

工商业储能多场景优化配置与经济效益动态评估

周昌平, 叶任时, 刘智超

(长江勘测规划设计研究有限责任公司, 湖北 武汉 430014)

摘要: 在分时电价机制、高耗能电价上涨和储能成本下降的背景下, 工商业储能市场展现出巨大的潜力和经济性。鉴于工商业用户负荷的复杂多变性, 目前尚未形成统一、标准化的配储指导原则; 在项目前期规划阶段, 对不同工商业配储方案进行快速且精准的投资收益分析显得尤为重要。为此, 基于工商业负荷及电量特性、储能充放电策略及基本电费成本等多维度分析和综合考量, 提出一种适用于多应用场景的工商业储能配置方法; 在此基础上, 建立了工商业储能成本-收益模型, 提出一种储能配置与工商业储能经济效益联动的评估方法, 可快速测算不同储能配置方案下工商业储能的投资收益。以某省份工商业配储为例, 应用本方法分析建议用户储能配置规模为 24 MW/48 MW·h, 设置计算边界参数后, 分钟内测算项目内部收益率为 13.86%。

关键词: 工商业储能; 多因素; 优化配置; 经济效益

Optimized configuration and dynamic economic evaluation of commercial and industrial energy storage in multiple scenarios

ZHOU Changping, YE Renshi, LIU Zhichao

(Changjiang Institute of Survey, Planning, Design and Research Co., Ltd., Wuhan 430014, China)

Abstract: Against the backdrop of time-of-use electricity pricing mechanisms, rising electricity prices for high-energy-consuming industries, and the decline in energy storage costs, the commercial and industrial energy storage market has shown tremendous potential and economic viability. Given the complexity and variability of commercial and industrial user loads, there is currently no unified and standardized guidance for energy storage allocation; during the preliminary planning stage of projects, conducting rapid and accurate investment return analysis for different commercial and industrial energy storage schemes is particularly important. Therefore, this paper, based on a multidimensional analysis and comprehensive consideration of commercial and industrial load and electricity characteristics, energy storage charging and discharging strategies, and basic electricity cost, proposes a method for configuring energy storage suitable for multiple application scenarios; on this basis, a cost-benefit model for commercial and industrial energy storage is established, and an assessment method that links energy storage configuration with the economic benefits of commercial and industrial energy storage is proposed. This method can quickly calculate the investment returns under different energy storage configuration schemes. Taking the industrial and commercial energy storage allocation of a certain province as an example, applying this method, it is recommended that users configure a storage scale of 24 MW/48 MW·h. After setting the calculation boundary parameters, the internal rate of return for the project is calculated to be 13.86% within minutes.

Keywords: commercial and industrial energy storage; multiple factors; optimal configuration; economic benefits

0 引言

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源的重要组成部分和关键支撑技术。储能能够促进能源生产消费开放共享和灵活交易,实现多能协同,是构建能源互联网、推动电力体制改革和促进能源新业态发展的核心基础。随着全球能源转型和可再生能源的大规模接入,工商业用户侧储能系统因其独特优势而受到越来越多的关注。工商业用户侧储能系统能够有效提升清洁能源的消纳率,减少电能传输损耗,支持电网稳定性,并帮助企业实现能源成本的优化。特别是在分时电价机制、高耗能电价上涨和储能成本下降的背景下,工商业储能市场展现出巨大的潜力和经济性。

目前关于工商业储能的研究主要集中在储能容量配置、能量管理、运行策略和经济效益分析等方面。如文献[1]基于用户侧电能管理,提出一种考虑优化负荷特性的储能系统规划和调度综合优化模型;文献[2]针对高比例可再生能源的不确定性给主动配电网的电力平衡与灵活性运行带来的影响,提出一种基于目标机会约束规划的储能容量配置方法;文献[3]提出一种基于优化调度的用户侧储能配置及控制方法,通过统一设计储能系统规划和运行阶段的优化模型来提高用户侧储能应用全周期的投资回报;文献[4]提出一种储能系统削峰填谷的变参数功率差控制策略,可显著提升储能控制效果,减小负荷侧峰谷差;文献[5]在测算工商业用户配置储能对电网公司收益影响的基础上,构建了峰谷电价与用户侧储能成本动态联动模型,并提出峰谷电价动态调整策略;文献[6]以分时电价下储能系统通过峰谷价差套利获得的经济效益最大化为目标,建立储能经济运行模型。

