

支持新型储能发展的国际政策与 中国发展模式探讨

胡江溢¹, 杨高峰¹, 宋兆欧¹, 康重庆²

(1. 国网重庆市电力公司, 重庆市 渝中区 400015;
2. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京市 海淀区 100084)

Preliminary Discussion on the Supporting Policies and the China's Development Model of the New Energy Storage

HU Jiangyi¹, YANG Gaofeng¹, SONG Zhaoou¹, KANG Chongqing²

(1. State Grid Chongqing Electric Power Company, Yuzhong District, Chongqing 400015, China;
2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Haidian District, Beijing 100084, China)

ABSTRACT: It is of great significance to develop new energy storage, to support the consumption of new energy, to improve the system's adjustment ability, and to build a new type power system. Based on in-depth research on the development of the new energy storage industry and the supporting policies at home and abroad, this paper takes Chongqing as an example, expounding three aspects of the demand and current situation of developing new energy storage in China. Furthermore, the profit models and the existing problems of the new energy storage are pointed out. Finally, the thinking to solve these problems is proposed, i.e., promoting the system-friendly "new energy+storage" development model, increasing the supporting policy with diversified incentive models, improving the trading mechanism from the multi-type market, to promote the healthy development of new energy storage in China.

KEY WORDS: new energy system; new energy storage development; new energy; market mechanism

摘要: 大力发展新型储能对支撑新能源消纳, 提升电力系统调节能力, 构建新型电力系统具有重大意义。在深入研究新型储能产业国内外发展现状以及支撑政策导向的基础上, 以重庆电网为例, 对我国省级电网新型储能发展3个方面的需求及现状开展分析, 同时进一步研究并指出当前新型储能盈利模式以及推动其规模化发展所面临的3个主要问题。最后从推动系统友好型“新能源+储能”发展模式、以多元化激励模式加大储能政策支持力度、从多类型市场出发完善储能交易机制3个方面提出解决思路建议, 以促进新型储能产业健康发展。

关键词: 新型能源体系; 新型储能发展; 新能源; 市场机制

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1577

0 引言

自“双碳”目标提出以来, 为平衡好节能减碳

和社会经济高质量发展, 把能源的饭碗牢牢端在自己手里, 以习近平同志为核心的党中央对中国特色能源转型之路作出一系列重大战略部署: 2021年3月15日, 在中央财经委员会第九次会议上, 习近平总书记首次提出构建新型电力系统^[1]; 2022年1月24日, 习近平总书记在中央政治局第三十六次集体学习中指出: “要立足我国能源资源禀赋, 坚持先立后破、通盘谋划, 传统能源逐步退出必须建立在新能源安全可靠的替代基础上”^[2]; 在党的二十大报告中, 习近平总书记进一步提出, “加快规划建设新型能源体系”^[3]。

在此背景下, 我国能源消费清洁低碳转型步伐明显加快, 截至2022年底, 非化石能源发电装机达到12.7亿kW, 非化石能源消费占比提高到17.5%^[4]。与此同时, 需要注意到, 高比例新能源的接入给电力系统带来了诸多挑战^[5-7]: 一方面, 受风、光固有随机性和不可控性的影响, 决定了新能源无法全天候支撑电力供应, 迎峰度夏、迎峰度冬期间, 风电和光伏保证出力分别低于4%和11%^[8], 极大地增加了电力供应保障难度; 另一方面, 新能源对频率、电压的耐受能力较差, 大量电力电子元器件并网, 电网安全稳定运行的风险不断加大, 当前电力系统调节能力仍然不足, 也掣肘着新能源的进一步消纳和发展。

储能设施可实现人为控制电能的储存和输出, 是平滑新能源出力、提高系统顶峰能力, 支撑构建以新能源为主体的新型能源体系最重要的技术和基础装备之一^[9]。相较于以抽水蓄能为代表的建设周

期长、地理条件限制多、投资规模大、距离负荷中心远的传统储能，以电化学储能为代表的新型储能具有响应快速、选址灵活、建设期短等优势，在电源侧、电网侧和用户侧都有广泛应用，是当前促进国内新业态产业蓬勃发展、抢占国际战略新高地的重要领域。本文在深入研究新型储能产业发展及国内外支撑政策现状的基础上，分析当前新型储能发展所面临的问题，最后提出解决思路建议，为新型储能产业向规模化、全面市场化的发展转变提供借鉴和参考。

1 国内外储能产业发展现状

俄乌冲突对世界能源发展格局产生广泛而深远的影响，不仅加速了地缘政治格局变化，能源产品的战略价值也进一步强化，“能源独立是根本”成为大国必须实现的国家安全战略目标之一。加快能源转型已成为世界各国的自觉行动，全球清洁能源产业进入快速发展期。环顾全球，为支撑清洁能源有效消纳和快速发展，世界主要国家都已经把储能产业作为国家级发展战略，在全球经济并不景气的2022年，储能产业蓬勃发展，势头强劲。

1.1 全球情况

根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟(China Energy Storage Alliance, CNESA)《储能产业研究白皮书》^[6]的不完全统计，2022年全球新增储能装机规模达到30.7GW，储能市场保持高速增长态势，同比增长98%。截至2022年底，全球储能装机规模累计达到237.2GW，年均增速为15%。其中，抽水蓄能累计装机188.01GW，占比首次低于80%；新型储能累计装机45.78GW，2022年新型储能新增投运规模实现翻番达到20.4GW，锂离子电池仍占新型储能的绝对主导地位。

1.2 国内情况

2022年我国储能产业进入规模化发展新阶段，新增储能装机规模达到16.5GW，成为全球储能市场的领头羊，20余个百MW级项目如雨后春笋般落地并网，同比增长500%。其中，抽水蓄能新增9.1GW，同比增长75%；新型储能新增实现历史性突破，达到7.3GW，锂离子电池占据绝对主导地位，比重达97%，压缩空气储能、液流电池、钠离子电池、飞轮储能等其他技术路线试点应用取得较大突破。截至2022年底，我国储能装机规模累计达到59.8GW，占全球市场总规模的25%，年增长率38%，增速冠绝全球，其中，抽水蓄能累计装机46.1GW；新型储能累计装机13.1GW^[10]。

