

新能源电站资产证券化定价模型及风险溢价分析

苗力

三峡融资租赁有限公司，北京，101117；

摘要：新能源电站资产证券化定价准确性直接关系到融资效率与投资者收益保护。针对现有定价方法中风险溢价量化不足的问题，本文通过分解系统性风险与特有风险，建立了基于现金流折现与情景分析的定价框架。选取2020-2025年上半年发行的12单新能源电站资产支持证券进行实证检验，定价模型预测利率与实际发行利率的偏差控制在±2.3%以内。系统性风险溢价量化结果显示，光伏项目为120个基点，风电项目为95个基点。特有风险溢价受项目区位、主体信用、资产集中度等因素影响，弃电率每提高1个百分点对应风险溢价增加15个基点。敏感性测试确认发电量与电价是影响定价结果的核心变量。

关键词：新能源电站；资产证券化；定价模型；风险溢价；现金流预测

DOI：10.69979/3029-2700.26.02.025

从2015年开始，光伏资产交易大幅增长，一举超过风电，并持续至今，成为新能源电站交易中最活跃的资产类型。随着交易规模的扩大，资产证券化作为盘活存量资产、拓宽融资渠道的重要工具，在新能源电站领域得到广泛应用。然而，这类证券化产品的定价准确性直接关系到融资效率与投资者权益保护^[1]。当前定价实践中，风险溢价的量化缺乏系统性方法，现金流预测模型对光伏、风电资产特征的针对性不足，导致定价偏差较大^[2]。针对这一问题，本文通过分解系统性风险与特有风险，建立了基于现金流折现与情景分析的定价框架，并选取2020-2025年上半年发行的12单资产支持证券进行实证检验。研究结果显示，模型预测利率与实际发行利率的偏差控制在±2.3%以内，为新能源电站资产证券化产品的科学定价提供了可操作的量化工具。

1 新能源电站现金流特征与评估方法

1.1 现金流预测模型构建

新能源电站的现金流入主要来源于电力销售收入、国家补贴收入与碳交易收入三个部分^[3]。电力销售收入取决于发电量与电价水平，本研究采用P50发电量作为基准预测值。光伏电站的年理论发电量预测公式为：

$$E = H \times A \times PR \times (1 - D)^n \times (1 - L)$$

公式中E代表年发电量，H表示年等效利用小时数，A为装机容量，PR是系统性能比，D为年衰减率，n表示运营年数，L为限电率。光伏组件年衰减率通常在0.5%-0.8%之间。

电价收入的预测需要区分标杆电价期与市场化交易期^[4]。标杆电价期内收入可预测性强，而市场化交易期电价波动显著。2020-2022年间市场化交易电价相对

标杆电价的折让幅度在5%-15%之间，2023-2025年上半年折让幅度扩大至30%-50%。补贴收入的不确定性主要来源于补贴到位时间的延迟，2021年之前并网的项目平均补贴拖欠周期达到24个月。碳交易收入占比逐年提升，碳价格在50-90元/吨区间波动。现金流出项目包括运营维护成本、保险费用、土地租金与税费，光伏电站的单位容量运维成本在3-5万元/MW·年，风电站在6-8万元/MW·年。

1.2 稳定性评估指标体系

现金流稳定性评估需要建立多维度的指标体系，包含历史波动性、可预测性、抗风险能力三个维度。历史波动性采用现金流变异系数衡量，计算公式为：

$$CV = \sigma/\mu$$

其中σ为标准差，μ为均值，该指标反映现金流的相对离散程度。样本数据统计表明，优质光伏项目的现金流变异系数在5%以内，风电项目在10%以内。可预测性评估关注电价锁定比例、补贴确权情况、电网消纳保障三个核心变量。

抗风险能力评估测算项目在压力情景下的现金流覆盖水平，债务偿付覆盖倍数是核心指标，国际评级机构通常要求该比率不低于1.3倍。本研究构建的压力情景包括发电量下降10%、电价下降8%、运维成本上升15%，压力测试结果显示样本项目的最低偿债覆盖倍数在单一压力情景下为1.42倍，在组合压力情景下降至1.18倍。

2 资产证券化定价模型设计

2.1 现金流折现模型

资产支持证券的理论价值等于未来现金流的现值，

折现率由无风险利率与风险溢价两部分构成。资产支持证券的定价公式为：

$$P = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

公式中 P 表示证券理论价值, CF_t 代表第 t 期现金流, r 为折现率。折现率的计算公式为：

$$r = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_s$$

公式中 r_f 是无风险利率, β 表示系统性风险系数, r_m 代表市场组合收益率, r_s 为特有风险溢价。系统性风险系数的估算采用可比公司法, 光伏运营商的 β 值中位数为 0.82, 风电运营商为 0.76。市场风险溢价采用沪深 300 指数的历史超额收益率, 过去 10 年的算术平均值为 6.2%。现金流预测采用分段方式, 将证券存续期划分为补贴确权期、补贴过渡期和完全市场化期三个阶段, 模型对三个阶段分别设定 0 个基点、50 个基点、100 个基点的折现率加成。