上述基于经济性的储能配置研究往往忽略了用户的负荷特性及运行规律,且经济效益模型变量参数多、算法复杂,不利于项目前期阶段的快速分析决策。作为分布式储能的一种,工商业储能的核心在于精准匹配用户的能源需求特性,以

实现能源使用的最优化及成本的大幅降低,这与集中式储能形成了鲜明对比。鉴于工商业用户负荷的复杂多变性,目前行业内部尚未形成一套统一、标准化的配储指导原则,这也为储能系统的设计与实施带来了额外的挑战。此外,在项目的前期规划阶段,对不同工商业配储方案进行快速且精准的投资收益分析显得尤为重要。这不仅能够帮助决策者快速筛选出最具经济效益的方案,还能够有效评估储能系统在特定场景下的投资回收期与长期盈利能力,为工商业用户在能源管理上提供有力的数据支持和决策依据。

为此,本文基于工商业负荷及电量特性、储能充放电策略及基本电费成本等多维度分析和综合考量,提出一种适用于多应用场景的工商业储能配置方法,在计算分析可充放电容量约束、最大需求控制约束和需容临界控制约束后,确定工商业储能容量优化配置方案;在此基础上建立了储能配置与工商业储能经济效益联动的评估模型,在设置计算边界参数后,可实现分钟内测算工商业储能配置方案的投资收益,为工商业储能配置设计提供科学依据,助力能源系统的绿色、智能和可持续发展。

1 工商业储能多场景优化配置方案

1.1 工商业配储收资与用电特性分析

在工商业配储方案的规划和设计过程中,前期资料收集与用户用电特性分析至关重要,有助于确保工商业配储方案设计满足用户实际需求,优化系统性能,提高经济性和可靠性。

工商业配储用户资料的收集主要包括工商业用电数据、拟接入场站资料、规划建设场址资料、政策及支持性文件四大类,见表1。

以某工商业用户收资项为例,主要包括:

① 1~12月供电公司电费单(本期电量及电费构成、峰谷用电、电费明细、电量明细等关键信息),储能拟接入35 kV母线计量点小时级电量抄表数据,电动机等主要用电设备参数及运行特性;② 储能拟接入110 kV用户变电站CAD/PDF

图样（110 kV电气主接线图、电气总平面布置图、35 kV配电室平面布置图和400 V供配电系统图）；③站区竖向布置图、地形测量及初勘报告、站区排水管网布置图；④本地峰平谷分时电价、容（需）量用电价格。

表1 工商业配储前期收资清单

Tab. 1 List of preliminary capital collection for industrial and commercial storage allocation

序号	收资项	收资主要内容
1	工商业用电数据	包括但不限于工商业用户完整年电费账单，储能拟接入点处年、月、日电量及负荷数据
2	拟接入场站资料	包括但不限于拟接入场站电气主接线、场站平面布置图、配电室平面布置图、电气设备主要参数及相关图样
3	规划建设场址资料	包括但不限于储能拟建设场址及周边平面图、地勘测量成果、附近水电供应情况
4	政策及支持性文件	包括但不限于当地省份分时电价政策、电网公司代理购电工商业用户电价、审批手续、工商业储能补贴相关政策支持性文件

在充分收资基础上，对工商业用电数据进行处理、模拟与分析。根据用户侧每月电费账单，统计计算每月尖峰时段、高峰时段、平段时段及低谷时段的用户平均负荷、计费方式、用户最大需量和变压器负荷率；根据用户年、月、日电量及负荷数据绘制年、月、日负荷曲线，根据日负荷数据统计各时段平均负荷、最大负荷、平均负荷平均值和最大负荷平均值。通过用电特性分析，可确保工商业配储方案设计既能满足用户的电力需求，又能在经济上实现最优化。这有助于提高储能系统的投资回报率，并确保系统的长期稳定运行。

