现代电力
MODERN ELECTRIC POWER
■ 中国高校优秀科技期刊 ■ 全国中文核心期刊
■ 中国科技核心期刊 ■ 中国知网收录期刊
■ 万方数据收录期刊 ■ 《CAJ-CD规范》执行优秀期刊

众筹储能模式分析及成本传导机制

田冰颖 何永秀 恩格贝 张岩 李博 孟令侯

Analysis of Crowdfunding Energy Storage Mode and Cost Transmission Mechanism

TIAN Bingying, HE Yongxiu, EN Gebei, ZHANG yan, LI Bo, MENG Linghou

引用本文:
田冰颖，何永秀，恩格贝，等．众筹储能模式分析及成本传导机制[J]．现代电力，2024，41(3)：557-564．DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0428
TIAN Bingying, HE Yongxiu, EN Gebei, et al. Analysis of Crowdfunding Energy Storage Mode and Cost Transmission Mechanism[J]. Modern Electric Power, 2024, 41(3): 557-564. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0428

在线阅读 View online: https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0428

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于决策试验法与评估实验室网络分析法的能源互联网商业模式适用性评价

Applicability Evaluation of Energy Internet Business Model Based on Decision Making Trial and Evaluation Laboratory-Analytic Network Process

现代电力. 2022, 39(3): 327-337 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0278

新兴市场主体参与电力现货市场的商业模式

The Business Models of Emerging Market Subjects Participating in the Electricity Spot Market

现代电力. 2023, 40(5): 760-769 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0075

基于寿命模型的混合储能参与二次调频的经济性研究

Economic Feasibility in Secondary Frequency Regulation Considering Hybrid Energy Storage Cycle Life Model

现代电力. 2021, 38(2): 205-212 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2020.0303

基于蓄热电锅炉不同工作模式的区域综合能源系统优化调度

Optimal Scheduling of Regional Integrated Energy System Based on Different Working Modes of Electric Boiler with Thermal Storage

现代电力. 2019, 36(6): 45-51 http://xddl.ncepujournal.com/article/Y2019/I6/45

市场环境下抽水蓄能电站的价格市场衔接机制设计与效益评估

Design of Price Market Linkage Mechanism and Economic Benefit Evaluation of Pumped Storage Power Station Under the Power Market Environment

现代电力. 2023, 40(1): 42-49 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0237

考虑风光储互补与工作负载分配的数据中心优化调度

Optimal Scheduling of Data Center Considering Wind-Solar-Storage Complementary and Workload Distribution

现代电力. 2022, 39(3): 356-362 https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2021.0129

文章编号：1007-2322(2024)03-0557-08　　文献标志码：A　　中图分类号：TM73

众筹储能模式分析及成本传导机制

田冰颖，何永秀，恩格贝，张岩，李博，孟令侯
（华北电力大学经济与管理学院，北京市 昌平区 102206）

Analysis of Crowdfunding Energy Storage Mode and Cost Transmission Mechanism

TIAN Bingying，HE Yongxiu，EN Gebei，ZHANG yan，LI Bo，MENG Linghou
（School of Economic and Management, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China）

摘要：为积极促进储能系统建设，提升新能源利用水平，针对新能源电站自建储能运营效率不高\成本疏导困难，提出一种众筹建设储能电站模式及配套的成本传导机制。首先，明确众筹储能电站的筹资来源及商业模式。其次，根据储能电站商业模式以及未来电力市场发展情况，设计众筹储能电站的不同成本疏导机制模型。最后，基于全寿命周期储能电站成本分析方法，根据不同收益率的情况下，储能参与各种模式的比例以及不同模式中储能价值价格的变化，对新能源电厂给予储能电站的补偿价格进行测算，并对影响补偿价格的主要因素进行敏感性分析。

关键词：众筹储能；商业模式；新能源利用水平；成本疏导机制；全寿命周期

Abstract：To actively promote the construction of energy storage systems and improve the level of renewable energy utilization, a crowdfunding mode for the construction of energy storage power stations and a matching cost transmission mechanism were proposed to solve the problems of inefficient operation and difficult cost evacuation of self-built energy storage of renewable energy power plants. Firstly, the funding sources and business modes of crowdfunded energy storage stations were defined. Secondly, different cost evacuation mechanism models of crowdfunded energy storage power stations were designed based on the analysis of the business mode of energy storage power stations and the future development of the electricity market. Finally, based on the cost analysis method of the life cycle energy storage power station, the compensation price of the renewable energy power plant to the energy storage power station was measured under the different conditions of the rate of return, business model, and price of energy storage value under each mode, and sensitivity analysis of the main factors affecting the compensation price was performed.