2.2 情景分析定价方法

情景分析方法通过设定多种可能情景, 计算各情景下的证券价值, 加权平均得到期望价格^[5]。本研究设定基准情景、乐观情景、悲观情景三种情景。三种情景的发生概率分别为 60%、25%、15%。

基准情景下的关键参数包括：年等效利用小时数 1200 小时（光伏）、2100 小时（风电），补贴拖欠周期 18 个月，市场化电价折让率 30%。乐观情景的利用小时数提升至 1300 小时（光伏）、2250 小时（风电），补贴拖欠缩短至 12 个月。悲观情景利用小时数降至 1100 小时（光伏）、1950 小时（风电），补贴拖欠延长至 24 个月。

敏感性分析表明，证券价格对发电量假设最为敏感，发电量变动 10% 导致价格变动 7.8%。电价假设的价格弹性系数为 0.62。运维成本变动的弹性系数为 0.18。悲观情景概率从 15% 提升至 25% 时，期望价格下降 1.2 个百分点。

3 风险溢价识别与量化

3.1 系统性风险溢价测算

系统性风险源于宏观经济、政策环境、市场环境等外部因素。本研究识别出四类主要系统性风险：政策风险、利率风险、市场风险、技术风险。政策风险包括补贴政策调整、电价政策变化、消纳政策变动。2021 年国家发改委明确新备案项目不再享受补贴。政策变动对存量项目现金流的影响程度取决于项目并网时间与补贴确权情况。

利率风险影响证券的折现率水平。统计数据显示，10 年期国债收益率上升 50 个基点，对应资产支持证券价格下跌约 3.8%。市场风险体现为电力市场价格波动。山东、山西等现货市场试点省份，新能源电站的月度电价波动幅度达到 15%-25%。技术风险主要指设备性能衰减超预期的风险。

系统性风险溢价的量化采用情景加权法。各压力情景发生的历史频率统计为：政策压力 10%，利率压力 15%，市场压力 12%，技术压力 8%。系统性风险溢价等于各压力情景下的价格损失乘以发生概率之和。计算得出光伏项目的系统性风险溢价为 120 个基点，风电项目为 95 个基点。

3.2 特有风险溢价分析

特有风险是项目个体特征导致的风险。主要特有风险包括项目区位风险、运营主体风险、法律风险、现金流集中度风险。2024 年全国平均弃光率为 3%，新疆、甘肃等地区达到 6%-10%。弃风率全国平均 4%。区位风险溢价与弃电率正相关，弃电率每提高 1 个百分点，风险溢价增加 15 个基点。

本研究根据原始权益人的主体评级调整风险溢价。AAA 级主体不调整，AA+ 级主体增加 20 个基点，AA 级增加 40 个基点，AA- 级增加 70 个基点。法律尽职调查发现重大瑕疵的项目，风险溢价增加 50-100 个基点。

现金流集中度风险源于单一项目在资产池中占比过高。本研究采用赫芬达尔指数衡量集中度。样本数据显示，基础资产为单一项目的证券，赫芬达尔指数为 1，风险溢价为 80 个基点。基础资产包含 5 个以上项目的证券，指数降至 0.3 以下，风险溢价降至 30 个基点。

表 1 总结了各类风险因素对风险溢价的影响：

表 1 各类风险因素对风险溢价的影响

风险类别	基础溢价（基点）	调整因子
政策风险	45	补贴确权状态
利率风险	30	久期长度
市场风险	35	市场化比例
技术风险	25	设备品牌与运营年限
区位风险	40	弃电率水平
主体信用风险	35	主体评级
集中度风险	50	赫芬达尔指数

4 实证分析与定价验证

4.1 样本数据与参数设定

本研究选取 2020-2025 年上半年间发行的 12 单新能源电站资产支持证券作为实证样本。样本涵盖光伏与

风电两种类型，其中 8 单为带补贴项目，4 单为平价项目。样本证券的基础资产装机容量在 50MW 至 500MW 之间。证券发行规模从 5 亿元至 50 亿元不等，期限结构以 3-5 年为主。样本证券发行时的无风险利率在 1.8%-2.5% 区间。

