

基于 ESG 理念的新型电池储能综合 价值测算及经济性评估

王亚莉 叶泽 戴双凤 魏文 刘爱军¹

(长沙理工大学 经济与管理学院, 湖南 长沙 410114)

【摘要】 基于 ESG(环境、社会、治理)理念, 采用双指数学习曲线函数, 模拟储能成本动态变化过程, 根据动态全生命周期成本和综合价值, 构建新型电池储能经济性评估模型, 依据江苏省新建储能电站相关数据, 考量新型电池储能的综合价值, 验证模型有效性。结果发现: 当前新型电池储能电站建设成本高, 价值回收难以补偿全生命周期成本, 制约新型电力系统发展。仿真结果表明: 当储能成本降至 2900 元/kW 时, 新型电池储能能够达到投资边界值, 经济上可实现大规模应用。

【关键词】 新型电池储能 全生命周期成本 综合价值 平准化成本 投资边界值

【中图分类号】: F426. 61 **【文献标识码】**: A **【文章编号】**: 1003-7217(2022)05-0108-08

一、引言

近年来, 我国各级政府部门持续出台了多项储能利好政策^[1,2], 大力支持储能技术发展与应用。2022 年 6 月, 国家发展和改革委员会、国家能源局联合发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》(发改办运行[2022]475 号), 提出新型储能可作为独立储能参与电力市场, 鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场^[3], 标志着新型储能参与电力市场交易已得到政策层面的支持。然而, 在当前“双碳”目标约束下, 新型电力系统的可持续发展需要新型电池储能(简称储能)的大规模应用作为支撑, 从而该领域投资边界值的确定对于相关投资主体判断投资可行性、投资规模尤为重要。目前, 环境、社会和治理(environmental, social, and governance, 简称 ESG)理念受到投资者与政府政策的高度关注^[4,5], 被广泛用于投资分析及投资决策过程。这种理念也与我国绿色发展、可持续发展理念一脉相承。因此, 将 ESG 理念融入储能投资边界值确定值得深入研究。

目前, 国内外有关储能经济性的研究集中在储能投资效益分析、储能价值计量等方面, 且计量模型大多是将收益最大化作为目标函数^[6], 考虑固定的储能生产成本。电池储能价值评估研究考虑的储能效益不同, 大多评估低储高发套利、电网建设延期收益、线路损耗降低收益、减少备用容量成本以及政府补贴等效益^[7,8,9,10,11], 与此同时, 不少学者对储能参与电力市场开展了一系列研究, 发现储能可以通过参与市场方式获得额外的收入。EI-Zonkoly、Chen 和 Song 根据电网调峰需求, 充分利用储能削峰填谷功能等优势, 在经济和技术层面论证了储能参与调峰的可行性^[12,13]。谢志佳等综合评价储能参与调频辅助服务的运行效益, 为其投资应用提供了决策参考^[14]。有学者论证了储能参与需求侧响应市场的可行性, 曹锐鑫等认为用户侧电化学储能可以获得削峰填谷收益和需量调节收益^[15]。目前研究成果较少分析储能的外部性影响, 忽略了其社会和生态方面的隐性价值, 这会低估储能价

¹**作者简介**: 王亚莉(1982—), 女, 湖南衡阳人, 长沙理工大学经济与管理学院博士研究生, 研究方向: 电力企业财务管理。戴双凤(1983—), 长沙理工大学经济与管理学院博士研究生, 研究方向: 电力经济与管理。

基金项目: 湖南省社科项目(17JD02, 18JD02); 湖南省教育厅优秀青年项目(20B027); 湖南省智能财会与工程应用研究中心项目(20cky03); 湖南省企业管理与投资研究项目(18qytzyb3)

值。实际上，储能外部性收益占年总收益比例比较大^[16]。

一些学者认为储能对环境和社会有较大影响，评估其价值时应考虑社会和生态效益。韩晓娟等评估负荷侧电池储能系统经济价值考虑了环境效益^[17]。Oliveira 等运用生命周期分析法对储能系统的环境效益(包括气候变化、有毒气体、PM 排放)进行了分析，得出锂离子电池、钠氯化镍电池储能具有最大的环境效益^[18]。黄碧斌等分析了电网侧能源电力规划应用场景储能系统的经济、安全和社会效益^[19]。雷琪等提出区域配电网分层储能系统的效益包括削峰填谷效益、辅助服务效益、平抑光伏出力效益、环境效益和社会效益^[20]。但是对于储能价值评估缺乏较为综合全面的研究，徐国栋等建立了包含分时电价收益、弃风减小收益及环境收益的储能综合效益评估体系^[21]。孙伟卿等根据电池储能电站在电力系统中的作用，将系统价值细分为直接价值(direct value, DV)和间接价值，并对储能的多重价值进行评估^[22]。赵会茹等则认为储能的经济性评估要考虑其综合价值(integrated value, IV)，包括储能自身价值和外部价值^[16]。在此基础上，关于制定可靠的储能投资决策、构建储能投资经济模型和“峰谷”电价边界值等方面的研究得到了广泛关注^[23, 24, 25]。Zhang 等提出平均定价市场机制的双边拍卖模型，旨在解决因分时电价与上网电价差异较大而造成的能源交易收益损失问题^[26]。王宝等将用户侧储能成本与峰谷分时电价结合，构建了动态联动模型，能够合理评估储能投资经济边界值^[27]。

