

简版报告

分布式储能发展商业模式研究



版权说明

版权归自然资源保护协会（NRDC）、中关村储能产业技术联盟（CNESA）所有，转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问，请联系 hhuang@nrdc-china.org 或 esresearch@cnesa.org。

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟：岳芬、宁娜、孙佳为、陈静

自然资源保护协会：黄辉、王杨、林明彻



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。



中关村储能产业技术联盟（CNESA）创立于2010年3月，是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织，致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广，促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方，共有国内、国际800余家成员单位。同时，联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。请访问网站了解更多详情 <http://www.cnesa.org/>

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：浙江省嘉兴市某工商业储能 | 图源：王杨 / NRDC

执行摘要

在“双碳”目标驱动下，分布式储能作为构建新型电力系统的关键环节，正迎来快速发展。2019年到2025年前三季度我国分布式储能累计装机从570MW增长至3638MW，技术上以锂离子电池为主（占比92.77%），应用场景集中于工商业配储（68.70%），江苏、广东、浙江等经济发达省份因峰谷价差大领跑装机规模。

通过对美国、德国、澳大利亚等国的分析发现，海外市场主要通过强有力的财税补贴、更高的居民电价以及通过虚拟电厂参与电力市场来推动分布式储能（尤其是户用储能）发展。相比之下，我国虽然在分布式储能的商业模式上进行了多元化探索，涵盖了工商业储能、分布式光伏配储、绿电直连、台区储能等多个场景，但在财税支持力度及市场参与深度方面仍与国外存在差距。

为推动我国分布式储能的规模化发展，报告针对工商业配储、分布式光伏配储、绿电直连、台区储能、虚拟电厂及充/换电站配储等六大核心场景，提出了分阶段发展的建议：在短期内（2025-2027年），通过拉大峰谷价差、完善需求响应机制、健全安全标准与提供财税补贴等方式，保障分布式储能项目的基本收益与安全运行；在中长期（2028-2030年），则致力于深化电力市场改革，通过建立动态电价机制、探索容量价值、推动分布式储能参与辅助服务与电力现货市场，并深入挖掘其在绿电、绿证和碳市场中的环境价值，最终构建多元化的收益渠道，全面提升分布式储能的经济性与市场竞争力。

目录

前言	1
第一章 国内分布式储能发展现状	2
1.1 分布式储能定义	2
1.2 国内分布式储能发展情况	2
第二章 国外分布式储能商业模式分析	5
2.1 美国加州	5
2.2 德国	6
2.3 澳大利亚	7
第三章 国内分布式储能商业模式分析	9
3.1 工商业配储	9
3.2 分布式光伏配储	11
3.3 绿电直连项目	15
3.4 台区储能	19
3.5 虚拟电厂	20
3.6 充/换电站配储	21
3.7 国内外分布式储能商业模式对比	22
第四章 分布式储能发展建议	24
4.1 工商业配储	24
4.2 分布式光伏配储	25
4.3 绿电直连项目	26
4.4 台区储能	27
4.5 虚拟电厂	28
4.6 充/换电站配储	28
参考文献	30
附表 分布式储能经济性测算基准参数	32

前言

“双碳”目标下，我国新能源占比不断提高，新型电力系统的主导电源将由连续可控出力的煤电装机向强不确定性、弱可控性的新能源发电装机转变。同时，用户侧分布式新能源和电动汽车的增加也将改变负荷特性，电力系统供需双侧均面临强不确定性。电力平衡机制将从传统的源随荷动模式转向源网荷储协同的模式，储能将在其中扮演关键角色。

近年来，随着新型储能建设运营成本的下降以及分布式能源的大量开发利用，分布式储能得到了广泛的关注。国内分布式储能以工商业储能为主，其发展主要受经济性推动。除工商业用户外，分布式光伏、快速充电桩、配电台区和微电网等多个场景对分布式储能也存在应用需求。此外，分布式储能可以通过聚合到虚拟电厂等方式接入调度，对保障供电和提升电网调节能力也具有重大意义。然而，国内分布式储能在实际应用中面临场景单一、市场机制不完善和商业模式不成熟等问题，制约了其规模化发展。

本研究重点围绕工商业配储、分布式光伏配储、绿电直连、台区储能、虚拟电厂和充/换电站配储能等应用场景，分析了分布式储能主要的商业模式及其面临的问题，并通过借鉴国外先进经验，对分布式储能未来的发展提出建议，以期提升分布式储能的利用率及经济性，促进分布式储能多元化、市场化发展，助力我国“双碳”目标的实现。

第一章

国内分布式储能发展现状

1.1 分布式储能定义

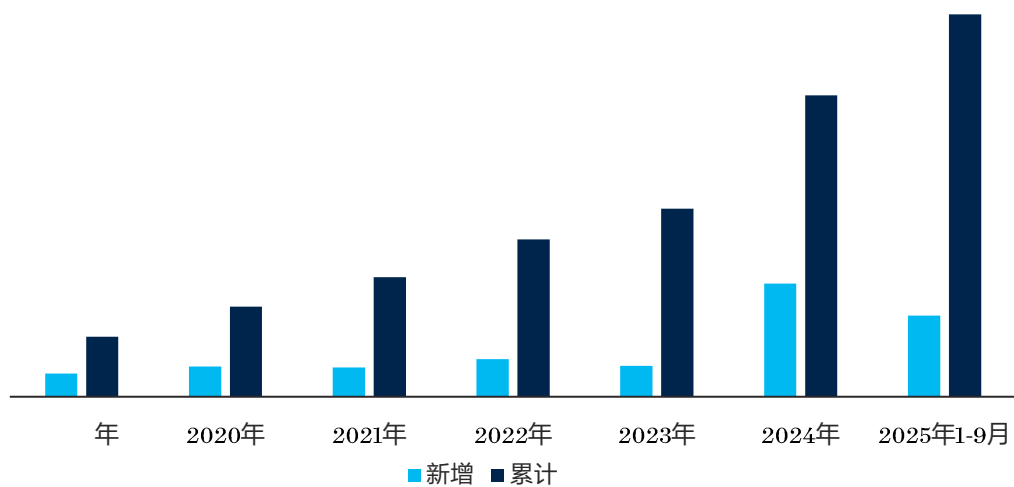
分布式储能尚处于发展早期阶段，国内并无明确的分布式储能定义。本研究参考多份标准（如下表），对分布式储能研究范围界定为接入电压等级35kV以下，功率规模 $\leq 6\text{MW}$ 的储能系统。

表1-1 各标准中分布式储能(系统)的相关定义			
标准名称	额定功率	接入电压等级	适用范围
《GB/T 33593-2017分布式电源并网技术要求》	未明确	35kV及以下电压等级接入	位于用户附近
《DL/T 5816-2020分布式电化学储能系统接入配电网设计规范》	$P_N \leq 8\text{kW}$	220V	用户或新能源电站附近
	$8\text{kW} < P_N \leq 400\text{kW}$	380V	
	$400\text{kW} < P_N \leq 6\text{MW}$	6kV-10(20)kV	
《T/CEC 173-2018分布式储能系统接入配电网设计规范》	$P_N \leq 8\text{kW}$	220V	用户所在场地或附近
	$8\text{kW} < P_N \leq 400\text{kW}$	380V	
	$400\text{kW} < P_N \leq 6\text{MW}$	10(6)kV	
	$6\text{MW} < P_N \leq 30\text{MW}$	35kV	
《DB50/T 1729-2025分布式电化学储能电站运维技术规范》	不超过5MW	35kV及以下	位于用户附近

1.2 国内分布式储能发展情况

2019年到2025年前三季度国内分布式储能累计装机规模从570MW增长至3638MW。相比于集中式储能，分布式储能单个项目较小，开发难度较高，整体增速不及集中式储能。但2024年以来，随着集中式储能的竞争日趋激烈，更多企业将目光投向分布式储能，分布式储能增速明显加快。

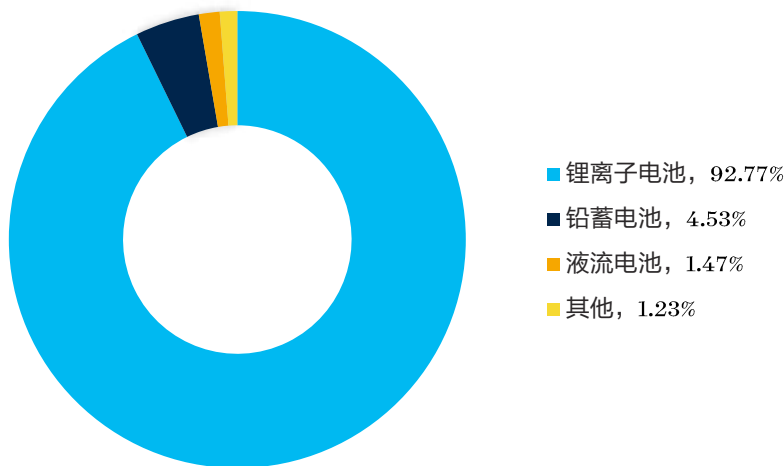
MW



图I-1 2019年~2025年1-9月国内分布式储能装机规模

数据来源: CNESA

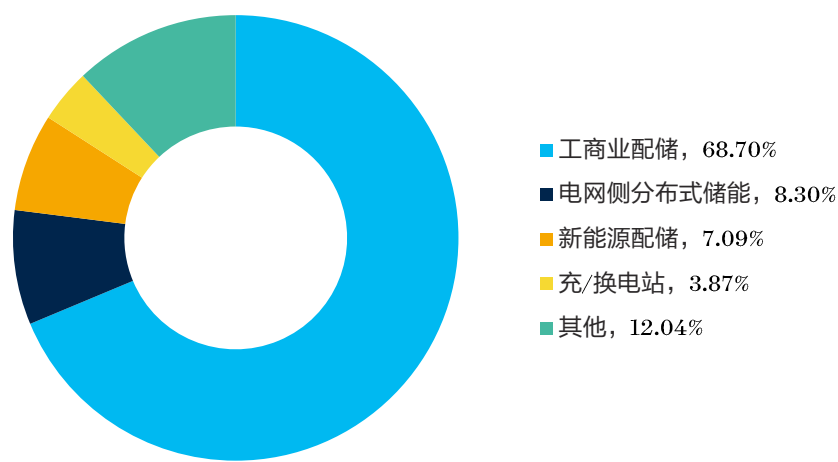
技术分布来看，截至2025年9月，锂离子电池占国内分布式储能装机的92.77%，铅蓄电池占比4.53%，液流电池占比1.47%，其他技术类型占比较小。