Keywords： crowdfunding energy storage；business mode；utilization of renewable energy；cost evacuation mechanism；life cycle

DOI：10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0428

0　引言

随着“双碳”目标的推进，高比例、间歇性、波动性可再生能源大量并入电网，电力峰谷差进一步拉大，电网调节能力受到严重挑战[1-4]。而新型储能具有调节速度快、布置灵活、建设周期短等优点，在平抑新能源波动、提高新能源大规模接入能力、促进新能源高效利用、推动新型电力系统建设等方面具有重要作用[5-6]。但由于存在电力系统消纳新能源电力的成本增加、新型储能商业模式单一和新能源配置的储能利用率低[7]等问题，新型储能的大规模商业化之路困难重重。

受共享经济的启示，共享储能被证实能够提高新能源利用率[8]、降低用户投资[9]，在一定程度上能够解决上述问题。目前，共享储能的商业模式主要包括：所有储能用户筹资并使用一个公共储能设施的模式[10]、采用第三方运营商出资建设，以及向用户提供储能相关服务的模式[11]和补贴用户自建储能并进行能量交易的模式[12]。

与共享储能不同，众筹储能全过程筹集资金、物力，可以选择以共享的方式进行运营，也可以作为独立电站运行，投资主体更加多元，参与起点更低，有利于促进储能未来的规模化发展。众筹储能的集中式统一运营管理，一方面帮助用户降低了市场风险；另一方面也能开发出更多的商业模式，使储能摆脱依靠补贴或强制配套的方式发展，让储能电站实现可持续发展。通过对现有新能源配套储能政策的研究，得出多种筹资融资

方式，以现行电力市场运行规则及未来展望，设计新型众筹储能电站的商业模式及配套成本传导机制，为未来投资建设新型储能电站的盈利能力及市场接受度提供参考。

1 众筹储能电站的资金来源与商业模式

众筹储能涉及 3 个主体：众筹的资金来源方、众筹储能电站的主体控制方即商业模式的确定者和众筹储能电站的运营商。

众筹储能的资金来源分为对储能有需求的电网企业、电力用户、可再生能源发电商和传统发电商，以及对储能未来盈利能力看好的第三方社会资本等。

众筹储能为达到使用目标的最大化，选择将运营权委托给专门的运营机构，进行统一调度有利于储能资源的合理利用，他们作为中间机构，既担负着维持电网安全稳定的责任，又担负着为投资者谋取合理利润的义务，三方共同承担众筹储能的风险，如图 1 所示。

1.1 众筹储能电站筹资模式分析

筹资模式考虑多方联合投资模式和资本市场筹资模式，这两种模式中的各资金来源分项的随机组合可以形成多样化的筹资模式，将逐步在未来的市场中体现。

1）各方联合筹资模式。

如图 1 所示，通过资金来源方的不同组合共同投资建设储能电站，联合投资可以充分发挥各方的优势和特点，如电网企业与社会资本的共同筹资模式。在该模式下，电网企业可以发挥资金优势、技术优势和人才优势，满足自身需求，同时吸引社会资本参与投资，提高储能市场规模实现多方共赢[13]。

2）资本市场筹资模式。

在资本市场筹资模式中，可以通过金融市场，面向社会以债券公开募集项目资金，开展储能项目工程建设，因项目的初始投资成本大，并网点的选择具有特殊性，因此前期需要政府和电网公司给予相应的政策和技术支持。

