



盈尺“储”瑞，载涂“兆”丰 ——新型储能对新能源发电企业的影响浅析

联合资信 工商评级三部

近年来，我国新能源装机容量迅猛扩张，为缓和电网输配电稳定性压力以及新能源限电严重问题，政策导向逐步加强对储能建设要求，但由于储能市场交易制度及充放电调度落实等方面仍存在欠缺，当前储能单体项目仍处于亏损状态，即目前配储指标单向增加新能源发电企业建设成本。

长远看，在可以完全参与市场交易、充分接受电网调度的基础上，新型配储项目将有助于减少新能源项目弃电量、提升整体新能源项目发电量（储能项目被调用）或变相推高该项目上网电价（储能项目产生正收益）；独立储能项目也可通过峰谷价差、容量租赁和容量补偿产生正收益。

“配有有效储能”可以一定程度降低新能源发电企业的信用风险。



联合资信评估股份有限公司
China Lianhe Credit Rating Co., Ltd.



一、 新型电力系统下新型储能的意义

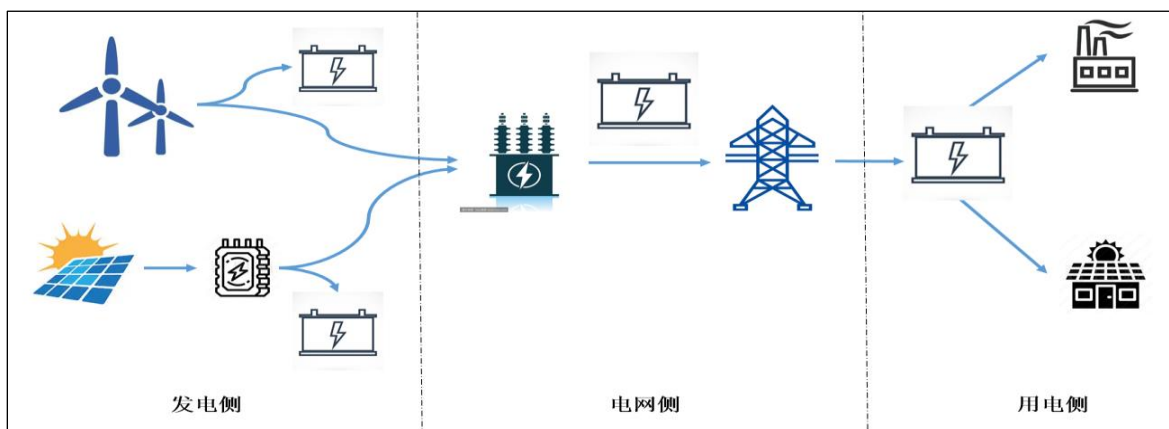
自提出“双碳”政策以来，我国能源结构转型步伐加快，以“风光”为代表的可再生能源发电装机规模呈快速增长态势。根据国家能源局数据统计，截至 2023 年底，我国太阳能发电和风电装机容量分别同比增长 55.2%和 20.7%至 6.1 亿千瓦和 4.4 亿千瓦，装机增速均创历史新高。2023 年末，清洁能源发电装机占我国发电总装机容量的 58.2%，已成为我国全社会用电的重要来源。进入 2024 年后，我国 GDP 增速放缓，为驱动经济稳定增长，风光发电等新能源投资成为实现 GDP 增速目标的主要推动力之一，同时随着 95%消纳红线将不再成为制约新能源发电快速发展的因素，我国新能源装机规模将继续保持快速增长态势，未来清洁能源将成为我国的主导电源类型。但因风光发电存在随机性、间接性和波动性，对电力系统的调节能力提出更高要求；同时，部分地区电网投资建设开工进度不及预期，整体建设节奏慢于发电端，特高压输送通道不足导致风光大基地项目无法实现充分并网，我国电力消纳问题显现。目前，为保障电力系统的稳定性，支撑性火电机组相继在电力缺口较大区域投入运营，同时为保障西电东送输电通道的高效利用，西北地区大型沙漠、戈壁、荒漠、采煤沉陷区风光基地新增一批配套大容量高参数火电项目，但大批量火电机组投运与我国电源结构绿色转型基调相悖。在此背景下，为了保障我国能源安全，推进绿色转型，储能则成为提升新能源电站发电效率、减少弃风弃光限电、调峰、调频和维护电网安全性及稳定性的最佳选择。