图I-2 2025年9月国内分布式储能累计装机技术分布

数据来源: CNESA

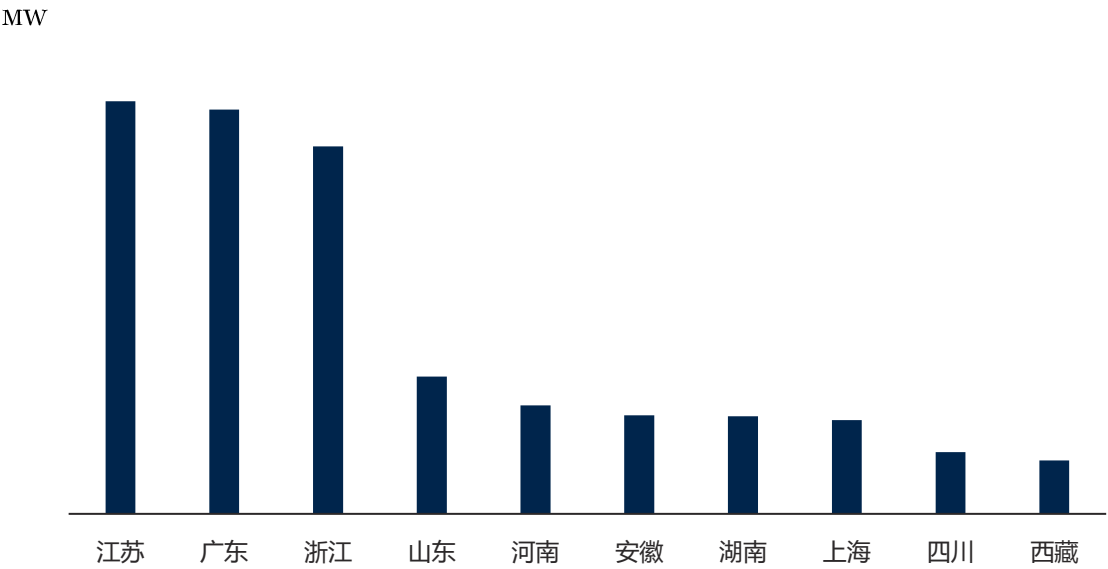
应用场景来看，截至2025年9月，国内分布式储能主要为工商业配储，占比达到68.70%；其次为电网侧分布式储能（包括变电站配储、台区储能等），占比8.30%；新能源配储位列第三，占比7.09%。



图I-3 2025年9月国内分布式储能累计装机应用场景分布

数据来源: CNESA

各省来看，截至2025年9月，江苏、广东、浙江等经济发达省份的分布式储能累计装机规模排名靠前。发达省份通常为购电省份，分时电价价差较高，且大型工商业用户较多，这有利于工商业储能实现分时电价套利。



图I-4 2025年9月国内分布式储能累计装机规模前10省份

数据来源: CNESA

第二章

国外分布式储能商业模式分析

2.1 美国加州

2.1.1 户用

美国加州户用储能发展的主要驱动力为储能补贴和净计费模式的实施。补贴方面，《2022年通胀削减法案》规定对储能进行投资税收抵免（ITC），可以抵免30%-70%（基础抵免为30%，符合本土制造、位于“能源社区”、位于“环境正义区”等要求的储能可获得10%-40%的额外抵免）的储能投资^[1]。2025年5月的《大而美法案》对补贴期限进行了调整，根据最新政策，2026年开始建设的户用光储项目将不会再获得投资税收抵免。2023年起，加州的自发电激励计划为储能项目提供150-1000美元/kWh的补贴，这显著降低了户用储能的投资。2024年，加州户储补贴前的成本为1000美元/kWh，补贴后，加州户储的实际投资成本低于550美元/kWh。

收益来源方面，户用储能的收益主要为分时电价价差收益和备用电源的价值。2023年，加州将电费的净计量模式改为净计费模式¹，光伏上网电价执行峰谷分时电价机制^[2]，储能可以实现峰谷套利。南加爱迪生电力公司2024年分时费率计划的峰谷电价差为0.24-0.4美元/kWh（峰谷电价差根据套餐类型不同有所差异），按照峰谷电价差为0.24美元/kWh计算，净计费模式下，光储系统的投资回收期（7-8年）相较单独光伏系统的投资回收期（8-9年）更短。

2.1.2 工商业

相比于户用储能，加州工商业储能只能获得ITC补贴，无法获得自发电激励计划的补贴。收益来源方面，工商业储能的收益主要来自分时电价价差收益和备用电源的价值，净计费模式对工商业光伏配储起到推动作用。由于工商业电价较低（2025年5月居民平均电价为35.03美分/kWh，同期商业和工业平均电价分别为22.91美分/kWh和20.17美分/kWh），因此加州工商业光储系统的经济性低于户用光储系统。以一个典型的工商业储能项目为例，项目投资为800美元/

¹ 净计量模式：最终电费=零售电价*（本月用电量-多余上网电量），余电上网电价等于零售电价；净计费模式：用户向电网送电电价执行峰谷分时电价机制，中午光伏大发时段通常电价较低，晚上无光时段通常电价较高。

kWh，能够获得30%的ITC补贴，电价差为0.2美元/kWh，需要9.4年回收成本，比户用储能的投资回收期长。但美国主要的大型互联网公司或人工智能公司均加入了“RE100（100% Renewable Electricity）计划”²，参加“RE100计划”的企业为达成100%使用可再生能源的目标，在加州积极购买可再生能源电力或通过建设新能源和储能实现绿电自供，促进了工商业用户光储系统的发展。

2.1.3 虚拟电厂

在虚拟电厂可以向电力公司售电或参与电力市场的地区，其经济效益受成本和收入情况影响。成本方面，包括项目实施和管理成本、虚拟电厂参与用户的获客成本以及参与用户激励。其中，参与用户激励是主要成本，激励方式包括一次性补贴、定期支付或按千瓦时支付等。收益方面，主要是电能量市场收益和容量收益。对于参与用户来说，安装储能可以获得虚拟电厂运营商提供的购买储能系统的奖励和接受调度的激励，以此提升储能经济性。

2.2 德国

2.2.1 户用

德国户用储能发展的主要驱动力为储能补贴和高电价。补贴方面，《2022年年度税法》规定购置户用光储系统免除增值税（约19%）；对不超过30kW的单户住宅和商业物业屋顶光伏发电的收入免除所得税^[3]；2023年9月，德国开始对光储充一体化系统提供补贴，其中光伏补贴为600欧元/kW，储能补贴为250欧元/kWh，考虑补贴后，光储系统成本降低50%以上。收益来源方面，德国户用光储系统主要通过自发自用获得收益。大多数零售商为居民提供统一的电价，由于电价近年来呈现上涨趋势，进一步提高了自发自用的经济性。德国联邦政府要求自2025年1月1日起，所有售电公司都必须给客户动态电价，动态电价与欧洲电力交易所（EpeX Spot）批发价格关联，储能的套利属性得以发挥。

根据德国联邦经济和气候保护部（BMWK）发布的“电力储能监测2024”^[4]和课题组的计算，德国拥有电动汽车和热泵的典型家庭年用电量为9364kWh，采用固定电价0.4欧元/kWh，不安装光伏和储能每年电费为3745欧元。配置10kW光伏+9.8kWh储能后，超过50%的电量自给自足，同时能向电网反送电4644kWh（上网电价为0.08欧元/kWh），每年节省电费2298欧元。2024年德国10kW光伏+9.8kWh储能安装成本约2万欧元，免除增值税后约1.68万欧元，若采用户用光储充一体化系统还可以享受8450欧元的“电动汽车用太阳能”补贴，补贴后德国光储系统投资8350欧元，4.1年可回收成本。

