山西科城能源环境创新研究院
Shanxi Coshare Innovation Institute of Energy & Environment

NRDC 自然资源保护协会
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

2026.04

山西低碳转型系列研究

新型储能的发展对策

版权说明

版权归自然资源保护协会与山西科城能源环境创新研究院所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。

课题组成员

山西科城能源环境创新研究院：刘杰、许小静、秦艳、赵跃华、何泓、逯晓翠
自然资源保护协会：王佳、刘季熠、金秀芳

山西科城能源环境创新研究院
Shanxi Coshare Innovation Institute of Energy & Environment

山西科城能源环境创新研究院（简称：科城研究院）成立于 2017 年，是一家以推动区域可持续发展为目标的非营利研究机构和协同创新平台、联合国气候变化框架公约观察员机构。自成立以来，研究院围绕应对气候变化、能源绿色低碳转型、资源循环高效利用、低碳包容性转型、新质生产力培育、环境社会治理等领域开展研究，从政策倡导、战略研究、技术建议、能力建设、策略传播等角度为政府、企业和公众提供绿色低碳转型解决方案。

NRDC 自然资源保护协会
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权
封面图片：中电金谷偏关混合储能独立调频电站 | 图源：鲁格非 / 山西中电金谷储能科技有限公司

执行摘要

面对全球气候治理共识和实现低碳发展的内在需求，我国积极稳妥推进“碳达峰、碳中和”目标实现，加速构建以新能源为主体的新型电力系统。新型储能作为重要的灵活性调节资源，是构建新型电力系统的关键组成部分和实现“双碳”目标的坚实保障。

为推动山西省新型储能高质量发展，提升新能源消纳能力，推动全省可再生能源规模化发展，本研究聚焦新型储能典型应用场景，通过与行业人士深入交流以及对相关政策、市场机制和项目实践的梳理分析，识别山西在推动新型储能发展方面存在的不足，并就核心问题探讨解决方案，为推动山西省新型储能发展提供参考。

研究发现高比例新能源接入催生了巨大的灵活性资源需求，而煤电作为山西省主要的灵活性调节资源，调节能力仍显不足，且受限于煤电机组安全运行边界、经济性和低碳发展要求，增长空间有限。需求侧调节资源集中在铸造、建材等具备不连续生产特性的工业行业中，规模较小。抽水蓄能电站建设周期长。新型储能技术凭借其灵活性强、建设周期短、快速响应、可多点布置的独特优势，将成为未来推动能源转型和保障电网安全稳定运行的重要支撑。同时，全省新型储能建设规模迅速扩大，已形成以电网侧独立储能为主要应用场景、以“磷酸铁锂+”为主要技术路线、以“电力现货市场+辅助服务（含一次调频、二次调频）”为主要盈利模式的发展格局。

研究基于山西最大负荷需求、电源发展规划等边界条件设置“基准情景”和“低碳情景”，对全省2030年、2035年新型储能发展需求进行测算。在“低碳情景”下，新能源新增装机将实现跨越式增长，煤电装机规模得到有效控制，到2030和2035年，新型储能需求容量分别为2300万千瓦和3600万千瓦。

随着政策环境持续优化、应用场景不断拓展，各类储能应用场景呈现新的发展趋势：电网侧独立储能有望形成“电能量市场+辅助服务市场+容量市场”的三重收益模式；新能源配储将迈入“市场驱动、价值创造”的新阶段；“火电+储能”模式既保留火电机组稳定出力的核心优势，又可以充分发挥储能系统快速响应特性，在市场、政策驱动下，山西煤电火储联合调频具有一定的发展潜力；面向绿电园区、零碳园区、数据中心及高速公路沿线等场景的项目开发，有望成为未来山西省用户侧储能市场的重要发展方向。

研究总结了新型储能发展面临的核心挑战：（1）新能源配储面临经济性

差、转型难双重困境；（2）独立储能容量补偿机制尚未建立，其容量价值无法体现；（3）分时电价峰谷价差难以支撑工商业储能发展；（4）省内绿色金融对新型储能等新兴行业的态度审慎，支持力度有限。

对此，研究建议：

（1）拓宽新能源配建储能多元盈利渠道。积极探索“新能源+储能”联合出清机制，将新能源场站与配建储能视为单一经营主体参与现货市场，按照出清结果自行安排储能充放电。对因强制调度导致储能无法按市场化策略充放电所造成的机会收益损失，建立基于实际调用次数和时长的补偿机制，补偿资金来源于辅助服务市场分摊或受益新能源场站侧分摊。基于山西省现有新能源配建储能规模分布，降低配建储能转独立准入门槛，按照“能转尽转”原则推动更多配建储能参与辅助服务市场，提高配建储能电站利用率。

（2）建立新型储能建设需求发布机制。以县/区或变电站为单元，结合各单元电网架构、电网接入条件、新能源发展规模、消纳需求以及负荷现状，明确各单元的储能需求、电网可接入容量上限、建议配置规模及并网技术要求，并定期动态更新接入容量数据，在提升储能利用率与系统调节能力的同时，最大限度降低储能建设对电网的冲击。

（3）加快新型储能容量补偿政策落地。按照“谁受益、谁承担”原则，以煤电容量电价为基础（165元/千瓦·年），结合储能电站的放电时长、可用容量、响应速度等技术参数确定补偿标准。引入“容量供需系数”调节机制。将容量补偿费用纳入系统运行费用，由全体工商业用户按用电量比例分摊，并将外送电量一并纳入容量补偿费用分摊范围，由电网企业负责支付与疏导。

（4）推动用户侧储能与新业态双向赋能。围绕绿电园区、零碳园区及钢铁、化工等高载能行业，建设具备协同控制能力的智能微电网，提升风光发电、储能与用电负荷间的动态协调能力，实现清洁能源就地消纳与高效利用；针对园区建筑与设施，积极推广“光伏+储能”“储能+直流微网”及车网互动（V2G）等综合应用模式；针对算力数据中心等大电量负荷单元，结合峰值功率、负荷曲线及可再生能源资源条件，合理配置储能容量并配套分布式新能源，通过一体化协同运行提升绿电比例与供电可靠性。鼓励用户侧储能通过虚拟电厂聚合形式，参与电力需求响应、辅助服务及现货市场交易。

（5）探索储能与绿电、碳交易的衔接机制。探索将储能系统对新能源消纳的贡献纳入绿电溯源体系，对承担削峰填谷服务的储能项目核发“绿电调节凭证”，允许其与绿证、绿电交易捆绑或分离交易，使储能分享绿电收益。探索制定储能系统减碳贡献的核算方法学，按“替代煤电发电量”核算碳减排效益，允许符合条件的储能项目参与碳配额交易或碳普惠机制，推动储能碳减排收益的市