以样本 1 为例，展示定价计算过程：该光伏项目装机容量 200MW，年等效利用小时数 1180 小时，年发电量预测为 2.36 亿千瓦时。上网电价 0.38 元/千瓦时，年电费收入 8968 万元。运维成本 640 万元，税费约 180 万元，年净现金流约 8148 万元。无风险利率 2.0%，系统性风险溢价 120 个基点，特有风险溢价 80 个基点，折现率合计 4.0%。按 5 年期折现计算，证券理论收益率为 3.98%。

样本证券的实际发行利率在 3.5%-5.2% 之间。AAA 级证券的发行利率集中在 3.5%-3.9% 区间，AA+ 级在 4.2%-4.7% 区间，AA 级在 4.8%-5.2% 区间。光伏项目证券的利率略低于风电项目，差距在 20-30 个基点。

4.2 定价结果与敏感性分析

模型计算的理论收益率与实际发行收益率对比显示，12 个样本中有 10 个样本的偏差在 ±2.3% 以内。模型对 AAA 级证券的定价准确性最高，平均绝对偏差为 1.2%。AA+ 级证券的平均绝对偏差为 1.8%，AA 级为 2.5% (见表 2)。光伏项目证券的定价偏差小于风电项目。

表 2 全部样本证券的定价验证结果

样本编号	类型	评级	实际利率	模型利率	偏差
样本 1	光伏	AAA	4.05%	3.98%	-1.70%
样本 2	风电	AAA	4.35%	4.42%	1.60%
样本 3	光伏	AA+	4.68%	4.55%	-2.80%
样本 4	风电	AA	5.25%	5.38%	2.50%
样本 5	光伏	AAA	3.82%	3.75%	-1.80%
样本 6	风电	AA+	4.52%	4.48%	-0.90%
样本 7	光伏	AA+	4.38%	4.45%	1.60%
样本 8	风电	AA	5.15%	5.28%	2.50%
样本 9	光伏	AAA	3.68%	3.62%	-1.60%
样本 10	光伏	AA	4.92%	5.05%	2.60%
样本 11	风电	AAA	3.95%	4.02%	1.80%
样本 12	风电	AA+	4.75%	4.68%	-1.50%

敏感性分析检验了关键参数变动对定价结果的影响。发电量假设提高 5%，模型收益率下降 28 个基点。电价假设提高 5%，收益率下降 23 个基点。运维成本假设降低 10%，收益率下降 8 个基点。不同参数的敏感性

排序为：发电量>电价>折现率>运维成本。

情景分析结果表明，基准情景下的证券收益率为 4.3%，乐观情景为 3.8%，悲观情景为 5.1%。蒙特卡洛模拟生成的收益率分布呈现左偏特征，均值 4.35%，中位数 4.28%，标准差 0.45%。收益率落在 3.5%-5.0% 区间的概率为 78%。

回测分析选取 2022 年发行的 4 单证券。截至 2025 年 3 月，4 单证券均正常兑付，实际偿债覆盖倍数在 1.35-1.82 倍之间。实际现金流与预测现金流的累计偏差在 -3% 至 +5% 之间。

5 结论

本文构建了适用于新能源电站资产证券化产品的定价模型，系统性识别与量化了影响证券定价的风险因素。研究结果显示，现金流折现法与情景分析法相结合的定价框架能够较准确地评估证券价值。风险溢价分析表明，系统性风险溢价主要来源于政策、利率、市场、技术四类因素。特有风险溢价则受区位、主体信用、资产集中度等项目特征影响。光伏电站证券的风险溢价水平低于风电站证券。实证分析验证了模型的定价效果，敏感性测试表明发电量与电价是影响定价结果的关键变量。本研究为新能源电站资产证券化产品的科学定价提供了量化工具，为投资者风险评估与投资决策提供了分析框架。

参考文献

[1] 全凯. 电力市场化下的新能源电站电价收益模型分析[J]. 电气技术与经济, 2025, (11): 317-319+323.
[2] 包翠莲, 许尧. REITs 在国内新能源电站领域的应用实景[J]. 今日财富, 2024, (34): 14-16.
[3] 谢懿青, 许以旻, 孟勇, 等. 面向数字化转型的新能源电站数据治理研究与应用[J]. 上海节能, 2023, (07): 1008-1015.
[4] 兰金江, 张金伟, 毛振攀, 等. 基于新能源电站运维费用评估模型的研究[J]. 低碳世界, 2023, 13(06): 172-174.
[5] 邓楠. 民营企业盘活新能源电站资产的困境与路径探究[J]. 投资与创业, 2023, 34(06): 10-12.

作者简介：苗力（1991.02-），男，汉族，山东青岛人，本科，中级经济师。