² RE100是由国际公益组织 The Climate Group 与 CDP 发起的全球企业倡议，承诺在指定年份使用的电力全部为可再生能源电力。

2.2.2 工商业

德国对于大型工业企业免征可再生能源附加费，同时自2023年11月起，将税费从1.54欧分/kWh降至0.05欧分/kWh，这种机制的设计主要是为了保障德国工商业企业在国际上的竞争力。2024年，德国工业电价为17.3欧分/kWh，同期居民电价为40.2欧分/kWh，工商业电价明显低于居民电价。此外，德国工商业储能无法享受光储充一体化补贴，工业储能和超过30kW的商业储能无法享受增值税豁免，超过100kW的光伏系统不享受固定上网电价，而是通过中间商（直接销售商）³销售电力。综合以上原因，德国工商业光储系统回收成本困难，经济性远低于户用光储系统。

2.2.3 虚拟电厂

德国虚拟电厂运营商主要分为独立虚拟电厂运营商、大型电力公司和新型市场参与者（如分布式能源设备制造商）。家用电池储能供应商Sonnen将拥有Sonnen储能电池的家庭用户聚合到虚拟电厂中，通过参与调频、电能时移、配电网高峰负荷管理等市场获取收益。由于Sonnen为用户的储能电池提供10年或10000次循环质保，因此会在运行过程中尽可能将指令均匀地分配给虚拟电厂中的所有电池，以保证参与虚拟电厂的用户电池寿命不受明显影响。对于用户来说，容量为11kWh的Sonnen电池每年收入约为100欧元，相对于8000-10000欧元的投资成本来说，收入较少^[5]。

2.3 澳大利亚

2.3.1 户用

澳大利亚户用储能发展的主要驱动力为补贴政策、对供电安全的担忧和环境保护。补贴方面，2023年，澳大利亚启动家用电池税收减免，新安装的电池系统可享受不超过3500澳元或投资成本50%（以较低者为准）的税收减免^[6]。10kWh的储能系统投资为10000-14000澳元，税收减免后能够节省25-35%的投资成本。根据澳大利亚清洁能源委员会的数据，2023-2024年澳大利亚零售电价约为0.35澳元/kWh，2023年户用光伏平均上网电价为0.054澳元/kWh，在固定电价下，10kWh户用储能每年的收益为900-1000澳元，需要9.9年回收成本，虽然户用储能的投资回收期较长，但部分消费者出于能源安全和环境保护的角度考虑购买储能。近年来，使用分时电价或需量电费的用户越来越多，这给储能提供了更多套利空间，使用分时电价的业主储能收益率有所提高，从而激励用户安装储能。

³ 直接销售商代表发电商和电站业主在现货市场上直接销售可再生能源电力，通常利用虚拟电厂（VPP）聚合和管理中小型可再生能源项目（如光伏、风能和沼气）的电力生产，从而提高了分布式可再生能源的市场参与度。

2.3.2 虚拟电厂

澳大利亚虚拟电厂主要以试验项目为主，运营商包括特斯拉、发电商AGL等，由政府提供补贴并进行监管。2020年南澳大利亚-维多利亚州的互联网连接故障及2021年燃煤电厂意外停产，提升了电网对调频的需求，进而促使虚拟电厂调频（FCAS）的市场收益大幅增加。但随着电网侧储能规模的快速增长，FCAS市场竞争加剧，虚拟电厂收入的不确定性变大。虚拟电厂的参与用户通常可以获得装机补贴（如表2所示），收入来源主要包括电力批发市场、辅助服务市场（主要是调频FCAS）和本地电网服务市场，各州或地区不同，但总体而言，参与虚拟电厂可以明显提升户用储能经济性。

表2-1 澳大利亚典型虚拟电厂运营商补贴情况		
VPP运营商	电池补贴	符合条件的地区
Origin Loop	1500澳元/套	悉尼、布里斯班、墨尔本、黄金海岸地铁半径50km
特斯拉/SA政府	免费的Powerwall	南澳居民住房
Simply Energy	800澳元/套	南澳、维多利亚、新南威尔士、昆士兰
SolarHub	4950澳元/套	新南威尔士州的特定区域

数据来源: CNESA整理

2.3.3 绿电直连项目

豪勋爵岛混合可再生能源项目（HREP）属于离网型绿电直连项目，旨在通过用可再生能源发电取代柴油来减少对化石燃料的依赖，该项目包括1.3MW光伏发电、3.7MWh电池储能系统和微电网控制器，以及现有的三个300kW柴油发电系统。项目总投资1160万澳元，其中450万澳元来自澳大利亚可再生能源署（ARENA）的资助。HREP项目提高了豪勋爵岛的电力自给自足能力，在开展项目的第二年提供了1,654 MWh可再生能源电量，可再生能源平均渗透率为67.93%，节省了36万升柴油，降低燃料成本81.6万澳元^[7]。

第三章

国内分布式储能商业模式分析

近两年，国家和地方层面出台了多项政策支持分布式储能的发展。国家层面，将虚拟电厂、负荷聚合商等纳入电力市场新型经营主体，推动分布式新能源入市、绿电直连等模式的发展，引导新能源按需配置分布式储能。地方层面，各省通过拉大峰谷差、规范虚拟电厂准入和完善需求响应补贴等方式引导分布式储能发展，广东、浙江、江苏等部分省市对分布式储能给予补贴。

3.1 工商业配储

工商业配储是指在工业或商业终端为工商业用户配置储能系统，以优化用电成本、提高供电可靠性并参与电网服务的储能解决方案。包括业主自投、融资租赁和合同能源管理三种模式，其中合同能源管理模式是主流模式，在该模式下，储能运营商作为储能的投资方，占用业主的场地资源建设和运营储能系统，并与业主进行收益分成。

3.1.1 商业模式

工商业配储的收益来源主要包括峰谷价差套利、容量电费的节省、需求响应以及参与电力市场（通过参与虚拟电厂），同时配储还可以加强电能质量保障（应对电压波动、频率波动等），但除峰谷价差套利外，其他途径目前的收益较少。2021年7月，《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）提出要合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1。此后各省纷纷出台相应的分时电价政策，其中浙江、广东等沿海地区由于峰谷价差较高，且可以做到“两充两放”，外加大工业用户较多，成为工商业配储的主要增长地区。随着河南、湖南等中部省份分时电价政策逐渐完善，其工商业配储逐步受到关注。而蒙西、甘肃等省份峰谷价差较低，工商业配储回收成本困难。

表3-1 典型省份工商业配储经济性					
省份	浙江	广东	河南	蒙西	甘肃
平均电价差 (元/kWh)	0.83	0.72	0.64	0.37	0.14
充放电策略	两峰+ 两谷	一峰一谷+ 一峰一平	6至8月、12月至2月： 一峰一谷 3至5月、9月至11月： 一峰一谷+一平一谷	大风季（1-5月、9-12月）：两峰+两谷 小风季（6-8月）：一峰 一谷+一峰一平	一峰一谷
投资回收期 (年)	5.4	6.5	6.9	9.6	-

注：以1MW/2小时储能项目（单位投资1000元/kWh）为例，按照1年运行330天，详细基准参数见附表；价差根据各省2025年典型月份电网代购电10-20kV峰谷平价格得到，河南、蒙西、甘肃客户分成按10%，广东、浙江客户分成按30%；投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。

分时电价政策对工商业配储的经济性影响巨大。2025年10月，浙江省发展改革委《省发展改革委关于优化分时电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》发布了新版分时电价规则，与现行政策相比，上午高峰（尖峰）时段调整为平时段，工商业储能充放电策略由“两峰+两谷”变为“一峰一谷+一平一谷”；参与峰谷分时电价浮动的部分为购电电价、上网环节线损费用和系统运行费用，此前参与浮动的输配电价和政府性基金及附加不再参与浮动；尖峰、高峰、平段、低谷、深谷浮动结果比例为2.05：1.85：1：0.4：0.2，较现行大工业电价浮动比例（1.98：1.65：1：0.45(0.38)：0.2）有所增加^[8]。新政实施后，工商业储能套利价差明显缩小，2小时锂电池储能项目投资回收期从5.4年增加到9.1年。整体来看，分时电价政策的调整使得现有工商业配储项目经济性大幅下滑。该省储能经济性的测算基准参数见附表。

表3-2 浙江省分时电价新政实施前后工商业配储经济性对比						
月份	尖峰时段 元/kWh	高峰时段 元/kWh	平时段 元/kWh	低谷时段 元/kWh	“两充两放”平均 价差 元/kWh	投资回收期 (年)
新政前	1.2450	1.0417	0.6313	0.2841	0.8254	5.4
新政后	1.1312	1.0360	0.6313	0.3456	0.5039	9.1

注：价差根据2025年10月浙江省电网代购电两部制1-10（20）kV价格得到，客户分成按30%；投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。

3.1.2 面临的问题与挑战

开发成本较高。储能项目开发需要考虑业主经营情况、厂址情况、用电习惯、业主意愿、收益分成、峰谷电价差和变压器/线路剩余容量等因素，开发难度较高。

安全问题突出。由于工商业储能与用户生产设备的物理距离近、应用场景复杂，很多省份在设备选型和厂址布局等方面缺乏统一标准，导致早期许多分布式储能在设备选型和厂址布局等方面不够严谨，存在安全隐患。又因为政策制度的缺失，导致土地规划、消防和城市管理等部门都难以为储能项目办理合法手续。