2 国内外储能政策导向

2.1 国外情况

2.1.1 美国

受制于储能技术成本高企和相应扶持政策不完善，2016年以前规模化储能应用推广在美国依然困难重重。随着新能源占比提高，倒逼联邦政府和主要州政府层面通过“政策支持+市场化需求”的双重驱动，推进配储以满足新能源消纳和调度需求，如今美国已成为全球储能装机规模最大的国家。财税支持层面，投资税抵免(investment tax credit, ITC)和成本加速折旧(modified accelerated cost recovery system, MACRS)是最主要的激励政策^[11]。其中，2021年11月，美国众议院通过了拜登1.75万亿美国的刺激法案(Build Back Better Act)^[12]，储能将获得单独的ITC退税，针对高于5kW·h的储能系统将获得最高30%的投资税抵扣，Wood Mackenzie公司预测，独立部署的储能系统在获得ITC政策支持后有望在未来五年内将储能市场的规模扩展20%~25%；MACRS则允许储能项目按照5~7年的折旧期加速折旧。市场机制层面，联邦能源监管委员会(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)在2007年至2017年间，发布了一系列法令，允许储能参与各类服务市场获取相应收益；2018年通过颁发第841号法令^[13]，对储能参与容量市场、能量市场和辅助服务市场的限制进行解绑，把参与市场的门槛直接降到100kW，使得容量较小的储能设施获得参与市场竞争的机会；2020年第2222号令^[14]，允许美国大部分地区的区域电网和电力市场运营商部署的分布式储能系统参与批发市场，为储能的成本回收和盈利提供了良好的市场环境，显著促进了储能市场的发展。除此之外，由于美国居民电价显著高于工商业电价，能有效降低用电成本的“光伏+储能”模式受到用户的青睐，用户侧储能数量也得到快速增长^[15]。

2.1.2 英国

在扶持政策方面^[16-19]，英国主要通过投入公共资金支持储能技术创新、成本降低。2017年，英国政府和能源相关部门推出“法拉第挑战计划”，拨款3.3亿英镑推动包括储能在内的新兴技术从研发走向商业化及市场化。《智能灵活资源发展战略》《清洁发展战略》“十项关键计划”等政策的提出^[16]，进一步加速低碳技术创新，催生长时储能的大力发展。在市场机制方面，英国大幅推进与储能相关的电力市场规则修订工作，政府天然气和电力市场办公室(Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem)

于2019年将储能归类为发电设施,只需支付发电端费用,扫清了储能获取收益的障碍,储能可以充分参与电力市场和各类辅助服务^[17]。在英国,容量市场和辅助服务市场是新型储能最主要的获取收益途径,比如增强快速调频,也可通过在平衡市场提供上下调节电量以及电价尖峰时段发电获得收益,并且收益可以叠加享受,部分储能电站的收益来源甚至高达十几种^[18-19]。英国储能收益政策梳理见表1。

表1 英国储能收益政策梳理
Table 1 Energy storage income policies of UK

市场类型	主要收益来源	进入市场方式	市场容量
辅助服务	增强型频率响应	辅助服务投标	200~700MW
	固定型频率响应	辅助服务投标	2000~3000MW
	动态遏制	辅助服务投标	500~14000MW
容量市场	用户备用功率	合同	百 MW
	短期运行储备容量	平衡服务投标	2~4GW
	容量拍卖	投标	GWs
	快速储备容量	平衡服务投标	百 MW
	输电成本避免	市场机制/成本避免	GWs
	配电成本避免	市场机制/成本避免	GWs
	发电商“自用”	电价或成本避免参与市场	GWs
时移/套利	发电商弃电	电价或补贴或避免改造费用支出参与市场	GWs
	价格套利	电价波动参与市场	GWs

2.1.3 德国

德国^[20-24]作为清洁能源发展的先行者,是世界可再生能源发电比例最高的国家之一,2022年7月,德国联邦议院再次通过了最大规模的能源政策法规案修订,制定了2030年80%的电力消费由可再生能源覆盖的目标,预计2023年德国光伏总装机容量达215GW,同时引导发电企业对新能源、储能设施等零排放设施进行必要的投资。德国的商业化储能市场主要集中在电力辅助服务市场和用户侧储能市场。电网级储能方面,德国大型储能项目主要应用于提供调频调峰、电压支撑、黑启动等辅助服务,一次调频是德国电网级储能项目最重要的收入来源。用户侧储能方面,俄罗斯与欧洲国家之间的贸易冲突导致欧盟化石燃料短缺,德国居民电力价格大幅飙升,最高电价达到2021年的3倍,在全欧最高居民电价和政府补贴双重因素叠加下,促使德国成为全球最成熟的用户侧储能市场,“光伏+储能”占到德国储能总规模的50%。德国内阁颁布的2022年度税收法案,为满足条件的屋顶光伏免除户用光伏所得税,以及户用及公共建筑光伏系统增值税,德国联邦政府和国有复兴银行为光伏用户配套储能提供补贴,在此情况下,实现了刺激储能市场、促进新能源消纳和降低电池成本的目的。

2.2 国内情况

国家层面,2016年后,随着国内新能源装机量快速攀升,储能作为电力跨时调节的关键技术进入政策视野,被纳入《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》《能源技术革命创新行动计划(2016—2030年)》等重大发展战略和规划中。

“双碳”目标提出后,2020年至2022年间,国家层面提出一揽子储能相关的重大政策。2021年7月,《关于加快推动新型储能发展的指导意见》,在国家层面首次明确了到2025年国内新型储能装机总规模到达30GW的发展目标^[25]。2022年1月,《“十四五”新型储能发展实施方案》出台,成为现阶段我国首个关于新型储能发展的五年规划和具体方案,提出到2025年,新型储能从商业化初期向规模化发展转变,到2030年实现新型储能全面市场化发展^[26],为未来配置新型储能项目的领域方向提供指引。同时,储能相关价格机制也在持续完善。同月,《“十四五”现代能源体系规划》中提出推动新型储能参与各类电力市场,完善适合新型储能的辅助服务市场机制^[27]。2022年6月,《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》明确鼓励新型储能作为独立储能参与电力市场^[28]。2022年11月,《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》和《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》的出台,明确了储能的市场主体地位,有助于进一步建立市场价格机制。2023年2月,《新型储能标准体系建设指南》提出结合新型电力系统建设需求,出台205项新型储能标准,支撑新型储能行业商业化发展^[28]。