1.2 适用于多场景的工商业储能优化配置方法

在深入分析用电特性和用户需求响应的基础上，本文凝练出了工商业配储核心约束，用以指导工商业储能系统的容量配置。这些约束分别针对变压器负荷情况、用户用电特性和计费方式进行了细致考量，旨在不同场景下实现精准与高效的储能配置，并进一步提出一种适应多种场景的工商业储能优化配置方法。

首先，根据当地工商业分时电价政策，储能系统单次最大充放电时长可表示为

$$T = \min\{T_1, T_2, \dots, T_n\} \quad (1)$$

式中， T 为储能系统单次最大充放电时长，h； $T_1, T_2, \dots, T_n$ 为当地工商业分时电价各时段连续时长，h。

进一步，根据可充放电容量约束、最大需求控制约束和需容临界控制约束进行工商业储能容量配置。

1.2.1 可充放电容量约束

(1) 放电容量约束

工商业储能通常在尖峰时段及高峰时段放电，由工商业用户自身全部消纳，储能最大可放电容量按尖峰时段及高峰时段用户用电量较小值确定。

$$S_j = P_{jave} T_j + P_{glave} T_{g1} \quad (2)$$

$$S_g = P_{g2ave} T_{g2} \quad (3)$$

$$S_d = \min\{S_j, S_g\} \quad (4)$$

式中， S_j 为晚高峰及尖峰时段用户用电量，kW·h； P_{jave} 为晚尖峰时段用户平均负荷，kW； T_j 为晚尖峰时长，h； P_{glave} 为晚高峰时段用户平均负荷，kW； T_{g1} 为晚高峰时长，h； S_g 为午高峰时段用户用电量，kW·h； P_{g2ave} 为午高峰时段用户平均负荷，kW； T_{g2} 为午高峰时长，h； S_d 为放电容量约束下储能最大可放电容量，kW·h。

(2) 充电容量约束

工商业储能通常在平段时段及低谷时段充电，储能最大可充电容量受尖峰时段及高峰时段用户用变压器剩余容量约束。

$$S_l = (\sigma P_b - P_{lave}) T_l \quad (5)$$

$$S_p = (\sigma P_b - P_{pave}) T_p \quad (6)$$

$$S_c = \min\{S_l, S_p\} \quad (7)$$

式中， S_l 为低谷时段储能可充电量，kW·h； σ 为变压器最大负荷率； P_b 为变压器额定功率，kW； P_{lave} 为低谷时段用户平均负荷，kW； T_l 为低谷时长，h； S_p 为平段时段储能可充电量，kW·h； P_{pave} 为平段时段用户平均负荷，kW； T_p 为平段时长，h； S_c 为充电容量约束下储能最大

可充电容量, kW·h。

综合考虑储能可充放电容量约束, 确定工商业储能配置方案为

$$S_1 = \min\{S_d, S_c\}, P_1 = S_1 / T \quad (8)$$

式中, S_1 为可充放电容量约束下储能配置容量, kW·h; P_1 为可充放电容量约束下储能配置功率, kW。

1.2.2 最大需量控制约束

考虑储能能量管理系统负荷跟随及需量预测控制技术, 根据低谷时段和平时段储能充电不增加本日最大需量原则, 计算最大配置储能容量, 即

$$S_{xl} = (P_{\max} - P_{\text{lave}}) T_l \quad (9)$$

$$S_{xp} = (P_{\max} - P_{\text{pave}}) T_p \quad (10)$$

$$S_x = \min\{S_{xl}, S_{xp}\} \quad (11)$$

式中, S_{xl} 为需量控制下低谷时段储能可充用电量, kW·h; $P_{\max}$ 为当日最大需量, kW; S_{xp} 为需量控制下平时段储能可充用电量, kW·h; S_x 为需量控制下储能最大可充用电量, kW·h。

综合考虑储能可充放电容量约束, 确定工商业储能配置方案为

$$S_2 = \min\{S_1, S_x\}, P_2 = S_2 / T \quad (12)$$

式中, S_2 为最大需量控制约束下的储能配置容量, kW·h; P_2 为需量控制约束下的储能配置功率, kW。

1.2.3 按需/容计费方式选择

当最大需量大于特定值时, 工商业用户选择按变压器容量计费更为经济。

1) 当 $P_{\max} \geq P_b C_b / C_x$ 时, 储能接入最大需量已大于需/容临界值, 此时应选择按变压器容量计费更为经济, 即按可充放电容量约束确定储能容量配置方案。

