

国内工商业储能商业模式研究

文/张卫卫¹ 冯超²

1. 国网综合能源服务集团有限公司；2. 国网青海省电力公司

介绍用户侧储能的基本情况，包括发展现状、应用场景、技术路线等，论述市场上工商业储能的主要投资运营模式，讨论工商业储能的主要盈利模式，并结合典型案例进行分析，最后对工商业储能的未来发展进行展望。

实现“双碳”目标，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展和支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。

2023年，全球新增投运电力储能项目装机规模52.0 GW，同比增长70%。其中，新型储能的装机占比最大，达到88%。2023年，中国新增投运新型储能项目装机规模为21.5 GW/46.6 GW·h，创历史新高^[2]。美国储能市场主要划分为表前储能市场和表后储能市场：表前储能市场主要包括新能源配储、独立储能两种形式；表后储能市场主要包括工商业储能和户储。我国是按照电力系统的不同环节进行划分，细分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能。表前储能可以理解为国内的电源侧和电网侧储能；表后储能可以理解为国内的用户侧储能。电源侧储能的作用是平滑可再生能源发电出力，促进新能源消纳等；电网侧储能的作用是参与调峰、调频等辅助服务，提升电力系统灵活性与稳定性等；用户侧储能的作用是提高供电可靠性、降低用电成本、提高新能源发电的消纳比例等。

用户侧储能基本情况

2023年新增电力储能项目装机规模中，电源侧和电网侧的储能项目占大多数，用户侧储能项目较

少。用户侧储能主要为用户表计之后配置的储能。

2023年，全球表后储能新增装机规模11.0 GW，同比增长57%。新增装机仍主要来自户储市场，占比达到84%。国内用户侧储能装机占比自2014年以来持续下降，累计装机和新增装机规模占比均在10%以下，新增投运装机规模615.5 MW，同比增长13%。

用户侧储能的应用场景众多，包括大数据中心、通信基站、工业园区、医院、商场、政务楼宇、银行、酒店和农业生产园区等。根据储能应用方式，又可分为独立储能、光储一体化、充储一体化、光储充一体化和移动储能等模式。

新型储能的技术路线按照不同能量转换方式主要划分为电化学储能、物理储能两类：电化学储能包括锂离子电池储能、铅蓄电池储能、液流电池储能和钠离子电池储能等；物理储能包括压缩空气储能、飞轮储能和重力储能等。

由于用户侧储能一般单体装机规模相对较小，更加注重灵活性、安全性和运维便利性等，在技术路线的选择上以电化学储能为主。锂离子电池因具有高能量密度、长循环寿命、高工作电压、低自放电率和无记忆效应等优点，广泛应用于消费电子产品、新能源汽车和储能系统等多个领域，锂离子电池储能在电化学储能中占据了大部分比例。铅蓄电池、钠离子电池等虽然在某些性能上优于锂离子电池，但受限于不同因素，在用户侧储能市场占比还

是较低。除了电化学储能技术路线外，物理储能方式中的飞轮储能、超级电容等技术路线在用户侧储能上亦有应用。

用户侧储能主要包括工商业储能和居民用户储能。在国外，居民用户储能较多，在我国用户侧储能主要是工商业用户储能，居民用户较少。工商业储能主要集中在浙江、广东和江苏等工商业发达、峰谷价差大、补贴力度大的地区。本文主要围绕国内工商业储能展开研究讨论。

投资运营模式

目前，工商业储能项目投资运营模式主要有合同能源管理模式、储能租赁模式和自建自用模式三种。

1. 合同能源管理模式

合同能源管理模式的主要参与方是投资方和用户。一般情况下，投资方负责储能设施的投资、设计和建设等所有工作，并拥有储能设施的所有权、独家运营权和管理权，由投资方组建专业的运营管理团队开展运营管理工作。用户为储能项目的实施提供建设所需场地、房屋及电力设施等直至项目的运营期限截止。运营期间，安全管理相关工作由资产方负责。投资方与用户签订一定年限的协议，明确双方权责，并对收益进行划分。

这一模式可以减轻用户的投资负担和风险，减少用户的运维成本投入，对于投资方来说，这种模式下应用场景固定，具有稳定的收益。

2. 储能租赁模式

储能租赁模式的主要参与方是投资方和用户。投资方负责储能设施的投资、设计、建设和运营等所有工作，储能用户向投资方租赁储能设备，租赁期双方根据各自目标和应用要求具体商谈，储能用户支付租金。租赁期间，安全管理相关工作由资产方负责。

用户通过租用储能设备，可降低高峰电费和需量电费，获取备用电源，投资方可获得稳定、有保障的现金流，并基于该现金流可以实现进一步融资。

3. 自建自用模式

近年来，随着储能技术发展，储能设施造价逐渐降低，各地分时电价机制进一步完善，峰谷价差逐渐增大，储能项目收益逐步提高，也开始出现用

户自建自用的模式，由用户负责储能设施的投资、建设、运营和安全管理等工作。

自建自用模式下，储能设施建设需要用户进行投资、设计、施工和建设等，若缺乏相应运营管理经验，还需组织专业人员进行运营管理。储能设施投运后，可以通过降低高峰电费和需量电费，参与辅助服务、削峰填谷等模式获取收益。

