

锂电落选云南省新型共享储能项目清单

全钒液流储能时代已来？

■本报记者 卢奇秀

云南省发改委与能源局日前联合印发《2026年云南省新型共享储能项目清单》，13个项目总规划规模1.9吉瓦/7.6吉瓦时，其中全钒液流储能项目11个、规模1.5吉瓦/6吉瓦时，钠离子电池项目2个、规模400兆瓦/1.6吉瓦时。这是国内首次在省级储能项目清单中完全绕开锂电项目。在磷酸铁锂占据主导地位的行业版图中，云南为何押注全钒液流？面对长时储能需求的爆发，全钒液流是否已经准备好走向舞台中央？

■ 系统亟须长时储能

省级共享储能清单是指省级发改委与能源局联合发布、纳入重点支持与管理范围的独立共享储能项目名录，旨在通过集约化建设推动新能源消纳与电网调节能力提升，未入列项目通常无法享受容量租赁政策认定及相应市场收益资格。

云南加码全钒液流储能的原因，或许就藏在电力结构里。作为绿色能源大省，截至2025年年底，云南电力总装机突破1.7亿千瓦，绿色能源装机超1.55亿千瓦，占比超过九成。其中，水电是云南第一大电源，全国排名前十的水电站中，云南有6座。丰水期弃水、枯水期电力紧缺的矛盾长期困扰云南。2021至2023年，云南连续3年陷入“缺电”困扰。作为我国“西电东送”核心送电省份，云南电力供需格局直接影响广东、广西等南方区域用电保障。

随着滇西新能源大基地加快建设，电网对长周期调节资源的需求显著高于中东部地区。电力系统需要的不再局限于短时快速充放电能力，而是能够跨昼夜、跨时段平抑新能源波动的长时储能资源。全钒液流电池正是4小时以上长时储能理想技术路线。

上海电气储能科技有限公司总经理杨霖霖向《中国能源报》记者介绍，云南拥有天然资源优势。钒是电解液的核心成本项，云南境内滇中、滇西分布钒钛磁铁矿，具备就地开发钒资源、保障电解液原料供给的潜力。同时毗邻四川攀西钒钛资源富集区域，原材料运输半径短，能够有效降低供应链波动风险。

“13个项目选址集中在临沧、普洱、大理、丽江、楚雄，是我国地震最活跃的区域之一，也是高森林覆盖区。液流电池的安全性是重点考量因素。”储能领跑者联盟创始人杜笑天向《中国能源报》记者进一步指出，这套方案是产业、技术、安全、实际需求、增量与存量项目之间利益平衡的结果，有多维度的考量。

政策路线引导早有端倪。《云南省新型储能发展实施方案（2024—2025年）》明确建立差异化价格机制，全钒液流储能按投产装机容量量的3倍提供共享服务，磷酸铁锂仅为1.8倍。参考价格为每年220元/千瓦，上下浮动30%执行。收益模型上已向长时液流技术倾斜。2025年7月15日，云南省能源局针对“云南省是否继续推进关于磷酸铁锂储能电站的开发投资建设”的问题进行回复：“截至2025年6月底，全省投产并网新型储能498.7万千瓦，技术路线全部为磷酸铁锂。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。”

■ 步入规模化商业应用

截至今年6月，国内累计投运的锂离子电池项目总量达329.63吉瓦时，其中液流电池占比仅为1.03%，共享储能清单全力托举，它准备好了吗？

从技术禀赋看，本征安全与超长寿命是全钒液流最硬核的底牌。杨霖霖指出，全钒液流采用水系电解液，无热失控起火爆炸风险，整体循环寿命超两万次、系统寿命逾二十年且运行期间容量几乎无衰减，对比磷酸铁锂寿命延长数倍，长周期使用价值差距显著。同时，功率与容量解耦设计，使得延长放电时长只需增加电解液，边际成本递减，而锂电却必须等比例增配电芯，成本随时长线性攀升。此外，其电解液可循环利用、残值率高，日常运维以检测为主，大修频率极低，全生命周期整体价值胜于锂电。

云南已实打实地推进项目落地。2025年11月正式投产的楚雄禄丰100兆瓦/400兆瓦时全钒液流储能电站，是云南省首个全钒液流长时储能项目，能够有效解决光伏和风电等可再生能源发电的“时间+空间”错配问题，提升消纳能力并降低电力系统运行成本。2025年12月，由上海电气储能参建的全国规模最大全钒液流储能项目——云南永仁300兆瓦/1200兆瓦时一期正式建成并网，百兆瓦级工程能力已得到验证。

业内长期存在的“全钒液流占地更大、建设周期更长”的认知，实际情况已有所纠偏。“小规模兆瓦级项目确因配套设施完善占地超锂电，但进入百兆瓦级规模化阶段后，全钒液流可大幅压缩集装箱整体间距，其消防间距、防火分区要求远低于锂电，整体占地面积反而小于同规模磷酸铁锂电站，土地开发并无突出挑战。”业内人士称。



吉林白城50MW/200MWh液流储能电站项目。

杨霖霖认为，目前，全钒液流已从技术示范阶段跨入规模化商业初期，从上游钒资源到中游电堆、电解液、系统集成的供应链体系初步成型，已进入大规模商业化应用。

■ 成本逐步下行

初始投资高仍是全钒液流推广的最大“拦路虎”。整体来看，在4小时系统中，磷酸铁锂储能系统报价约0.5—0.6元/瓦时，全钒液流储能系统报价约1.9—2.0元/瓦时。

杨霖霖指出，全钒液流储能系统成本中，电解液占比一半以上，直接受国际钒价及上游供给波动影响；电堆核心材料（双极板、质子交换膜）国产化率仍有提升空间，系统集成与配套设备尚未释放规模效应，核心部件降本空间较大；产业链中游电堆、膜材料的吉瓦级批量交付产能仍需加强；目前各地长时储能收益机制尚不统一，专业运维人才储备亦有缺口。此外，全钒液流技术为秒级响应，无法支撑毫秒级高频调频，与锂电整体产业链成熟度仍有差距。

云南规模化项目集中落地或直接带动液流电池成本下行。杨霖霖指出，本次清单全钒液流电池项目规模合计6吉瓦时，相当于此前全国累计液流装机的数倍，将直接提升中游电堆、电解液、系统集成的产能利用率，摊薄固定成本。短期内

全钒液流系统成本稳步下降，单位造价有望降至1.5元/瓦时。叠加数倍的循环寿命，极低的容量衰减，可回收的电解液残值和更低的长维成本，在4小时和以上的场景中，全生命周期度电成本低于磷酸铁锂电池，辅以区域政策补贴和容量电价机制，长时储能的经济性可观。

除了云南，多省出台同类技术导向政策。比如，四川对百兆瓦级钒液流储能项目按总投资15%给予最高2000万元补助；河南对满足长寿命、深放电要求的全钒液流项目，在项目纳规、审批、并网、中央预算内资金等方面给予优先支持。

杨霖霖判断，全钒液流电池投资占比将显著提升，拥有钒资源、新能源资源与政策支持省份将吸引液流上下游产能落地，形成液流产业规模集群。项目规模化落地，将进一步推动容量电价、长时辅助服务、绿色电力证书等配套机制的出台，让长时储能价值充分变现，逐步摆脱对政策补贴的依赖，进入市场化可持续发展阶段。

■ 因地制宜布局

《“十四五”新型储能发展实施方案》明确提出“因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局”，旨在鼓励地方根据自身能源结构与电网特征开展差异化探索，而非“一刀切”追逐单一热点。

