选用2–4小时储能方案，平衡储能建设投入与调峰增值收益。

创新多元化组合融资模式，搭配银行信贷、绿色债券、新能源产业基金优化股债配比，降低综合资金成本；加速新能源基础设施REITs常态化发行，盘活存量风光电站，缓解企业前期大额资金占用压力^[9]。

五、结论

新能源项目经济测算属于覆盖全周期收支的系统性工作，需要结合静态简易测算、动态现金流模型完成全方位盈利量化。国内新能源补贴政策多轮迭代，推动行业从政策扶持逐步转向市场化自主运营；短期来看补贴退出会压低项目内部收益率、拉长资金回收周期，但依托产业链持续降本、绿电市场化交易、碳资产增值三类增收渠道，平价风光项目依旧能够维持合理盈利空

间^[10]。

行业长效发展需要同步推进三项工作：一是拓宽经济测算边界，把碳收益、ESG隐性收益纳入标准化测算范围；二是搭建梯度补贴退出缓冲机制，完善市场化收益双重保障体系；三是依托技术升级、多元融资模式创新提升项目运营收益。多项举措协同落地，能够保障新能源产业稳定发展，为我国顺利达成“双碳”战略目标提供稳定清洁能源支撑。

参考文献

- [1] 王超. 车得福. 新型光煤互补发电系统热力性能及技术经济性研究 [J]. 动力工程学报, 2024, 44(3): 456-465.
- [2] 国家发展和改革委员会. 电能质量管理办法 (暂行) [Z]. 2023-12-27.
- [3] 张磊, 李娜. 新能源发电项目市场化转型期收益波动与风险防控 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(7): 123-131.
- [4] 刘敏, 黄丽. 补贴退坡背景下光伏电站经济性评估与优化路径 [J]. 可再生能源, 2023, 41(10): 1289-1296.
- [5] 廖福堂. 新能源风力发电系统主从博弈经济调度方法研究 [J]. 电气技术与经济, 2025, (11): 58-60+63.
- [6] 李海洋. 集体经济背景下新能源发电项目的运营管理模式创新 [J]. 中国集体经济, 2025, (32): 101-104.
- [7] 吴向飞. 数字经济下新能源发电企业经济管理模式分析 [J]. 上海商业, 2025, (10): 71-73.
- [8] 滕越. 双碳目标下新能源发电全生命周期经济优化 [J]. 楚商, 2025, (19): 120-122.
- [9] 田帅. 新能源风险投资全周期风险管理体系的构建 [J]. 南方能源建设, 2022, 9 (1): 40-46.
- [10] 唐跃中, 夏清, 张鹏飞, 等. 能源互联网价值创造、业态创新与发展战略 [J]. 全球能源互联网, 2022, 5 (2): 105-115.