盈利模式

工商业储能盈利模式主要有削峰填谷、需量电费管理、提高新能源自用率、动态增容、参与需求响应、参与辅助服务和参与现货市场等。

1. 削峰填谷

削峰填谷是使用储能设备在低谷、平段时充电，高峰、尖峰段放电，降低用户用电成本。削峰填谷模式是目前工商业储能盈利的主要方式，应用较为普遍。自2022年开始，各省份相继出台了“分时电价政策”（即取消原有固定的峰谷平模式，让市场决定分时电价），用电尖峰与低谷的价差进一步扩大，这样工商业储能将会有更大的市场空间。随着分时电价机制进一步完善，削峰填谷模式的收益将会逐步增加。

2. 需量电费管理

需量电费管理是指通过使用储能设备，在用户用电负荷低的时段充电，在用户用电负荷高的时段放电，从而降低最大需用量，降低用电成本。需量电费可以按变压器容量计费，也可按最大需量计费。需量电费管理适用于容（需）量用电价格按最大需量计费的用戶，仅为降低需量电费去配置储能不具有经济性，不具备普适性。

3. 提高新能源自用率

在部分应用场景下，储能可结合光伏发电、风力发电共同使用。在光储、光储充等应用模式下，储能设备可以提高新能源自用率，减少弃光、弃风、促进新能源消纳，获取收益。

4. 动态增容

用户的变压器容量是固定的，当用户出于其需求造成变压器满额运行时，则需要进行变压器扩容。而储能系统可实现容量扩增，通过延缓变压器的增容，减少变压器的增容费。动态增容适用于特定用户，不具有普适性。

5. 需求响应

由于需求响应快、配置灵活、控制精准且可根据需求响应实时调整策略，提高需求响应参与率等特点，用户侧大规模电池储能在电网中能够实现快速调频、削峰填谷和提高电力市场的稳定性等，近年来受到国家电网工程广泛关注。工商业储能可以通过响应电网调度，帮助改变或推移用电负荷获取收益。工商业储能参与需求侧响应依赖地方政策，目前已有江苏、山东、河南和江西等十余个省份出台了需求响应相关政策，盈利水平取决于实际参与需求响应次数与规模。

6. 参与辅助服务

工商业储能可独立或在电网统一调度下参与电力辅助服务市场，包括有功平衡服务（调频、调峰、备用、转动惯量和爬坡等）、无功平衡服务、事故应急及恢复服务（稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务）。储能用户可参与辅助服务获取收益。随着储能参与辅助服务市场身份的确定、地方辅助服务政策的落地以及电力辅助服务市场的进一步完善，储能参与辅助服务获取收益或将成为重要的盈利模式。

7. 参与现货市场

2017年《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》选择广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川和甘肃8个地区作为第一批电力现货市场试点。2021年国家发改委、国家能源局发布《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》，明确电力现货试点范围扩大，选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南和湖北6省市为第二批电力现货试点。2023年，首批8个试点地区，山西和广东分别于2023年12月22日和12月28日转入正式运行。随着电力现货市场相关政策出台，储能成本降低，工商业储能参与现货市场获取收益也是一种盈利模式。

需要注意的是，工商业储能具有单个项目规模小、较为分散等特点，不利于电网调度、监管。同时，参与辅助服务、需求响应时，对储能设施的功率、容量等参数有一定要求，需研究探索聚合平台，将工商业储能资源聚合起来，通过平台统一参加电网需求响应、辅助服务等，以使各站点收益最大化。总体而言，工商业储能项目的盈利模式需根据用电性质、当地分时电价政策、储能应用模式和

当地电力市场政策等来确定，单个储能项目一般由一种或多种盈利模式组成，多种盈利模式叠加具有更好的经济性。

典型案例分析

1. 项目背景

2023年6月，西部某生产企业已投运6 MW分布式光伏发电，同时正在建设8 MW的天然气分布式能源站，分布式光伏和天然气发电叠加峰值功率可达14 MW。该企业接入电压等级为20 kV，双回路接入，变压器共4台，总装机容量120 000 kV·A，4台变压器均全部工作且处于低负载运行状态。

2. 系统配置

若按照不增加最大需量电费配置储能系统，根据企业提供的典型日电力负荷数据，针对1#、2#、3#、4#主变压器分别进行分析，获得单独每个变压器日低谷时段最大功率和平均功率的差值。对主变压器低谷时段可用充电功率进行累加得2.82 MW，再乘以8 h得储能装置可充电装机容量为22.56 MW·h。结合高峰时段放电和平时段充电小时数，储能系统装机功率及容量配置为11 MW/22 MW·h。

3. 商业模式

投资方负责储能系统的投资、设计、建设、运营及安全管理等工作，企业为项目的实施提供建设所需场地、房屋等。投资方与该企业电价销售折扣比例暂定为95%，经营期10年。储能系统装机功率和容量为11 MW/22 MW·h，年使用天数365天，充放电策略为每天两充两放，低谷时段充电高峰时段放电次数365次，平时段充电高峰时段放电次数235次，年均充放电600次，10年6 000次，放电深度90%，系统效率87%，容量衰减率2%/年。

项目残值率取5%，经营期末回收，同时可获得财政补贴440万元。

经营期间，生产企业依靠投运储能系统改善供电可靠性，降低限电影响正常生产的风险，并享受折扣电价，降低整体电费支出。投资方利用储能系统参与峰谷套利，在低谷时段、平时段充电，高峰时段放电，在回收成本的基础上，获取额外的收益，双方合作实现共赢。EA

（收稿日期：2024-12-09）