场化变现。依托山西智慧能碳平台建设和能源互联网发展，推动电力调度数据、储能运行数据与碳核算数据的互联互通，实现储能调节电量、减碳量的可追踪、可核证、可交易。

（6）持续完善新型储能行业金融服务体系。引入第三方专业认证评估机构，对储能项目的盈利能力进行综合评估，提高优质储能项目认定的专业化、标准化水平。丰富储能金融产品供给，建立新型储能项目融资对接项目库，鼓励和支持金融机构加大对新型储能行业的贷款扶持力度。对符合要求的项目，优化审批流程，缩短审核周期，加快放款速度，提升融资效率。鼓励发展供应链金融，推动融资租赁服务赋能储能项目设备采购。针对储能行业特点，引导保险机构设立新型储能专属保险，开发产品质量责任险、产品质量保证险等险种。

目录

第一章 山西省新型储能发展背景 1

1.1 高比例新能源接入催生更多的灵活性资源需求 1

1.2 现有灵活性资源供给能力不足 2

1.3 新型储能将成为灵活性资源的重要支撑 3

第二章 山西省新型储能发展现状 4

2.1 一、二次调频市场开放推动山西新型储能快速发展 4

2.2 锂离子电池储能为山西主要技术路线 5

2.3 电网侧独立储能为山西最大规模应用场景 6

2.4 “电能量市场+辅助服务市场”为现有盈利模式 6

第三章 山西省新型储能发展趋势预判 8

3.1 2030、2035年新型储能发展需求情景分析 8

3.2 电网侧独立储能将迎来“电能量市场+辅助服务市场+容量市场”的三重收益模式 9

3.3 新能源配储将进入“市场驱动”和“价值创造”新阶段 10

3.4 火储联合调频市场具有一定的发展空间 10

3.5 用户侧储能应用将迎来新的发展机遇 11

第四章 山西新型储能发展面临的主要问题 12

4.1 新能源配储面临经济性与转型困局 12

4.2 独立储能容量补偿机制尚未建立 13

4.3 分时电价峰谷价差难以支撑工商业储能发展 13

4.4 新型储能融资困局待解 14

第五章 推动山西新型储能高质量发展的建议 15

5.1 科学合理确定新型储能发展目标 15

5.2 建立新型储能建设需求发布机制 15

5.3 拓宽新能源配建储能多元盈利渠道 15

5.4 加快新型储能容量补偿政策落地 17

5.5 推动用户侧储能与新业态双向赋能 18

5.6 探索储能与绿电、碳交易的衔接机制 18

5.7 持续完善新型储能行业金融服务体系 18

参考资料 20

第一章

山西省新型储能发展背景

1.1 高比例新能源接入催生更多的灵活性资源需求

山西太阳能资源属于全国二类（很丰富区）和三类（丰富区）资源区，风能资源属于全国四类资源区，可再生能源资源相对丰富。2016-2025年，山西省新能源实现跨越式发展，风电、光伏总装机规模从1067.56万千瓦增至7783.58万千瓦，增加6.29倍；装机占比从13.97%提升至47.42%，发电量占比从6.47%提升至24.25%，为全省新型电力系统建设注入强劲动力。未来随着晋北采煤沉陷区新能源基地等国家重点项目的进一步落地，全省新能源发电装机占比将持续提高。《2026年山西政府工作报告》提出2026-2030年力争新增可再生能源装机1亿千瓦，预计平均每年增加2000万千瓦。

新能源规模迅速增长带来高比例可再生能源接入与高比例电力电子设备应用“双高”的问题，特别是在山西省电力负荷（晋南）和新能源产生（晋北）之间呈逆向分布的情况下，新能源出力的随机波动对电力系统安全稳定运行提出严峻挑战，新能源与电力系统之间的供需矛盾日益突出。新能源消纳利用率也逐年降低，全省光伏利用率已连续四年下降，从2022年的99.5%降至2025年的97.8%[1]。传统以煤电为主的“源随荷动”调节模式已难以适应，系统需在短时间内完成从“大发”到“低发”的快速切换，对灵活性资源的需求从“小时级”向“分钟级”甚至“秒级”延伸，山西新型电力系统建设对可靠和快速的灵活调节资源的需求将更加迫切。

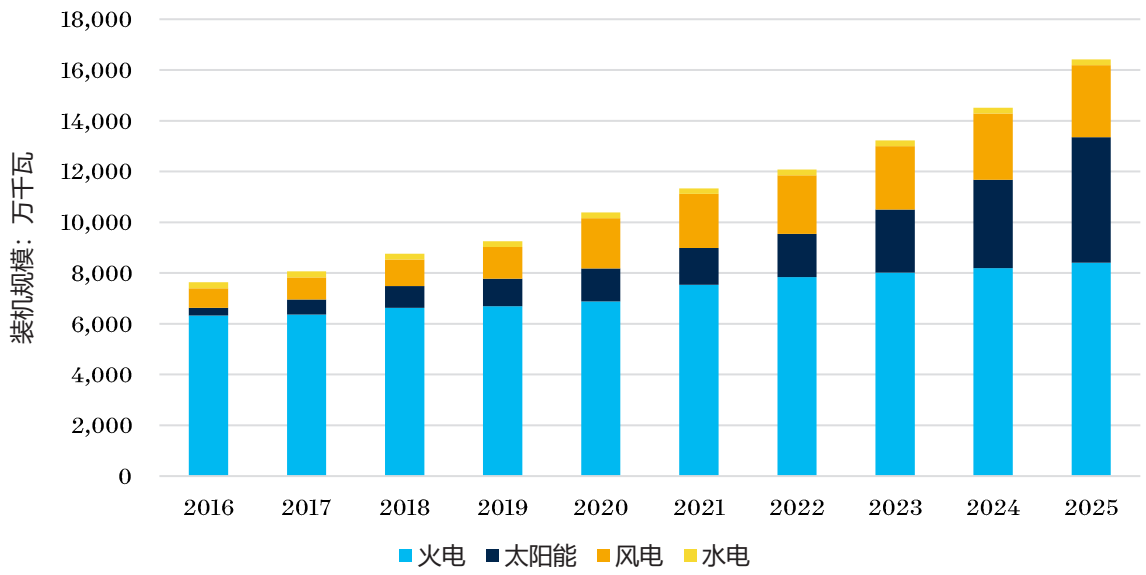

图1-1 2016-2025年山西省分类型发电装机容量

数据来源：山西统计年鉴，山西国民经济和社会发展统计公报

1.2 现有灵活性资源供给能力不足

煤电灵活性电源：受资源影响，山西气电、水电、生物质发电总装机仅占电源装机规模的4.39%，调节能力有限，煤电仍是山西当前最主要的灵活性资源。截至2025年底，山西省煤电装机容量为7365.97万千瓦[2]，2021-2025年，全省累计完成煤电灵活性改造容量2535万千瓦，省调煤电机组最大调节能力为3572万千瓦[3]，仅占电源装机规模的21.76%，最小技术出力降至20%左右。受限于煤电机组安全运行边界、经济性和低碳发展要求，进一步压减出力空间有限。