2024 年 8 月 6 日，国家发展和改革委员会等三部门印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，该方案明确提出“源网荷储”协同可有效提升电力系统稳定水平，实现电力供需动态平衡，储能系统成为我国构建新型电力系统的重要环节。

1. 新型储能的作用

新型储能是指除抽水蓄能以外的储能形式。抽水蓄能因资源条件限制以及建设周期较长等因素影响，规模增速有限。因此，随着风光发电装机规模的迅速扩大，新型储能作为重要的灵活调节性资源，已成为构建以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑。在“源网荷储”新型电力系统中，新型储能系统可分别在电源侧、电网侧和用电侧发挥作用。

图表 1 新型储能应用场景



从发电端来看，受风速变化、日照时间和太阳辐射强度等因素影响，风力发电和光伏发电输出功率不稳定，无法满足不断变化的用户电力需求，存在弃风、弃光等问题。电源侧可以通过配储方式来保障新能源发电处于更加经济的运行状态。当来风和光照条件良好时，风力和光伏发电发出电量过剩，新型储能电池可将多余的电量存储，减少弃风和弃光现象的发生；当光照不足或风速较低时，发出电量无法满足下游用户需求，新型储能系统可以将储存的电量并网，改善新能源发电消纳问题，平滑新能源场站出力。目前，我国各省已陆续出台新能源电站强制配储政策。例如，内蒙古自治区要求对新建市场化并网新能源项目配建储能规模原则上不低于其装机容量的 15%，储能时长 4 小时以上；新建保障性并网新能源项目配建储能规模原则上不低于其装机容量的 15%，储能时长 2 小时以上。

新型储能系统在电网侧的主要作用为调峰、调频和减轻电网阻塞等。因为下游用户在不同时点的用电需求不同，新型储能系统可实现对用电负荷的削峰填谷。例如，白天光照充足，光伏发电供给增加但用电需求减少，电网净负荷¹降低，但随着晚上用电负荷增加但光伏出力减少，电网净负荷则明显提升，意味着电力系统必须具备午间降低出力、傍晚提升出力的日内调节能力。因此，若新型储能系统接入电网侧上游变电站，在用电负荷低谷时，多余的电量可以储存在储能电池中，在用电负荷高峰时段储能电池将存储的电量释放，从而实现电力生产和消纳之间的平衡。因电网净负荷在每秒、每分或每月等不同期间的波动性均存在差异，新型储能系统可以在一定程度上协助电网实现调频、日内调峰以及季节性调峰的作用。此外，因为不同地区的发电能力和输电能力不平衡，若发电量大于电网输送能力，则易发生电网阻塞的情况。以新疆地区为例，新疆地区风资源和光照资源充足，但本地消纳不足且外送通道无法完全消纳所发电量，其发电负荷远高于电网线路容量。当风光发电量增加导致电网线路阻

¹ 电网净负荷是指电网在某一时刻内的总负荷与此时刻的可靠电源供应之间的差值，该差值决定了电网必须从其他电源获得多少电力，或者必须向其他电源输送多少电力。

塞时，电网可以将无法输送的电量暂时储存在储能电池中，因此新型储能系统可以在一定程度上替代输配电设备，减轻输配电站压力，提高电网的输配电能力。

用电侧新型储能系统分为工商业储能和户用储能，一般和分布式光伏配套使用。用户端安装储能设备后可以在用电高峰时期自发自用，或者在低电价时给储能系统充电，高电价时给储能系统放电，实现峰谷点价差套利，降低用电成本。此外，若发生停电故障，储能可以将储备的电量供应给用户，提高供电可靠性。