1.2 众筹储能电站商业模式分析

根据储能的现有商业模式和电力市场发展预期与现状，本文提出未来典型的商业模式如下：

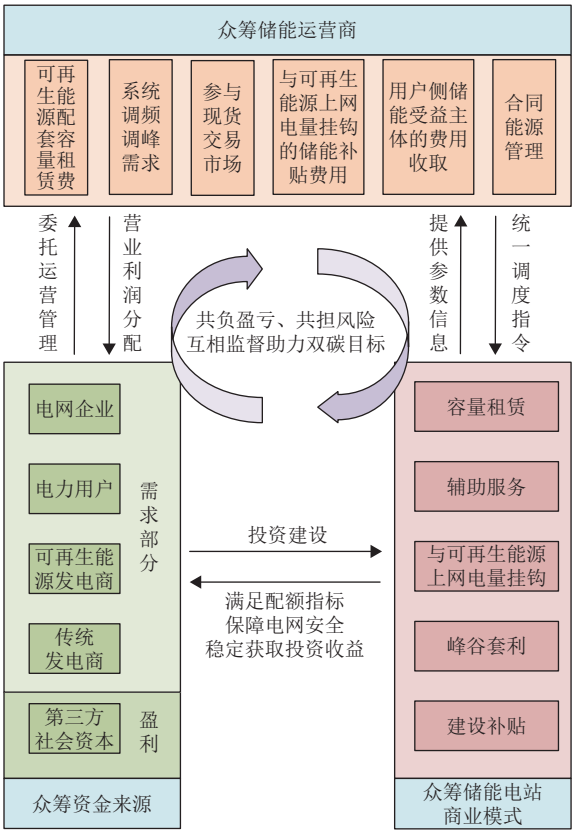

图 1 众筹储能运营模式图

Fig. 1 Operation model diagram of crowdfunding energy storage

1）容量租赁模式。

新疆、青海、湖北、湖南、内蒙古、山东、山西等省份均出台了新能源配建储能的相关政策。多地要求可再生能源项目配置 5%~20%、1~2h 的储能项目。一座光伏电站配建装机量 20%、时长 2h 的储能项目，其初始投资将增加 8%~10%；而风电场配建同样容量的储能项目，其初始投资成本将增加 15%~20%[14]。以容量租赁的模式使新能源企业达到配置储能的容量比例，减少新能源企业的初始投资成本，租赁方统一运营管理储能电站，可以形成规模经济。

2）辅助服务市场模式。

储能电站以独立主体的身份参与辅助服务市场，提供调峰、调频等辅助服务。随着电力辅助服务市场化的推进，市场中的价格形成机制逐步完善，储能将直接在市场中参与竞价和交易，通过组合时段不同的辅助服务品种的参与量，获得相应的收益，不但可以维持电网安全稳定的运行，而且能实现长期发展。

3）与可再生能源上网电量挂钩补偿模式。

可再生能源企业需要配套建设储能设施，此时众筹储能电站为其提供相应的配套份额，新能源每上网一度电需要给予众筹储能电站一定的补偿额度，这样的模式下，使得双方的利益捆绑，新能源企业上网电量越多，自身的盈利也越多，储能电站提供保障服务收益也越多，互相激励。

4）峰谷套利模式。

储能电站依靠峰谷价差赚取利益，同时也和储能电站的转换效率息息相关，转换效率越高，营业利润也越多。在这种模式下，对储能电站的储能技术有一定的要求，既能够满足大规模充放电的容量，又能够维持自身稳定和安全。

5）财政补贴模式。

财政补贴根据地区经济发展、储能技术和可再生能源装机容量、现有储能发展情况和储能带来的社会效益等多种因素共同决定，补贴的标准和年限可以依据地区对储能装机容量的基础目标进行设定，这种模式是针对储能建设初期，储能尚未形成具有自盈利能力的商业模式的一种过渡性模式。

6）综合模式。

随着储能技术的发展和各地区电源结构和资源禀赋的差异，众筹储能的商业模式并不仅限于上述 5 种模式，各种模式间的组合还能构成综合模式。综合模式的优点是让储能的盈利来源更加广泛，也更能发挥储能电站中多种储能技术的适用模式，适用于储能长期发展，有利于实现储能的经济性，逐步实现自盈利。

在各类组合模式中，利益相关方包含了众筹储能筹资方、运营服务商，储能电站主体控制方需要深入分析各利益相关方的职责和收益分配问题，不断创新模式获取收益，本文就此不做详细阐述。本文将对具体的众筹储能分应用场景进行分析，挖掘众筹储能价值，让其成本进行合理的传导，推动储能的发展，提高储能设备的利用率和利用水平，实现储能商业化推广。

2　众筹储能电站分应用场景的成本传导机制模型

本节分为 3 个应用场景分析众筹储能的成本传导机制，求解分应用场景下的最优成本传导机制如图 2。

传导机制 1：以促进新能源消纳为目标，通过与可再生能源企业上网电量挂钩的电费补偿的传导机制。

传导机制 2：以减小各可再生能源发电厂配套建设储能设施的成本为目标，通过收取单位容量租赁费的传导机制。

传导机制 3：以实现储能自盈利为目标，多种盈利模式并存的复合成本传导机制

假设该众筹储能电站的容量较小，仅能满足作为可再生能源配套储能要求的容量，且设备每年上网电量为定值，则可再生能源电厂的单位上网电量补偿价格可以表示为

$$a=\frac{(C_1+C_2)}{Q_{\text{grid}}}\times\frac{r\times(1+r)^T}{[(1+r)^T-1]} \tag{1}$$