需求侧资源：2025年山西省发布的《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》规定，“负荷类”虚拟电厂调节容量不低于5兆瓦，且不低于最大聚合容量的10%，具备持续参与响应不小于2小时的能力。截至2025年底，全省虚拟电厂聚合客户191户，总聚合容量312.28万千瓦、调节容量72.58万千瓦[4]，总体规模小。目前山西工业领域可用的负荷侧资源主要集中于铸造、建材行业，但两大行业2024年用电量占全省用电的比例不足10%。电力热力、煤炭、钢铁、有色、化工、焦炭作为全省用电大户，占全省用电量比重约55%，但受生产工艺特性影响，未来仅在电加热、电制冷或生产不连续工序具备一定的调节能力。

储能资源：山西储能规模化应用仍处于初期，截至2025年12月，全省储能总装机为439.86万千瓦，其中包含新型储能总装机319.86万千瓦，西龙池抽水蓄能装机120万千瓦。根据山西省人民政府办公厅印发的年度省级重点工程项目名单，到2030年预计垣曲一期（120万千瓦）、浑源（150万千瓦）2个在建项目将投入运营[5]，全省抽水蓄能规模将增长至390万千瓦左右。

I.3 新型储能将成为灵活性资源的重要支撑

在现有灵活性资源规模与新能源发展速度不匹配的背景下，新型储能技术以其独特的优势，成为推动能源转型和保障电网安全稳定运行的关键技术。新型储能在调频响应速度和调峰灵活性上的独特优势，使其成为弥补传统火电响应不足、衔接并增强抽水蓄能与虚拟电厂调节效能的关键一环。规模化新型储能可为系统提供强大的调峰手段以及灵活、可靠、快速的频率调节和惯量支撑手段，有效降低新能源弃电率和系统频率越限和失稳风险，对保障电网安全稳定、促进新能源高效消纳具有不可替代的战略必要性。

表I-I 不同类型调节主体调节特点

技术类型	调峰特点	调频特点	核心优势	主要局限
火电（煤电）	传统主力，可大范围调节出力，但响应速度较慢（分钟级），调节有下限（最低技术出力）	传统主力，通过机组自动发电控制（AGC）实现，响应速度一般为秒到分钟级，精度尚可但有延迟	容量大、技术成熟、稳定可靠、成本相对较低（已建成）	响应慢、有爬坡限制、碳排放高、启停成本高、不灵活
虚拟电厂	聚合商与调度者，通过聚合分布式资源，间接提供调峰服务，优化整体负荷曲线	聚合多种资源，通过通信与控制技术，协调内部资源响应电网频率信号	不新建实体、最大化利用存量资源、资源类型多样	依赖复杂的信息通信技术、商业模式和协调控制难度大
抽水蓄能电站	调峰能力卓越，容量大、持续时间长（数小时至天），是电网级的“超级充电宝”	性能优秀，启停和功率转换迅速（分钟级），能很好胜任调峰调频和事故备用	容量大、持续时间长、技术成熟、寿命长、综合成本相对低	受地理条件严格限制、建设周期长（5-10年）、初始投资巨大
新型储能	优质灵活资源，可快速、精准地充/放电，实现“削峰填谷”	性能最优，响应速度达毫秒级，调节精度高，可同时实现一次、二次调频	响应极快、精度高、配置灵活、选址不受限	初始投资成本高、持续时间有限（小时级）、存在安全与寿命问题

第二章

山西省新型储能发展现状

2.1 一、二次调频市场开放推动山西新型储能快速发展

2021年11月，山西省启动首批“新能源+储能”试点示范项目，共有15个项目列入首批试点示范项目，以试点示范推动新型储能发展。2023年，山西电力现货市场成为我国首个转入正式运行的电力现货市场，为独立储能电站开辟新的盈利渠道，带动新型储能规模快速提升。2025年初，全省一次调频、二次调频市场相继开放，进一步推动新型储能规模高速增长。

截至2025年底，全省新型储能装机规模达319.86万千瓦，比2020年增长41倍，2024年和2025年的年度新增规模均超过100万千瓦。全省新型储能项目以单站规模10万千瓦及以上、储能时长2小时及以上的项目为主，其中单站规模10万千瓦及以上项目合计装机容量约占83.63%（全国为72%[6]），单站储能时长2小时及以上项目合计装机容量约占57.77%。