综上所述，学术界对储能经济性评估的研究主要是基于固定储能生产成本和充放电效率，较少考虑储能自然老化、充放电次数和深度等因素对储能可用容量和充放电效率的影响，鲜有考虑储能成本演变趋势对储能价值的影响和全面评估储能综合价值。实际上储能可用容量和充放电效率会受储能电池自然老化、充放电次数和深度等影响，不断衰退^[28]，储能成本随技术发展而不断降低^[29]。本文基于 ESG 理念，采用双指数学习曲线函数，模拟储能成本动态变化过程，根据动态全寿命周期成本(lifecycle cost, LCC)和综合价值，构建储能经济性评估模型，设定储能不同的工作容量和效率，采用改进遗传算法对模型进行求解，构建储能投资回收期、平准化成本和生产成本的投资边界值模型，使其更加符合实际情况，为储能投资决策提供更加可靠的依据。

二、新型电池储能的综合价值分析

储能在新电力系统中的功能多样化，能够在系统调峰、调频、调节负荷、功率平衡、提供备用等多种场景发挥重要作用。根据储能功能发挥的作用进行全面评估，才能实现其综合价值最大化。

(一) 储能综合价值概念

从 ESG 理念角度，储能的综合价值应包含储能在电力产供销各环节可实现价值的总和，既有直接价值也应体现间接价值^[16, 22]。它应既有储能对社会和生态的影响，又有社会和生态变化对储能直接价值的影响。其中，间接价值包括社会价值(social value, SV)和生态价值(ecological value, EV) (如图 1)。在综合价值的评估中，投资决策的依据不再是资金流的净现值，而是资金、社会和生态流动的综合现值^[30]。储能投资商必须关注新型电池储能的整体价值，而不仅仅是直接价值。

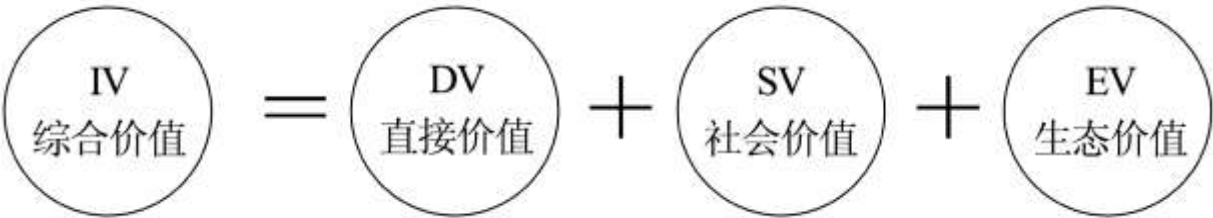


图 1 储能综合价值

储能投资商要根据电力市场需求状况，明确自身提供服务的能力，结合相关应用价格体系，提供有偿服务，创造综合价值，形成收入来源。能够被量化的价值称为直接价值，而不能直接被量化的价值为间接价值。很难用货币来量化的间接价值一般利用成本核算以及等效替代等手段进行衡量。比如社会价值无法用货币等价衡量，可以通过碳减排量来量化评估。若碳交易市场成熟的话，则可以用参与碳交易市场获取的收入来衡量。

（二）储能直接价值分析

储能直接价值是指能够直接由交易或者价格来反映的储能收入，具体包括：一是峰谷价差套利收入。储能参与电能量套利市场，高峰时发电低谷时用电，实现“低买高卖”直接获得收益即电能量市场套利收入^[29]。二是参与电力辅助服务市场收入。储能系统快速响应的特点，在电力系统中能够满足系统调峰、调频、备用、电压支撑以及黑启动等多项需求，为电力系统提供辅助服务，直接获得电力辅助服务收入^[31]。三是参与电力需求响应收入。储能电站通过自控制系统，能够在极短时间内实现从电力用户（充电）到发电商（放电）的切换，根据电价信号或激励措施参与需求侧响应获得额外收入，如电费节约和政策补贴等。

（三）储能间接价值分析

储能间接价值是指不能直接由交易或者价格来反映的，需要间接估算的储能收入^[16]。间接价值包括替代投资、减少弃风弃光、减少减排和燃料成本、减少系统停电损失电量等作用，进而带来相应的收入或者成本的节约。还包括降低网损^[7]、提高用户供电可靠性、节约容量电费^[15]等价值，这些价值难以量化。

一是社会价值。社会价值是衡量储能给其他利益相关者造成的影响。首先，替代电网投资价值。当输配电线路出现过载时，储能作为输配电线路扩建的替代，能够延缓对输配电线路的升级计划，延长设备使用寿命，从而延缓了输配电线路的投资，可以减少一部分输配电设施投资^[16, 32]。其次，替代系统机组装机容量价值。当参与调峰、备用等时，储能装置取代火电机组装机容量，或者作为新能源发电的备用容量^[7]，从而节省固定投资。再次，减少弃风弃光产生的价值。运用储能减少发电侧的弃风和弃光，在这期间会多存储过剩电量在储能系统中，可后续利用，增加系统出力稳定性，由此获得收入^[30]。最后，提升供电可靠性产生的价值。帮助发电厂黑启动、输配电支撑、保障独立电网和微电网运行以及减少拥塞而提高线路传输容量^[33, 34]、减少用户停电损失^[16]等配置的储能能够提高电网的可靠性。安装储能可以有效地提升电力系统对故障的抵御能力，避免发生用电中断带来的严重后果，能够获得可靠性收入。二是生态价值。生态价值是衡量储能对物理环境的影响。储能系统的使用会对环境产生正效益，比如环境价值^[16, 35, 36]、节煤价值^[17, 37]、脱碳价值等。

总之，储能能够灵活多样地应用在发电、辅助服务（调度交易机构）、输配电、新能源以及用户领域，获得多种收入，从而产生储能价值叠加收益。激发多维度的价值创造能够对储能产生积极影响，应是储能投资商决策的长期目标。因此，研究储能综合价值测算及经济性评估十分必要。

