



北京绿色金融与可持续发展研究院
INSTITUTE OF FINANCE AND SUSTAINABILITY



汇丰
HSBC

储能行业绿色金融案例集



编制单位：

北京绿色金融与可持续发展研究院

绿色科技研究与投资促进中心

课题组成员：

赵立建、张高峰、杨佳、蔡明悦、汤明月

感谢汇丰银行（中国）对本研究的支持

目录

引言	2
一、案例集背景	3
二、绿色金融支持储能案例集	5
A. 股权类融资	5
01 和谐能源收入信托（HEIT）（多项目组合）	5
02 凯辉新能源基础设施基金	9
03 欣旺达新型政策性金融工具资本金融资	12
B. 债权类融资	15
01 甘肃省某独立储能电站项目 - 交银金租	15
02 远景能源英国 21.3 亿元银团融资	18
03 华能天成湖南省某独立储能电站项目	21
04 山东省 Z 市投资建设 K 电化学储能电站项目	25
05 扬州晶澳 5MW/10MWh 工商业储能项目	28
06 山西省某独立储能电站项目	31
07 新疆立新能源若羌县 160MW/640MWh 共享储能项目	34
08 和田县、皮山县 500MW/2000MWh 独立储能项目	36
09 皮尔斯伍德电池储能项目（单个储能项目）	38
10 英国门迪 100MW/100MWh 电池储能项目 - 星展银行	41
C. 创新型融资	43
01 汇丰银行等金融机构为木星动力提供绿色循环贷款	43
02 武汉蔚能绿色电池定向资产支持票据	46
03 中东欧地区 SUNOTEC 600MW 储能跨境对冲协议	48
04 意大利 2GWh 储能经营权租赁	51
05 Pentagreen 混合融资支持菲律宾储能项目案例	54
三、趋势展望与建议	58

引言

在“双碳”目标的驱动下，我国新能源装机规模迅速增长，风电和光伏发电的比例逐年提升，但可再生能源波动性强的特点也给电网安全稳定运行带来了巨大挑战。储能作为新能源消纳的重要支撑技术，正迎来前所未有的发展机遇。然而，相较于风电和光伏领域相对成熟的投融资工具体系，储能行业的金融工具还处于探索阶段，融资渠道单一、风险评估体系尚不完善，且政策环境变化频繁，企业在融资过程中往往面临较大的不确定性。

在汇丰公益基金会和汇丰银行（中国）的支持下，北京绿色金融与可持续发展研究院、中关村创蓝清洁空气联盟、碳信科技等机构联合发起了“金融支持储能行业加速项目”，致力于优化绿色金融工具在储能领域的应用，提升储能企业的融资能力，促进多方合作，以实现规模化的碳减排目标。

作为项目的一部分，本案例集精选十余个典型项目，详细介绍绿色金融工具在储能项目融资中的应用经验与创新实践，分析其风险控制方法和相关经验，以期为储能行业各方参与者提供有价值的借鉴与参考，助力储能行业投融资的快速健康发展，助力国家“双碳”目标的实现和全球应对气候变化。

一、案例集背景

储能是支撑中国能源结构转型和实现“双碳”目标的重要基础设施。近年来，随着风电和光伏等可再生能源的快速发展，截至 2025 年底，全国可再生能源装机达到 23.37 亿千瓦，同比增长 24%，约占我国总装机的 60%。电力系统的调节需求显著提升，储能的作用愈发突出。截至 2025 年底，全国已建成投运新型储能 1.36 亿千瓦 /3.51 亿千瓦时，较 2024 年增长约 84%，装机规模占全球总装机比例超过 40%¹。储能项目的广泛应用，有效提高了新能源的消纳比例，增强了电网的灵活性，为新型电力系统的安全稳定运行提供了关键支撑。

与此同时，绿色金融在促进储能产业发展中发挥着越来越重要的作用。截至 2025 年末，中国绿色贷款余额已达 44.8 万亿元，同比增长 20.2%；绿色债券余额 2.4 万亿元，其中绿色金融债券余额 1.2 万亿元，流向新能源和储能相关项目的资金占比持续上升²。2025 年 7 月 14 日，中国人民银行、国家金融监督管理总局、中国证监会联合发布《绿色金融支持项目目录（2025 年版）》，将“新型储能产品制造”“新型储能产品贸易”“智能电网建设和运行”等多项储能业务纳入绿色金融支持范畴³。新版目录涵盖锂离子电池、钒液流电池等多种储能产品制造及系统集成，覆盖产品制造、贸易及能源系统安全运行等多个领域。目录规定，纳入项目可享受金融机构的优惠利率和灵活还款安排，政策的出台统一了绿色金融标准，降低了企业申报和资金识别成本，有效引导更多资金流向储能等绿色产业，有利于技术创新、产业链完善和项目落地。

1 国家能源局 .2025 年全国能源经济运行情况新闻发布会 [R/OL].(2026-01-30).

2 中国人民银行货币政策分析小组 .2025 年第四季度中国货币政策执行报告 [R/OL].(2026-02-18).

3 中国人民银行等三部门,《绿色金融支持项目目录（2025 年版）》

储能产业正走向更大规模应用的阶段。然而，行业发展也面临诸多挑战。当前大多数储能项目盈利模式尚不成熟，现金流不稳定，对金融机构的风险评估和资产定价带来难度。同时，储能参与电力市场和碳市场的政策、标准有待进一步完善，项目落地过程中的信息不对称和项目筛选难度较高。这些问题影响了储能行业的整体融资效率和可持续发展能力。已有的储能领域投融资实践案例将能为行业未来的投融资发展提供很好的借鉴。

本案例集聚焦于绿色金融支持储能项目的实践经验。我们选取了具有代表性的典型案例，涵盖国内外不同类型金融机构、不同储能技术路径和应用场景，同时注重金融工具和商业模式的多样性。案例遴选过程中，既参考了公开报道和权威行业数据库，也进行了企业、金融机构的访谈和调研。我们希望通过这些案例，梳理绿色金融赋能储能发展的有效机制，总结各类金融工具的应用情况和实际效果，挖掘行业面临的重点问题及其解决思路。

本报告面向金融机构、储能企业、政策制定者及行业研究人员。我们的目标是行业各方提供实际可用的案例参考和思路借鉴，促进绿色金融与储能产业的深入结合。希望这份案例集能够帮助金融机构提升绿色金融创新服务储能项目的意识和能力，帮助储能相关企业提升应用绿色金融工具开展融资的意识和能力，也为相关政策完善提供参考。展望未来，我们期待绿色金融在支撑储能行业高质量发展、助力实现碳达峰碳中和目标的进程中发挥更加积极的作用。

二、绿色金融支持储能案例集

A. 股权类融资

01 | 和谐能源收入信托（HEIT）（多个储能项目组合）

基本信息

项目 / 案例名称	和谐能源收入信托 Harmony Energy Income Trust plc, 简称 HEIT 多个储能项目组合
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	锂电池储能 BESS
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 或工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧储能项目 主要用于电力市场套利和辅助服务
项目区域 省份、城市	英国
项目规模 装机功率和容量, MW & MWh	截至 2025 年 2 月, 有 8 个项目在运营: 装机功率: 395.4 MW 储能容量: 790.8 MWh

项目投资信息

出资方及占比:

股权: 出资方 1、出资方 2... 债权:

主要股东情况: 截至 2024 年 11 月 8 日, 直接或间接持有 3% 以上股份的股东情况如下

股东	所持股份比例
Schroders plc	17.26%
Harmony Energy Limited	12.04%
PrimeStone Capital LLP	11.22%
Premier Miton Group	5.51%
EQ Investors Limited	5.26%
Close Brothers Group	4.70%
Waverton Investment Management Limited	3.25%
Mr Nicholas Norman Cournoyer	3.01%
Bank of New York Mellon	3.00%
Hargreaves Lansdown PLC	2.86%

债权融资：

NatWest 和 Rabobank 共同提供 1.3 亿英镑债务融资

资金规模

总投资金额，单位：万人民币

2021 年 IPO 募集到 2.1 亿英镑资金用于投向储备的储能项目。

截至 2024 年 4 月，净资产价值 NAV 为 2.18 亿英镑（约 20 亿人民币）

资金成本

利率

融资方式：

循环信贷额度（RCF）

长期贷款（固定利率 + 浮动利率互换）

资金成本：

贷款利率：前两年 SONIA + 2.75%，后期 SONIA + 3.5%

综合融资成本（含对冲）：前两年固定 6.85%

资金期限

投资周期，单位：年

债务融资到期日：2031 年

收益模式

峰谷套利

低电价时充电，高电价时放电，利用市场价格波动获利

目前批发市场套利交易占比 72%

容量租赁

暂无数据（无公开数据）

辅助服务（调峰调频等）

暂无数据（无公开数据）

项目收益率 IRR

全投资 IRR

预计 7%-10%

资本金 IRR

约 10%-14%

投资回收期（年）

全投资回收期

约 8-10 年

资本金回收期

约 6-8 年

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？

否

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。

否

定价方式基于 SONIA（英国无担保隔夜利率）定价，无额外政府贴息

是否有其他政策优惠？

如有，可以具体说明

贷款期限从 2027 年延长至 2031 年

允许提前还款，提高财务灵活性

收入超过门槛时加速去杠杆，降低长期利息成本

* 政策优惠说明：常见的储能项目政策优惠主要包括以下利率与贴息优惠、贷款期限延长、还款灵活性安排、绿色金融认定等几类，具体而言：

- A. 利率与贴息优惠。指贷款利率低于市场基准利率，或由政府提供部分贴息，降低项目融资成本。例如，基于 LPR（贷款市场报价利率）定价的贷款，在部分地区会叠加地方政府贴息政策，从而有效降低资金成本。
- B. 贷款期限延长。通过延长贷款到期时间，减少短期还本压力，提高项目的现金流稳定性和财务可持续。
- C. 还款灵活性安排。包括允许提前还款、不设或降低提前还款违约金等，提高项目的资金调度灵活性。
- D. 绿色金融认定与配套工具。贷款方将项目纳入绿色金融范围，可能会以绿色贷款或绿色金融债形式融资，从而获得额外资金来源或较优融资条件。

1. 案例背景

近年来，英国储能市场迎来了快速发展，特别是在可再生能源占比不断提升的背景下，电网对灵活性资源的需求日益增加。英国政府承诺到 2035 年实现电力系统净零排放，这意味着风能和太阳能将在能源结构中占据更大份额。然而，这类可再生能源具有间歇性和波动性，导致电网的调节需求大幅增加，储能项目的作用愈发凸显。与此同时，英国电力市场的运行机制也在发生变化，储能资产的主要盈利模式逐渐从依赖调频服务等辅助服务，向电力批发市场套利和电网平衡机制交易（BM）转变。市场套利机制为储能项目提供了新的盈利机会，但也使得项目的收益更依赖市场波动和智能化交易策略的优化。

在这样的背景下，和谐能源收入信托（Harmony Energy Income Trust plc，简称 HEIT）于 2021 年 11 月正式在伦敦证券交易所上市，成为英国专注于公用事业规模储能资产投资的信托基金。HEIT 投资策略以 2 小时储能系统为核心，利用市场套利和辅助服务优化收益，同时建立灵活的融资结构，以实现长期稳定回报。HEIT 通过与 Harmony Energy 的合作，确保了对多个电池储能项目的优先收购权，并借助上市融资的方式为这些项目提供资金支持。项目的目标是建设并运营容量达到几百兆瓦的电池储能系统，在推动电网稳定的同时实现可观的财务回报。

2025 年 7 月，Foresight Group 旗下的能源转型基金 Foresight Energy Infrastructure Partners II（FEIP II）与其投资平台公司 Blackmead Infrastructure Limited 完成对 Harmony Energy Income Trust（HEIT）的全资收购，交易完成后 HEIT 从伦敦证券交易所退市，转为私有化运营。

2. 主要做法

HEIT 的投资模式依赖于明确的资金结构、项目管理及合作方式。HEIT 通过首次公开募股（IPO）募集资金，支持多个电池储能项目的建设。这些资金主要用于收购已有开发许可的储能项目，并为后续项目开发运营提供资金支持。HEIT 的融资结构既包括股权融资，也有债务融资。通过 IPO 以及后续债务融资获得的资金用于投资候选项目。

在项目规划与设计上，HEIT 选择采用 2 小时持续放电的电池储能系统，以适应市场上电力需求的波动。公司与外部公司合作，利用智能算法优化电力市场中的交易，这为项目带来了潜在的增量收益。在最新建设的两个项目中，HEIT 采购了来自中国公司远景能源的储能系统。

关于风险管理，HEIT 识别了电价波动、技术更新和政策变动等潜在风险。为了应对电价波动带来的影响，

HEIT 通过智能交易系统进行市场套利，减少价格波动带来的风险。同时，公司与合作伙伴密切沟通，确保项目在技术和政策变化中能够做出灵活应对。HEIT 的项目实施按照预定时间表推进，确保按时交付并投入运营，截至 2024 年 10 月，投向的 8 个储能项目均已投入运营。