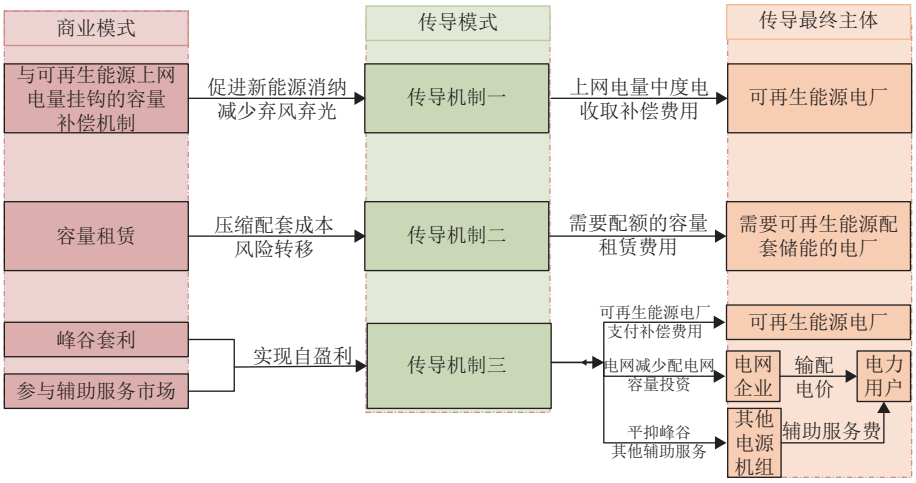

图 2　众筹储能成本传导机制图

Fig. 2　Chart of the cost transmission mechanism of crowdfunding energy storage

式中：a 为可再生能源电厂给予众筹储能电站的单位上网电量补偿价格；C_1为储能初始安装成本；C_2为储能全寿命周期运行维护成本；r为折现率；T为储能寿命周期；Q_{grid}为可再生能源企业每年的上网电量。

储能初始安装成本C_1主要由储能电池的额定容量成本和额定功率成本决定，如式 (2) 所示。

$$C_1 = C_{\text{e}} \times E_{\max} + C_{\text{p}} \times P_{\max} \tag{2}$$

式中：C_{e}为储能的单位容量成本；$E_{\max}$为众筹储能的额定容量；C_{p}为储能的单位功率成本；$P_{\max}$为众筹储能的额定功率。

储能运行维护成本是指为了保障储能系统在全寿命周期内正常运行而动态投入的资金，如式 (3) 所示。

$$C_2 = \sum_{j=1}^{T} (C_{\text{m}} \times P_{\max}) \times (1+r)^j \tag{3}$$

式中：C_{m}为储能单位功率运行维护成本；j 为年份。

传导机制 2 的求解租赁价格$P_{\text{rent}}^{(1)}$可以表示为

$$P_{\text{rent}}^{(1)} = (C_1 + C_2) \times \frac{r \times (1+r)^T}{E_{\max} \times [(1+r)^T - 1]} \tag{4}$$

式中：$P_{\text{rent}}^{(1)}$为在传导机制 2 下单位容量的租赁价格。

传导机制 3 最低租赁$P_{\text{rent}}^{(2)}$的求解可表示为

$$P_{\text{rent}}^{(2)} = \frac{F - B_1 - B_2 - C_1 - C_2}{E_{\max} \times \sum_{j=1}^{T} \left(\frac{1}{1+r} \right)^j} \tag{5}$$

式中：$P_{\text{rent}}^{(2)}$为在传导机制 3 下单位容量的租赁价格；F为众筹储能电站的收益；B_1为众筹储能电站的峰谷套利收益；B_2为众筹储能辅助服务收益。

其中，B_1的计算方法如式 (6) 所示。

$$B_1 = \sum_{j=1}^{T} D \times S \times \left(\frac{1}{1+r} \right)^j \tag{6}$$

式中：D为众筹储能峰谷套利的年运行天数；S为众筹储能每日峰谷套利的平均收益，在此假设每日的运行情况相同。

S 的计算公式如式 (7) 所示。

$$S = \sum_{t=1}^{k} [W_{\text{dis}}(t) - W_{\text{ch}}(t)] \times p_t(t) \times \Delta t \tag{7}$$

式中：k为一天的时段数，以 1 h 为时段间隔（即 $\Delta t = 1$ h），则 $k = 24$；$W_{\text{dis}}(t)$为 t时段众筹储能参与放电的功率；$W_{\text{ch}}(t)$为t时段众筹储能参与充电的功率；$p_t(t)$为t时段的分时电价。

B_2的计算方法如式 (8) 所示。

$$B_2 = \sum_{j=1}^{T} P_{\text{AS}} \times E_{\text{AS}} \times \left(\frac{1}{1+r} \right)^j \tag{8}$$