三、新型电池储能经济性评估模型构建

动态 LCC 视角的储能经济性评估模型主要包括综合价值测算和成本测算模型，其中，综合价值测算考虑储能的直接和间接价值，而成本测算考虑不同寿命阶段的电池成本随储能技术进步的动态变化。依据李湘旗等、韩良智的研究^[28, 38]，采用投资边界值方法对储能投资的经济性进行评估，为储能投资商明确储能在各种应用场景中的成本收益水平和投资价值提供依据。

（一）储能综合价值测算模型

在新型电力系统中，储能有多种功能，从而产生多重价值。其中，一部分价值可以直接量化，另一部分储能价值难以通过货币量化。因此，储能综合价值测算主要考虑其目前在现行电价、电力辅助服务和电力需求侧响应相关政策下的应用价值。

1. 储能直接价值。

一是峰谷价差套利收入。储能能在低谷价格时段充电，在高峰或尖峰价格时段放电，根据电网峰谷差价进行套利。其计算公式为：

$$I_{jc} = (\eta_D P_{D,t} - P_{C,t}) \Delta t P_{\text{price}} \quad (1)$$

式(1)中， I_{jc} 为峰谷价差套利收入； η_D 为储能系统放电效率； $P_{D,t}$ 为放电功率； $P_{C,t}$ 为充电功率； P_{price} 为电网实时峰谷电价差。

二是调峰补偿直接收入。按照国家《关于推动电储能参与“三北”地区调峰辅助服务工作的通知》等政策规定，储能电站联合参与调峰或作为独立主体参与调峰辅助服务市场交易，可以按照放电量获取辅助服务补偿收入。其计算公式为：

$$I_{tf} = e \sum_{i=1}^N E_i \quad (2)$$

式(2)中， I_{tf} 为全年调峰补偿收入； E_i 为第 i 天的调峰电量； e 为合同电价； N 为一年内调峰天数。

三是参与电力辅助服务市场收入。储能处于备用状态，通过参与电网调压调频等取得收入；或者在新能源和水电富集地区平抑波动，改善并网能力取得收入^[39]，其计算公式为：

$$I_{fs} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{365} R_e P_F \right) (1+r)^{-t} \quad (3)$$

式(3)中， I_{fs} 为辅助服务市场收入； R_e 为储能备用补偿电价； P_F 为备用容量； r 为社会贴现率。

四是电力需求响应收入。当满足一定条件的电力用户的储能设施参与电力需求响应后，电网会给予其一定补偿^[40]。储能由于参与需求响应而获得补偿收入的计算公式为：

$$I_{xy} = n_1 \times P_{gf} \times P_{xy} \quad (4)$$

式(4)中， I_{xy} 为电力需求响应收入； n_1 为年响应次数； P_{gf} 为响应高峰负荷的单位奖励金额； P_{xy} 为需求响应的电量。

2. 储能社会价值。

一是替代电网投资价值。储能电站能够在短时间内为电网提供负荷支撑，减少电网因时段性缺点进行容量建设的投入^[32, 41]。替代价值计量可以根据电网扩容所需投入变压器、变电站及输电线路等设备平均造价确定，其计算公式为：

$$I_{st} = \eta C_d P_{\max} \quad (5)$$

式(5)中, I_{td} 为替代电网投资价值; η 为能源转换效率; C_d 为电网设备单位容量造价; P_{max} 为储能的额定功率。

二是替代系统机组装机容量价值。该部分收入包括替代火电机组调峰、旋转备用、新能源机组备用的装机容量而减少的输配电投资。用等效的储能对火电机组装机容量进行替代, 其计算公式为^[32]:

$$I_{tf} = \eta C_d P_{max} \quad (6)$$

式(6)中, I_{tf} 为替代系统机组装机容量价值; C_d 为系统机组单位容量造价; P_{max} 为储能的额定功率。

三是提高供电可靠性价值。供电可靠性是难以直接量化的, 实务中多采用缺电损失评价方法进行间接估算。根据孙伟卿等的方法^[22], 采用用户的缺电损失衡量供电可靠性, 其计算公式为:

$$I_{re} = P_{re} \min \{ P_{av}, P_{max} \} T_{re} \quad (7)$$

式(7)中, I_{re} 为储能提高供电可靠性价值; P_{re} 为用户停电补偿价格; P_{av} 为用户停电时间内可能的平均用电负荷; P_{max} 为储能的额定功率; T_{re} 为停电时间。

3. 储能生态价值。

一是环境价值。储能辅助火电机组调峰, 可降低火电机组调峰功率, 进而减少燃料成本, 相当于储能额外获得一部分收入。将储能的等效减少火电机组排污成本的收入称为环境价值。其计算公式为:

$$I_{pw} = \sum_{k=1}^K \eta_D P_{D,t} \alpha_k \Delta t P_{price,k} \quad (8)$$

式(8)中, I_{pw} 为环境价值; K 为污染物总数; α_k 为第 k 种污染物排放密度; $P_{price,k}$ 为第 k 种污染物的单位排放费用。

二是节煤价值。实际上, 储能辅助火电机组调峰, 可以降低火电机组的调峰功率, 进而减少燃料成本。将储能的等效减少火电机组燃料成本的收入称为节煤价值。其计算公式为:

$$I_{jm} = \sum_{i=1}^N E_i P_{fuel} C_{fuel} \quad (9)$$

式(9)中, I_{jm} 为节煤价值; P_{fuel} 为单位发电燃料量; C_{fuel} 为燃料单价。

(二)基于动态全寿命周期成本的储能成本测算模型

目前, 发展规模(市场需求)和研发投入(技术成本)是影响储能生产成本的两个关键因素^[41], 因此, 构建双因素学习曲线, 得到储能生产成本演变模型。其计算公式为:

$$C(x_t, y_t) = C(x_0, y_0) \times \left(\frac{x_0}{x_t}\right)^m \times \left(\frac{y_0}{y_t}\right)^n \quad (10)$$