3. 创新点

HEIT 的投资模式在融资、技术和管理方面具有一定的创新性。

在融资方面，HEIT 通过公开募股（IPO）为公司提供了资金来源，同时结合债务融资扩展资本。公开募股不仅为项目提供了资金支持，还为股东提供了流动性选择，使投资者可以根据市场情况进行买卖。这种融资模式使 HEIT 能够吸引更多投资者参与，同时为其储能项目的建设提供了充足的资金。

在技术方面，HEIT 采用了 2 小时持续放电的电池储能系统，能够有效应对电网需求波动，并提高电网的灵活性。此外，HEIT 引入了智能交易技术，这一技术使公司能够在电力市场中优化交易决策，预计将提高未来项目的潜在收益。智能交易通过实时市场分析和预测，帮助公司更好地应对电价波动，从而最大化收益。

在管理创新方面，HEIT 依托严格的项目监控系统，确保项目从建设到运营的各个阶段顺利推进。公司根据市场变化及时调整运营策略，确保项目长期稳定地创造收益。Harmony Energy 是一家总部位于英国的可再生能源开发商，专注于大型电池储能系统（BESS）、太阳能和风电项目的投资、建设与运营，曾打造包括 Pillswood 在内的多座欧洲领先储能电站。基金与 Harmony Energy 合作使基金能优先获取优质储能项目，并借助其成熟的技术和运营经验，提升项目实施质量与长期收益稳定性。

4. 小结

和谐能源收入信托基金（HEIT）模式具有一定的实践参考价值。第一，复合型专业团队是基础。需要兼具资产管理、储能技术、法律合规与财务运营的多领域人才协作，尤其在政策敏感型行业中，合规能力与项目风控经验直接影响基金稳定性。第二，项目筛选需平衡技术可行性与收益可持续性。储能项目宜聚焦政策支持强、市场缺口明确的细分领域，选择具备成熟度且盈利模式清晰的项目，避免片面追求短期收益。第三，分层资本结构设计值得借鉴。引入战略级机构投资者作为核心出资人增强信用背书，同时搭配市场化资本提升灵活性，此类资源协同效应利于项目资源获取与风险分担。

Foresight Group 旗下的能源转型基金 Foresight Energy Infrastructure Partners II（FEIP II）对 HEIT 的收购，是英国储能领域迄今规模最大的私有化交易之一。Foresight 此前已在欧洲积极布局可再生能源与配套储能项目，这次直接将英国最大两小时储能组合收入囊中，表明机构投资者将储能视为可与成熟基础设施类资产相提并论的长期收益型投资标的，也是私人资本对储能资产的认可。HEIT 项目组合已在多个年度实现稳定现金流，说明两小时制储能在英国容量市场、调频服务以及套利交易等多元收入来源下具有稳健的盈利能力。

02 | 凯辉新能源基础设施基金

基本信息

项目名称	凯辉新能源基础设施基金
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	锂电池储能
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	工商业分布式光伏及储能项目 用户侧
项目区域 省份、城市	中国 覆盖 18 个省份
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	计划总装机容量 1.5GW 光伏（1500MW）储能相对比较小，不方便透露储能。分布式光伏 + 储能目前 700MW，未来到 1.5GW。现在只有小部分用户有储能的需求。

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	道达尔能源 凯辉新能源基础设施基金（凯辉基金与大家投控合资成立） 厦门国贸
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	10 亿人民币
资金成本 利率	
资金期限 投资周期，单位：年	约 7 年 含退出期

收益模式

峰谷套利	长期购售电协议，为工商业客户提供绿色电力，利用工商业分布式光伏进行电力销售，客户通过可负担电价降低碳排放，实现减排目标。 分布式 + 差异市场化交易 + 参与客户的表后市场
容量租赁	
辅助服务 调峰调频等	

项目收益率 IRR

全投资 IRR	8-10%
---------	-------

资本金 IRR	11-14%
---------	--------

投资回收期（年）

全投资回收期	约 8-10 年
--------	----------

资本金回收期	约 6-8 年
--------	---------

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？	否
----------------	---

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。	否 无政府贴息政策，融资成本基于市场化定价。
--------------------	---------------------------

是否有其他政策优惠？ 如有，可以具体说明	否
-------------------------	---

1. 案例背景

道达尔能源与凯辉基金、大家投控合作成立了凯辉新能源基础设施基金，专注投资运营中国的工商业分布式光伏及储能资产。该项目覆盖中国 18 个省份超过 200 家工商业客户，涉及汽车制造、消费品、食品等多个行业。该项目旨在帮助企业降低能源成本和碳足迹，支持中国工商业企业实现绿色可持续发展目标。

2. 主要做法

项目通过长期购售电协议（PPA）的方式，为客户提供绿色电力，实现企业能源的清洁化、多元化，助力企业达到减排和可持续发展目标。凯辉新能源基础设施基金依托旗下的能源资产平台景旦新能源拓展分布式光伏资产规模，利用合作伙伴的资金优势和全球资源网络扩充现有的光伏装机容量，预期从目前的 500MW 规模扩展到 2028 年的 1.5GW。

3. 创新点

本项目是中国首个保险基金参与的专注于工商业分布式光伏和储能资产的新能源基础设施基金，体现了产业资本与金融资本创新合作模式。通过整合道达尔能源全球能源管理经验与凯辉基金强大的中国市场网络，项目成功打造了跨境合作的绿色金融范例，推动了中法企业在能源转型与可持续发展领域的深度合作。

凯辉资本目前主要专注于一级市场投资，但正在逐步调整策略，考虑收购储能资产类项目。其分布式光伏

与储能基金由凯辉基金与道达尔合作开发，其中道达尔负责项目开发（拥有 100 人团队），而凯辉负责投资及项目筛选。该基金主要投向工商业分布式光伏及储能，因其政策不确定性相对较低。储能项目的融资仍是行业痛点，凯辉目前通过多种市场化融资方式（流贷、融资租赁、回租等），结合项目的历史数据与市场判断，探索一揽子授信模式，以提高融资效率并推动行业发展。

从收益模式与融资策略来看，凯辉基金在大型项目上对收益率要求较为宽松，允许较低回报率，并强调市场化投资逻辑。其主要收益模式包括峰谷套利、长期购售电协议（PPA）、差异化市场交易等。对于储能领域，凯辉认为独立储能项目的投资回报率较低，接入问题较多，因此更倾向于工商业用户侧投资。基金探索了无追索分布式光伏贷款的模式，也就是贷款人（银行或其他金融机构）对借款人的偿还责任不进行“追索”——即如果项目出现现金流不足导致无法按期还款，贷款方只能依靠该光伏项目本身的资产和未来收益来回收贷款，而不能向借款人的其他资产追偿。基金后续将继续探索将分布式光伏 + 储能打包成信托基金上市，以提升资产证券化能力。当前，凯辉正通过数字化管理（AI+ 区块链）提高尽调效率，并确保资产数据的透明性和不可篡改性，以增强市场对新能源资产的信任度。

未来，凯辉基金计划打造市场化交易平台，推动分布式光伏及储能资产进入更高效的融资和交易体系。其目标是建立一个标准化的信用市场，以提升资产融资的流动性，并通过长期主义投资逻辑优化资产管理。基金预计在 1-2 年内打通资产证券化路径，并将资产打包成适用于信托基金或其他公开市场的金融产品。尽管具体上市市场尚未确定（港交所或欧洲交易所皆有可能），但凯辉认为，核心问题不在于上市地点，而在于确保资产数据的真实性、准确性和透明性，以获得市场认可。此外，该基金将继续关注绿地项目和并购机会，并保持对海外储能投资机会的观察，以拓展长期增长潜力。

03 | 欣旺达新型政策性金融工具资本金融资

基本信息

项目名称	欣旺达新型政策性金融工具支持储能项目资本金投入案例
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧独立储能
项目区域	江苏省南京市溧水区；广东省惠州市
项目规模	南京溧水一期：50MW/100MWh； 京溧水二期：50MW/100MWh； 惠州项目：200MW/400MWh

项目投资信息

出资方及占比	股权 / 资本金：欣旺达电子股份有限公司及其全资子公司；债权：国家开发银行政策性金融工具委托贷款
资金规模	政策性金融工具借款 6,700 万元人民币
资金成本	基准利率 + 利差 具体合同利率未披露
资金期限	10 年期 自提款日起计
收益模式	储能项目建成后通过电力市场交易、辅助服务等方式实现收益；政策性金融工具资金不直接参与收益分配
峰谷套利	是
容量租赁	未披露
辅助服务	是
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布；资本金回收期：未公布

政策优惠情况

银行定向优惠政策	是 国家开发银行新型政策性金融工具
贴息政策	否 按基准利率 + 利差执行
其他政策优惠	是（政策性金融工具专项用于补充项目资本金，期限长、匹配储能项目周期）

根据欣旺达 2025 年 10 月 16 日公告，欣旺达电子股份有限公司向国家开发银行深圳市分行申请新型政策性金融工具借款人民币 6,700 万元，分别用于子公司南京溧水经济开发区 5 万千瓦 / 10 万千瓦时储能电站项目、南京溧水经济开发区 5 万千瓦 / 10 万千瓦时二期储能电站项目、惠州欣城新能源有限公司 200MW/400MWh 独立储能电站新建项目建设。

1. 融资总览

贷款总额：6,700 万元人民币

融资来源：国家开发银行深圳市分行（以“新型政策性金融工具”委托贷款模式）

资金用途：专项用于 3 个储能电站项目资本金投入，包括

南京溧水经济开发区 5 万千瓦 / 10 万千瓦时储能电站项目（1,400 万元）

南京溧水经济开发区 5 万千瓦 / 10 万千瓦时二期储能电站项目（1,000 万元）

惠州欣城新能源 200MW/400MWh 独立储能电站新建项目（4,300 万元）

2. 项目主体与资金投递链条

欣旺达为控股母公司，项目公司均为其全资子公司

资金以母公司、全资子公司、项目公司逐级注资形式，最终用于储能项目资本金。

项目主体全部为 2023-2024 年新设立，用于独立储能电站开发与运营

3. 主要合同条款

贷款期限：10 年期（自提款日起计）

贷款利率：基准利率 + 利差（具体执行合同利率，按季计息）

还款方式：按合同约定周期计息、到期还本

资金专款专用：贷款仅用于对应项目的资本金投入，不得挪作他用

4. 关键亮点

融资期限长：本次政策性金融工具贷款期限长达 10 年，显著优于常规银行贷款，更好地匹配储能项目建设与回收周期。

分级注资结构：资金采用“母公司—全资子公司—项目公司”逐级注资的形式，确保资金精准投向具体项目。

专款专用：所有借款均专用于项目资本金投入，严格不得挪作他用，体现政策性金融对项目的合规要求。

公开信息显示，国开新型政策性金融工具有限公司由国家开发银行 2025 年 9 月 29 日出资设立，注册资本 200 亿。国开新型政策性金融工具全部用于补充项目资本金，政策要求 5000 亿元额度在年内投放完。根据新华社报道，截至 10 月 17 日，国开新型政策性金融工具已投放 1893.5 亿元，已向 12 个经济大省投放 1465.8 亿元，占比 77.4%，向民间投资和民间资本参与项目投放 545.2 亿元，占比 28.8%；向数字经济、人工智能、消费等领域项目投放 710.5 亿元，占比 37.5%。预计可拉动项目总投资 2.8 万亿元。

政策性金融工具的创新应用，为新型储能项目提供了稀缺的长期资本金支持，有效解决了行业普遍面临的资本金不足、融资周期短、项目落地难瓶颈。相比传统商业银行贷款，政策性金融工具不仅在贷款期限、利率水平、资金监管等方面更契合储能电站等重资产项目的特性，还能撬动更多社会资本、商业银行、产业资金配套投入，放大整体投资乘数效应。

B. 债权类融资

01 | 甘肃省某独立储能电站项目 - 交银金租

项目 / 案例名称	甘肃省某独立储能电站项目
标的资产与类型	类型：甘肃省·电网侧独立储能（磷酸铁锂） 规模：200 MW / 800 MWh（4 小时长时储能）
核心参与方	承租人（股权）：某民营上市公司（零售行业背景）子公司 出租人（债权）：交银金租（提供直租融资）
资金规模与期限	规模：总投资约 10 亿元（租赁融资额度 8 亿元） 期限：10 年（建设期即介入放款）
收益 / 还款来源	1. 现货市场价差套利：现货市场价差套利（占比约 30%） 2. 调峰容量补偿：参与调峰辅助服务市场 3. 调频辅助服务收益：按调频里程和综合性能 k 值获得补偿
财务关键指标	融资成本：市场化定价（无贴息，反映行业风险） 项目回报：全投资 IRR 6-8% / 资本金 IRR 7-10%
模式核心亮点	直租模式 + 资金闭环：租赁公司在建设期提前介入，通过账户监管和资产控制替代强主体担保。