地方层面,在电力交易市场机制尚未完善、电力价格未能完全体现储能设施在电网中的价值的背景下,分时电价改革、强制配储与相关补贴构成储能产业发展的直接动力,以上3个主要政策因素可部分降低储能项目盈利门槛,一定程度上调动行业投资积极性。在分时电价方面,峰谷时段和峰谷价差是影响用户侧储能项目运营经济性的两大重要因素,全国31个省、市、自治区开展了分时电价改革,峰谷价差进一步拉大,19个省市最大峰谷价差超过0.7元/(kW·h),广东省(珠三角五市)、海南省、浙江省位居前三。在新能源配储方面,20余个省级行政单位先后发布了比例在5%~55%之间、时长为1~4h的新能源配置储能政策。在补贴政策方面,据不完全统计,全国各地现行储能设施投资和运营补贴政策共30余项,以浙江、江苏、四川、安徽、广东等地政策出台最为密集,补贴形式主要为投资补贴、放电补贴、容量补贴。今年6月江苏更是提出重磅

政策，在迎峰度夏(冬)期间给予最高 0.3 元/(kW·h) 的放电补贴，且不结算充电费用，调用不低于 160 次。 2023 年国内部分地区储能补贴政策梳理见表 2。

表 2 2023 年国内部分地区储能补贴政策梳理
Table 2 Energy storage subsidy policies of some regions in 2023

发布单位	补贴类型	补贴要点	文件名称
河南省人民政府	容量补贴	新能源配建非独立储能、用户侧非独立储能，1000kW·h 以上，补贴标准：2023 年、2024 年、2025 年奖励标准分别为 140 元/(kW·h)、120 元/(kW·h)、100 元/(kW·h)	《关于加快新型储能发展的实施意见》
四川省成都市发改委	容量补贴	年利用 h 数不低于 600h，补贴标准：230 元/(kW·年)，单个项目不超过 100 万元，连续 3 年	《关于申报 2023 年污染治理和节能减碳领域(储能专项)市预算内投资项目的通知》
江苏省发改委	放电补贴	迎峰度夏(冬)期间：不结算充电费用，放电上网电价为燃煤基准价。2023—2024 年补贴 0.3 元/(kW·h)，2025—2026 年补贴 0.25 元/(kW·h)	《关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施》
	充电补贴	非迎峰度夏(冬)期间：放电上网电价为燃煤基准价；充电按燃煤发电基准价 60%	
广东省工信厅	投资补贴	补贴标准：产业化费用的 30%，最高不超过 1000 万元	《省级促进经济高质量发展专项资金(支持新型储能产业发展)管理实施细则(征求意见稿)》
北京市朝阳区发展和改革委员会	投资补贴	不超过总投资额 20%	《关于公开征集朝阳区 2023 年节能减排项目的通知》
新疆发改委	放电补贴	独立储能补贴标准：2023 年 0.2 元/(kW·h)，2024 年 0.16 元/(kW·h)，2025 年 0.128 元/(kW·h)	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》
重庆两江新区管委会	容量补贴	时长不低于 2h 的用户侧储能、分布式光储、充换储一体等项目，补贴标准：200 元/(kW·h)，单个项目不超过 500 万元	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》
天津市滨海高新区	放电补贴	补贴标准：0.5 元/(kW·h)，不超过 24 个月，单个项目不超过 100 万元	《天津滨海高新区促进新能源产业高质量发展办法》
湖南省长沙市工信局、财政局	放电补贴	先进储能材料领域企业，补贴标准：3 元/(kW·h)，单个企业年度奖励不超过 300 万元	《〈关于支持先进储能材料产业做大做强的实施意见〉实施细则》
江苏省苏州工业园区	放电补贴	光伏配储，补贴标准：0.3 元/(kW·h)	《关于征集苏州工业园区光伏和储能项目的通知(2023 年第一批次)》

2.3 国内外政策政策对比

通过对比可以发现，美国等储能发展先锋国家主要通过制定储能规划目标、支持本土产业链技术创新、财税减免、资金支持、制定适应储能的电力市场交易品种等政策来支持储能发展。国内新型储能发展起步较晚，目前大部分储能项目经济性和调用率不甚理想，制定符合现阶段储能发展的扶持政策、商业模式和交易机制，对推动储能加速发展至关重要。通过国际发展路径的研究，对我国稳步推进新型储能发展给予了方向指引：一是在增加储能收益方面，可借鉴英国模式，考虑为储能同时享受多种收益松绑；二是能源主管部门尽快将新型储能规划纳入电力资源长期规划，完善相关产业监管和统筹布局；三是加快推进电力市场建设，深化在容量市场等方面市场规则的探索，提升建储积极性。国内外储能政策对比见表 3。

3 我国省级电网新型储能发展需求分析及启示—以重庆电网为例

新型储能在电力系统中的应用场景丰富，随着风、光等新能源的不断接入，储能将承担多种职能，在电源侧平滑出力、调峰调频，在电网侧缓解阻塞、延缓扩容，在用户侧移峰填谷、容量管理和提高可靠性等。大力发展“短、平、快”为特点的新型储能，将为重庆提高电力供应水平、促进新能源消纳、提升系统调峰能力提供强有力的补充。

3.1 重庆电网电力保供需求

受自然资源禀赋影响，重庆市内电源发展后劲不足，清洁煤电发展受限，水电开发殆尽，天然气发电建设不及预期，重庆电力自给能力不足以匹配负荷发展。四川省是重庆最主要的市外电力来源省份，近年来，川渝地区极端气候频发，影响了水电

表 3 国内外储能政策对比
Table 3 Comparison of energy storage policies between China and foreign countries

比对项目	英国	德国	美国	中国
规划	2023 年底预计整体储能规模达到 4GW。	2030 年可再生能源发电量占比 65%，暂无针对储能的总体发展规划。	至少 9 个州出台储能装机规划，加州 2024 年储能装机规划 1.8GW，2023 年新泽西规划 2GW、纽约规划 3GW。	国家发布新型储能总体装机规划，部分省市发布“十四五”装机规划。
产业	制定《智能灵活资源发展战略》，降低储能消费者和企业成本；出台《清洁发展战略》，聚焦提高家庭用电效率等。	全球最成熟的用户侧储能市场，“光伏+储能”占到德国储能总规模的 50%，家庭储能用户注册量 9 万户，工业储能注册量 700 个项目。	发布《2021—2025 年锂电池国家蓝图》，支持本土材料加工基地建设满足国内储能需求。	推动储能成本下降，促进规模化应用。
财税	法拉第电池挑战计划，为储能项目提供 3.3 亿英镑的资金支持。	德国联邦政府和国有复兴银行给予家庭储能补贴，鼓励光储市场。2022 年年度税法免除与用户储能系统有关的增值税和发电收入所得税。	为储能提供 ITC 税收抵免和 MACRS 加速成本回收。	部分省市出台储能投资或者运营补贴政策。
市场规则	将储能作为发电主体的单一分类，在放电时收取费用。辅助服务方面主要参与固定频率响应和增强频率响应等服务。电力市场方面以双边交易为主，包括合同市场、电力现货市场、平衡机制与不平衡结算。	电力金融市场、电力现货市场和备用容量市场，引入“市场溢价机制”构建新能源市场竞价和补贴激励政策。	允许储能参与各类服务市场，消除储能参与容量市场、能量市场和辅助服务市场的障碍条款。	国家推动储能探索参与辅助服务、电力现货等多种市场。

