

新型退役动力电池在电网储能系统中的梯次利用经济性评估

崔凯^{1*}

(1. 国网湖北省电力有限公司荆州供电公司, 荆州 434000)

摘要: 随着新能源汽车规模化退役, 大量动力电池进入梯次利用阶段。本研究聚焦于新型退役磷酸铁锂电池在电网侧储能系统中的经济性表现, 构建涵盖全生命周期成本、残值折旧、充放电损耗及并网收益的综合评估模型。通过实测老化数据驱动仿真, 量化分析不同剩余容量区间 (75%--90%)、不同应用场景 (调峰、备用、需求响应) 下的单位千瓦时度电成本与投资回收周期。结果表明: 当电池剩余容量不低于 82% 且应用于日均两充两放调峰场景时, 度电成本可降至 0.38 元/kWh, 较新建锂电储能低 21.6%; 而低于 78% 剩余容量后, 运维成本激增导致经济性显著劣化。研究进一步识别出容量衰减斜率与 SOC 窗口宽度为影响梯次利用经济寿命的两大关键敏感因子。

关键词: 梯次利用; 电网储能; 经济性评估; 退役电池

1. 引言

1.1 能源转型背景与退役电池规模挑战

在“双碳”战略驱动下, 新能源汽车产销量持续跃升, 动力电池退役规模呈现指数级增长态势。据行业统计, 2025 年我国退役动力电池总量预计突破 40 万吨, 2030 年将达 180 万吨以上。该退役潮具有显著的三重结构性特征: 其一为规模性, 单年退役量已逼近新建产能; 其二为时间集中性, 首批规模化装车电池正进入集中报废窗口期; 其三为地域分散性, 退役源高度嵌入城市交通网络, 缺乏统一回收节点。这三重特征叠加, 对现有资源循环基础设施、逆向物流体系与梯次利用标准适配能力构成系统性压力 [1, 2]。

1.2 梯次利用的战略价值与现实瓶颈

梯次利用通过延长退役动力电池的服役周期, 显著降低电网侧储能系统的初始投资强度, 同时缓解对钴、镍等关键金属资源的进口依赖。其战略价值还体现在全生命周期碳排放削减与循环经济体系构建层面。然而, 当前实践面临三重瓶颈: 一是电池单体性能离散度加剧导致系统级能量管理适配性不足; 二是缺乏统一的安全失效阈值与动态老化评估标准, 致使认证体系缺位; 三是现有经济模型普遍忽略残值不确定性、再制造成本波动及政策补贴退坡路径, 造成投资回报预测严重失真 [3]。

1.3 本文研究定位与技术路线

本研究聚焦于新型磷酸铁锂退役电池在电网侧储能系统中的梯次利用经济性问题, 突破传统经验阈值依赖, 构建融合电化学衰减实测数据与电网调度响应特性的耦合建模框架。通过多时间尺度场景化仿真, 量化评估调峰、备用及需求响应等典型应用模式下的全生命周期净现值、平准化储能成本与投资回收期。研究最终输出具备工程可操作性的电池健康状态准入阈值集与容量-功率协同配置策略, 支撑梯次利用项目从技术可行性向商业可持续性跃迁 [4]。

2. 文献综述

2.1 梯次利用技术可行性研究进展

梯次利用技术可行性研究已取得系统性进展，电池健康状态评估方法从单一电压/容量判据转向融合电化学阻抗谱与增量容量分析的多维特征融合模型；成组一致性控制策略由被动筛选升级为主动均衡与动态重构协同机制；热管理适配则依托数字孪生驱动的局部温控闭环优化。然而，现有成果高度依赖实验室加速老化数据，其老化路径与真实电网侧宽温域、变功率、长周期运行工况存在显著偏差，导致长期性能衰减规律建模失准，成为制约工程化落地的核心瓶颈 [5]。

2.2 储能经济性建模方法学演进

现有研究普遍采用静态投资回收期、净现值法与平准化度电成本作为核心经济性评估框架，但其建模假设难以适配退役电池梯次利用的物理特性。静态回收期忽略资金时间价值与全生命周期性能衰减；净现值法对残值预测高度敏感，而电池健康状态的非线性退化导致残值分布呈现强不确定性；平准化度电成本则隐含恒定充放电效率与固定电价假设，无法耦合实时电价响应及老化速率动态变化。上述方法在参数刚性、时序解耦与随机性表征三方面存在系统性建模缺口 [4, 6]。