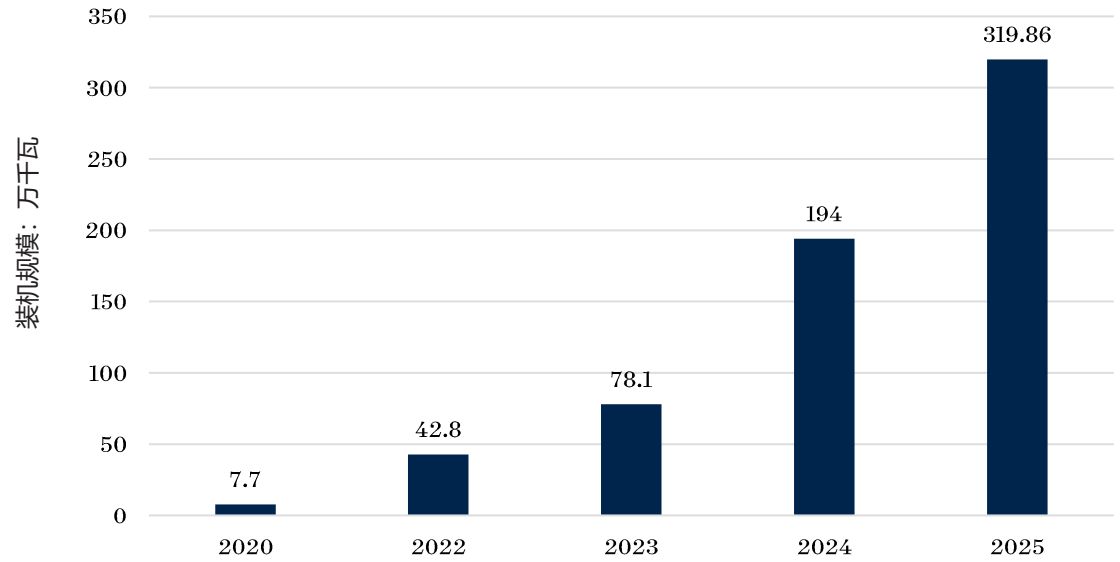

图2-1 山西省新型储能装机规模

数据来源：国网新能源云

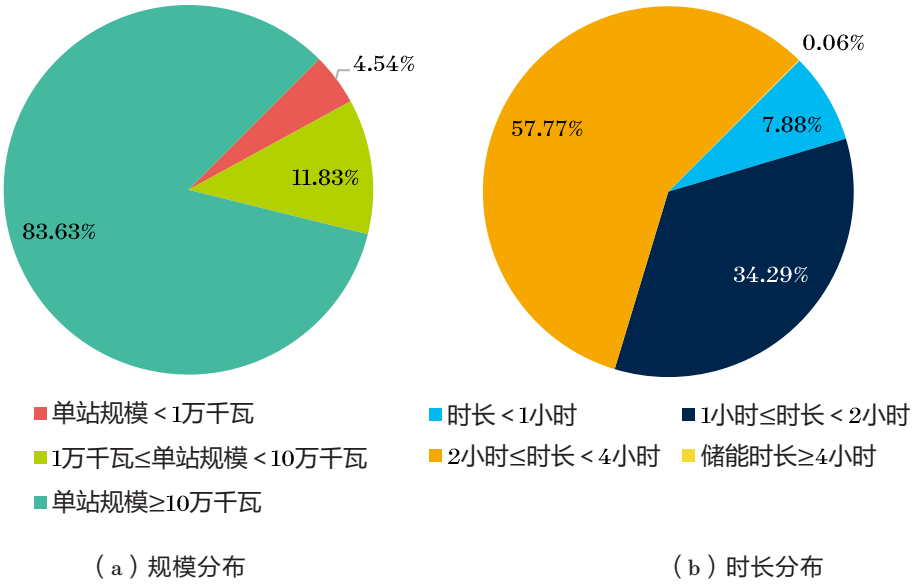

图2-2 山西省新型储能项目规模、时长分布情况

数据来源：课题组根据公开信息整理

2.2 锂离子电池储能为山西主要技术路线

山西新型储能技术路线以磷酸铁锂电化学储能为主，占已投产装机的90%以上（全国锂离子电池储能装机占比达96.1%）。2022年以来，飞轮储能、全钒液流电池储能、超级电容等其他技术路线逐步发展。伴随其他技术发展，“磷酸铁锂+”混合型储能项目2024年以来明显增加，全省新型储能技术总体呈现多元化发展态势。

图2-3 山西省各类新型储能技术路线项目投产时序

2.3 电网侧独立储能为山西最大规模应用场景

山西省新型储能项目应用场景主要包括独立储能、新能源配建储能、火电配建储能、用户侧储能。其中，电网侧独立储能占据绝对主导地位，其装机容量占比超过80%，远高于全国51.2%的平均水平（2025年）。相比之下，电源侧储能占比约11%，以火电联合调频为主；在“强制配储”取消前，山西省仅在局部地区（大同、朔州、忻州、阳泉）建议新能源配置10%以上新型储能[7]，新能源配储的装机占比显著低于全国水平。用户侧储能主要应用于高速服务区、商业综合体以及光储充一体化项目中，受峰谷价差低影响，山西用户侧储能发展不及全国水平。

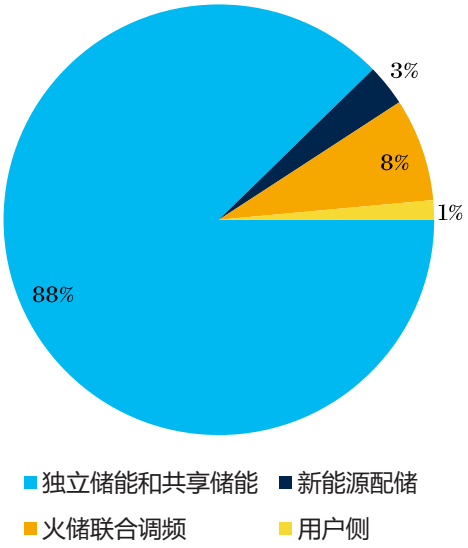

图2-4 山西新型储能应用场景分布

数据来源：课题组根据公开信息整理

2.4 “电能量市场+辅助服务市场”为现有盈利模式

截至2025年底，山西独立储能可以参与电力现货市场、一次调频、二次调频三种市场机制，但尚未被纳入容量市场机制。独立储能作为发电和用电的结合体，可以按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。2025年山西省现货峰谷平均价差稳定在0.3-0.5元/度[8]，截至2026年3月底，山西省在交易平台注册的独立储能企业共有26家[9]。

2025年3月1日山西独立储能参与一次调频政策正式执行，截至2025年6月底全省有12家独立储能电站参与，推动全省火电机组一次调频动作次数和动作总时长分别同比下降约30%、40%，平均单次动作时长缩短0.7s[10]。二次调频政策于2025年4月开始执行，主要参与主体包括火电配储项目和部分独立储能电站。

表2-1 山西省独立储能盈利模式及参与主体技术路线

盈利模式		政策支持	参与主体技术路线
现货市场峰谷套利		2023年12月，《关于山西电力现货市场由试运行转正式运行的通知》（晋能源电力发〔2023〕320号）发布，山西由此成为我国首个正式运行的省级电力现货市场。 2025年12月，山西省电力中心发布《电力市场规则体系（V16.0）》（晋能源电力发〔2025〕260号），更新了《电力现货市场实施细则》，独立储能自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。	包括磷酸铁锂、全钒液流等能量型储能技术路线的储能电站
辅助市场	一次调频	2025年1月，山西能监办发布《山西电力辅助服务管理实施细则（2025修订版）》（晋监能市场规〔2025〕2号），明确了新型储能参与一次调频的实施细则：补偿标准按调节里程×性能指标×单价计算，一次调频补偿单价固定为6元/MW，独立储能电站的实际调节速率不得超过60MW/分钟，单厂站申报的有偿一次调频服务容量暂定不大于50MW，申报容量上限可根据参与有偿一次调频服务厂站数量及实际运行情况进行调整。	包括飞轮、超级电容等功率型储能和磷酸铁锂储能技术路线的电站
	二次调频	2025年4月，山西省能监办更新《山西电力二次调频辅助服务市场交易实施细则》（晋监能市场规〔2025〕3号），明确山西省储能电站参与二次调频补偿细则。2025年12月，《电力市场规则体系（V16.0）》（晋能源电力发〔2025〕260号）对其进行了修订：山西省储能电站二次调频补偿申报价格最高为15元/MW，分5个时段申报，每时段的容量需求为该时段直调发电需求的5%-15%，各主体需在竞价日申报并按排序竞得份额。	包括飞轮、超级电容等功率型储能和磷酸铁锂储能技术路线的电站