2. 我国新型储能发展现状

新型储能作为新能源发电的配套产业，整体发展起步较晚。2021 年以来，随着风光发电装机规模快速增长，新型储能需求明显增加，同时随着相关支持政策陆续出台、技术不断进步，我国新型储能产业呈现出爆发式增长态势。根据国家能源局数据统计，2023 年，我国新型储能新增装机规模约 2260 万千瓦/4870 万千瓦时，较 2022 年底增长超过 260%，约为“十三五”末新型储能装机规模的十倍。截至 2023 年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 3139 万千瓦/6687 万千瓦时，平均储能时长 2.1 小时，已成为全球第一大储能市场和储能产品提供国家。截至 2024 年 9 月底，我国新型储能装机规模进一步扩大，已建成投运新型储能 5852 万千瓦/1.28 亿千瓦时，较 2023 年底大幅增长约 86%。

自 2017 年青海省首次提出风电项目强制配储以来，我国新型储能政策出台频率和力度持续加力，相继印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》《新型储能标准体系建设指南》《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》《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》等相关指导政策，对新型储能的发展路线、提高有效利用率等方面作出相关指导和要求。同时，在政策引导下，各地方政府陆续实施新能源强制配储政策，全国已有 28 个省市区市出台 10%~20% 新能源强制配储政策，强制配储占电源侧储能比重超过 80%。根据国家能源局数据统计，截至 2023 年底，我国 11 省（区）新型储能装机规模超百万千瓦，其中山东、内蒙古、新疆、甘肃和湖南装机规模均超过 200 万千瓦。2024 年 11 月 6 日，工业和信息化部公开征求对《新型储能制造业高质量发展行动方案（征求意见稿）》的意见，对新型储能未来发展目标、技术发展路径等方面做出全方位指导。

我国新型储能技术路线处于多元化发展态势，主要技术路径包括电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等。根据国家能源局数据统计，截至 2023 年底，我国已投运锂离子电池储能占比 97.4%，铅炭电池储能占比 0.5%，压缩空气储能占比 0.5%，液流电池储能占比 0.4%，其他新型储能技术占比 1.2%，锂离子电池储能仍占绝对主导地位。

二、 新型储能盈利模式

新型储能的盈利模式主要包括以下几种模式：

1. 电力市场收入

由于电力产品的特殊性，电力系统的负荷存在峰谷变化的特征。为保障电力系统安全稳定经济运行，近年来，各省统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，逐步完善峰谷电价机制。峰谷电价机制为新型储能带来潜在的经济效益。电源侧新型储能方面，配有储能的新能源发电项目可在电网负荷低谷时将不能上网的多余电量充入储能电池，在电网负荷高峰时将储存的电量释放上网。新能源发电项目可通过新型储能系统提升发电设备的利用效率，降低限电率，增加上网电量赚取额外的电费收入，也可以通过能量时移赚取峰谷价差。电网侧独立储能方面，独立储能可作为市场主体参与电力现货市场，在谷时以相对低价买入电量充入储能系统，在峰时以相对高价卖出储存的电量，以赚取峰谷价差。用户侧新型储能方面，例如工业园区内储能系统，可在用电低谷时充入电量，在高峰负荷时将电量出售给园区内其他用电企业或自用，可赚取峰谷价差或降低整体用电成本。

2. 容量补偿

目前，我国尚未出台国家层面统一的独立储能容量补偿政策。针对新型储能前期投资规模较大、投资回报期长的特点，国内部分省份提出独立储能电站容量补偿机制，补偿标准一般以储能装机容量或充放电量而定，补偿资金由发电侧或用户侧承担。