式中：P_{AS}为参与辅助服务市场的价格；E_{AS}为参与辅助服务的容量。除此之外，可以参与自动发电量控制（automatic generation control，AGC），按可用时间补偿，如当 AGC 可用率达到 98% 以上时，20 元/h；参与无功调节，在进相功率因数低于 0.97 的情况下吸收无功或在迟相功率因数低于 0.85 的情况下注入无功，按 300 元/kvar·h 进行补偿。

储能功率约束：在任意 t 时段众筹储能装置的充电、放电功率不能超过众筹储能装置的额定功率，如式 (9) 所示。

$$\begin{cases} 0 \leqslant W_{\text{ch}}(t) \leqslant P_{\max} \\ -P_{\max} \leqslant W_{\text{dis}}(t) \leqslant 0 \end{cases} \tag{9}$$

储能充放电状态约束如式 (10) 所示。

$$B_{\text{dis}}(t) + B_{\text{ch}}(t) \leqslant 1 \tag{10}$$

式中：$B_{\text{dis}}(t)$、$B_{\text{ch}}(t)$为 0-1 变量，分别表示 t 时段众筹储能的充电、放电状态。

储能荷电状态约束如式 (11) 所示。

$$S_{\text{soc,min}} \leqslant S_{\text{soc}}(t) \leqslant S_{\text{soc,max}} \tag{11}$$

式中：$S_{\text{soc}}(t)$为t时段众筹储能的荷电状态；$S_{\text{soc,min}}$、$S_{\text{soc,max}}$分别为众筹储能荷电状态下、上限。

储能能量倍率系数约束：假设众筹储能的额定容量和额定功率成正比，如式 (12) 所示。

$$E_{\max} = \beta \times P_{\max} \tag{12}$$

式中：β为众筹储能的能量倍率系数。

3 算例分析

假设建成 60 万 kW·h /120 万 kW·h 的众筹储能项目，租赁给建设装机容量 400 万 kW 的风电厂群，使其达到装机容量 15% 的储能配额，众筹储能电站寿命周期为 10 年，参考 2020 国家能源局发布的《2019 年风电并网运行情况》某地区情况，假设该风电场年利用小时数 2305 h，弃风率 7.1%。该地区的峰时段 8 h：7:30—11:30、17:00—21:00；平时段 9 h：11:30—17:00、21:00—22:00、5:00—7:30；谷时段 7 h：22:00—次日 5:00。假

设平时段上网电价为 0.3215 元/(kW·h)，峰时段和谷时段分别在平均电价的基础上上下浮动 50%。该储能电站类型选取锂离子电池，单位容量成本为 1600 元/(kW·h)，单位功率成本为 600 元/kW，储能单位功率运行维护成本 0.0125 元/kW[15]，充电、放电效率均为 90%，设计寿命为 10 年，荷电状态上、下限分别为 100%、20%，初始荷电状态为 20%[16]。

传导机制 1：仅考虑众筹储能电站作为风电场项目获批这一商业模式，保障风电场能并网发电，并尽可能多地上网，假设在储能配套后，风电站上网的弃风率下降至 6.1%，年利用小时数提高 5%(至 2420 h)。

经过计算，在不同的收益率下，成本传导机制 1 的传导具体情况如表 1 所示。

表 1　传导机制 1 不同收益率的传导价格

Table 1　Transmission prices under the transmission mechanism I at a different rates of return

收益率	8%	9%	10%
风电场给予储能电站补偿价格/(元/kW·h)	0.0374	0.0391	0.0408

通过表 1 可以看出，在众筹储能电站希望收益率为 8%，风电场要满足 15% 配套储能的条件下，风电场按照风电上网电量补偿给众筹储能电站，补偿价格为 0.0374 元/(kW·h)，随着希望收益率的提高，需要支付的价格也越高。

传导机制 2：仅考虑众筹电站通过容量租赁的模式回收投资成本。此处假设储能电站对风电场的效益与传导机制 1 相同。

经过计算，在不同的收益率下，成本传导机制 2 的传导具体情况如表 2 所示。

表 2　传导机制 2 不同收益率下的租赁价格

Table 2　Rental prices under the transmission mechanism II at a different rates of return

收益率	8%	9%	10%
风电场给予储能电站容量租赁价格/(元/kW·年)	380.31	553.54	785.41

通过表 2 可以看出，在众筹储能电站希望收益率为 8%，风电场要满足 15% 配套储能的条件下，单位容量租赁成本为 380.31 元/(kW·年)，随着期望收益率的提高，租赁的价格也上涨。

传导机制 3：考虑众筹电站通过容量租赁、峰谷套利和参与辅助服务市场相结合的模式回收投资成本。假设储能电站租给风电场的容量，在风电场不调用储能容量的时间，该部分容量还可以选择其他商业模式，年运行天数为 300 天。其中有 50% 的容量可以用来进行峰谷套利，平均每天谷段充电 3h，充电功率为额定功率的 50%，并在峰段以额定功率放电；50% 的容量用于参与辅助服务的调频市场，调频辅助服务的价格平均值 14.22 元/MW。