低价竞争导致产品质量参差不齐。近两年，在行业竞争逐渐加剧的情况下，工商业储能设备的价格从1.5元/Wh降至0.6-0.8元/Wh。一些低价产品质量把控不够严格，导致系统运行可靠性差，非计划停运占比升高，更有部分设备因为其集成商倒闭而无法正常运行。

储能收益受企业用电量影响较大。如果企业用户经营业绩出现下滑，用电量收缩，将直接影响储能的成本回收。

政策持续性不足。目前，各省分时电价政策变化较快，政策变化对工商业配储经济性影响较大，如浙江分时电价政策改变导致电价价差缩小，储能收益大幅下滑。

3.2 分布式光伏配储

分布式光伏配储是指针对工业、商业和乡村等场景的分布式光伏项目配套建设储能系统，可以实现平抑光伏出力波动、提升光伏自发自用率、避免光伏消纳“红区”并网限制，部分场景还可参与需求响应和虚拟电厂等电网服务以获取增值收益。

3.2.1 商业模式

1) 源侧（全额上网）分布式光伏配储

《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）提出推动风电和太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场^[9]。文件实施后，源侧分布式光伏上网主要以市场化交易为主，其发电模式将类似集中式光伏，量价均难以保障。配建储能可以通过减少新能源弃电和减少在低电价时段发电的比例获得收益，分布式储能的收益将与峰谷电价差和充放电次数相关。

以电力现货市场运行的地区为例，当配置1MW/2MWh储能时，以单位投资1000元/kWh计算，总投资为200万元。储能可以储存分布式光伏弃电或低价电，在电价高峰时段放出，峰谷电价为电力现货市场交易形成的峰谷电价。当充放电价差达到0.6元/kWh，年充放电次数达到400次时，投资回收期为8.5年。目前国内现货连续运行省份价差普遍为0.2-0.4元/kWh，省内独立储能年充放电次数300次左右，若按此边界条件计算分布式光伏的配储经济性，无法回收成本。

表3-3 源侧分布式光伏配储能投资回收期敏感性分析（年）					
年充放电次数 电价差	200次	300次	400次	500次	600次
0.3元/kWh	-	-	-	17.1	13.9
0.4元/kWh	-	-	15.8	12.5	8.5
0.5元/kWh	-	17.1	12.5	8.1	6.6
0.6元/kWh	-	13.9	8.5	6.6	5.3
0.7元/kWh	18.6	8.9	7.1	5.5	4.5

注：投资回收期为项目资本金所得税后动态投资回收期，折现系数为5%；为匹配分布式光伏20年以上寿命，储能能在第11年更换电池，电池成本按0.3元/wh。

2）荷侧（自发自用）分布式光伏配储

荷侧分布式光伏配储在有弃电的时段可以储存分布式光伏弃电，在电价高峰时段或平段时段放出，在没有弃电的时段，储能可以通过峰谷电价套利。

以浙江某大工业负荷为例，配置6MW的分布式光伏，单位投资2500元/kW，富余电量无法返送电网。

情景1：当不配储时，首年减少从电网购电5410.8MWh，首年节约电费474.8万元。按照投资商分成比例90%计算，分布式光伏动态资本金投资回收期（折现系数为5%）为4.6年。

情景2：当配置50%/2小时储能后，在有弃电时，可以储存分布式光伏弃电，在电价高峰时段或平段时段放出。光伏+储能首年减少从电网购电6273MWh，首年节约电费575.4万元，较不配储情景增加100.6万元。

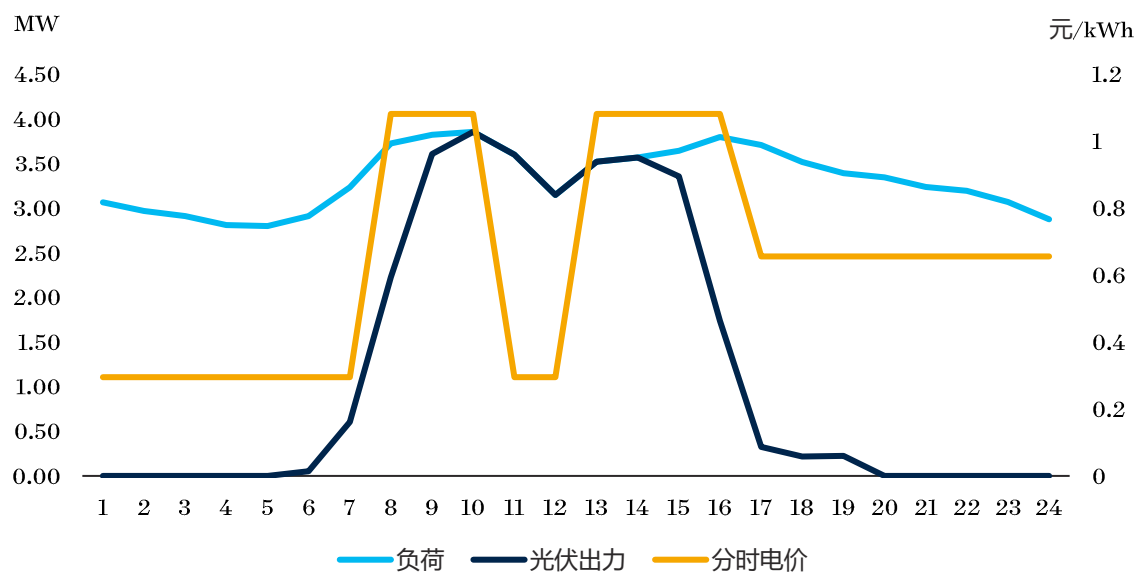


图3-1 有弃电典型日工业负荷与光伏实际出力曲线

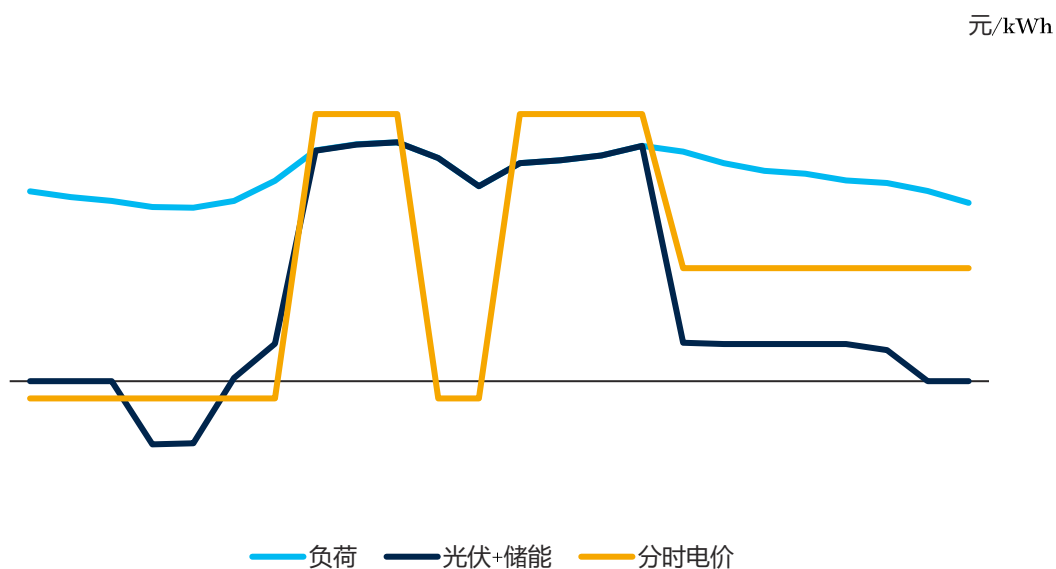


图3-2 有弃电典型日工业负荷与光伏+储能实际出力曲线

在没有弃电的时段，储能可以通过峰谷电价套利，假设储能每年有150天能进行峰谷套利，可节约电费110.4万元。综合考虑有弃电和无弃电时段的收益，按照投资商分成比例90%计算，分布式光伏+储能的动态资本金投资回收期（折现系数为5%）为4.4年。