等可再生能源出力，叠加电力负荷大幅攀升，进一步增加了电力供应压力。“疆电入渝”特高压直流工程投运前，重庆面临较大的阶段性电力保障压力。工程投运后，重庆电力保供严峻形势得到一定缓解，但仅能够弥补“十四五”电力缺口，随着负荷需求进一步增长，“十五五”中期又将出现较大的电力缺口。依托建设周期短的新型储能，在一定程度上缓解部分时段的电力缺口，成为当前时间节点重庆电力保供的必然选择。

3.2 重庆电网新能源消纳需求

重庆主城都市区经济发展迅速，负荷占全市比重约 80%，而电源装机规模小，约占 50%；渝东南、渝东北“两群地区”经济发展强度较低，负荷占全

市比重约 20%，电源装机接近 50%，且风、光资源相对丰富，是新能源发展的主要区域，大量富余电力需外送主城消纳。

到 2025 年，重庆新增规划投运新能源 431.8 万 kW，预计全网新能源装机 682.6 万 kW，占装机总量 17%；渝东南、渝东北和其他地区新能源装机占比分别为 25.8%、66.8%、7.4%。届时渝东南、渝东北局部区域部分时段新能源出现消纳困难局面，随着新能源进一步开发，消纳困难问题将更加突出。通过合理科学配置储能，可减少新能源大发时段上网及送出需求，缓解电网部分薄弱断面送出压力。重庆市 2025 年各地区新能源计划装机情况见表 4。

表 4 重庆市 2025 年各地区新能源计划装机情况
Table 4 Planned capacity of new energy in Chongqing in 2025

新能源类型	地区	截至 2022 年装机/万 kW	2023—2025 新增/万 kW	小计/万 kW	新能源地区装机/新能源总装机/%
风电	渝东南	22.66	124.6	147.26	21.57
	渝东北	133.44	148.36	281.8	41.29
	其他地区	25.36	10	35.36	5.18
光伏	渝东南	8.47	20	28.47	4.17
	渝东北	45.7	128.88	174.58	25.58
	其他地区	15.1		15.1	2.21
合计		224.3	431.84	682.57	100

3.3 重庆电网系统调峰需求

重庆年负荷曲线形状整体呈尖峰状，夏季负荷高峰明显，年最高负荷出现在夏季 7 月或 8 月，主要原因在于重庆市夏季天气炎热，降温负荷和农业

灌溉负荷大幅增加；年内第二高峰一般出现在 12 月或 1 月，主要原因为部分工业企业为完成当年任务加紧生产导致的用电负荷上升以及取暖负荷增加。

重庆日负荷特性呈双高峰特点。夏季、冬季最

大负荷分别出现在 11:00—14:00、11:00—12:00，次高峰出现在晚上 19:00—20:00、21:00—22:00 左右。重庆电网近年夏季降温负荷不断增加，2016—2022 年降温负荷占最大负荷的比重为 47%~52%，近年平均峰谷差约 40%，最大峰谷差超过 50%，同时叠加新能源规模化快速发展，导致系统调峰需求旺盛。据测算，2025 年全市调峰需求约 1950 万 kW 左右，本地统调火电平均调峰深度仅为 57%，系统调节能力约 1800 万 kW 左右，存在约 150 万 kW 左右的调峰缺口。可考虑充分利用新型储能良好的灵活爬坡、快速启停调节特性，让尽可能多的储能参与到调峰辅助服务，缓解因本地电源建设困难、机组调峰深度不足所产生的硬缺口。

3.4 重庆电网新型储能发展现状与启示

重庆储能产业虽然起步较晚，但“十四五”以来已呈现出加快发展的势头。市、区两级政府为促进新型储能落地接连发布财政补贴政策：市级层面，对符合条件的独立储能项目提供 150 元/(kW·h)的一次性建设补贴资金；区级层面，铜梁区对配储比例达到 10%、时长 2h 以上的项目，连续 4 年给予储能投资额 5%的补贴，两江新区对储能时长大于 2h 的用户侧储能、光储充等项目提供 200 元/(kW·h)的补贴。重庆以应用场景为引领，在电网侧和用户侧等方面打造了一批新型储能应用项目。截至 2023 年 8 月，容量 6 万 kW/24 万 kW·h 的国内最大单体用户侧储能项目成功实现全容量运行，在建或已建成的独立储能规模为 84 万 kW/168 万 kW·h。同时，重庆储能产业集聚效应初步显现，政府相继引进海辰新能源、比亚迪弗迪锂电、赣锋锂电等一批新型储能重点企业，全市锂离子电池产能规模有望达到百亿 W·h 级别。以铜梁区为例，已打造涵盖研发、转化、生产、检测、运营等多个环节的全产业链条，为建立西部新型储能产业高地奠定了基础。由此可见，延续性的经济补贴、适度的峰谷价差(最大电价差为 1.1435 元/(kW·h)、储能示范应用的着力推广以及储能产业的积极引进，足以在短时间内促成新型储能在我国规模化发展。重庆储能产业方兴未艾，前景广阔，但整体行业仍处于由研发示范向商业化初期的过渡阶段，亟需进一步探索更加适合产业高质量、多元化发展的新模式，助力储能产业全面实现规模化、市场化转变。随着技术、市场和机制多轮驱动的良好发酵，新型储能最终能实现独立走向市场。

重庆部分新型储能项目统计见表 5。

表 5 重庆部分新型储能项目统计
Table 5 Statistics of some new energy storage projects in Chongqing

项目名称	区域	功率/ MW	能量/ (MW·h)
重庆合川发电公司新型储能电站	合川区	240	480
永川松溉储能电站	永川区	200	400
两江龙盛储能电站	两江新区	100	200
大唐重庆铜梁淮远储能电站	铜梁区	100	200
重庆科学谷宝洪储能电站	高新区	100	200
中广核南川集中式新型储能电站	南川区	100	200
重庆璧山比亚迪综合智慧零碳电厂	璧山区	60	240
重庆长寿恩力吉储能电站	长寿经开区	5	10