图表 2 国内部分省份储能电站容量补偿政策

省份	补偿适用范围	补偿标准	补偿金额的支付	实施日期	有效期
山东	新型储能	根据月度可用容量获得容量电价补偿，具体补偿标准根据当月电力市场供需确定。经省能源局确定的示范项目，补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的 2 倍执行	--	--	--
甘肃	独立储能	独立储能按其额定容量参与调峰容量市场交易，申报和补偿标准上限暂按 300 元/（兆瓦·日）执行	调峰容量市场补偿费用在调峰能力未降至额定容量 50% 以下的火电机组或者未中标调峰容量市场交易的火电机组、新能源场站、水电厂、市场化电力用户之间进行分摊，其中市场化电力用户按当月实际用电量比例分摊，发电侧按当月修正电量比例分摊	2023 年 2 月 1 日	--
新疆	独立储能	2025 年底前，补偿标准按放电量计算，2023 年暂定 0.2 元/千瓦时，2024 年起逐年递减 20%（即 2024 年补偿标准 0.16 元/千瓦时、2025 年补偿标准 0.128 元/千瓦时）	补偿所需资金暂由全体工商业用户共同分摊，电网企业按月根据补偿资金规模和工商业用电量测算分摊标准	2023 年 5 月 16 日	2025 年底
内蒙古	纳入示范项目的电网侧独立储能电站	补偿标准按放电量计算，补偿上限暂按 0.35 元/千瓦时	补偿所需资金暂由发电侧电源企业分摊（不包括分散式分布式电源、光伏扶贫电站），电网企业按月测算补偿资金规模和各发电侧电源企业分摊标准	2023 年 11 月 22 日	补偿期暂按 10 年考虑，如有容量市场或容量电价相

					关政策出台，按新政策执行
河北	参与竞争的独立储能电站容量原则上不低于 10 万千瓦、满功率持续放电时长不低于 4 小时，2024 年 1 月 1 日前省级批复的电网侧独立储能项目可放宽至不低于 2 小时	独立储能电站可获得的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定。容量电价上限为 100 元/千瓦·年。2024 年 5 月 31 日前并网发电的，年度容量电价按 100 元/千瓦（含税、下同）执行；2024 年 6 月 1 日至 9 月 30 日并网发电的，容量电价逐月退坡，年度容量电价标准分别为 90 元/千瓦、80 元/千瓦、70 元/千瓦、60 元/千瓦；2024 年 10 月 1 日至 12 月 31 日并网发电的，年度容量电价按 50 元/千瓦执行。	独立储能电站容量电费纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊	2024 年 1 月	独立储能项目通过竞争方式获得容量电费的有效期限为 12 个月，自进入商业运营次月起执行
广东 （征求意见稿）	符合两个条件之一：1. 获得国家或省级能源主管部门认定的新型储能试点示范项目；2. 纳入 2023 年至 2025 年的年度计划且在 2025 年底前进入商业运营的独立储能项目	补偿标准+月度可用最大容量 补偿标准：年度补偿标准为 100 元/千瓦（含税） 月度可用最大容量：独立储能电站自进入商业运营后可向电力调度机构申报次月最大出力，申报的最大出力不得高于电站在并网调度协议中明确的装机容量；根据当月调用测试达到的实际最大出力值确定其月度可用最大容量（不超过申报最大出力），并作为计算电费补偿金额的依据	电网企业按月向独立储能电站支付电费补偿金额，支付资金由广东省尖峰加价电费承担	--	2025 年 12 月 31 日

资料来源：联合资信根据公开资料整理

3. 容量租赁

随着各省新增新能源项目对配套新型储能的要求日趋严格，新能源项目公司或选择自行建设配套储能，或选择租赁独立储能。新能源强制配储的相关政策推动产生储能的容量租赁市场，国内多个省份已出台储能容量租赁的相关指导价格。其中，吉林、河南、广西和贵州的储能容量租赁指导价格集中在 150~270 元/千瓦时/年，四川及新疆的储能容量租赁指导价格集中在 200~400 元/千瓦/年。租赁期限方面，大部分省份鼓励签署 5~10 年的长期租赁合同，广西、广东和江苏等省份建议租赁期限匹配新能源项目全生命周期。

