文章编号：1000-3673（2025）11-4680-12　　中图分类号：TM 721　　文献标志码：A　　学科代码：470·40

兼顾参与调频辅助服务的工商业储能电站充放电策略

李睿聪[1]，汪隆君[1]，尹亮[2]，曾德辉[3]，王钢[1]
（1. 华南理工大学电力学院，广东省 广州市 510641；
2. 国网宁夏电力有限公司电力科学研究院，宁夏回族自治区 银川市 750000；
3. 广州嘉缘电力科技有限公司，广东省 广州市 510000）

Charging and Discharging Strategy for Commercial and Industrial Energy Storage Stations With Consideration of Frequency Regulation Ancillary Services Participation

LI Ruicong[1], WANG Longjun[1], YIN Liang[2], ZENG Dehui[3], WANG Gang[1]
(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, Guangdong Province, China;
2. Electric Power Science Research Institute, State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750000, Ningxia Hui Autonomous Region, China;
3. Guangzhou Jiayuan Electric Power Technology Co., Ltd., Guangzhou 510000, Guangdong Province, China)

ABSTRACT: Currently, there are limited engineering applications in domestic industrial and commercial energy storage stations participating in frequency regulation ancillary services, while the research of energy storage stations participating in ancillary services often originates from the perspective of the power grid. Therefore, there needs to be more research on charging and discharging strategies applicable to industrial and commercial energy storage stations that simultaneously participate in peak-valley arbitrage and frequency regulation auxiliary services. Based on the relevant policies in the power market of the southern power grid (starting with Guangdong), this research proposes a charging and discharging strategy for industrial and commercial energy storage stations participating in frequency regulation ancillary services of the power grid. Based on clarifying the relationships among power operators, industrial and commercial customers, and their energy storage stations, the strategy establishes a constraint model for the revenue settlement and sharing of peak-valley arbitrage according to the contract energy management agreement. The constraint model introduces anti-backflow and in-feed power constraints for customer-side energy storage interconnection with the grid and develops a frequency regulation power output plan based on historical frequency statistical data. Therefore, a charging and discharging model for industrial and commercial energy storage stations is established, giving consideration to participating in frequency regulation ancillary services. Finally, the case studies have verified the feasibility of industrial and commercial energy storage stations participating in frequency regulation auxiliary services while expanding the service scope of industrial and commercial energy storage stations and significantly increasing commercial benefits.

KEY WORDS: industrial and commercial energy storage stations; frequency regulation ancillary service; peak-valley arbitrage; charging and discharging strategy; contract energy management; revenue settlement model

摘要：现阶段，国内围绕储能电站参与辅助服务的研究多从电网角度出发，而工商业储能电站参与调频辅助服务相关工程应用较少，缺乏适用于工商业储能同时参与峰谷套利和调频辅助服务的充放电策略研究。以南方电网(以广东起步)电力市场相关政策为基础，提出运营者视角下工商业储能电站参与电网调频辅助服务的充放电策略。该策略在厘清电力运营商、工商业用户及其储能电站 3 者关系的基础上，根据合同能源管理约定，建立峰谷套利收益结算分成约束模型，引入用户侧储能并网的防逆流与进线功率约束；基于频率历史统计数据输出调频出力方案，建立兼顾参与调频辅助服务的工商业储能电站充放电策略模型。最后，算例仿真验证了工商业储能电站参与调频辅助服务的可行性，同时拓宽了工商业储能电站的服务范围，并大幅增加商业收益。

关键词：工商业储能电站；调频辅助服务；峰谷套利；充放电策略；合同能源管理；收益结算模型

DOI：10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0832

0　引言

间歇性可再生能源并网构建新型电力系统是实现“双碳”目标的重要手段[1-3]，其大规模应用使

得电力系统惯性下降，严重时造成稳定性问题[4-5]。电化学储能技术能快速调节充放电功率，平滑可再生能源出力波动，以提高电力系统安全性[6]。2022 年，国务院同意印发国家发展改革委、国家能源局提出的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》指出：2025 年应初步建成全国统一电力市场体系，形成新能源、储能等发展的市场交易和价格机制[7]。

2023 年，我国的电化学储能装机总量达到了 34.5GW/74.5GW·h，功率和容量同比增速均超过 150%。按照电化学储能安装位置不同，分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能：电源侧储能用于新能源配储从而减少新能源弃电，以及提高新能源在中长期市场中的考核合格率；电网侧储能主要参与现货市场进行电力交易，以及参与辅助服务市场、容量市场等维持电网的安全稳定运行；用户侧储能则为用户端配储，即与其所属电力用户视为一个整体，并维持用电属性不变，参与电力市场零售交易及辅助服务等，还能为用户提供一定电能备用[8-9]。作为用户侧储能的典型代表，工商业储能在参与电力市场交易、承担部分电网消纳及调节等方面承担多种角色。2019—2022 年，我国工商业储能行业迅速发展，市场规模由 357.6MW·h 增长至 1834.3MW·h，年复合增长率为 72.46%，2023 年上半年我国工商业储能系统出货量达 2500MW·h，同比增长 216%，预测 2023—2027 年，我国工商业储能行业规模将实现超 49.98%的年复合增长率，2027 年工商业储能市场规模预计达到 36750MW·h。当前，我国正处于电力市场改革关键阶段，明确市场地位、丰富商业化盈利渠道，助推商业模式成型是探索工商业储能健康发展的核心任务。

工商业储能的基础商业模式是峰谷套利，在负荷低谷时，以较便宜的低谷电价对储能电池充电，在负荷高峰时，由储能电池向负荷供电，实现峰值负荷的转移，从分时电价获取收益。文献[10]结合日前计划和实时控制建立多尺度优化方案，有助于解决功率调度波动的问题，降低用户的成本、提高收益。文献[11]提出联合使用储能、燃气机组等多种电力设备，考虑日前分布鲁棒优化、日内滚动优化和日内实时优化等多时间尺度优化，提出新型电池充换电站的能量管理策略。文献[12]基于人工神经网络等算法进行负荷预测制定日前调度计划，为储能获得收益提供支撑。文献[13]将储能峰谷套利引入风光储系统，结合波动平抑和预测误差补偿进行优化日前出力，提高储能收益。

针对传统机组调频响应慢的问题，具有快速响应特性，爬坡速率快、灵活性强、可控性高等特点的储能，能够为新型电力系统提供快速频率支撑[14-15]。储能电站参与调频辅助服务成为了创造商业收益的新渠道[16-17]。文献[18]基于随机微分方程模型分析储能的时序相关性与不确定性，降低储能参与调频辅助服务时越限的可能性。引入调频性能指标，对调频机组的相关性、延迟和精度 3 个维度进行分析，以此满足对二次调频信号响应能力的评估[19]，由于储能的快速响应特性，调频性能指标对储能调频响应能力的评估往往只需要考虑精度的影响[20]。文献[21]结合调频性能指标建立日、小时、秒 3 级电池存储管理模型，实现包括日前市场能源套利、二次调频辅助服务的高效能源管理。文献[22]利用储能辅助火电机组进行一次调频，有效降低火电机组动作次数。文献[23]考虑荷电状态(state of charge，SOC)约束，优化储能进行一次调频的动态性能。文献[24]提出利用虚拟负惯性控制，优化储能出力，提高储能参与火电机组一次调频的控制能力。

储能参与调频辅助服务相关研究大多从电网角度出发，而用户侧储能参与调频辅助服务为拓宽用户侧储能收益来源提供了可能。文献[25]通过用户侧储能与电动汽车集成控制，利用高可控性实现调频辅助服务；文献[26]利用用户侧储能将峰谷套利和二次调频辅助服务叠加进行，提高经济效益；文献[27]将功率动态分配和容量短期补偿相结合，实现峰谷套利和调频对用户侧储能功率的高效利用。文献[28]考虑日前调频容量申报和日内滚动优化充放电功率，提高用户侧储能运行的经济性。

上述研究对储能参与峰谷套利、调频辅助服务等方面进行了相关研究，但未考虑到以下问题：工商业储能自身不主动向电网释放净上网电量，充电电量纳入所属电力用户用电量统一结算，即存在防逆流和结算电费清分问题；缺少对调频出力大小的详细分析与讨论，且未将储能一次调频辅助服务和峰谷套利结合，给出充放电出力综合方案。为此，以南方电网(以广东起步)电力市场相关政策为基础，厘清电力运营商、工商业用户及其储能电站 3 者关系，根据合同能源管理约定，建立峰谷套利收益结算分成约束模型，引入用户侧储能并网的防逆流与进线功率约束，同时输出基于历史频率统计数据的调频出力方案，形成运营者视角下兼顾参与调频辅助服务的工商业储能电站充放电策略模型。

1 兼顾参与调频辅助服务的工商业储能

1.1 峰谷套利及收益结算

工商业储能是一种典型的用户侧配储，与用户负荷接于同一母线进行充放电。它作为一种创新的能源管理手段，由工商业储能运营商和工商业用户签订合同进行合作，在合适的时段进行充电或放电，从而实现对用户电能利用的有效管理。在国内可按用电时段“尖峰”、“高峰”、“平”、“低谷”分为 4 个不同时段的电价[29]。峰谷套利是工商业储能基本的商业模式，在电价较低时储能进行充电，而在电价较高时储能向用户生产负荷提供电能，降低用户净负荷，减少高电价时用户向电力运营商购买的电能，赚取差价进而减少用户所需支付的电费，同时也有效地减轻了电力系统在用电高峰时段的负荷压力，满足高能耗时段用户的用电需求。

由于电网输配电成本的构成较为复杂，其中一部分包括损耗等在内的可变成本，与用户的用电量密切相关；而另一部分成本较为固定，如电网投资等，与用户的用电量无直接联系，却与用户的负荷量密切相关，为合理调整成本与费用的关系，用户大多使用两部制电价计算向电力运营商支付的电费，按与容量或需量成比例和与电量成比例分为固定的需量电价和可变的电量电价，对应的电费可分为需量电费和电量电费 2 部分[30]。工商业储能参与峰谷套利通过峰谷差价降低用户负荷所需支付的电量电费，同时也可能改变用户的用电需量，因此也利用两部制电价进行收益结算：

1）需量电费：针对用户 1 个月内的最大用电需量(即用户最大生产负荷功率)，根据需量电价支付相应的需量电费，而储能的并网充电可能会导致最大用电需量的推高进而提高需量电费，因此储能须向用户支付超出部分的需量电费，又称需量差额电费，按月度需量电价进行计费。需量通常按每 15min 负荷功率或出力的平均值计算。

2）电量电费：电量电价可细分为基准电价和调差电价，基准电价作为电力市场计费的参考电价，通常是根据发电成本、市场供需状况等因素确定的一个价格水平，调差电价是在基准电价的基础上，根据市场供需变化、电力价格波动等因素进行调整的电价。用户根据每月净负荷用电量向电力运营商支付电量电费，并根据储能峰谷套利赚取的差价，经过合同能源管理收益分成，向工商业储能支付电量电费结算金额。