1. 案例背景

近年来，中国储能市场在“双碳”目标和可再生能源快速发展的推动下迎来爆发式增长。特别是随着光伏、风电等新能源装机规模的提升，电网对调峰调频和电力平衡的需求日益增加。与此同时，电芯成本自 2023 年底至 2024 年上半年的大幅下降，使得独立储能项目的经济性逐步显现。甘肃省作为新能源大省，依托丰富的风光资源和政策支持，成为储能产业的重要布局区域。根据甘肃省“十四五”能源发展规划，到 2025 年全省储能装机规模目标达 600 万千瓦，2024 年新增装机约 50 万千瓦，新型储能项目呈现快速发展态势。《甘肃省电力辅助服务市场运营规则》的出台，更将储能纳入调峰容量市场，为独立储能项目提供了稳定的收益保障。

在此背景下，交银金租作为国内融资租赁行业的龙头企业，于 2023 年投资了“甘肃省某 200 兆瓦 /800 兆瓦时独立储能电站项目”。该项目由一家民营上市公司子公司开发，采用磷酸铁锂电池技术，定位于电网侧独立

储能，主要通过电力市场套利和辅助服务实现收益。作为交银金租在储能领域的重要尝试，该项目不仅体现了公司在新能源配套领域的战略布局，也为行业展示了金融支持独立储能商业化的实践路径。

2. 主要做法

该项目位于甘肃省，装机功率 200 MW，储能容量 800 MWh，放电时长 4 小时，能够有效平抑新能源发电的波动性，提升电网稳定性。项目总投资 10 亿元，其中交银金租提供了 8 亿元的融资额度，实际提款约 6 亿多元。融资采用“直租”模式，即通过租赁代替采购，在建设期直接支付 EPC 施工合同和设备采购款项，期限为 10 年。这种模式既缓解了投资方的资金压力，也确保了项目顺利推进。目前，项目已完工并网运行，后续融资安排将根据运营收益情况灵活调整。

在收益模式上，该项目依托甘肃省电力市场政策红利，收入来源包括三方面：一是调峰容量补偿，由国网甘肃省电力公司依据《甘肃省电力辅助服务市场运营规则》支付，用于疏导固定成本；二是调频辅助收益，通过参与调频市场获取里程补偿；三是现货市场峰谷电价差收益，利用分时电价波动进行低买高卖。交银金租在立项时结合政策文件和投资方其他项目数据进行了保守测算。一个月运行数据显示，收益与预期一致，其中现货市场表现超出预期，2025 年 1 月数据尤其乐观。调峰补偿和现货交易为主要收入来源，具体占比因用电需求波动而动态变化，投资方凭借对当地电力市场的了解，通过较强的电力交易能力确保了整体收益的稳定性。

在融资结构上，交银金租未覆盖全部投资，通过控制融资比例（实际提款约 60%）降低风险，这也是与投资方协商优化还款可持续性的结果。项目未享受利率补贴或政府贴息，融资成本基于市场化定价。

3. 创新点

交银金租在储能行业快速发展期的积极参与具有表率意义。该项目采用的“直租”模式，相较传统银行贷款，交银金租在建设期提前放款，帮助投资方快速启动项目。这种灵活性弥补了银行对收益确定性要求较高的短板，尤其在甘肃省政策复杂、收益模式需深度研判的背景下，体现了租赁的专业化优势。此外，与民营企业开展合作，而非仅限于大型电力集团，是交银金租基于项目底层逻辑突破常规的合作模式。

在风险缓释方面，项目设计了独特的机制。尽管有股东担保，但担保能力较弱，交银金租通过封闭运营管理模式强化控制力。具体措施包括：持有储能电站所有权及项目公司股权，确保资产控制权；与甘肃电网签订购电合同，明确收入进入交通银行监管账户，形成资金闭环，所有收益优先用于还本付息，剩余部分再分配给企业。这种不完全依赖股东担保、基于项目现金流和资产特点的风控设计，既保障了资金安全，又为储能行业的融资模式提供了新思路。

项目 4 小时放电时长虽在甘肃、新疆等地较为常见，但结合智能化的充放电策略和现货市场交易优化，未来有可能实现更高的资产利用率。投资方的运营能力成为收益提升的关键，交银金租通过与投资方紧密合作进一步挖掘了项目的潜在价值。

4. 小结

“甘肃省某独立储能电站项目”是交银金租在储能领域先行先试的典型案例，展示了融资租赁支持储能产业的潜力。项目通过直租模式和建设期放款，降低了投资方的资金门槛，推动了储能资产的快速落地。在收益模式上，依托甘肃省政策支持和投资方运营能力，实现了调峰补偿、调频辅助和现货交易的多元化收入，经济性超出预期。在风险管理上，创新的封闭运营和资金闭环机制有效缓释了风险，为行业提供了可复制的经验。

未来，随着储能技术进步和市场机制完善，该项目有望进一步优化收益结构，缩短投资回收期。作为交银金租在新能源领域的战略延伸，这一案例为其他金融机构参与储能市场提供了参考。随着甘肃省储能装机规模的持续扩大，类似项目将在新能源消纳和电网稳定中发挥更大作用。

02 | 远景能源英国 21.3 亿元银团融资

基本信息

项目名称	英国 Carrington Storage 680MW/1360MWh 电池储能项目
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧独立储能
项目区域	英国英格兰大曼彻斯特郡 特拉福德低碳能源园
项目规模	装机功率：680 MW；储能容量：1360 MWh

项目投资信息

出资方及占比	股权：Statera Energy（控股，隶属 EQT Infrastructure） 债权：国际银团项目融资
资金规模	债务融资规模约 213,000 万元人民币（2.35 亿英镑） 项目总投资额未公布
资金成本	未公布
资金期限	未公布
收益模式	与 Statkraft 签署混合承购安排，通过市场交易与收入担保形成组合现金流
峰谷套利	是
容量租赁	未单独披露
辅助服务	是
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布；资本金回收期：未公布

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否
贴息政策	否
其他政策优惠	否

1. 案例背景

在英国电力系统中，随着可再生能源装机比例持续提升，电网对灵活性资源的需求快速增长，电池储能逐步从辅助性资产转变为支撑系统运行的重要基础设施。然而，在无固定补贴、完全市场化运行的环境下，储能项目高度依赖峰谷价差和辅助服务收入，其现金流波动性较大，长期以来制约了大规模项目融资能力的形成。如何在不依赖政策性保障的前提下，通过市场化机制构建可预测的收入结构，成为英国储能投融资实践中的核心问题。

在这一背景下，英国本土储能开发商 Statera Energy 推进位于大曼彻斯特特拉福德低碳能源园的 Carrington Storage 项目建设，项目规模达 680MW/1360MWh，属于英国目前已披露的最大单体储能项目之一。2025 年 11 月，该项目成功完成约 2.35 亿英镑的银团项目融资，标志着英国储能资产在商业模式与金融结构层面进一步走向成熟，也体现出国际金融机构对大规模储能项目可融资性的认可。

2. 主要做法

Carrington Storage 项目采用典型的项目融资结构，由开发商 Statera Energy 持有项目股权，并通过国际银团提供长期债务融资。融资由劳埃德银行担任独家结构化银行，联合多家欧洲及日本大型商业银行共同参与，贷款资金专项用于项目建设。通过引入多家银行组成的银团结构，项目在单体规模、风险分散及融资稳定性方面均达到了基础设施级资产的要求。

在收入端安排上，项目并未完全暴露于电力市场的即时波动，而是与北欧能源公司 Statkraft 签署了混合型承购安排。该承购结构将市场交易收入与一定程度的收入保障机制相结合，在保留市场化交易参与度的同时，为项目提供相对稳定的最低现金流预期。这一安排在不转移资产调度权的前提下，对冲了部分市场价格风险，使项目未来现金流具备了银行可评估性，从而成为银团同意放贷的关键基础。

3. 创新点

该案例的创新性主要体现在其通过合同结构设计而非政策补贴，为大规模储能项目构建了可融资的现金流基础。与单一市场套利模式相比，Carrington Storage 项目引入的混合承购安排，在不锁定全部收益的情况下，对下行风险进行了有效缓释，使储能项目在“完全市场化”与“可预测收益”之间形成平衡。这一做法为英国乃至欧洲其他无容量补偿或固定电价机制的市场提供了可借鉴的融资路径。

该项目在设备与系统层面通过了严格的银团尽调。由远景能源提供的电池储能系统，联合西门子能源、日

立能源等国际供应商共同参与建设，使项目在技术可靠性、交付能力和后期运维方面满足项目融资对“银行可接受性”的要求。这意味着储能项目的可融资性不仅取决于商业模式设计，也与核心设备供应商的技术成熟度和国际履约能力密切相关。

Carrington Storage 项目银团融资的顺利落地，表明英国储能项目正在从示范性投资向基础设施型资产转变，其融资逻辑逐步接近成熟能源基础设施项目。通过市场化承购安排与项目融资结构的结合，该项目为无补贴环境下的大规模储能融资提供了清晰范式，有助于推动英国储能资产进一步规模化发展。

该案例显示出国际金融机构对储能项目风险认知深化，即风险并非简单源于市场波动本身，而取决于是否具备合理的合同安排和风险分配机制。对于中国储能设备企业而言，项目中核心设备供应商角色的成功实践，反映出中国储能技术在国际项目融资体系中已具备被接受和被定价的基础，为后续参与海外大型储能项目提供了现实参考。

03 | 华能天成湖南省某独立储能电站项目

基本信息

项目名称	湖南省某独立储能电站项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	磷酸铁锂电池 属于锂电池技术
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧独立储能项目 一是通过向新能源电站租赁储能容量获得容量租赁收入；二是通过参与电力市场辅助服务交易获得辅助服务收入。
项目区域 省份、城市	中国湖南省
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：100 MW 储能容量：200 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	股权：华能湖南分公司 债权融资：华能天成租赁。
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资规模：约 3.9 亿元人民币
资金成本 利率	融资方式：融资租赁 贷款利率：具体利率未明确披露，考虑到业主方为集团内部企业，利率有可能会比较低。
资金期限 投资周期，单位：年	10 年

收益模式

峰谷套利	早期的独立储能项目可以参与深度调峰交易。
容量租赁	通过向新能源电站租赁储能容量获得容量租赁收入。湖南省容量租赁市场 2021 年后已签约的租赁价格为 400~500 元/(kW·年)（两小时时长，下同）不等，目前市场上已签署的十年期长期租赁协议的租赁价格为 400 元/(kW·年)
辅助服务 调峰调频等	通过参与电力市场辅助服务交易获得辅助服务收入。湖南省允许储能电站参与深度调峰交易，获得调峰辅助服务收入，调峰价格为 ≤ 500 元/MWh。

项目收益率 IRR

全投资 IRR 中性情景下为 7.77%，悲观情景为 4.73%，乐观情景为 15.21%。（实际值受辅助服务收入及容量租赁收入影响）

资本金 IRR 未披露。

投资回收期（年）

全投资回收期 未披露

资本金回收期 未披露

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？ 否

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。 否。无政府贴息政策，融资成本基于市场化定价。

是否有其他政策优惠？
如有，可以具体说明

在本项目建设时，湖南省曾要求风电、集中式光伏发电项目分别按照不低于装机容量 15%、5%（储能时长 2 小时）配置储能电站，新增项目需与主体工程同步投运，存量项目应于 2022 年底前落实储能容量。对于不具备自建条件的项目，当地鼓励通过市场租赁方式按规定比例落实储能容量。

1. 案例背景

湖南省，作为中国重要的能源生产和消费区域之一，面临着新能源消纳的挑战。特别是湘西、湘南地区的风电和光伏资源密集，而电力负荷却主要集中在湘东、湘中，导致了新能源消纳的区域性困难和电网的负荷压力。

从电源结构来看，湖南省的能源配置在近年逐渐发生变化。根据 2022 年 6 月的数据，湖南省的电源结构中火电、水电、以及新能源分别占比 45%、29% 和 26%。湖南省水电资源丰富，但大多数水电站不具备季调节及以上调节能力，现有的调节能力已接近饱和，难以继续承担更多的负荷。因此，随着光伏和风电等新能源的大规模接入，电网对灵活调节能力的需求愈发迫切。为解决这一问题，湖南省在“十四五”规划中明确提出，重点发展电网侧的独立储能电站，依托储能技术来实现电网负荷平衡和新能源消纳。在此背景下，华能天成融资租赁有限公司支持了湖南省某独立储能电站项目，这一案例为其他金融机构提供了参与独立储能项目投资和融资的参考经验。

2. 主要做法

该项目位于湖南省，装机功率为 100 MW，储能容量为 200 MWh，采用磷酸铁锂电池技术。项目的充放电时长为 2 小时，能够有效平衡风电和光伏等新能源的波动性，提升电网的稳定性和调节能力。作为电网侧独立储能电站，该项目不仅能帮助电网实现调峰调频，还能够为电力市场提供辅助服务和参与现货交易，从而获得多元化的收益来源。

项目总投资为 3.9 亿元人民币，其中华能天成融资租赁公司提供了大部分融资额度。项目的收益模式主要依赖两个方面：

容量租赁收入：根据湖南省对储能的政策强制性要求，风电、光伏项目必须配置一定比例的储能设备（如 15% 容量要求）。因此，项目通过向新能源电站租赁储能容量，确保了稳定的租赁收入。由于储能容量资源在湖南省具有稀缺性，容量租赁收入在短期内将呈现供不应求的态势。