4. 辅助服务

目前，新型储能的辅助服务形式主要包括调峰和调频。调峰服务主要按储能的调峰电量获得补偿，补偿单价在 0.15~0.80 元/千瓦时之间；调频服务主要按调频里程补偿，根据机组相应 AGC 调频指令的具体数据获得补偿，补偿单价在 0.10~15.00 元/兆瓦之间。调峰及调频服务的盈利模式可以实现电能的优化利用，提高能源利用效率，同时减少能源浪费和环境污染。

三、 新型储能对新能源企业盈利性的影响

为控制变量，简化测算变量影响，本报告假设强制配储项目收益主要来源于电费收入，成本主要为建造成本；独立储能项目收益主要来源于峰谷价差下相对高价售电收入、容量租赁收入以及容量补偿收入，成本主要为相对低价购电成本和建造成本。

此外，当前同区域风电和光伏机组建造成本趋同，且新增并网项目均为平价项目，

整体执行当地火电指导电价，因此风电和光伏相应新型储能项目的电费收入和建造成本相近。但由于光伏机组年等效利用小时明显低于风电机组，且受资源条件限制发电时间更为集中，容量导致更为严重的限电问题，因此在新型储能项目可以足量调用的前提下，同样规模的新型储能项目对光伏机组收益正影响更大。

1. 强制配储盈利性分析

以位于新疆的新能源项目为例，根据政策要求及行业平均水平看，本报告基础条件假设：

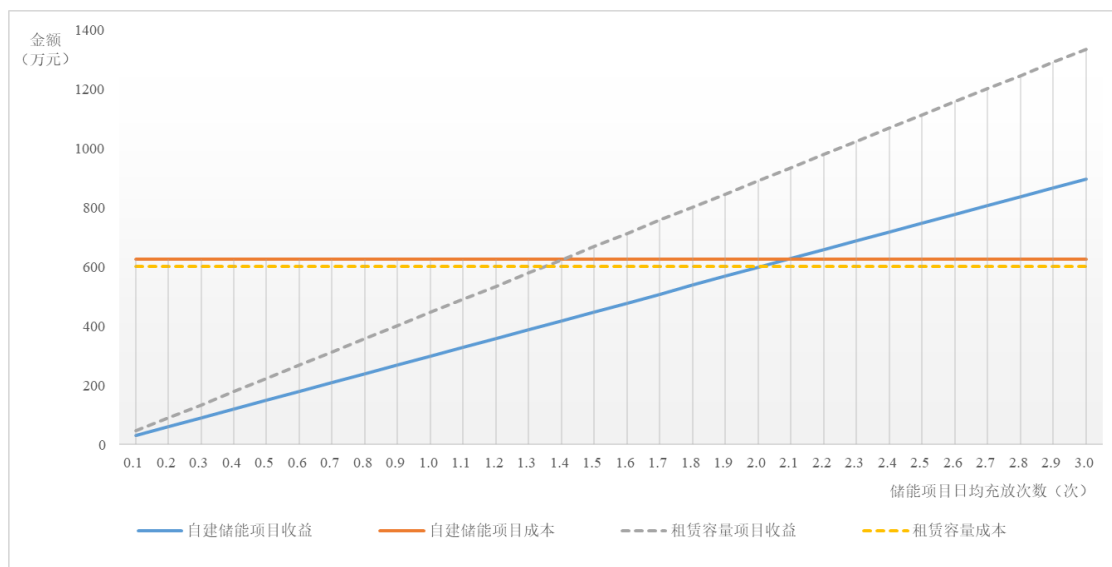
- (1) 项目机组容量 100 兆瓦；
- (2) 强制配储比例为 20%，单次放电时间 2 小时；
- (3) 当前日均充放次数为 0.3~0.5 次，实际部分项目并未受电网调度（全部折算为 2 小时的配储，取 0.5 次），取日均放电次数 0.25 次；
- (4) 充放效率约 92%，充放深度约 90%；
- (5) 电价水平约 0.25 元/千瓦时；
- (6) 全年使用天数为 360 天；
- (7) 电池使用寿命约 10 年（直线法分摊 10 年零残值折旧）；折旧成本约占项目成本的 80%；
- (8) 储能 EPC 单位成本约 1~1.5 元/千瓦时（取均值 1.25 元/千瓦时）；
- (9) 储能项目年利用小时=配储时间×充放次数×全年使用天数；
- (10) 单次发电量=机组容量×配储比例×配储时间×充放效率×充放深度；
- (11) 年发电量=单次发电量×充放次数×全年使用天数；
- (12) 年收入=年发电量×电价水平（或峰谷电价差）；
- (13) 建造成本=机组容量×配储比例×配储时间×单位成本；
- (14) 年建设及运营成本=建造成本/10（电池使用寿命·年）/80%；
- (15) 年租赁成本=机组容量×配储比例×容量租赁成本；