1.2 参与调频辅助服务及收益补偿

作为快速调频资源，储能系统可利用一次调频提供高效的调频辅助服务，即快速调整充放电功率为电力系统的频率稳定提供支持。这种频率调控服务通常基于下垂控制或虚拟惯性控制调节充放电功率而实现，功率的调节量与频率变化量呈现负相关关系[31-32]。

为避免储能在电网频率正常波动范围内进行不必要的调频动作，过度充放电而导致储能 SOC 过高或过低致双向调频能力不足，频率范围通常设定调频死区和调频阶段 2 部分，系统频率偏差在以电网额定频率 50Hz 为中心的合理范围内为调频死区，不进行调频辅助服务，维持储能足够的双向调频能力；当频率偏差超出或低于调频死区时进入调频阶段，储能通过充放电进行调频辅助服务[33]。考虑调频死区，设计一次调频函数，并基于此确定调频充放电出力。

由于调频辅助服务不涉及直接的能量交易，而是向电力系统提供间接的服务，因此电力运营商向调频辅助服务提供者支付的费用称为调频辅助服务补偿费用。一次调频辅助服务根据频率偏差量产生动作积分电量，并以此获得相应的调频辅助服务补偿费用；工商业储能通过充电进行调频时，将增大用户的购电量，增加用户应支付的电量电费，因此储能须向用户支付这部分电费，称为调频充电购电费用。

工商业储能电站参与一次调频辅助服务，根据自身可上调和下调的充放电容量及电网频率波动情况，结合一次调频函数自行确定调频充放电出力，并录波记录以便出力考核与结算补偿。

根据《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》(以下简称“细则”)，具备四象限控制能力的储能电站通过提供调频出力参与调频辅助服务，并且应具备一次调频能力，满足相应一次调频性能指标[34]，并获得服务补偿费用。按照频率偏差大小，将补偿费用分为小频差扰动补偿和大频差扰动补偿，通常频差在 0.08Hz 内称为小频差扰动，大于 0.08Hz 为大频差扰动[35]。

1）小频差扰动：储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量(MW·h)×0.5×一次调频超额积分电量补偿标准(元/MW·h)。

2）大频差扰动：储能电站一次调频月度补偿=超过理论动作积分电量 70%的一次调频月度动作积分电量(MW·h)×10×一次调频超额积分电量补偿标准(元/MW·h)。

1.3　兼顾参与调频辅助服务的工商业储能运行与收益流程

工商业储能电站兼顾参与调频辅助服务时，它与电力运营商和用户三者的经济和能量关系如图 1 所示。根据分时电价、用户生产负荷、SOC 日循环、电网进线功率、防逆流要求、结算清分合同和历史频率统计数据制定储能电站兼顾参与调频辅助服务的日前充放电计划。基于此计划储能进行峰谷套利充放电，运用分时电价赚取差价[30,36]，并针对结算清分合同结算峰谷套利收益；执行计划期间实时监测并网点频率，提供一次调频辅助服务，即调节储能总充放电功率从而实现对电网频率的支持，依据录波记录的频率偏差及调频动作积分电量，获取一次调频辅助服务补偿[37]。

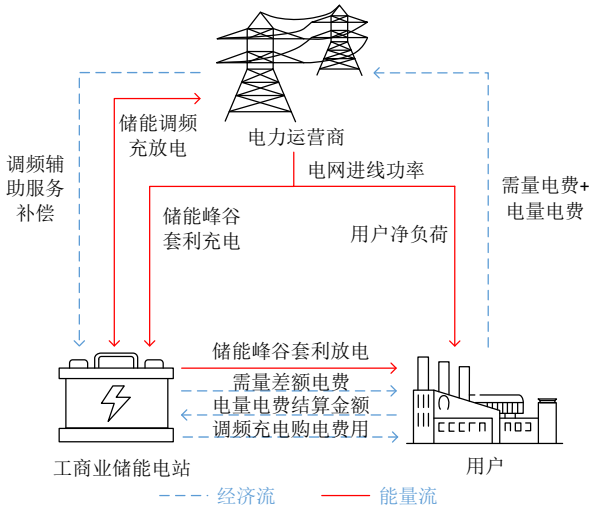


图 1　电力运营商、工商业储能以及用户关系

Fig. 1　Diagram of the relationship of electric power operator, industrial and commercial energy storage, and customer

2　模型建立

结合南方电网(以广东起步)的电力市场用户价格和调频辅助服务相关政策，建立工商业储能电站兼顾参与调频辅助服务的充放电策略模型，以充放电功率控制为手段获得运营收益。某工商业储能电站系统接线如图 2 所示，电网进线和负荷以及储能连接于 10kV 母线上，电网进线功率等于储能充放电和负荷用电功率之和，以此计算电网需量，通过站级能源管理系统(energy management system，EMS)对并网点作防逆流监测，调节储能 PCS 充放电功率，控制用户需量并防止主动向电网倒送功率。

在峰谷套利的基础上，工商业储能参与调频辅助服务，可以获得相应的调频补偿。设 1 天内共 T 个峰谷套利决策时段，在南方电网(以广东起步)中峰谷套利使用 1h 的时间尺度，即 1 天共 24 个决策时段。

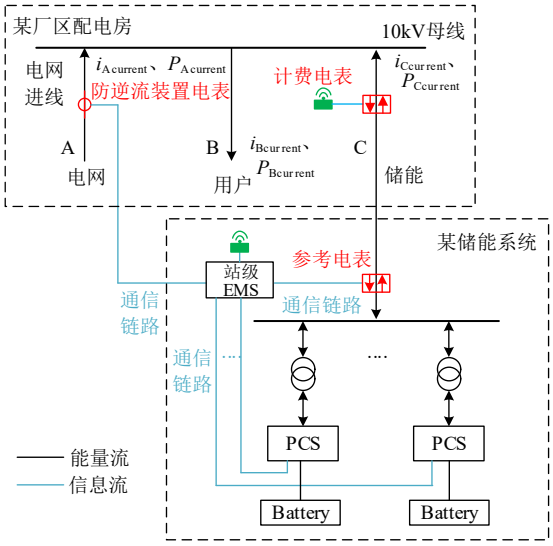


图 2　某工商业储能电站系统接线

Fig. 2　Diagram of a certain industrial and commercial energy storage station system

2.1　目标函数

以工商业储能运营日收益总和最大化为目标建立目标函数：

$$\max M_{\mathrm{d}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{c}},\boldsymbol{P}_{\mathrm{d}},\boldsymbol{P}_{\mathrm{g}})+M_{\mathrm{f}}(\boldsymbol{P}_{\mathrm{f}}) \tag{1}$$

式中：$\boldsymbol{P}_{\mathrm{c}}$ 为峰谷套利充电功率向量；$\boldsymbol{P}_{\mathrm{d}}$ 为峰谷套利放电功率向量；$\boldsymbol{P}_{\mathrm{g}}$ 为电网进线功率向量；$\boldsymbol{P}_{\mathrm{f}}$ 为调频功率向量；M_{d} 为峰谷套利日收益；M_{f} 为调频辅助服务日收益，其表达式分别为

$$M_{\mathrm{d}}=Z_{\mathrm{d}}+Z_{\mathrm{s}} \tag{2}$$

$$M_{\mathrm{f}}=Z_{\mathrm{E}}-Z_{\mathrm{f}} \tag{3}$$

式中：Z_{d} 为需量差额电费；Z_{s} 为电量电费结算金额；Z_{E} 为调频补偿；Z_{f} 为调频出力购电费用。当 M_{d} 为 0 时，储能这一日的峰谷套利收益为 0，即未参与峰谷套利；当 M_{f} 为 0 时，储能这一日的调频补偿收益为 0，即未参与调频辅助服务。

需量电费在工程实际中是以月为单位结算，而本模型以日收益最大化为目标函数建模，仅有 Z_{d} 需要以月最大需量计算，进行需量管理可有效提高收益，详见 2.3.1 节。计算月收益时，使用日收益模型计算每日 Z_{s}、Z_{E}、$-Z_{\mathrm{f}}$ 并进行叠加，并在此基础上叠加由月最大需量计算所得的月需量差额电费 $Z_{\mathrm{d\,month}}$，即月收益。

2.2　运行约束

2.2.1　电池运行约束

工商业储能电站的收益情况与其充放电量密不可分，而储能的电池系统安全运行的前提为不能同时充电和放电，即在第 t 个峰谷套利决策时段时，参与峰谷套利的储能机组有：

$$P_c(t)P_d(t)=0 \tag{4}$$

式中：$P_c(t)$为峰谷套利充电功率；$P_d(t)$为峰谷套利放电功率。

将式(4)线性化，引入 2 个[0,1]控制变量 $I_c(t)$和 $I_d(t)$，满足：

$$I_c(t)+I_d(t)\le 1 \tag{5}$$

同时，充放电功率应保证在合理的电池工作范围内，不能超过电池最大充放电功率 P_{max} 和低于最小充放电功率 P_{min}：

$$P_c(t)\le I_c(t)P_{max} \tag{6}$$

$$P_d(t)\le I_d(t)P_{max} \tag{7}$$

$$P_c(t)\ge I_c(t)P_{min} \tag{8}$$

$$P_d(t)\ge I_d(t)P_{min} \tag{9}$$

2.2.2 SOC 日循环约束

为确保储能能够安全高效循环工作，储能的充放电还应保证下一时段 SOC 初值等于当前时段 SOC 终值，SOC 日循环式表达为

$$S_{OC}(t+1)=S_{OC}(t)+\frac{P_c(t)\eta_c-\dfrac{P_d(t)}{\eta_d}}{E},0\le t\le 23 \tag{10}$$

式中：E 为储能的电池系统电池总容量；η_c 为充电效率；η_d 为放电效率。

2.2.3 防逆流约束与进线功率约束

不同于电源侧和电网侧储能，用户侧储能不主动向电网释放净上网电量，应具备防逆流装置电表[38]：防止在储能放电功率超过用户用电需求时，多余的电能回流到电网中。为此，定义电网进线功率 $P_g(t)$为

$$P_g(t)=P_{load}(t)+P_c(t)-P_d(t) \tag{11}$$

式中：$P_{load}(t)$为用户生产负荷功率。电网进线功率 $P_g(t)$应当保持在合理范围，又考虑到功率测量可能存在延时，需要留有一定裕度，即 $P_g(t)$不能低于最低功率 P'_{gmin} 的一定比例以防止逆流，也不能超出电网进线最大功率，由此根据式(11)得到防逆流约束与进线功率约束为

$$P_g(t)\ge P'_{gmin}\alpha \tag{12}$$

$$P_g(t)\le P_{gd} \tag{13}$$

式中：α为最低功率的系数；P_{gd} 为电网进线最大功率。需要指出的是，防逆流约束为用户侧储能特有的约束。

2.3 峰谷套利约束

2.3.1 需量差额电费约束

模型峰谷套利充放电功率取各时段的出力均值，储能与电网母线之间接入计费电表，记录储能的充放电情况。若储能充电将需量推高并超出用户最大生产负荷功率，储能需向用户支付需量差额电费。