第三章

山西省新型储能发展趋势预判

3.1 2030、2035年新型储能发展需求情景分析

研究基于山西实际负荷曲线与风电、光伏出力特性，采用时序生产模拟方法，对2030年和2035年的新型储能发展需求进行测算。即通过动态分析可再生能源发电能力与电力负荷之间的匹配情况，系统模拟储能配置的优化方案，核心目标是有效缓解山西电力系统调峰压力，确保全省可再生能源利用率维持在90%以上。

新型储能发展与新能源发展规模、用电负荷关联密切，研究综合考虑山西2026年-2030年、2031年-2035年两个阶段电量需求、最大负荷需求、电源发展规划等边界条件设置“基准情景”和“低碳情景”。

基准情景：该情景延续当前政策惯性，电量需求、用电负荷及风光可再生能源装机规模、煤电装机规模按照现有发展趋势推进。其中重要灵活性资源煤电装机规模按照公开的在建、拟建项目全部投入运营，2030年预计达到9500万千瓦；风电光伏发展速度按照2021年-2025年发展速度延续。

低碳情景：该情景下山西全社会电气化进程显著加快，电量需求与用电负荷进一步提升，可再生能源新增装机实现跨越式增长。其中到2030年，煤电装机规模峰值控制在8900万千瓦以内，风电光伏装机完成新增1亿千瓦的目标。

表3-1 山西省不同情景关键参数预测表

边界条件	指标	基准情景		低碳情景	
		2030年	2035年	2030年	2035年
全社会用电需求（亿千瓦时）	全社会用电量	3956	4883	4101	5062
用电负荷（万千瓦）	省内最大负荷	6374	7905	6557	8133
	外送能力	4860	4860	4860	4860

电源规模（万千瓦）	煤电	9500	9300	8900	8500
	风电	6100	7400	7300	9300
	太阳能发电	7700	10800	10500	13400
	水电（含抽水蓄能）	495	735	495	735
	燃气发电	400	400	400	400
	余热余压余气发电	580	580	580	580
	生物质发电	150	150	150	180
	合计	24925	29365	28325	33095

模拟结果显示：基准情景下，2030年山西省新型储能发展需求为1500万千瓦，2035年为3000万千瓦；低碳情景下，2030年山西省新型储能发展需求为2300万千瓦，2035年为3600万千瓦。

表3-2 不同情景关键年份新型储能发展规模

情景类型	年份	新型储能规模	可再生能源利用率
基准情景	2030年	1500万千瓦	90.5%
	2035年	3000万千瓦	93.2%
低碳情景	2030年	2300万千瓦	90.0%
	2035年	3600万千瓦	90.0%

3.2 电网侧独立储能将迎来“电能量市场+辅助服务市场+容量市场”的三重收益模式

2026年1月国家印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），提出建立电网侧独立新型储能容量电价机制。2025年11月，山西出台《山西省深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》（晋发改商品发〔2025〕322号）提出将发电侧容量补偿适用范围拓展至新型储能等可提供有效容量的各类发电主体。未来容量电价机制的出台将服务于电力系统安全运行，为电网侧独立新型储能电站提供稳定、可持续的收益预期，并推动独立储能商业模式进一步多元化。

3.3 新能源配储将进入“市场驱动”和“价值创造”新阶段

2025年1月，国家发改委、能源局发布《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》（发改价格〔2025〕136号），要求“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，取消“强制配储”，并推动新能源发电全面进入电力市场。同年，国家层面通过《新型储能规模化建设专项行动通知（2025—2027年）》（发改能源〔2025〕1144号）《国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93号）等文件，为“新能源+储能”作为联合主体参与市场交易打开通道。

山西层面出台的《分布式光伏发电开发建设管理实施细则（试行）》（晋能源规〔2025〕2 号）明确鼓励新能源企业通过自建、共建、购买服务等方式灵活配置新型储能。政策引导下，新能源企业未来将根据自身发电特性、电网接入条件、电价波动情况及市场需求等因素，自主评估是否配置储能及配置规模，与新能源项目联合参与市场交易，提升整体出力的稳定性和市场竞争力，解锁更多收益场景。市场与价值的双重驱动下，山西晋北、晋西等大型风光基地的新能源场站将发生从“被动配储”以符合并网要求，向“主动配储”以解锁更多收益场景的根本性转变。

3.4 火储联合调频市场具有一定的发展空间

传统煤电机组在调节速率、爬坡能力等方面存在天然局限，配置新型储能可有效拓展其调节边界，同时缓解因高频次深度调峰带来的设备磨损、能耗上升与安全风险。运营案例表明，装机规模大、调节能力强的火电机组通过配置储能实现技术升级后，其调节性能指标Kp值可提升2至3倍，二次调频收益稳定性大幅增强。

同时，国家出台一系列相关政策鼓励火储联合调频发展。2024年12月，《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025-2027年）》（发改能源〔2024〕1803号）鼓励煤电企业结合市场需求自主配置调频储能，将火储联合调频定位为提升系统调节能力的重要路径。2025年3月，《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025-2027年）》（发改能源〔2025〕363号）鼓励煤电机组尽可能借助自身调节或辅助调节手段提升一次调频性能。在市场、政策驱动下，山西煤电火储联合调频具有一定的发展空间。

3.5 用户侧储能应用将迎来新的发展机遇

2025年山西印发《虚拟电厂建设与运营管理暂行办法》（晋能源规〔2025〕4号）提出虚拟电厂可聚合用户侧可调节负荷、电动汽车、用户侧储能等资源，明确了用户侧储能作为虚拟电厂核心资源的价值。未来随着山西算力产业的快速发展，绿电直连和绿电园区加速落地，国家级和省级零碳园区的建设持续推进，以及新能源与煤矿等负荷的深度融合，将为省内用户侧储能创造更多元化的应用场景。政策引导和新场景的拓展将为山西用户侧储能发展提供机遇，未来面向绿电园区、零碳园区、数据中心、高速公路沿线的用户侧储能项目开发将成为山西省用户侧储能市场发展重点。

