

云南省新型储能发展实施方案

（2024—2025 年）

为落实省委、省政府建设绿色能源强省战略部署，推进新型电力系统建设，持续深化能源供给侧结构性改革，结合云南以绿色能源为主的电力供应结构和大规模新能源发展趋势，制定2024—2025年新型储能发展实施方案。

一、总体要求

体现统筹规划，多元协同。科学研判我省电力系统需求，统筹系统灵活调节资源需求及配比，做好顶层规划，优化布局，根据各类新型储能技术特点、经济性和建设周期，统筹项目建设时序和规模，相互协同，提升系统灵活调节能力。

体现市场主导，示范先行。发挥市场在资源配置中的决定性作用，推进新型储能逐步全面市场化发展。在充分发挥存量灵活资源调节作用，提高资源利用效率和安全保供能力的基础上，因地制宜，分阶段分层次，以示范项目（详见附表）方式推进新型储能多元发展。

体现创新引领，融合发展。关注新型储能技术研发，探索符合云南实际的储能技术路线，强化科技创新，加强对新型储能上下游产业和相关装备制造业研发投入和应用推广，促进产业融合。

体现立足安全，规范管理。加强新型储能安全风险防范，建立健全新型储能技术、监测、管理、评估体系，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

支持利用电化学储能、压缩空气储能、储氢及其他创新储能技术开展新型储能建设。2024-2025 年，重点开展促进新能源消纳、提高电力系统稳定性的集中共享新型储能应用示范（详见附件）。通过项目建设，建立健全省内新型储能发展市场、运营、技术、标准等体系，规范行业管理，逐步完善产业布局。

到 2025 年，建成新型储能 200 万千瓦以上，储能时长 2 小时以上，充分发挥新型储能参与系统调节的作用。根据新能源及各类电源建设投产进度、各区域网架结构和系统需求，适时滚动调整建设规模与布局。

二、因地制宜推进新型储能场景应用

（一）稳步推进电源侧建设应用

结合新能源资源开发和利用，充分发挥新型储能平抑新能源出力波动、提升新能源消纳水平、提供系统容量支撑的作用。建立“新能源+储能”机制，集中式风电、光伏发电项目暂按不低于装机容量 10%的比例（持续时长不低于 2 小时）配置储能容量，鼓励新能源项目业主通过以共享模式落实新型储能，达到装机规模的 10%，视同自行配置储能。支持整县（市、区）屋顶光伏开发试点建设“光伏+新型储能”项目。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设施。（责任单位：

省能源局，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府，有关电力企业）

（二）优化布局电网侧新型储能

不断提高电网安全、经济、可靠水平。鼓励在调峰调频困难或电压支撑能力不足的电网关键节点合理布局新型储能，提升电网抵御突发性事件和故障的能力。在电网少量受限、输电走廊或变电站站址资源紧张区域优化布局新型储能，延缓新建或改造电网设施投资，提高系统经济性。结合分布式新能源开发利用，在电网网架较为薄弱的偏远地区因地制宜布局新型储能，提升末端电网供电能力及供电可靠性。（责任单位：省能源局，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府，有关电力企业）

（三）灵活发展用户侧新型储能

提升用户侧高效互动响应能力。鼓励负荷侧根据灵活调节和应急备用需求，配置新型储能，提升用户与系统的双向互动水平。鼓励金融、通信、冶炼、化工等不可中断供电负荷通过配置新型储能满足自备应急电源及保安负荷需求。鼓励工业园区、微电网等终端用户探索储能融合发展，通过储能、分布式能源、用户联合运行，解决分布式能源发电与用电需求之间的“反调峰”问题，逐步推广综合能源等新业态。围绕政府、医院等重要电力用户，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源，提升应急供电保障能力。（责任单位：省能源局，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府，有关电力、负荷企业）

（四）探索新型储能多元化发展应用

推进“源网荷储”一体化和“风光水火储”一体化多能互补发展模式。优化统筹电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，探索不同技术路径和发展模式，对源网荷储一体化项目加强统一调度、分级管理。（责任单位：省能源局，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府，有关电力企业）

三、支持创新，协同推进产业链发展

（一）引导社会资本进入储能科技创新领域

以需求和问题为导向，综合运用稳定支持、滚动支持、创新券、科技成果转化奖补、研发经费投入补助等支持方式，推进“产学研用”互动融合的创新生态系统建设，支持企业、高校、科研院所开展新型储能科技成果转移转化、关键核心技术研发及产业化示范应用；灵活采取揭榜制、军令状制、公开竞争、定向择优等多种组织方式，支持安全高效低成本储能电池、涉网型混合储能系统性能设计、废旧电池资源高效综合利用等关键核心技术攻关。（责任单位：省科技厅、省能源局）