计算用户最大生产负荷功率与电网进线功率的差值，进而得到需量差额电费的约束条件：

$$Z_d\le (P_{load\,max}-P_{gd})\beta/T_d \tag{14}$$

$$Z_d\le 0 \tag{15}$$

式中：β为需量电价；$P_{loadmax}$ 为用户最大生产负荷功率；T_d 为当月天数。

应用于工程实际时，以月为单位进行需量管理，则该月内每日的需量差额电费需使用月历史最大需量进行计算，此时式(14)修正为

$$Z_d\le (P_{demmax}-P_{gd})\beta/T_d \tag{16}$$

式中：P_{demmax} 为该月历史最大需量，即该月已发生的最大需量。

完成该月内每日的收益计算后，根据月历史最大需量和月用户最大生产负荷功率计算该月需量差额电费：

$$Z_{d\,month}=(P_{mload\,max}-P_{demmax})\beta \tag{17}$$

式中：$P_{mloadmax}$ 为月用户最大生产负荷功率。

2.3.2 电量电费与收益结算分成约束

工商业储能参与峰谷套利的电量电费由基准电费 F_b 和调差电费 F_a 所构成：

$$F_b=\sum_{t=0}^{T-1}\lambda_b(t)(P_d(t)-P_c(t)) \tag{18}$$

$$F_a=\sum_{t=0}^{T-1}\lambda_a(t)(P_d(t)-P_c(t)) \tag{19}$$

式中：$\lambda_b(t)$为基准电价；$\lambda_a(t)$为调差电价。

区别于家庭用户储能、电源侧和电网侧储能，工商业储能与其所属电力用户视为一个整体，参与峰谷套利需要与用户进行收益分成。当电量电费大于 0 时盈利，按合同约定分成比例与用户收益分成；电量电费小于 0 时亏损，不与用户收益分成。基于此，建立收益结算分成约束：

$$\begin{cases}Z_s\le F_b+F_a, F_b+F_a\le 0\\ Z_s\le \gamma_1F_b+\gamma_2F_a, F_b+F_a>0\end{cases} \tag{20}$$

式中：γ_1、γ_2 分别为基准电费和调差电费收益分成比例。需要指出的是，收益结算分成约束为工商业储能特有的约束。

2.4 一次调频约束

2.4.1 频率调节约束

细则规定：储能调频分为调频死区和调频阶段 2 部分。本文按频率偏差的大小将调频阶段细分为调频出力 1 和调频出力 2 这 2 个阶段，如图 3 所示，其中 $0<f_1<f_2$，f_1 和 f_2 均为频率偏差量。

电网频率时刻变化，须就地对频率做采样并实

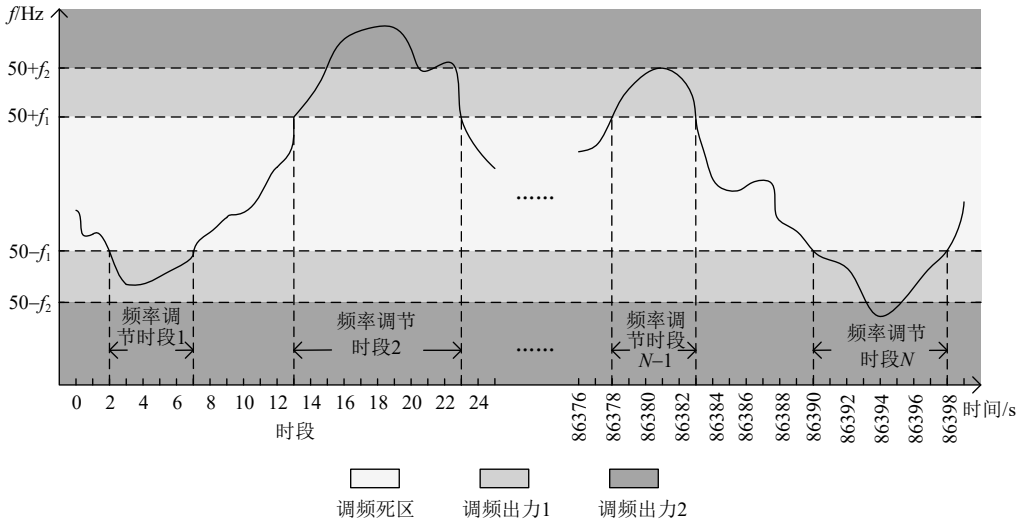


图 3　调频时段示意图

Fig. 3　Frequency regulation time slot schematic diagram

时控制，储能系统调频时间常数为秒级，因此本文认为秒级的频率采样数据已能满足制定调频充放电计划的要求。为此，根据频率历史统计数据输出调频出力方案，即统计频率过高或过低时段以及时段内频率平均偏差值设计调频函数确定出力，建立调频函数。

设有 N 个频率大小超出或低于调频死区的频率调节时段，取频率调节时段内与额定频率平均偏差$\Delta f_{\text{ave}}(n)$作为调频函数自变量，建立第 n 个频率调节时段的调频函数为

$$P_{\text{f}}(s)=\begin{cases} P_{\text{fb}},\Delta f_{\text{ave}}(n)\le -f_2 \\ K_{\text{f}}[-f_1-\Delta f_{\text{ave}}(n)],-f_2\le\Delta f_{\text{ave}}(n)\le -f_1 \\ 0,-f_1<\Delta f_{\text{ave}}(n)<f_1 \\ K_{\text{f}}[f_1-\Delta f_{\text{ave}}(n)],f_1\le\Delta f_{\text{ave}}(n)\le f_2 \\ -P_{\text{fb}},\Delta f_{\text{ave}}(n)\ge f_2 \end{cases} \tag{21}$$

$$K_{\text{f}}=P_{\text{fb}}/(f_2-f_1) \tag{22}$$

式中：s 表示调频决策时刻，区别于峰谷套利决策时段 t，K_{f}为调频系数，决策变量 P_{fb}为调频出力上限，其取值范围为[0,$P_{\max}$]。当 $P_{\text{f}}(s)$为正数时调频出力为放电，提供向上调频；为负数时调频出力为充电，提供向下调频。调频决策时刻 s 与频率调节时段 n 的对应关系示例如图 3 所示。频率偏出调频死区时为频率调节时段，频率调节时段只与频率值有关，每个调节时段可能包含若干个决策时刻。

2.4.2　调频容量约束

调频备用容量 $p_{\text{RC}}(t)$为储能电站容量，由于充电额定功率等于放电额定功率，调频备用容量为其额定功率的 2 倍：

$$p_{\text{RC}}(t)=2P_{\max} \tag{23}$$

按照调频方向，调频容量划分为向上调频备用容量 $p_{\text{RCu}}(t)$和向下调频备用容量 $p_{\text{RCd}}(t)$，即最大可上调频率或下调频率的调频出力：

$$p_{\text{RCu}}(t)=P_{\max}-(P_{\text{d}}(t)-P_{\text{c}}(t)) \tag{24}$$

$$p_{\text{RCd}}(t)=P_{\max}+(P_{\text{d}}(t)-P_{\text{c}}(t)) \tag{25}$$

$$-P_{\max}\le P_{\text{d}}(t)-P_{\text{c}}(t)\le P_{\max} \tag{26}$$

$$-p_{\text{RCd}}(t)\le P_{\text{f}}(s)\le p_{\text{RCu}}(t) \tag{27}$$

式中：$P_{\text{d}}(t)$–$P_{\text{c}}(t)$为储能的峰谷套利充放电出力。

2.4.3　调频动作积分电量与上下调频电量

参与调频辅助服务时，储能电站调频出力将输出相应的调频电量，第 t 个决策时段内产生的调频电量为

$$p'_{\text{RE}}(t)=\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}P_{\text{f}}(s) \tag{28}$$

式中：3600 是指 1h 含有 3600s，S 为 1 天秒级频率监测采样数，即 86400；$p'_{\text{RE}}(t)$ 取值为正时储能在该时段呈现为调频放电，为负时呈现为调频充电。由于南方电网(以广东起步)的相关政策并未明确调频动作积分电量的定义和计算方法[34-35,37]，而国内其他地区的相关细则均有一定差异[39-40]，本文综合相关细则设定该时段内的理论调频动作积分电量为

$$p''_{\text{RE}}(t)=\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}|P_{\text{f}}(s)| \tag{29}$$

相应地，1 日产生的理论调频动作积分电量为

$$p_{\text{RE}}=\frac{T}{S}\sum_{s}|P_{\text{f}}(s)| \tag{30}$$

各时段中，储能提供向上调频须释放电能，引起的储能电池能量变化为

$$p_{\text{fEu}}(t)=-\frac{p''_{\text{RE}}(t)+p'_{\text{RE}}(t)}{2} \tag{31}$$

相应地，各时段中储能提供向下调频须充入电能，引起的电池能量变化为

$$p_{\mathrm{fEd}}(t)=\frac{p''_{\mathrm{RE}}(t)-p'_{\mathrm{RE}}(t)}{2} \tag{32}$$

式(31)(32)的详细推导过程见附录式(A1)和(A2)，其中 $p_{\mathrm{fEu}}(t)$为负数，$p_{\mathrm{fEd}}(t)$为正数。上述调频产生的电能变化量均为理论值。

2.4.4 防逆流约束和进线功率约束修正

调频辅助服务在峰谷套利充放电出力的基础上叠加了所需的功率调节量，因此 $P_{\mathrm{g}}(t)$应额外考虑调频出力的影响，式(11)修正为

$$P_{\mathrm{g},i}(t)=P_{\mathrm{load}}(t)+P_{\mathrm{c}}(t)-P_{\mathrm{d}}(t)-P_{\mathrm{fm},i}(t) \tag{33}$$

其中由于需量统计一般以 15min 为单位平均值，$P_{\mathrm{g},i}(t)$为第 t 时段中第 i 个 15min 内的电网进线功率，$P_{\mathrm{fm},i}(t)$为第 t 时段中调频平均出力值：

$$P_{\mathrm{fm},i}(t)=\frac{1}{900}\sum_{s=900(t+i)}^{900(t+i+1)-1}P_{\mathrm{f}}(s),\forall i\in[0,3] \tag{34}$$