式(10)中, $C(x_0, y_0)$ 、 $C(x_t, y_t)$ 分别为储能初始单位成本 and 第 t 年单位成本; x_0 、 x_t 分别为初始 and 第 t 年累计生产规模; y_0 、 y_t 分别为初始 and 第 t 年累计研发投入; m 、 n 分别为累计产量和研发投入弹性系数。根据秦云甫研究的相关参数^[42], 储能的成本变化函数可表示为:

$$C(x_t, y_t) = 0.89 \times \left(\frac{x_0}{x_t}\right)^{0.045} \times \left(\frac{y_0}{y_t}\right)^{0.202} \quad (11)$$

进一步将储能全寿命周期分为建设期、试运营期、稳定期和衰退期 4 个阶段^[27, 43], 而每阶段成本由投资成本、运维成本、更换成本、故障成本和报废成本构成^[28], 则第 k 阶段的储能 LCC 计算公式为:

$$\begin{aligned} LCC_k = & (C_k + C_{ie} + C_{ii} + C_{io}) + (C_{oe} + C_{oh}) + \\ & (C_{mr} + C_{ml}) + \left[(1 - \alpha)^{\beta k} \frac{C_e \times E_N}{\eta} \right] + \\ & [(C_f T_m + \lambda T_f) N_1] + C_{dl} - K_0 [1 - \\ & (1 - T \cdot \sqrt{K_d/K_0})]^T \end{aligned} \quad (12)$$

式(12)中, LCC_k 为电池储能电站全寿命周期成本; k 为电池储能电站所处寿命周期阶段; C_{ic} 为建筑工程费用; C_{ie} 为设备购置成本; C_{ii} 为安装工程费; C_{io} 为其他费用; C_{oe} 为能耗费; C_{oh} 为人工费; C_{mr} 为日常设备的维护费用; C_{ml} 为计划检修费用; α 为每次更换电池的年均成本下降比率; β 为更换次数; C_e 为单位容量的更换成本; E_N 为储能额定容量; η 为充放电效率; C_f 为储能平均每次发生故障单位时间修复成本; N_1 为发生故障的次数; T_m 为储能平均修复时间; λ 为平均每次故障单位时间的惩罚成本; T_f 为故障持续时间; C_{dl} 为报废处理费用; K_0 为初始价值; K_d 为在第 T 年末的剩余价值; T 为全寿命周期。

(三) 储能投资边界值模型

储能投资边界值是指储能投资商将投资资金全部回收时所有考虑因素的临界值。常见考虑因素主要有投资回收期、平准化成本(levelized cost of energy, LCOE)^[44]和电池生产成本。采用贴现现金流分析方法, 分别从投资回收期边界、LCOE 边界和生产成本边界三方面指标分析储能投资的经济性。

1. 投资回收期边界值模型。

储能投资回收期边界值是指将储能的所有投资全部收回的时间期限的临界值。一般来说, 储能投资回收期越长, 其投资风险也就越高。其模型可表示为:

$$\begin{cases} \sum_{i=0}^n NPV = 0 \\ \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \end{cases} \quad (13)$$

式(13)中, R_i 为储能第 i 年收入; C_i 为储能第 i 年投入成本; n 为储能投资回收期边界年限。储能收入可用 LCOE 与当年电力生产量 E_n 乘积后的贴现值之和来表示, 则式(13)可进一步表示为:

$$\sum_{i=1}^n \frac{LCOE \times E_n}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad (14)$$

2. LCOE 边界值模型。

目前, 常用 LCOE 指标衡量储能成本, 可用于不同发电技术的经济性评估。LCOE 是将储能在其生命周期内发生的所有成本折现, 再除以其生命周期内累计放电量。储能 LCOE 边界值是指在全寿命周期内, 收回储能投资资金所需的 LCOE。假设储能的使用寿命为 10 年, 根据式(13)可得:

$$LCOE = \sum_{i=1}^{10} \frac{C_i}{(1+r)^i} / \sum_{i=1}^{10} \frac{E_n}{(1+r)^i} \quad (15)$$

3. 生产成本边界值模型。

储能生产成本边界值是指在全寿命周期内, 根据当前 LCOE 值收回投资资金所能接受的最高生产成本值。此处为简化运行, 假设储能使用寿命为 10 年, 当前 LCOE 值约为 0.7 元/(kW·h)^[45], 每年运行维护等成本相等, 则根据式(13)可得:

$$C_e = [LCOE \times \sum_{i=0}^{10} \frac{E_n}{(1+r)^i} / \sum_{i=2}^{10} \frac{C_i}{(1+r)^i} - (C_{ic} + C_{in} + C_{en})] / E_N \quad (16)$$

式(16)中, C_e 为储能生产成本边界值。

由于具有较好的全局搜索和快速收敛能力^[46], 改进遗传算法被广泛应用于经济模型求解中^[47]。以上三种模型求解采用改进遗传算法。

四、新型电池储能经济性评估的实例测算

(一) 实例测算的基本参数

以江苏某储能电站为例, 采用两充两放方式, 一年充放电 270 天, 调峰辅助服务基本补偿标准为 2 元/MW, 深度调峰 140 天, 深度调峰补偿价格为 0.5 元/(kW·h)。辅助服务 240 天, 辅助服务补偿标准约为 0.5 元/(kW·h)。储能执行电力需求响应补贴 12 元/kW/次, 每天执行 1 次电力需求响应。全寿命周期中建设期、试运营期、稳定期和衰退期分别为 1 年、1 年、6 年和 2 年。储能电池运行的基本参数见表 1。