经过计算，在不同的收益率下，成本传导机制 3 的传导具体情况如表 3 所示。

表 3　传导机制 3 不同收益率下的租赁价格

Table 3　Rental prices under the transmission mechanism III at a different rates of return

储能参与峰谷套利的容量比例	收益率/%	容量租赁费用/(元/kW·年)
50%	8	254.42
	9	267.32
	10	280.48
70%	8	243.78
	9	256.68
	10	269.84
90%	8	233.13
	9	246.04
	10	259.20

从表 3 可以看出，在众筹储能电站组合多种商业模式的情况下，风电场需要配套建设储能的容量租赁成本大幅下降，在固定峰谷电价差浮动比例为平段比例 50% 的情况下，储能越多地参与峰谷套利，风电场用户需要支付租赁价格越低。

通过图 3 可以看出，在收益率相同的情况下，传导机制 3 的容量租赁成本比传导机制 2 低，因

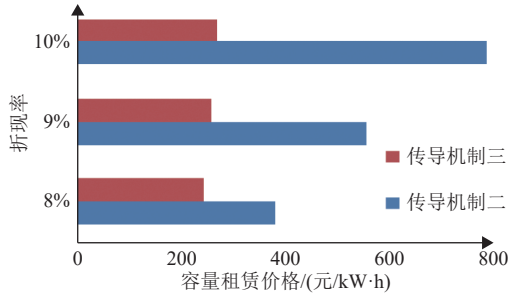

图 3　传导机制 2 与传导机制 3 容量租赁费用对比图

Fig. 3　Comparison chart of capacity rental prices under the transmission mechanism II and the transmission mechanism III

为传导机制 3 采用了组合的商业模式，有更多的盈利市场可以进行选择，并且，采用单一商业模式的传导机制 2 对于希望收益率的变动更敏感。

分析在峰谷价差不变的情况下，辅助服务市场中调频辅助服务的价格上、下浮动不同比例时，储能参与峰谷套利和辅助服务市场的比例情况，对风电场容量租赁价格的影响，如表 4 所示。

表 4 传导机制 3 不同收益率和不同辅助服务价格的租赁价格

Table 4 Rental prices under the transmission mechanism III at a different rates of return and ancillary service prices

调频辅助服务补偿价格调整比例/%	储能参与峰谷套利的容量比例/%	收益率		
		8%	9%	10%
		容量租赁费用/(元/kW·年)		
−10	50	254.53	267.43	280.59
	70	243.84	256.75	269.90
	90	233.16	246.06	259.22
10	50	254.31	267.22	280.37
	70	243.72	256.62	269.78
	90	233.12	246.02	259.18
20	50	254.21	267.11	280.27
	70	243.65	256.55	269.71
	90	233.10	246.00	259.16

从表 4 可以看出，随着调频辅助服务价格的上升，储能的容量租赁价格在下降，表现出峰谷套利占比越高，容量租赁价格越低的趋势。

在此，用敏感系数作为容量租赁价格对各影响因素的敏感性评价标准，可以表示为

$$\varphi = \left| \frac{\frac{P_{\text{rent}}^{\text{after}} - P_{\text{rent}}^{\text{before}}}{P_{\text{rent}}^{\text{before}}}}{\Delta F} \right| \tag{13}$$

式中：φ为敏感性系数；$P_{\text{rent}}^{\text{after}}$为影响因素变化后容量租赁价格；$P_{\text{rent}}^{\text{before}}$为影响因素变化前容量租赁价格；$\Delta F$为影响因素的变化比例。

通过计算可以得出，在收益率为 8% 时，调频辅助服务价格降低 10%；储能参与峰谷套利的容量比例为 50% 时，容量租赁价格对调频辅助服务价格的敏感系数为 0.00432；储能参与峰谷套利的容量比例为 90% 时，敏感系数为 0.00129。可以看出，在峰谷价差不变的情况下，容量租赁价格对调频辅助服务的价格敏感性随对储能参与峰谷套利容量的比例升高而降低。

分析在调频辅助服务费用不变的情况下，调整峰谷价差和各模式间的容量比例分配对容量租赁价格的变化，如表 5 所示。

从表 5 可以看出，随着峰谷价差的拉大，储能的容量租赁价格在下降，表现出参与峰谷套利的容量占比越高，容量租赁价格越低的趋势。通过观察表中数据可以发现，在相同收益率、峰谷价差拉大的情况下，储能参与峰谷套利的比例占比越大，租赁价格下降的值越大。