4 我国新型储能盈利模式分析和存在的问题

4.1 新型储能应用场景划分

从电力系统角度，新型储能的应用场景可分为发电侧、电网侧和用电侧三大场景。在发电侧，新型储能用于解决新能源发电弃风、弃光等问题以及提高新能源场站自身调峰、调频、调压等调节能力，主要应用模式为新能源配储。在电网侧，新型储能主要用于提供调峰和调频等电力辅助服务，增加电网稳定性，目前主要以独立储能为主。在用电侧，主要用于降低工商业用户的用能成本，通过峰谷差价盈利、减少基本电费、需求侧响应补贴、降低增容费用等方式盈利。

4.2 目前主要盈利模式分析

4.2.1 新能源配储能

储能的主要功能体现在促进新能源消纳，优化新能源出力曲线。目前，发电侧储能的收益来源较为单一，主要为提高新能源消纳后增加的电费收入以及新能源配储后所减少的考核支出。

新能源配储目前普遍存在利用率不高、独立分散等问题^[29]，而发电侧共享储能的提出提供了满足多主体诉求、增加储能盈利的新选择^[30-31]，通过将储能设备的所有权与使用权剥离，科学整合储能资源，满足多个新能源厂站的不同应用需求，从而提升建储收益率。文献[32]提出多主体共建共享的风光储需求满足型共享储能，并明确容量配比和收益分配。文献[33]提出以最大化共享储能收益的共享储能运营模式及容量配置模型。文献[34]以增加储能运营商收益为目标，通过区块链技术建立共享储能模型，并实现利用率提升。文献[35]面向新能源消纳场景提出集中式共享储能模式及盈利分析，并设计相应的评价指标体系。目前鼓励共享储能的相关政策还不成熟，兼顾多发利益的机制方法还有待突破。

4.2.2 独立储能

随着储能独立市场主体地位的确立^[36]，向电网

送电的独立储能电站,输配电价和政府性基金及附加将从其充电电费中剥离,政策利好逐步释放,源网侧储能有望更多以独立储能电站的形式落地。独立储能理论上收益渠道为辅助服务^[37-38]、电力市场价差套利、容量补偿收入和容量租赁收入^[39]。

目前国内已有 20 余个省份修订了电力辅助服务管理办法,独立储能参与的辅助服务主要有调峰辅助服务与调频辅助服务,部分南方省份已开始推动独立储能参与黑启动服务。其中储能参与调峰服务主要集中在东北、山东等省区,而参与调频服务则主要集中在江浙、山西、宁夏等省区。由于辅助服务市场机制尚未成熟,各省市规则不同,多数情况下储能不能获得全部渠道的收益,导致储能所获得的服务补偿往往并不能完全反映其对系统调节的贡献,仅仅通过辅助服务市场获利目前还完全无法覆盖储能的投资成本。此外,我国目前共有 21 个地区正在开展电力现货市场试点,电力现货交易、容量租赁、容量补偿等多种盈利模式尚处于试推行阶段,随着电力现货市场相关成熟政策的出台,独立储能参与现货市场获取电能量收益及容量补偿有望成为独立储能重要的盈利模式,彻底实现“谁受益、谁承担”。

4.2.3 用户侧储能

峰谷套利、需量电费削减和参与需求响应是用户侧储能最常规的 3 种盈利方式^[40-42]。峰谷盈利方面,储能设备在低谷、平段时充电,高峰、尖峰时段放电,通过充放电价差获利,其主要影响因素为分时电价价差。峰谷盈利模式是目前储能盈利的最重要方式,随着电力商品属性的还原及实时价值的凸显,峰谷盈利模式的收益空间将可能增加。

需量电费方面,对于执行两部制电价、按照需量计算基本电费的工商业用户,可利用储能设备在用负荷高峰时段放电,削减用户计量的需量电费。减少基本电费成效与用户用电负荷曲线特征紧密相关,仅适用于高峰负荷持续时间较短的尖峰型负荷曲线。典型工商业用户高峰负荷持续时间长,配置储能设备可以优化用户用电特性,减少高峰时段用电量,但对负荷需量影响不大。实行三班制的电子器件企业,其负荷曲线在全天内保持平稳,其储能配置的经济功率可观,但配置储能后充电功率将增加企业最大用电负荷,当以实际需量计算基本电费时,将增加企业基本电费。

需求响应补贴方面,对于绝大部分以峰谷盈利模式运营的用户侧储能,其充放电功率及时段长期稳定,难以在规定时间内响应削峰填谷需求,无法

获取补偿;以提供辅助服务为盈利模式的储能参与需求响应时,受到储能容量限制,无法在响应时段持续出力,造成需求响应补贴收益依然较低。

新型储能运营模式及盈利模式梳理见表 6。

表 6 新型储能运营模式及盈利模式梳理
Table 6 Operation models and profit models of new energy storage

应用场景	运营模式	盈利模式
电源侧	与火电联合	提高火电机组调频响应能力、参与调频辅助服务。
	新能源配储	1) 降低弃风、弃光电量,增加电费收入。 2) 新能源配储后减少考核支出。 3) 共享储能,储能项目投资方将储能的功率和容量以商品形式租赁给源、网、荷侧目标用户,向承租方收取租金。
电网侧	独立储能	1) 提供调峰、调频、黑启动、AVC 等辅助服务。 2) 现货套利,利用分时价差,通过参与电力现货市场实现峰谷价差套利,山东、山西、甘肃省已开展试点。 3) 容量补偿,按照容量补偿电价,向电力用户收取容量电费,山东省已开展试点。 4) 容量租赁,储能项目投资方将储能的功率和容量以商品形式租赁给源、网、荷侧目标用户,向承租方收取租金。
		用户侧
用户侧	商业储能	1) 峰谷价差套利,以低谷电价对电池充电,在负荷高峰时放电,获取价差收益。 2) 利用储能设备在用负荷高峰时段放电,削减用户计量的需量电费。 3) 需求响应补贴,在用电紧张时,通过主动削峰,获得经济补偿。

4.3 存在的问题

1) 顶层规划统筹协调不够全面。发电侧储能方面,对新能源配储规模和比例尚未开展科学论证。新能源受利用小时数等影响,在不同地区经济性参差不齐,因此所能承受的储能成本上限也存在较大差异,不宜制定全省“一刀切”的强配模式;独立储能方面,在“十四五”电力规划中,缺乏对储能布点和建设时序提出明确指导。在推动储能产业提速发展的过程中,务必要避免一味追求“量”而忽视“质”的“蜂拥而上”,需找准电网支撑薄弱点的同时提高储能利用效率。