第四章

山西新型储能发展面临的主要问题

4.1 新能源配储面临经济性与转型困局

山西省《电力市场规则体系（V16.0）》（晋能源电力发〔2025〕260号）明确“配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易”。目前全省新能源配建储能普遍不具备独立计量和控制条件，参与辅助服务及电力市场交易的通道受限，其收益主要依赖减少弃风弃光。但全省配建的电化学储能平均时长仅1小时，只适用于应对日内小幅波动，在新能源集中大发且持续时间较长的时段（午间光伏大发），配建储能难以有效消化，加之新能源已实现平价上网，通过减少弃电带来的收益十分有限，投资回报周期长达15-20年。在转独立方面，《电力市场规则体系（V16.0）》明确额定容量大于等于20MW且可储存电量不小于20MWh的新能源配建储能，改造后接入电压等级为35kV及以上，满足相关接入条件可申请转为独立储能，但山西省大多配建储能规模较小，不满足配建转独立要求，转型通道受限。

表4-1 山西省已并网新能源配储项目

项目	配储规模	并网时间	是否具备转独立条件
大同新荣隆基600MW+30MWh平价上网项目	30MW/30MWh	2021.12	是
天镇100MW光伏+10%储能项目	10MW/10MWh	2025.5	否
孟县100MW光伏+10%储能项目	10MW/10MWh	2026.01	否

来源：课题组根据公开信息整理

4.2 独立储能容量补偿机制尚未建立

在新型电力系统加速构建的背景下，新能源占比持续提升，煤电加速向调节性、支撑性电源转型，新型储能与抽水蓄能作为灵活调节电源，已成为提升系统发电容量充裕度的核心支撑。

国家和山西省已针对煤电与抽水蓄能出台容量电价机制，但面向新型储能的容量补偿机制仍未建立。一方面导致大容量独立储能电站的容量价值在当前市场体系中无法有效体现；另一方面，随着独立储能电站在现货市场的收益不确定性显著增强，在调频市场的收益预期随着竞争主体持续涌入趋于回落，亟须建立一套与电价波动弱相关、与系统价值强相关的容量补偿机制，为储能项目提供稳定盈利渠道，以兜底收益底线，保障投资的长期可持续性。

表4-2 山西省煤电和抽水蓄能电站容量电价标准

调节电源类型	容量电价标准	政策依据
煤电	165元/千瓦·年（含税）	《山西省发展和改革委员会关于调整我省煤电容量电价的通知》（晋发改商品发〔2026〕30号）
抽水蓄能（西龙池抽水蓄能电站）	463.81元/千瓦（含税）	《国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533号）

4.3 分时电价峰谷价差难以支撑工商业储能发展

工商业储能目前主要依靠分时电价获得收益，其利用小时数与收益取决于分时电价的价差。与发达地区相比，山西省分时峰谷价差显著偏小。根据2026年3月全国代理购电价格数据，广东珠三角五市峰谷价差最高可达1.28元/kWh，天津、广东、河北、四川、湖南、山东、重庆、浙江、海南共9个地区峰谷价差均超过0.7元/kWh，而山西省单一制和两部制峰谷价差不足0.4元/kWh[11]，直接影响了工商业储能项目的投资回报预期，尚未形成足以驱动工商业储能规模化发展的价差优势。

2026年1月，山西省发改委印发《关于进一步完善工商业用户分时电价政策的通知》（晋发改商品发〔2026〕15号），调整分时电价执行范围，优化峰谷平时段划分，延长午间低谷电价和晚间尖峰电价，并增设节假日深谷电价，新政于2026年5月1日起执行。短期来看，新政保留了稳定的峰谷价差，且通过“两充两放”的时段设计保障了用户侧储能的项目收益率。长期来看，新政未调整低谷、高峰、尖峰时段的浮动比例，实际形成的峰谷价差对用户侧储能的单次套利空间不具备绝对优势；增设的假日深谷电价每年仅执行21天，对工商业储能规模发展的推动作用有限。

表4-3 山西省分时电价政策调整前后对比

政策	峰谷电价浮动范围
调整前：《关于完善分时电价机制有关事项的通知》（晋发改商品发〔2021〕479号）	高峰时段电价在平时段电价基础上上浮60%；低谷时段电价在平时段电价基础上下浮55%；尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮20%。
调整后：《关于进一步完善工商业用户分时电价政策的通知》（晋发改商品发〔2026〕15号）	在春节、劳动节、国庆节期间，设置13:00-15:00为深谷时段，执行深谷电价。高峰时段电价在平时段电价基础上上浮60%；低谷时段电价在平时段电价基础上下浮55%尖峰时段电价在高峰时段电价基础上上浮20%；深谷电价在低谷电价基础上下浮20%。

表4-4 典型省份分时电价对比

省份	高峰浮动	低谷浮动	尖峰浮动	深谷浮动	套利频次潜力
山西（新政）	+60%	-55%	+20%在高峰基础上	-20%在低谷基础上	2次/日
山东	+70%	-70%	+100%	-90%	2次/日
河北（冀北）	+70%	-70%	+20%在高峰基础上	-20%在低谷基础上	2次/日
江苏	两部制+80%；单一制（≥100kVA）+70%单一制（＜100kVA）+60%	-65%	+20%在高峰基础上	-20%在低谷基础上	2次/日

来源：课题组根据各省分时电价政策整理

4.4 新型储能融资困局待解

从绿色金融适配性来看，新型储能作为新兴领域，技术路线多元、专业门槛较高，金融机构在运用绿色金融工具支持此类项目时，缺乏精准识别优质项目的细分评价标准，难以对项目的技术可靠性做出专业的判断，往往采取审慎态度，导致审批流程延长、放款周期拉长。从银行信贷机制来看，储能行业普遍存在投入规模大、回报周期长的特点，与传统信贷业务注重短期回款、抵质押担保的风险逻辑存在天然错位。同时，银行投贷联动等创新业务发展缓慢，对初创期储能企业的金融支持仍显不足，进一步加剧了行业的融资困境。