辅助服务收入：该项目参与湖南省的辅助服务市场，通过调频、调峰等服务获取收入。湖南省的辅助服务市场已经逐步形成规则，储能电站能够在此市场中通过充放电获得补偿。

3. 创新点

湖南省独立储能电站项目在多个方面展示了金融机构在储能项目中的创新思维，特别是在融资模式、风险管理、以及选址策略方面。具体创新点如下：

(1) 评估储能项目本身的资产价值和现金流，推动储能项目的融资独立性。过去，由于储能项目的收益模式不明确，金融机构往往依赖业主方的信用支持来评估项目的可行性。而随着储能项目政策和市场规则的逐渐清晰，项目的收益模式和现金流得到了更准确的预判，使得金融机构能够通过分析项目本身的资产价值，独立判断项目的融资可行性，减少对业主信用的依赖。这一创新点为储能行业的融资模式提供了可持续的路径，推动了储能项目的商业化发展。

(2) 多因素分析并进行压力测试，减少风险。在项目的经济性评估过程中，考虑到政策变化、电网结构、市场波动等多个因素，金融机构和投资方对项目进行了情景模拟。通过模拟租赁收入下降 30% 的不利情景，项目全投资收益率仍能够保持在 6.37%。这一压力测试确保了项目在不确定的市场环境中依然具备较强的经济性，也为投资者提供了对未来风险的全面预判。这种创新的风险评估方法，使得金融机构能够更加准确地评估项目的可行性，并为项目的长期发展提供了保障。

(3) 关注储能电站选址，提升市场竞争力。选址对于储能项目的盈利能力至关重要，特别是在电网调峰和辅助服务市场中，选址直接影响项目的参与频次和收益。湖南省独立储能电站项目通过选择位于湖南南部的关键区域，充分利用该地区新能源装机规模较大、电网负荷需求错配的特点，确保项目能够在电网深度调峰需求较大的时段获得更多的调用机会。此外，选址考虑了储能电站接入点的稀缺性和有限性，220 kV 变电站的数量有限，储能电站的接入资源成为稀缺资源，项目选择了电网结构紧张但具备接入条件的关键区域，进一步提高了竞争力。湖南南部地区的风电和光伏出力特性与晚高峰用电需求时空错配，加之外送通道受限，导致该地区对储能电站的需求巨大。通过优化选址，项目能够更好地满足电网调节需求，提升了在辅助服务市场中的竞争力。精确选址不仅可以提升了储能电站的调峰能力，还增强了项目在未来电力市场中的竞争优势，确保了其长期经济性和盈利能力。

4. 小结

湖南省独立储能电站项目展示了华能天成在储能领域的创新实践，尤其在收入分析、风险评估及选址策略方面的创新。通过评估项目本身的资产价值和现金流，推动了独立储能项目的融资独立性，为储能项目的商业化提供了融资路径参考。项目通过多因素分析和压力测试，有效评估了市场波动、政策变化等不确定因素对项目经济性的影响，为投资者提供了全面的风险预判，确保了项目在不确定环境中的稳健性。在项目选址上方面，通过选择湖南南部的关键区域，充分利用该地区新能源装机规模较大、电网负荷需求错配的特点，优化了电网调节需求和储能资源接入的有限性。精确选址提升了项目在辅助服务市场中的竞争力，增强了其盈利能力，也为未来电力市场的竞争提供了优势。随着储能行业的发展和市场机制的完善，类似项目将在电网稳定性、新能源消纳及行业商业化发展方面发挥更大的作用。

04 | 山东省 Z 市投资建设 K 电化学储能电站项目

基本信息

项目名称	山东省某电化学储能电站项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	磷酸铁锂电池 属于锂电池技术
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电源侧独立储能项目 一方面可以凭借 K 电站参与售电市场，拓展公司的服务类型和业务范围；另一方面，M 公司作当地知名的投资开发公司，投资建设新型的电化学储能项目，希望获得相应的售电收益和利润，同时也是配合有关部门加快能源转型发展的重要举措
项目区域 省份、城市	中国山东省
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：50 MW 储能容量：100 MWh

项目投资信息

出资方及占比：	股权：山东省 M 公司
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资规模：约 3.9 亿元人民币
资金成本 利率	未披露
资金期限 投资周期，单位：年	

收益模式

峰谷套利	由于独立储能电站的输出单一，因此电站的运营收益主要是售电的收入，其余微小收入暂忽略不计。
容量租赁	
辅助服务 调峰调频等	

项目收益率 IRR

全投资 IRR	IRR =7.66%>6.5%，说明在峰谷价差套利运营模式下，该项目可行；两部制电价运营模式的 IRR 值 11.10%，大于 7.66%。
---------	--

资本金 IRR

未披露。

投资回收期（年）

全投资回收期

动态投资回收期预估为 9.16 年；两部制电价运营模式下的动态投资回收年限为 7.09 年，优于 9.16 的资金回收年限

资本金回收期

未披露

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？

否。

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。

贷款利率按 2022 年最新 LPR 利率计算，为 4.3%。无贴息政策。

是否有其他政策优惠？如有，可以具体说明

实行“三免三减半”的税收优惠政策

1. 案例背景

山东省，作为经济和能源消费大省，在产业结构升级和城市规模扩张的过程中，能源消耗持续增长。随着新能源在该省能源结构中的占比不断提高，上述新能源并网问题也日益凸显。从电源结构来看，山东省的新能源装机量持续上升，但传统火电在保障电力稳定供应方面仍占据重要地位。与此同时，山东省内不同地区的能源供需存在不平衡现象，部分新能源资源丰富的地区，电力消纳能力有限，而经济发达地区电力需求旺盛，能源调配压力较大。

为了应对这些问题，促进能源结构调整、深化新旧动能转换和推动绿色低碳高质量发展，山东省积极布局储能项目。在这样的形势下，K 电化学储能电站项目应运而生。该项目由山东省 M 公司投资建设，得到了当地政府的高度重视，被视为推动能源转型的重要示范项目，旨在提升山东省电力系统稳定性，优化能源配置，为全省的可持续发展提供有力支持。

2. 主要做法

K 电化学储能电站位于山东省，装机规模为 50MW/100MWh，采用磷酸铁锂电池技术。该电站每天可实现充放电两次，能有效应对新能源发电的波动性和随机性，提升电网稳定性，为电力系统运行提供有力支持。作为独立储能项目，K 电站积极参与售电市场，探索多元化盈利途径，力求在能源转型进程中发挥关键作用。

项目投资与收益模式规划：项目由山东省 M 公司投资建设，总投资依据每 kWh 建设投资成本 1500 元及电站规模进行核算。在收益模式上，一方面参考两部制电价模式，将容量补偿电价视为收益的一部分，结合放电价收益，形成稳定的收入来源；另一方面，利用峰谷价差套利，在低谷电价时段充电，高峰电价时段放电，获取差价收益。此外，电站还积极探索参与调频、调峰辅助服务，拓展盈利渠道。

运用专业方法评估项目经济性：选取动态投资回收期、财务净现值和内部收益率作为关键指标，构建了 K

电化学储能电站运营经济性分析基本模型，以及峰谷价差套利和两部制电价运营经济性分析模型。通过这些模型，全面评估不同运营模式下的项目效益。结果显示，两部制电价运营模式在投资回收、盈利等方面表现更优，为项目运营决策提供了有力的数据支持。

深入开展敏感性分析把控风险：对影响 K 电站经济效益的关键因素，如峰谷电价差值、电化学储能电池建造成本、充放电效率以及单位容量补贴电价（两部制电价运营模式下）等进行敏感性分析，并计算敏感度系数。通过分析明确各因素对项目经济效益的影响程度，为应对风险、优化运营提供了重要参考。

制定全面运营优化策略提升效益：从增加收入、降低成本、创新运营模式和争取政策支持四个维度制定运营优化策略。在增加收入方面，积极参与调频、调峰辅助服务；降低成本上，优化充放电控制策略、选择性价比高的电池、合理控制财务费用；创新运营模式上，探索开发共享储能运营模式和综合叠加运营模式；政策支持方面，推动电力市场体系改革、促进技术创新以降低成本、争取金融扶持等，全方位提升电站的经济效益和运营效率。

3. 创新点

K 电化学储能电站项目在运营经济性分析及优化策略方面展现出独特的创新思维，主要体现在研究视角、参数运用以及运营策略制定等方面。具体创新点如下：

(1) 运用经济学方法分析不同运营模式下的经济效益，开拓研究新视角。以往针对储能的研究多集中于优化配置及经济调控策略，而对不同运营模式下的经济性分析和运营优化关注较少。本项目运用经济学方法，围绕 K 电化学储能电站在峰谷价差套利和两部制电价这两种运营模式下的经济效益展开深入分析。通过构建相应的经济性分析模型，详细测算并对比不同运营模式下的经济指标，为储能技术的经济可行性研究提供了新的视角，也为后续投资决策提供了有力的经济学理论支撑。

(2) 将关键运行参数融入经济性分析模型，创新参数运用方式。在研究过程中，项目团队深入分析了电化学储能电池的关键运行参数，如单位成本、使用寿命、能量转换效率等。与以往研究不同，本项目把这些参数巧妙地运用到经济性分析模型中，从成本影响要素角度为搭建模型和开展敏感性分析奠定基础。这种前后呼应的研究方式，使模型更精准地反映实际情况，为储能项目的经济性评估提供了更全面、更准确的依据。

(3) 基于成本和收益制定运营优化策略，填补研究空白。目前多数储能研究侧重于宏观政策方向，从成本和收益角度出发的具体策略研究相对较少，且两者结合的研究更为稀缺。本项目针对 K 电化学储能电站运营过程中影响经济性的问题，从增加收入途径、降低运营成本、创新项目运营模式和提出宏观政策建议四个维度制定优化策略。例如，在增加收入途径方面，鼓励电站参与调频调峰辅助服务；在创新运营模式方面，开发共享储能和综合叠加运营模式等。这些策略有助于提升电站经济效益，也为储能技术在可再生能源并网中的大规模应用提供了参考。

4. 小结

K 电站案例通过全面的经济性分析和敏感性分析，评估了不同运营模式下的经济效益，明确了关键影响因素，并提出了具有针对性的运营优化策略。研究成果表明，两部制电价运营模式经济性更优，且所提优化策略切实可行，对电化学储能电站的投资决策、运营优化及行业发展具有重要的参考意义。

05 | 扬州晶澳 5MW/10MWh 工商业储能项目

基本信息

项目名称	扬州晶澳光伏发电有限公司 5MW/10MWh 工商业储能项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	锂电池
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	工商业储能项目 主要用于峰谷套利、需求侧响应、促进绿电就地消纳、备用电源
项目区域 省份、城市	中国江苏省扬州市
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：5 MW 储能容量：10 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	股权融资： 扬州晶澳光伏发电有限公司持股 100%
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资规模：约 1785 万
资金成本 利率	融资方式：100% 自有资金 长期贷款 固定利率 + 浮动利率互换 资金成本：/ 贷款利率：/
资金期限 投资周期，单位：年	/

收益模式

峰谷套利	电价低谷时充电，电价高峰时放电，放电电价给与用户折扣优惠，利用峰谷电价差获得收益。
容量租赁	无
辅助服务（调峰调频等）	无

项目收益率 IRR

全投资 IRR	预计 7.82%
资本金 IRR	/

投资回收期 (年)
1.5
2.0
2.5
3.0
3.5
4.0
4.5
5.0
5.5
6.0
6.5
7.0
7.5
8.0
8.5
9.0
9.5
10.0
10.5
11.0
11.5
12.0
12.5
13.0
13.5
14.0
14.5
15.0
15.5
16.0
16.5
17.0
17.5
18.0
18.5
19.0
19.5
20.0
20.5
21.0
21.5
22.0
22.5
23.0
23.5
24.0
24.5
25.0
25.5
26.0
26.5
27.0
27.5
28.0
28.5
29.0
29.5
30.0
30.5
31.0
31.5
32.0
32.5
33.0
33.5
34.0
34.5
35.0
35.5
36.0
36.5
37.0
37.5
38.0
38.5
39.0
39.5
40.0
40.5
41.0
41.5
42.0
42.5
43.0
43.5
44.0
44.5
45.0
45.5
46.0
46.5
47.0
47.5
48.0
48.5
49.0
49.5
50.0
50.5
51.0
51.5
52.0
52.5
53.0
53.5
54.0
54.5
55.0
55.5
56.0
56.5
57.0
57.5
58.0
58.5
59.0
59.5
60.0
60.5
61.0
61.5
62.0
62.5
63.0
63.5
64.0
64.5
65.0
65.5
66.0
66.5
67.0
67.5
68.0
68.5
69.0
69.5
70.0
70.5
71.0
71.5
72.0
72.5
73.0
73.5
74.0
74.5
75.0
75.5
76.0
76.5
77.0
77.5
78.0
78.5
79.0
79.5
80.0
80.5
81.0
81.5
82.0
82.5
83.0
83.5
84.0
84.5
85.0
85.5
86.0
86.5
87.0
87.5
88.0
88.5
89.0
89.5
90.0
90.5
91.0
91.5
92.0
92.5
93.0
93.5
94.0
94.5
95.0
95.5
96.0
96.5
97.0
97.5
98.0
98.5
99.0
99.5
100.0