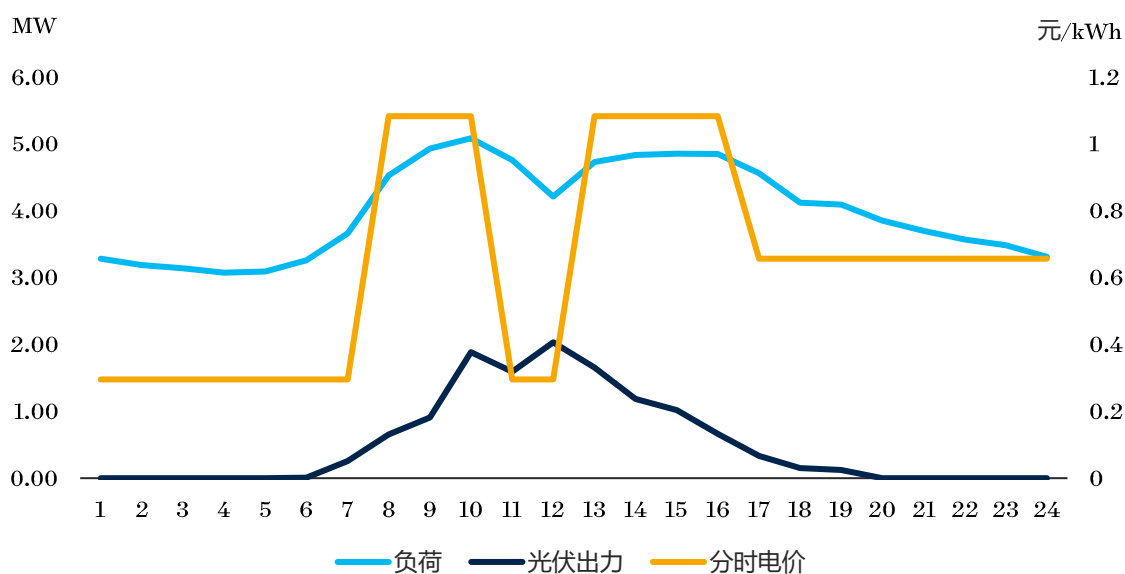


图3-3 无弃电典型日工业负荷与光伏出力能力曲线

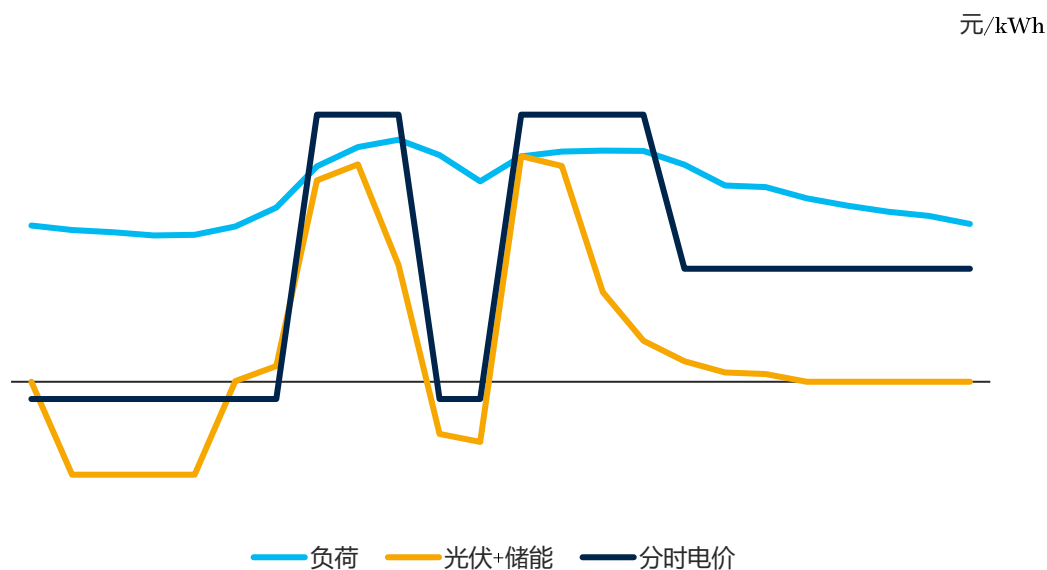


图3-4 无弃电典型日工业负荷与光伏+储能实际出力曲线

不同省份工商业分布式光伏配储的经济性各不相同。以上述大工业用户配置光伏+储能项目为边界条件，测算不同省份分时电价条件下光伏+储能项目的经济性，能看出浙江、河南等峰谷价差高的地区配储后的分布式光伏投资回收期缩短，蒙西、甘肃等地区配储后的分布式光伏投资回收期增长。

表3-4 典型省份工商业分布式光伏配储经济性					
省份	广东	浙江	河南	蒙西	甘肃
光伏年收益（万元）	460.8	474.8	320.7	291.1	280.9
光伏投资回收期（年）	4.8	4.6	7.8	7.9	9.3
光伏+储能年收益（万元）	644.7	685.8	500.4	437.9	348.2
光伏+储能投资回收期（年）	4.8	4.4	6.7	8.9	11.4

注：分时电价根据各省2025年典型月份电网代购电10-20kV峰谷平价格得到，投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。

根据浙江省发展改革委发布的《省发展改革委关于优化分时电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》，浙江省分时电价将有所调整（如3.1节所述），新政实施后，分布式光伏投资回收期增至7.7年，配置2小时锂电池储能后，分布式光伏+储能项目投资回收期降至6.4年。

3.2.2 面临问题与挑战

源侧分布式光伏配储无法满足参与市场交易的门槛。源侧分布式光伏配储往往体量较小，难以直接参与市场交易，只能用来减少光伏弃电，收益来源单一。

源侧分布式光伏配储参与市场的能力有限。分布式光伏配储项目的人员配置一般不足，不具备对天气、发电量等进行预测的技术能力，其参与电力市场可能带来风险。

源侧分布式光伏配储参与市场的价差较小。源侧分布式光伏配储作为发电端，采用现货市场的价格，与工商业用户电价相比，价差较小，经济性较差。

荷侧分布式光伏配储收益受企业用电量及分时电价政策的影响较大。如果企业经营业绩出现了下滑或分时电价进行了调整，都会影响储能成本回收。

3.3 绿电直连项目

根据国家发展改革委、能源局《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）及其解读，绿电直连项目分为并网型和离网型两类，并网型项目的电源应接入用户侧，项目电源、用户和线路作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面；离网型项目的电源、用户和线路均与公共电网无电气连接，作为独立系统开展运营。在并网型项目中，项目整体新能源年自发用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，占总用电量

的比例应不低于30%，并需要不断提高自发自用比例，2030年前不低于35%。上网电量占总可用发电量的比例上限由各省级能源主管部门结合实际确定，一般不超过20%^[10]。

3.3.1 商业模式

1) 并网型绿电直连项目

在并网型项目中，储能主要起到减少新能源弃电和协助用户实现绿电溯源的作用。有弃电时，储能储存新能源弃电，在高价时放出；无弃电时，储能在不增加最大需量条件下，进行峰谷套利。根据国家发展改革委、能源局《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号，以下简称1192号文），并网型绿电直连项目按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费，月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量；其中，平均负荷率暂按所在省份110千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，接入公共电网容量为项目同时使用的受电变压器容量及不通过变压器接入的高压电动机容量之和。系统运行费暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡，暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益^[11]。容（需）量电费变化与用户负荷率和所在省份平均负荷率相关，从而影响绿电直连项目经济性。

以某工业负荷为例，采用两部制分时电价，最大需量负荷3MW，年用电量1600万kWh（平均负荷率61%）。配置6MW光伏，3MW/4小时储能可以满足绿电直连项目自发自用电量占比要求，电量不允许倒送，全部自发自用。按照光伏单位投资2500元/kW，储能单位投资1000元/kWh，10 kV电缆投资（5km）投资250万元。选取典型省份，根据各省分时电价政策以及不增加最大需量条件下，选取有弃电和无弃电典型日分析。有弃电时，按照1192号文，光伏+储能自发自用电量可节省上网电价、上网环节线损、系统运行费和政府性基金及附加；输配电费方面，假设全省110千伏及以上工商业两部制用户平均负荷率70%，采用新的计费方式，输配电费增加（项目平均负荷率低于全省平均负荷率，差额部分的电量需额外缴纳输配电费）。无弃电时，储能通过分时电价进行峰谷套利。假设绿电溢价0.03元/kWh，广东和浙江绿电直连项目经济性较好。