2) 当 $P_{\max} < P_b C_b / C_x$ 时, 接入站最大需量小于需/容临界值, 此时选择按实际最大需量计费更为经济, 即按最大需量控制约束确定储能容量配置方案。

其中, C_b 为变压器容量电价, 元/(kV·A·月); C_x 为最大需量电价, 元/

(kW·月)。

2 基于多场景优化配置的工商业储能效益联动模型

2.1 工商业储能系统成本模型

储能系统成本主要包括电池、储能变流器、电池管理系统、能量管理系统等设备成本及安装、施工辅助、建筑工程及运维等费用。在明确工商业储能配置容量后, 在项目前期阶段可采用单瓦造价进行项目投资总额的初步测算, 即

$$C_B = c S_B \quad (13)$$

式中, C_B 为投资总额; c 为工商业储能单瓦造价; S_B 为储能容量。

考虑项目资金筹措方案, 项目第*i*年还本付息可表示为

$$C_{bi} = \frac{C_B \gamma}{N} \quad (14)$$

$$C_{li} = [C_B \gamma - \sum_{j=0}^{i-1} (C_{bj} + C_{lj})] \alpha_l \quad (15)$$

式中, C_{bi} 为第*i*年应还本金; C_{li} 为第*i*年应还利息 ($C_{b0}=0$, $C_{l0}=0$); γ 为贷款比例; N 为贷款年限; α_l 为贷款利率。

2.2 工商业储能系统收益模型

工商业储能系统能够在电力需求低谷时储存电能, 并在电力需求高峰时释放电能, 依赖电力市场中的峰谷电价差, 在电价较低的低谷时段充电, 在电价较高的高峰时段放电, 通过峰谷套利来减少工商业用户电费支出, 有效降低其整体的用电成本。工商业储能系统收益模型可表示为

$$E_{0i} = N_1 (c_j S_{ji} + c_g S_{gi} - c_l S_{li} - c_p S_{pi}) + N_2 (2c_g S_{gi} - c_l S_{li} - c_p S_{pi}) \quad (16)$$

$$S_{ji} = S_{gi} = \frac{S[1-(i-1)\varphi]\alpha_c}{\eta_c(1-\alpha_0)} \quad (17)$$

$$S_{li} = S_{pi} = S[1-(i-1)\varphi]\alpha_c \eta_d(1-\alpha_0)$$

式中, E_{0i} 为项目第*i*年净收益; N_1 和 N_2 分别为每年有尖峰时段和无尖峰时段的充放电天数; S_{ji} 、 S_{gi} 、 S_{li} 、 S_{pi} 分别为第*i*年每日尖峰期、高峰期、谷期和平期储能充电电量; c_j 、 c_g 、 c_l 、 c_p 分别

为当地尖峰、高峰、谷期和平期电价； S 为系统额定容量； φ 为电池年衰减率； α_c 为充电深度； η_c 和 η_d 分别为充电效率和放电效率； α_0 为自耗电率。

考虑扣除售电销项税额，项目第 i 年销售收入可表示为

$$E_i = E_{0i} \frac{1}{1 + \eta_s} \quad (18)$$

式中， E_i 为项目第 i 年销售收入； η_s 为税率。

2.3 工商业储能投资效益模型

考虑还本付息模式下，项目第 i 年净利润 P_i 可表示为

$$P_i = (E_i - C_{li} - C_B \beta_i - C_{si})(1 - \theta) \quad (19)$$

$$C_{si} = E_{0i} \frac{\eta_s}{1 + \eta_s} \delta_1 + E_i \delta_2 \quad (20)$$

式中， P_i 、 C_{si} 为项目第 i 年净利润、营业税金及附加； β_i 为项目第 i 年电池维护成本系数； θ 为应纳税率； δ_1 、 δ_2 分别为附加税率和水利建设基金税率。

