



中国科学院深圳先进技术研究院
SHENZHEN INSTITUTES OF ADVANCED TECHNOLOGY
CHINESE ACADEMY OF SCIENCES

中国工程院-云南省政府战略研究与咨询项目

云南新型储能技术应用与产业发展 战略研究

课题三 新型储能参与云南电力市场机制研究 与政策建议

简版报告

课题负责人：成会明、冯威
中国科学院深圳先进技术研究院
2025 年 11 月

目 录

摘要.....	4
第一章 国内外新型储能发展分析.....	6
一、新型储能基本概述.....	6
(一) 新型储能技术与应用场景	6
(二) 全球及我国新型储能发展态势	8
二、国内储能政策与市场机制探索	9
(一) 国家与地方政策协同推动储能市场化发展	9
(二) 电力市场建设加速释放储能价值.....	10
(三) 国内典型地区储能盈利模式	16
(四) 小结	19
三、国际储能市场发展经验	21
(一) 美国：多市场叠加获益，政策驱动储能快速发展	21
(二) 欧洲：高电价与高可再生比例推动储能广泛应用	23
(三) 澳大利亚：现货电价波动推动储能调节价值释放	27
(四) 小结	28
第二章 云南电力市场与新型储能发展概述.....	30
一、云南资源禀赋与系统运行特征	30
二、云南电力市场发展概况	32
三、云南新型储能政策与发展情况	35

四 、本章小节.....	38
第三章 云南新型储能经济性评估.....	40
一 、储能成本效益分析模型.....	40
(一) 成本构成分析	40
(二) 收益来源分析	41
(三) 经济性评价指标	43
二 、电源侧新型储能经济性评价	44
(一) 投资收益计算分析	44
(二) 组合情景分析	47
三 、电网侧新型储能经济性评价	49
(一) 投资收益计算分析	49
(二) 组合情景分析	51
四 、用户侧新型储能经济性评价	54
(一) 投资收益计算分析	54
五 、小结.....	55
第四章 云南新型储能市场机制完善建议.....	59
一 、面临的主要问题和挑战.....	59
二 、行业政策与市场机制建议.....	60

摘要

在“碳达峰、碳中和”目标引领下，新型储能已成为构建高比例可再生能源电力系统的关键支撑技术，近年来在政策推动与产业进步带动下，新型储能进入规模化发展阶段，作为“超级充电宝”在低谷吸纳、峰时释放方面的系统价值加速显现。

促进新能源高效利用，保障电网安全稳定运行。云南作为全国绿色能源资源最为富集的省份，水风光资源禀赋优越，清洁能源占比高，但其电源调节能力不足、电价机制套利空间有限、电力供需季节性差异显著等系统特征，亟需新型储能深度参与电力市场运营，助力实现能源系统灵活性提升与高耗能产业绿色转型。云南省陆续出台了就支持新型储能发展的专项规划，随着国家层面加快电力现货与统一电力市场建设，制度环境不断完善，为云南储能多元化参与提供了规则与价格基础。

本课题聚焦“新型储能参与云南电力市场”，围绕云南高渗透新能源场景，系统梳理新型储能在源、网、荷三侧的主要应用场景与功能定位，明确其在电能量市场、辅助服务市场，容量市场等不同电力市场产品下的多元价值。重点研究适应云南特点的“一体多用、分时复用”储能交易机制和运营模式，提出构建支持共享储能、虚拟电厂等新型市场主体的政策与制度保障体系。在经济性方面，基于储能系统全生命周期成本理论，结合不同储能技术，构建场景化测算模型。

结果表明，当前云南新型储能盈利存在高度依赖容量租赁和调峰补偿，市场收益渠道有限、价差信号不足及多市场协同

机制缺失等问题。电源侧储能主要用于减少弃电和降低调节容量费用，经济性对政策延续性依赖较强；电网侧独立共享储能具有多元收益通道，是当前投资回报最优的市场主体；用户侧工商业储能在分时电价和需求响应机制支撑下具备中长期稳定收益。不同储能技术经济性差异显著。磷酸铁锂储能依托成本低、效率高和响应快的优势，适合高频次调节及现货、辅助服务市场参与；全钒液流储能放电时长长、生命周期长，更适用于长时调峰和容量补偿机制；压缩空气储能具备大规模支撑与系统安全价值，应纳入系统性调峰与容量规划。综合比较表明，磷酸铁锂储能>全钒液流储能>压缩空气储能的经济性排序明确，三类技术应形成“短时市场化、长时政策化”的互补格局。

报告提出以下建议：一是健全市场制度体系，明确储能市场主体地位，完善市场准入、调度调用与价格形成机制，构建公平透明的市场环境；二是深化电力市场建设，推动现货市场与辅助服务市场协同运行，探索“容量+电量+辅助服务”复合收益模式，提升储能经济性；三是完善激励政策体系，健全分时电价、容量补偿与辅助服务价格机制，形成反映储能多元价值的价格信号，为可持续发展提供制度保障；四是构建多市场协同生态，发展共享储能与虚拟电厂等聚合模式，支持储能在多场景下“一体多用、分时复用”，实现资源高效配置。

本研究为云南新型储能系统性融入电力市场提供了机制设计与政策建议支撑，对于推动全省绿色能源体系构建与高耗能产业绿色转型具有重要现实意义。

第一章 国内外新型储能发展分析

一、新型储能基本概述

(一) 新型储能技术与应用场景

新型储能除抽水蓄能外以能量存储、转换并释放电力为主要形式，并对外提供服务的储能技术，¹具有建设周期短、布局灵活、响应速度快等优势，可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，是构建新型电力系统的重要支撑技术。目前，新型储能以电化学储能为主，机械、热储能及氢储能等多种技术并行发展。

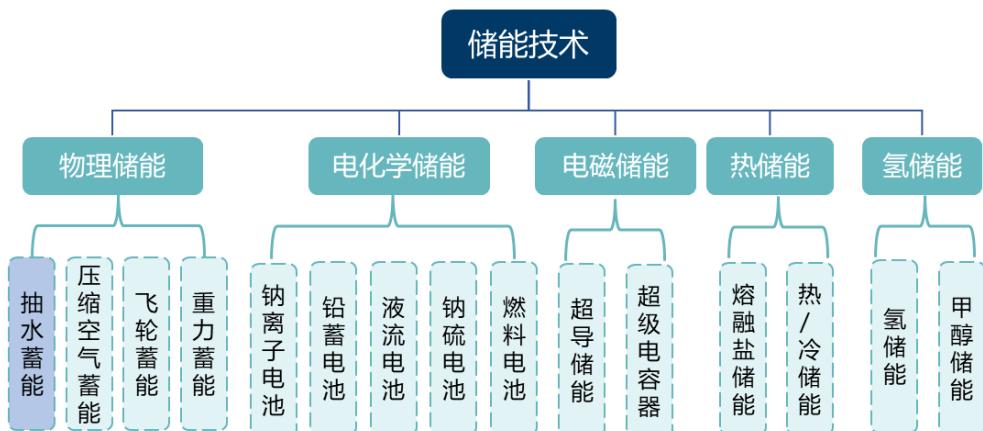


图1 储能技术路线分类

从应用场景看，国内新型储能主要应用于电源侧、电网侧、用户侧。电源侧储能占比 32%，其中 90% 为风光配储。电网侧储能占比达到 51%，几乎为独立储能。随着 136 号文和各地配建储能转独立储能政策的推进，预计 2025 年独立储能新增装机占比将会持续增高。用户侧储能占比 7%，其中工商业是最主

¹国家能源局，《NB/T11194-2023 新能源基地跨省区送电配置新型储能规划技术导则》

要的场景，占其 94%。²工厂配储是最主要的场景，此外园区配储、光储充等场景下的应用也在逐渐增多。³

电源侧以风电、光伏配套储能为主，用于平抑新能源出力波动、提升并网友好性；电网侧以独立储能为主，重点参与调峰、调频等辅助服务，增强电网灵活性与韧性；用户侧以商业储能为核心，通过峰谷价差套利、需量管理及与分布式光伏、充电设施协同运行，降低用能成本并提升供电可靠性。此外，偏远地区微电网、5G 基站、数据中心等新场景应用也在加速拓展，提高分布式能源稳定性，改善用户用电的电能质量，调节负荷需求。

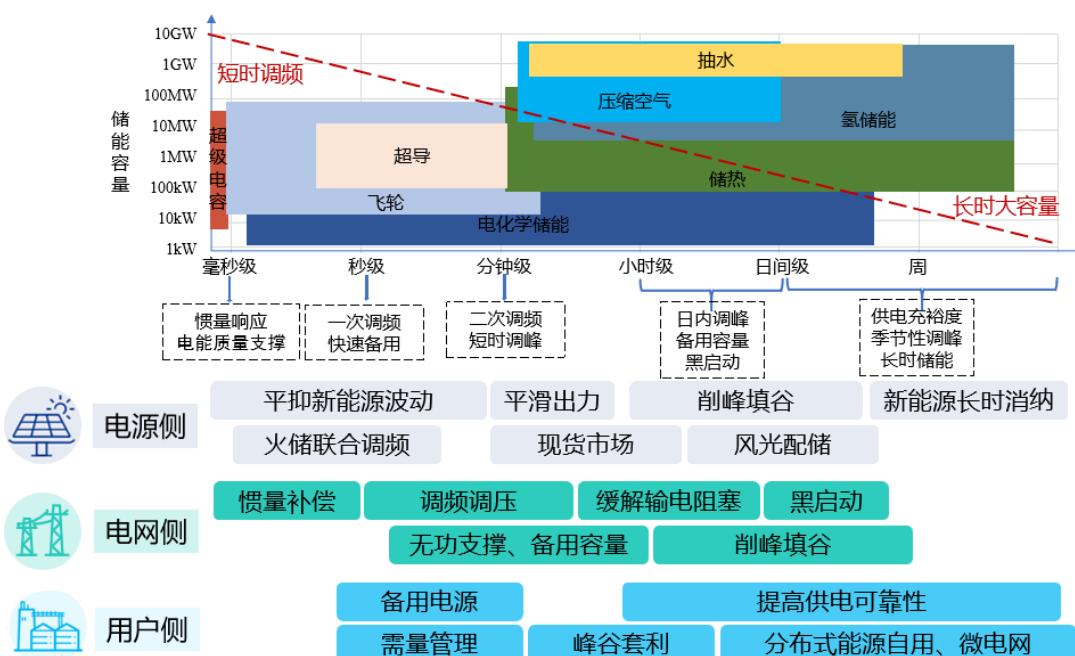


图 2 新型电力市场下不同储能技术应用

²《储能技术与产业最新进展与展望》，CNESA

³《2025 中国新型储能行业发展白皮书机遇与挑战》

(二) 全球及我国新型储能发展态势

全球储能市场持续高速发展，新型储能占比持续提升。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）统计，截至 2024 年全球储能总装机容量达到 372GW，其中抽水蓄能占比 54.3%，同比增长 28.6%，新型储能达到 165.4GW，首次突破百吉瓦，累计装机同比增长 81.1%。区域分布上，中（59.1%）、美（15.9%）、欧（15.1%）合计占比进一步提升至 90%，美国储能推动光伏实现历史性突破，24 年每新增 3GW 光伏便配套新增 1GW 储能。欧洲储能市场 2024 年迎来分水岭，大型储能装机首超户用储能，达到 11GWh，占新增装机 49%。

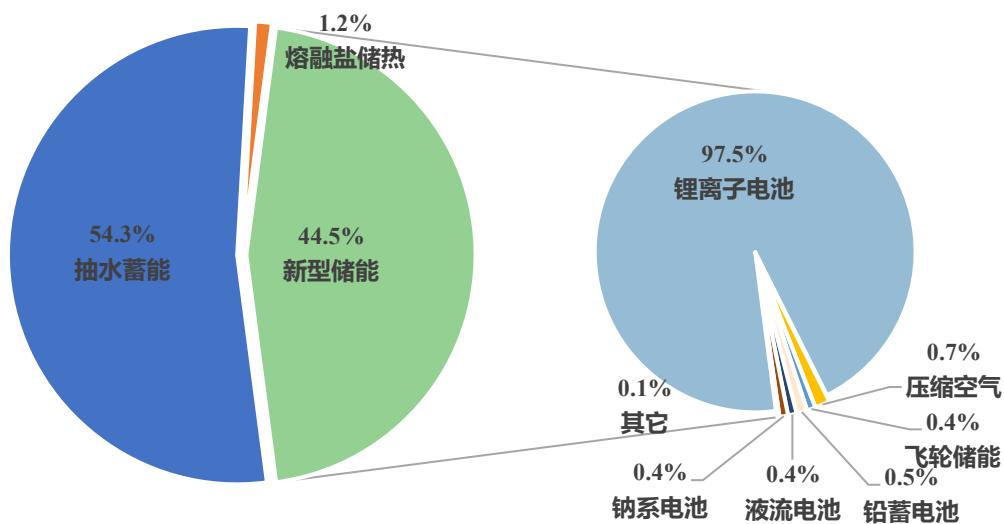


图 3 全球电力储能市场累计装机规模（截至 2024 年底）

数据来源：CNESA

中国新型储能高速发展，储能装机量快速提升。储能装机增速约 123%，调用水平显著提升，可调容量占比超 92%，综合利用小时数达 991 小时。根据 CNESA 最新数据，截至 2024 年，中国电力储能累计装机容量达到 137.9GW，其中新型储能装机

占比为 56.8%，约 78.3GW/184.2GWh，首次在总规模中超过抽水蓄能。新型储能新增装机规模 43.7GW/109.8GWh，同比增长 126.5%/147.5%，占全球市场 59.1%/61.7%。预计 2025 年新型储能装机将突破 100GW，2030 年累计装机规模将超过 200GW，2024-2030 年复合增长率超 30%。

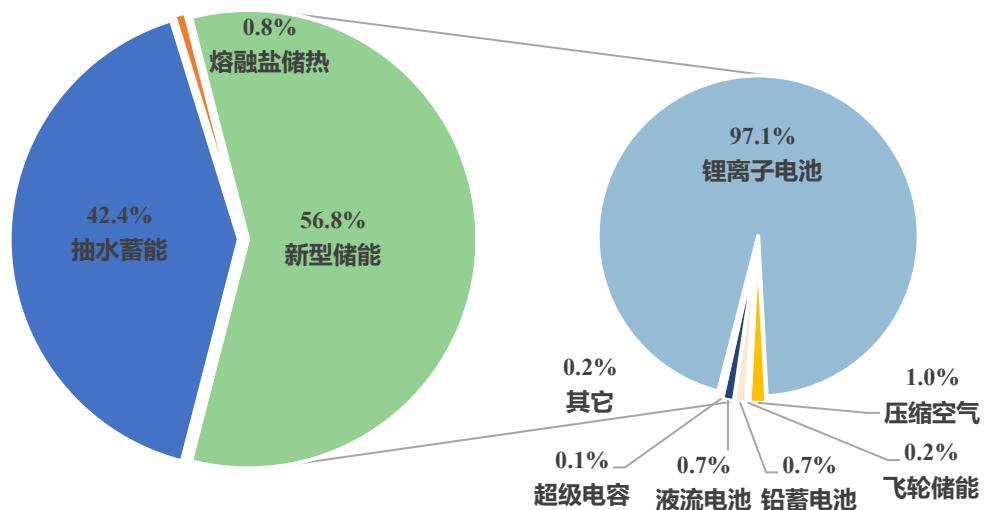


图 4 中国电力储能市场累计装机规模（截至 2024 年底）

数据来源：CNESA

二、国内储能政策与市场机制探索

(一) 国家与地方政策协同推动储能市场化发展

伴随能源转型与新型电力系统建设推进，国家层面持续强化新型储能的系统资源属性，政策导向由前期“鼓励建设、示范应用”逐步转向“明确功能定位、引导市场化参与”。总体上，国家政策已在主体地位、市场准入与调度机制等方面形成较为清晰的制度框架：一方面，明确新型储能可作为独立市场主体参与交易与调度；另一方面，推动其参与中长期、现货与辅助服务等市场，并通过规则完善促进“一体多用、分时复用”，为储