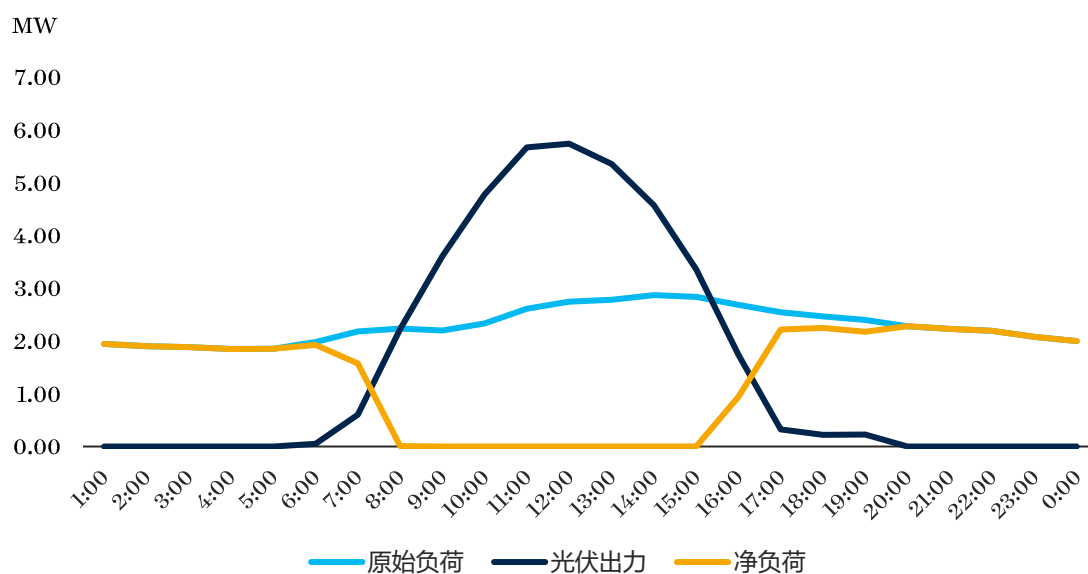


图3-5 有弃电典型日负荷与增加光伏后净负荷曲线

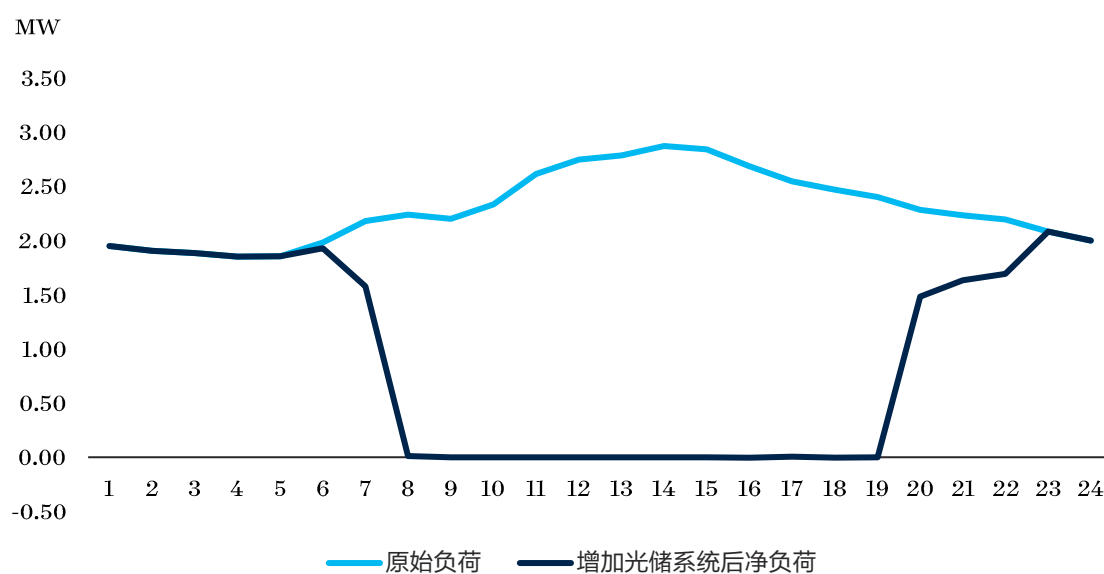


图3-6 有弃电典型日原始负荷、增加光储系统后净负荷曲线对比

表3-5 典型省份并网型绿电直连项目经济性

省份	广东	浙江	河南	蒙西	甘肃
有弃电时光伏+储能年发电量（万kWh）	572.3	572.3	568.4	793.4	798.9
节省上网电价、上网环节线损、系统运行费和政府性基金及附加（万元）	452.2	379.9	333.6	324.1	239.3
绿电溢价收益（万元）	17.2	17.2	17.1	23.8	24.0
无弃电时储能峰谷套利电量（万kWh）	168.5	150.5	142.5	99.9	69.8
储能峰谷套利收益（万元）	118.9	108.2	81.5	26.3	7.9
输配电费增加（万元）	30.2	30.2	40.3	19.0	24.6
投资回收期（年）	6.6	8.0	10.0	12.3	19.6

注：投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。案例选取不配储情况下有弃电典型日和无弃电典型日，以满足光伏+储能自发自用电量占负荷总用电量比例达到30%为边界条件，测算有弃电时光伏+储能年发电量和无弃电时储能峰谷套利电量，从而测算项目收益和经济性。

根据浙江省发展改革委《省发展改革委关于优化分时电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》，浙江省分时电价将会调整（如3.1节所述），新政实施后，并网型绿电直连项目投资回收期增至10.0年。

2）离网型绿电直连项目

以离网型绿电直连项目为例，采用光伏和构网型储能为负荷供电。根据负荷类型不同，配置储能容量规模通常为光伏容量的2-4倍。按照光伏单位投资2500元/kW，构网型储能单位投资1100元/kWh，10 kV电缆投资（5km）投资250万元，10kV变电站投资200万元。

离网型绿电直连项目可完全离网，可以节省容/需量电费，假设最大需量为3MW，若储能配置规模为100%/2小时可以完全满足用户用电需求，广东、河南和浙江投资回收期在10年以内。若储能配置规模为200%/2小时可以完全满足用户用电需求，典型省份投资回收期均在10年以上。

表3-6 典型省份离网型绿电直连项目经济性

省份	广东	浙江	河南	蒙西	甘肃
光伏+储能年发电量（万kWh）	600	600	600	840	840
用户电价（元/kWh）	0.6951	0.6313	0.6902	0.4503	0.4518
需量电费（元/千瓦·月）	36.1	48.0	40	32.8	38.4
储能配置100%/2小时投资回收期（年）	9.3	9.1	9.0	11.6	10.0
储能配置200%/2小时投资回收期（年）	16.2	15.8	15.7	18.9	17.7

注：离网型绿电直连项目需要柴油发电机作为备用电源，本测算忽略柴油发电成本；投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。

3.3.2 面临问题与挑战

项目开发难度大。并网型绿电直连项目开发需要考虑用户负荷率及用电曲线、全省平均负荷率、附近风光资源情况、峰谷电价差等因素，开发难度较高。

绿电直连项目收益受负荷用电量影响较大。绿电直连项目通常发电与负荷绑定，如果负荷由于业绩下滑导致用电量减小，且绿电直连项目无法向电网反送电，新能源电量无法充分利用。目前还没有相关政策明确如何解决这一问题。

存在安全问题。根据国家发展改革委、能源局《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号），绿电直连项目由包括民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）投资建设，部分运营主体缺乏电力资产运营经验、专业的运维人员及成熟的运维体系，存在安全隐患。

公共资源问题。当并网型绿电直连项目无法提供稳定出力时（如夜间无光、弱风期、设备故障等条件下），电网必须瞬间调用其他可控电源填补缺口，为绿电直连项目供电。为应对绿电波动而预留的这部分热备用容量，在大部分时间并未被充分利用。

3.4 台区储能

台区储能是指在台区低压侧建设的储能装置，可以解决配变和低压支线反向重过载问题、提高电网设备利用效率、提升光伏接入配电台区容量以及保障电力系统安全稳定运行。目前台区储能需求主要集中在农村地区，以示范项目的形式落地，其投运主体主要是各地的电网公司或其旗下的综合能源公司。

3.4.1 商业模式

台区储能目前主要用于动态增容，根据台区储能应用需求，可分为季节性需求和长期需求。其中季节性需求（如云南的采茶季，通常在三四月份，造成短期重过载）持续时间短，通过变压器扩容造成资源浪费，采用租赁移动式储能的方式，有效提高了储能设备利用效率，实现储能资源的共享和优化配置。长期需求，需要对比不同的解决方案的优劣势，如变压器扩容、建设储能或购买储能服务等，判断台区储能建设的可行性。山东将台区储能聚合为“云储能”参与现货市场套利（电价差0.3-0.4元/kWh），并获得容量补偿（40-50元/kW/年），为台区储能通过电力市场获得收益提供了宝贵经验。

大部分场景下，单纯的给变压器扩容方案的成本要低于台区配储，以630kVA变压器为例，假设增容到800kVA，更换变压器费用为15万元，增加200kW/400kWh电化学储能可以起到同样效果，投资成本约40万元，明显高于

变压器扩容。但是，对于末端扩容难的地区，传统方案的隐性成本（征地、线路改造、工期损失）急剧攀升，通过建设储能动态增容则更有优势，但成本无法进入输配电价，疏导困难。

3.4.2 面临问题与挑战

收益来源单一。目前大部分台区储能主要收益来源为能量时移或移动式储能容量租赁，电价价差空间小，且整体利用率不高，充放电收益非常有限。

成本高于变压器扩容。大部分场景下单纯的给变压器扩容方案的成本要低于台区配储，台区储能市场规模受到挑战。

成本疏导机制缺失。台区储能无法进入输配电价，电网或第三方主体投资台区储能的成本疏导存在问题。

设备协同困难。台区储能设备参差不齐、所有权归属不一，难以做到区域源网荷储协同。

运维与安全存在挑战。台区储能规模普遍不大，且分布极为分散，对于后期的运维和安全性带来了挑战。

3.5 虚拟电厂

3.5.1 商业模式

虚拟电厂收益主要来自需求响应、电能量市场和辅助服务市场，虚拟电厂参与现货市场、调频辅助服务对其调节速率、响应时间、调节精度等要求较高，参与电力市场前需对虚拟电厂调节能力进行准入测试，将储能聚合到虚拟电厂中，可以提高后者的调节能力和电力市场参与度。

虚拟电厂中储能主要有两类配置模式。一类是虚拟电厂运营商自投储能，除了进行峰谷套利获取收益外，还可以平衡虚拟电厂资源池波动、补充资源池调节能力、承担虚拟电厂备用调节任务。另一类是企业自投储能，接入虚拟电厂调度，主要考虑企业自身峰谷套利、降低需量电费、配套光伏自发自用等收益，在有富裕调节能力时接受虚拟电厂指令参与调峰、需求响应，获取调度补贴，储能投资主要考虑企业自身配置储能经济性是否可行。