项目现金流示意图如图1所示，第 i 年现金净流入即为当年净利润与应还本金的差值，可表示为

$$I_{fi} = P_i - C_{bi} \quad (21)$$

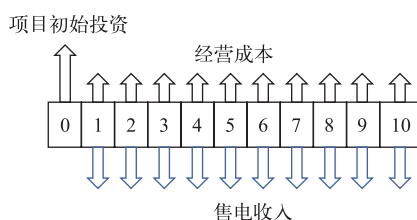


图1 项目现金流示意图

Fig. 1 Project cash flow diagram

据此可初步测算内部收益率为

$$I = \text{IRR}[I_{f0}, I_{f1}, \dots, I_{fi}, \dots, I_{fN}] \quad (22)$$

3 案例分析

3.1 工商业储能容量优化配置

工商业储能的盈利模式主要为峰谷价差套利，即在电价谷时从电网购买低价电价给储能系统充电，在电价峰时或尖峰时利用储能系统供给负荷，降低企业用电成本。

3.1.1 充放电策略分析

以某省工商业用户电价表及时段划分，储能比较理想的充放电策略为两充两放，如图2所示。

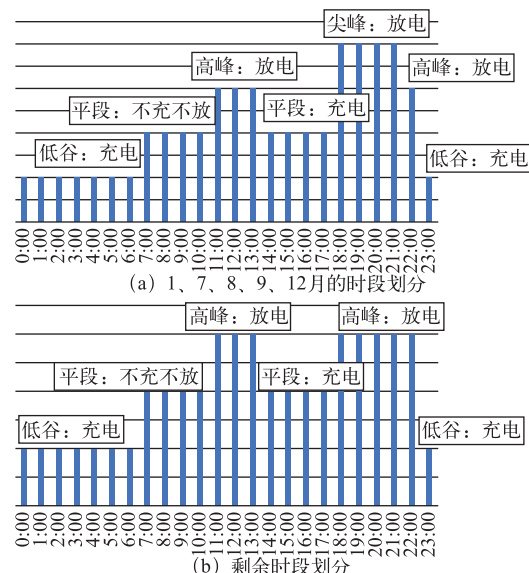


图2 工商业充放电时段划分

Fig. 2 Division of industrial and commercial charging and discharging periods

具体充放电时段为：低谷时段（23:00—次日7:00）充电；平时段（7:00—11:00）不充不放；高峰时段（11:00—14:00）放电；平时段（14:00—18:00）充电；1、7、8、9、12月高峰/尖峰时段（18:00—22:00）放电。

3.1.2 整月平均功率分析

对某工商业用电数据进行处理及分析，得到1月和6月各用电段平均功率，见表2。

表2 1月和6月各用电段平均功率

Tab. 2 Average power consumption of each power segment in January and June

时段	项目	1月	6月
尖峰	电量/MW·h	3 907.20	-
	时长/h	4	-
	平均功率/MW	31.51	-
高峰	电量/MW·h	4 090.24	12 260.16
	时长/h	4	8
	平均功率/MW	32.99	51.08
平时段	电量/MW·h	8 155.84	12 344.64
	时长/h	8	8
	平均功率/MW	32.89	51.44
低谷	电量/MW·h	8 367.04	12 464.32
	时长/h	8	8
	平均功率/MW	33.74	51.937

由表2可知,该用户在1月份尖峰时段和高峰时段的平均功率约为31.51 MW和32.99 MW,在6月份高峰时段的平均功率约为51.08 MW。

3.1.3 典型日负荷曲线分析

根据用电数据绘制典型日负荷曲线,如图3所示。其中,9月15日为常规工作日;10月15日为常规休息日;11月15日为典型负荷日,机组负荷波动大且频繁。

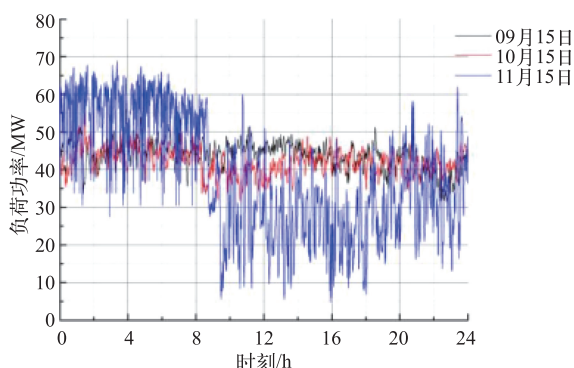


图3 典型日负荷曲线

Fig. 3 Typical daily load curve

计算典型日不同用电时段功率见表3。

表3 典型日平均功率计算

Tab. 3 Typical daily average power calculation

(单位: MW)