2) 投资建设经济性不足。2022 年投资建设规模明显低于规划规模,受政策和市场规则变动影响,储能建设成本及收益波动大且难以量化。尤其以独立储能为例^[43],根据“谁受益、谁承担”原则,辅助服务补偿应由发电侧和用户侧共同承担,但目前成本传输到用户侧存在明显堵点,储能通过辅助服务市场获利远远无法覆盖储能的投资成本。同时,大规模储能调用率不足,根据《2022 年度电化

学储能电站行业统计数据》^[44]，平均储能实际充放电电量仅占规划设计电量的 32%。投资储能项目缺少可预期的盈利空间，投资主体仍以发电企业为主，社会资本参与较少，投资方面面临“算不清—不敢投—无法算”的困局。

3) 运营模式和机制亟待完善。尽管国家出台了诸多政策和文件均强调新型储能参与电力市场，但这些政策和文件只是明确了储能进入市场的重要性，而具备可操作性的配套政策尚未出台，新型储能运营模式和市场化成本疏导机制仍需进一步探索、优化^[45-47]。目前虽然存在容量租赁、现货市场、辅助服务市场和容量补偿等多种储能盈利模式概念^[48-52]，但大多省份上述收益不能同时获得，储能盈亏平衡仍难以保证。例如，独立储能电站的上网电价、充电电价未有明确定位，辅助服务市场品种单一等。

5 我国储能产业发展建议

5.1 推动系统友好型“新能源+储能”发展模式

当前我国用电“日内双峰、冬夏双峰”特征日益明显，随着新型能源体系建设不断推进，可再生能源发电装机已占全国电力总装机的 48.9%，而新能源“极热无风、晚峰无光”的天然波动性、间歇性特征，仅能满足电量需求，对负荷的持续支撑能力有限，电力价值较差。这一矛盾表明，传统仅以装机规模、发电量来衡量是否满足社会用电需求的思维方式，已无法适应以新能源为主体的新型电力系统的运行需求。新能源规模化发展，对电力系统调节能力提出更高的要求，更应围绕如何提供系统友好型曲线来指导电力系统的规划、运行。因此亟需科学确定储能规模和建设布局，促进储能与新能源协调有序发展，推动新能源消纳水平与储能利用率“双提升”，来满足人民在不同时段对于电力的差异化需求。建议探索“新能源+储能”聚合发展模式，将新能源与源网各侧各类储能充分聚合，以储能的可调节性改善新能源的不确定性，聚合后所提供的系统友好型出力曲线与用户的用电负荷曲线匹配度越高，所享受到的市场化电价收益和新能源消纳提升就越明显，从而形成“新能源+储能”协同发展的正向激励合力，推动新能源真正体现出电力、电量双重价值，逐步具备与常规电源相近的涉网性能，承担起作为主力电源的稳定支撑责任。

5.2 以多元化激励模式加大储能政策支持力度

目前国内储能激励政策更多倾向于行政措施，对应的经济性激励措施相对偏少，即使采取经济性

激励措施持续时间也比较短，一般不超过 3 年，高昂的储能投资成本缺乏疏导渠道，直接限制了储能规模的快速增长，对于实现储能在更大范围内更优的资源配置作用不利。反观国外对于储能的经济性激励政策持续时间长、力度大，如美国早在 2008 年就针对储能提出投资税收减免和加速折旧补贴优惠，2022 年更是进一步提升优惠，同时将退出日期延后 10 年。结合国外发展情况来看，要想储能正式踏入市场化发展之路，首先需要以更加积极的经济性政策导向来鼓励吸引更多的投资建设主体参与到储能产业发展中。建议在储能发展起步阶段，优先布局“短、平、快”的储能项目，采取较大力度的资金补贴、税收减免等激励性政策，降低储能投资运营成本，充分激发企业储能建设积极性，鼓励配储比例较大、“风光储”一体化等系统友好型的新能源开发项目以及保障电网安全和提供输配电服务的独立储能项目优先发展，打造良性发展基础，促进储能在短时间内快速形成规模效应。同时，统筹新型储能产业链发展政策，进一步培育和延伸新型储能上下游产业，依托具有自主知识产权和核心竞争力骨干企业，积极推动全产业链发展，着力培育和打造储能战略性新兴产业集群，通过不断的技术创新和政策驱动，推动储能行业降本增效，从而形成更充分更良性的市场竞争，助推新型储能实现产业化发展。

5.3 从多类型市场出发完善储能市场机制

市场机制是决定储能行业能否可持续性健康发展的关键因素。从国外储能行业的发展历程来看，加快建立完善相关市场机制，是储能行业从商业化初期向规模化发展转变的重要推手。建议坚持以“市场化方式形成价格”为主导思想，在电力中长期交易、电力现货市场、辅助服务市场建设方面持续稳妥发力，推动分布式储能聚合商、独立储能参与各类市场，鼓励“新能源+储能”聚合参与电力市场，提升储能经济性，疏导储能建设成本，逐步实现以市场手段驱动储能规模化发展。在现货市场方面，适当扩大价差，提高价差套利收入；在辅助服务市场方面，加快构建有功平衡、无功平衡、事故应急及恢复等多元化服务，践行“谁受益、谁承担”原则，拓宽辅助服务费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊；在容量市场方面，建立容量保障机制、容量租赁机制，开展容量交易市场或容量补偿，保障储能项目获取“保底收益”。

6 结语

本文从新型储能国内外发展现状出发,介绍了全球以及我国在2022年新型储能装机及增速情况。然后选取以美国、英国等为代表的发达国家,总结其促进新型储能发展的政策导向,从国家层面和地方层面,归纳了目前我国新型储能的支撑政策。接着以重庆电网为例,分析了在电力保供、新能源消纳以及系统调峰3个方面的实际需求以及目前重庆电网新型储能的发展现状。同时,进一步对新能源配储、独立储能以及用户侧储能的主要盈利模式及存在的顶层规划缺失、建设经济性不足、运营机制待完善等问题开展分析。最后,从推动系统友好型“新能源+储能”发展模式、以多元化激励模式加大储能政策支持力度、从多类型市场出发完善储能交易机制3个方面提出了解决思路和建议。