虚拟电厂运营商自投储能方面，储能主要收益为零售市场（峰谷分时套利）+批发市场（电力批发市场价格与零售中长期合约价差）收益。现货开通后，按照山西经验，虚拟电厂零售电价峰谷时段参考现货，储能参与分时套利与现货

时段重合，储能每天可以一充一放。按照储能配置规模1MW/2MWh（单位投资1000元/kWh），每年充放电330次，批发市场价格与零售中长期合约价差为0.1元/kWh，测算虚拟电厂中储能经济性。广东、浙江等东部地区峰谷价差较高，经济性较好，山西、蒙西、甘肃等地区峰谷价差较低，虚拟电厂中储能经济性较差。

表3-7 典型省份虚拟电厂中储能经济性					
省份	广东	山西	蒙西	浙江	甘肃
零售市场峰谷电价差（元/kWh）	0.89	0.39	0.39	0.91	0.14
批发市场价格与零售中长期合约价差（元/kWh）	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
储能投资回收期（年）	7.7	-	-	7.6	-

注：投资回收期为项目资本金的动态投资回收期，折现系数为5%。

3.5.2 面临问题与挑战

存在一定技术门槛。虚拟电厂技术难点在于电价预测和负荷电量预测，技术难度较高，技术不成熟存在批零倒挂以及被考核的风险。

参与电力市场受限。虚拟电厂能够参与的市场交易品种、调度次数有限，大部分省份未能常态化、规模化参与电力市场，收益无法覆盖成本。

标准尚不健全。虚拟电厂若要参与电力现货、调频辅助服务等交易品种，其电网接入、调度管理、通信安全、可信调节能力等标准仍需进一步优化。

虚拟电厂中储能回收成本困难。虚拟电厂配套储能可以更好响应电网需求，但大部分省份运营商自投储能回收成本困难，需要政策支持。

新型主体地位未得到充分认可。虚拟电厂用户与普通用户承担相同考核与分摊，需按新型主体特性单独调整。

3.6 充/换电站配储

充/换电站配储主要通过储存光伏发电系统产生的多余电能，以便在需要时供电或充电；或在电价低谷时充电网的电，在高峰时放出，实现峰谷套利。在一些变压器容量不足的应用场景，增加储能可以确保变压器无超负荷风险，提高充/换电站的服务能力和收益。

3.6.1 商业模式

2025年4月，交通运输部、国家发展改革委、国家能源局等十部门联合发布《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》（交规划发〔2025〕42号），2030年前对实行两部制电价的集中式充/换电设施用电免收需量（容量）电费^[12]。

目前部分充电站会根据电价、光照情况和客流量配置分布式光伏，但配置储能的比例较小。主要原因是充电桩通常采用市电电价加服务费形式收取充电费用，用户充电50-60%都是在低谷电价时段，很少在高峰电价时段，储能缺乏套利空间。新建充电桩多采用800伏、1000伏平台的超快充技术，高压快充车型渗透率的提升和超充充电桩的普及，对电网带来冲击。预计未来电网变压器容量不足的情况会明显增加，因此需要配置储能来实现变压器动态增容，从而增加来自充电服务的收入，同时通过分时电价峰谷套利获取部分收益。

3.6.2 面临问题与挑战

储能容量价值无法得到体现。目前集中式充/换电设施用电免收需量（容量）电费，储能容量价值无法得到体现。

峰谷套利困难。充电桩用户充电50-60%都是在低谷电价时段，很少选择高峰电价时段，储能缺乏套利空间。

超快充电动汽车占比较小。存量电动汽车大部分不支持200kW以上超快充，即便超充充电桩数量增加，短期内超充功能利用率不足，充/换电站配储需求不高。

3.7 国内外分布式储能商业模式对比

发展形式方面，国外居民电价明显高于工商业电价，分布式储能以户储为主，且多与户用光伏配套；国内则是工商业电价明显高于居民电价，分布式储能以工商业配储为主，主要为单独配储（不含分布式光伏）。

财税支持方面，美国加州、德国、澳大利亚等国家和地区对分布式储能进行投资补贴、税收优惠等多种激励政策，通过财政支持大幅降低了分布式储能初始投资。国内仅有一些市、区对分布式储能进行额外补贴，对分布式储能整体激励力度较小。

收益来源方面，国外户用储能主要与户用光伏配套，由于美国、德国等国家居民电价较高，且一些用户采用分时电价，户用储能经济性较好且收益稳定。国

内工商业储能主要通过分时电价套利，部分省份经济性较好，但分时电价政策具有不确定性，存在电价差及充放电次数减小的风险。此外，国外电力供应不如国内稳定，居民需要储能作为备用电源，在离网情况下进行供电。

参与市场方面，国内外分布式储能均主要以虚拟电厂的形式参与电力市场。美国加州虚拟电厂主要参与电能量市场和容量市场；德国虚拟电厂主要参与电网调频、电能量市场、配电网高峰负荷管理等；澳大利亚虚拟电厂主要参与电力批发市场、调频辅助服务市场和本地电网服务市场。国内大部分省份虚拟电厂只能参与需求响应，少数省份探索虚拟电厂参与调峰辅助服务、现货市场等交易品种。

表3-8 国内外分布式储能对比				
类别	美国加州	德国	澳大利亚	中国
发展形式	户储为主，可通过虚拟电厂参与市场	户储为主，可通过虚拟电厂参与市场	户储为主，可通过虚拟电厂参与市场	工商业配储为主，拓展多种应用场景
发展驱动力	储能补贴、分时电价、备用电源	储能补贴、高电价	补贴政策、分时电价、备用电源	工商业分时电价
收益结构	光储系统中储能分时电价价差收益、备用电源价值、虚拟电厂收益	光储系统自发自用、多余电量上网、虚拟电厂收益	户用光储自发自用或分时电价价差收益、备用电源价值、虚拟电厂收益	工商业分时电价套利，探索其他应用场景收益模式
参与市场类别	通过虚拟电厂参与电能量市场、容量市场为主	通过虚拟电厂参与电网调频、配电网高峰负荷管理、电能量时移套利等	通过虚拟电厂参与电力批发市场、辅助服务市场(调频)和本地电网服务	参与需求响应为主，探索通过虚拟电厂参与现货市场、辅助服务市场规则
财税政策	国家级ITC补贴（30%-70%）+地方补贴	免除增值税+光储充补贴	国家级税收减免（最高可达3500澳元或系统成本的50%）+地方补贴或免息贷款	一些市、区对分布式储能进行额外补贴
收益稳定性	较为稳定	较为稳定	调频市场收益具有一定不确定性	分时电价政策不确定性较高
经济性	好	好	一般	一些省份短期内较好

第四章

分布式储能发展建议

4.1 工商业配储

4.1.1 商业模式

短期内通过固定峰谷价差和需求响应获取收益，中长期探索动态的分时价差套利、减少用户容量电费、通过虚拟电厂参与电力市场等获取多元化收益。

4.1.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

合理拉大峰谷价差。短期内峰谷价差套利仍将是工商业配储主要收益来源，建议峰谷价差较低的省份根据实际需求合理拉大峰谷价差。

完善需求响应机制。合理设定需求响应补偿费用水平，将需求响应分为日前需求响应和实时需求响应，给与实时需求响应更高的补偿力度，体现分布式储能灵活、快速响应的性能优势。

提高政策持续性。建议工商业配储大省在制定或修改分时电价或现货政策时考虑工商业配储的政策过渡需求，如通过细化分时电价峰谷时段、设定合理的浮动范围等方式尽可能使工商业配储保持较稳定的收益。

健全安全与技术标准。制定分布式储能设计、施工、运维全流程安全规范，重点规范锂离子电池的防火、防爆及退役管理。建立锂电池储能设备性能认证制度，对效率（ $\geq 85\%$ ）、寿命（ ≥ 10 年）、衰减率（ $\leq 3\%/年$ ）等关键指标实施准入管理，淘汰低效落后产品。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

建立用户分时电价的动态调整机制。在电力现货市场连续运行后，推动根据现货价格信号动态调整峰谷时段划分；充分发挥电价信号作用，改善用户用电特性，缓解电力供需矛盾、保障电力安全供应、提升电力系统整体利用效率。

合理评估储能与负荷关系。储能收益受企业用电量影响较大，如果企业经营业绩出现下滑，影响储能成本回收。短期内，在负荷经营业绩出现下滑时，允许储能与其他负荷绑定或单独参与市场，保障储能收益。长期来看，建议允许用户侧储能将容量分别与同一节点内的不同负荷签订使用权，通过灵活的签约比例，保障储能的利用率。

探索新型容量电费机制。当前用户侧两部制电价的容量电费按变压器容量或用户最大需量来收取，3年进行一次调整。随着新能源渗透率越来越高，固定的容量电费政策不利于新能源消纳，后续需考虑消纳、保电等需求，制定更加灵活的容量电费政策，体现工商业储能调节价值。

4.2 分布式光伏配储

4.2.1 商业模式

短期内源侧分布式光伏配储主要通过配合分布式光伏参与电能量市场获取收益，荷侧分布式光伏配储主要通过减少分布式光伏弃电，在没有弃电的时段通过峰谷电价套利获取收益，中长期探索源侧分布式光伏配储联合参与辅助服务市场以及绿电、绿证市场，荷侧分布式光伏配储参与电能量市场、辅助服务市场，以及合理评估其碳减排价值。