式中：900 指 15min 含有 900s。

2.4.5 SOC 日循环约束修正

调频辅助服务功率调整同样会影响储能电池 SOC，SOC 日循环约束式(10)修正为

$$S_{\mathrm{OC}}(t+1)=S_{\mathrm{OC}}(t)+\frac{P_{\mathrm{c}}(t)\eta_{\mathrm{c}}-\dfrac{P_{\mathrm{d}}(t)}{\eta_{\mathrm{d}}}+E_{\mathrm{RE}}(t)}{E},0\le t\le 23 \tag{35}$$

式中：$E_{\mathrm{RE}}(t)$为第 t 时段调频出力引起的储能电池电能变化。

$$E_{\mathrm{RE}}(t)=\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\left[-\eta_{\mathrm{c}}P_{\mathrm{fc}}(s)-\frac{P_{\mathrm{fd}}(s)}{\eta_{\mathrm{d}}}\right] \tag{36}$$

式中：$P_{\mathrm{fc}}(s)$为第 s 秒调频充电功率，为非正数，$P_{\mathrm{fd}}(s)$为调频放电功率，为非负数，其与频率偏差关系为

$$P_{\mathrm{fc}}(s)=\begin{cases}P_{\mathrm{f}}(s),\Delta f_{\mathrm{ave}}(n)\ge f_1\\0,\Delta f_{\mathrm{ave}}(n)<f_1\end{cases} \tag{37}$$

$$P_{\mathrm{fd}}(s)=\begin{cases}P_{\mathrm{f}}(s),\Delta f_{\mathrm{ave}}(n)\le -f_1\\0,\Delta f_{\mathrm{ave}}(n)>-f_1\end{cases} \tag{38}$$

2.4.6 调频补偿计算

调频辅助服务补偿与频差大小及其产生的动作积分电量相关，表示为

$$Z_{\mathrm{E}}=\begin{cases}(\mu-70\%)p_{\mathrm{RE}}\times 0.5R，\text{小频差扰动}\\(\mu-70\%)p_{\mathrm{RE}}\times 10R，\text{大频差扰动}\end{cases} \tag{39}$$

式中：μ为日实际调频动作积分电量与日理论调频动作积分电量的比值；R 为一次调频超额积分电量补偿标准。

2.4.7 调频出力充电购电费用

储能提供向下调频出力充电所需电能由电力运营商提供，则时段 t 的实际向下调频充电量表示为

$$p_{\mathrm{buy}}(t)=\mu p_{\mathrm{fEd}}(t) \tag{40}$$

其购电费用按时段 t 的基准电价和调差电价之和进行计算，则有：

$$Z_{\mathrm{f}}=\sum_{t=0}^{23}[\lambda_{\mathrm{a}}(t)+\lambda_{\mathrm{b}}(t)]p_{\mathrm{buy}}(t) \tag{41}$$

3 算例分析

为验证所提充放电策略模型的有效性与经济性，以广东某工商业储能电站为例，对所提参与调频辅助服务的充放电策略模型进行验证。

3.1 参数描述

该工商业储能电站共有 9 组 630kW 的电池，因此储能电站最大充放电功率 $P_{\max}$ 为 5670kW，最小充放电功率 $P_{\min}$ 为 0kW，电池总容量 E 为 12192kW·h。取电网最低功率 P'_{gmin} 为 600kW，最低功率系数α为 0.4。该储能电站合同约定盈利时峰谷套利收益分成比例为基准电费的 90%和调差电费的 50%，即γ_1=0.9，γ_2=0.5。

广东工商业储能用户 2023 年 7 月电价信息及电价分布时段列于附录 A 表 A1，取全省统一的需量电价 36.1 元/(kW·月)，因 7 月属于高温时期，引入尖峰电价[41]。通常一次调频死区上下限设定为±0.033Hz[42]，因此设定 f_1=0.033Hz，并假设 f_2=0.2Hz，日实际调频产生电量变化量与理论调频产生电量变化量的比值 μ 为 85%。频率采样数据源于某电网电力调度中心某月的真实数据[43]，绘于附录 A 图 A1。7 月有 31 天，即 T_{d}=31 天；典型日用户生产负荷功率分布情况见附录 A 图 A2，该日用户最大生产负荷功率出现在 18 时段，为 4219.52kW；典型月用户生产负荷功率分布情况见附录 A 图 A3，该月用户最大生产负荷功率出现在 5 日，为 4219.52kW。

3.2 所提策略模型分析

按照所提策略模型制定该工商业储能电站充放电计划，得到最优调频出力上限 P_{fb} 为 $P_{\max}$，即 5670kW，进而得出调频系数 K_{f} 为 33952.1kW/Hz，并得到该站实现最优商业收益的充放电计划如图 4(a)所示。由图 4(a)可见：储能不放电时，用户净负荷功率为用户生产负荷功率，电网进线功率为用户净负荷功率；放电时为用户生产负荷提供一定功率，将用户净负荷功率降低，电网进线功率随之降低；充电时与用户生产负荷共同从电网获取电能，此时用户净负荷功率为用户生产负荷功率，而电网进线功率为用户生产负荷功率与储能充电功率之和。由于 0—8 时段为低谷电价时段，13 和 20

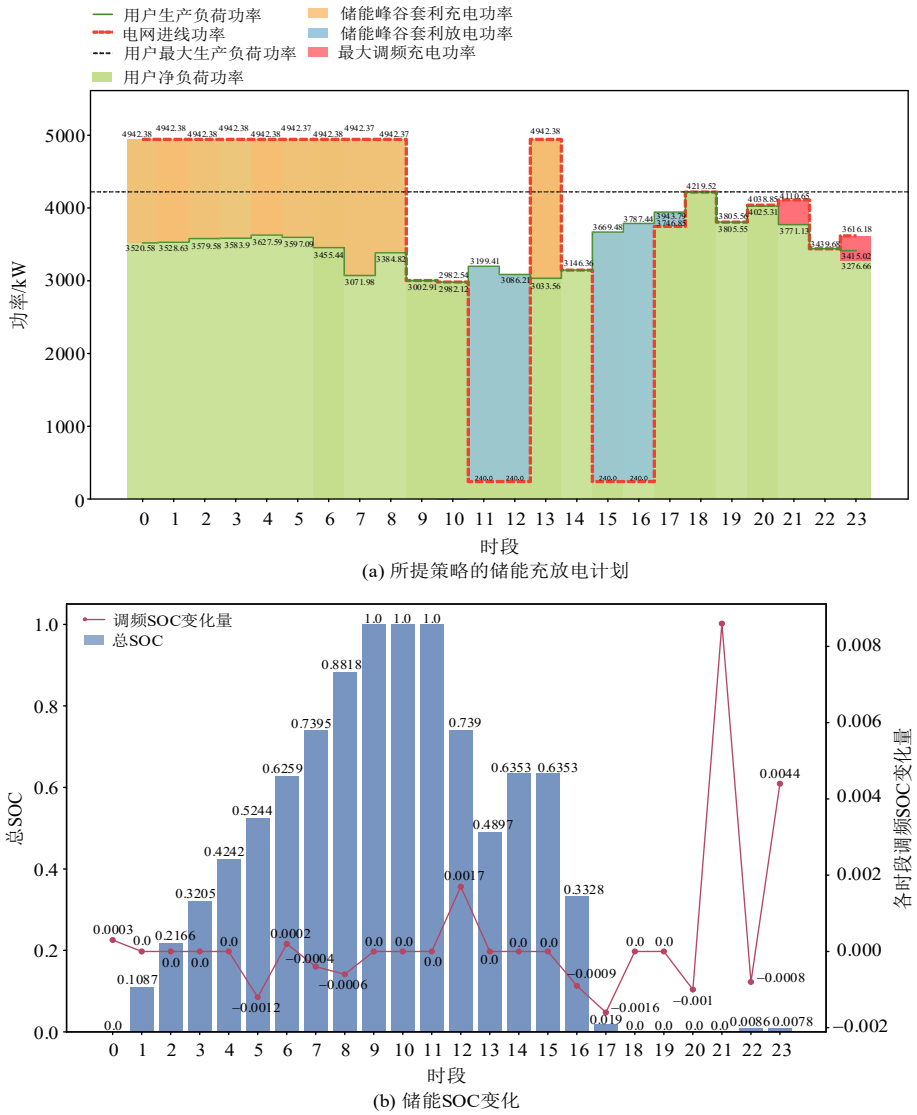


图 4　所提策略储能充放电功率和 SOC 变化

Fig. 4　Charging and discharging power and SOC variation of energy storage according to the proposed strategy

时段为平电价时段，电价较低，该工商业储能电站在此其间进行峰谷套利充电，即橙色柱形。充电时，用户生产负荷功率叠加充电功率，导致电网进线功率被推高，并在 0—8 和 13 时段超过用户最大生产负荷功率。因此，储能需要支付因电网进线功率增加导致的需量差额电费，在这 10 个时段中电网进线功率几乎持平，最大值为 4942.38kW，需量差额电费将以此需量差额进行计算，共 722.86kW；10—12、15—17、19 以及 23 时段相对低谷电价较高，储能进行峰谷套利放电，即蓝色柱形，电网进线功率降低。由于 21 和 23 时段频率偏高，时段内存在调频充电需量，用红色柱形表示，虽然 2 个时段的调频充电需量也存在推高电网进线功率的情况，但并未超过用户最大生产负荷，其中 23 时段的调频充电需量较大，在峰谷套利放电降低用户净负荷的基础上再次将电网进线功率推高并超过用户生产负荷功率。

模型仿真得到储能日内 SOC 变化如图 4(b)所示，蓝色柱形表示各时段初储能 SOC 值，红色折线表示各时段内调频出力充放电引起 SOC 变化值，结合图 4(a)可以发现：0—8 时段储能进行峰谷套利充电，其间存在调频出力充放电，但相对峰谷套利充电量较小，SOC 从 0 开始持续上升，到 9 时段储能电能已充满，SOC 为 1；9、14 和 18 时段储能不进行峰谷套利充放电，且调频出力引起的 SOC 变化量为 0，总 SOC 不变；10—12 时段峰谷套利放电，虽 12 时段内调频出力充电使 SOC 有一定升高，但相对峰谷套利放电量较小，因此其间 SOC 持续下降；13 时段储能再次进行峰谷套利充电，且调频出力引起的 SOC 变化量为 0，总 SOC 再次提升；15—17 时段进行峰谷套利放电，其间存在调频出力放电使得 SOC 有一定下降，和峰谷套利放电共同

使总 SOC 下降；19 时段进行少量的峰谷套利放电，且调频出力引起的 SOC 变化量为 0，对总 SOC 影响极小，同样地，20 时段储能进行少量的峰谷套利充电，同时进行少量调频出力放电，但对总 SOC 影响极小；21—22 时段不进行峰谷套利充放电，但存在调频出力充放电，因此总 SOC 发生轻微变化。