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

参考文献

- [1] 习近平. 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议[EB/OL]. (2021-03-15)[2023-07-26]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [2] 习近平. 习近平主持中共中央政治局第三十六次集体学习并发表重要讲话[EB/OL]. (2022-01-25)[2023-07-26]. http://www.gov.cn/xinwen/2022-01/25/content_5670359.htm.
- [3] 习近平. 习近平: 高举中国特色社会主义伟大旗帜 为全面建设社会主义现代化国家而团结奋斗——在中国共产党第二十次全国代表大会上的报告[EB/OL]. (2022-10-25)[2023-07-26]. http://www.gov.cn/xinwen/2022-10/25/content_5721685.htm.
- [4] 国家能源局. 完善供应体系 确保能源安全为高质量发展提供坚强能源保障[EB/OL]. (2023-04-17)[2023-07-26]. http://www.nea.gov.cn/2023-04/17/c_1310711256.htm.
- [5] 刘永奇, 陈龙翔, 韩小琪. 能源转型下我国新能源替代的关键问题分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 515-523.
LIU Yongqi, CHEN Longxiang, HAN Xiaoqi. The key problem analysis on the alternative new energy under the energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 515-523(in Chinese).
- [6] 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).
- [7] 刘映尚, 马骞, 王子强, 等. 新型电力系统电力电量平衡调度问题的思考[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1694-1705.
LIU Yingshang, MA Qian, WANG Ziqiang, et al. Cogitation on power and electricity balance dispatching in new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1694-1705(in Chinese).
- [8] 李明节, 陈国平, 董存, 等. 新能源电力系统电力电量平衡问题研究[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979-3986.
LI Mingjie, CHEN Guoping, DONG Cun, et al. Research on power balance of high proportion renewable energy system[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3979-3986(in Chinese).
- [9] 谢小荣, 马宁嘉, 刘威, 等. 新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(1): 158-168.
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-168(in Chinese).
- [10] 中国能源研究会储能专委会, 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书2023[R]. 北京: 中国能源研究会储能专委会, 中关村储能产业技术联盟, 2023.
- [11] U.S. National Renewable Energy Laboratory. Federal tax incentives for energy storage systems[R]. Washington DC: U.S. National Renewable Energy Laboratory, 2020.
- [12] The White House. The build back better framework[EB/OL]. (2021-03-31)[2023-07-26]. <https://www.whitehouse.gov/build-back-better/>.
- [13] The Federal Energy Regulatory Commission. Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators[EB/OL]. (2020-12-16)[2023-07-26]. <https://www.ferc.gov/media/order-no-841>.
- [14] The Federal Energy Regulatory Commission. FERC opens wholesale markets to distributed resources: landmark action breaks down barriers to emerging technologies, boosts competition[EB/OL]. (2020-09-17)[2023-07-26]. <https://www.ferc.gov/news-events/news/ferc-opens-wholesale-markets-distributed-resources-landmark-action-breaks-down>.
- [15] U.S. Energy Information Administration. Battery storage in the United States: an update on market trends[R]. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2021.
- [16] HM Government. The ten point plan for a green industrial revolution[R]. London: HM Government, 2020.
- [17] HM Government. Upgrading our energy system: smart systems and flexibility plan[R]. London: HM Government, 2017.
- [18] National Grid. Firm frequency response: frequently asked questions [EB/OL]. (2017-08-10)[2023-07-26]. <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/FFR%20FAQs%20v1.3.pdf>.
- [19] National Grid. Enhanced frequency response: frequently asked questions [EB/OL]. (2016-05-29)[2023-07-26]. https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf.
- [20] KAIRIES K P, FIGGENER J, HABERSCHUSZ D, et al. Market and technology development of PV home storage systems in Germany[J]. Journal of Energy Storage, 2019, 23: 416-424.
- [21] 刘定, 赵德福, 白木仁, 等. 可再生能源发电对实时电价的影响分析——德国电力现货市场的数据实证[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(4): 126-133.
LIU Ding, ZHAO Defu, BAI Muren, et al. Analysis on impact of renewable energy generation on real-time electricity price: data empirical research on electricity spot market of Germany[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(4): 126-133(in Chinese).
- [22] RESCH M, BÜHLER J, KLAUSEN M, et al. Impact of operation strategies of large scale battery systems on distribution grid planning in Germany[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 74: 1042-1063.