表 1 储能电池基本参数

基本参数	数值	基本参数	数值
------	----	------	----

储能电站容量	27.7MW/80MW·h	电池循环次数/次	5500
电池成本/万元	3062.8	电池寿命周期/年	10
土建成本/万元	2398	充放电次数/(次/天)	2
电池容量衰减率	2%	折旧率	20%
DOD/η (建设期)	0.7/0.7	折现率	8%
DOD/η (试运营期)	0.8/0.8	DOD/η (稳定期)	0.9/0.9
DOD/η (衰退期)	0.75/0.75		

根据江苏省最新销售电价表，大工业和普通工业的削峰填谷时段分时电价水平见表 2。火电机组的粉尘和 SO₂ 的排量均为 0.5kg/(MW·h)，NO_x、CO₂、CO 的排量分别为 0.75kg/(MW·h)、0.3kg/(MW·h) 和 0.05kg/(MW·h)。其相应的粉尘、SO₂、NO_x、CO₂、CO 排量的成本分别为 2.92 元/kg、6.24 元/kg、8.03 元/kg、0.03 元/kg 和 1.01 元/kg。由于替代价值与可靠性价值难以衡量，实例主要测算目前影响储能经济性较大的价值。

表 2 分时电价的时段与价格情况

类型	高峰		平段		低谷		峰谷价差 [元/(kW·h)]
	时段	价格/[元/(kW·h)]	时段	价格/[元/(kW·h)]	时段	价格/[元/(kW·h)]	
大工业	8:00-12:00 17:00-21:00	1.0	12:00-17:00 21:00-次日 4:00	0.6	4:00-8:00	0.3	0.7
普通工业	8:00-12:00 17:00-21:00	1.3	12:00-17:00 21:00-次日 4:00	0.8	4:00-8:00	0.4	0.9

(二) 储能经济性分析结果

实例测算采用改进遗传算法进行模型求解，考虑储能自然老化、充放电次数和深度等因素对储能可用容量和充放电效率的影响，从动态 LCC 和综合价值角度分别计算储能生产成本变化影响、投资回收期边界值、LCOE 边界值和生产成本边界值，分析储能的经济性。

1. 储能成本影响分析。

储能固定成本模型中考虑的储能成本是不变的，即初始成本固定，后期每年只需运营成本，且充放电效率和容量保持不变，为额定值。固定成本参数初始投资成本为 7048 万元，年运营成本为 85 万元。为了定量分析储能成本对储能经济性评估模型和 LCOE 边界值的影响，通过与固定成本模型进行对比分析可得储能成本变化趋势（见图 2）。随着储能技术发展，储能成本将逐渐降低，至 2030 年，储能成本将降至 3000 元/kW 左右。

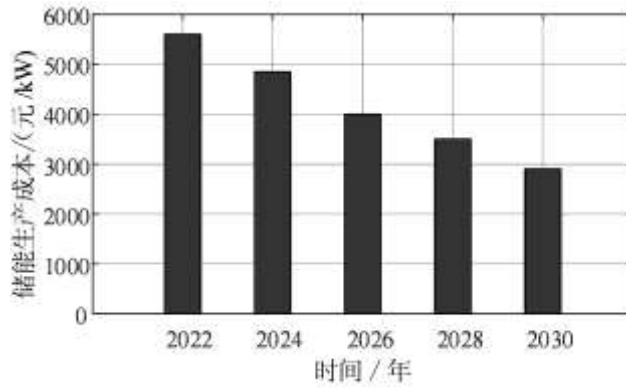


图 2 储能成本变化趋势

储能充放电效率与储能盈利 LCOE 边界值为负相关关系(见图 3),即效率每增加 5%,LCOE 边界值降低约 0.05 元/(kW·h),这说明在储能投资决策时,需充分考虑储能充放电效率的影响。固定成本模型下储能的削峰填谷、需求响应和辅助服务收入分别为 772.22 万元、432 万元和 504 万元,而 LCC 模型下储能的削峰填谷、需求响应和辅助服务收入分别为 752.22 万元、422 万元和 490 万元。根据两种模型下储能各项年收入对比结果可知,基于 LCC 的经济性评估模型,年收益更低,这是因为在建设期、衰退期的充放电效率和利用率明显下降,与图 3 的结论对应。