在基础条件假设下，该储能项目利用小时为 180 小时，相当于可提升该发电机组（100 兆瓦项目）年利用小时 36 小时（180 小时×20%）；项目年均收入约 75 万元。如以日均放电次数为变量，伴随实际充放次数的提高，该项目年均利用效率和收入增幅明显。该强制配储单体项目成本主要为折旧费用，年均成本稳定。根据测算可得，预计日均放电 2.1 次的情况下，该强制配储单体项目可实现盈利。

除自建配储项目外，发电企业也可考虑租赁独立储能或共享储能指标。在基础条件假设情况下，增加新疆地区容量租赁成本 300 元/千瓦/年，峰谷电价差约 0.37 元/千瓦时的假设条件进行测算可得，预计日均放电 1.4 次的情况下，租赁储能项目可实现

盈利。此外，在当前充放调用不充分的情况下，租赁储能项目虽仍亏损，但短期租赁容量可一定程度减少当前投资成本亏损及资金占用。经历当前过渡期后，发电企业或将实现技术降本以及电池有效调度的双项正收益。

图表 3 配储项目收益情况



2. 独立储能盈利性分析

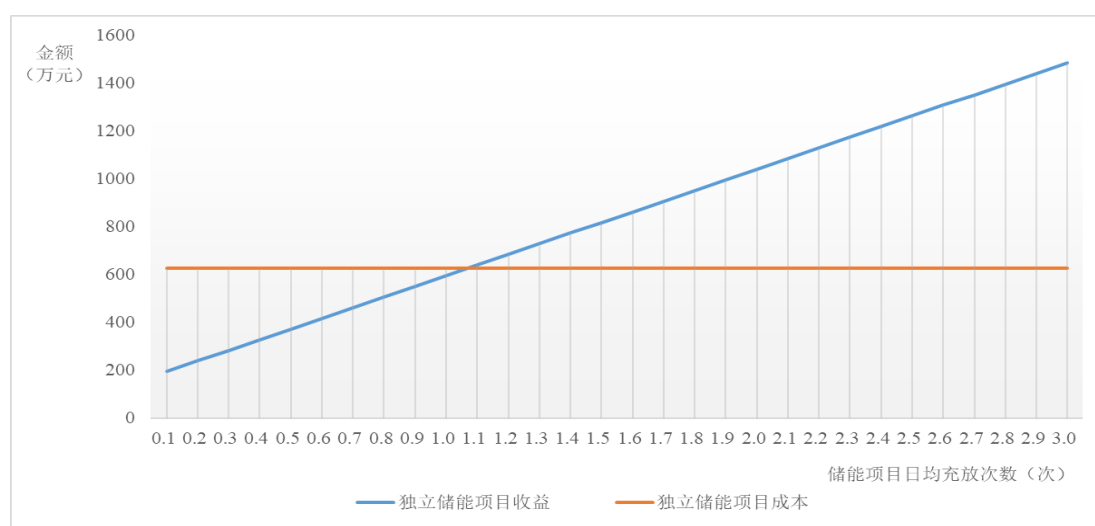
仍以位于新疆的新能源项目为例，根据政策要求及行业平均水平看，本报告基础条件假设：