能价值实现提供制度基础。

地方层面在国家政策指引下，结合区域资源条件和市场特点，形成了投资补贴、运营补偿、容量补偿及配储要求并行的支持体系，促进储能能在源、网、荷多场景落地。与此同时，各地支持方式与标准差异较大，部分地区对补贴或行政性安排仍存在较强依赖。2022年6月，国家发展改革委、国家能源局印发了《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》，此后各省市结合实际情况，积极探索并细化适合新型储能参与市场的细则。各地交易规则也陆续出台储能参与电力市场相关政策，山东率先实现独立储能“报量不报价”常态化运行，并于2024年6月转入“报量报价”的常态化运行。同时，随着新疆，贵州，湖南，河北南网等区域陆续出台储能参与电力市场的相关政策，储能进入非现货长周期结算试运行区域也进入了“入市”前的小考。

（二）电力市场建设加速释放储能价值

（1）“136号文”重塑储能市场格局，加速市场化转型

新型储能发展早期，部分地区通过新能源配储等行政性方式形成“需求牵引”，据不完全统计，2020-2024年全国出台新能源配储政策约133项，配储比例约5%-55%、时长1-4小时，其中光伏项目多为10%/2小时；但配储利用水平普遍偏低，部分项目存在“建而不用”等现象，相关统计显示用户侧、电网侧及新能源强制配储项目平均利用率分别约65%、38%、17%。2025年初，《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源

高质量发展的通知》（即“136号文”）全面实施，标志着强制配储时代的结束，储能行业进入以市场化为主导的新阶段。全国已有30个省（市、自治区）发布承接方案，储能建设模式逐步由政策指引向市场化发展过渡，多元主体可自主抉择是否配储，项目收益主要通过电能量现货、辅助服务及容量补偿实现。在此框架下，各地结合供需与资源禀赋形成差异化电价与容量机制，储能盈利模式呈现区域分化，全国市场格局逐步演化为“南方高价区—西北低价区”。

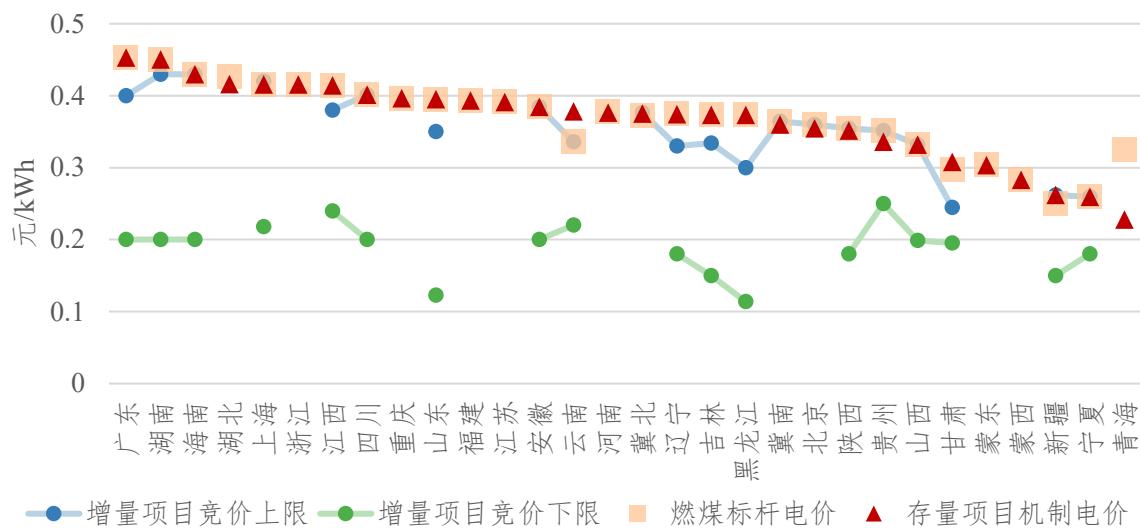


图 5 各省份项目机制电价

来源：政府官网，作者整理绘制

(2) 现货市场建设全面铺开，储能成为关键灵活性资源

随着全国统一电力市场建设加速推进，我国电力现货市场已由试点探索进入常态化运行阶段，覆盖约 83%的电力消费区域，山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江等已实现正式运行，南方区域自 2025 年起进入连续结算试运行，并引入节点边际电价（LMP）机制，跨省跨区现货交易亦已实现实质性突破。2025 年 10 月 13 日，国家电网与南方电网首次完成跨网

区现货交易，标志着我国统一电力市场体系建设迈出实质性步伐。



图 6 全国各地区现货市场的建设进度

注：红色首批试点，绿色第二批试点

根据南方能监局与国家能源局发布的数据，2024-2025年全国各地现货市场平均结算价总体在0.25-0.36元/千瓦时区间波动。冬夏高峰时段可达0.6-0.8元/kWh。独立储能电站年均可实现1~2次日充放循环，部分地区通过放宽价格上下限、引入负电价，显著增强了价格信号的时序和空间波动性，同时现货价格对分时电价和中长期交易的传导作用逐步显现。储能已成为现货市场中的关键灵活性主体和系统稳定支撑力量。全国已有30多个区域为储能开放参与电力市场机制，各省明确独立储能可作为市场主体以“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场，包括允许配建储能经技术改造后转为独立身份参与。价格波动扩大和日内交易活跃度提升显著拓展了其套利空间与系统调节价值，使储能由单纯价差套利主体加快向支撑电力系统实时平衡的关键灵活性资源转变。

(3) 分时电价机制持续完善，价差显著扩大提升储能经济性
峰谷套利基本实现日均1充1放，截至2025年8月，全国

已有 18 个省份峰谷电价差超过 0.7 元/千瓦时，其中负荷中心省份如江苏、广东、山东、山西、浙江、上海等，峰谷价差在 0.8–1.0 元/千瓦时之间，尖峰电价机制已常态化运行，为储能套利提供了广阔空间；而云南、宁夏、甘肃等新能源占比高、供需波动较小的地区，峰谷价差仍在 0.2–0.4 元/千瓦时之间，储能经济性主要依赖辅助服务与容量补偿机制。一般而言，当价差超过 0.6 元/千瓦时，典型工商业储能系统（2 小时储能）可在 5–7 年内收回投资。当前多省工商业储能可实现“两充两放”运行模式，储能利用小时显著提升。总体来看，随着分时电价机制的常态化与尖峰电价的深入实施，储能在用户侧和工商业侧的经济性显著提升。

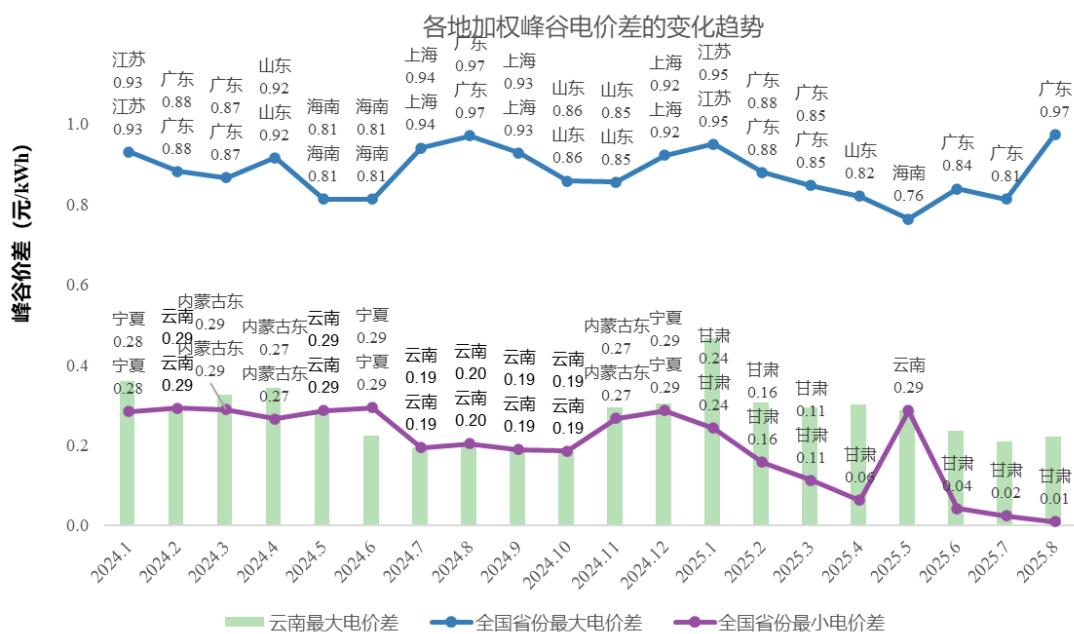


图 7 各地峰谷电价差的变化趋势

注：以大工业 35kV，两部制电价为例，尖峰电价与高峰电价加权得

(4) 辅助服务市场不断完善，储能灵活调节价值得以体现

近年来，国家及各地区持续完善电力辅助服务市场规则，

重点规范调峰、调频和备用等有功平衡型辅助服务的价格形成、费用结算与分摊机制，为新型储能参与系统调节提供了制度保障。截至 2025 年，全国已形成以调峰、调频、备用为核心的多层次辅助服务体系，17 个省建立调峰市场、25 个省建立调频市场、2 个省建立爬坡市场以及 5 个省建立备用市场。⁴国网经营区和南方区域均建立了“省级—区域”两级市场架构，辅助服务市场与现货电能量市场实现衔接，在现货连续运行地区，调峰等功能逐步通过价格信号在现货与分时电价中统筹实现。依托快速响应、双向调节和高精度控制等技术优势，储能在多地以独立主体或“新能源+储能”联合体形式常态化参与调频、调峰和备用交易，并与现货价差和容量补偿形成联动，成为辅助服务市场中最具竞争力的灵活性资源之一。广东推动独立储能参与区域调频、调峰、跨省备用、黑启动市场。山西率先实现辅助服务市场化运行，储能可独立参与一次、二次调频，调频里程补偿单价普遍在 6—15 元/MW，部分电站月度辅助收益占总收益的 70%以上。甘肃、宁夏等地也允许储能独立参与调频或与新能源配建联合参与市场，储能在系统平衡与新能源消纳中的价值显著提升。

（5）容量市场机制稳步构建，储能盈利通道进一步拓展

在电力系统灵活性需求持续提升的背景下，2024 年以来，国家发展改革委在《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》中明确提出加快建立市场化容量补偿机制，各地围绕容量补偿、容量租赁和容量电价等路径积极探索，容

⁴ 《2024 年度中国电力市场发展报告》

量机制已成为支撑储能市场化发展的重要制度方向。总体来看，容量补偿侧重于对储能承担调峰、调频、备用等系统责任进行成本回收，在新能源占比高、调用频繁地区更强调按放电量或有效容量给予补偿，如内蒙古明确 2025 年投产的独立储能按放电量给予 0.35 元/kWh 的容量补偿，连续补偿 10 年，资金由发电侧机组按装机容量分摊。容量租赁则通过新能源项目与独立储能签订长期协议，为储能提供相对稳定的现金流，已成为电网侧和共享储能的重要收入来源，各地出台的容量租赁指导价范围在 150-337 元/kWh·年之间，平均值为 243.5 元/kWh·年，⁵实际中标价格则因地区差异明显。2024 年容量租赁中标价格在 20-212 元/kWh·年。云南、贵州、湖南、山东等省市允许储能装机容量按倍数折算后用于容量租赁，引导长时储能等技术路线发展。在此基础上，部分地区进一步引入容量电价机制，河北省于 2024 年 1 月发布先行试点政策，首次将独立储能容量电价纳入系统运行成本分摊，标准为 100 元/kW·年，2025 年再次明确不足部分予以追补。今年，在 136 号文背景下，甘肃、宁夏先后发布新型储能容量电价政策，容量电价标准分别为 330 元/kW/年和 165 元/kW/年。甘肃与宁夏机制更注重长时储能能力，容量补偿标准与储能放电时长挂钩，基准时长为 6h，若不足 6h 则按时长打折。

表 1 各地储能容量装机倍数

地区	技术类型	租赁倍数	备注
云南	磷酸铁锂	1.8 倍	2025 年起执行，政策最激进

⁵ 《2024 年度中国共享储能发展白皮书》，CESA

云南	全钒液流/压缩空气	3 倍	全国最高倍数
贵州	示范项目	1.4 倍	仅限示范项目
湖南	独立储能	1.5 倍或 1.3 倍	视项目类型而定
山东·济宁	长时储能	1.2 倍	地市级政策
山东（全省）	独立储能	2 倍（容 量补偿）	示范项目按标准 2 倍执行， 体现“倍率”激励

（6）虚拟电厂与需求响应探索推进，储能聚合参与趋势增强

在分布式储能和工商业储能快速发展的背景下，虚拟电厂（VPP）成为储能聚合参与市场的重要方式。各地需求响应机制持续推进，储能可直接参与削峰填谷和应急调节，浙江、江苏、河北、湖北等地已允许虚拟电厂聚合储能、光伏及可调负荷参与调频、调峰及需求响应交易，实现分布式灵活资源的市场化配置。湖北“暨济虚拟电厂”、浙江宁波虚拟电厂等案例显示，通过聚合储能资源参与调频辅助服务，企业可降低约 5%—8% 的综合用电成本。虚拟电厂的推广为储能提供了聚合增值的新模式，但在计量标准、收益分配和数据安全方面仍需完善配套机制。

（三）国内典型地区储能盈利模式

随着全国电力现货市场和辅助服务体系加快建设，储能商业模式正由政策驱动向市场驱动转变，盈利结构从单一的峰谷价差套利，逐步演进为“现货交易+辅助服务+容量收益”的复合模式。不同地区依据能源结构、电力市场成熟度及系统调节需求，形成了差异化的发展路径：华北地区（如山西、河北）以辅助服务与容量补偿为主，构建“容量电价兜底+调频增益”型模式；华东与华南地区（如山东、广东）以现货交易与工商业价

差套利为核心，发展“现货套利+容量租赁”型模式；西北地区（如甘肃、宁夏）则通过建立容量电价和调峰市场机制，形成“容量补偿+调频服务”型收益结构。

（1）山西：现货市场+辅助服务

山西省是我国储能市场化改革最早、机制最完善的地区之一，在新能源装机占比超过 40%、电网频率波动频繁的背景下，通过储能快速响应显著提升系统调节灵活性，实现了储能市场化与系统需求的精准耦合。作为全国首个实现辅助服务市场化运行的省份，山西率先打通了储能参与一次调频、二次调频和备用等多品种市场的通道，根据调频里程与性能系数获得补偿，一次调频补偿按 6 元/MW·h 核算，二次调频报价区间 5—15 元/MW，部分电站月度辅助收益可占总收益的 70%以上。独立储能电站可通过“报量报价”或“报量不报价”方式参与电力现货市场。2025 年初出台的《煤电容量电价机制》进一步允许独立储能通过容量租赁获得 100 元/kW·年的基础收益，形成了“容量电价兜底、辅助服务增益、现货套利弹性”的三层收益结构。

（2）广东：现货市场+调频辅助服务

广东是全国电力市场化程度最高的地区之一，新型储能已深度嵌入现货、电力辅助服务及容量补偿市场。独立储能可通过“报量报价”参与现货交易，市场价格波动明显，日均等效循环次数可达 2—3 次。调频市场采用“市场化出清+分时限价”机制，储能可独立参与一次和二次调频交易，调频里程补偿约 10—14 元/MW，2024 年 7 月，4 座独立储能电站获得的调频补偿合计超过 2600 万元，成为储能项目主要盈利来源。在工商业用

户侧，广东峰谷电价差高达 1.0—1.3 元/千瓦时，储能通过“削峰填谷”实现电费节约和峰谷套利，成为工商业储能的重要盈利场景。广东形成以调频收益为主、现货价差为辅的复合盈利结构，代表南方高电价区域的典型模式。