模型仿真得到该日内储能调频输出的电能变化见附录 A 图 A4(a)，其中蓝色柱形表示各时段输出的调频电量 $p'_{\mathrm{RE}}(t)$，红色柱形表示调频动作积分电量 $p''_{\mathrm{RE}}(t)$。由图可见：0、6、10、12、19、21 和 23 时段储能呈现为充电，消耗电网电能以提供向下调频出力；1、5、7、8、13、15—17、20 和 22 时段储能呈现为放电，释放电能以提供向上调频出力，该时段内充电量和放电量之和为调频动作积分电量。其中 1、8、10、15、19 和 20 时段其取值和调频电量取值的绝对值相同，表示该时段只进行了调频充电或放电。由于 21 和 23 时段的频率偏高较严重，储能向下调频产生充电量较大，对应于图 4 中 21 和 23 时段的调频充电和调频 SOC 变化情况。上下调频引起储能电池电能变化见附录 A 图 A4(b)。对比附录 A 图 A4(a)可见：21 和 23 时段的储能向下调频充电量 $p_{\mathrm{fEd}}(t)$的绝对值远大于向上调频放电量 $p_{\mathrm{fEu}}(t)$的绝对值，因此这 2 个时段的调频充电对 SOC 作用较大。还发现：各时段向下调频充电量等于各时段调频动作积分电量与调频电量之差的一半，向上调频放电量等于调频动作积分电量与调频电量之和相反数的一半。

通过该充放电计划参与峰谷套利和一次调频辅助服务获得的商业收益如表 1 所示，1 日储能总收益为 13377.63 元，其中峰谷套利的电量电费结算金额与一次调频辅助服务收益的调频补偿分别为 10220.28 元和 4167.83 元，并支付需量差额电费 841.78 元和调频电量购电费用 168.70 元，最终峰谷套利收益为 9378.50 元，一次调频辅助服务收益为 3999.13 元，调频辅助服务收益占储能总收益的 29.89%。

根据工商业储能合同关于收益分成的约定：所提模型得到的基准电费和调差电费分别为 7923.03 元和 6179.10 元，二者之和为正，视为盈利，储能电站主体需与用户收益分成，分成后该储能电站的基准电费结算金额和调差电费结算金额分别为 7130.73 元和 3089.55 元，二者之和为该储能电站的盈利结算金额，共 10220.28 元。

为分析一次调频对收益的影响，将所提模型的一次调频约束去除，仅开展峰谷套利，制定该工商业储能电站充放电计划，并得到所提策略仅开展峰谷套利的储能充放电计划见附录 A 图 A5(a)。可以看出：0—8 以及 13 时段进行充电，其中最大电网进线功率为 4939.93kW，需量差额为 720.41kW，以此计算需量差额电费；12 和 15—17 时段放电，并降低用户净负荷功率和电网进线功率。

该日内储能的 SOC 变化情况见附录 A 图 A5(b)，在 0—8 时段储能进行充电，SOC 由 0 持续增加，并在 9 时段达到 1；12 和 15—17 时段进行放电，SOC 下降，在 18 时段回到 0；在不进行充放电的时间 SOC 保持不变。

其收益情况如表 2 所示，储能电站需支付需量差额电费 838.92 元，电量电费收益中，基准电费为 7860.03 元，调差电费为 6171.62 元，二者之和为正，视为盈利，与用户进行收益分成，储能电站获得的基准电费结算金额和调差电费结算金额分别为 7074.03 元和 3085.81 元，共计 10159.84 元，峰谷套利总收益为 9320.92 元。

将所提模型和仅开展峰谷套利的收益进行对比可见，前者比后者的峰谷套利收益略高 0.62%。对比图 4(a)和附录 A 图 A5(a)，分析二者的峰谷套利充放电计划，参与调频辅助服务时，0—8 和 13 时段的充电功率比仅开展峰谷套利时平均增加 2.455kW；10、11 时段只有参与调频辅助服务时进行放电；12 时段二者均放电，但仅开展峰谷套利的放电功率低 539.55kW；14—16、18、21 以及 22 时段二者充放电计划相同；17 时段二者均放电，但仅开展峰谷套利的功率高 3506.85kW；19、20 和 23 时段只有参与调频辅助服务时进行充放电。

因此，储能在兼顾参与调频辅助服务时，受调频容量约束、防逆流约束和进线功率约束修正以及 SOC 日循环约束修正等条件的影响，充放电计划将

表 1 工商业储能电站日商业收益明细

Table1 Daily commercial revenue details of the industrial and commercial energy storage station

峰谷套利收益	需量差额电费/元	电量电费/元					合计/元
		基准电费	调差电费	基准电费结算金额	调差电费结算金额	电量电费结算金额	
	841.78	7923.03	6179.10	7130.73	3089.55	10220.28	9378.50
一次调频辅助服务收益	调频补偿/元				购电费用/元		
	4167.83				168.70		3999.13
总收益/元							13377.63

有所变化，但对峰谷套利收益影响不大，并可在此基础上获得调频辅助服务收益。

表 2　工商业储能电站日商业收益明细(仅参与峰谷套利)
Table 2　Daily commercial revenue details of the industrial and commercial energy storage station(participating only in peak-valley arbitrage)

需量差额电费/元	电量电费/元		结算金额/元			总收益/元
	基准电费	调差电费	基准电费结算	调差电费结算	电量电费结算	
–838.92	7860.03	6171.62	7074.03	3085.81	10159.84	9320.92

3.3　与现有策略对比分析

现有工商业储能电站的充放电计划以人工手动计划为主，以月为单位更新充放电计划仅开展峰谷套利。本文给出储能电站现有策略储能充放电计划，见附录 A 图 A6，图中所有时段均有充放电出力，其中 0—9、12—13 以及 20—23 时段进行充电，最大电网进线功率为 5084.92kW，需量差额为 865.40kW；10、11 和 14—19 时段进行放电。

由此产生的峰谷套利收益如表 3 所示，储能电站须支付需量差额电费 1007.77 元，获得基准电费和调差电费分别为 6156.04 元和 4207.35 元，二者之和为正，视为盈利，与用户分成后得到基准电费结算金额和调差电费结算金额分别为 5540.43 元和 2103.67 元，电量电费结算金额为 7644.11 元，最终获得总收益 6636.34 元。

表 3　工商业储能电站现有策略日商业收益明细
Table 3　Daily commercial revenue details of existing strategy for the industrial and commercial energy storage station

需量差额电费/元	电量电费/元		电量电费结算金额/元			总收益/元
	基准电费	调差电费	基准电费结算金额	调差电费结算金额	电量电费结算金额	
–1007.77	6156.04	4207.35	5540.43	2103.67	7644.11	6636.34

所提模型的充放电策略中，总收益共计 13377.63 元，较现有策略收益 6636.34 元共提高了 6741.29 元，总收益增加 101.58%。其中，峰谷套利收益 9378.50 元，较现有策略增加 2742.16 元，这部分收益增长了 41.32%。应支付的需量差额电费减少了 165.99 元，获得的电量电费结算金额增加了 2576.17 元。

可见，储能充电可能提高电网进线功率导致产生需量差额电费，但科学合理制定充放电计划能有效管理用户需量，有助于提高工商业储能峰谷套利的商业收益。此外，所提模型策略还能获得参与一次调频辅助服务补偿收益，共计 3,999.13 元。

3.4　所提策略模型月收益分析

为分析所提模型应用在工程实际中的月收益，使用附录 A 图 A3 数据制订该月内每日充放电计划，每日频率数据沿用附录 A 图 A1 数据。典型月为某年 7 月，共 31 天，使用所提策略模型依次进行 31 天的收益计算，得到典型月最大需量与用户最大生产负荷功率关系如附录图 A7 所示，由月历史最大需量作为进行需量管理的参考值，制定每日最优充放电计划。

附录图 A7 中，1—6 日的月历史最大需量持平，1 日的最优充放电计划的需量为 5073.36kW，暂定为月历史最大需量，2—6 日的用户最大生产负荷功率均小于 5073.36kW，以此作为需量管理的参考值制定充放电计划；而 7 日开始，最优充放电计划的充电功率将最大需量推高至 5349.95kW 并成为新的月历史最大需量，且此后的最优充放电计划的充电功率均未再次推高最大需量。由于防逆流等约束的限制，以及 15—19 日以及 30 日的用户生产负荷功率较低，使得储能充放电功率较低，日最大需量并未达到月历史最大需量。而其余时间按月历史最大需量作需量管理，使储能每日收益最大化。

基于典型月的最优充放电计划，工商业储能电站获得的收益见表 4，电量电费结算金额、调频补偿以及购电费用为 31 天充放电所产生的费用之和，而需量差额电费则以月用户最大生产负荷功率和月历史最大需量之差而计算得到，最终获得月收益共计 388594.27 元。

表 4　工商业储能电站月商业收益
Table 4　Monthly commercial revenue of industrial and commercial energy storage station

峰谷套利月收益/元		调频辅助服务月收益/元		月收益/元
需量差额电费	电量电费结算金额	调频补偿	购电费用	
–40808.52	305429.76	129202.73	5229.70	388594.27

由此可见，所提策略模型能有效执行需量管理，即通过充分利用月历史最大需量执行最优充放电计划。尽管可能会推高月需量，导致支付需量差额电费，但能获取更多的电量电费结算金额，提高工商业储能的月收益。

4　结论

提出了工商业储能电站参与电网调频辅助服务的充放电策略，建立峰谷套利的收益结算分成约束和用户侧储能的防逆流与进线功率约束模型，同时输出基于历史频率统计数据的调频出力方案。以广东某工商业储能电站为算例，对所提参与调频辅助服务的充放电策略进行验证：

1）所提模型和策略适用于工商业储能电站参与电网调频辅助服务的充放电计划决策，拓宽工商

业储能电站的服务范围和收益来源。

2）充分利用月结算的需量差额电费作需量管理，有助于提高工商业储能峰谷套利的商业收益。

3）调频辅助服务会影响充放电计划，其充放电电量对峰谷套利收益影响不大。在峰谷套利的基础上获得额外的调频补偿收益，较现有策略收益增加 101.58%。

4）向下调频所需充电量等于调频动作积分电量与调频电量之差的一半，向上调频所需放电量等于调频动作积分电量与调频电量之和相反数的一半。

附录见本刊网络版(http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml)。

参考文献

[1] 张安安，周奇，李茜，等.“双碳”目标下火电厂 CO_2 计量技术研究现状与展望[J]. 发电技术，2024，45(1)：51-61.
ZHANG Anan，ZHOU Qi，LI Qian，et al. Research status and prospect of CO_2 accounting technology in thermal power plants under the goal of dual carbon[J]. Power Generation Technology，2024，45(1)：51-61 (in Chinese).

[2] 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)：2806-2818.
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)：2806-2818(in Chinese).

[3] 杜鸣. 火电机组灵活运行下的负荷频率控制优化研究[D]. 北京：华北电力大学(北京)，2021.