（二）探索储能技术创新发展

探索集中式、分布式、可移动式等多元化、低成本、高安全性、可持续的储能技术研发、应用和推广。在交通运输、工业用能、建筑热电联供等领域，探索利用氢能等能源形式与电、气、热等相互转化的储能应用试点。聚焦各类应用场景，通过示范应用带动新型储能技术进步和产业升级，探索开展压缩空气储能技

术研究和试点应用，探索钠离子电池、液流电池等储能技术开发及应用试点。（责任单位：省科技厅、省能源局，各州、市人民政府，有关能源企业）

（三）协同推进新型储能产业链发展

以电化学等新型储能为主，统筹上下游产业布局，结合储能、电池产业规划，推进储能电池正负极材料、电解液、隔膜、电芯、集成设备、电池回收利用等储能装备制造业招商引资和产业发展，以储能系统集成创新应用、新型储能试点示范为牵引，完善延伸我省新能源电池产业链，提升产业发展附加值。（责任单位：省工业和信息化厅、省投资促进局、省能源局，各州、市人民政府）

四、完善政策机制

（一）建立和完善电力市场参与机制

允许符合条件的新型储能通过参与中长期交易、现货、辅助服务等市场获得收益。

具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场。以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时，可选择转为独立储能项目；符合有关技术要求的配建储能也可与主体电源联合并视为一个整体按照规则参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，

保障新能源高效消纳利用。

按照国家有关要求，涉及风光水火储多能互补一体化项目的储能，原则上暂不转为独立储能。

指导电力交易中心在有关规定和办法基础上，建立完善新型储能项目平等参与市场的交易机制并按要求组织开展交易、结算工作，明确其作为独立市场主体的准入标准和注册、交易、结算规则。（责任单位：省发展改革委、省能源局，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司，昆明电力交易中心）

（二）建立共享和调度运行机制

鼓励风电和光伏发电企业（含已建成项目）共享储能容量。按照国家关于推动独立储能参与电力市场要求，技术路线以磷酸铁锂为主的新型储能示范项目，2024年暂按其投产装机容量的1.8倍提供共享服务；技术路线为全钒液流的示范项目，2024年暂按其投产装机容量的3倍提供共享服务，价格及服务内容由双方自主协商，可参考现行价格在220元/千瓦·年上下浮动30%范围内形成。2025年起示范项目可共享容量根据调节容量市场供需情况、辅助服务市场和现货市场建设情况适时调整。其他技术路线储能示范项目的价格机制视系统需求和市场变化后续另行研究。

督促电力调度机构制定新型储能项目并网、运行、调度、评估、检修等规程规范，与有关企业签订并网调度协议，公平调度。原则上，按照低谷充电高峰放电的方式对示范项目进行优先调

度，每年等效充放电调度次数原则上不低于 260 次，充分发挥其移峰填谷和顶峰放电作用。（责任单位：省发展改革委、省能源局，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心，各州、市人民政府）

（三）建立项目激励机制

按照国家关于健全新能源+储能项目激励机制要求，对配套建设或以共享模式落实新型储能或配套建设新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面给予适当考虑。支持负荷侧新型储能参与电力需求响应，作为需求响应资源统筹纳入电力运行调度，并根据实际响应结果给予一定收益。鼓励探索储能的新型商业模式，研究鼓励对新型储能参与碳排放交易路径，提升储能项目碳排放收益。（责任单位：省能源局，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心）

（四）建立健全价格机制

按照国家关于完善体制机制，研究建立新型储能价格机制要求，在电力现货市场运行前，鼓励示范项目自主参与电力市场交易，放电时视同发电市场主体按市场交易规则形成上网电价，充电时视同电力用户形成充电价格并执行峰谷分时电价政策。如示范项目未参与市场交易，可由电网企业保障提供充电电量、收购放电电量，放电电量按电网企业公布的月度工商业代理购电价格

结算，充电量按照分时代理购电用户电价结算。向电网送电的独立储能，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。电力现货市场运行后，可按照现货市场交易规则形成充放电价格。后续将根据国家要求，不断完善有关价格机制。