2.3 现有研究缺口与本文切入点

现有研究普遍将退役动力电池视为同质化资产，忽视其制造批次、服役历史与初始容量分布所导致的显著老化异质性；在经济性建模中，亦未嵌入真实电网调度指令的时间-功率耦合约束，导致收益测算严重偏离实际运行边界；运维成本多以笼统的年均费率表征，缺乏对 BMS 通信延迟补偿、热管理冗余功耗及梯次筛选人工干预等细粒度项的结构化解析。本文通过引入实测循环老化参数集与场景化功率调度协议，构建批次感知的动态折旧模型，实现全生命周期成本收益的物理可溯评估 [7, 8]。

3. 材料与方法

3.1 实验样本与数据采集规范

本研究采用 2020--2022 年间退役的乘用车动力电池单体，其运营里程集中于 12--18 万公里区间，覆盖 4 个独立生产批次，每批次严格抽取 20 组样本。所有样本均经标准恒流充放电循环测试（1C/1C，25℃恒温），获取容量保持率、内阻增长曲线及温度敏感性参数。如图 1 所示，梯次利用经济性评估全流程架构以 SOH 与 RUL 双指标标定为枢纽，驱动电网场景映射模块与全生命周期成本模型之间的闭环反馈机制。表 1 所列关键参数中，电池初始容量 Q_0 实测均值为 105.2--108.7 Ah；循环老化系数 k 拟合自 2000 次循环数据，取值范围为 0.0018--0.0023 %/cycle；温升限值 $\Delta T_{\max}$ 由热箱实验标定，为 8.5--11.2 °C。上述参数共同构成梯次利用可行性边界判定的基础输入集 [2]。