（3）山东：现货市场+容量补偿+租赁收益

山东已建立较为完整的储能市场化收益体系，2025 年全省独立储能装机超过 288 万千瓦，成为全国储能市场化运营重要样本。先后建立独立储能、新能源与其配建储能联合体参与现货市场的交易机制，山东储能以“报量报价”方式参与现货，独立储能可自主选择参与调频或电能量市场。2024 年全省独立储能项目电能量交易收益普遍在 0.25—0.35 元/千瓦时之间，典型项目（100MW/200MWh）年价差收益约 2000 万元，冬季峰谷价差最高可达 0.8 元/千瓦时，套利空间显著。同时，山东率先实施独立储能容量补偿机制，容量补偿电价为 0.0705 元/千瓦时，部分示范项目容量补偿约占项目收益 30%。在容量租赁模式方面，山东实行“统一登记、市场撮合”，租赁价格约 200 元/kW·年，成为最主要的稳定收入来源。总体形成“租赁托底、补偿兜底、现货增值”的盈利结构。

（4）甘肃：现货市场+容量补偿+调频辅助服务

甘肃是全国首个开放调峰容量市场并建立储能容量电价机制的地区，容量电价标准 330 元/kW·年，执行期两年。同时，在现货市场方面，独立储能以自调度模式、配建储能与新能源一体化参与现货市场，按照“后充先放”原则记录充放电成本与收益。在辅助服务机制上，独立储能和共享储能将参与调频市场竞争。

以独立身份，参与调频市场交易获取里程补偿收益，独立储能与火电、水电同台竞争调频里程补偿。2024年共有10家储能电站参与调频辅助服务市场，累计贡献调频里程1961万兆瓦，补偿费用约1.78亿元。典型100MW/200MWh项目年综合收益约5000—6000万元，投资成本降至1—1.2元/Wh，静态投资回收期约3—4年。形成“容量兜底、服务增值、现货补充”的西北地区代表性模式。

(四) 小结

在国家“双碳”战略与电力市场化改革的共同推动下，新型储能正由系统辅助资源转变为市场化核心调节主体。目前，储能参与电力市场的机制体系已基本成型，覆盖现货交易、辅助服务、容量补偿与虚拟电厂等多层环节，初步形成“市场驱动、收益多元、区域差异化”的发展格局。尽管各地储能市场化改革取得显著进展，但仍面临若干共性问题：一是价格机制不完善，部分省份现货价差受限、辅助服务补偿标准缺乏透明度；二是市场边界不清晰，储能在现货、辅助服务和容量市场间存在重复计费与收益叠加争议；三是结算与考核机制差异大，不同市场运行周期不一致，储能收益核算复杂；四是部分地区调频、调峰品种单一，未充分体现储能惯量支撑、无功调节等方面的系统价值。总体来看，国内储能市场体系已初步建立，但多市场联动机制仍需进一步优化，以实现储能收益的全链条、可持续释放。

地区	现货市场		辅助服务市场								容量机制			VPP
			调峰	备用	一次调频	AGC	转动惯量	爬坡	黑启动	VAR	AVC	容量补偿	容量租赁	容量电价
南网区域	蒙西	报量报价,约0.1-1.5元 /kWh “报量报价”或“报量不报价”, -0.2-1.2元/kWh				2-12元/MW						0.35元/kWh·10年		
	广西	0.4207元/kWh			下限0.396元 /kWh							30元/kW·月	160-230元/kWh	
	云南	0-1.032元/kWh	335.8元/MWh			3-8元/MW						220元/kW·年 ±10%、1.8-3倍		
	贵州	“报量不报价” -0.006-1元/kWh “报量不报价”或“报量报价” -0.0570-1.26元/kWh				3.5-15元/MW		30元/ (MW·日)				150-200元/kWh·年 1.4倍		
	海南	深度调峰补偿	跨省备用			3.5-15元/MW						0.14元/kWh		
	广东	报量报价或报量不报价 -0.05-1.8元/kWh	约0.792元/kW 25 - 75 元 / MW · h			上限15元/MW						100/kW·年	150-200 /kW·年 5-10 年	
华北区域	河北	“报量报价” 申报上下限0-1.2元/kWh	价格市场化形成			上限15元/MW							200-400 /kW·年 ≤15年	100 /kW·年
	山西	“报量报价” 或 “报量不报价” > 0.6 元 /kWh		最高100 元 /兆瓦	5-10元/MW	5-15元/MW								
	山东	报量报价,下限为-0.2元/kWh			100元/兆瓦	上限6元/MW	72元/MW	上/下爬坡	30-1000万元/次			60元/kW·年 5 年	300元/kW·年 10 年	
东北区域	蒙东	“报量不报价” 或 “自调度”,申报0-1元/kWh				上限为15元/MW							5-10年	
	吉林	报量不报价,出清0.04-1.0元/kWh	上限300 元 /MW·日			上限为15元/MW								330 元/kW·年,
	黑龙江	“报量报价” 或 “报量不报价”	0.3247元/kWh											
	辽宁	“报量报价” 或 “报量不报价”,申报0.04-0.8元/kWh	0.2595元/kWh											160/kW·年
西北区域	陕西	“报量不报价”	上限0.262元/kWh	上限0.01元/kWh		上限15元/MW						0.128元/kWh 逐年递减		
	甘肃	“报量报价”, 申报0-1.5元/kWh	0.3元/kWh			上限15元/MW		1000元/MW		15元/MWh			约150-200元/kWh/年	
	青海		0.32-1元/kWh	旋转备用		容量0-10元/MWh, 里程1-15元/MWh,						200元/kW、180元 /kW、170元/kW, 连续补贴3年		
	宁夏	0-800元/MWh	0.3-0.8元/kWh	15-45元/MW · h	8-18元/MW	里程上限6元/MW, 容量0.8元/kWh						电量补偿 0.2元/kWh		
	新疆	“报量报价” 上限1.2元/kWh				0.1-12元/MW								备用容量补 偿:1-4元 /kW·月
华东区域	江苏		0.16元/kWh	旋转备用补偿 10元/MWh	600元/MW时	容量120-360元 /MW·月, 里程补 偿3元/MW			2000元/MW·次	15元/MWh	0.5元/MWh			
	浙江	“报量不报价”	0.45元/kWh		200-1000 /MWh	3-15元/MW		15-35元/MW	100 万元/台, 10 万 元/月·台	50/MVarh	0.1元/MWh		400 - 480 元 /kW · 年 10 年	
	安徽	“报量不报价”, 申报0.05-1.2元 /kWh	0.2元/kWh									0.383元/kWh		
	福建	“报量不报价”,申报-0.1-1.2元/kWh				5-15元/MW								
华中区域	上海	“报量报价” ≥1 MW/1h	上限0.2元/kWh			5-15元/MW								
	湖南	“报量报价”, 0-1.5元/kWh				5-15元/MW, 调频 现货二选一								
	河南					0.2元/kWh								
	江西	“报量报价”	0.4元/kWh	126.8元/MWh	200-1000 元 /MWh	上限50元/MWh		40元/MW	100 元/台·次	50/Mvarh	0.1元/MWh		约200-400元/kW·年	
	湖北	“报量不报价” 或 “自调度”,申报0-1元/kWh	补偿上限0.55元 /kWh			上限为15元/MW							5-10年	
	重庆	报量不报价,出清0.04-1.0元/kWh	上限300 元 /MW·日			上限为15元/MW								330 元/kW·年,
	西藏	“报量报价” 或 “报量不报价” 0.3247元/kWh												
四川	“报量报价” 或 “报量不报价”,申报0.04-0.8元/kWh	0.2595元/kWh												160/kW·年

图 8 国内各省份储能参与电力市场机制

来源：政策文件，EESA 数据库，作者整理

三、国际储能市场发展经验

(一) 美国：多市场叠加获益，政策驱动储能快速发展

美国是全球储能市场化程度最高、商业模式最为成熟的国家之一。政策层面，美国通过明确的市场准入规则与长期税收激励，为储能规模化发展奠定了制度基础。联邦能源管理委员会（FERC）发布的第 841 号令，要求各 RTO/ISO 移除储能参与批发市场的制度性障碍，明确储能可公平参与电能量、辅助服务和容量市场；第 2222 号令进一步允许分布式能源资源（含分布式储能）以聚合体形式进入批发市场，为虚拟电厂（VPP）等模式打开通道。在财政激励方面，《通胀削减法案》（IRA）自 2022 年起将投资税收抵免（ITC）正式扩展至独立储能和户用储能，抵免比例约 30%，显著改善项目经济性。随后，储能被纳入以“清洁电力投资税收抵免（48E）”为代表的技术中性清洁电力激励体系，并在 2025 年通过“大而美”税收和支出法案将 ITC 延续至 2036 年，增强了中长期投资确定性。

表 2《2022 年通胀削减法案》前后美国 ITC 补贴变化

时间	原政策：配储			新政策：配储+独储		
	工商业	户用 (≥3kWh)	工商业 (≥1MWac) 不符合附加条款	工商业 (≥1MWac) 符合附加条款	工商业 (<1MWac)	户用 (≥3kWh)
2020-2021	26%	26%	26%	26%	26%	26%
2022	26%	26%	6%	30%	30%	30%
2023	22%	22%	6%	30%	30%	30%
2024-2032	10%	0%	6%	30%	30%	30%
2033	0%	0%	4.5%	22.5%	22.5%	26%
2034	0%	0%	3%	15%	15%	22%

在市场收益结构上，储能运营主体通常在电能量市场进行价差套利，同时叠加调频、备用、爬坡等辅助服务收益，并在具备容量市场或资源充足性（RA）合同机制的区域获取相对稳定的容量收入。由于存在多个区域输电组织/独立系统运营商，各市场规则差异巨大，储能收益组合呈现明显的区域化特征。除此之外美国的储能商业模式还包括电力采购协议（PPA）模式、虚拟电厂（VPP）模式、租赁模式、共享储能模式。

1) 容量市场是储能稳定收入的来源，在设有容量机制的区域（如 PJM、ISO-NE、NYISO），储能在满足有效容量与持续放电等要求后，可通过容量拍卖获得中长期稳定收入。容量收益在整体收益结构中起到“托底”作用，并与辅助服务和现货交易形成互补。容量服务价格呈现一定周期性，2022 年 PJM 拍卖出现历史低价 34.13 美元/MW/天。⁶在不设传统容量市场的区域（如 CAISO），系统可靠性主要通过资源充足性（RA）机制保障，储能可通过签订中长期 RA 合约获得类似容量电价的稳定现金流。

2) 调频辅助服务是美国储能价值释放的关键领域。锂电储能凭借毫秒级响应能力，在调频、备用及快速爬坡类服务中具备明显优势。在 CAISO 和 ERCOT 等市场，辅助服务已由补充性收入逐步演变为重要收益来源，CAISO 在 2022 年高温条件下辅助服务价格显著上涨，上调频价格为 24.7 美元/MW，下调频 11.9 美元/MW，非旋转价格 10.1 美元/MW，旋转价格 13.4 美元/MW。在 ERCOT 等高度市场化、价格波动显著但不设容量机制的市场中，辅助服务收入占储能总体收益超 50%。

⁶ https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202302281583882347_1.pdf?1677657573000.pdf

3) 能源市场套利是近几年增长最快的储能应用方式，主要依赖实时电价市场，特别在加州 CAISO 与德州 ERCOT 等价格波动大的市场区域，随着调频等辅助服务竞争加剧、价格回落，现货市场价差在部分区域对储能收益的贡献呈上升趋势。CAISO 储能 2021 年新增装机 80% 用于市场套利。

(二) 欧洲：高电价与高可再生比例推动储能广泛应用

2024 年，欧洲可再生能源发电占比已接近 50%。风电、光伏的大规模接入显著抬高了系统灵活性需求，供需错配问题加剧，负电价与尖峰高价并存成为常态。据欧洲电力交易所数据，2024 年德国、英国、法国等国负电价时长同比增幅均超过 60%，负电价“常态化”直接放大了储能在削峰填谷、电价套利与系统平衡中的价值。表前储能为欧洲市场增长主流。在政策层面，欧盟通过《欧洲绿色协议》《能源系统整合战略》《可再生能源指令（RED II）》以及 2023 年《电力市场设计改革方案》，明确提出通过容量机制、辅助服务市场和灵活性资源定价机制，为储能提供可持续回报。与此同时，创新基金、绿色协议基金等财政工具重点支持长时储能与示范项目，政策重心已从“装机激励”转向“能力与价值激励”。欧洲储能市场机制以市场开放、价格信号真实、参与路径多元为显著特征。大多数欧盟国家建立了多层次电力市场结构，包括长期合同市场、日前市场、实时市场及辅助服务市场，允许储能等新兴资源公平参与。

(1) 英国：多市场叠加参与，容量市场提供“底收入”

英国的电力市场基本放开，储能可以同时进入现货批发市场、平衡机制 (BM)、辅助服务市场、容量市场等。批发市场价格波动性大，可进行多市场交易，可提升约 1 倍收益。在容量市场方面，

英国通过 T-4、T-1 等容量拍卖机制，为储能提供最长 15 年的稳定容量收入，是其商业模式中的“压舱石”。由于储能受放电时长限制，属于能量有限型资源，容量价值需进行折算，2 小时储能约获得 22% 容量信用。

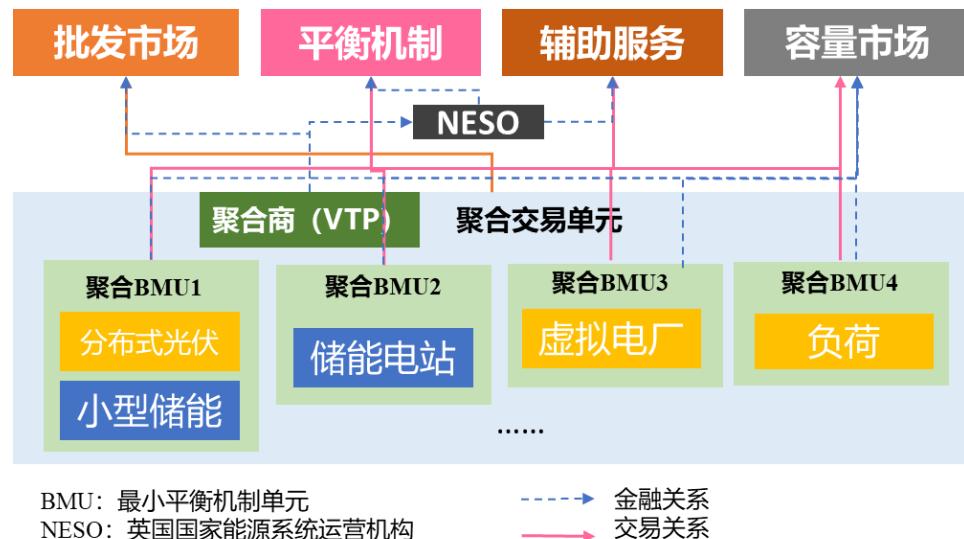


图 9 英国储能参与电力市场方式

英国是欧洲最早引入高频调节与动态服务的市场之一。储能可参与动态频率响应 (DC)、动态调节 (DR)、快速备用等二十余类服务。部分时段，平衡电价可达到数千英镑/MWh，显著放大储能套利空间。英国储能平均年化收入 5.4 万英镑/MW，其中 80% 来源于调频等辅助服务和批发市场套利。同时英国 VPP/VTP 模式成熟，允许小型储能、分布式光伏、可调负荷聚合成交易单元参与。

表 3 英国储能参与电力市场服务品种

种类	服务	种类	服务	种类	服务
	固定频率响应(FFR)- 动态		快速备用		联跳闸
频率响 应服务	固定频率响应(FFR)- 静态	备用 服务	慢速备用	系统安 全服务	黑启动
	静态低频(LFS)		短暂备用		最大发 电量

动态低-高频(DLH)	短期运行备用	容量市	Y-4 年招标
动态遏制(DC)	需求增加	场	Y-1 年招标
动态调节(DR)	超级最小输出功 率		次日小时 级
动态稳定(DM)	平衡装置启动服 务	批发市 场	次日半小 时
无功功 率	强制性无功功率服 务(ORPS)	替代性备用服务	实时市场