[4] 叶林，王凯丰，赖业宁，等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. 电网技术，2023，47(2)：446-462.
YE Lin，WANG Kaifeng，LAI Yening，et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. Power System Technology，2023，47(2)：446-462(in Chinese).

[5] 何廷一，李胜男，陈亦平，等. 高比例新能源电网多源最优协同调频策略[J]. 电力建设，2021，42(10)：51-59.
HE Tingyi，LI Shengnan，CHEN Yiping，et al. Multi-source optimal coordinated frequency regulation for power grid with high penetration of renewable energy[J]. Electric Power Construction，2021，42(10)：51-59(in Chinese).

[6] 陆秋瑜，杨银国，谢平平，等. 适应储能参与的调频辅助服务市场机制设计及调度策略[J]. 电网技术，2023，47(12)：4971-4984.
LU Qiuyu，YANG Yinguo，XIE Pingping，et al. Market mechanism design and scheduling strategy of auxiliary services for frequency control adapting to energy storage participation[J]. Power System Technology，2023，47(12)：4971-4984(in Chinese).

[7] 国家发展改革委，国家能源局. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. (2022-01-18)[2024-03-09]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.

[8] 周楠，潘炜，祝聪聪，等. 多场景下新型储能项目盈利模式分析及成本补偿机制建议[J]. 中外能源，2024，29(2)：13-22.
ZHOU Nan，PAN Wei，ZHU Congcong，et al. Profit model analysis of new energy storage projects under multiple scenarios and the suggestions for cost compensation mechanism[J]. Sino-Global Energy，2024，29(2)：13-22(in Chinese).

[9] 马晓光，马海伟. 电化学储能的多种应用场景及发展空间[J]. 中国电力企业管理，2023(19)：55-59.
MA Xiaoguang，MA Haiwei. Diverse application scenarios and development prospects of electrochemical energy storage[J]. China Power Enterprise Management，2023(19)：55-59(in Chinese).

[10] 王建波，王春亮，魏强，等. 用户侧储能参与需求响应的多时间尺度优化调度策略研究[J]. 电气工程学报，2021，16(3)：115-122.
WANG Jianbo，WANG Chunliang，WEI Qiang，et al. Research on multiple time scales optimal dispatching strategy for user side energy storage participating in demand response[J]. Journal of Electrical Engineering，2021，16(3)：115-122(in Chinese).

[11] 赵显秋，徐青山，杨永标，等. 考虑不确定性的新型电池充换电站多时间尺度能量管理策略[J/OL]. 电网技术，2023：1-12[2023-12-19]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0057.
ZHAO Xianqiu，XU Qingshan，YANG Yongbiao，et al. Multi-time scale energy management strategy of novel battery charging and swapping station considering uncertainties[J/OL]. Power System Technology，2023：1-12[2023-12-19]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.0057(in Chinese).

[12] FARAJI J，KETABI A，HASHEMI-DEZAKI H，et al. Optimal day-ahead scheduling and operation of the prosumer by considering corrective actions based on very short-term load forecasting[J]. IEEE Access，2020，8：83561-83582.

[13] 赵小磊，姚良忠，刘运鑫，等. 面向储能多应用价值协同的风光储系统日前优化调度方法[J]. 高电压技术，2024，50(6)：2511-2522.
ZHAO Xiaolei，YAO Liangzhong，LIU Yunxin，et al. Day-ahead optimal dispatch for wind-photovoltaic-storage system considering synergistic multi-application value of energy storage[J]. High Voltage Engineering，2024，50(6)：2511-2522(in Chinese).

[14] 吴家杰，陈新，张东辉，等. 构网型储能变换器在新能源接入场景下并网稳定性分析及提升策略[J/OL]. 中国电机工程学报，2023：1-4[2023-12-09]. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231337.
WU Jiajie，CHEN Xin，ZHANG Donghui，et al. Grid-connected stability analysis and improvement strategy for grid-forming energy storage system in new energy access scene[J/OL]. Proceedings of the CSEE，2023：1-4[2023-12-09]. https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231337(in Chinese).

[15] YOON C，NGUYEN N D，KANG Y C，et al. Autonomous frequency regulation using battery energy storage systems of EV charging station[J]. IEEE Access，2023，11：97689-97698.

[16] ARGIOLAS L，STECCA M，RAMIREZ-ELIZONDO L M，et al. Optimal battery energy storage dispatch in energy and frequency regulation markets while peak shaving an EV fast charging station[J]. IEEE Open Access Journal of Power and Energy，2022，9：374-385.

[17] 赵海岭，王维庆，李笑竹，等. 计及储能参与的电能-调频-备用市场日前联合交易决策模型[J]. 电网技术，2023，47(11)：4575-4584.
ZHAO Hailing，WANG Weiqing，LI Xiaozhu，et al. Day ahead joint trading decision model for electricity，frequency regulation and reserve market considering energy storage participation[J]. Power System Technology，2023，47(11)：4575-4584(in Chinese).

[18] 许高秀，王旭，邓晖，等. 考虑调频需求及风光出力不确定性的储能系统参与能量-调频市场运行策略[J]. 电网技术，2023，47(6)：2317-2329.
XU Gaoxiu，WANG Xu，DENG Hui，et al. Optimal operation strategy of energy storage system’s participation in energy and regulation market considering uncertainties of regulation requirements and wind-photovoltaic output[J]. Power System Technology，2023，47(6)：2317-2329(in Chinese).

[19] KO K S，HAN S，SUNG D K. A new mileage payment for EV aggregators with varying delays in frequency regulation service[J]. IEEE Transactions on Smart Grid，2018，9(4)：2616-2624.

[20] CHENG Bolong，POWELL W B. Co-optimizing battery storage for the frequency regulation and energy arbitrage using multi-scale

dynamic programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid，2018，9(3)：1997-2005.

[21] SU Hao，FENG Donghan，ZHAO Yi，et al. Optimization of customer-side battery storage for multiple service provision：arbitrage，peak shaving，and regulation[J]. IEEE Transactions on Industry Applications，2022，58(2)：2559-2573.

[22] 王建波，孙冉，刘忠凯，等. 面向储能辅助火电机组一次调频的深度强化学习控制策略[J]. 西安交通大学学报，2024，58(6)：186-192.
WANG Jianbo，SUN Ran，LIU Zhongkai，et al. Deep reinforcement learning control strategy for primary frequency regulation of energy storage assisted thermal power units[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University，2024，58(6)：186-192(in Chinese).

[23] 赵熙临，张大恒，桂玥，等. 考虑荷电状态约束的储能参与电网一次调频综合控制策略[J]. 现代电力，2022，39(1)：95-103.
ZHAO Xilin，ZHANG Daheng，GUI Yue，et al. An integrated control strategy for energy storage participating in primary frequency regulation considering state of charge constraint[J]. Modern Electric Power，2022，39(1)：95-103(in Chinese).

[24] 罗晓军，李瑞平，王驰，等. 储能电池自适应控制下参与火力发电机组一次调频的综合控制方法[J]. 发电设备，2024，38(4)：243-249，268.
LUO Xiaojun，LI Ruiping，WANG Chi，et al. A comprehensive control method for energy storage battery under adaptive control participating in primary frequency modulation of thermal power generating unit[J]. Power Equipment，2024，38(4)：243-249，268(in Chinese).

[25] ASHIYA T，IZUHARA A，KUDO K. Frequency adjustment with integrated control of EVs and storage batteries[C]//Proceedings of 2022 International Power Electronics Conference (IPEC-Himeji 2022- ECCE Asia). Himeji，Japan：IEEE，2022：225-229.

[26] ZHANG Yichao，ANVARI-MOGHADDAM A，PEYGHAMI S，et al. Optimal sizing of behind-the-meter battery storage for providing profit-oriented stackable services[J]. IEEE Transactions on Smart Grid，2024，15(2)：1481-1494.

[27] 张圣祺，董静雯，王逸林，等. 基于功率动态分配与容量短期补偿的用户侧BESS复用策略[J]. 电力系统自动化，2024，48(7)：225-234.
ZHANG Shengqi，DONG Jingwen，WANG Yilin，et al. Multiplexing strategy for user-side battery energy storage system based on dynamic power distribution and short-term capacity compensation[J]. Automation of Electric Power Systems，2024，48(7)：225-234(in Chinese).

[28] 官裕达，杨苹，蒋建香. 考虑能量-调频辅助服务下的用户侧储能经济运行策略[J]. 电气自动化，2024，46(1)：39-42.
GUAN Yuda，YANG Ping，JIANG Jianxiang. Economical operation strategy of user side energy storage under energy-frequency modulation auxiliary service[J]. Electrical Automation，2024，46(1)：39-42(in Chinese).

[29] 黄剑平. 基于用户响应行为的峰谷分时电价优化策略研究[D]. 广州：华南理工大学，2022.

[30] 李玥瑶. 用户侧储能在多种盈利模式下的经济性研究[D]. 北京：华北电力大学(北京)，2022.

[31] 朱晓荣，韩啸. 储能电池与常规机组配合参与一次调频的自适应控制策略[J]. 电测与仪表，2023，60(9)：34-42.
ZHU Xiaorong，HAN Xiao. The adaptive control strategy of energy storage battery cooperating with conventional generating units to participate in primary frequency regulation[J] . Electrical Measurement & Instrumentation，2023，60(9)：34-42(in Chinese).

[32] 曹钰，姜彤，刘炽，等. 考虑频率特性及储能电池状态的电化学储能参与一次调频控制策略[J]. 储能科学与技术，2023，12(10)：3120-3130.
CAO Yu，JIANG Tong，LIU Chi，et al. Electrochemical energy storage participation in primary frequency regulation control strategy considering frequency characteristics and energy storage battery state[J]. Energy Storage Science and Technology，2023，12(10)：3120-3130(in Chinese).

[33] 严干贵，王铭岐，段双明，等. 考虑荷电状态恢复的储能一次调频控制策略[J]. 电力系统自动化，2022，46(21)：52-61.
YAN Gangui，WANG Mingqi，DUAN Shuangming，et al. Primary frequency regulation control strategy of energy storage considering state of charge recovery[J]. Automation of Electric Power Systems，2022，46(21)：52-61(in Chinese).

[34] 国家能源局南方监管局. 南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2022-06-13)[2024-03-09]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgknr/scjg/202402/t20240208_240258.html.

[35] 国家能源局南方监管局. 南方区域电力并网运行管理实施细则[EB/OL]. (2022-06-13)[2024-03-09]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgknr/scjg/202402/t20240208_240258.html.

[36] 薛颖慧. K电化学储能电站运营经济性分析及优化策略[D]. 北京：华北电力大学(北京)，2023.

[37] 国家能源局南方监管局. 南方区域电力辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2022-06-13)[2024-03-09]. https://nfj.nea.gov.cn/xxgk/fdzdgknr/scjg/202402/t20240208_240258.html.