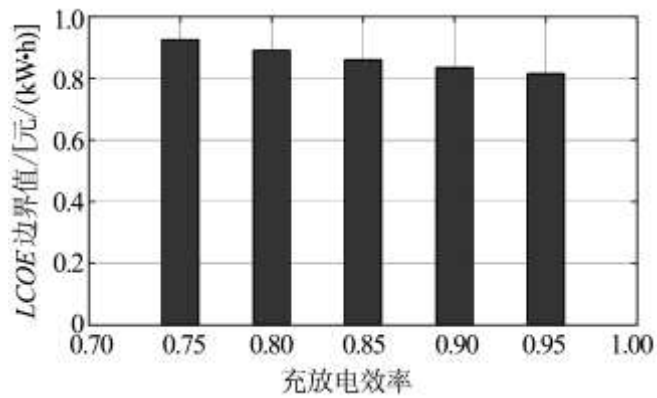


图 3 储能充放电效率与 LCOE 边界值的关系

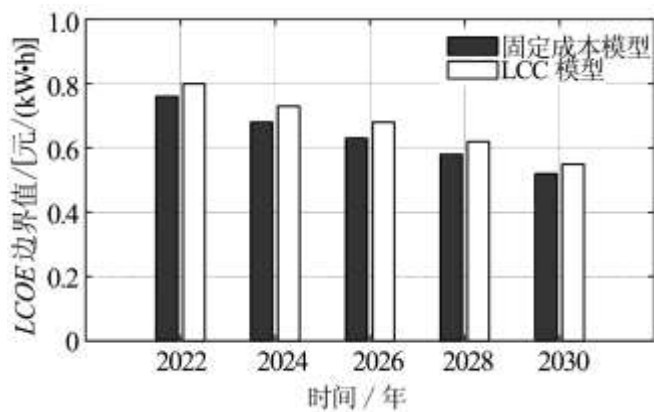


图 4 不同成本模型下储能 LCOE 边界值

考虑储能成本变化趋势，固定成本和 LCC 模型下储能 LCOE 边界值随着储能成本的降低而降低(见图 4)。由于 LCC 模型考虑了电池储能自然老化等因素，储能 LCOE 边界值大于固定成本模型的储能 LCOE 边界值。相比固定成本模型，储能在 LCC 模型下更容易回收全部投资资金。

2. 储能投资边界值分析。

在储能成本影响分析中，上文重点研究了储能成本对经济性评估模型和 LCOE 边界值的影响。储能经济性还受储能充放电电率和储能初始成本影响。因此，为提高可信度，主要用基于 LCC 经济性评估模型分析储能投资边界值。

(1) 投资回收期边界值分析。

投资回收期由初试投资及项目运营期净现金流量决定，在项目投资确定的情况下，运营期净收入越大项目成本回收时间越短。假设储能初始成本为 6000 元/kW^[43], LCOE=0.7 元/(kW·h)^[22], 储能投资回收期边界值为 10.86 年，说明在全寿命期内收回投资成本较困难。从图 5 的结果可知，随着储能成本降低，投资回收期边界值不断缩短。2024 年储能成本降低至 4900 元/kW 时，回收期边界值约为 9.25 年，储能投资商能在寿命期内基本收回投资成本。而六年后当储能成本降至 2900 元/kW 时，投资回收期缩短至 4.8 年。在项目寿命周期内，回收全部投资后，项目剩余寿命越长，储能创造的净收益就越大。

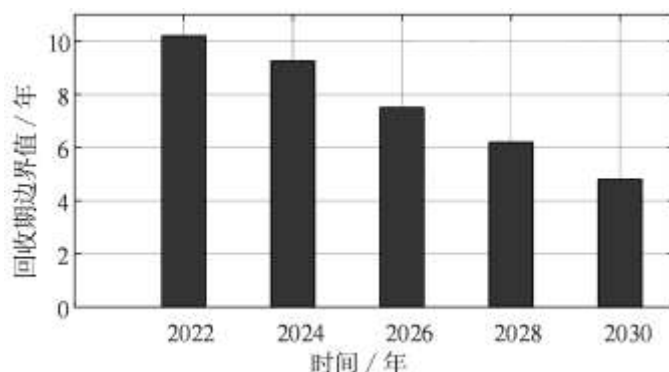


图 5 储能投资回收期边界值

(2) LCOE 边界值分析。

假设储能寿命为 10 年，则 LCOE 边界值与储能成本变化趋势关系如图 6 所示。从分析结果看，2022 年储能 LCOE 边界值为 0.8 元/(kW·h)。在深圳市现行电价的峰谷价差为 0.688 元/(kW·h) 情况下，储能是不具备盈利能力的。在居民用户电价的最大峰谷价差达 0.8154 元/(kW·h)，35 千伏工业用户峰谷价差最大可达 0.89 元/(kW·h) 的江苏，储能具有盈利的可能。北京 1-10 千伏工商业用户峰谷价差最大可达 1.14 元/(kW·h)，储能的盈利概率很大。随着生产成本不断降低，LCOE 边界值不断降低，储能的盈利能力将得到改善。2021 年 7 月 26 日，国家发展和改革委员会发布文件《关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格[2021]1093 号)，要求将峰谷电价价差提高到 4 倍^[48]，这将进一步扩大储能套利收益，提高投资可行性。

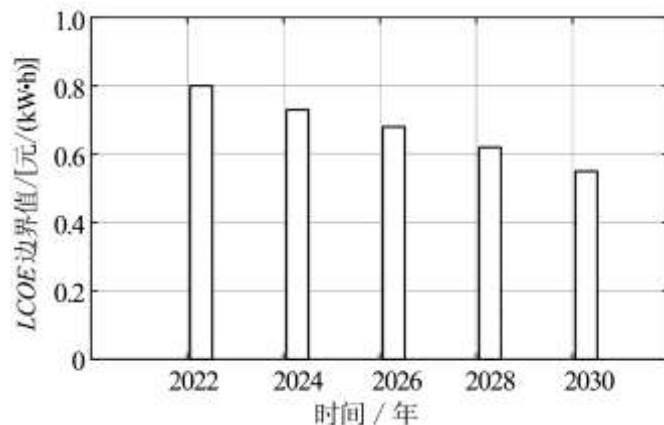


图6 储能 LCOE 边界值

(3) 生产成本边界值分析。

随着国家发展和改革委员会不断制定和发布的峰谷电价价差政策，对储能生产成本边界值随 LCOE 边界值变化进行研究。假设储能寿命为 10 年，若 $LCOE=0.7$ 元/(kW·h)，此时成本边界值为 4900 元/kW。储能生产成本边界值和 LCOE 边界值的关系如图 7 所示。根据图 7 可知，储能成本边界值与 LCOE 值成正比例关系，与图 6 相对应。2020 年江苏、浙江、湖北和山东省等陆续调整了输配电价和销售电价水平，主要是对峰谷价差水平和时段进行调整，并拉大工商业及其他用户峰谷价差，为储能提供套利空间。根据电价新规，江苏、湖北、浙江、山东省工商业及其他用户（35 千伏及以上）高峰低谷电价差分别将达 0.7486 元/(kW·h)、0.6116 元/(kW·h)、0.568 元/(kW·h) 和 0.503 元/(kW·h) 以上。从这些省份的价差可知储能仅依靠“削峰填谷”赚取峰谷差价收益而实现盈利，需要将储能成本降至 3500 元/(kW·h) 以下。结合图 2 储能生产成本预测，2028 年储能收入可以满足投资需求。未来充分发挥储能的功能价值，不断增加储能获取收益渠道，可以实现储能综合价值最大化，进一步提高储能未来的经济性。