资料来源：《国内外新型储能相关政策及商业模式分析》鲁跃峰，郭祚刚，谷裕，徐敏，刘通

(2) 德国：表后储能与平衡机制

在德国储能装机结构中，呈现出明显的“表后主导型”特征。截至 2024 年，德国储能累计装机中，户用储能、大型（表前）储能与工商业储能的容量占比分别约为 84%、12% 和 4%，但随着负电价频发和系统灵活性需求上升，大型储能与工商业储能装机占比正加速提升。

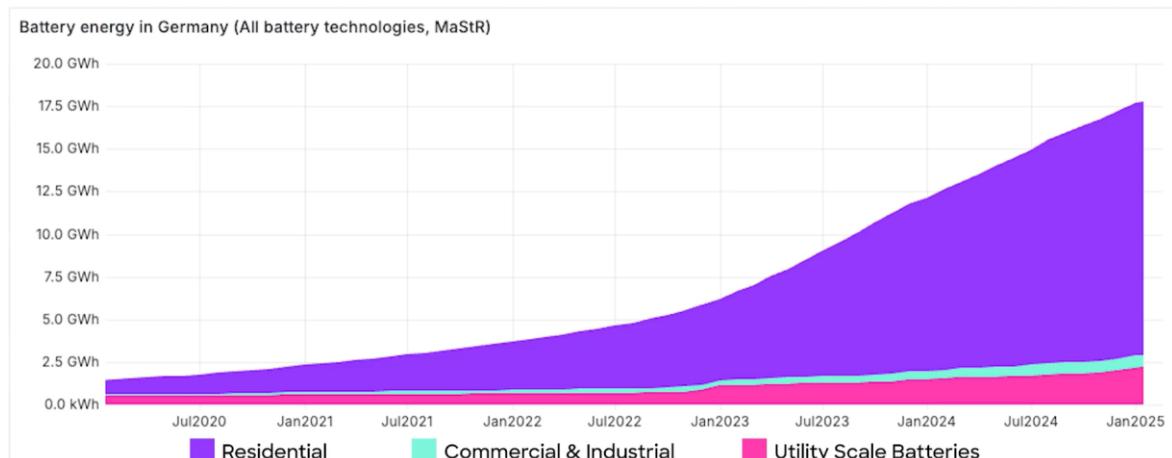


图 10 德国储能装机结构

在政策层面，德国以《可再生能源法案（EEG）》为核心，持续强化储能的系统功能定位。EEG 2023 明确支持“光伏+储能”模式，对居民和中小企业提供最高约 30% 的购置补贴，并通过 KfW 银行提供低息贷款支持工业储能部署。同时，储能被允许参与现货市场和虚拟电厂（VPP）调度，实现峰谷套利与灵活性收益叠加。规划预计，到 2030 年超过 40% 的储能容量将通过 VPP 实

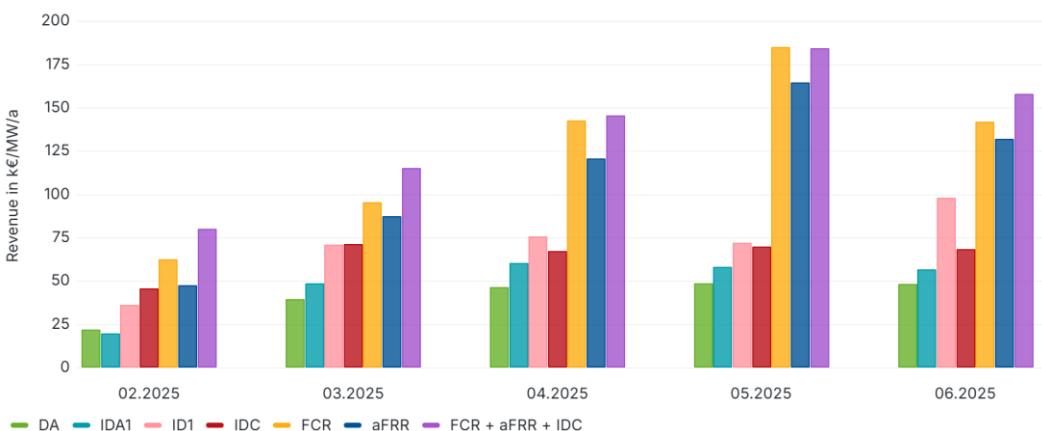
现市场化调度。在此基础上，各联邦州通过投资补贴、专项计划等方式，对大型储能和工商业储能形成补充支持。

表 4 德国储能支持政策

政策层级	政策名称	政策内容
国家政策	可再生能源法案 (EEG)	储能满足条件可减免电网费用；支持绿色氢气和 P2G 技术项目，通过拍卖获得资助
	财政激励与补贴	KfW 银行提供低至 4.75% 的贷款，支持居民和企业投资储能系统
	《2022 年度税法》	购置户用光储系统免除增值税(约 19%)。
	电网运营商规则改革	2025 年起引入基于成本的年度规则，简化电网投资回报机制，推动升级与数字化
	巴伐利亚州储能光伏计划	安装 3kWh 起储能系统，每增加 1kWh 补贴 100 欧元，最高至 30kWh，鼓励光伏+储能普及
地方政策	巴伐利亚州“1 万户计划”	提供供暖与储能系统财政激励，涵盖地热、太阳能热水器等，已惠及 1 万余户家庭
	北威州大型储能支持	对企业建设 100MWh 以上储能项目提供最高 40% 补贴，推动工业用能转型与电网稳定
	下萨克森州补贴计划	提供 7,500 万欧元支持光伏+储能项目，收到近 19,000 份申请，反映高需求

德国构建了“电能量市场+平衡市场”并行的多层级市场体系，储能可作为独立或聚合资源全面参与。电能量市场以平衡单元 (BG) 为结算基础，储能通过日前与日内市场参与电价波动套利，并辅助平衡责任方协调计划与实际用电偏差；平衡市场以平衡服务单元 (RPG) 为主体，储能自 2014 年起即可参与频率控制和备用服务。随着储能规模扩大，系统调频成本较早期已下降约 64%。当前，频率控制市场 (FCR) 仍是储能参与度最高、规则最成熟的辅助服务领域，aFRR (自动频率恢复备用) 和 mFRR (人工频率恢复备用) 市场近年来对储能需求逐步提升，特别是 mFRR 对具备至少 2 小时持续放电能力的储能项目开放，中长期潜力显著。

Annualised Monthly Revenue



来源：Battery Revenue Index (Beta-Version)

(三) 澳大利亚：现货电价波动推动储能调节价值释放

澳大利亚国家电力市场（NEM）是全球市场化程度最高的电力市场之一，不设传统容量市场和中长期能量合约，价格主要由现货与辅助服务市场形成。高比例可再生能源并网叠加5分钟结算机制，使电价波动极为剧烈，负电价与极端高价并存，2024年第四季度负电价时段占比达23.1%，储能可在负价充电、正价放电，实现高频价差套利，管理价格上限（APC）提高至600澳元/MWh。辅助服务（FCAS）是储能最核心的收入来源，长期占总收入80%以上，其中快速频率响应（1-2秒级）市场对电池储能尤为有利。在缺乏容量市场的情况下，部分项目通过长期备用合同（如SIPS）获得稳定现金流。同时通过AEMO注册的VPP平台，支持用户侧储能聚合参与调度，扩大灵活性资源规模。典型项目如Hornsdale Power Reserve（风电+储能），不仅显著降低南澳电网现货电价与FCAS成本，其调频FCAS采购成本降幅高达91%，项目年收入约440万澳元，其中大部分来源于辅助服务。

表5 澳大利亚辅助服务市场品种

FCAS 市场	备注
---------	----

调节	上调频	与传统发电机相比，储能响应更快更精确
	下调频	
应急	6秒向上恢复(R6)	
	60秒向上恢复(R60)	向上恢复从发电厂收取费用
	5分钟向上恢复(R5)	
	6秒向下恢复(L6)	
	60秒向下恢复(L60)	向下恢复从用户收取费用
	5分钟向下恢复(L5)	

(四) 小结

总体来看，国际成熟储能市场的发展并非依赖单一政策或单一交易品种，而是通过多市场协同参与、长期收益机制托底与政策激励相结合，构建起可持续的商业化运行模式。普遍打通了储能参与能量市场套利、辅助服务、容量补偿机制、虚拟电厂（VPP）与系统保障类市场的制度通道，允许储能根据不同时间尺度和不同功能场景下灵活切换角色，实现“价值叠加”。其核心经验在于：以真实价格信号驱动储能参与现货市场和高频辅助服务，通过调频、备用、爬坡等精细化产品充分释放储能快速响应与高精度控制的技术价值；同时，引入容量机制、资源充足性合同或长期备用协议，为储能提供稳定的中长期收益预期，降低投资不确定性。在制度设计上，明确储能作为独立市场主体的准入地位，并通过虚拟电厂和聚合机制推动分布式储能入市，实现系统灵活性资源规模化配置。

表 2-6 国外典型国家储能可参与的市场化交易机制

市场类型	PJM	CAISO	ERCOT	英国	德国	NEM
日前市场	√ (“量-价”阶梯报价)	√	√(金融市场，非强制性参与)	√	√ (日前预出清，结果不参与结算)	√(日前预出清，结果不参与结算)
日内/实时	√	√	√	√(平衡机)	√	√

时市场		制)					
		上调频	下调频	上调频	下调频	动态遏制	FCR(频率遏制)
调频辅助服务	√(统一出清)					动态稳定 动态调节	aFRR (自动恢复) mFRR (手动恢复)
备用辅助服务	旋转 非旋转	旋转 非旋转		响应备用 非旋转备用 应急备用		快速备用 慢速备用 短期运行 备用	调节备用 慢速备用 紧急备用
爬坡辅助服务	×	√		×		×	×
容量机制	√	RA 长期计划		×		×	无全国性容量机制，部分区域激励试点
VPP 机制	√ (SGIP/VPP 聚合)	√	√	√	√	√ (聚合平台与准入机制)	√ (AEMO 注册)

资料来源：FERC、DOE、ENTSO-E、EASE、CRE、AEMO 等

第二章 云南电力市场与新型储能发展概述

一、云南资源禀赋与系统运行特征

全省能源结构以水电为主，风光资源储量丰富，为新型储能的大规模发展提供了坚实的资源基础。截至 2024 年底，全省电力装机容量超过 1.5 亿千瓦，其中清洁能源装机占比超过 90%，可再生能源装机规模位居全国前列。水电装机约 8360 万千瓦，占比超过 55%；新能源装机突破 6000 万千瓦，占统调装机比重约 38%，其中集中式光伏并网规模居全国前列。⁷新能源的快速增长在缓解水电季节性波动的同时，也显著抬升了系统对调峰、调频和快速调节能力的需求，新型储能在电力系统中的支撑作用日益凸显。

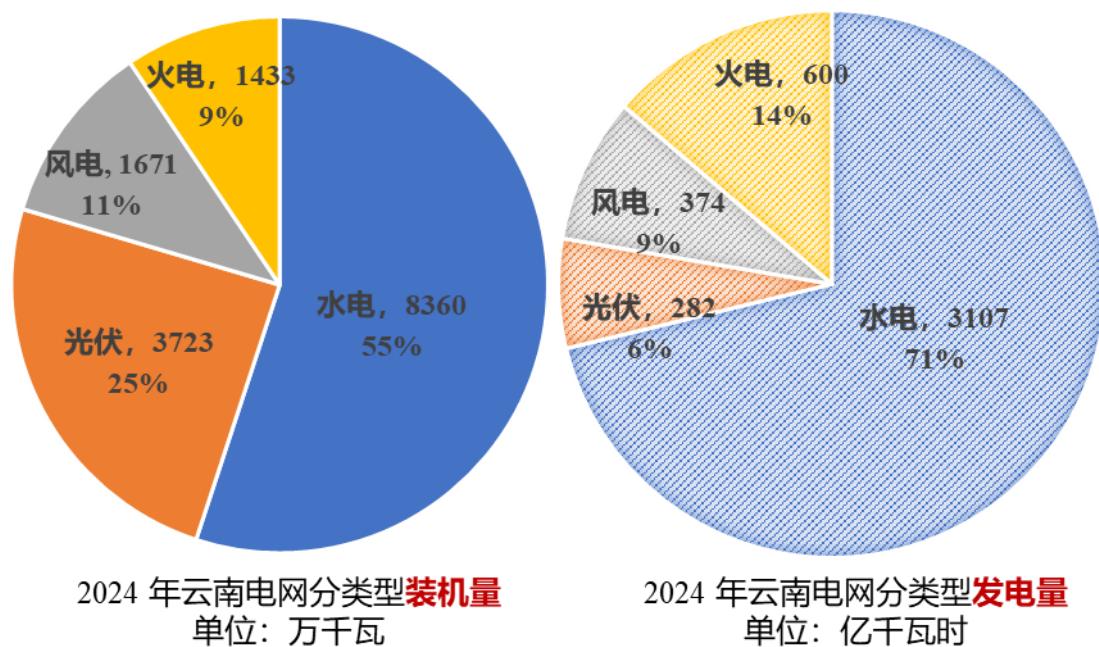


图 11 云南 2024 年电源概况

数据来源：云南省能源局

从运行特性看，云南电力系统呈现出“水电季节性强、负荷工业化程度高、外送规模大”的复合特征。2024 年全省发电量约

⁷我省加快推进绿色能源强省建设——向绿而行动能澎湃,云南省人民政府,https://www.yn.gov.cn/ywdt/ynyw/202412/t20241228_307534.html

4646亿千瓦时，其中水电占比超过七成。叠加新能源出力的随机性和波动性，电力平衡难度持续加大，弃风弃光风险与保供压力并存。2024年，云南全社会用电量2788.33亿千瓦时，其中西电东送占比超76%。2024年枯水期，通过火电增发（发电量同比增长8.8%）和新能源增长（发电量增长77.6%），云南平稳度过电力紧张期。云南工业用电占比显著高于全国平均水平，电解铝、工业硅等高耗能产业集中，用电负荷刚性强、波动幅度大，日内峰谷差普遍在30%—40%。云南已形成“省内环网+外送直流”的主网架结构，但径流式水电占比高、调节窗口短，来水预测精度有限，系统灵活性仍显不足。

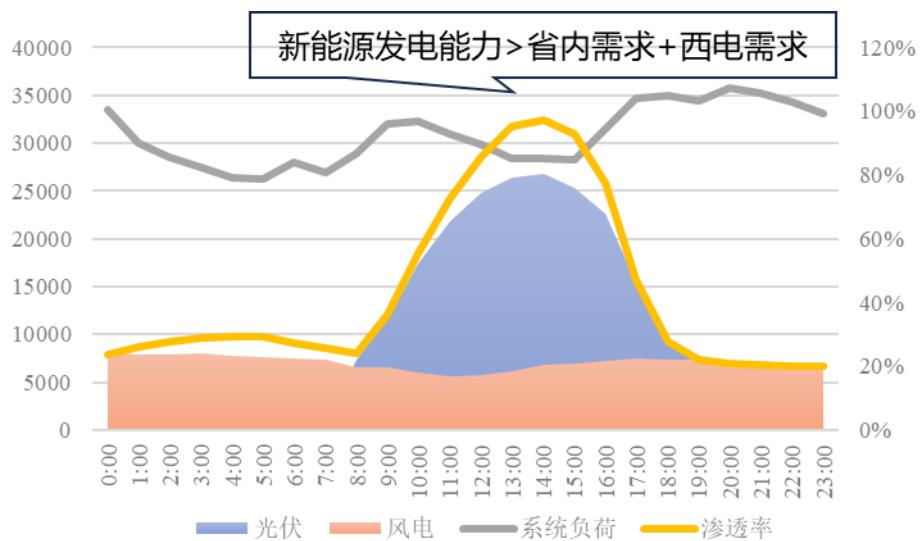


图 12 云南典型日新能源出力与负荷曲线

在传统电源新增空间有限、火电调峰成本偏高的约束下，单纯依赖水火调节已难以长期支撑系统安全稳定运行。云南省虚拟电厂管理中心，于2025年2月27日揭牌成立。实践表明，需求响应和虚拟电厂在一定程度上可缓解局部、短时调节压力，但在响应速度、持续能力和规模化稳定性方面仍难以替代新型储能。新型储能正逐步从“新能源配套设施”演变为支撑云南高比例清洁