[38] 昌锋. 企业光储微网系统设计与价值分析[J]. 无线互联科技，2021，18(12)：59-60.
CHANG Feng. Design and value analysis of optical storage microgrid system in enterprises[J]. Wireless Internet Technology，2021，18(12)：59-60(in Chinese).

[39] 国家能源局西北监管局. 西北区域电力辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2023-11-22)[2024-07-25]. https://xbj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202312/t20231214_220695.html.

[40] 国家能源局山西监管办公室. 关于印发山西并网发电厂辅助服务管理实施细则和并网运行管理实施细则(2021 年修订版)的通知[EB/OL]. (2021-06-28)[2024-07-25]. https://sxb.nea.gov.cn/dtyw/jggg/202309/t20230913_60768.html.

[41] 广东电网有限责任公司. 广东电网有限责任公司关于 2023 年 7 月代理购电工商业用户价格的公告[EB/OL]. (2023-07)[2024-03-09]. http://www.gdsx.gov.cn/sgsxgdj/attachment/0/206/206045/2479234.pdf .

[42] 马智慧，李欣然，谭庄熙，等. 考虑储能调频死区的一次调频控制方法[J]. 电工技术学报，2019，34(10)：2102-2115.
MA Zhihui，LI Xinran，TAN Zhuangxi，et al. Integrated control of primary frequency regulation considering dead band of energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society，2019，34(10)：2102-2115(in Chinese).

[43] Electricity System Operator. Historic frequency data[EB/OL]. (2019-08)[2024-03-09]. https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/historic-frequency-data.



李睿聪

在线出版日期：2024-09-18。
收稿日期：2024-05-13。

作者简介：

李睿聪(2001)，男，硕士研究生，研究方向为电力系统运行与控制，E-mail：tobebetterlrc@163.com；

汪隆君(1982)，男，讲师，硕士生导师，研究方向为电力系统可靠性与规划等，E-mail：epwlj@scut.edu.cn；

王钢(1966)，男，通信作者，教授，博士生导师，研究方向为电力系统控制与保护、电网规划与可靠性、高压直流输电技术等，E-mail：wangg@scut.edu.cn。

（责任编辑　马晓华）

附录 A

$$p_{\mathrm{fEu}}(t)=-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\left|P_{\mathrm{fd}}(s)\right|=-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}P_{\mathrm{fd}}(s)=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{2P_{\mathrm{fd}}(s)}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{2P_{\mathrm{fd}}(s)+P_{\mathrm{fc}}(s)-P_{\mathrm{fc}}(s)}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{\left[P_{\mathrm{fd}}(s)+P_{\mathrm{fc}}(s)\right]+\left[P_{\mathrm{fd}}(s)-P_{\mathrm{fc}}(s)\right]}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{\left[P_{\mathrm{f}}(s)+\left|P_{\mathrm{f}}(s)\right|\right]}{2}=$$
$$-\frac{1}{2}\left[\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}P_{\mathrm{f}}(s)+\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\left|P_{\mathrm{f}}(s)\right|\right]=$$
$$-\frac{p_{\mathrm{RE}}^{'}(t)+p_{\mathrm{RE}}^{''}(t)}{2} \tag{A1}$$

$$p_{\mathrm{fEd}}(t)=\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\left|P_{\mathrm{fc}}(s)\right|=-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}P_{\mathrm{fc}}(s)=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{2P_{\mathrm{fc}}(s)}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{2P_{\mathrm{fc}}(s)+P_{\mathrm{fd}}(s)-P_{\mathrm{fd}}(s)}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{\left[P_{\mathrm{fc}}(s)+P_{\mathrm{fd}}(s)\right]+\left[P_{\mathrm{fc}}(s)-P_{\mathrm{fd}}(s)\right]}{2}=$$
$$-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{\left[P_{\mathrm{f}}(s)-\left|P_{\mathrm{f}}(s)\right|\right]}{2}=$$
$$\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\frac{\left[\left|P_{\mathrm{f}}(s)\right|-P_{\mathrm{f}}(s)\right]}{2}=$$
$$\frac{1}{2}\left[\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}\left|P_{\mathrm{f}}(s)\right|-\frac{T}{S}\sum_{s=3600t}^{3600(t+1)-1}P_{\mathrm{f}}(s)\right]=$$
$$\frac{p_{\mathrm{RE}}^{''}(t)-p_{\mathrm{RE}}^{'}(t)}{2} \tag{A2}$$

表 A1　广东某工商业储能电站电价信息

Table A1　Information on the electricity price for a commercial and industrial energy storage station in Guangdong

电价类别	电价/(元/kW·h)	电价类别	电价/(元/ kW·h)
基准电价(尖)	1.03486875	调差电价(尖)	0.45401600
基准电价(峰)	1.03486875	调差电价(峰)	0.16383700
基准电价(平)	0.63806875	调差电价(平)	0.08385700
基准电价(谷)	0.33286875	调差电价(谷)	0.03318200
需量电价	36.1 元/(kW·月)	一次调频超额积分电量补偿标准	150
电价时段	时段	电价时段	时段
尖峰	11、12、15、16、17	平	9、13、20、21、22、23
高峰	10、14、18、19	低谷	0、1、2、3、4、5、6、7、8