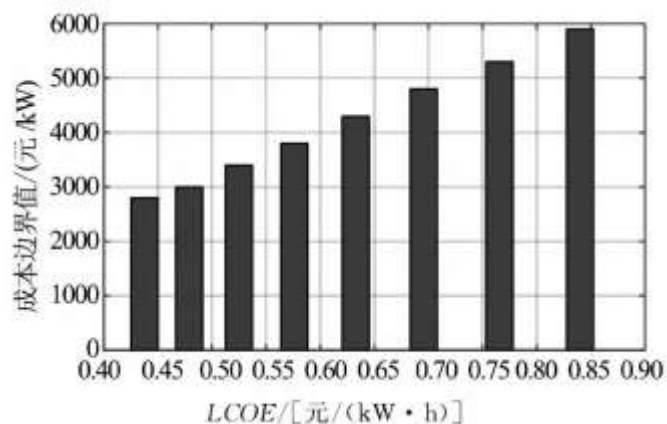


图7 储能生产成本边界值

五、研究结论

基于 ESG 理念，根据储能生产成本随技术发展不断降低，利用双指数学习曲线函数模拟成本动态变化过程，构建基于 LCC 和

综合价值的储能经济性评估模型，通过改进遗传算法对模型求解。通过实例测算，可得出以下结论：

第一，相比固定成本模型，构建的储能全寿命周期经济性评估模型，考虑了储能成本动态变化趋势，其投资回收期 and LCOE 边界值均有所增加。考虑到储能不同寿命阶段的充放电效率和可用容量均有所下降，测算结果与实际情况相符，提高了储能投资决策可靠性。第二，根据储能电池实际生产成本数据，利用双指数学习曲线函数构建成本变化模型，能有效预测未来储能成本变化趋势，进一步完善了储能全寿命周期经济性评估模型，为储能投资商制定投资决策提供可靠依据。第三，基于 ESG 理念的储能经济性评估模型中考虑了储能综合价值，能全面评估储能的多重价值，准确评估其经济性。当前储能投资仅靠“削峰填谷”获得峰谷差价收入难以在全寿命周期内回收成本。随着储能成本的降低、峰谷价差的拉大和储能应用场景的增加，储能的综合价值能够明显提高，其投资回收期能有效缩短。2030 年，当储能成本降低至 2900 元/kW 时，投资回收期缩短至 4.8 年，储能净收益增加，LCOE 仅需 0.42 元/(kW·h)，此时储能的盈利空间较大，具备较大投资价值。

启示：首先，政府部门和投资商在进行储能综合价值测算及经济性分析时，应根据储能实际生产和应用场景及时调整投资策略，合理制订投资方案。其次，应充分考虑储能电池的充放电次数、深度和自然老化等因素对储能电池可用容量和充放电效率的影响，更准确预估储能电池实际可用容量，对储能电池进行及时更换和维修。再次，要结合储能技术进步影响，更加准确预测储能的未来成本趋势，尤其是生产成本和配套设施成本的变化，准确分析储能成本动态变化对投资决策的影响。最后，储能投资应根据当前政府政策、市场行情及发展前景制订投资计划，充分利用储能“闲时复用”特性，提高其利用率，发挥储能的各项功能，逐步扩大多应用场景的收入，缩短投资回收期，提高其盈利性。

参考文献：

- [1] 李建林，李雅欣，周喜超，等. 储能商业化应用政策解析[J]. 电力系统保护与控制，2020，48(19):168-178.
- [2] 国家发展和改革委员会. 关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202105/t20210525_1280786.html?code=&state=123, 2021-05-25.
- [3] 国家发展和改革委员会，国家能源局. 关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202206/t20220607_1326855_ext.html, 2022-06-07.
- [4] 谢红军，吕雪. 负责任的国际投资：ESG 与中国 OFDI[J]. 经济研究，2022，57(3):83-99.
- [5] 郑春美，伍光磊，温桂荣. ESG 框架下财会背景独立董事履职能否改善会计信息质量？——基于内部控制有效性的视角[J]. 财经理论与实践，2021，42(6):89-95.
- [6] Yu H, Duan J, Du W, et al. China's energy storage industry: Develop status, existing problems and countermeasures[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 71:767-784.
- [7] 颜志敏，王承民，郑健，等. 配电网中蓄电池储能系统的价值评估模型[J]. 电力自动化设备，2013，33(2):57-61.
- [8] 季宇，熊雄，寇凌峰，等. 基于经济运行模型的储能系统投资效益分析[J]. 电力系统保护与控制，2020，48(4):143-150.
- [9] 郭莉，薛贵元，吴晨，等. 储能系统应用于削峰填谷的经济效益分析研究[J]. 电力需求侧管理，2019，21(5):31-34.
- [10] 田崇翼，张承慧，李珂，等. 含压缩空气储能的微网复合储能技术及其成本分析[J]. 电力系统自动化，2015，39(10):36-