能源系统运行的关键调节资源。

二、云南电力市场发展概况

云南电力市场深度嵌入南方区域电力市场体系。南方区域现货市场已于 2025 年转入连续结算试运行，构建了统一出清的中长期、现货和辅助服务市场框架，为跨省资源优化配置和新能源消纳提供了制度基础。是我国推进速度最快、规则体系较为成熟的区域级电力现货市场之一。6 月 28 日，南方区域电力市场正式转入连续结算试运行阶段。云南在区域市场中整体电价水平偏低，但在五省统一的现货交易市场中，即便考虑线损、输配电等费用，具备一定省际价格优势，在新能源大发时段可通过区域现货机制实现外送增量消纳。

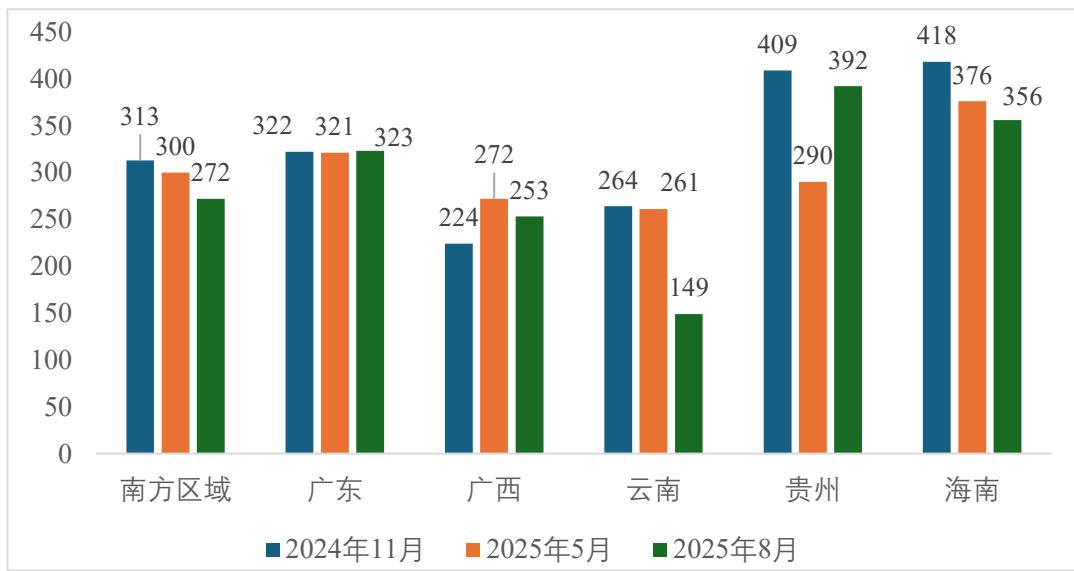


图 13 南方区域日前市场出清价格 (元/MWh)

区域市场运行经验亦表明，储能 在现货与辅助服务市场中的收益并非“天然确定”。《2024 广东电力市场年度报告》显示，2024 年广东现货市场中独立储能充放电电量分别为 5.0 亿千瓦时和 4.4 亿千瓦时，充放电均价分别为 319.1 厘/千瓦时和 313.7 厘/千瓦时；在价差不足且部分高价时段受调度影响的情况下，存在充放

电价格倒挂现象，独立储能盈利空间受到挤压甚至出现亏损。与此同时，南方区域调频辅助服务市场总体运行平稳，2024年年出清均价为11.23元/兆瓦、年调频总里程约1.22亿兆瓦；随着独立储能自2024年2月进入市场，竞争加剧带来“量增价减”，年均出清价格同比下降11.9%、里程同比提升10%以上，反映出辅助服务收益同样存在波动与不确定性。

在省内层面，云南电力市场经过多年探索，已形成“中长期+现货”协同发展的交易体系，结算模式实现从“月清月结”向现货环境下“日清月结”的重要转型。云南省自2025年1月起对峰平谷电价时段进行优化调整，将低谷时段进一步向午间和深夜扩展，更好契合新能源出力特性。支持储能“谷充峰放”及“两充两放”等策略运行。尽管如此，由于云南水电为主的上网电价较低（0.22元/kWh），导致峰谷价差相对全国较小，据统计，云南峰谷价差约0.16~0.41元/千瓦时，其中汛期0.16元、枯平期0.31元、尖峰月份0.41元，广东、江苏等省份峰谷价差超过1.1元/千瓦时。

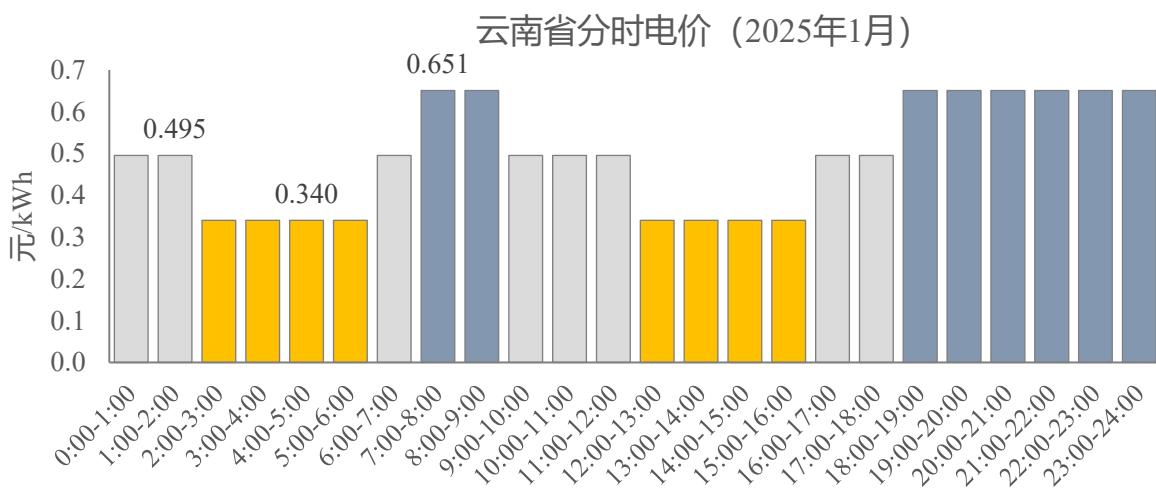


图 14 云南省峰谷平分时电价示意图

现货市场建设方面，云南自2024年起开展分阶段试运行，先

后完成日、周、旬、月等多类型运营试点。现货结算试运行期间，云南依托南方区域现货机制，在新能源大发且省内无法完全消纳时段，通过价格信号实现外送灵活增量，最大日增送广东、广西电量近6000万千瓦时，有效促进新能源消纳。2025年6月1日起，云南正式进入南方区域现货市场长周期结算试运行。截至2025年7月21日，昆明电力交易中心共面向21家新型储能电站。

表7 云南省2024年现货试点时间表

序号	时间	试点时长	类型
1	3月28日-3月31日	4天	日试点
2	6月6日-6月7日	2天	周试点
3	6月24日-6月30日	7天	周试点
4	8月22日-8月31日	10天	旬试点
5	11月1日-11月30日	1月	月试点

2024年11月整月结算试运行期间，省内市场化风电、光伏以“报量报价”方式参与现货出清，申报限价为0-688元/兆瓦时，出清限价为0-1032元/兆瓦时。呈现出典型的“鸭子曲线”特征：午间新能源集中出力、电力供给充裕，价格明显下探；傍晚新能源出力快速回落、系统净负荷抬升，价格快速上行形成峰值。日前与实时市场出清均价分别为255.74元/兆瓦时和257.45元/兆瓦时，⁸整体水平接近，反映出现货价格已较为真实地刻画新能源高渗透条件下的日内供需变化及价格结构。

⁸<https://mp.weixin.qq.com/s/0ktConzpDyPxRiY9aZffSg>

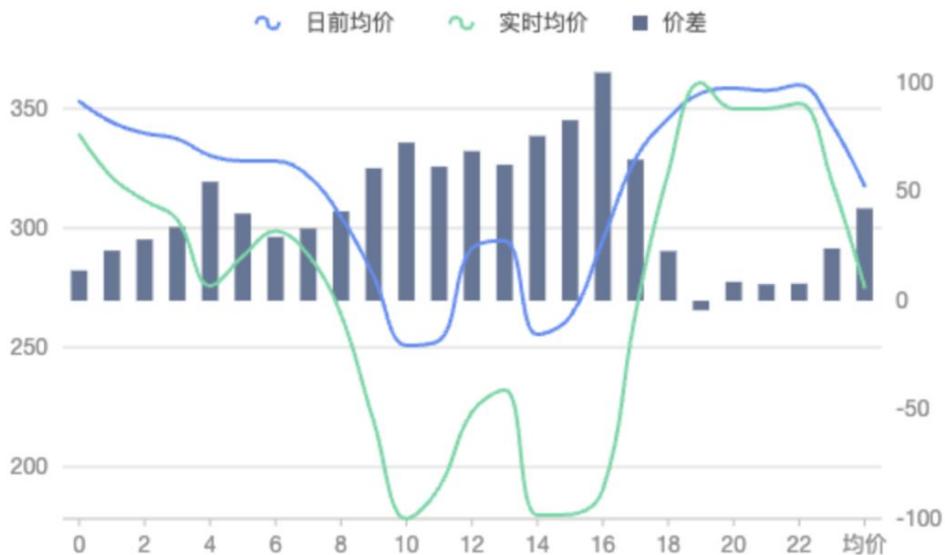


图 15 云南“鸭子曲线”

数据来源：昆明电力交易中心《南方区域云南电力现货市场运行日报》

三、云南新型储能政策与发展情况

云南围绕高比例清洁能源消纳和系统调节需求，已构建起较为完整的新型储能政策体系。以《云南省新型储能发展实施方案（2024—2025 年）》为核心，配套出台调峰、调频、黑启动及需求响应等规则，明确新型储能作为独立调节资源和独立市场主体，统一纳入注册、交易和结算体系，探索形成“新能源+储能”“集中共享储能”“容量激励与市场交易并行”的发展路径。规划提出，到 2025 年新型储能装机规模不低于 200 万千瓦、储能时长 2 小时以上，并通过集中共享储能试点，推动储能由新能源配套设施向系统级调节资源转型。

在政策和服务保障措施持续推动下，云南新型储能建设进入快速增长阶段。截至 2025 年 6 月底，全省投产并网新型储能规模达 498.7 万千瓦，占新能源装机容量约 9%，装机规模跃居南方电网五省区首位，提前超额完成“十四五” 200 万千瓦目标。其中，

集中共享储能项目 24 个，装机 455.5 万千瓦，占比超过九成，成为云南新型储能发展的主体形态。现阶段技术路线以磷酸铁锂为主，结构相对单一。省能源局为考虑集中共享新型储能多元化，短时与长时结合发展，下一步集中共享储能项目鼓励以全钒液流、压缩空气储能等长时储能为主。⁹原则上不再新建磷酸铁锂共享储能项目。但其他储能项目没有限制，如源侧配储、用户侧配储等可继续采用磷酸铁锂技术路线。截至 8 月中旬，全省新型储能累计充电电量 13.48 亿千瓦时，放电电量 11.7 亿千瓦时，日均利用小时数 5.12 小时，新型储能调度情况高于全国平均水平。云南省新型储能新增装机 2025 年上半年居全国首位，主要为电网侧项目。

云南持续实行“10%调节资源配置”要求，允许通过自建储能、租赁共享储能或购买系统调节服务等方式落实。2024 年以来已发布 4 批新能源项目清单，共计 38.07GW，对应调节资源需求约 3.8GW，为储能容量提供了稳定的中长期需求支撑。截至 2025 年 2 月底，新能源配建储能规模为 237.5MW/475MWh，以“一充一放”为主；集中共享储能规模为 400MW/800MWh，主要承担系统调峰任务，运行特征为“两充两放”，日均利用小时显著高于配建储能。但整体看，当前储能容量占新能源装机较小，仍难以完全匹配高比例新能源接入下的系统灵活性需求。

表 8 新能源配建储能电站建设情况

项目（2025 年 2 月）	新能源配建储能	集中共享储能
储能电站数量	16	2
规模（兆瓦/兆瓦时）	237.5/475	400/800
累计充电电量（亿千瓦时）	0.174	0.653

⁹ 云南省能源局，https://nyj.yn.gov.cn/nyj_file/html/lcxx/2025/0715/000003.html

累计放电电量（亿千瓦时）	0.153	0.56
日均等效循环次数	0.79	1.67
日均利用小时数	2.96	6.18

数据来源：中国南方电网

云南省新型储能正逐步形成“容量保障为基础、现货与辅助服务补充、需求响应协同”的多元化市场参与机制。在制度设计上，云南明确储能作为独立市场主体，统一纳入注册、交易与结算体系，允许其平等参与中长期交易、电能量现货市场、调节容量市场及调峰、调频、黑启动等辅助服务。其中，调节容量市场是当前储能收益的核心来源，《云南省新型储能发展实施方案（2024—2025年）》对2025年5月31日前投产项目，磷酸铁锂储能按装机规模的1.8倍、全钒液流储能按3倍提供共享租赁服务，年租赁参考价格为220元/千瓦·年上下浮动30%，并设置未成交容量的兜底补偿机制，并与新能源10%/2h调节要求形成联动。

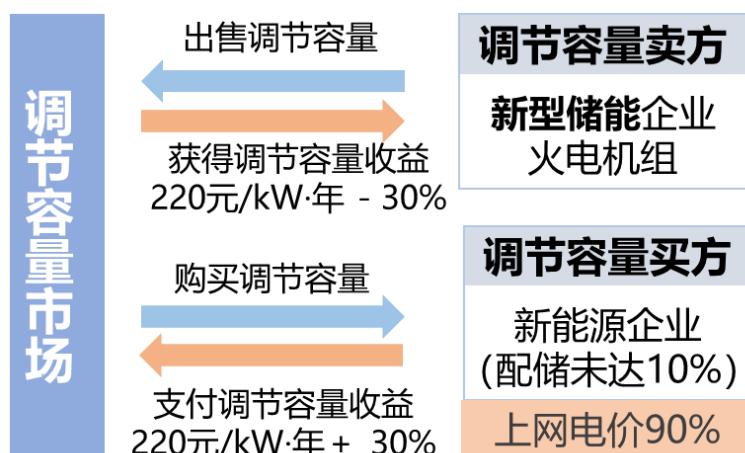


图 16 调节容量机制

电力现货市场已进入连续结算试运行阶段，政策允许储能“充电视同用户、放电视同发电”，通过峰谷价差获取分时电价收益。辅助服务方面，独立储能已明确可参与深度调峰（报价上限为335.8元/MWh）、调频和黑启动等服务。调频按统一边际方

式出清，采用“容量+里程”计费模型，调频里程申报价格设置限值，上、下限设定为8元/MW、3元/MW。AGC调节容量补偿=AGC调节容量×AGC服务时长×调节容量补偿标准（未中标4元/兆瓦时，中标5元/兆瓦时）。但目前暂无储能电站参与提供这两项服务。

市场类型	收益机制		备注
中长期交易	与发电企业/用户签订峰谷电量合约		主要为新能源企业主参与
电能量市场	峰谷套利：放电=发电主体，充电=电力用户 现货市场：报量报价或报量不报价		云南现处于南方区域连续结算试运行
调节容量市场	220元/kW·年±30% 磷酸铁锂1.8倍，全钒液流3倍		新能源配储10%/2h
辅助服务市场	调峰	调峰出清价格上限： 0.3358元/kWh 独立储能优先调用	发电侧主体分摊
	调频	调频里程： 3-8元/MW 容量补偿：5元/MWh，未中标4元/MWh	储能电站实际鲜少提供
	黑启动	独立储能电站可自主参与，挂牌交易，优先	
需求响应		支持 独立储能和电源配套储能 通过 负荷聚合商或虚拟电厂 参与需求响应 0~24元/kWh·次	独立储能免分摊削峰费用