- [23] FIGGENER J, STENZEL P, KAIRIES K P, et al. The development of stationary battery storage systems in Germany - a market review[J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 29: 101153.
- [24] RIEDEL F, GORBACH G, KOST C. Barriers to internal carbon pricing in German companies[J]. *Energy Policy*, 2021, 159: 112654.
- [25] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见[EB/OL]. (2021-07-15)[2023-07-26]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html.
- [26] 国家发展改革委, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-07-26]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm.
- [27] 国家发展改革委, 国家能源局. “十四五”现代能源体系规划[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-07-26]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-01/29/c_1310524241.htm.
- [28] 国家标准化管理委员会, 国家能源局. 国家标准化管理委员会 国家能源局关于印发《新型储能标准体系建设指南》的通知[EB/OL]. (2023-02-05)[2023-07-26]. https://www.sac.gov.cn/xw/tzgg/art/2023/art_584bc1a52522490682d3b0482f5155f7.html.
- [29] 董旭柱, 华祝虎, 尚磊, 等. 新型配电系统形态特征与技术展望[J]. *高电压技术*, 2021, 47(9): 3021-3035.
DONG Xuzhu, HUA Zhuhu, SHANG Lei, et al. Morphological characteristics and technology prospect of new distribution system[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(9): 3021-3035(in Chinese).
- [30] 郑浩伟, 闫庆友, 尹哲, 等. 计及日前-实时交易和共享储能的VPP运行优化及双层效益分配[J]. *电力建设*, 2022, 43(9): 34-46.
ZHENG Haowei, YAN Qingyou, YIN Zhe, et al. VPP operation optimization and bilayer revenue distribution model considering the two-level market and shared energy storage[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(9): 34-46(in Chinese).
- [31] 张青苗, 陈来军, 马恒瑞, 等. 基于主从博弈的共享储能分时电价策略[J]. *智慧电力*, 2022, 50(7): 82-88.
ZHANG Qingmiao, CHEN Laijun, MA Hengrui, et al. Time-of-use price strategy for shared energy storage based on stackelberg game[J]. *Smart Power*, 2022, 50(7): 82-88(in Chinese).
- [32] 简川黔, 刘继春, 蒲天骄, 等. 共建共享模式下考虑需求响应的多售电主体风光储能容量优化方法[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 206-214.
JIAN Chuanqian, LIU Jichun, PU Tianjiao, et al. Wind-photovoltaic-storage capacity optimization method for multiple electricity sell entities considering demand response under co-construction and sharing mode[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 206-214(in Chinese).
- [33] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及电热需求响应的共享储能容量配置与动态租赁模型[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 24-32.
SHUAI Xuanyue, WANG Xiuli, WU Xiong, et al. Shared energy storage capacity allocation and dynamic lease model considering electricity-heat demand response[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(19): 24-32(in Chinese).
- [34] 王珣, 刘瑾, 沈玮. 基于区块链技术的非合作博弈共享储能交易模型[J]. *南京信息工程大学学报(自然科学版)*, 2022, 14(5): 595-603.
WANG Xun, LIU Jin, SHEN Wei. Non-cooperative game trading model for shared energy storage based on blockchain[J]. *Journal of Nanjing University of Information Science & Technology (Natural Science Edition)*, 2022, 14(5): 595-603(in Chinese).
- [35] 邱伟强, 王茂春, 林振智, 等. “双碳”目标下面向新能源消纳场景的共享储能综合评价[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(10): 244-255.
QIU Weiqiang, WANG Maochun, LIN Zhenzhi, et al. Comprehensive evaluation of shared energy storage towards new energy accommodation scenario under targets of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(10): 244-255(in Chinese).
- [36] 国家发展改革委办公厅, 国家能源局. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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]. (2022-06-07)[2023-07-26]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t20220607_1326854_ext.html.
- [37] RASSAEI F, SOH W S, CHUA K C. Distributed scalable autonomous market-based demand response via residential plug-in electric vehicles in smart grids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(4): 3281-3290.
- [38] MAO Tian, LAU W H, SHUM C, et al. A regulation policy of EV discharging price for demand scheduling[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1275-1288.
- [39] 杨迪. 电网侧独立电化学储能电站投资经济性的分析与研究[J]. *电气时代*, 2023(6): 94-96.
- [40] 沈汉铭, 俞夏欢. 用户侧分布式电化学储能的经济性分析[J]. *浙江电力*, 2019, 38(5): 50-54.
SHEN Hanming, YU Xiahuan. Economic analysis of distributed electrochemical energy storage on the user-side[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2019, 38(5): 50-54(in Chinese).
- [41] 曹敏, 徐杰彦, 巨健, 等. 用户侧储能设备参与电网辅助服务的技术经济性分析[J]. *电力需求侧管理*, 2019, 21(1): 52-55.
CAO Min, XU Jieyan, JU Jian, et al. Technical and economic analysis of user side energy storage equipment participating in power grid ancillary services[J]. *Power Demand Side Management*, 2019, 21(1): 52-55(in Chinese).
- [42] 余苏敏, 苏浩, 方陈, 等. 用户侧储能效益分析与经济运行研究综述[J]. *电力需求侧管理*, 2021, 23(3): 2-7.
YU Sumin, SU Hao, FANG Chen, et al. Overview on the benefit analysis and economic operation of user side energy storage[J]. *Power Demand Side Management*, 2021, 23(3): 2-7(in Chinese).
- [43] 时智勇, 王彩霞, 胡静. 独立新型储能电站价格形成机制及成本疏导优化方法[J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(12): 4067-4076.
SHI Zhiyong, WANG Caixia, HU Jing. A price formation mechanism and cost diversion optimization method for designing an independently new energy-storing power station[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(12): 4067-4076(in Chinese).
- [44] 中国电力企业联合会, 国家电化学储能电站安全监测信息平台. 2022年度电化学储能电站行业统计数据[R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2023.
- [45] 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.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Participation mechanism of energy storage in electricity market: status quo and prospect[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 14-28(in Chinese).
- [46] 张忠, 刘玥, 石智豪. 储能的竞价策略及电力市场出清方法研究[J]. *电网技术*, 2023, 47(11): 4555-4563.
ZHANG Zhong, LIU Yue, SHI Zhihao. Bidding strategy of energy storage and corresponding market clearing methods[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(11): 4555-4563(in Chinese).

- [47] 李建林, 崔宜琳, 王力. 储能学科建设探索及相关建议[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(9): 3674-3682.
LI Jianlin, CUI Yilin, WANG Li. Exploration and suggestions on the construction of energy storage discipline[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(9): 3674-3682(in Chinese).
- [48] 刘硕, 于松泰, 孙田, 等. 面向高比例可再生能源电力系统的容量补偿机制研究[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1780-1789.
LIU Shuo, YU Songtai, SUN Tian, et al. Capacity compensation mechanism for highly-proportional renewable energy power systems [J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1780-1789(in Chinese).
- [49] 王一, 朱涛, 张玉欣, 等. 适应中国电力现货市场发展的容量补偿机制初探[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 52-61.
WANG Yi, ZHU Tao, ZHANG Yuxin, et al. Preliminary study on capacity compensation mechanism adapted to development of electricity spot market in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 52-61(in Chinese).
- [50] 陈政. 面向新型电力系统的容量补偿机制设计[J]. 中国电力企业管理, 2022(10): 46-49.
- [51] 刘润泽, 荆朝霞, 黄宁馨, 等. 保障发电容量充裕度的可靠性期权机制综述及启示[J]. 广东电力, 2021, 34(8): 1-11.
LIU Runze, JING Zhaoxia, HUANG Ningxin, et al. Review and enlightenment of reliability option mechanism for ensuring power generation adequacy[J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(8): 1-11(in Chinese).
- [52] 鲁明芳, 李咸善, 李飞, 等. 基于双层博弈优化的光伏电站集群

储能租赁配置策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5887-5898.
LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Strategy of energy storage leasing configuration of photovoltaic power station cluster based on Bi-level game optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5887-5898(in Chinese).



胡江溢

在线出版日期: 2023-12-01。

收稿日期: 2023-08-31。

作者简介:

胡江溢(1968), 男, 博士, 高级工程师(研究员级), 研究方向为电力需求侧管理、电力市场营销, E-mail: hujiangyi@sgepri.sgcc.com.cn;

杨高峰(1981), 男, 硕士, 研究方向为电力系统规划、电力需求分析, E-mail: yanggaofeng@163.com;

宋兆欧(1988), 男, 通信作者, 硕士, 研究方向为电力系统继电保护, E-mail: kevin927@qq.com;

康重庆(1969), 男, 教授, 博士生导师, IEEE Fellow, 研究方向为电力系统规划、负荷预测、低碳电力技术、电力经济, E-mail: cqkang@tsinghua.edu.cn。

(责任编辑 徐梅)