4.2.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

探索配储的源侧分布式光伏容量价值。建议根据分布式光伏配储比例及发电曲线形态，评估储能容量价值，允许分布式光伏参与发电侧容量电价核定，给予配储的分布式光伏更高的容量电价，体现分布式储能平抑分布式光伏发电曲线的作用。

推进分布式光伏参与电力市场。现货实现长周期运行后，建议降低参与现货市场的市场主体功率等级门槛，推动分布式新能源以聚合或直接的方式参与电力交易或接受市场价格，引导分布式新能源用户主动配储。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

适当拉大现货价差。源侧分布式光伏作为发电端，与工商业用户电价相比，价差空间较小，经济性较差。建议完善现货市场，放宽电力现货市场限价，适当拉大现货价差。

探索分布式光伏配储环境价值。分布式光伏配储代替传统能源，可以减少碳排放，建议合理评估源侧分布式光伏配储绿电、绿证价值以及荷侧分布式光伏配储碳减排价值，拓展其多元化收益来源。

4.3 绿电直连项目

4.3.1 商业模式

短期内通过自发自用减少电费和体现绿电溯源价值，中长期在自发自用节省电费的同时，作为平衡单元参与大电网的平衡，通过与大电网交互获取收益，同时探索绿电直连项目碳减排效益。

4.3.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

合理评估并网型绿电直连项目中储能与负荷关系。在绿电直连项目运行超过5年后，若由于负荷经营业绩下滑导致新能源和储能无法充分利用，允许绿电直连项目中新能源和储能与同一节点下其他负荷绑定或单独参与市场，保障新能源和储能收益。

加强绿电直连项目安全风险评估。绿电直连项目运营方如果没有专业线路运营经验，存在安全隐患，建议加强绿电直连项目安全风险评估，同时加强后期运营过程中的专业运维及风险排查。

强化财税政策支持。鼓励有条件的地区结合自身实际对绿电直连试点示范项目给予适当补贴，提升绿电直连项目的经济性，激励项目提升自发自用电量比例。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

探索绿电直连项目参与大电网平衡。绿电直连项目作为平衡单元，建议在自身调节能力过剩的时段参与大电网平衡，通过与大电网交互获取收益。

探索绿电直连项目环境价值。加快推动电碳协同，将分布式新能源与分布式储能的清洁价值通过碳市场交易变现，充分激发需求侧碳减排潜力，体现绿电直连项目碳减排效益。

4.4 台区储能

4.4.1 商业模式

短期内季节性需求通过电网租赁获取收益，长期需求通过分布式新能源租赁和电网购买服务的形式回收成本，中长期通过聚合参与电力市场，拓宽收益来源，同时探索台区储能环境价值。

4.4.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

分应用场景设计台区储能盈利模式。不同场景对储能需求存在较大差异，对于持续时间较短的季节性需求，采用电网租赁移动式储能的方式，实现储能资源的共享和优化配置。对于长期需求，在同一控制区内台区储能可由社会主体来投资建设，当新能源消纳困难时，鼓励分布式新能源倒送电用户通过租赁台区储能，增加分布式新能源消纳能力，当存在保障供电可靠性、提高电能质量、提升末端电压等需求时，可通过电网购买储能服务的形式提升台区储能收益。

建设台区储能运维平台。台区储能规模普遍不大，且分布极为分散，运维困难。建议以市（县）为单位，建设台区储能运营平台，对台区储能进行统一运维和安全管理。

加强规划引导。结合电网承载力、风光资源及负荷分布，建立台区储能项目审批评估机制，优先在分布式光伏“红区”和电网末端布局台区储能，避免资源浪费。

给予台区储能与集中式储能相同的政策支持。台区储能与集中式储能均属于电网侧储能，应享有同等待遇，如向电网送电的分布式储能，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

增加台区储能收益来源。探索台区储能通过聚合参与电力市场（现货市场、辅助服务市场、容量市场）的规则，通过多种收益来源提升台区储能经济性。

探索台区储能环境价值。台区储能可以促进台区内分布式新能源消纳，增加绿证核发量，建议合理评估其碳减排价值。

4.5 虚拟电厂

4.5.1 商业模式

短期内通过参与需求响应、电力现货、调频、备用等交易品种获取收益，中长期探索增加虚拟电厂容量收益，探索虚拟电厂中储能环境价值。

4.5.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

合理设定需求响应补偿费用水平。综合考虑用户参与成本、需求响应效果以及市场供需情况合理设定需求响应补偿费用水平。

科学制定虚拟电厂的考核与分摊原则。虚拟电厂作为新型市场主体，应该按新型主体特性单独考虑考核与分摊原则，比如不应该承担火电的容量电价分摊。

完善虚拟电厂参与电力市场机制。完善虚拟电厂参与电力交易机制体系，细化参与电力现货、调频、备用交易机制，适时推动参与爬坡、无功等辅助服务。

鼓励虚拟电厂技术攻关。虚拟电厂电价预测和负荷预测对于其参与市场制定交易策略影响较大，目前存在一定技术难点，建议给予虚拟电厂示范项目政策补贴，支持技术攻关。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

探索虚拟电厂容量电价机制。虚拟电厂能够为电力系统提供容量备用、调峰/顶峰等服务，具有容量价值，建议给予虚拟电厂容量电价。但也需要考虑虚拟电厂的有效容量以及容量可信度，虚拟电厂的容量并非简单叠加各资源的额定容量，需考虑不同资源的可靠性差异，对于分布式储能、换电站等优质资源给予更高的容量价值。

探索虚拟电厂中储能环境价值。储能在虚拟电厂中平抑新能源波动，减少弃风弃光，间接增加可核发绿证的电量基数，建议合理评估其碳减排价值。

4.6 充/换电站配储

4.6.1 商业模式

短期内通过峰谷价差套利和充电桩动态扩容获取收益，推动充/换电站配储参与需求响应，中长期探索充/换电站配储参与电力市场模式，拓宽收益来源。

4.6.2 政策机制

1) 现阶段（2025-2027年）

推动充/换电站配储参与需求响应。积极推动充/换电站配储参与电力需求侧响应，获取相应补贴。

强化财税政策支持。光储充项目中光伏和储能的利用率受新能源汽车充电客流量影响较大，且无法将剩余电量返送电网。建议有条件的地区结合自身实际给予光储充项目适当的投资补贴，降低项目投资风险。

2) 电力市场完善阶段（2028-2030年）

探索充/换电站配储参与电力市场模式。允许充/换电站配储向电网返售电力，通过充/换电站配储与电网的双向互动，提升储能利用率及经济性。

参考文献

- [1] Congress of the United States. Inflation Reduction Act[EB/OL].[2022-08-15]. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/BILLS-117hr5376enr/uslm/BILLS-117hr5376enr.xml>.
- [2] California Public Utilities Commission. Decision 22-12-056: Adopting a Net Billing Tariff for Distributed Energy Resources[EB/OL]. [2022]. <https://www.cpuc.ca.gov/wordpress/wp-content/uploads/2023/01/22-12-056.pdf>.
- [3] Deutscher Bundestag. Entwurf Eines Jahressteuergesetzes 2022 (JStG 2022) [EB/OL]. [2022-11-30]. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/047/2004729.pdf>.
- [4] Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Protection. Electricity storage inspection 2024. [2024-1]. <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2024/>
- [5] Next Kraftwerke. THE POWER OF MANY-Case Studies from our Virtual Power Plant[EB/OL].[2023]. www.next-kraftwerke.com.
- [6] Bloomberg NEF, Pylontech. Scaling the Residential Energy Storage Market[EB/OL].[2023-11]. <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Scaling-the-Residential-Energy-Storage-Market.pdf>.
- [7] Australian Renewable Energy Agency (ARENA). Lord Howe Island Renewable Energy Project ARENA Knowledge Sharing Report: Public Project Knowledge Sharing[EB/OL].[2024-09]. <https://arena.gov.au/assets/2024/09/Lord-Howe-Island-Hybrid-Renewable-Project-Public-KS-Report.pdf>.
- [8] 浙江省发展改革委. 关于公开征求《省发展改革委关于优化分时电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》意见的通知[EB/OL]. [2025-10-15]. http://minyi.zjzfw.gov.cn/dczjnews/dczj/idea/topic_24936.html.
- [9] 国家发展改革委、国家能源局. 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[EB/OL]. [2025-02-09]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html.
- [10] 国家发展改革委、国家能源局. 关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知[EB/OL]. [2025-05-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138.html

- [11] 国家发展改革委、国家能源局. 关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知[EB/OL]. [2025-09-12]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202509/t20250912_1400445.html.
- [12] 交通运输部、国家发展改革委、国家能源局等十部门. 关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见[EB/OL]. [2025-03-26]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7021087.htm.

附表 分布式储能经济性测算 基准参数

项目类别	项目	参数
基本参数	综合效率	87%
	充放电深度	95%
	年平均衰减率	两充两放条件下为3%/年，一充一放条件下为2%/年
	寿命	10年
	年运维费用	10元/千瓦时
成本	单位投资	普通项目投资1000元/千瓦时，构网型储能项目投资1100元/千瓦时
	贷款比例	70%
	贷款年限	8年
	贷款利率	3.6%



NRDC北京代表处

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



 关注我们