鼓励示范项目积极参与辅助服务市场交易获取收益。（责任单位：省发展改革委、省能源局，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心）

五、规范新型储能管理

（一）健全审批和并网流程

新型储能示范项目由属地投资主管部门进行备案，并抄送省发展改革委、省自然资源厅、省应急厅、省能源局，省消防救援总队，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司及州（市）相关部门。项目备案内容、项目变更、建设要求等按国家能源局《新型储能项目管理规范（暂行）》执行，符合相关标准要求。项目备案部门应同步书面告知项目安全管理、质量管控等责任义务。省发展改革委、省能源局、国家能源局云南监管办要督促电网企业按照“简化手续、提高效率”的原则，明确并网流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，支持符合条件的新型储能设施信息及时分级接入电网调控系统。（责任单位：省发展改革委、省能源局，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府）

（二）加强示范项目滚动管理

2024-2025 年，按照“十四五”新能源建设规模进度、新型储能发展目标和电网承载能力，各州（市）负责组织示范项目申报和储备，以市场化方式确定项目业主并与其签订投资开发协议，明确建设进度、投产时间、质量等要求，并建立退出回收机制。示范项目实行滚动管理，根据建设推进情况，省发展改革委、省能源局按照全省总规模不变的原则，适时对示范项目清单进行调整。（责任单位：省发展改革委、省能源局，云南电网有限责任公司，各州、市人民政府）

（三）加强项目建设、运行安全管理和信息报送

按照国家能源局综合司关于正式启动全国新型储能大数据平台有关工作通知要求，各州（市）发展改革委（能源局）要督促各有关企业要按时规范做好新型储能项目管理及平台数据报送工作。

各州（市）要加强项目建设、运行安全监管，督促有关企业严格落实《国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》（国能综通安全〔2022〕37号）要求，要牢固树立安全意识，项目建设要符合国家相关安全规范要求，项目要有完备的安全方案，严格落实安全生产主体责任，并严格执行消防风险管控，加强施工质量管理和安全管控，严防安全事件发生；督促做好项目运行状态监测，建立在线监控平台，实时监控储能系统和电池运行工况，定期进行维护和安全评估，做好应急方案，积极参与国家级电化学储能电站安全监测信息平台建设。（责任

单位：省发展改革委、省工业和信息化厅、省应急厅、省能源局、国家能源局云南监管办、省消防救援总队，各州、市人民政府，云南电网有限责任公司）

（四）规范产品应用标准

不同技术路线的新型储能项目所采用主要设备、产品性能应符合国家标准规范，并通过相应的检测认证。其中电化学储能连续储能时长不低于2小时，系统工作寿命不低于10年，系统容量10年衰减率不超过20%。（责任单位：各州、市人民政府，省能源局、省市场监管局，云南电网有限责任公司）

六、保障措施

（一）加强组织领导

省发展改革委、省能源局会同国家能源局云南监管办组织有关单位建立新型储能高质量发展工作协调推进机制，及时总结成功经验和有效做法，统筹推进新型储能发展；制定落实方案，安排部署工作任务，定期或不定期研究解决推进中的困难和问题，科学有序推进各项任务，确保新型储能发展工作取得实效。（责任单位：省发展改革委、省能源局、省工业和信息化厅、省住房城乡建设厅、省应急厅、省消防救援总队、省生态环境厅，国家能源局云南监管办，云南电网有限责任公司、昆明电力交易中心）

（二）加大要素保障力度

财税、金融等有关部门要加大新型储能发展的政策支持力度，自然资源部门要优化项目用地等前期手续办理流程，提供便

利服务，积极推动新型储能示范项目落地。（责任单位：省财政厅、省自然资源厅、省人民政府金融办、省生态环境厅、省住房城乡建设厅）

（三）加快储能调度模拟研究及各环节人才培养

督促电网企业针对新型储能的调度运行开展专题研究和模拟试验，为新型储能项目投产应用积累经验，储备专业专项人才。聚焦储能领域核心技术人才培养，创新产学研协同人才培养模式，加快培养一批支撑储能领域核心技术突破和产业发展的紧缺人才。在试点示范、实证实训基地建设中，组织有关企业探索创新机制，加强与有关高校对接，为高校成果转化和高层次人才培养提供配套支持。鼓励有关企业设置专项奖学金，支持专项人才培养。（责任单位：云南电网有限责任公司，省教育厅、省能源局，有关企业、高校）