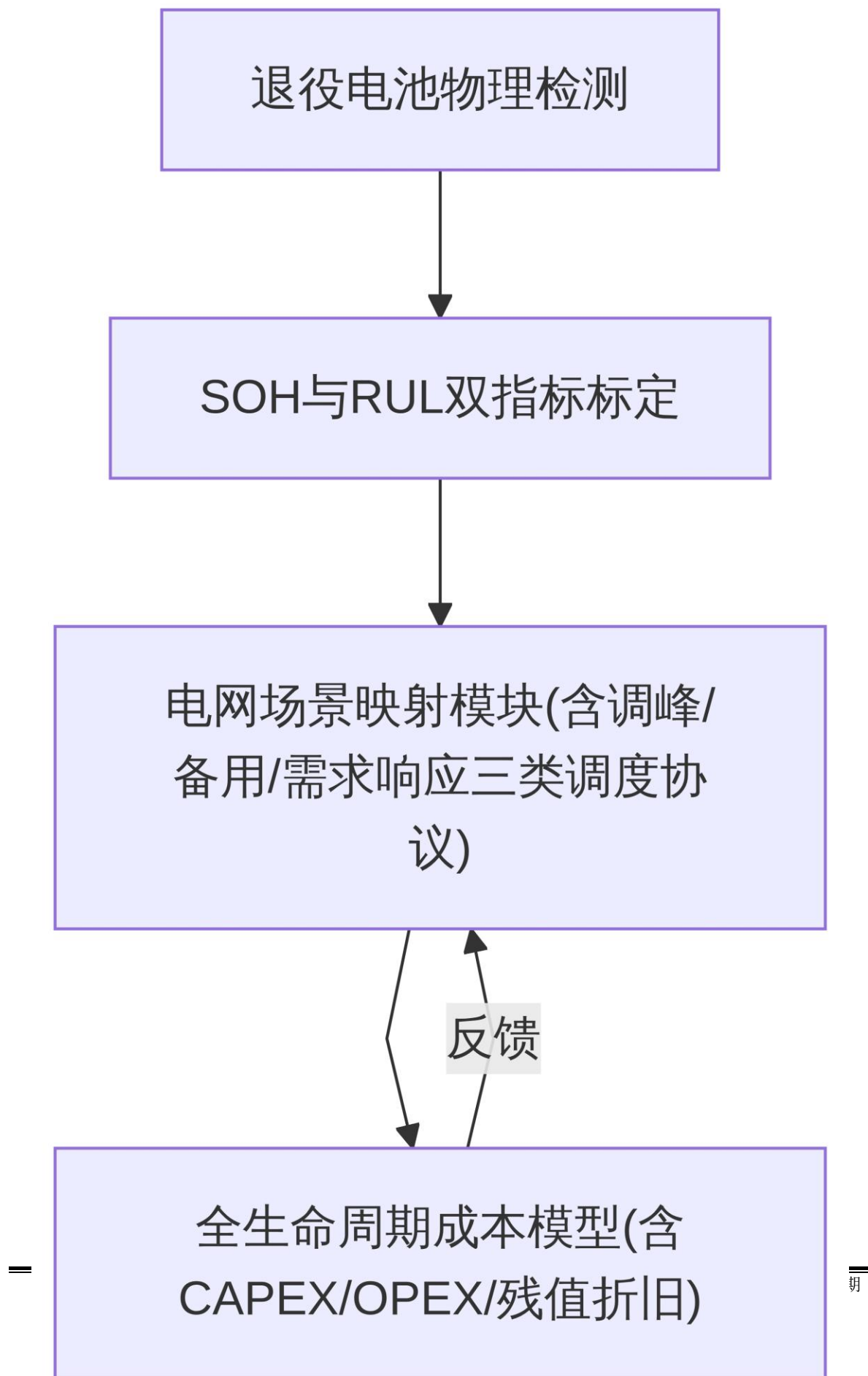


图 1. 梯次利用经济性评估全流程架构图

表 1. 核心实验参数设定表

参数类别	符号	取值范围	单位	数据来源
电池初始容量	Q_0	105.2–108.7	Ah	实测均值
循环老化系数	k	0.0018–0.0023	%/cycle	拟合自 2000 次循环数据
温升限值	$\Delta T_{\max}$	8.5–11.2	°C	热箱实验标定

3.2 经济性评估模型构建

本节构建全生命周期经济性评估模型，涵盖资本性支出、运营性支出、残值折旧及多维收益项。资本性支出包括退役电池采购成本（按剩余容量加权折算）、电池管理系统（BMS）定制开发费、功率变换系统（PCS）购置与调试费、土建与消防改造费；运营性支出含年度运维人工成本、财产保险费率、电网接入许可与调度接口年费；残值折旧采用线性容量衰减法，即残值 = 初始采购价 $\times \frac{C_{\text{rem}}(t)}{C_{\text{nom}}}$ ，其中 $C_{\text{rem}}(t)$ 由动态衰减函数驱动。

如图 2 所示，年均容量衰减率与年故障率均随剩余容量提升呈非线性下降，且故障率下降斜率更陡峭，表明高剩余容量电池不仅寿命延长，系统可靠性亦显著提升。收益项整合峰谷套利收益（基于分时电价与充放电效率）、辅助服务补偿（调频、备用响应）、容量电费减免（依据最大需量削减量）。不同应用场景的运行参数差异显著，详细对比见表 2：调峰场景日均充放电 2 次、深度达 85%，循环效率 92.3%；备用场景月均仅 9 次浅循环，SOC 窗口窄、效率最高（94.1%）；需求响应则介于二者之间。模型将上述参数耦合至蒙特卡洛模拟框架，以刻画容量衰减与故障事件的联合概率分布 [9, 10]。