时段	负荷平均值/最大值	09月 15日	10月 15日	11月 15日
谷	23-7 平均值	45.38	44.11	56.38
	23-7 最大值	58.44	54.96	68.91
平	7-11 平均值	44.81	40.23	39.55
	7-11 最大值	53.53	49.99	61.63
高峰	11-14 平均值	46.13	39.68	26.51
	11-14 最大值	51.38	45.90	51.52
平	14-18 平均值	43.35	42.83	42.83
	14-18 最大值	48.56	48.85	48.36
尖峰/高峰	18-23 平均值	42.41	41.00	32.54
	18-23 最大值	51.19	46.70	58.14

用户主变压器容量为120 MV·A,根据按需、按容计费方式选择,可计算出需容临界值为73.5 MW。

根据以上典型日平均功率和典型日负荷曲线分析可知:

(1) 平段或谷段对储能进行充电

典型日负荷曲线分析:9月15日、10月15日

和11月15日晚上谷段最大负荷68.91 MW,下午平段最大负荷49 MW。

配置储能对需量的影响:

9月15日最大需量出现在谷段,最大需量58.44 MW,低于需容临界值为73.5 MW,按谷段和平段充电最大需量控制约束计算最大配置储能。当日谷段平均负荷45.38 MW,考虑储能负荷跟随及控制功能,最大配置储能容量 $S=(58.44-45.38) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 8=104.48 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。当日下午平段平均负荷43.35 MW,考虑储能负荷跟随及控制,最大配置储能容量 $S=(58.44-43.35) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 4=60.36 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

10月15日最大需量出现在谷段,最大需量54.96 MW,按谷段和平段充电最大需量控制约束计算最大配置储能。当日谷段平均负荷44.11 MW,考虑储能负荷跟随及控制功能,最大配置储能容量 $S=(54.96-44.11) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 8=86.87 \text{ MW} \cdot \text{h}$;当日下午平段平均负荷42.83 MW,考虑储能负荷跟随及控制,最大配置储能容量 $S=(54.96-42.83) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 4=48.52 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

11月15日最大需量出现在谷段,最大需量68.91 MW,按谷段和平段最大需量控制约束计算最大配置储能。当日谷段平均负荷56.38 MW,考虑储能负荷跟随及控制功能,最大配置储能容量 $S=(68.91-56.38) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 8=100.24 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。当日下午平段平均负荷42.83 MW,考虑储能负荷跟随及控制,最大配置储能容量 $S=(68.91-42.83) \text{ MW} \cdot \text{h} \times 4=104.32 \text{ MW} \cdot \text{h}$ 。

综上,考虑储能充电阶段最大需量控制约束,根据典型日负荷曲线,建议储能配置规模不宜超过48 MW·h。

此外,2023年9月15日、10月15日和11月15日的最大需量均出现在谷电阶段,变压器容量较为富裕,储能方案配置不受充电时间及负荷大小限制。

(2) 高峰段或尖峰段储能进行放电

9月15日午高峰负荷总电量138 MW·h,晚高峰负荷总电量170 MW·h;10月15日午高

峰负荷总电量119 MW·h，晚高峰负荷总电量205 MW·h；11月15日午高峰负荷总电量79.5 MW·h，晚高峰负荷总电量163 MW·h。

考虑高峰阶段储能放电不能反送，需全部自身消纳，因此考虑可充放电容量约束，建议储能配置规模不宜超过40 MW/80 MW·h。

综上，该用户储能配置主要受限于平段或谷段充电对最大需量的影响，考虑电池容量规模，建议用户储能配置规模不宜超过48 MW·h。

根据式(1)和图2可计算系统单次最大充放电时长为3 h，考虑该用户在高峰期自发电比例上升，负荷呈现下降趋势，此时储能放电不能反送电网，需用户自身完全消纳，且用户尖峰负荷较多，必要时需协调控制储能放电进行削峰，从而控制需量，建议储能系统按2 h配置，即储能配置规模24 MW/48 MW·h。