全投资回收期	约 11.33 年
资本金回收期	6 年 /

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？	否
LPR 定价，当地是否有贴息的政策。	否
是否有其他政策优惠？ 如有，可以具体说明	否

1. 案例背景

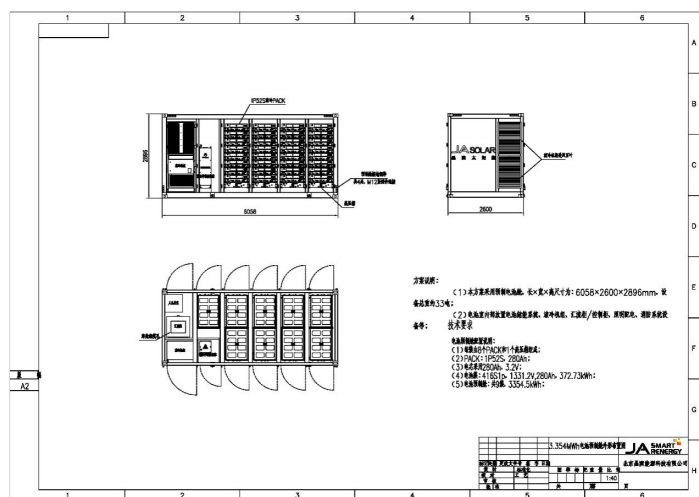
近年来，随着工商业用电成本攀升，晶澳（扬州）新能源有限公司面临峰时电费高昂的痛点。

在这样的背景下，扬州晶澳光伏发电有限公司基于晶澳储能科技（上海）有限公司储能智慧平台，部署5MW/10MWh储能系统，集成智能消防与远程运维功能，实现电费节省。同时，政策环境趋严与技术迭代为项目落地提供了双重挑战与机遇。

2. 主要做法

扬州晶澳（晶山）园区已建设光伏发电项目，安装容量 21.9MW，采用 4 个并网点接入用户内部电网。光伏组串输出直流电经组串逆变器变为交流 800V 电压后再接入变压器低压侧，由变压器升压至 10kV，变压器输出 10kV 电缆接入 10kV 汇集站，经汇集站出线接入园区 110kV 变电站 10kV 侧并网，项目年均发电量 458.2 万 kWh。

在此基础上,配置 5MW/10MWh 储能系统,占地约 1120 平米(40 米长*28 米宽),系统分为 3 个储能单元,每个单元配置容量为 1.667MW/3.35MWh。每个储能单元采用预制舱式设计,包含电池系统、BMS 系统、消防系统、液冷机组及辅助系统等。其中,电池储能系统采用磷酸铁锂技术方案,9 个电池簇安装在电池预制舱内,通过并联汇流后连接到储能变流器直流侧。每台电池预制舱额定容量 3354.624kWh,额定充放电倍率 0.5P。



储能电池管理系统采用三级架构, 包括电池管理从控单元 (BMU), 电池管理系统主控单元 (BCMU) 和电池管理系统总控 (BAMS)。储能电池管理系统总控 (BAMS) 对应储能电池系统中的电池阵列, 主要功能是汇总电池簇管理单元的电池信息及故障诊断信息, 计算电池阵列的 SOC/SOH 等状态, 对电池簇管理单元进行通信和控制。储能电池管理系统总控 (BAMS) 能根据电池状态, 对电池阵列执行告警和保护功能, 采用带电动操作机构的断路器执行电池阵列的接入和退出操作, 保证电池系统的安全。

消防系统主要包含探测控制器、灭火装置、消防主机、用户开关、报警装置和泄压装置等部分。探测控制器具备火灾全周期监测功能, 内部集成烟雾、温度、气体等传感器, 可在热失控前期就检测到烟雾、气体, 并结合温度及其他特征参数综合判定电池系统是否发生热失控。灭火装置采用柜式全氟己酮灭火装置, 具有清洁、低毒、绝缘性良好、对臭氧层无损害及灭火效率高等优点; 主要以物理方式的降温冷却, 及化学方式的分解产生活性自由基, 捕捉燃烧中活性基来实现灭火。

3. 创新点

晶澳 1500V 高压液冷储能系统 BlueGalaxy, 申请发明专利 10 余项。在安全方面进行了大量的创新和优化设计, 采用自主搭建的三层四级安全防护体系; 在温控方面, 储能系统选用温度均匀、能耗低的液冷储能系统, 可根据电芯温度实时调节液冷机组运行状态, 实现最高能效比, 整个电池系统单箱温差 $\leq 2.5^{\circ}\text{C}$ 。

本项目用户以企业负荷为主, 在盛夏用电高峰供电压力较为严峻。项目投入运行后, 面对持续高温天气, 系统温差始终控制在 2°C 以内, 各项指标表现优异。系统运行策略为每天两充两放的方式, 可实现日调节电量 20MWh, 每年运行日数为 330 天 (排除检修和故障停机时间), 可以保证储能设备的尽充尽用, 而且用电负荷稳定, 保证项目最大收益。

4. 小结

本项目为用户侧储能项目, 站址位于晶澳 (扬州) 晶山园区内闲置地块, 储能系统接入 110kV 用户变电站 10kV 母线侧, 实现晶澳 (扬州) 晶山园区生产基地削峰填谷, 降低电网峰段用电功率, 降低基地用电成本。电站单次充电可存储 1 万度电, 采取每日两充两放的运行策略, 电站日均收益约 1.2 万元, 项目 6 年内可收回成本。

06 | 山西省某独立储能电站项目

基本信息

项目名称	山西省某独立储能电站项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	磷酸铁锂电池
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧独立储能项目
项目区域 省份、城市	中国山西省
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：100 MW 储能容量：200 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	业主自投
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资规模：约 3.6 亿元人民币
资金成本 利率	贷款比例 80%，年贷款利率 4.5%，贷款 10 年，等额本金偿还
资金期限 投资周期，单位：年	贷款 10 年，等额本金偿还

收益模式

峰谷套利	10% 调频 +40% 容量租赁 +50% 现货交易 按照山西电力现货市场运行情况，价差核定为 0.6 元 /kWh
容量租赁	按照 300 元 /kW•年执行
辅助服务 调峰调频等	

项目收益率 IRR

全投资 IRR	9.85%
资本金 IRR	18.99%

投资回收期（年）

全投资回收期 10.5 年

资本金回收期 11.61 年

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？ 否。

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。 否。无政府贴息政策，融资成本基于市场化定价。

是否有其他政策优惠？如有，可以具体说明 否

1. 案例背景

山西省某市作为国家规划的 9 个千瓦级现代化大型煤电外送基地之一，拥有丰富的煤炭和风、光资源，在风光火储输一体化大型清洁能源电力外送方面具有得天独厚的优势。该项目位于山西省某县经济技术开发区内，由该市某储能技术有限公司出资建设，项目的落地紧密结合国家“十四五”发展规划，聚焦该市“十百千亿”工程，推进“稳煤促新”的发展战略，落实能源革命综合改革试点任务，把脉产业发展之路，凝识聚力，共破困局，探讨碳达峰、碳中和背景下中国储能发展路径，促进该市新能源和储能产业发展。本次项目规划的实施将实现山西省跨区域、规模化输出可再生能源电力的历史性突破，对山西能源革命综合改革试点目标的实现具有重要战略意义。考虑基地项目大规模并网对局部电网接入能力和调峰能力的压力，由投资商自行建设升压系统变电站的送出工程，并适量配套建设电储能设施。基于以上基地规划原则，本工程拟新建设一套基于磷酸铁锂电池的储能系统，接入电网开展独立储能电站参与电网调峰、调频服务，储能系统总体规模为 100MW/200MWh。

参数指标	具体说明
电站参数	LFP 电池，dod 为 95%，首年衰减率 5%，系统效率 85%
运行时间	电站年运行时间 330 天，1 天参与 1.5 次循环
电站周期	建设期 3 个月，运营期 20 年
项目造价	EPC 单价 1.8 元 /Wh，整站单价 1.54 元 /Wh
贷款参数	贷款比例 80%，年贷款利率 4.5%，贷款 10 年，等额本金偿还
现货市场价差	按照山西电力现货市场运行情况，价差核定为 0.6 元 /Wh
容量租赁	按照 300 元 /kW·年执行
折旧摊销	第 10 年一次更换，企业自筹，无贷款，直线折旧法，残值率 5%
税率	增值税率 13%，所得税率 25%，附加税 12%，租金收入税率 13%
税后基准收益率	6%

2. 主要做法

本项目由山西某储能技术有限公司自主投资建设，总投资约 3.6 亿元人民币，采用磷酸铁锂电池技术，整体建设周期为 3 个月，规划运营周期 20 年。项目资金结构上，公司以自有资金占比 20%，其余 80% 通过银行贷款融资，贷款利率为年化 4.5%，以 10 年期、等额本金方式偿还。收益模式方面，该项目结合当地电力市场情况，采取了“调频辅助服务 + 容量租赁 + 电力现货交易”的综合盈利模式，容量租赁以 300 元 /kW·年执行，现货交易价差按照山西电力市场现状核定为 0.6 元 /Wh，调频辅助服务占比较低，主要用于提升整体收益水平，降低市场风险。

3. 创新点

本项目在投资决策阶段对多种融资模式进行了深入对比分析，包括自投资、电池租赁、整站租赁等模式。通过具体分析各模式在资金成本、风险承担、收益控制和灵活性等方面的优劣势，最终选取了更符合自身资金状况和战略目标的投资方案，有效平衡了投资风险与收益预期。

项目建设阶段，针对储能电站投资回报受政策、市场价格及技术变化影响较大的特点，引入敏感性分析方法，定量评估了调峰调频需求、总投资规模、系统运行效率、市场价差波动等多种关键因素对项目经济收益的影响。通过敏感性分析，公司能够提前识别关键风险因素，预设应对策略，优化投资决策，有效提高项目投资收益的稳定性。

采用“容量租赁 + 电力现货市场 + 辅助服务”相结合的多元收益模式，通过优化多种收益渠道的比例，实现项目收益最大化。具体而言，该项目设置了 10% 的调频、40% 的容量租赁和 50% 的现货交易模式，在容量租赁方面固定了 300 元 /kW·年稳定收益；在现货交易上，通过对山西电力市场价差的分析，以 0.6 元 /Wh 的价差实现低买高卖；同时项目参与电网辅助服务（如调峰、调频），通过叠加多种收益渠道降低了单一市场的风险敞口。这种多收益模式提高了项目整体的抗风险能力，拓宽了收益来源，为储能项目的长期稳定运行和经济效益提供了更有力的保障，也为其他类似项目在收益模式设计上提供了有益的参考经验。

4. 小结

本案例通过综合分析投资组合模式，有效降低了资金压力和投资风险，敏感性分析进一步提高了投资决策的精确度，增强了项目收益的稳定性和预见性。同时，项目在收益模式设计上进行了优化创新，明确了容量租赁和现货交易的比例，降低了单一业务模式依赖所带来的风险敞口，为同类型储能项目投资提供了明确、有效的参考与示范，体现出储能投资决策在金融和市场层面的有效结合。

07 | 新疆立新能源若羌县 160MW/640MWh 共享储能项目

基本信息

项目名称	新疆立新能源若羌县 160MW/640MWh 共享储能项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	磷酸铁锂电池
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧共享储能
项目区域 省份、城市	中国新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：160 MW 储能容量：640 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	股权：新疆立新能源股份有限公司全资子公司若羌县立新综合能源有限公司 100% 债权：银行贷款占 80%，企业自筹占 20%
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资金额约 8.32 亿元人民币
资金成本 利率	贷款比例 80%，贷款利率以市场化利率确定（公告未明确具体利率）
资金期限 投资周期，单位：年	项目贷款期限未明确（通常为 10 年左右）

收益模式

峰谷套利	共享储能电站模式，包括容量电价、峰谷电价套利及调峰、调频辅助服务收入。
容量租赁	
辅助服务 调峰调频等	

项目收益率 IRR

全投资 IRR	未公布
---------	-----

资本金 IRR	未公布
---------	-----

投资回收期 (年)
1.5

全投资回收期	未公布
--------	-----

资本金回收期	未公布
--------	-----

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？ 否。

LPR 定价, 当地是否有贴息的政策。	否。无政府贴息政策, 融资成本基于市场化定价。
---------------------	-------------------------

是否有其他政策优惠？如有，可以具体说明	否
---------------------	---

1. 案例背景

该项目位于新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县东南约 21 公里处，由新疆立新能源股份有限公司旗下全资子公司若羌县立新综合能源有限公司投资建设。项目紧密结合国家“三基地一通道”战略部署，以区域负荷接入和新能源消纳为支撑，旨在构建风光水储协同的高质量能源体系。项目采用 160 MW/640 MWh 磷酸铁锂电池储能系统，主要设施包括储能电池系统、变流器系统（PCS）、二次保护、监控通信和消防等配套系统，以及 35kV 开关站、送出线路等基础设施，总投资约 8.32 亿元人民币，建设周期为 6 个月。