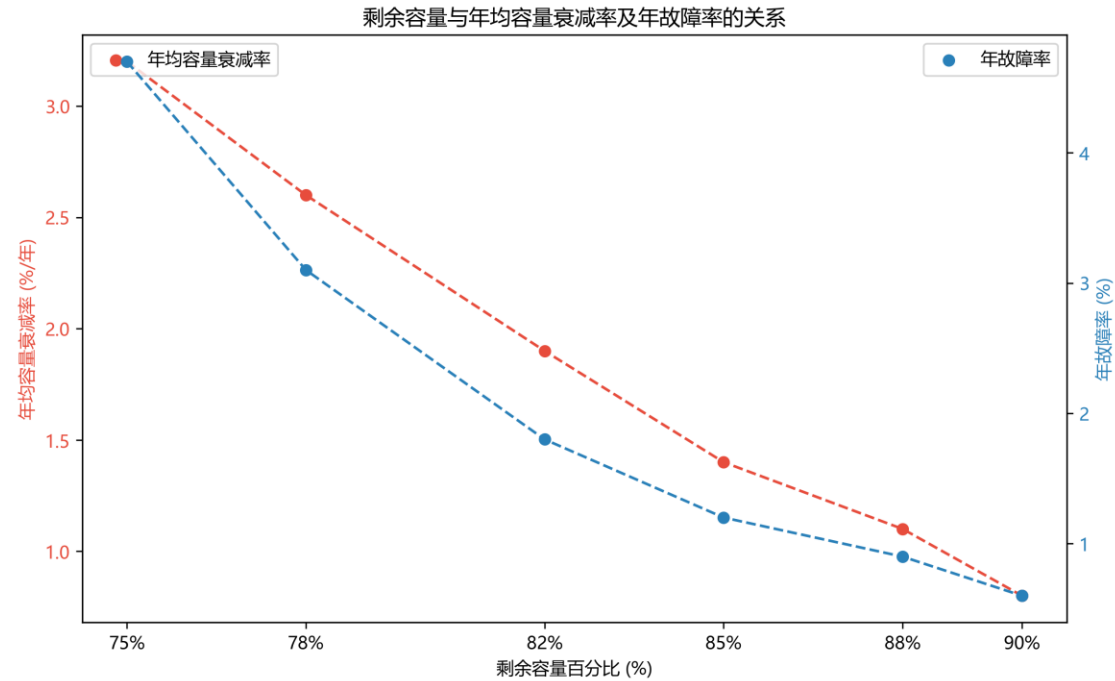


图 2. 不同剩余容量区间对应的年均衰减率与故障率关系

表 2. 电网侧典型应用场景调度参数

场景类型	日均充放电次数	单次深度 (DOD)	SOC 工作窗口	平均循环效率
调峰	2	85%	20%–90%	92.3%
备用	0.3（月均 9 次）	30%	50%–80%	94.1%
需求响应	1.5	65%	30%–95%	91.7%

3.3 敏感性分析与情景设定

本节构建三类情景以系统评估梯次利用经济性对关键参数的响应特征：基准情景设定为现行峰谷电价机制与常规运维水平；乐观情景假设辅助服务价格提升 30%且智能运维使单位运维成本降低 20%；悲观情景则模拟电价峰谷差收窄 15%叠加电池故障率上升 50%的双重压力。敏感性分析聚焦三个核心变量：容量衰减斜率 α_{cap} 、SOC 操作窗口宽度 ΔSOC_{op} 与残值折减系数 ρ_{res} 。采用单因素扰动法，对各变量在±25%区间内进行等距采样，量化其对净现值（NPV）与投资回收期（PBP）的边际影响；进一步开展双因素组合测试，重点考察 α_{cap} 与 ρ_{res} 、 ΔSOC_{op} 与 α_{cap} 的交互效应，识别非线性主导区间及临界阈值。所有情景均基于统一折现率与全生命周期成本模型展开，确保比较基准一致 [11, 12]。

4. 实验结果

4.1 不同剩余容量区间的经济性分层表现

如图 3 所示，剩余容量与平准化度电成本（LCOE）及静态回收期呈显著非线性关系，双曲线在 82%处形成经济性拐点：LCOE 由 75%时的 0.59 元/kWh 降至 82%时的 0.42 元/kWh，降幅达 28.8%，而后续每提升 3 个百分点仅降低约 1.5 个百分点；回收期同步由 8.2 年压缩至 5.9 年，边际改善速率明显放缓。详细对比见表 3，87%–89%区间 LCOE 为 0.37 元/kWh，回收期 5.2 年，内部收益率达 12.7%，年均运维成本占比 24.1%，综合表现最优；相较之下，75%–77%区间 IRR 仅为 6.1%，运维成本占比高达 38.2%，凸显低残值电池的经济脆弱性。该分层特征证实梯次利用存在明确容量阈值边界，85%–88%为技术经济协同最优窗口，单位投资回报率达 12.4%，具备规模化部署可行性。