- (1) 项目机组容量 100 兆瓦；
- (2) 强制配储比例为 20%，单次放电时间 2 小时；
- (3) 当前日均充放次数为 0.3~0.5 次，实际部分项目并未受电网调度（全部折算为 2 小时的配储，取 0.5 次），取日均放电次数 0.25 次；
- (4) 充放效率约 92%，充放深度约 90%；
- (5) 峰谷电价差约 0.37 元/千瓦时；
- (6) 容量租赁收入 300 元/千瓦/年；
- (7) 全年使用天数为 360 天；
- (8) 电池使用寿命约 10 年（直线法分摊 10 年零残值折旧）；折旧成本约占项目成本的 80%；
- (9) 储能 EPC 单位成本约 1~1.5 元/千瓦时（取均值 1.25 元/千瓦时）；
- (10) 容量补偿电价，2024 年为 0.16 元/千瓦时，2025 年为 0.128 元/千瓦时；
- (11) 独立储能项目容量租赁占 50%；
- (12) 单次发电量=机组容量×配储比例×配储时间×充放效率×充放深度；
- (13) 年发电量=单次发电量×充放次数×全年使用天数；

- (14) 年发电收入=年发电量×50%×峰谷电价差；
 (15) 容量补偿=年发电量×50%×容量补偿电价；
 (16) 年租赁收入=机组容量×配储比例×50%×容量租赁收入；
 (17) 建造成本=机组容量×配储比例×配储时间×单位成本；
 (18) 年建设及运营成本=建造成本/10（电池使用寿命·年）/80%；

根据上述假设，在基础条件假设下，项目年均收入约 350 万元；以日均放电次数为变量，伴随实际充放次数的提高，该项目年均利用效率和收入增幅明显。该成本主要为折旧费用，年均成本稳定。根据测算可得，预计日均充放 1.1 次的情况下，独立储能单体项目可实现盈利。此外，容量补偿机制可一定程度减少项目前期成本亏损规模，但由于容量补偿将于 2026 年失效，因此长期看其对项目收益影响很小。

图表 4 独立储能项目收益（不含容量补偿部分）情况



图表 5 独立储能容量补偿收入（单位：万元）

项目	2024 年内容量补偿收入	2025 年内容量补偿收入
日均放电 0.5 次	47.69	38.15
日均放电 1 次	95.39	76.31
日均放电 1.5 次	143.08	114.46
日均放电 2 次	190.77	152.62

注：2024 年内电价 0.16 元/千瓦时，2025 年内电价 0.128 元/千瓦时

四、我国新型储能面临的主要问题

在新型储能产业规模快速扩张的同时，市场机制不完善、储能系统利用率低、安全监管待升级等问题凸显。

1. 价格形成机制有待健全

目前我国新型储能行业仍处于早期发展阶段。虽然我国已经陆续出台相关指导政策，但行业标准建设明显滞后于产业发展速度，导致我国新型储能行业市场机制与我国在全球新型储能行业技术和产能规模领先地位呈现出完全不匹配的状态。截至2023年底，我国电源侧强制配储装机占全部储能装机的比重为42.8%，独立储能和共享储能装机占全部储能装机的比重为45.3%，其他应用场景储能规模较小。当前，我国多数省份对新型储能充放结算电价、容量补偿、容量租赁等无明确价格标准，导致新型储能项目调用效率偏低，企业收益稳定性和确定性弱。此外，新型储能辅助服务市场机制不够成熟，使得储能获取的辅助服务收益无法和其作出的贡献进行对应，获取的收益目前无法覆盖投资成本。