表 5 传导机制 3 不同收益率和不同峰谷价差下的租赁价格

Table 5 Rental prices under the transmission mechanism III at a different rates of return and peak-to-valley prices

峰谷价差相对于平段的浮动比例/%	储能参与峰谷套利的容量比例/%	收益率		
		8%	9%	10%
		容量租赁费用/(元/kW·年)		
40	50	260.61	273.51	286.67
	70	252.44	265.34	278.50
	90	244.27	257.17	270.33
55	50	251.33	264.23	277.39
	70	239.45	252.35	265.51
	90	227.57	240.47	253.63
60	50	248.24	261.14	274.30
	70	235.12	248.02	261.18
	90	222.01	234.91	248.07

通过计算可以得出，在收益率为 8%、峰谷价差相对于平段的浮动比例为 40%、储能参与峰谷套利容量比例为 50% 的情况下，容量租赁价格对峰谷价格变化的敏感系数为 0.24330；储能参与峰谷套利容量比例为 90% 的情况下，敏感系数为 0.3989。可以得出在储能参与峰谷套利容量比例高时，容量租赁价格对于峰谷价差敏感性更高。

通过图 4 可以看出，在各影响因素变动幅度相同的情况下，容量租赁价格对于峰谷价差变动的绝对值高于对辅助服务价格变动的绝对值；高比例容量参与峰谷套利市场的容量租赁价格变化的绝对值明显高于低比例容量参与峰谷套利市场；在储能容量参与各市场比例一定的情况下，辅助服务市场中价格的变动对容量租赁价格变化的影响很小。

综合以上 3 种成本传导机制，可以看出传导机制 3 对未来市场的适应度更高，可操作性更强，且配套的储能对可再生能源电厂的接受度更强，

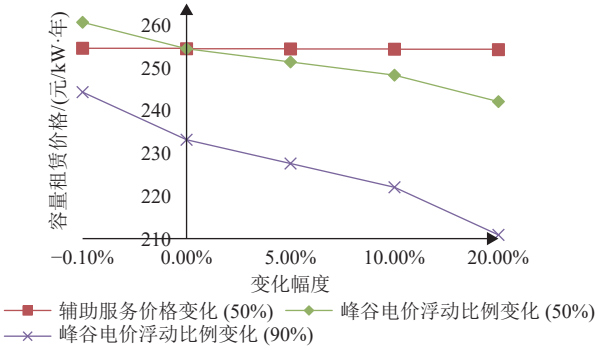

图 4　容量租赁价格影响因素的敏感性分析图（*r*=8%）

Fig. 4　Sensitivity analysis plot of influencing factors for capacity rental price (*r*=8%)

储能电站的利用效率更高。

4　结论

1）众筹储能因其容量大，除了可以满足新能源配套储能的需求外，随着电力市场的逐渐完善，可以选择更为多样的商业模式进行组合，具有规模经济的效应，其次将参与的单个主体市场风险降低，能够鼓励更多感兴趣的市场主体参加。

2）商业模式间的组合形式与各模式的盈利能力关系较大，现阶段的电力市场，峰谷套利比参与辅助服务市场调频盈利的效果更好，随着电力市场的逐步完善，储能电站参与不同市场中的容量分配比例将考虑现货市场和峰谷套利的盈利能力进行合理分配，储能电站也可以作为一个独立个体参与电力市场进行竞价，并且参与辅助服务市场，价格由市场竞争形成。

3）本文的约束条件中考虑了储能的运行约束，但在本次计算全寿命周期的成本中，仅作为参与各市场比例的一个特征，参与的各市场都满足该约束。

4）本文基于储能电站不依靠补贴等国家政策支持下，对储能的盈利进行分析，并最终通过价格机制传导给用户。以该商业模式的传导价格为基础，分析在现阶段当前背景下，众筹储能的市场需求度和接受度，考虑是政府牵头发展众筹储能还是由各新能源用户自建配套的储能电站。

5）下一步随着容量市场、电能量市场和辅助服务市场的逐步完善，将进一步结合未来的市场发展进行众筹的商业模式分析与成本疏导机制研究。

参考文献

[1] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61−69.
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, *et al*. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61−69(in Chinese).

[2] 康重庆, 陈启鑫, 夏清. 低碳电力技术的研究展望[J]. 电网技术, 2009, 33(2): 1−7.
KANG Chongqing, CHEN Qixin, XIA Qing. Prospects of low-carbon electricity[J]. Power System Technology, 2009, 33(2): 1−7(in Chinese).

[3] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806−2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806−2819(in Chinese).