- [11] Ding J, Xu Y, Chen H, et al. Value and economic estimation model for grid-scale energy storage in monopoly power markets[J]. Applied Energy, 2019, 240:986-1002.
- [12] EI-Zonkoly A. Intelligent energy management of optimally located renewable energy systems incorporating PHEV[J]. Energy Conversion and Management, 2014, 84:427-435.
- [13] Chen J, Song X. Economics of energy storage technology in active distribution networks[J]. Journal of Modern Power Systems & Clean Energy, 2015, 3(4):583-588.
- [14] 谢志佳, 王佳蕊, 李德鑫, 等. 储能系统参与电力系统调频经济性评估研究[J]. 电器与能效管理技术, 2020(5):14-20.
- [15] 曹锐鑫, 张瑾, 朱嘉坤. 用户侧电化学储能装置最优系统配置与充放电策略研究[J]. 储能科学与技术, 2020, 9(6):1890-1896.
- [16] 赵会茹, 陆昊, 张士营, 等. 计及外部性的储能系统价值测算及经济性评估[J]. 技术经济, 2020, 39(10):19-26, 53.
- [17] 韩晓娟, 田春光, 张浩, 等. 用于削峰填谷的电池储能系统经济价值评估方法[J]. 太阳能学报, 2014, 35(9):1634-1638.
- [18] Oliveira L, Messagie M, Mertens J, et al. Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 101(9):326-335.
- [19] 黄碧斌, 胡静, 蒋莉萍, 等. 中国电网侧储能在典型场景下的应用价值评估[J]. 中国电力, 2021, 54(7):158-165.
- [20] 雷琪, 苗世洪, 郭宝甫, 等. 基于层次分析和改进逼近理想解法的分层储能系统综合评估[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(3):13-19.
- [21] 徐国栋, 程浩忠, 马则良, 等. 考虑电网调峰能力限制的风储联合系统概率综合效益评价方法[J]. 电网技术, 2015, 39(10):2731-2738.
- [22] 孙伟卿, 裴亮, 向威, 等. 电力系统中储能的系统价值评估方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8):47-58.
- [23] 李娜, 刘喜梅, 白恺, 等. 梯次利用电池储能电站经济性评估方法研究[J]. 可再生能源, 2017, 35(6):926-932.
- [24] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 储能参与电力市场机制: 现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16):14-28.
- [25] Dai Q, Cai T, Duan S, et al. Stochastic modeling and forecasting of load demand for electric bus battery-swap station [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(4):1909-1917.
- [26] Zhang C, Qiu J, Yang Y, et al. Trading-oriented battery energy storage planning for distribution market[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 129(5):106848.

-
- [27]王宝, 叶斌, 朱刘柱, 等. 峰谷电价与用户侧储能成本动态联动模型[J]. 供用电, 2021, 38(8):77-82, 90.
- [28]李湘旗, 禹海峰, 李欣然, 等. 考虑储能系统动态全寿命周期特性的多功能应用需求规划方法[J]. 电力建设, 2020, 41(1):45-54.
- [29]王亚莉, 叶泽, 黄际元, 等. 基于动态峰谷时段划分的储能调峰调频经济调度研究[J/OL]. 中国电力: 1-9[2022-06-27]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20220507.1158.004.html>.
- [30]Schoenmaker D. A new integrated-value assessment method for corporate investment[J]. Policy Contributions, 2021:44891.
- [31]王静, 刘文霞, 李守强, 等. 计及机组降损收益的电源侧电池储能调频/调峰经济效益评价方法[J]. 电网技术, 2020, 44(11):4236-4245.
- [32]廖菁, 张莉, 黄姗姗, 等. 基于收益和价值测算的替代性储能成本回收机制研究[J]. 价格理论与实践, 2021(12):23-26.
- [33]寇凌峰, 张颖, 季宇, 等. 分布式储能的典型应用场景及运营模式分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4):177-187.
- [34]袁霜晨, 蔡声霞, 王守相, 等. 用户侧热/电综合储能系统经济性建模与分析[J]. 储能科学与技术, 2017, 6(5):1099-1104.
- [35]修晓青, 李建林, 惠东. 用于电网削峰填谷的储能系统容量配置及经济性评估[J]. 电力建设, 2013, 34(2):1-5.
- [36]李欣然, 黄际元, 陈远扬, 等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7):145-153.
- [37]王彩霞, 李琮慧, 雷雪姣. 储能对大比例可再生能源接入电网的调频价值分析[J]. 中国电力, 2016, 49(10):148-152.
- [38]韩良智. 投资决策与筹资决策的融合: 筹资净现值及其应用[J]. 财经理论与实践, 2002(S3):182-184.
- [39]刘思强, 叶泽, 吴永飞, 等. 电化学储能项目商业价值量化模型及竞争策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(7):41-49.
- [40]刘畅, 徐玉杰, 张静, 等. 储能经济性研究进展[J]. 储能科学与技术, 2017, 6(5):1084-1093.
- [41]吴盛军, 刘建坤, 周前, 等. 考虑储能电站服务的冷热电多微网系统优化经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10):10-23.
- [42]秦云甫. 市场环境下储能运营经济性评估及交易优化模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
- [43]舒长江, 洪攀. 企业生命周期、盈利能力与企业杠杆率——来自非金融企业上市公司的经验研究[J]. 财经理论与实践, 2020, 41(3):94-102.
- [44]Short W, Packey D J, Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies[R]. National Renewable Energy Laboratory, 1995.

-
- [45]李雄, 李培强. 梯次利用动力电池规模化应用经济性及其经济边界分析[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(2):717-725.
- [46]Basu M. Combined heat and power economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II [J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2013, 53:135-141.
- [47]Dhanalakshmi S, Kannan S, Mahadevan K, et al. Application of modified NSGA-II algorithm to combined economic and emission dispatch problem[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2011, 33(4):992-1002.
- [48]国家发展和改革委员会. 关于进一步完善分时电价机制的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067.html?code=&state=123, 2021-09-20.