2. 实际利用率低

根据《2023年电化学储能电站安全信息统计数据》，2023年，新能源配储日均运行小时2.18小时，年均运行小时797小时，平均利用率指数²为17%，平均等效充放电次数³为104次；电网侧独立储能日均运行小时2.61小时，年均运行小时953小时，平均利用率指数为38%，平均等效充放电次数为172次。整体看，我国新型储能利用情况有待改善，新型储能大规模建设和调用不充分的矛盾日益凸显。

3. 新型储能电站安全事故频发

我国新型储能技术仍主要为电化学储能，电池在过度充放电、内部短路和高温环境下运行都有发生热失控的可能性，容易引发火灾甚至爆炸。2023年以来，全球储能电站安全事故频发。其中，2024年9月以来，全球储能行业已经发生8起火灾事故。同时，在新型储能行业高速发展背景下，叠加行业进入门槛较低，大量企业涌入新型储能行业，行业标准缺失和低价竞争导致储能产品质量参差不齐，以致储能行业安全隐患加大。

五、 总结

近年来，我国新能源行业扩张迅猛，储能作为解决新能源发电不稳定性和限电问题的有效手段，逐步受到政策强推。目前新型储能项目仍存在较为明显“建而不用”问题，根据上述项目案例的测算结果可知，在调度受限的情况下，新型储能项目并不能实现有效收益，增加储能指标明显增加了发电企业建设成本。但长远看，在可以完全参与市场交易、充分接受电网调度的基础上，新型配储项目将有助于减少新能源项

² 利用率指数=统计期间利用小时/统计期间电站设计充放电小时×100%

³ 等效充放电次数=统计期间实际充放电量/(额定能量×2)

目弃电量、提升整体新能源项目发电量（储能项目被调用）或变相推高该项目上网电价（储能项目产生正收益加成）；独立储能项目也可通过峰谷价差、容量租赁和容量补偿产生正收益。因此，对于新型储能项目来说，重点在于如何控制建造成本以及保障有效充放电量。从成本端来看，锂电池储能项目已逐步占据主流市场，锂价对储能项目成本波动影响很大，当前锂价处于行业低谷水平，预计在锂电池市场供应充裕背景下，较长时间内也将保持较低水平。从效用端来看，一方面要加快研究和制定面向全市场成员的容量机制，并逐步由容量补偿向容量市场推进；另一方面要降低储能主体参与多市场品种的门槛，增强储能项目实际使用效率；此外要合理设置现货市场限价，并鼓励商业化独立储能的可持续发展。

电力行业偏重于公用事业类，整体行业发展受政策导向明显，保障民生用电稳定及安全的优先级高于企业盈利性。近年来，电力行业绿色转型明显，新能源发电规模快速扩张，且明显高于用电需求增幅，各地区资源禀赋差异明显，势必加剧电力行业区域性“产能过剩”以及电网稳定性压力，因此预计新能源装机规模不会持续性超高速增长。除大基地项目外，相对于火电企业而言，新能源发电企业装机容量更小，机组布局更为分散，电网调度稳定性更弱。在当前无法充分调度的情况下，增加新型储能会加大发电企业建设成本，但不会导致整体电力项目亏损，因此对新能源发电企业信用风险的负面影响有限；长远看，充分调度的大规模新型储能项目可以有效缓和新能源项目的对比劣势，即“配有有效储能”可以一定程度降低新能源发电企业的信用风险。

联系人

投资人服务 010-85679696-8077 chenjialin@lhratings.com

免责声明

本研究报告著作权为联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合资信评估股份有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合资信将保留向其追究法律责任的权利。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合资信对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合资信于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。

在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。联合资信对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。