第五章

推动山西新型储能高质量发展的建议

5.1 科学合理确定新型储能发展目标

建议将2035年新NDC目标作为约束性条件，综合考虑全省新能源消纳和储能行业良性发展，科学测算全省储能需求规模，将新型储能发展目标纳入全省2026-2030年碳达峰行动方案中。为确保2030年全省新能源装机规模达到1.78亿千瓦，其中风电装机7300万千瓦，光伏装机达到10500万千瓦，且新能源利用率达到90%以上，建议全省新型储能配置规模约2300万千瓦；到2035年，为确保全省新能源装机规模达到2.27亿千瓦，其中风电装机9300万千瓦，光伏装机达到13400万千瓦，新能源利用率达到90%以上，新型储能配置规模则需达到约3600万千瓦。

5.2 建立新型储能建设需求发布机制

由能源主管部门牵头建立新型储能建设需求定期发布机制。采取“年度发布+动态更新”模式，以县/区或变电站为单元，结合各单元电网架构、电网接入条件、新能源发展规模、消纳需求以及负荷现状，明确各单元的储能需求、电网可接入容量上限、建议配置规模及并网技术要求；按季度动态更新接入容量数据，确保信息时效性。发布内容将作为项目备案的前置参考，引导社会资本从“盲目抢资源”转向“科学选位置”，对在容量受限区申报的项目审慎备案，科学合理配置电网资源，从源头上避免项目无序布局，解决“备而不建”问题，在提升储能利用率与系统调节能力的同时，最大限度降低储能建设对电网的冲击。

5.3 拓宽新能源配建储能多元盈利渠道

参考蒙西做法，结合山西《电力市场规则体系（V16.0）》（晋能源电力发〔2025〕260号）现有框架，积极探索“新能源+储能”联合出清机制，将新能源场站与配建储能视为单一经营主体参与现货市场，按照出清结果自行安排储能

充放电。建立分场景、分时段的调用规则，在电网调度管控时段储能须严格执行调度指令履行调节义务，在非管控时段允许储能自主决策、市场化套利，对因强制调度导致储能无法按市场化策略充放电所造成的机会收益损失，建立基于实际调用次数和时长的补偿机制，补偿资金来源于辅助服务市场分摊或受益新能源场站侧分摊。基于山西省现有新能源配建储能规模分布，降低配建储能转独立准入门槛至10MW/10MWh，简化审批流程，按照“能转尽转”原则推动更多配建储能进入辅助服务市场，提高配建储能电站利用率。

其他省份及企业新能源配建储能高质量发展探索与实践

甘肃：《甘肃电力现货市场规则（V3.2）》（甘工信发〔2026〕55号）明确，新能源场站应根据运行日新能源（超）短期预测合理申报配建储能（超）短期自调度计划曲线；含有配建储能的新能源场站，电力调度机构对配建储能按需调用期间，不回收调频增发超额获益回收费用；拥有配建储能的新能源企业，当其配建储能根据调度指令发生从主网充电情况时，对其充电成本进行补偿，此费用由省内全体工商业用户按月度用电量比例分摊。

蒙西：2024年，内蒙古在全国率先印发省级电网《新能源配建储能直接调用实施细则》（内电调〔2024〕86号），明确配建项目储能直接调用的基本原则、应用场景、调用方式和计量结算要求，形成自主调用为主、直接调用为应急补充的储能市场化调用机制。在自主调用期间，新能源与配建储能作为一个整体参与蒙西电力市场，按照现货出清结果自行安排储能充放电；在调度调用期间，配建储能参照独立储能价格机制结算（上网、下网电量按照现货价格结算）。

三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目：总装机容量200万千瓦，其中风电170万千瓦、光伏30万千瓦，配套55万千瓦（2小时）储能，是全国首个“源网荷储”项目、国内首个储能配置规模达到千兆瓦时的新能源场站，也是全球规模最大的“源网荷储”一体化示范项目。示范电站突破了电网调度主站直控的方式，由蒙西电网下达总指令至风光储一体化智慧联合集控系统，由该系统自行分配，实现风、光、储各发电单元一体化协调互补优化运行，运行控制精度和响应时间均达到行业领先水平，实现了指令跟踪、顶峰供电、系统调峰、最大化消纳、功率平滑、一次调频/虚拟惯量六大电网友好功能。2023年，储能系统共计运行684次，其中充电393次、放电291次，大规模储能系统得到有效利用，有力保障了地区清洁能源的可靠供应。典型日早晚高峰顶峰供电时长超过4小时，能够有效缓解地区电网特定时段的电力供应紧张问题[12]。

5.4 加快新型储能容量补偿政策落地

建议参考其他省份容量补偿经验，结合山西电网实际，按照“谁受益、谁承担”原则，科学设定补偿标准及分担机制。在补偿标准上，以煤电容量电价为基础（165元/千瓦·年），结合储能电站的放电时长、可用容量、响应速度等技术参数确定折算比例。引入甘肃的“容量供需系数”调节机制，根据系统实际容量需求动态调整补偿水平。在费用分担上，将容量补偿费用纳入系统运行费用，由全体工商业用户按用电量比例分摊，并将外送电量一并纳入容量补偿费用分摊范围，由电网企业负责支付与疏导。初期可设定2-3年政策稳定期，后期结合市场成熟度探索通过市场化竞价形成容量电价，逐步推动补偿机制平稳退坡。

部分省份容量补偿政策

河北：2025年3月，河北省发改委印发《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》（冀发改能价〔2025〕366号），明确独立储能依全容量并网时间先后通过竞争的方式确定享受容量电价激励机制的独立储能电站，先建先得。参与竞争的独立储能电站容量不低于10万千瓦、满功率持续放电时长2小时及以上。年度容量电价为100元/千瓦(含税，下同)，月度标准按8.3333元/千瓦执行。2024年已按容量电价激励政策退坡机制执行的独立储能电站，年度容量电价不足100元/千瓦的追补至100元/千瓦。

内蒙古：2025年4月，内蒙古自治区能源局发布《关于加快新型储能建设的通知》（内能源电力字(2025)120号），提出对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准一年一定，2025年度补偿标准为0.35元/千瓦时，执行时间为10年。

甘肃：2025年12月甘肃省发布《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》（甘发改价格规〔2025〕4号），建立发电侧可靠容量补偿机制。电网侧独立新型储能每年可获得的容量电费为申报容量、可靠容量补偿标准和容量供需系数三者的乘积。可靠容量补偿标准暂定为每年330元/千瓦，自2026年1月1日起执行。

湖北：2025年12月，湖北省发改委印发《关于建立新型储能价格机制的通知》（鄂发改价管〔2025〕328号），对电网侧独立储能按照每年165元/千瓦的补偿标准执行，容量电费纳入系统运行费，由全体工商业用户分摊，按月滚动清算。补偿自2026年2月1日起执行，执行期限暂定1年。