图 17 云南省储能参与电力市场机制

四、本章小节

总体来看，云南拥有丰富的水风光资源和低碳能源结构基础，具备发展新型储能的良好条件。但受制于电源可调性不足、负荷高度集中、电价机制天然价差偏小以及市场机制尚不完善等因素，电力系统调节压力持续加大。新型储能作为支撑高比例可再生能源发展的关键调节资源，有望在电源侧提升新能源利用率，在电网侧增强系统灵活性，在用户侧支撑负荷调控与节能降本，成为云南构建新型电力系统的重要支柱。

储能项目建设积极性不足。尽管云南明确风电、光伏项目按10%比例配置调节资源，但由于配储未纳入并网核准硬性条件，且调节资源选用方式弹性较大，部分新能源开发主体倾向于“低

成本、最小配储”，甚至出现“建而不用”的情况。在新能源建设成本较高、上网电价偏低的背景下，储能配置进一步加重投资压力，导致整体配储规模滞后于新能源装机增长，难以形成规模效应。调节容量市场在一定程度上替代了强制配储要求，但相关政策延续性和电价机制仍存在不确定性，储能利用率和投资回报预期偏弱，市场观望情绪较为明显。

盈利机制不清，投资意愿不足。目前云南储能参与辅助服务市场仍处于试运行阶段，调峰、调频补偿标准虽已明确，但尚未形成稳定、可预期的收益模式，且储能实际参与频次有限，收益波动较大。叠加水电占比高、上网电价整体偏低，峰谷价差相对有限，储能“谷充峰放”套利空间受限，制约了社会资本参与积极性。同时，用户侧电价传导敏感，也在一定程度上压缩了电价机制进一步改革的空间。

容量与调节机制缺位。储能作为系统调节资源，其功能不应局限于短时削峰填谷或平抑新能源波动，还应承担容量保障、系统备用及极端情况下的应急支撑等职责。但目前云南在储能调用机制、价格补偿和中长期调节能力统筹方面仍不完善，辅助服务市场功能尚未充分发挥，独立储能参与边界有待进一步明确，也缺乏面向中长期系统安全的容量电价或跨周期补偿机制，不利于引导储能按系统需求进行合理布局。

第三章 云南新型储能经济性评估

一、储能成本效益分析模型

为系统评估云南新型储能项目的经济性，本文构建覆盖全生命周期的储能成本效益分析模型，综合考虑初始投资、运行维护、充电成本、资金成本、电池更换及残值回收等关键环节。模型针对不同技术路线和应用场景（电源侧、电网侧、用户侧）设定核心参数，用于刻画云南新型储能的典型成本边界与收益结构。云南新型储能成本主要由固定投资成本、运维成本和充电成本构成，收益来源包括峰谷套利、容量租赁及参与辅助服务等。结合云南实际投运项目，当前主要技术路线为磷酸铁锂储能（LFP）、全钒液流电池（VRB）和压缩空气储能（CAES）。

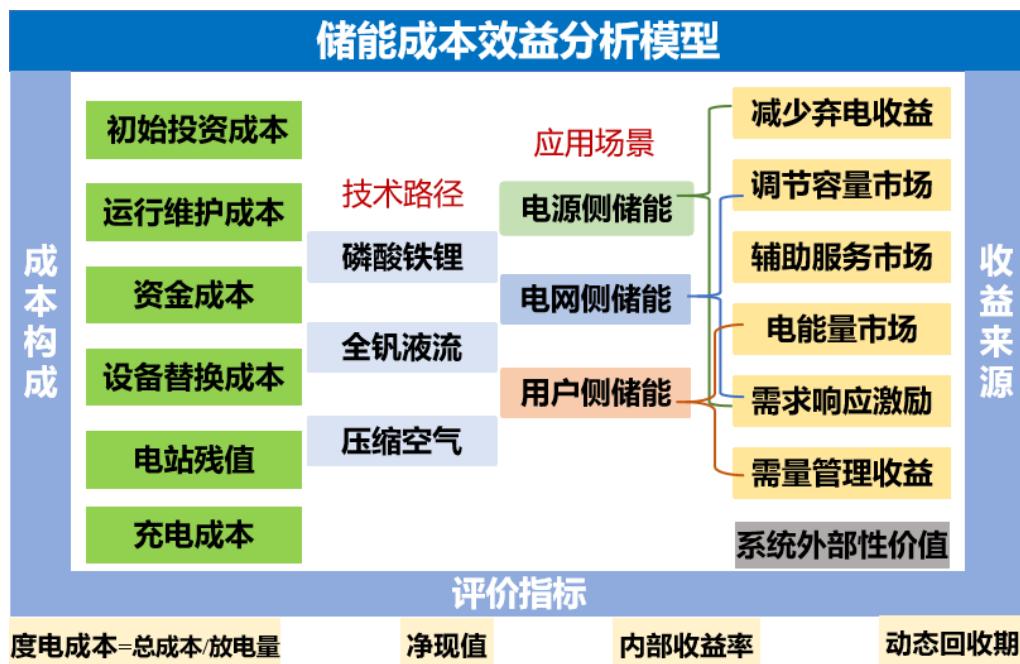


图 18 云南新型储能成本效益分析模型

(一) 成本构成分析

新型储能项目全生命周期成本包括初始投资、运营维护、资金成本、电池更换、系统残值及充电成本等。结合云南储能项目

结构特征，磷酸铁锂储能占比约 89%。参考中关村储能联盟统计及云南已投运项目情况，取磷酸铁锂储能 EPC 中标均价 1.2 元/Wh，全钒液流储能 2.5 元/Wh，压缩空气储能约 1.5 元/Wh。

运维费用按初始投资比例计提，其中磷酸铁锂储能取 3%（用户侧取 1.5%），全钒液流取 1%，压缩空气取 2%。项目资金结构假设为自有资金 30%、贷款 70%，贷款利率 3.6%，期限 10 年，暂不考虑税费影响。锂电池在容量衰减至 85%时进行更换，电芯成本 0.3 元/Wh；项目寿命期按 20 年计，磷酸铁锂残值 3%，全钒液流因电解液可回收，残值取 70%，压缩空气约 5%。综合多种文献以及近期储能项目投资情况，电网侧储能不同技术路线的核心参数设定如下。

表 9 不同储能技术参数设定

参数	磷酸铁锂储能	全钒液流储能	压缩空气储能
装机功率 (MW)	200	100	100
储能容量 (MWh)	400	400	600
储能时长 (h)	2	4	6
初始投资成本	1.2 元/Wh	2.5 元/Wh	1.5 元/Wh
循环次数	6000 次，85%	15000 次，75%	30000 次
循环寿命	20 年	25 年	25 年
充放电深度 D(%)	90%	100%	100%
能量转换效率	92%	70%	60%
残值占比	3%	电解液 70%	5%
运维费率	3%	1%	2%
响应时间	毫秒-秒	百毫秒级	分钟-小时

(二) 收益来源分析

云南新型储能应用以电源侧配储和电网侧独立共享储能为主，用户侧储能仍处于起步阶段，主要集中于工商业领域。不同技术

路线在收益结构和适用场景上存在明显差异：磷酸铁锂储能效率高、响应快，适合峰谷套利与调频服务；全钒液流储能循环寿命长，更适用于容量租赁和长时调峰；压缩空气储能容量大、寿命长，主要承担系统级调峰和应急备用功能。

1. 电能量市场收益：储能通过“低价充电、高价放电”实现时移套利。在现货市场尚未全面运行阶段，主要依托分时电价机制运行。

2. 调节容量市场收益：云南已建立调节容量市场，基准补贴标准为 220 元/kW · 年，价格上下浮动 30%。磷酸铁锂储能按装机容量的 1.8 倍、全钒液流按 3 倍提供共享服务；未成交容量按下浮 30% 的标准获得兜底收益。

3. 辅助服务市场收益：储能可参与调峰、调频、备用及黑启动等辅助服务，其中当前以调峰和调频为主。调峰报价上限为 335.8 元/MWh；调频收益由容量补偿与里程补偿构成，容量补偿标准为 4 - 5 元/MWh，里程补偿为 3 - 8 元/MW。

4. 减少弃电收益：在新能源出力受限时段，储能可利用低成本或零成本电量充电，并在高峰时段放电。按 10% 配储比例测算，可降低弃风弃光率约 3% - 4%。

5. 需求响应收益：储能可作为需求响应资源获取补偿，主要适用于磷酸铁锂储能。

6. 需量管理及系统外部性价值：用户侧储能可降低最大需量，减少基本电费支出；电网侧储能可延缓电网扩容、提升供电可靠性，虽非直接市场化收益，但具有重要系统价值。

表 10 储能经济性收益分析

收益项目	磷酸铁锂储能	全钒液流储能	压缩空气储能
容量租赁	√1.8 倍 云南已建立调节容量市场机制，基准价 220 元/kW·年，±30%， √主力，2 充 2 放	√重点 3 倍 √	√
电能量价差套利	云南 2025 年峰谷价差约 0.16~0.41 元/kWh，尖峰期间可达 0.5 元以上；支持储能“2 充 2 放”；2025 年现货市场连续结算已启动， 现货价差约 0.1~0.5 元/kWh	√优势，长时连续 放电	√大容量、低频次，基础调峰
调峰辅助服务	√适合中短时（2h）调峰 云南支持储能参与深度调峰，报价上限 335.8 元/MWh	√ 可参与慢速 AGC (5~10s) 不适合 一次调频	×响应慢，基本不参与
调频辅助服务	√核心优势 毫秒级响应，适合高频 调用 容量补偿标准未中标 4 元/MWh，中标 5 元/MWh；调频里程补偿 3-8 元/MW	√ 不适合 一次调频	×
减少弃电收益	年发电小时 2500h(风电)、1500h(光伏)；配储日均利用小时：3h；配储减少弃风弃光率 4%	√ 寿命长、安全性高，适合备选	√可参与，响应时间慢
黑启动服务	技术可实现，较少调用 云南已出台《黑启动辅助服务规则》，但调用极低，不构成主要收益	√ 高，适合备选	时间慢
需求响应收益	√ 云南 2025 年征求意见稿：削峰补偿最高 32 元/kW·次，填谷最高 7 元/kW·次；执行率较高但频次低	√ 需量电价：38.4 元/kW·月	√
需量管理			
系统外部性价值	电站扩容单位成本：3000-4000 元/kW 电站年运行维护费率：2% 用户平均停电损失成本：10 元/kWh		

（三）经济性评价指标

在传统财务指标（NPV、IRR、投资回收期）基础上，本文重点采用度电成本与度电收益对云南新型储能项目进行综合评价。度电成本（LCOE）通过对储能电站全生命周期成本与总处理电量进行平准化计算，用于衡量不同技术路线和应用场景下的成本水

平。基于前述收益分析，为提升经济性，储能需通过“一储多用、分时复用”的方式叠加多个市场收益路径。本报告将结合云南实际，分别对电源侧、电网侧和用户侧储能多市场参与情景下的经济性进行测算，并据此提出相应的市场机制建议。

二、电源侧新型储能经济性评价

(一) 投资收益计算分析

本节以云南省典型风光互补电站配置新型储能的案例为基础，结合当前政策环境、设备参数与电力市场运行规则，开展经济性分析。从图中可以看出，光伏发电装机容量显著高于风电装机容量，风光电站联合储能较为复杂，风电与光伏的出力特性存在显著差异，相比风电的随机性，光伏出力规律明确，与储能的峰谷调节匹配度更高，因此本节选取光伏场景作为典型分析对象。

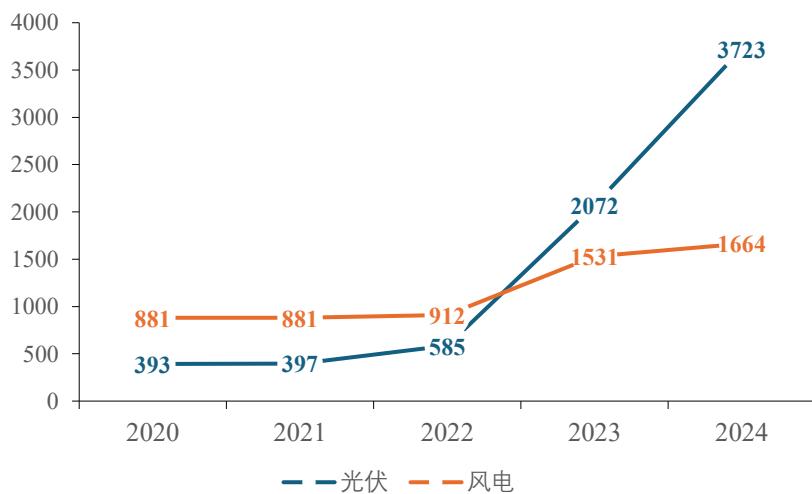


图 19 云南风光装机容量

假设新能源光伏电站容量为 100MW，按照“10%配置、持续 2 小时”原则，配置储能系统规模为 10MW/20MWh。新能源企业自建配储主要新增成本为储能系统初始投资与未来更换电芯支出，采用 100%自有资金投资结构进行测算，不发生融资利息成本，假

设储能年运行天数 330 天，如 2 充 2 放，运营期内约更换电池 2 次，新增配置储能一次性投资成本 2400 万元，年运营维护成本约 122 万元。由于新能源配储几乎不产生充电费用，企业自建不融资也无资金成本，故度电成本降为 0.223 元/kWh，相关核心经济边界参数如下。

表 11 电源侧配储经济技术边界条件

技术路径	磷酸铁锂	全钒液流
配储	光伏 100MW， 储能 10%/2h	
功率/容量	10WM/20WMh	10WM/40WMh
风电发电小时数	2500h	
光伏发电小时数	1500h	
配储信息	10MW/20MWh	10MW/40MWh
运营周期	20 年	25 年
初始投资成本	2400 万元	10000 万元
年运行天数	330 天	330 天
新能源电价	0.2-0.3 元/kWh	
日均利用小时数	3h	3h
运行维护成本	108 万元/年	276 万元/年
设备更换成本	600 万元×2 次	250 万元×1 次
资金成本	86 万元/年	252 万元/年
残值	120 万元	1200 万元
年均成本	262 万元/年	832 万元/年
度电成本	0.24 元/kWh	0.63 元/kWh

新能源项目配置储能后，可获得的收益主要体现在以下几个方面：。

一是降低调节容量费用支出。在现行调节容量机制下，未配储或未租赁调节资源的新能源项目需按标准上浮比例缴纳调节费用。新能源企业自建配储后，可相应减少每年约 220 元/kW·年的

调节费用支出。对 100MW 项目而言，该项节省约 220 万元/年，是当前电源侧配储最为稳定、可预期的收益来源。

二是减少弃电收益：按在新能源集中出力、系统受限时段，光伏弃电现象仍然存在。配储可在弃电时段充电，在高峰负荷时段放电，实现弃电回收。单个典型 100WM 新能源项目配建储能可减少弃电收益约 147.8 万元/年。

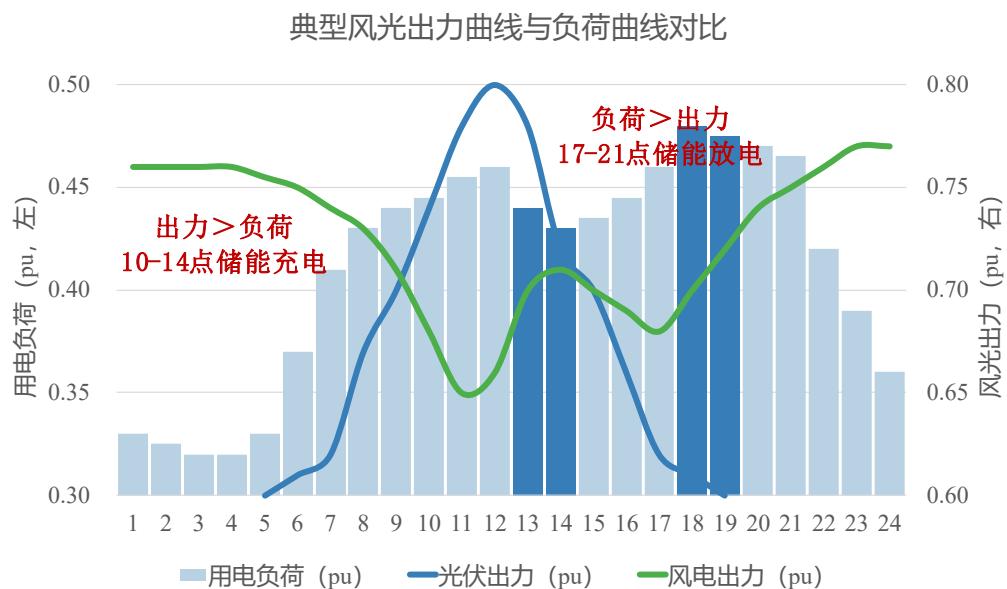


图 20 典型风光出力和负荷曲线

三是降低并网运行考核成本：储能有助于平滑新能源出力、降低预测偏差，但在云南现行考核机制下，该项收益规模较小，暂不纳入计算。

峰谷套利收益：磷酸铁锂储能系统在 2 充 2 放的情况下，全钒液流 1 充 1 放，年均峰谷套利收益可达 63 与 90 万元。但在云南目前分时电价下，需注意时段安排，在不与弃风弃电冲突的情况下，可进行 1 次谷（2-4 点）充峰（7-9 点）放。