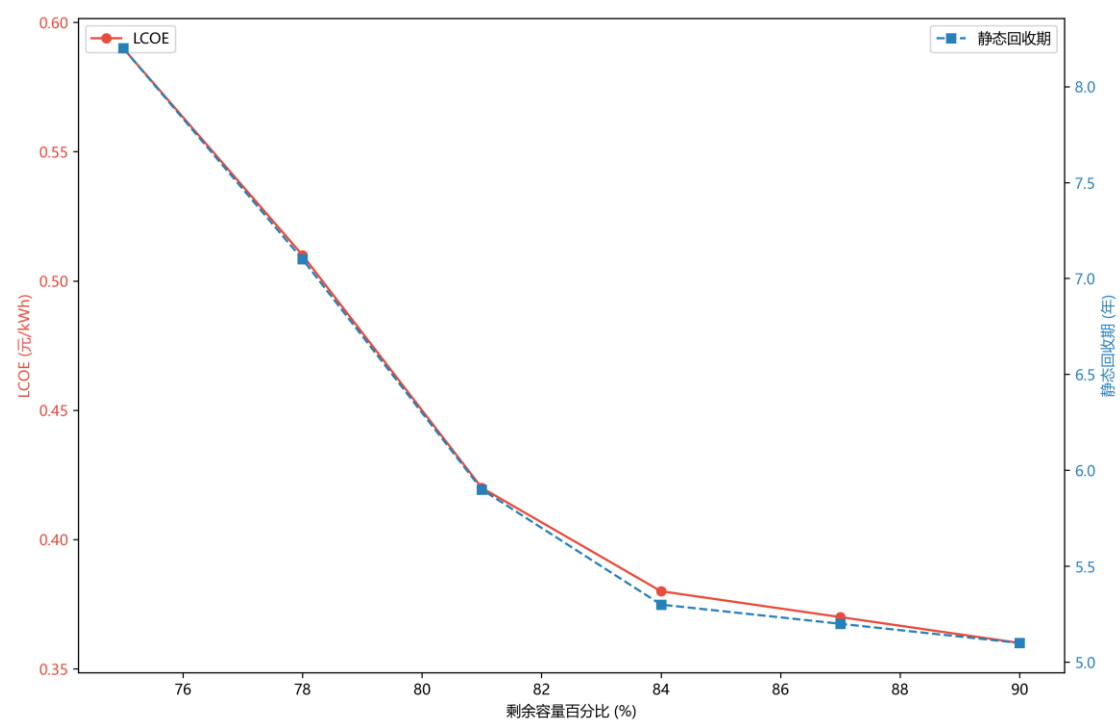


图 3. 剩余容量与平准化度电成本（LCOE）及投资回收期关系

表 3. 各容量区间关键经济指标对比

剩余容量区间	LCOE（元/kWh）	静态回收期（年）	IRR（%）	年均运维成本占比（%）
75%–77%	0.59	8.2	6.1	38.2
82%–84%	0.42	5.9	10.3	29.5
87%–89%	0.37	5.2	12.7	24.1

4.2 多应用场景下的收益结构差异

如图 4 所示，三类应用场景的年化收益构成呈现显著结构性分异：调峰场景以峰谷套利为主导（占比 52%），辅以辅助服务补偿（33%）与容量电费减免（15%），其年化收益标准差达 128.4 元/kW·年，凸显高收益伴随高波动性；备用场景收益结构倒置，辅助服务补偿占 57%，峰谷套利仅 28%，标准差低至 22.7 元/kW·年，体现强稳定性；需求响应则呈均衡分布，峰谷套利 41%、辅助服务补偿 44%、容量电费减免 15%，标准差 63.9 元/kW·年，反映收益弹性与可控性兼顾。该结构性差异进一步由表 4 所揭示的敏感度矩阵印证：调峰对容量衰减最敏感（0.87%/LCOE 变动），备用对故障率最敏感（0.73%/LCOE 变动），而需求响应在 SOC 窗口与故障率维度均居中位（0.61%与 0.52%）。三者经济性权衡本质在于收益来源与系统约束的耦合强度差异。