3.2 工商业储能效益速算

按照储能配置规模24 MW/48 MW·h，1元/(W·h)的工商业储能单瓦时造价，项目投资总额初步测算为4 800万元，按照贷款10年，贷款比例70%，根据式(13)~式(15)计算每年还本付息表，见表4。

表4 还本付息表

Tab. 4 Principal and interest repayment statement

(单位: 万元)

年份	年初余额	本期还款额	本期归还本金	本期利息	期末余额
第1年初		0			3 360
第1年末	3 360	487.2	336	151.2	3 024
第2年末	3 024	472.08	336	136.08	2 688
第3年末	2 688	456.96	336	120.96	2 352
第4年末	2 352	441.84	336	105.84	2 016
第5年末	2 016	426.72	336	90.72	1 680
第6年末	1 680	411.6	336	75.6	1 344
第7年末	1 344	396.48	336	60.48	1 008
第8年末	1 008	381.36	336	45.36	672
第9年末	672	366.24	336	30.24	336
第10年末	336	351.12	336	15.12	0

按照每年充放电330天，每天两充两放，充放电效率95%，自耗电率3%，电池年衰减率2.23%，根据式(16)~式(18)计算每年销售

收入，见表5。

表5 放电及销售收入

Tab. 5 Discharge and sales revenue

(单位: 万元)

年份	放电收入	销项税额	销售收入
1	1 533.07	176.37	1 356.70
2	1 498.88	172.44	1 326.45
3	1 464.70	168.50	1 296.19
4	1 430.51	164.57	1 265.94
5	1 396.32	160.64	1 235.68
6	1 362.13	156.71	1 205.43
7	1 327.95	152.77	1 175.17
8	1 293.76	148.84	1 144.92
9	1 259.57	144.91	1 114.66
10	1 225.38	168.58	1 056.8

进一步，根据式(19)~式(22)可快速测算项目内部收益率为13.86%。

4 结束语

随着储能技术的不断进步和成本的进一步降低，工商业储能配置方法有望得到更广泛的应用。

1) 本文综合考虑工商业用户负荷特性、电量数据、储能充放电策略及电费构成等多维因素，提出一种适用于多应用场景的工商业储能配置方法，在计算分析可充放电容量约束、最大需量控制约束和需容临界控制约束后，确定工商业储能容量优化配置方案。

2) 在此基础上，基于工商业储能成本-收益模型，建立了储能配置与工商业储能经济效益联动的评估方法，在设置计算边界参数后，可实现分钟内测算工商业储能配置方案的投资收益。

本方法为工商业储能前期规划配置设计提供了方法和依据，推动能源系统向绿色、智能化和可持续方向演进。未来的研究可以进一步探索储能系统与太阳能、风能等其他新能源技术的集成应用，以及在不同地区和不同规模的工商业用户中的适用性，从而为实现全球能源转型和应对气候变化挑战提供更多创新解决方案。

参考文献

[1] 王睿, 陈达鹏, 张会娟, 等. “双碳”背景下分

- 时销售电价时段划分方法研究[J]. 电力勘测设计, 2022, (1): 1-4.
- [2] 傅旭, 李富春, 杨欣, 等. 基于全寿命周期成本的储能成本分析[J]. 分布式能源, 2020, 5(3): 34-38.
- [3] 袁家海, 李玥瑶. 大工业用户侧电池储能系统的经济性[J]. 华北电力大学学报(社会科学版), 2021(3): 39-49.
- [4] 丁逸行, 徐青山, 吕亚娟, 等. 考虑需量管理的用户侧储能优化配置[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1179-1186.
- [5] 韩为超, 刘俊勇, 向月, 等. 基于目标机会约束规划的储能容量优化配置模型[J]. 电力建设, 2017, 38(4): 71-78.
- [6] 林俊豪, 古雄文, 马丽. 基于优化调度的用户侧电池储能配置及控制方法[J]. 储能科学与技术, 2018, 7(1): 90-99.
- [7] 杨锡运, 董德华, 李相俊, 等. 商业园区储能系统削峰填谷的有功功率协调控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2551-2561.
- [8] 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.
- [9] 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.

作者简介

周昌平（1994—），男，博士，主要研究方向为新能源高效发电技术、新型储能技术等。

（收稿日期：2024-11-14）