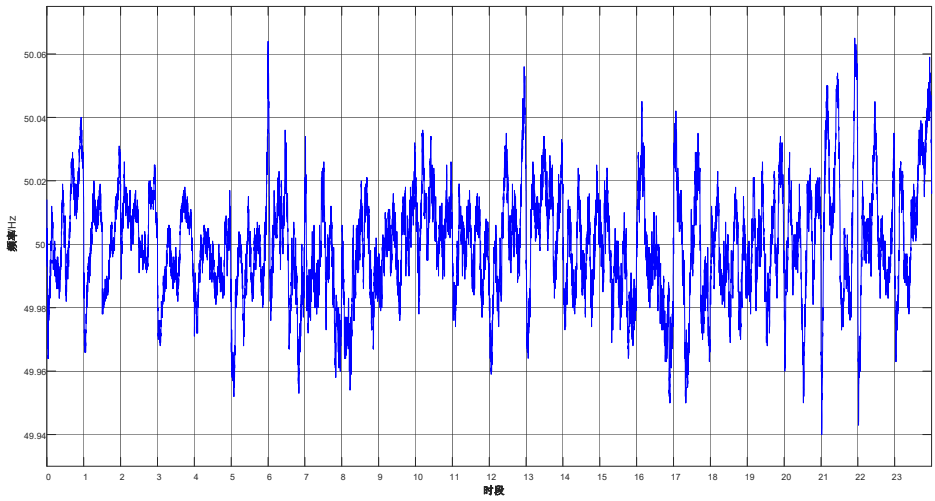


图 A1　历史频率数据

Fig. A1　Historical frequency data

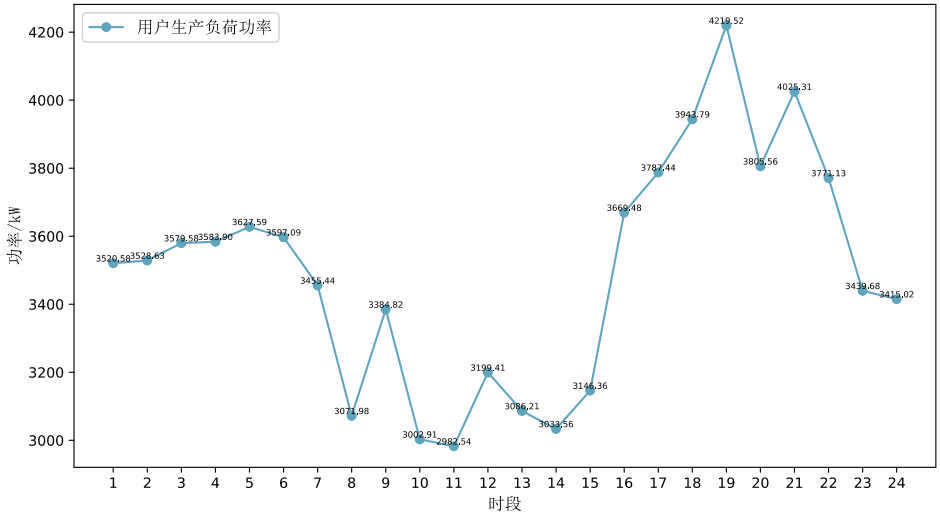


图 A2　用户生产负荷功率时间分布图

Fig. A2　Time distribution of customer-produced load power

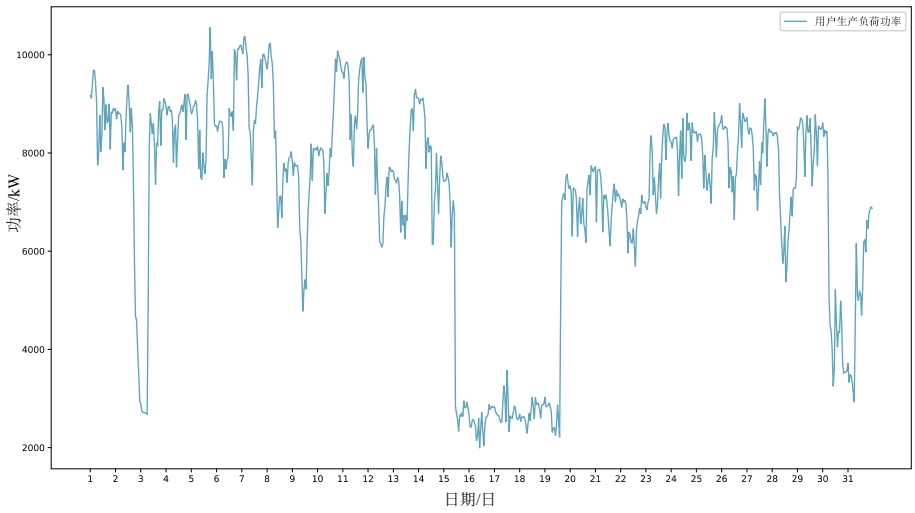
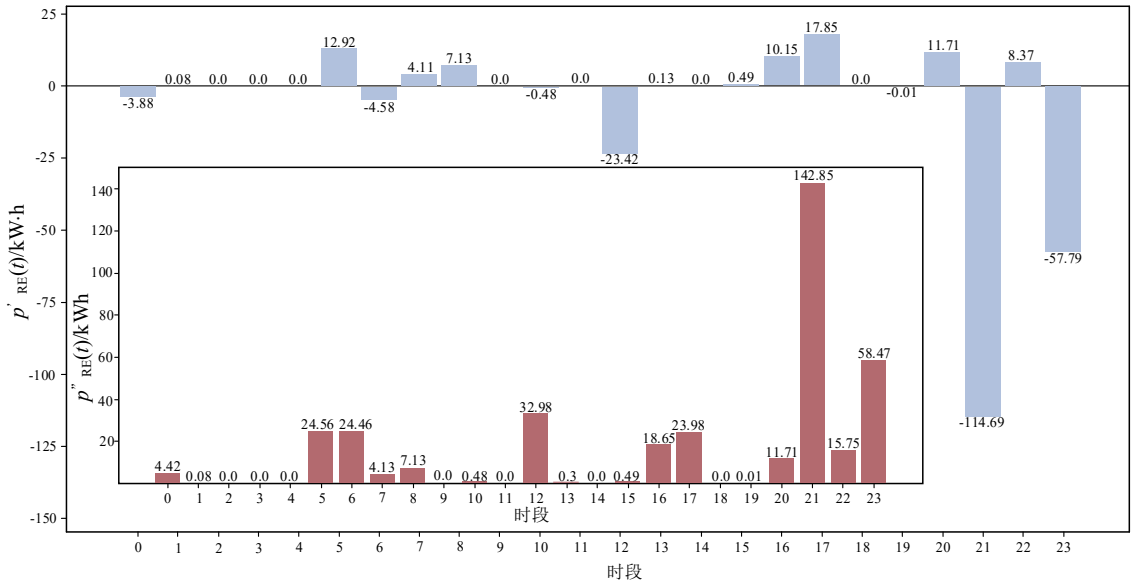
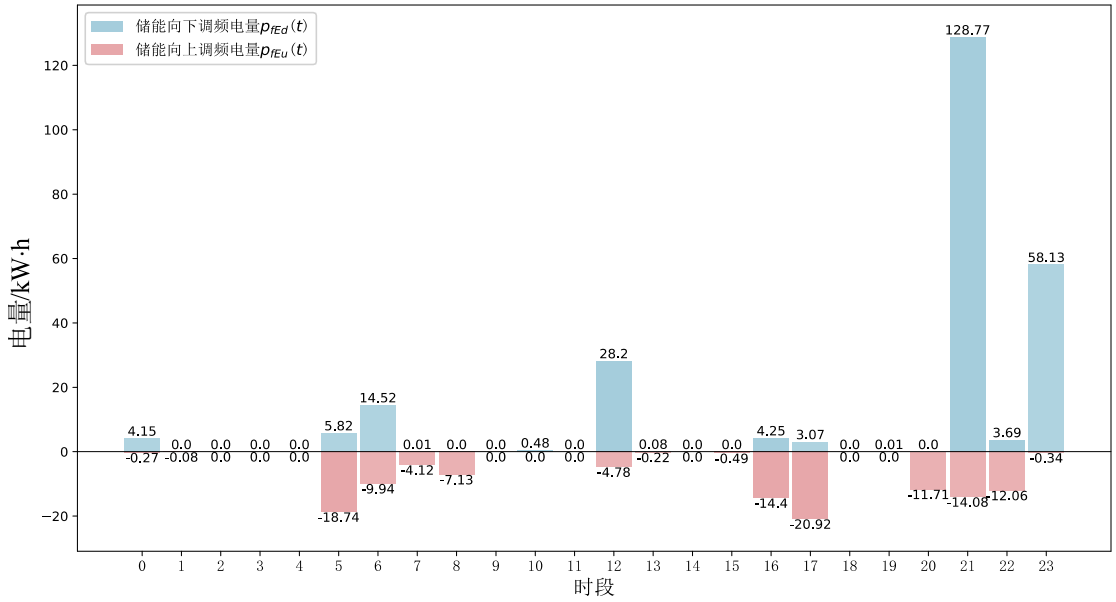


图 A3　用户生产负荷功率时间分布图(月)

Fig. A3　Time distribution of customer-produced load power(month)



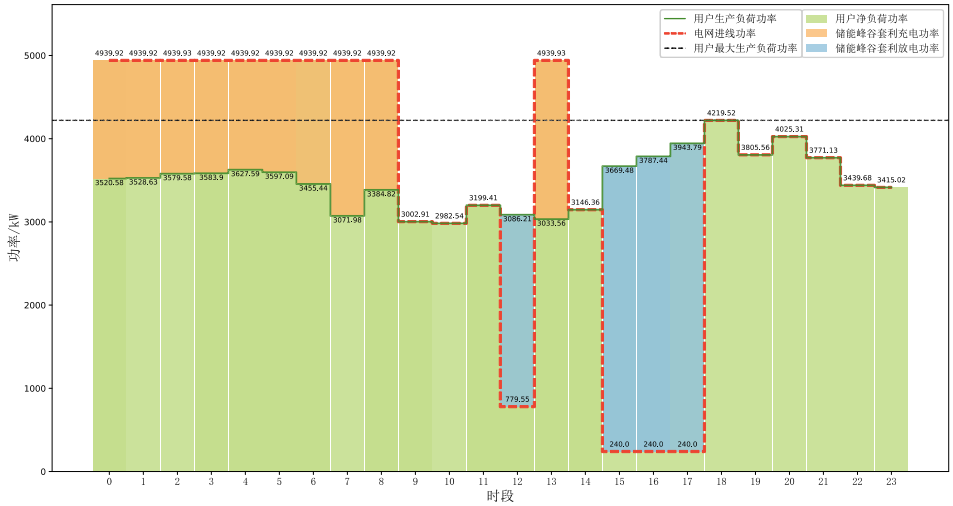
(a) 储能调频输出电能变化



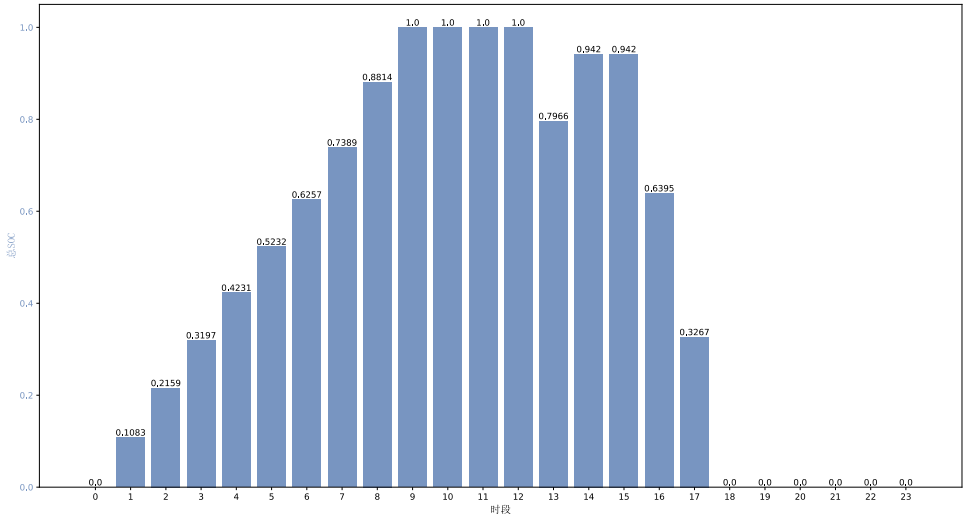
(b) 上下调频引起储能电池电能变化

图 A4　储能调频产生的电能变化

Fig. A4　Energy variations induced by energy storage frequency regulation



(a) 所提策略的储能充放电计划(仅参与峰谷套利)



(b) 储能 SOC 变化(仅参与峰谷套利)

图 A5　所提策略储能充放电功率和 SOC 变化(仅参与峰谷套利)

Fig. A5　Charging and discharging power and SOC variation of energy storage according to the proposed strategy(participating only in peak-valley arbitrage)

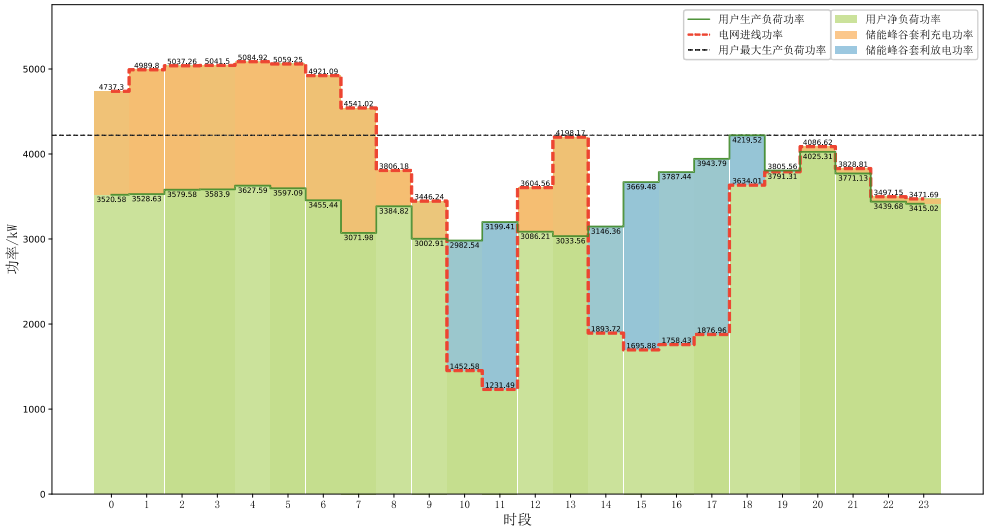


图 A6　现有策略储能充放电计划

Fig. A6　Existing strategy for energy storage charge and discharge schedule

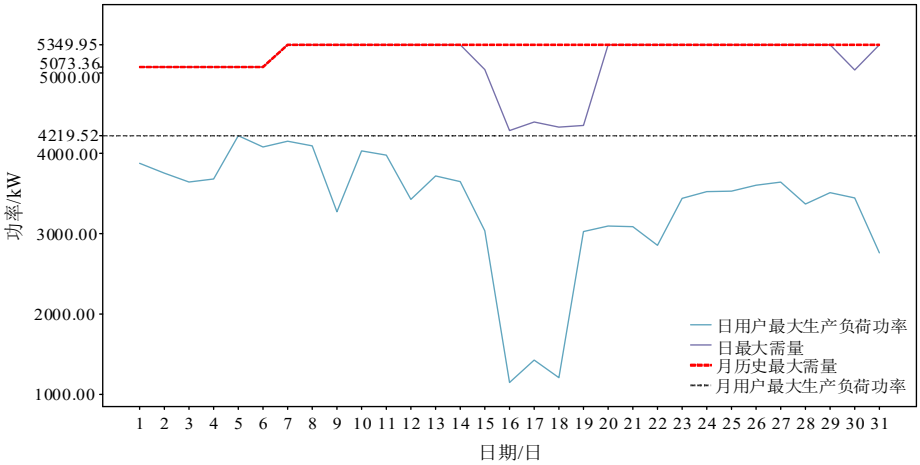


图 A7　最大需量与用户最大生产负荷功率关系

Fig. A7　Maximum demand in relation to the customer's maximum production load power