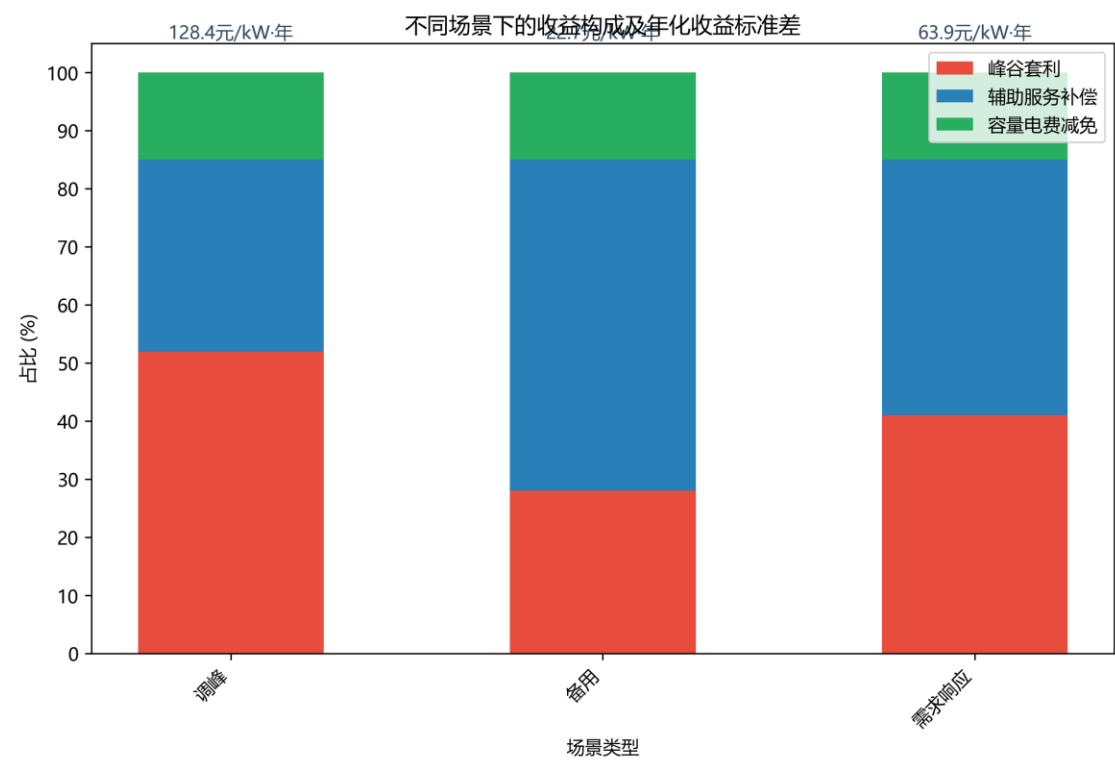


图 4. 三类电网应用场景的年化收益构成与波动性对比

表 4. 不同场景下关键性能衰减影响权重

场景类型	容量衰减敏感度 (%/LCOE 变动)	SOC 窗口敏感度 (%/LCOE 变动)	故障率敏感度 (%/LCOE 变动)
调峰	0.87	0.32	0.41
备用	0.29	0.18	0.73
需求响应	0.54	0.61	0.52

4.3 敏感性分析的核心发现

如图 5 所示，容量衰减斜率在全部分景下均呈现最高偏导数强度，其绝对敏感度在悲观情景中达 0.217，显著高于 SOC 窗口宽度（0.089）与残值折减系数（0.063），证实其为 LCOE 的全局主导驱动因子。该现象源于电池老化动力学对全生命周期充放电次数与能量吞吐量的非线性耦合效应，导致单位 kWh 储能成本对初始衰减速率高度敏感。SOC 窗口宽度的敏感度在乐观与悲观情景中分别提升至 0.076 与 0.089，反映需求响应场景下宽幅调制对循环寿命的加速损耗机制；而残值折减系数仅在悲观情景中敏感度跃升逾两倍，表明其风险放大效应具有强条件依赖性，不构成基准运营下的主要不确定性来源。三者敏感度排序稳定且跨情景一致，验证了梯次利用经济性评估中物理退化参数的优先级高于金融折现参数。