2. 主要做法

项目资金结构设计上，公司自筹资金占 20%，80% 通过银行贷款融资。共享储能模式通过多元化收益渠道，包括容量电价收入、峰谷价差套利、辅助服务补偿（调峰、调频等），拓宽收益来源，提升投资收益的稳定性和抗风险能力。此外，公司董事会授权管理层根据实际情况在投资总额内灵活调整投资结构，加快项目建设进度，保障项目如期投运和收益实现。

3. 创新点

本项目采用共享储能模式，通过容量电价、现货市场峰谷套利及辅助服务多渠道收益，优化收益结构。项目紧跟新疆能源战略布局，精准定位关键电网节点，聚焦电网调峰调频困难的痛点问题，创新地将独立储能与区域能源结构调整相结合，为全疆新能源发展提供灵活可靠的保障。同时，项目公司采取了灵活的融资结构安排，结合股权资金与银行贷款，在不增加企业短期资金压力的基础上，实现储能资产的快速落地和规模化发展。

08 | 和田县、皮山县 500MW/2000MWh 独立储能项目

基本信息

项目名称	和田县 300 兆瓦 /1200 兆瓦时 皮山县 200 兆瓦 /800 兆瓦时独立储能项目
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	锂电池储能
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧独立储能
项目区域 省份、城市	中国新疆和田地区 和田县、皮山县
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	和田县项目：装机功率 300 MW，储能容量 1200 MWh 皮山县项目：装机功率 200 MW，储能容量 800 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	出资方及占比： 股权：新疆立新能源股份有限公司全资子公司（和田县立新综合能源有限公司、皮山县立新综合能源有限公司）100% 债权：银行贷款占 80%，企业自筹占 20%
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	和田县项目总投资约 10.60 亿元人民币 皮山县项目总投资约 7.16 亿元人民币 合计投资规模：约 17.76 亿元人民币
资金成本 利率	贷款比例 80%，贷款利率以市场化利率确定 公告未明确具体利率
资金期限 投资周期，单位：年	项目贷款期限未明确 通常为 10 年左右

收益模式

峰谷套利	共享储能电站模式，包括容量电价、峰谷电价套利及调峰、调频辅助服务收入。
容量租赁	
辅助服务（调峰调频等）	

项目收益率 IRR

全投资 IRR	未公布
---------	-----

资本金 IRR	未公布
---------	-----

投资回收期 (年)
1.5
2.0
2.5
3.0
3.5
4.0
4.5
5.0
5.5
6.0
6.5
7.0
7.5
8.0
8.5
9.0
9.5
10.0
10.5
11.0
11.5
12.0
12.5
13.0
13.5
14.0
14.5
15.0
15.5
16.0
16.5
17.0
17.5
18.0
18.5
19.0
19.5
20.0
20.5
21.0
21.5
22.0
22.5
23.0
23.5
24.0
24.5
25.0
25.5
26.0
26.5
27.0
27.5
28.0
28.5
29.0
29.5
30.0
30.5
31.0
31.5
32.0
32.5
33.0
33.5
34.0
34.5
35.0
35.5
36.0
36.5
37.0
37.5
38.0
38.5
39.0
39.5
40.0
40.5
41.0
41.5
42.0
42.5
43.0
43.5
44.0
44.5
45.0
45.5
46.0
46.5
47.0
47.5
48.0
48.5
49.0
49.5
50.0
50.5
51.0
51.5
52.0
52.5
53.0
53.5
54.0
54.5
55.0
55.5
56.0
56.5
57.0
57.5
58.0
58.5
59.0
59.5
60.0
60.5
61.0
61.5
62.0
62.5
63.0
63.5
64.0
64.5
65.0
65.5
66.0
66.5
67.0
67.5
68.0
68.5
69.0
69.5
70.0
70.5
71.0
71.5
72.0
72.5
73.0
73.5
74.0
74.5
75.0
75.5
76.0
76.5
77.0
77.5
78.0
78.5
79.0
79.5
80.0
80.5
81.0
81.5
82.0
82.5
83.0
83.5
84.0
84.5
85.0
85.5
86.0
86.5
87.0
87.5
88.0
88.5
89.0
89.5
90.0
90.5
91.0
91.5
92.0
92.5
93.0
93.5
94.0
94.5
95.0
95.5
96.0
96.5
97.0
97.5
98.0
98.5
99.0
99.5
100.0

全投资回收期	未公布
--------	-----

资本金回收期	未公布
--------	-----

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？ 否。

LPR 定价,当地是否有贴息的政策。 否。无政府贴息政策,融资成本基于市场化定价。

是否有其他政策优惠？如有，可以具体说明	否
---------------------	---

1. 案例背景

在“双碳”目标背景下，新能源发电比例逐步提高，储能系统对电力系统的稳定运行具有重要意义。为满足新疆地区新能源大规模并网带来的调峰和消纳需求，新疆立新能源股份有限公司通过旗下全资子公司在和田县、皮山县分别建设 300 MW/1200 MWh 和 200 MW/800 MWh 规模的独立储能项目。两个项目建设周期均为 12 个月，总投资合计约 17.76 亿元人民币。

2. 主要做法

项目资金来源方面，公司采用自筹资金占比 20%、银行贷款占比 80% 的融资结构，减轻公司短期资金压力。项目运营模式以容量电价收入、峰谷电价套利和辅助服务收入为主，多渠道收益结构有助于提升项目经济效益和降低经营风险。此外，公司董事会对经营管理层授权，在投资总额范围内可根据实际情况灵活调整投资资金的分配和增资需求，确保项目建设顺利推进。

3. 创新点

本项目在新疆地区独立储能领域开展规模化投资，通过采用多元化收益模式，提高了项目的风险抵御能力和经济效益。结合当地电网调峰、调频需求，项目充分利用电力市场化交易机制，积极参与容量市场和辅助服务市场。资金结构方面灵活运用股债结合模式，保障项目的资金可持续性和效率最大化，为新疆地区及其他地区类似储能项目提供了有效的实践经验与示范。

09 | 皮尔斯伍德电池储能项目（单个储能项目）

基本信息

项目名称	皮尔斯伍德电池储能项目 单个储能项目，为 HEIT 种子项目之一
储能技术类别 如锂电池、液流储能、压缩空气储能等	锂电池
储能划分 电源侧、电网侧、用户侧 工商业储能、独立储能、共享储能	电网侧储能项目 主要用于电力市场套利和辅助服务
项目区域 省份、城市	英国东约克郡 East Yorkshire, UK
项目规模 装机功率和容量，MW & MWh	装机功率：98 MW 储能容量：196 MWh

项目投资信息

出资方及占比： 股权：出资方 1、出资方 2... 债权：	股权融资： HEIT 持股 100% 债权融资： NatWest + Rabobank 提供 £130 百万债务融资 部分资金用于该项目
资金规模 总投资金额，单位：万人民币	总投资规模：约 7350 万英镑
资金成本 利率	融资方式： 循环信贷额度（RCF） 长期贷款（固定利率 + 浮动利率互换） 资金成本： 贷款利率：前两年 SONIA + 2.75%，后期 SONIA + 3.5% 综合融资成本（含对冲）：前两年固定 6.85%
资金期限 投资周期，单位：年	债务融资到期日：2031 年

收益模式

峰谷套利	低电价时充电，高电价时放电，利用市场价格波动获利 目前批发市场交易占比 72%
容量租赁	

辅助服务

调峰调频等

项目收益率 IRR

全投资 IRR 预计 7%-10%

资本金 IRR 约 10%-14%

投资回收期（年）

全投资回收期 约 8-10 年

资本金回收期 约 6-8 年

政策优惠情况

是否享受银行的定向优惠政策？ 否

LPR 定价，当地是否有贴息的政策。 否。SONIA（英国无担保隔夜利率）定价，无额外政府贴息

是否有其他政策优惠？如有，可以具体说明

贷款期限从 2027 年延长至 2031 年
允许提前还款，提高财务灵活性
收入超过门槛时加速去杠杆，降低长期利息成本

1. 案例背景

近年来，英国储能市场迎来了快速发展，特别是在可再生能源占比不断提升的背景下，电网对灵活性资源的需求日益增加。与此同时，英国电力市场的运行机制也在发生变化，储能资产的主要盈利模式逐渐从依赖调频服务等辅助服务，向电力批发市场套利和电网平衡机制交易（BM）转变。市场套利机制为储能项目提供了新的盈利机会，但也使得项目的收益更依赖市场波动和智能化交易策略的优化。

在这样的背景下，Harmony Energy Income Trust plc（HEIT）于 2021 年 11 月正式在伦敦证券交易所上市，成为英国专注于公用事业规模储能资产投资的信托基金。HEIT 的投资策略明确，以 2 小时长时储能系统为核心，利用市场套利和辅助服务优化收益，同时建立灵活的融资结构，以实现长期稳定回报。在其首批投资组合中，Pillswood 储能项目作为核心代表项目之一，承载着公司对于英国电网储能市场商业化应用的探索和实践。该项目旨在通过先进的储能技术和智能交易系统，提高电力市场调节能力，实现稳定的财务回报，并促进低碳能源转型。

2. 主要做法

Pillswood 储能项目位于英国东约克郡，紧邻风电场，能够高效吸收风电和太阳能发电的多余电力，并通过批发市场交易进行电力调度。该项目总装机功率为 98 MW，储能容量为 196 MWh，具备 2 小时的放电能力。

Tesla Megapack 作为该项目的核心设备，不仅在能量密度和运行效率方面具有优势，同时结合 Tesla Auto-bidder AI 交易系统，使项目能够实时分析市场价格，优化充放电策略，最大化市场套利收益。

在融资方面，该项目采用股权和债务融资相结合的模式，以降低资本成本并优化财务结构。股权融资部分由 HEIT 通过 IPO 筹集资金，并持有项目 100% 股权。债务融资方面，该项目获得了由 NatWest 和 Rabobank 提供的 1.3 亿英镑长期贷款，融资比例约为 60% 债务，40% 资本金。贷款期限从最初的 2027 年延长至 2031 年，使项目能够在运营稳定后逐步偿还贷款，降低财务压力。同时，项目采用利率对冲策略，通过利率互换（IRS）将浮动利率部分锁定在 4.101%，有效降低了未来的利率风险。此外，项目设计了灵活的偿债机制，若运营收益超过预期，可提前偿还部分贷款，加速去杠杆进程，提高资本回报。

在市场交易模式方面，Pillswood 项目主要通过批发市场套利和辅助服务获得收入。随着英国市场结构的变化，批发套利收益已逐渐超过辅助服务，占比达到 72%。同时，该项目还参与了电网平衡市场（BM）交易，自 2024 年初以来，BM 交易量增长了 400%，进一步提升了整体收益能力。得益于智能算法的优化，该项目能够根据市场价格的变化动态调整充放电策略，确保收益最大化。此外，项目的运维管理也采用智能化方式，供应商直接提供设备维护和技术支持，确保储能系统长期稳定运行。

3. 创新点

Pillswood 储能项目是 HEIT 募资时的种子项目。虽然 HEIT 投资于多个储能项目，但其采用的资产信托结构本身就是一种创新，类似于风电和光伏领域已有的模式。通过这种方式，HEIT 能够集中资金用于多个储能资产的投资，同时提供透明的回报结构，降低投资者的风险，并确保每个储能项目的长期稳定回报。这一模式使得储能行业的资本运作更加高效，有助于推动储能项目在市场中的商业化应用。

此外，HEIT 的融资结构同样展现出创新性。项目通过股权融资部分由 HEIT 通过 IPO 筹集资金，并持有多个储能项目的控股权，同时还通过债务融资优化财务结构，获得了来自 NatWest 和 Rabobank 的长期贷款。通过延长贷款期限，并结合利率对冲策略，HEIT 有效地减少了融资成本和利率风险。在运营管理方面，HEIT 引入了智能化的市场交易策略，优化了多个储能项目的充放电策略，实现市场套利最大化，提高了资产利用率。

4. 小结

作为 HEIT 旗下的重要公用事业规模储能项目，Pillswood 项目展现了英国储能市场的商业化应用模式，为未来的投资者和政策制定者提供了参考。项目通过智能算法参与电力交易的优化，提升了市场竞争力。在融资结构上，采用长期债务 + 利率对冲策略，有效降低了融资成本，并在市场收益较好时加速偿还贷款，提高资本回报率。在市场交易模式方面，成功从辅助服务模式向批发套利模式转型，使收入来源更加多元化，并提高了整体盈利能力。未来，随着英国可再生能源装机规模的持续增长，Pillswood 这样的储能项目将在市场中发挥更加重要的作用，为电力系统提供更高的灵活性和稳定性。

10 | 英国门迪 100MW/100MWh 电池储能项目 - 星展银行

基本信息

项目名称	英国门迪 100MW/100MWh 电池储能项目
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧独立储能
项目区域	英国西南部威尔特郡
项目规模	装机功率：100 MW；储能容量：100 MWh