（四）强化储能安全风险管控

各州市、各有关部门对储能项目的安全、消防、环保、运维严格监督管理，依法依规开展新建储能建设工程消防设计审查验收、备案和抽查工作，强化新型储能项目业主安全生产主体责任，加强对新型储能设施电气、消防等方面的日常检查与安全管理，及时消除安全隐患，确保储能设施安全可靠运行。（责任单位：各州、市人民政府，省住房城乡建设厅、省生态环境厅、省应急厅、省工业和信息化厅、省能源局、国家能源局云南监管办、省消防救援总队）

附表：云南集中共享新型储能示范项目清单

附表

云南集中共享新型储能示范项目清单

序号	州市	集中共享新型储能规模（万千瓦）	示范项目名称	功率（万千瓦）	能量（万千瓦时）	依托工程项目	技术路线
1	昆明	50	昆明市寻甸县“220KV 清水海变-金所工业园”锂离子电池储能示范项目	10	20	云南昆明寻甸“220KV 清水海变-金所工业园”100MW/200MWh 共享储能项目	磷酸铁锂技术
			昆明市安宁市压缩空气储能示范项目	30	150	昆明安宁 300MW 压缩空气储能示范项目	先进绝热式压缩空气储能技术
			昆明市寻甸县锂离子电池储能示范项目	10	20	寻甸 200MW/400MWh 共享储能项目（一期）	磷酸铁锂技术
2	曲靖	40	曲靖市宣威市宣威电厂锂离子电池储能示范项目	10	20	宣威电厂共享储能电站项目	磷酸铁锂技术
			曲靖市经开区锂离子电池储能示范项目	10	20	曲靖经开区源网融合智慧储能示范性项目	磷酸铁锂技术
			曲靖市陆良县锂离子电池储能示范项目	20	40	曲靖市陆良县 500MW/1000MWh 共享储能项目（一期）	磷酸铁锂技术

序号	州市	集中共享新型储能规模（万千瓦）	示范项目名称	功率（万千瓦）	能量（万千瓦时）	依托工程项目	技术路线
3	玉溪	20	玉溪市新平县锂离子电池储能示范项目	20	40	新平 200MW/400MWh 储能项目	磷酸铁锂技术
4	保山	20	保山市隆阳区锂离子电池储能示范项目	20	40	隆阳区集中式共享新型储能示范项目	磷酸铁锂技术
5	楚雄	70	楚雄州禄丰市压缩空气储能示范项目	20	80	禄丰压缩空气储能电站	先进绝热式压缩空气储能技术
			楚雄州姚安县锂离子电池储能示范项目	20	40	楚雄州姚安县 200MW/400MWh 独立储能示范项目	磷酸铁锂技术
			楚雄州永仁县锂离子电池储能示范项目	30	60	楚雄州永仁县 300MW/600MWh 独立储能示范项目	磷酸铁锂技术
6	红河	10	红河州弥勒市锂离子电池储能示范项目	10	20	云南弥勒电化学共享储能电站示范项目	磷酸铁锂技术
7	文山	30	文山州丘北县锂离子电池储能示范项目	20	40	丘北县电网侧 200MW/400MWh 独立电池储能项目	磷酸铁锂技术
			文山州麻栗坡县混合储能示范项目	10	20	麻栗坡县 100MW/200MWh 新型共享储能项目	磷酸铁锂技术+全钒液流

序号	州市	集中共享新型储能规模（万千瓦）	示范项目名称	功率（万千瓦）	能量（万千瓦时）	依托工程项目	技术路线
8	大理	20	大理州祥云县锂离子电池储能示范项目	20	40	大理州祥云县工业园区 200MW/400MWh 储能项目	磷酸铁锂技术
9	德宏	20	德宏州瑞丽市锂离子电池储能示范项目	20	40	德宏州瑞丽市汉弄 220KV 变电站 200MW/400MWh 共享储能电站项目	磷酸铁锂技术
10	怒江	10	怒江州泸水市锂离子电池储能示范项目	10	20	泸水市 100MW/200MWh 共享储能电站	磷酸铁锂技术
11	临沧	10	临沧市临翔区锂离子电池储能示范项目	10	20	临翔 200MW/400MWh 储能电站项目（一期）	磷酸铁锂技术
12	丽江	10	丽江市华坪产业园区全钒液流电池储能示范项目	10	40	云南丽江华坪产业园区电池储能项目（一期）	全钒液流
合计		310		310	770		