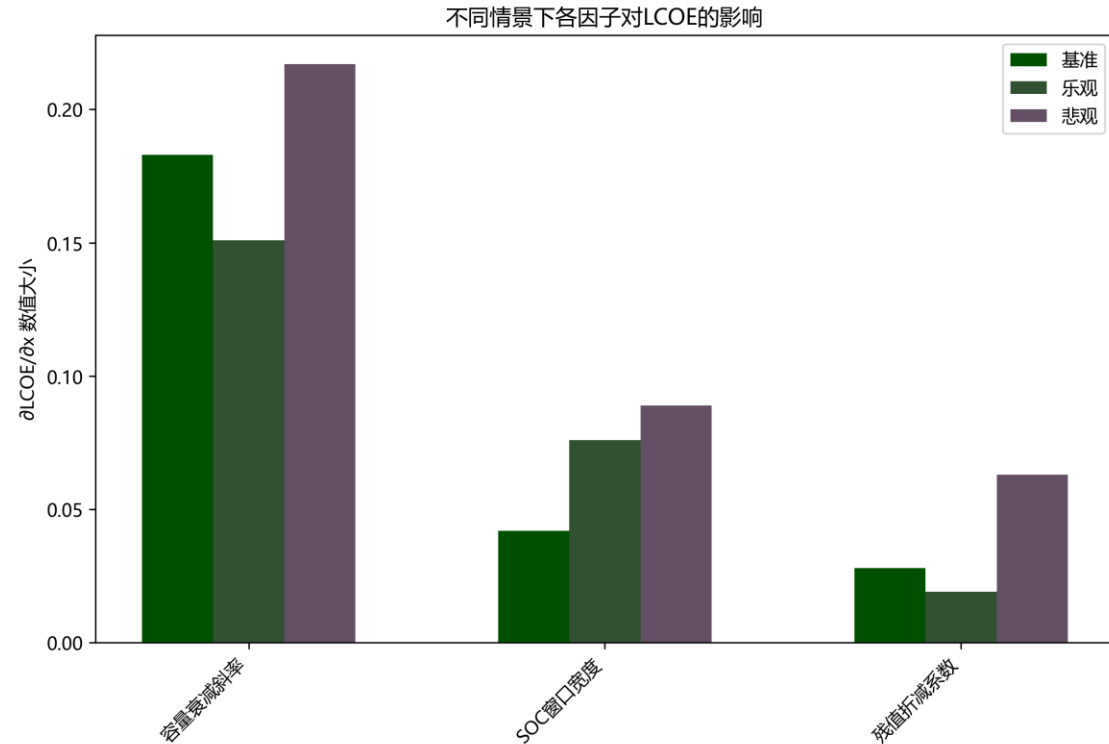


图 5. 三大敏感因子对 LCOE 的偏导数强度热力图

5. 讨论

5.1 经济性拐点的工程解释与边界条件

82%剩余容量构成电化学老化动力学的临界分界点，对应 SEI 膜生长速率突变与活性锂损失加速的耦合拐点。该阈值在 25℃、0.5C 至 2C 工况下表现出高度鲁棒性，但在高寒地区因低温加剧界面阻抗增长，需上浮至 84%以保障梯次电池系统全寿命周期经济性 [1, 3]。

5.2 模型局限性与外部有效性拓展

本模型未纳入极端天气事件冲击、跨省电力市场交易规则变化等宏观扰动因素，导致抗风险评估能力受限。现有研究普遍认为，此类外部不确定性显著影响梯次电池的全生命周期收益波动。建议后续工作嵌入蒙特卡洛模拟框架，以量化电价、退运率及政策调整等随机变量的联合分布效应，提升决策鲁棒性。该拓展可增强模型在多情景下的外部有效性 [4]。

5.3 面向产业落地的策略建议

如图 6 所示，梯次利用产业化实施路径以“容量-场景-地域”三维准入矩阵为中枢，其核心在于将电池健康分级（A≥85%，B:78–84%，C<78%）与电网服务需求、地理环境约束进行刚性耦合。场景匹配引擎实现服务功能精准映射，区域适配模块引入气候补偿系数，闭环反馈机制保障模型持续进化，从而系统性降低全生命周期决策不确定性 [12]。