项目投资信息

出资方及占比	股权：中国华能集团控股，中国国新国际投资有限公司参股； 债权：绿色国际银团贷款
资金规模	未公布
资金成本	未公布
资金期限	未公布
收益模式	与壳牌欧洲能源公司签署具有保底性质的购售电协议，通过容量电价、峰谷套利及辅助服务获得收入
峰谷套利	是
容量租赁	否
辅助服务	是（调频等电网辅助服务）
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布；资本金回收期：未公布

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否
贴息政策	否
其他政策优惠	否

1. 案例背景

华能英国门迪电池储能项目由华能香港公司（开发公司）（以下简称“华能香港公司”）和国新国际投资有限公司建设，是当时欧洲最大的电网侧单体电池储能电站，也是中国电力企业在发达国家建设的首个大型电池储能项目。

2019年8月9日，英国发生了近十年来最严重的停电事故，超过100万用户失去电力供应。电网在数秒内失去了约1500兆瓦的电力输入。由于缺乏足够容量的储能电池，电网不得不紧急甩负荷以维持其整体安全。事故暴露出英国电网灵活性设施的严重不足。此外，作为英国太阳能发展第二大省，常年来，威尔特郡产生的大量清洁电难以被全部消纳，“弃光”现象时常发生。

该项目于2019年12月开工建设，2021年6月正式投运。项目所在地英国电网频率调节能力不足，电池储能具有较大发展空间。

2. 主要做法

该项目通过与壳牌欧洲能源公司签署了英国市场首份具有保底性质的购售电协议，创新了储能项目的商业模式，保障了稳定收益。同时，项目在设备采购中创新采用业主EPC分类采购方式，通过“两阶段采购”，降低采购成本至少20%。项目融资采用绿色国际银团贷款模式，由华能财资公司与星展银行共同筹组，开创了国际银团市场融资先河。

在实践中，2023年12月，英国和法国之间互联器IFA1跳闸引起1GW电力损失，导致电网频率瞬间跌落至49.3Hz。英国多个大型储能电站立即做出调频响应，其中门迪储能项目在事故1分钟内由4.59MW瞬时增加到84.39MW，提供的瞬时增加功率约为当时英国电网储能调频响应总功率10%，将电网频率快速拉回National Grid ESO要求的运行范围，保障电网稳定性。

3. 创新点

门迪储能项目的主要创新点包括：首次在英国市场签署具有保底性质的购售电协议，为储能项目提供收益保障；创新采用业主EPC分类采购和“两阶段采购”模式，大幅降低项目成本；首次通过国际绿色银团贷款方式完成商业融资，为类似海外储能项目的市场化融资树立了典范，为中资企业海外储能投资提供了成功的经验借鉴。

此次项目融资贷款的发放遵循了星展银行发布的《可持续发展和转型融资框架与分类法》，是继星展银行（中国）有限公司为华能集团旗下融资租赁公司成功安排绿色供应链金融之后又一探索可持续发展的深度合作与创新实践。融资项目进一步扩大了星展银行绿色融资实践的辐射规模，体现星展走深走实‘一带一路’上的每一步，利用广泛的全球网络与中国华能集团携手深度参与全球生态环境治理，多边合作推动全球低碳转型的新篇章。

华能财资公司与星展银行合作筹组银团，以创新务实的方式率先落实了英国储能项目的商业融资，是财资公司和国际金融机构又一次成功的合作，显示了华能集团高质量国际化发展的巨大潜力。

C. 创新型融资

01 | 汇丰银行等金融机构为木星动力（Jupiter Power）提供绿色循环贷款

案例名称	木星动力 (Jupiter Power) HSBC 绿色循环贷款
融资规模	5 亿美元
融资工具	Senior Secured Green Revolving Loan and Letter of Credit Facility 绿色循环贷款及信用证额度
技术类型	锂电池储能 BESS
储能类型	公用事业级储能 Utility-scale BESS
所在地区	美国
项目规模	8,000 MWh（在运 / 在建 / 签约）、开发管线 >12GW
融资成本	未公开
融资期限	未公开
内部收益率	未公开
投资回收期	未公开
收入来源	长期购电合同 PPA（20 年购电协议）、租赁协议（Tolling） ⁴ 、峰谷套利、辅助服务、容量市场
牵头银行	Barclays、HSBC Bank USA、ING、Société Générale、SMBC
平台背景	BlackRock 旗下平台 2022 年通过 EnCap 收购

4 英文指 Tolling 协议，储能运营商支付固定费用获得储能调度权，买方承担电力市场风险。

1. 案例背景

木星动力（Jupiter Power）是美国公用事业级电池储能开发与运营平台。2022 年 11 月，EnCap Investments 将 Jupiter Power 出售给 BlackRock Alternatives（通过其多元化基础设施基金持有），交易完成后，Jupiter 成为 BlackRock 旗下的独立储能开发与运营商。

截至 2026 年 1 月，公司披露其储能项目近 8,000MWh 处于在运 / 在建 / 签约状态，开发管线超过 12GW。公司强调具备交易、分析、开发、融资、运营与施工能力，以及调度优化知识产权。

2026 年 1 月 28 日，木星动力（Jupiter Power）宣布完成 5 亿美元绿色循环贷款及信用证额度融资扩容。这笔融资在原 2.25 亿美元基础上扩容，用于支持其美国电池储能项目的加速推进。

美国储能装机正在快速增长。美国 EIA 数据显示：截至 2023 年底，美国电力公用事业运营 575 套电池系统，合计 15,814MW；预计到 2028 年底将新增 35,953MW。这一趋势增强了储能作为电网基础设施资产的可融资性，也推动了更多平台级融资结构的出现。

2. 主要做法

交易结构方面，木星动力（Jupiter Power）于 2026 年 1 月 28 日披露已完成 5 亿美元绿色循环贷款（RCF）⁵ 及信用证额度（LC）。Barclays、HSBC Bank USA、ING、Société Générale、SMBC 担任协调牵头安排行；其中 HSBC Bank USA 同时担任行政代理与抵押品代理。该融资为高级别担保，担保范围包括股权质押、账户质押、项目公司股权、关键合同权利让与等。

融资用途上，这笔资金为 Jupiter 提供可借款或开立信用证的灵活性，支持美国项目管线快速推进。具体包括：建设前与建设期的持续资金，如开发、并网、EPC 动员、设备预付款；履约保证、并网保证金、设备采购保函等信用证需求；以及为多项目、多市场并行推进提供资金池。

项目合同方面，木星动力（Jupiter Power）在项目融资中披露了具体的合同形态：Tibbits 项目位于 Michigan，2024 年签署了 20 年购电协议 PPA⁶，购电方为 Consumers Energy。Tidwell Prairie 项目位于 Texas，处于与未披露对手方的长期租赁协议 7 之下。这类合同为商业银行提供了预测现金流的基础。

现金流分为三层：第一层是合同化固定收入，包括购电协议、租赁协议（Tolling）、容量合约；第二层是市场化收入，包括能量套利、辅助服务、拥塞与节点价差机会等；第三层是政策性现金流，如美国税收抵免带来的税盾效应。

⁵ RCF 是一种可循环使用的信贷额度，企业可在额度内随时提款或偿还，类似于信用卡的循环额度。

⁶ PPA 购电协议是电力买卖双方签订的长期合约，锁定交易价格和电量，为项目提供稳定的现金流保障。

3. 创新点

本案例的核心创新是平台级循环贷款及信用证结构。这种结构为储能开发商提供可循环、可开证的弹性融资，与传统单个项目贷款有所区别。

这种循环信贷（RCF）加信用证（LC）的结构解决了多项目并行的流动性痛点。对储能开发商而言，信用证能力往往比一次性长期贷款更能提升开发效率，并网保证金、履约担保、设备采购等都需要信用证支持。本案公告明确可借款或开证，对同类平台具有直接示范意义。

本案例的关键策略是用合同化现金流对冲收入波动风险。在项目收入可能大幅回撤的市场，如 ERCOT 2024 年收入下滑 71%，购电协议、租赁协议（tolling）等长期合同更能支撑银行授信与更高杠杆。木星动力（Jupiter Power）本次的融资强调长期合同现金流，更贴近银行偏好的可预测现金流逻辑。

信息披露有助于降低融资风险。木星动力（Jupiter Power）在公告中披露了规模、银团与代理行角色、用途与法律顾问信息，为行业提供了信息参考。

4. 小结

木星动力（Jupiter Power）的 5 亿美元绿色循环贷款案例展示了银行如何为储能开发运营平台提供可循环、可开证、担保化的基础设施式授信，通过平台规模与合同化现金流作为信用支点。

本案例可复制经验有三点：一是用 RCF 加信用证解决多项目并行的流动性痛点，提升开发效率。二是用合同化现金流对冲收入波动，长期购电协议（PPA）、租赁协议（tolling）等长期合同支撑更高杠杆。三是用信息披露降低融资风险。

本案例为储能开发 / 运营商提供了平台级融资的参考。当平台具备规模化资产、合同化现金流与成熟开发运营能力时，商业银行可以提供弹性融资以支持储能扩张。

02 | 武汉蔚能绿色电池定向资产支持票据

基本信息

项目名称	武汉蔚能电池资产有限公司 2024 年度第一期绿色电池定向资产支持票据
储能技术类别	锂离子动力电池
储能划分	用户侧（动力电池租赁 / BaaS 模式）
项目区域	湖北省武汉市
项目规模	发行规模：人民币 4 亿元

项目投资信息

出资方及占比	发行人：武汉蔚能电池资产有限公司；优先级投资人：银行间市场投资人；次级持有人：蔚能自持
资金规模	4 亿元人民币 优先级 3.9 亿元，次级 0.1 亿元
资金成本	优先级发行利率 2.37%
资金期限	约 2 年 预计到期日：2026 年 3 月 19 日
收益模式	以动力电池租赁及服务协议项下的租赁服务费收益权作为基础资产，通过资产证券化实现资金回收
峰谷套利	是
容量租赁	否 电池租赁及服务模式
辅助服务	通过虚拟电厂模式参与电力市场。
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布； 资本金回收期：约 2 年（对应票据期限）

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否
贴息政策	否
其他政策优惠	是 绿色资产支持票据，纳入绿色金融支持范畴

1. 案例背景

近年来，中国新能源汽车市场快速发展，推动动力电池租赁业务（BaaS 模式）迅速发展。这种模式通过租赁方式降低用户的初始购车成本，从而提高新能源汽车的市场接受度，也促使动力电池资产规模迅速增加。随之而来的是企业在动力电池资产管理上的需求不断提高，包括对资产生命周期管理、数据监控与分析、风险控制等方面的需求也不断提升。

武汉蔚能电池资产有限公司自 2020 年 8 月成立以来，专注于动力电池资产管理领域，依托公司自主研发的电池云端管理系统，逐步实现了电池资产运营的数字化与精细化管理。换电站以谷电充电、峰时放电实现峰谷套利，并通过能源云平台将分散换电站聚合成虚拟电厂，参与电网调峰、需求响应与辅助服务，在保障用户换电需求的同时，提升电池资产综合利用效率与收益水平。截至 2025 年，全国多地已实现蔚来换电站规模化参与电网互动，单区域聚合调节能力可达万千瓦级，验证了用户侧动力电池参与新型电力系统的商业化路径。此次发行绿色电池资产支持票据（ABN），进一步拓展了融资渠道。

2. 主要做法

武汉蔚能采用资产支持票据（ABN）融资模式，通过证券化动力电池资产未来两年的租赁服务收益权，将资产未来现金流转化为即时资金，扩宽公司融资渠道。本次募集资金用于扩大公司动力电池资产的业务规模，增强市场份额。为保障票据的安全性，公司与中国投融资担保股份有限公司合作，由其提供专业的增信担保，使得优先级票据获得 AAA 评级。此外，公司利用自有的电池云端管理系统提高了资产运营效率，稳定了资产现金流，以确保票据本息偿还。

3. 创新点

武汉蔚能此次发行的绿色电池资产支持票据在国内属于首单，以动力电池租赁收益权作为证券化基础资产。公司通过使用自主研发的电池云端管理技术，实现资产的智能化管理，提升了资产运营效率和现金流稳定性。为了进一步降低票据风险，公司还创新性地引入了增信机构担保机制，加强了融资结构的安全性和市场接受度。

4. 项目影响分析

武汉蔚能本次发行的绿色电池资产支持票据，使公司成功地拓展了银行间市场的融资渠道，为其动力电池业务的规模化增长和技术研发提供了稳定的资金支持。这种融资模式的有效实践也提升了公司的市场形象和竞争地位，体现了资本市场对动力电池租赁模式和资产管理能力的认可。此外，这一模式为动力电池资产证券化在行业内的应用提供了具体实践的参考，有助于推动整个产业的发展和绿色低碳目标的实现。