[4] 殷远东. 配电网工程的管理现状与改进措施分析[J]. 电子技术, 2021, 50(12): 268−269.
YIN Yuandong. Analysis on management status and improvement measures of distribution network engineering[J]. Electronic Technology, 2021, 50(12): 268−269(in Chinese).

[5] 李丰, 姚韵, 张会娟, 等. 新型储能经济性及价格机制研究[J]. 价格理论与实践, 2022(04): 66−70,204.
LI Feng, YAO Yun, ZHANG Huijuan, *et al*. Research on new energy storage price mechanism and economic[J]. Price Theory and Practice, 2022(04): 66−70,204(in Chinese).

[6] 童家麟, 洪庆, 吕洪坤, 等. 电源侧储能技术发展现状及应用前景综述[J]. 华电技术, 2021, 43(7): 17−23.
TONG Jialin, HONG Qing, LÜ Hongkun, *et al*. Review on development status and application prospect of power side energy storage technology[J]. Huadian Technology, 2021, 43(7): 17−23(in Chinese).

[7] 赵冉. 统筹规划配置新能源与储能比例和规模[N]. 中国电力报, 2022-02-10(001).
ZHAO Ran. Overall planning and configuration of new energy and energy storage ratio and scale[N]. China Electric Power News, 2022-02-10(001).

[8] 王元凯, 周家华, 潘郁, 等. 电网侧储能电站综合评价[J]. 浙江电力, 2020, 39(5): 3−9.
WANG Yuankai, ZHOU Jiahua, PAN Yu, *et al*. Comprehensive evaluation of energy storage power station on

power grid side[J]. Zhejiang Electric Power, 2020, 39(5): 3−9(in Chinese).

[9] 孙偲, 陈来军, 邱欣杰, 等. 基于合作博弈的发电侧共享储能规划模型[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 360−366.
SUN Cai, CHEN Laijun, QIU Xinjie, *et al*. A generation-side shared energy storage planning model based on co-operative game[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 360−366(in Chinese).

[10] JO J, PARK J. Demand-side management with shared energy storage system in smart grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 4466−4476.

[11] LAI S Y, QIU J, TAO Y C. Individualized pricing of energy storage sharing based on discount sensitivity[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022, 18(7): 4642−4653.

[12] SHI Y Y, XU B L, WANG D, *et al*. Using battery storage for peak shaving and frequency regulation joint optimization for super linear gains[C]// 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA: 82−90.

[13] 胡静, 李琼慧, 黄碧斌, 等. 适应中国应用场景需求和政策环境的电网侧储能商业模式研究[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(4): 367−375.
HU Jing, LI Qionghui, HUANG Bibin *et al*. Business model research of energy storage on grid side adapted to application scenarios and policy environment in China[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 367−375(in Chinese).

[14] 卢奇秀. 时隔一年, 湖南28家承诺为新能源项目配套建设储能的企业, 兑现者寥寥——成本难疏导困住新能源配储[N]. 中国能源报, 2021-02-22(10)
LU Xiuqi. After a year, 28 enterprises in Hunan Province that have promised to build energy storage for new energy projects have few cashed in -- the cost is difficult to channel that traps storage of new energy[N]. China Energy News, 2021-02-22(10).

[15] WANG Yongli, WANG Yudong, HUAN Yujing, *et al*. Planning and operation method of the regional integrated energy system considering economy and environment[J]. Energy, 2019, 171: 731−750.

[16] 刘亚锦, 代航, 刘志坚, 等. 面向多类型工业用户的分散式共享配置及投资效益分析[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 256−264.
LIU Yajin, DAI Hang, LIU Zhijian, *et al*. Configuration and investment benefit analysis of decentralized shared energy storage for multiple types of industrial users[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 256−264(in Chinese).

收稿日期：2022−11−01

作者简介：

田冰颖 (1998)，女，通信作者，硕士研究生，主要研究方向为电力工程造价、电力技术经济及管理，E-mail：18196316607@163.com；

何永秀 (1970)，女，博士，教授，博士生导师，主要研究方向为能源电力技术经济与管理，E-mail：yongxiuhe@126.com；

恩格贝 (1995)，男，硕士研究生，主要研究方向为电力工程造价、电力技术经济及管理，E-mail：1500805819@qq.com；

张岩 (1992)，女，博士研究生，研究方向为电力经济与管理，E-mail：hsezzhangyan@163.com；

李博 (1999)，男，硕士研究生，主要研究方向为电力工程造价、电力技术经济及管理，E-mail：ernestidvlin@foxmail.com；

孟令侯 (1999)，男，硕士研究生，主要研究方向为电力工程造价、电力技术经济及管理，E-mail：michael2712@163.com。