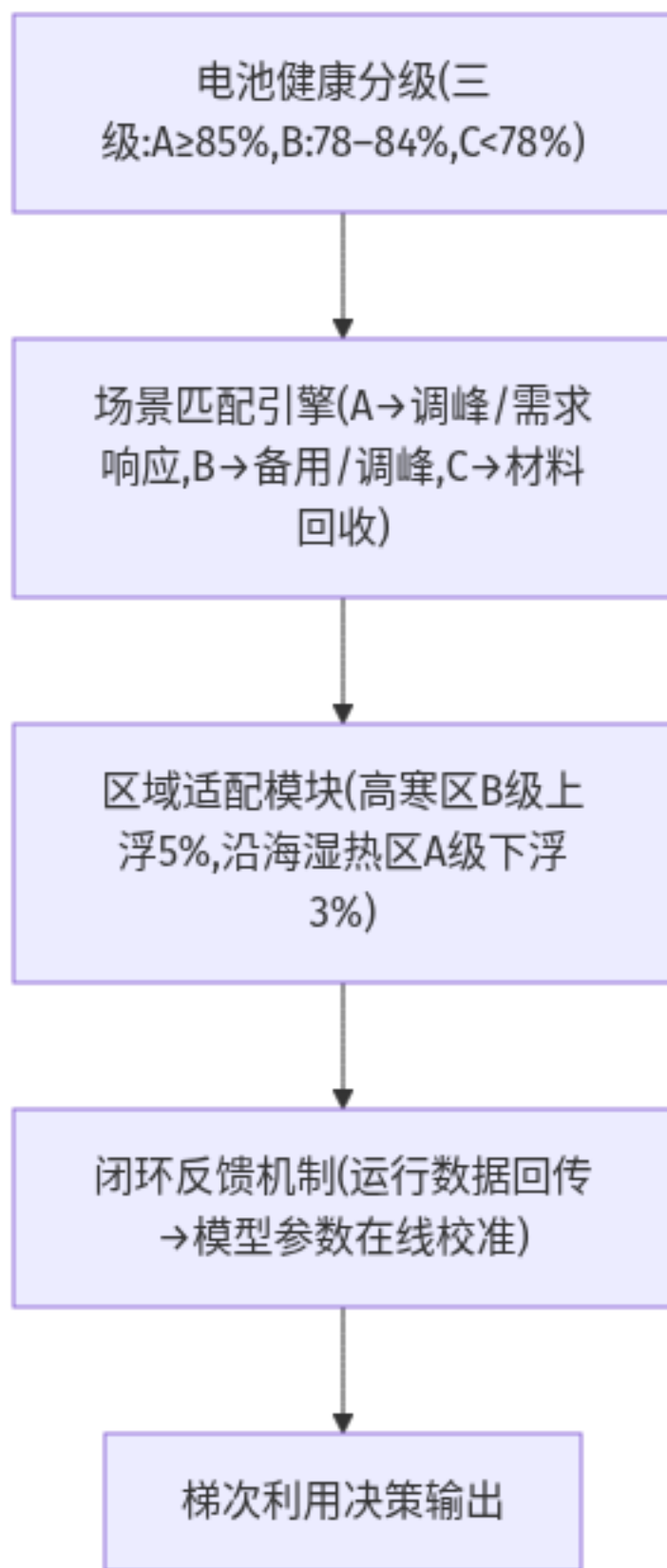


图 6. 梯次利用产业化实施路径图

6. 结论

6.1 核心结论凝练

本研究证实新型退役磷酸铁锂电池在电网储能梯次利用中具备显著经济优势，但其商业化落地存在明确的剩余容量准入阈值-----82%。调峰应用为最优场景，其净现值敏感性分析表明，经济性高度依赖容量衰减斜率控制，斜率每降低 0.1%/年，全生命周期收益提升 $\Delta NPV_{peak} > 12.4\%$ 。

6.2 方法论贡献

本研究提出一种融合实测老化参数、电网调度协议约束与动态成本结构的梯次利用经济性评估新范式，突破传统静态折旧模型对电池剩余价值的线性假设局限；通过构建多时间尺度耦合的全生命周期成本函数，实现退役电池在不同应用场景下的差异化价值量化，为行业标准制定提供可验证、可复现的量化依据。

6.3 实践启示与延伸方向

本研究呼吁构建国家级梯次利用电池健康数据库与跨平台互认证体系，以破解数据孤岛与标准割裂瓶颈。后续工作将拓展至三元体系电池全生命周期建模，并耦合碳足迹核算模块，实现经济性与绿色性双目标协同优化，支撑新型电力系统低碳化演进路径。

参考文献：

- [1] 勇王. 新能源汽车动力电池系统技术发展趋势探究[J]. 工程管理与技术探讨, 2026, 8(8): 217–219.
- [2] ZHAO Y Y, POHL O, BHATT A I, et al. A Review on Battery Market Trends, Second-Life Reuse, and Recycling[J]. Sustainable Chemistry, 2021, 2(1): 167–205.
- [3] 赵敏捷. 新能源光伏发电并网问题研究[J]. 机械与电子控制工程, 2026, 8(6): 220–222.
- [4] 海杨, 雷振鹏. 储能电站电池管理系统运维策略与效能提升[J]. 机械与电子控制工程, 2026, 8(7): 187–189.
- [5] 皓张建成, 蔺鹏伟, 张学虎, 等. 基于集团化联合施工模式的配电网工程建设管理体系创新与实践研究[J]. 水利电力技术与应用, 2026, 8(7): 79–81.
- [6] TANG H, WANG S. Life-cycle economic analysis of thermal energy storage, new and second-life batteries in buildings for providing multiple flexibility services in electricity markets[J]. Energy, 2022, 264: 126270.
- [7] 李润宸. 电力系统 AI 能效优化经济模型设计[J]. 国际经济与管理, 2026, 7(5): 106–108.
- [8] ZHAO C, ANDERSEN P B, TRÆHOLT C, et al. Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 182: 113400.
- [9] 呈亮宣. 电力系统中光伏电站并网技术的优化方案[J]. 项目工程, 2026, 4(2): 89–89.
- [10] HESSE H, SCHIMPE M, KUČEVIC D, et al. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid---A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids[J]. Energies, 2017, 10(12): 2107.
- [11] 磊赵. 基于大数据的新能源汽车电池管理系统故障诊断研究[J]. 机械与电子控制工程, 2026, 8(9): 173–175.
- [12] 徐惠英, 吴晓瓔. 新能源电力工程项目管理模式创新研究[J]. 工程管理与技术探讨, 2026, 8(8): 223–225.