辅助服务收益：若年调峰辅助服务 260 次，中标率 70%，日

调峰参与 1 次，其中 2 小时用于谷时充电，则年深度调峰补偿 121 万元，单次中标参与可获利 **0.7** 万元。目前云南尚未开放电源侧储能独立参与调频市场，若未来规则调整、允许新能源+储能联合调峰，可作为潜在增益，单次有效调节容量约为 6.8MW，若年调频天数达 300 天，维护停运 65 天，则年调频收益为 106 万元，相当于 0.1 万元/h，同理，配储参与调频将占用大量时间，时刻备用，这也将大大影响配储的主要职能。

需求响应收益：假设储能年需求响应次数削峰 9 次，填谷 1 次，每次 1h，则需求响应年获利 22.3 万元，目前云南开展需求响应频次过低。新能源配置储能不影响主要职能的情况下，可在云南开展需求响应期间优先参与需求响应，获利较高，但不具备常态化。

(二) 组合情景分析

结合上述分析，配储仅为“减少调节容量费用”的话，往往经济性不足，需叠加其他价值路径实现正向收益。设置不同场景如下：

● 基础情景：新能源消纳+减少调节容量费用+需求响应

基础情景下，配储用于提升新能源就地消纳能力，减少弃风弃光；同时规避调节容量机制下需向调节容量市场缴纳 $220\pm30\%$ 元/kW·年的费用。该场景下配储收益主要来自固定机制性激励，不参与放电市场。磷酸铁锂和全钒液流储能投资运维成本约为 262 万元/年和 875 万元/年。收益情况如下表：

表 12 电源侧配储基础情景收益表

收益类型	磷酸铁锂	全钒液流
------	------	------

减少调节容量	220 万元/年	220 万元/年
减少弃电	139 万元/年	164 万元/年
需求响应	22.3 万元/年	22.3 万元/年
年成本	262 万元/年	875 万元/年
总收益	382 万元/年	406 万元/年
内部收益率	7.49%	/
回收期	11.1 年	/

全钒液流储能投资成本高，靠“减少弃电收益”无法支撑项目经济性，特别是在低调用的电源侧配建场景中。风光配储磷酸铁锂是当前最具通用性和性价比的选择。

● 市场化情景：新能源消纳+峰谷套利+需求响应

在基础情景基础上，允许储能不影响消纳功能的前提下开展一次峰谷套利。测算表明，磷酸铁锂每日 1 充 1 放，年均收益明显提升，项目 IRR 可达 15% 左右，回收期缩短至 6 - 7 年，经济性显著改善；全钒液流储能仍因成本较高，整体收益不足。

表 13 电源侧配储市场化情景收益表

收益类型	磷酸铁锂	全钒液流
减少调节容量	220 万元/年	220 万元/年
减少弃电	140 万元/年	164 万元/年
峰谷套利	151 万元/年	202 万元/年
年成本	292 万元/年	875 万元/年
总收益	511 万元/年	586 万元/年
内部收益率	15.33%	/
回收期	6.7 年	/

● 未来情景：新能源消纳+市场化交易

该情景假设配储未来可参与现货市场及调频等辅助服务，并获得相应补偿。假设容量补偿 5 元/MWh，里程价格提升至 15 元/MW，K 值提升至 2，日调频次数 200 次，现货价差 0.5 元/kWh。则此情景下，磷酸铁锂储能项目内部收益率可达 14.4%，投资回收期为 6.1-9 年。但该路径高度依赖市场机制成熟度和调度规则放开程度，具有明显不确定性。

表 14 电源侧配储未来情景收益表

收益类型	磷酸铁锂	全钒液流
减少弃电	140 万元/年	140 万元/年
现货市场	241 万元/年	307 万元/年
调频服务	160 万元/年	160 万元/年
年成本	293 万元/年	875 万元/年
总收益	381 万元/年	471 万元/年
内部收益率	14.36%	8.25%
回收期	6.1 年	9.0 年

三、电网侧新型储能经济性评价

(一) 投资收益计算分析

电网侧储能作为系统调节资源直接服务电网运行，容量规模较大、市场参与路径多元，是当前储能商业化价值释放最直接的应用形态。本节以独立共享储能为典型对象，选取磷酸铁锂（LFP）、全钒液流（VRB）、压缩空气（CAES）三种技术路线，对其成本构成、单一市场经济性与收益叠加策略进行评估。测算假设年运行 330 天。

表 15 电网侧储能不同技术路线成本

技术路径	磷酸铁锂	全钒液流	压缩空气
功率/容量	200WM/400WMh	100WM/400WMh	100WM/600WMh
运营周期	20 年	25 年	25 年
初始投资成本	5.2 亿元	10.2 亿元	9.2 亿元
运行维护成本	1440 万元/年	1000 万元/年	1800 万元/年
设备更换成本	12000 万元×2 次	25000 万元×1 次	18000 万元×1 次
资金成本	1200 万元/年	2520 万元/年	2268 万元/年
残值	1200 万元	12000 万元	4500 万元
年均成本	6430 万元/年	10073 万元/年	11405 万元/年
度电成本	0.34 元/kWh	0.87 元/kWh	0.57 元/kWh

电网侧储能可参与的收益来源包括容量租赁、电能量市场套利、辅助服务（调峰/调频）、需求响应等，以及延缓原有变电站扩建改造，降低线损的系统外部性价值。假设其储能电站仅参与其中一类市场，各类收益情况如下。

16 电网侧储能单一市场经济性分析

单一收益	技术路线	年均成本	年收益	IRR	回收期	备注
电能量市场	磷酸铁锂	5716 万元	6248 万元	2.06%	17.8	价差需增大到 0.55 元/kWh
	全钒液流	8316 万元	8976 万元	1.17%	18.4	
	压缩空气	7195 万元	5512 万元	/	/	
容量租赁	磷酸铁锂	4516 万元	7920 万元	10.88%	9.4	政策影响大
	全钒液流	8316 万元	13200 万元	7.96%	12.2	
调峰	磷酸铁锂	5716 万元	7089 万元	5.72%	12.9	出清价格 +50%，回收期降至 8 年
	全钒液流	8316 万元	3492 万元	/	/	
	压缩空气	7195 万元	4074 万元	/	/	

调频	磷酸铁锂	6316 万元	3039 万元	/	/	性能系数 2, 里程价 8 元
	全钒液流	8316 万元	4259 万元	/	/	/MW 有效
需求响应	磷酸铁锂		230 万元	/	/	当前频次偏, 不作主要收益

(二) 组合情景分析

在现阶段市场尚未完全开放、单一市场难以形成稳健回报的背景下，电网侧储能需要通过“收益叠加”形成闭环。结合云南政策与运行约束，设置三类组合情景。

- **基础现状情景：容量租赁+峰谷套利/深度调峰**

本情景为当前云南省内最具代表性的独立共享储能运营模式。容量租赁即以 220 元/kW·年的标准价格出租给新能源电站，磷酸铁锂容量租赁倍数为 1.8，全钒液流 3 倍，假设成交比例为 70%，其余 30% 未成交部分可通过调节容量市场获取 154 元/kW·年补偿。峰谷套利按照“2 充 2 放”运行策略，日运行 8 小时。年调峰 728h，中标率 70%。在该组合下，以 LFP 为例，容量租赁叠加峰谷套利后项目可实现较强的现金流表现：2 充 2 放回收期约 5 年，若 1 充 1 放则约 6.9 年。

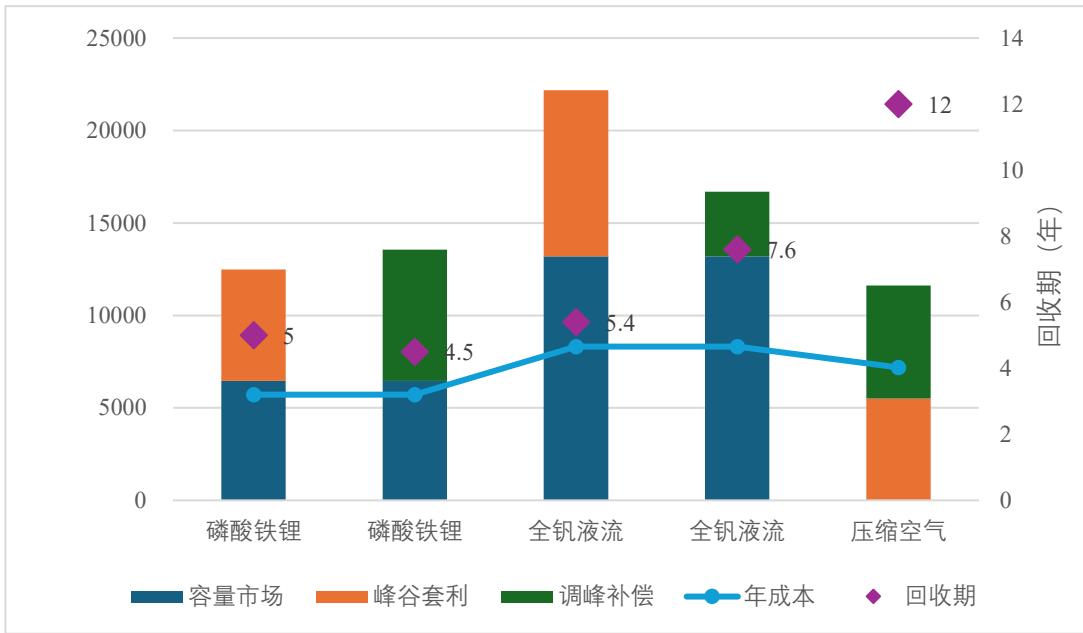


图 21 基础现状情景电网侧储能收益情况

● 市场化情景：容量租赁+现货市场/调频

假设该情景下通过衔接现行的调节容量市场，建立容量共享租赁机制，容量租赁暂时参考现行价格 220 元/kW·年，则收益为 2200 万元/年。若 50%用于租赁，50%参与现货市场/调频市场，现货价差 0.5 元/kWh，日调频次数约 500 次，里程价格 15 元/MW。各类型储能收益如下。

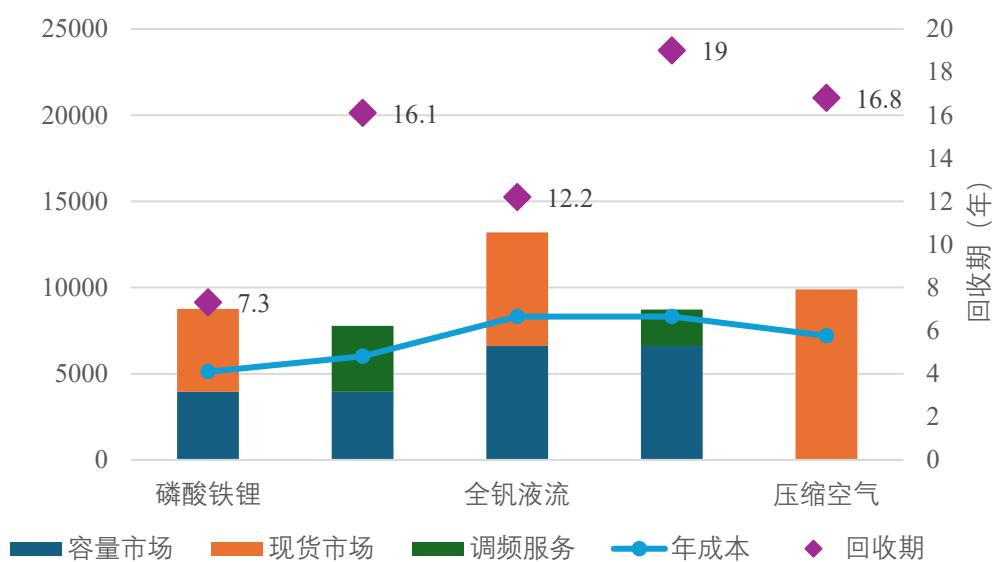


图 22 市场化情景电网侧储能收益情况

● 未来假设情景：现货市场+辅助服务+容量电价

本情景为面向中长期发展的“完全市场化参与”理想路径。结合其他省份出台的储能容量电价，本报告取容量电价 100 元/kW·年。考虑当前南方区域典型现货市场的价差区间，本情景假设储能系统日均完成 2 充 2 放，假设现货市场价差为 0.5 元/kWh，年运行天数 330 天测算。考虑云南辅助服务市场交易机制不断完善，调频响应能力被充分挖掘。调节次数每日 400 次左右，日参与小时 12 小时，年运行约 300 天，K 取 2，通过完善辅助服务市场，增加交易品种，发挥储能调频、爬坡等优势，调频出清价格达到 15 元/MW 时。保持前述设定，假设全年参与 10 次邀约型需求响应，年收益维持约 23 万元水平。作为边际补充收益。在该情景下，储能系统的收益来源主要包括现货市场套利、调频服务收益、容量电价补偿以及需求响应收益，调频与现货市场调用时长分别为 1/2 与 1/3。综合测算结果如下所示。

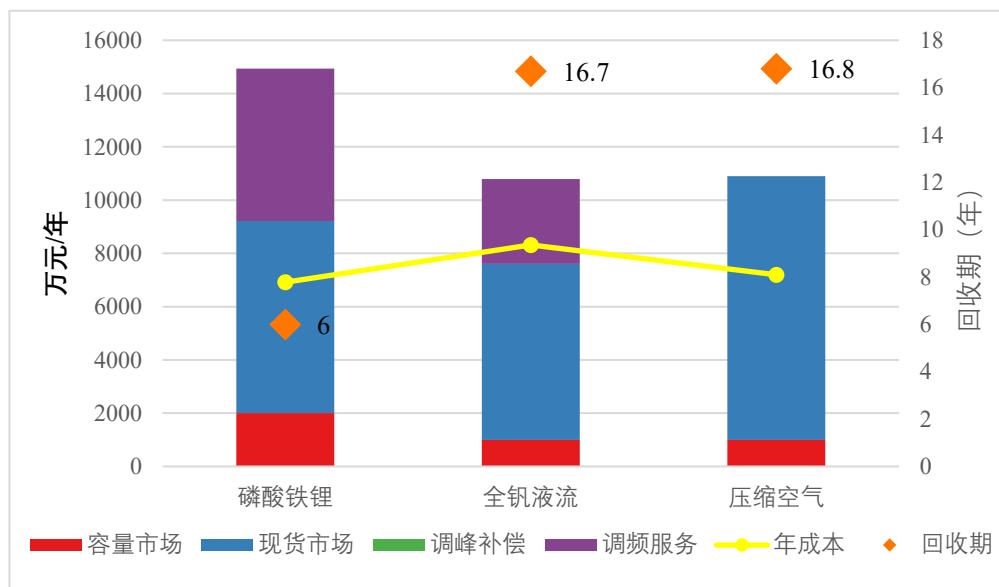


图 23 未来假设情景电网侧储能收益情况

从综合收益与成本对比看，磷酸铁锂储能依托技术成熟、效率高和投资成本低的优势，展现出最优的收益结构。在假设条件下，年总收益约 1.3 亿元，IRR 高达 21.25%，回收期 6 年，已具备