5.5 推动用户侧储能与新业态双向赋能

建议紧抓山西省绿电园区、零碳园区、算力数据中心等新业态加速布局的窗口期，推动用户侧储能与特色场景深度融合、双向赋能。围绕已批绿电园区、零碳园区及钢铁、化工等高载能行业，建设具备协同控制能力的智能微电网，提升风光发电、储能与用电负荷间的动态协调能力，实现清洁能源就地消纳与高效利用；针对园区建筑与设施，积极推广“光伏+储能”“储能+直流微网”及车网互动（V2G）等综合应用模式，打造高度电气化、智能化的低碳生产生活系统；针对算力数据中心等大电量负荷单元，结合峰值功率、负荷曲线及可再生能源资源条件，合理配置储能容量并配套分布式新能源，通过一体化协同运行提升绿电比例与供电可靠性。鼓励用户侧储能通过虚拟电厂聚合形式，参与电力需求响应、辅助服务及现货市场交易，充分挖掘其在系统调节与经济运行中的双重价值。

表5-1 山西省部分绿电园区储能建设规划

绿电园区	配建储能建设规划
大同算电协同绿电园区	在园区20公里范围内布局500MW风光同场新能源发电基地，通过新建专线专变实现绿电直供，并配套建设50MW／100MWh园区侧储能电站，形成增程式储能架构，确保实现绿电就近直连和100%就地消纳。
兴县经济技术开发区绿电园区	新建新能源51万kW，2座220kV园区专变及线路工程，配套建设75MW/300MWh储能电站和调度管理平台，新能源电源以直连方式向园区专供绿电，余量部分向上级公共电网反送电，反送电比例不超过20%。

数据来源：大同算电协同绿电园区：山西省人民政府.秦能科技大同超级能源综合体绿电园区正式获批. 兴县经济技术开发区绿电园区：兴县获批省级绿电园区试点.

5.6 探索储能与绿电、碳交易的衔接机制

结合山西绿电直连项目试点经验，探索将储能系统对新能源消纳的贡献纳入绿电溯源体系，对承担削峰填谷服务的储能项目核发“绿电调节凭证”，允许其与绿证、绿电交易捆绑或分离交易，使储能分享绿电收益。探索制定储能系统减碳贡献的核算方法学，按“替代煤电发电量”核算碳减排效益，允许符合条件的储能项目参与碳配额交易或碳普惠机制，推动储能的碳减排收益可市场化变现。依托山西智慧能碳平台建设和能源互联网发展，推动电力调度数据、储能运行数据与碳核算数据的互联互通，实现储能调节电量、减碳量的可追踪、可核证、可交易。

5.7 持续完善新型储能行业金融服务体系

积极引入第三方专业认证评估机构，对储能项目的盈利能力进行综合评估，提高优质储能项目认定的专业化、标准化水平，为金融机构更好地服务储能行业发展提供支撑。丰富储能金融产品供给，建立新型储能项目融资对接项目库，在依法合规、风险可控的前提下，鼓励和支持金融机构加大对新型储能行业的贷款扶持力度。对符合要求的项目，优化审批流程，缩短审核周期，加快放款速度，提升融资效率。鼓励发展供应链金融，推动融资租赁服务赋能储能项目设备采购。针对储能行业特点，引导保险机构设立新型储能专属保险，开发产品质量责任险、产品质量保证险等险种，构建覆盖项目全周期的风险保障体系。

参考资料

[1] 电力行业规划研究与监测预警中心. 全国新能源并网消纳情况[EB/OL]. (2026-02-06)[2026-03-30]. https://mp.weixin.qq.com/s/0LJUhiavT3CHAKBDYLviWg.

[2] 山西省电力行业协会. 山西省发电企业综合对标通报[EB/OL]. (2026-02-09)[2026-03-30]. https://sxepa.org/UpLoadFiles/20260210/20260210151501179 8.pdf

[3] 山西省能源局. “高质量完成‘十四五’规划”系列主题第二十二场新闻发布会举行（省能源局专场）[EB/OL]. (2025-12-17)[2026-02-18]. https://nyj.shanxi.gov.cn/zwgk_230510/xwfbh/202512/t20251219_10016454.shtml

[4] 国网山西省电力有限公司. 山西累计入市虚拟电厂达到10家[EB/OL]. (2026-01-12)[2026-02-15]. http://www.sx.sgcc.com.cn/homepage/wbw/articles/202601/a1164501.html

[5] 山西省人民政府. 山西省人民政府办公厅关于印发2024年省级重点工程项目名单的通知[EB/OL]. (2024-01-26)[2026-02-16]. https://www.shanxi.gov.cn/zfxxgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/lzyj/szfbgtwj/202402/t20240201_9495890.shtml

[6] 国家能源局. 国家能源局举行新闻发布会介绍2025年新型储能发展情况[EB/OL]. (2026-01-30)[2026-02-19]. https://www.nea.gov.cn/20260130/50f657ce87f848e1a9a1861d1fd9aa23/c.html

[7] 山西省能源局.山西省能源局关于做好2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知 [EB/OL]. (2021-08-26)[2026-03-12]. https://nyj.shanxi.gov.cn/zfxxgk/fdzdgknr/sjwj/202403/t20240318_9521750.shtml

[8] 木兰达电力现货.《电力现货价格及各电源类型收入年报（2025年1月-12月）》[EB/OL]. (2026-01-26)[2026-03-01]. https://mp.weixin.qq.com/s/97KJNWM96fjzbCDQgppmKA

[9] 山西省电力交易中心. 山西电力交易中心每日市场信息（2026.3.31）[EB/OL]. (2026-04-01)[2026-04-12]. https://mp.weixin.qq.com/s/Z2Lu68GBBFDKup8FvEUukQ

[10] 国家能源局. 山西电力有偿一次调频辅助服务成效显著 助力电网安全稳定运行[EB/OL]. (2025-08-29)[2026-03-02]. https://www.nea.gov.cn/20250829/9afe20e105e343578bdfa5d3985c103a/c.html

[11] 风电资讯. 2026年3月代理购电价格[EB/OL]. (2026-03-02)[2026-03-21].. https://mwind.in-en.com/html/wind-2465683.shtml

[12] 徐辉,谭振龙.以自调度模式破解新能源配储“建而不用”难题[J].中国电力企业管理, 2024,(34):55-59.

山西科城能源环境创新研究院

地址：山西省太原市小店区东融街中博信息产业园A栋7层
电话：0351-3531599

自然资源保护协会

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706
邮编：100026
电话：+86 (10) 5332-1910