完全市场化投资吸引力。全钒液流储能虽具长寿命与安全性优势，但其投资成本较高、转换效率偏低，在同等运行条件下 IRR 仅为 2.56%，回收期超过 16.7 年，仍需依托政策补偿与容量电价机制以支撑经济性。随着液流电池国产化率提升及规模化制造推进，未来若单位投资降至 2 元/Wh 以下，回收期将降至约 7 年。压缩空气储能具备长时调峰场景中具备系统价值，但受限于投资规模大、能量转化效率低（约 60%），仅适合在高峰负荷持续时段或深度调峰需求场景中作为战略性调节资源使用。其 IRR 仅 2.77%，回收期超过 16.8 年，经济性相对较弱，但在提供系统可靠性、支撑电网安全运行方面具重要意义。

四、用户侧新型储能经济性评价

(一) 投资收益计算分析

用户侧新型储能以工商业储能为主，核心目标是降低用电成本并参与需求侧调节。受技术成熟度、空间条件和运行特性约束，全钒液流和压缩空气储能在工商业侧缺乏适配性与经济性，当前阶段磷酸铁锂储能是唯一具备规模化推广条件的技术路线。其主要收益来源包括峰谷套利、需量管理和需求响应，未来可通过虚拟电厂参与现货与辅助服务。本报告选取云南典型 10kV 工商业用户，配置 1MW/2MWh 磷酸铁锂储能系统进行测算。假设资本金占比 30%、银行贷款 70%，贷款利率 3.6%、期限 5 年；系统效率约 85%，年运行 330 天，满足 10 年运行周期需求。

表 17 工商业储能经济技术边界条件

参数设置	数值	参数设置	数值
电池类型	磷酸铁锂	需量电价	38.4 元/kW·月
储能信息	1MW/2MWh	充电电价	0.365 元/kWh

电压等级	10kV	放电电价	0.675 元/kWh
运营周期	10 年	储能 EPC	0.976 元/Wh
循环次数	6000	电芯成本	0.3 元/Wh
每天充放次数	2 次	电站残值率	5%
年运行天数	330 天	运行维护费率	1.5%
充放电效率	90%	自有资金比例	30%
系统能量效率	85%	贷款年限	5 年
寿命终止容量	75%	贷款年利率	3.6%
电池年平均衰减率	2%	贴现率	7%

● 目前基准情景：峰谷套利+需量管理+需求响应

在现行分时电价机制下，储能系统可实现两充两放，年峰谷套利收益约 27 万元。在需量电价 38.4 元/kW·月条件下，储能通过削峰释放约 400kW 变压器容量，年节省基本电费约 18 万元。需求响应在云南开展频次较低，按年 10 次测算，补充收益约 2 万元。

● 未来假设情景：现货市场+虚拟电厂+需求响应

随着云南现货市场和虚拟电厂机制逐步完善，工商业储能有望由“被动削峰”转向通过虚拟电厂平台聚合“主动参与市场”。在假设现货价差提升至 0.5 元/kWh、年运行 330 天的条件下，现货套利收益约 49 万元/年；通过虚拟电厂聚合参与调峰（4h/日）和调频（6h/日），辅助服务收益约 34 万元/年；叠加需求响应补偿约 3 万元/年，项目年总收益约 86 万元，投资回收期缩短至 3 年左右。

五、小结

综合对云南电源侧、电网侧与用户侧新型储能经济性的系统测算结果，可以形成以下总体认识，为后续市场机制设计与政策优化提供依据。

1) 不同类型储能系统的经济性差异明显，电网侧最具回报潜力。在现行政策和市场条件下，不同应用场景的储能经济性差异

显著：电网侧独立共享储能收益弹性最大、路径最为多元，是当前最具投资吸引力的场景；用户侧工商业储能以“节支型”收益为主，经济性相对稳健；电源侧配储则高度依赖政策机制，其核心价值在于减少弃电、提升新能源消纳能力并降低调节容量费用支出，市场化收益能力仍有限。

2) 储能收益结构过于依赖容量补偿，存在政策风险。无论电源侧还是电网侧，容量租赁/容量补偿在多数情景中占据 30%—50% 的收益比重，是支撑项目回报的关键来源。但该机制政策属性较强，一旦出现退坡或调整，项目回收期将明显拉长，收益稳定性下降。亟需通过制度设计增强容量机制的长期可预期性，如探索容量市场、标准化长期合同或兜底型容量电价安排。

3) 峰谷套利潜力受限，需优化电价结构释放效益空间。云南电网当前分时电价结构中，可保证 2 充 2 放，但峰谷价差普遍偏低，在 0.19–0.29 元/kWh 区间，纯价差难以独立支撑电站经济性，若将充电成本纳入计算，电网侧储能的 LCOE 达 0.63 元/kWh，套利空间有限。价差若增大到 **0.6** 元/kWh，回收期约 **6** 年。建议在保障用户接受度的基础上，可通过尖峰上调/扩谷时长或对储能实施差异化电价（充电下浮/放电上浮， $\pm 25\%$ ）等微调，叠加保障“两充两放”调度窗口，提高可兑现收益。

4) 现货与辅助服务市场尚处初期，需同步深化建设。云南现货市场处于试运行阶段，节点价格波动尚未稳定，价差套利尚不能成为储能主力盈利路径。但从省外成熟市场来看，现货价差拉大与时序优化调度有望显著提升储能灵活性价值。应加快现货结算、现货辅助服务同步机制的建设。云南目前已开放深度调峰与

AGC 调频市场，但中标频次和补偿上限仍有限。云南新型储能参与辅助服务市场主要集中于调峰。调频侧里程价格偏低、调用规模有限，尚无法支撑储能持续盈利。若调频市场进一步完善，K 值提升至 2、调频里程出清价提升至 15 元/MW 时，储能项目内部收益率可突破 15%。然而，频繁调度将加速电池寿命衰减，运维成本增加，因此在收益与寿命之间需要平衡。建议提高调频出清价格，进一步开放储能接入通道，并推动服务产品细分、性能差异化补偿机制建设，提升储能参与价值。

5) 新型储能多市场协同机制亟需建立。目前云南新型储能面临收益来源分散、机制碎片化问题，建议激励“多市场多收益”参与机制，鼓励独立储能同时参与容量、能量、辅助、需求响应市场，构建收益叠加路径。提高需求响应频次与准入灵活度，从固定价格补贴向补贴市场化机制转型。构建灵活、可持续的用户激励机制。引导储能按需参与市场，支持平台聚合调度，开展标准化调度优先级机制设计。

6) 储能经济性效益磷酸铁锂>全钒液流>压缩空气。从不同技术路线的经济测算结果看，云南新型储能的市场化推广需充分体现技术特性差异，构建多元共存的发展格局。磷酸铁锂储能仍是当前主导技术。磷酸铁锂储能依托技术成熟度高、效率优、投资成本低等优势，适用于高频次、短周期的调峰与调频场景，具备较强综合收益能力，应重点保障其价差套利空间与辅助服务补偿机制，支持其率先实现商业化正收益。全钒液流储能凭借长寿命与高安全性，可深放与 3 倍容量租赁系数在容量租赁与长时调峰场景中具备一定政策性优势，但需政策/容量电价兜底方能达。建议建立基于响应时长与性能参数的分级补偿规则，确保长期回报

稳定。压缩空气储能虽经济性偏弱，但具备大容量、长寿命和高安全性，适合季节性、深度调峰及系统应急备用。受能量转换效率限制，需纳入规划性补偿与基础设施投资回收体系。作为“战略性长时储能”支撑云南电力系统韧性。

7) 根据综合经济性评估，本报告建议的储能投资优先级排序为独立储能>工商业配储>新能源配储。电源侧储能应以新能源消纳和履约为优先目标，在不冲突的时段参与峰谷套利和需求响应。电网侧独立共享储能可选择“调节容量市场+”模式，保证储能年调用 260 次，即可拥有良好的收益。工商业储能目前保持 2 充 2 放进行峰谷套利加上参与需求响应可达到行业平均收益水平，峰谷价差增大将大大增加工商业储能的经济性。当前阶段对于项目开发初期资金压力较大的新能源企业，应重点考虑共享储能租赁替代自建方式完成容量义务，规避高投资负担的同时，保留未来市场成熟后的参与弹性。

第四章 云南新型储能市场机制完善建议

一、面临的主要问题和挑战

尽管云南省新型储能已具备规模化发展的资源基础与实践经验，储能规模与运行水平位居全国前列，但当前仍面临市场机制不健全、收益模式单一、价格激励不足等问题，制约其向规模化、商业化方向发展。亟需推进市场化改革与机制创新，构建以价格为导向、以性能为标准的多元化储能市场体系。

（1）顶层设计与统筹规划不足，储能结构布局不均衡

制度体系与技术规范不完备。现行并网与运行标准多针对传统机组，缺乏面向储能动态响应、充放电控制与安全性能的专门规范，储能建设在规划、建设、并网、运营等环节仍存在“边缘化”现象，制度基础偏弱。

布局结构与技术路线缺乏统筹优化。储能建设总体偏向电源侧共享储能，用户侧发展不足；技术路线呈阶段性集中与分散并存，缺乏省级统一统筹与容量结构优化机制，资源配置效率不高。

调度协同不足，配储“建而少用”。电网、新能源与储能建设不同步，独立储能“自调度”在规模扩张后可能引发集中充放电风险；新能源配储市场定位与调用机制不清晰，协同运行与调度机制仍待健全。

（2）电力市场机制不健全，储能盈利模式受限

收益结构偏单一。当前主要依赖政策性补偿与峰谷价差套利，现阶段峰谷价差整体偏低，且尖峰电价暂缓执行，导致价差信号不足、回收期偏长，抑制社会资本投入。

成本疏导机制不畅。储能成本主要向新能源侧传导，新能源

大规模入市后盈利承压将进一步冲击现有“新能源+储能”收益结构；市场信号传递不充分，参与积极性与利用水平偏低。

（3）辅助服务市场不成熟，储能价值实现不充分

品种单一、市场容量有限、机制不畅。储能在辅助服务中的性能优势尚未充分转化为经济回报，实际收益难以覆盖成本。

竞争加剧、价格下行压力显现。区域辅助服务费用规模偏小、资源空间有限，叠加新增资源投运，部分项目收益稳定性面临挑战；调峰等机制不完善，多元价值难以通过市场体现。

（4）容量市场机制不完善，市场化激励不足

当前调节容量市场缺乏基于响应时长与性能指标的竞价机制，价格弹性不足，难以有效引导储能资源优化配置。容量租赁与补偿机制仍以政策驱动为主，市场信号弱，受政策变动影响大，可持续性较差。现有机制过度依赖调节容量市场单一补偿方式，未能充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。

（5）多市场协同不足，“一储多用”机制尚未建立

目前储能在能量、辅助服务与容量市场之间缺乏协同出清与统一结算平台，“一储多用”机制尚未建立。不同市场的规则设计、运行周期不一致，制约了储能在多市场中获取复合收益，限制了其性能优势的充分发挥，导致商业模式单一，产业化发展动力不足。

二、行业政策与市场机制建议

云南新型储能正处于从政策引导向市场驱动转型的关键期。建议围绕规划统筹、价格信号、辅助服务、容量机制、多市场协同五条主线，构建“技术多元、机制先进、收益可持续”的新型

储能市场体系，推动储能由辅助性资源向系统性关键资源转变。

（1）健全政策与制度保障，完善规划统筹与技术标准

强化省级统筹与规则落地。在明确储能作为独立市场主体基础上，加快出台配套实施细则与交易规则，规范储能以独立身份平等参与现货、辅助服务、容量等市场；完善独立、聚合、共享、租赁等模式下的报价、调度、计量、结算与费用分摊规则，打通市场参与“最后一公里”。

建立省级储能统筹协调机制。实行“统一规划、分区布局、动态评估”，明确电源侧、电网侧、用户侧储能功能定位；推进“短时—中短时—长时—长周期”技术体系，统筹抽蓄、液流、压缩空气等长时储能布局，加快构网型储能部署。

完善技术标准与监管体系。建立储能准入与退出机制，细化计量装置、并网性能、安全防护与运营管理标准；鼓励双向计量、支持分时与容量分档计费；健全监管框架、防范市场操纵。对用户侧储能，落实充电电量相关减免政策，降低准入门槛、激发活力。

明确新能源配储市场化路径。允许新能源配储按特性选择“联合运行”或“独立入市”，完善结算与改造支持，提升利用率与系统性调节价值，减少“建而少用”。

（2）完善电力市场与价格机制，强化价格信号与市场激励

深化电价机制改革，增强价格引导作用。推动季节性、分区分时动态电价，适度拉大峰谷价差，探索尖峰与深谷机制；研究对储能实施差异化电价（如充电下浮、放电上浮，浮动区间可参考±25%），引导“该充则充、该放则放”。

加快多层次市场建设，拓展收益渠道。统筹中长期、现货、辅助服务与容量市场建设，完善分时电价与现货衔接机制；推进日前、日内市场组织方式优化（滚动出清、分区边际定价等），为储能提供更高频次调节与套利机会；推动储能深度融入南方区域统一市场，扩大配置范围与获利空间。

构建多元价格体系与差异化机制。近期可采用“容量租赁+峰谷价差”组合收益，保障基本现金流；中远期逐步形成“容量电价+电量电价+辅助服务收益”的多元体系。对以保供为主的储能应合理设置容量补偿，对以消纳为主的储能更多依靠现货与辅助服务收益。

完善成本疏导与输配电价机制。在节点价格尚未全面实施条件下，可探索分区边际电价与差异化输配电价的政策工具；在具备条件时研究将电网替代性储能成本纳入回收机制，但需强化监管与风险控制，避免成本无序传导。

（3）健全辅助服务市场体系，拓展服务品种与收益渠道

丰富交易品种、体现“优质优价”。在调峰、调频、黑启动基础上，逐步引入爬坡、备用、有偿一次调频、惯量/快速频率响应、电压支撑等品种；将构网型储能纳入辅助服务范围，充分体现快速响应与精确调节优势。

完善交易与分摊机制。推动辅助服务从行政调用向市场化竞争转型，落实“谁受益、谁付费”；现货市场成熟后推动能量与辅助服务协同出清，提高资源配置效率。

强化需求侧协同。完善需求响应补偿与性能考核，鼓励用户侧储能通过聚合参与辅助服务与现货市场，形成“储能+需求响应”

协同机制。

（4）建立市场化容量机制，增强储能长期收益稳定性

近期完善容量租赁机制，稳定项目基本收益。建立统一容量租赁交易平台，推动中长期标准化合同，提高价格透明度和履约稳定性，逐步降低对单一政策兜底的依赖。

中期建立反映性能差异的容量补偿机制，引导合理投资。云南在高比例可再生能源场景下，具备建立容量市场的基础条件，可给予新型储能容量电价。结合响应时长、效率、可用率等指标设置分级系数，形成更有弹性容量价值表达，增强投资可预期。

远期构建区域统一容量市场，实现市场化定价。在南方区域统一市场框架下，逐步引入竞争性招标与跨周期结算，形成基于供需的容量价格体系，为储能提供长期稳定收益底盘。

（5）构建多市场协同机制，推动储能商业化生态建设

建立统一交易与协同出清平台。推动能量、辅助服务、容量市场在交易组织、出清与结算上的协同，支持储能分时复用、收益叠加与高效回收。

发展聚合运营与虚拟电厂。规范第三方聚合商、共享储能平台等主体，推动分布式与用户侧储能以虚拟电厂方式参与市场；探索“储能+”商业模式，如储能即服务(SaaS, Storage-as-a-Service)零首付租赁落地，降低新兴市场准入门槛，释放规模效应。

完善用户侧参与路径。进一步降低用户侧储能准入门槛，明确其参与市场交易的身份与路径。明确用户侧储能市场身份与交易路径，优化并网与调度机制，使其在保障用户用电基础上可参与需求响应、辅助服务等获取增量收益，形成可持续投资模式。