03 | 中东欧地区 SUNOTEC 600MW 储能跨境对冲协议

基本信息

项目名称	中东欧 600MW 电池储能项目组合——Shell Energy Europe × Sunotec 5 年期跨境价差对冲协议案例
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧独立储能
项目区域	中东欧地区 具体国家未公布
项目规模	装机功率：600 MW；储能容量：未公布

项目投资信息

出资方及占比	股权：Sunotec 开发商 / 所有者 债权：未披露 本案核心为通过对冲结构提升银行融资可得性
资金规模	未公布
资金成本	未公布
资金期限	5 年 跨境价差对冲协议期限
收益模式	通过跨境价差对冲协议对日内价差收益进行对冲，形成“市场交易 + 价差地板（最低收益保障）/ 超额回吐（可能）”的组合现金流结构
峰谷套利	是 核心收益来源，但通过对冲降低不确定性
容量租赁	否 与租赁模式不同，Sunotec 保留调度权
辅助服务	未披露
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布；资本金回收期：未公布

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否
贴息政策	否
其他政策优惠	否

1. 案例背景

中东欧地区近年来成为欧洲储能发展的新兴市场，但其电力市场机制尚未成熟，价格波动性高、金融工具供给不足，使得储能项目在商业可行性与融资可得性方面面临显著约束。随着可再生能源装机容量快速增长，区域电网对灵活性资源的需求不断上升，储能调峰、平衡系统运行中的作用日益突出。然而，储能项目核心收益来源于日内电价价差，其高度不确定性使银行难以对未来现金流形成稳定预期，成为项目融资落地的主要障碍。

在这一背景下，欧洲公用事业级储能开发商 Sunotec 加速推进中东欧市场布局，其 600MW 电池储能项目组合计划于 2026 年第二季度投运。面对大规模资产建设所带来的融资压力，Sunotec 并未依赖传统的容量补偿或长期固定电价机制，而是选择通过引入金融对冲结构来改善项目的现金流稳定性。2025 年 10 月，Shell Energy Europe 与 Sunotec 签署为期 5 年的跨境价差对冲协议，旨在通过市场化金融工具解决储能项目“收益不确定、融资难定价”的核心问题。

2. 主要做法

该项目的核心做法是在不改变储能资产物理属性和运营模式的前提下，通过跨境价差对冲协议对储能的日内套利收益进行金融化重构。Sunotec 作为资产开发商和所有者，继续承担项目的开发、建设和运营责任，并保留对储能电站的调度权；Shell Energy Europe 则作为金融对手方，不参与电站实际运行，而是通过协议形式对项目未来一定期限内的价差收益提供对冲安排。

具体而言，该协议以储能项目在电力市场中形成的日内价差收益为基础，约定一个可接受的收益区间。当市场实际价差低于约定水平时，Shell 向 Sunotec 支付差额，为项目提供最低收益保障；当市场价差显著高于约定水平时，Sunotec 则可能需向 Shell 让渡部分超额收益。通过这一机制，项目的现金流结构从完全暴露于市场波动的“纯套利模式”，转变为“市场交易叠加收益地板”的组合结构，从而在不引入政府补贴的情况下显著提升收益的可预测性，为银行融资创造条件。

3. 创新点

本案例的创新性主要体现在其以金融对冲手段替代传统政策性保障机制，为储能项目提供了一种市场化的现金流稳定工具。与英国等市场中较为常见的储能租赁模式不同，本项目并未将调度权整体转移给承购方，而是在保持资产运营自主性的同时，将最难以被银行接受的价格风险单独剥离并转移给具备跨境交易和风险管理能力的能源交易商。这一安排使储能项目的“工程与运营风险”与“市场价格风险”在不同主体之间实现专业化分工。

同时，该跨境价差对冲协议并非简单的固定收益安排，而是保留了部分市场上行空间，体现了收益与风险在交易双方之间的再分配逻辑。Sunotec 通过放弃部分潜在的超额收益，换取融资所必需的现金流稳定性；Shell 则依托其跨市场交易能力和金融模型，承接价差波动风险并获取相应回报。这种结构在中东欧地区尚属首次公开实践，为储能项目引入了更接近金融衍生品逻辑的风险管理工具。

该跨境价差对冲协议的签署，为中东欧地区储能项目融资提供了一种可复制的思路，即在缺乏成熟容量机制和长期电价合约的市场环境下，通过金融工具改善项目的现金流质量，从而提升银行对储能资产的可融资性。

对于 Sunotec 而言，该结构有助于支撑其快速扩张策略，在不显著增加资本金压力的情况下推进大规模储能项目落地。

从更广泛的行业层面看，本案例展示了储能项目从政策驱动型收益保障向金融工具驱动型风险管理的演进路径，凸显了能源交易商在新型电力系统中的新角色，即不仅是电力买卖的参与者，也是储能项目融资结构中的关键风险承担方。随着欧洲电力市场一体化和跨境交易能力的提升，此类以价差对冲为核心的金融结构，可能成为无补贴环境下推动储能规模化发展的重要补充机制。

04 | 意大利 2GWh 储能经营权租赁

基本信息

项目名称	意大利 2GWh 电池储能项目——BKW × Zelestra 长期金融收费协议案例
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧独立储能
项目区域	意大利北部
项目规模	储能容量：2 GWh；装机功率：未公布

项目投资信息

出资方及占比	股权：Zelestra（项目开发商及资产所有者）； 经营权 / 承租方：BKW
资金规模	项目总投资（CapEx）约 38-62 亿元人民币（5-8 亿欧元）
资金成本	未公布
资金期限	长期 具体年限未披露
收益模式	与 BKW 签署长期金融收费协议（Long-term financial tolling agreement）， 通过长期容量租赁费锁定稳定现金流
峰谷套利	是 由 BKW 作为运营方在市场中实现
容量租赁	是 2GWh 储能经营权长期租赁给 BKW
辅助服务	是 由 BKW 参与意大利辅助服务市场 MSD、容量市场 MACSE
项目收益率 IRR	全投资 IRR：未公布；资本金 IRR：未公布
投资回收期	全投资回收期：未公布；资本金回收期：未公布

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否
贴息政策	否
其他政策优惠	否 通过市场化合同结构提升融资可得性

1. 案例背景

在欧洲电力市场中，随着可再生能源占比上升，储能逐渐成为支撑系统灵活性的重要资产，但其重资产属性与高度市场化的收益模式之间始终存在张力。尤其是在意大利等以现货交易、辅助服务和容量市场为主要收入来源的国家，储能项目的现金流依赖运营能力和市场准入资质，单一主体同时承担建设、融资和市场风险的难度较高。

在这一背景下，全球可再生能源开发商 Zelestra 与瑞士能源公司 BKW 于 2025 年 9 月宣布，就意大利北部一处规划容量为 2GWh 的电池储能项目达成合作。项目预计于 2027 年开工、2028 年投运，采用长期金融收费协议（Long-term financial tolling agreement）模式，由 Zelestra 负责项目开发和资产持有，BKW 通过长期租赁方式获得储能系统的经营权和调度权。该安排并未引入补贴或政策性保障，而是通过合同结构对项目风险和收益进行重新分配。

2. 主要做法

该项目的核心做法是将储能资产的所有权与经营权进行分离，通过长期合同锁定开发商的基础收益，同时将市场运营责任交由具备交易能力的能源企业承担。Zelestra 作为项目开发商和资产所有者，负责项目前期开发、许可获取、工程建设以及相关技术风险，并承担项目建设阶段的资本性投入。项目建成后，Zelestra 不直接参与电力市场交易，而是依据长期金融收费协议，从 BKW 获得稳定的容量租赁费用。

BKW 作为承租方，获得项目全部储能容量的长期调度权，并负责在意大利电力市场中进行实际运营。其主要收入来源包括日内价差套利、辅助服务市场（MSD）以及容量市场（MACSE），同时承担由市场价格波动和交易策略带来的不确定性。通过这一结构，项目现金流被拆分为“稳定的容量租赁收入”和“波动的市场交易收益”两部分，分别由不同主体承担和管理。

3. 创新点

从结构上看，该长期金融收费协议并非传统意义上的电力承购协议，而更接近于储能经营权的长期租赁安排。Zelestra 通过提前锁定长期租赁收入，使项目在建设阶段即可形成较为清晰的基础现金流预期，有助于对接银行和长期资本。与此同时，Zelestra 避免直接暴露于意大利电力市场的价格波动和运营复杂性，其风险主要集中在建设进度、技术可靠性以及合同履约层面。

BKW 则利用其在欧洲电力市场中的交易经验和资质优势，承担市场层面的不确定性风险。意大利高价值的辅助服务市场和容量市场由国家电网公司 Terna 管理，参与主体需取得相应调度资质。公开信息显示，BKW 是具备相关资质的市场参与者之一，而 Zelestra 的核心能力更多集中于项目开发和建设。在此背景下，通过租赁方式引入具备市场准入条件的运营方，成为项目在监管框架内实现商业化运行的可行选择。

该案例显示，在以市场化交易为主导的电力体系中，储能项目并不必然要求开发、运营、交易高度一体化。通过将资产建设与市场运营分离，并以长期合同明确各自承担的风险类型，可以在不依赖政策补贴的情况下，提高重资产储能项目的融资可行性。

对 Zelestra 而言，该模式有助于其集中资源于项目开发和资本运作，降低对单一国家市场交易能力的依赖；对 BKW 而言，则以相对轻资产的方式锁定了长期灵活性资源，为其能源交易和风险管理业务提供基础资产支持。从行业层面看，这种围绕经营权租赁展开的合作方式，为 GWh 级储能项目在不同监管和市场环境下的落地，提供了一种可参考的选项。

05 | Pentagreen 混合融资支持菲律宾储能项目案例⁵

基本信息

项目名称	Pentagreen 混合融资支持菲律宾储能项目案例
储能技术类别	锂电池储能
储能划分	电网侧（光储一体化）
项目区域	菲律宾八打雁省（Batangas），吕宋岛南部
项目规模	光伏：610 MWp；储能：760 MWh（首批 Bolbok 1&2 项目约 100-130 MW 光伏配储能）

项目投资信息

出资方及占比	股权：Citicore 可再生能源公司（CREC）；夹层债务：Pentagreen Capital（汇丰与淡马锡各 50% 合资）、英国国际投资（BII）联合提供；优先债权：后续商业银行进场
资金规模	夹层债务融资 8000 万至 1 亿美元（约 5.7 亿至 7.1 亿元人民币）
资金成本	未披露（夹层债务利率通常高于优先债权）
资金期限	未披露
收益模式	光伏发电售电收入；储能辅助服务收入（调频调峰）
峰谷套利	是
容量租赁	未披露
辅助服务	是（菲律宾电力市场辅助服务为独立收入来源）
项目收益率 IRR	未公布
投资回收期	未公布

5 联合早报：淡马锡汇丰合资公司 Pentagreen Capital 参与 8000 万美元融资推进东南亚氢能项目 [N/OL]., 2025-03-26

政策优惠情况

银行定向优惠政策	否（市场化定价）
贴息政策	否
其他政策优惠	是（纳入新加坡金管局 FAST-P 亚洲转型融资伙伴关系旗舰案例；英国国际投资 BII 作为开发金融机构参与）

融资模式特点

融资结构	混合融资（Blended Finance）+ 夹层债务（Mezzanine Debt）
融资平台	Pentagreen Capital（2022 年 8 月成立，汇丰与淡马锡各出资 50%，种子资本 1.5 亿美元）
核心创新	夹层资金承担建设期高风险，为后续商业银行优先贷款提供风险缓冲；建设期前置放款，无需等待项目建成
资本市场联动	2024 年 6 月 Citicore 成功在菲律宾证券交易所 IPO 上市

1. 案例背景

东南亚地区正处于能源转型的关键时期，可再生能源装机规模快速增长，但电网基础设施薄弱、电力供应不稳定的问题日益突出。以菲律宾为例，作为东南亚第二大经济体，电力需求旺盛，但电网波动大、停电频繁，尤其是经济中心吕宋岛的电力供应缺口明显。亚洲开发银行数据显示，东南亚每年绿色基础设施投资缺口高达 2100 亿美元。在此背景下，光储一体化项目成为解决电网稳定性问题的重要方案，储能系统不仅能够平抑光伏发电的波动性，还可通过调频调峰等辅助服务为电网提供支撑。

然而，东南亚新能源项目面临典型的融资困境。项目方拥有技术和资源，但传统商业银行因建设期风险高、储能商业模式不成熟等原因，难以为从零开始建设的绿地项目提供贷款。这类项目虽具备良好的商业前景，却因风险评级不达标而被拒之门外。

为破解这一困局，汇丰银行与淡马锡于 2021 年 9 月签署战略合作协议，2022 年 8 月正式成立合资公司 Pentagreen Capital，总部设于新加坡，双方各持股 50%，初始投入 1.5 亿美元种子资本。Pentagreen 定位为专注东南亚可持续基础设施的债务融资平台，通过混合融资模式，为中高风险项目提供资金支持。2024 年 3 月，Pentagreen 联合英国国际投资（BII）完成首单交易——菲律宾 Citicore 可再生能源公司的光储项目融资，为行业展示了金融创新支持储能产业的实践路径。

2. 主要做法

该项目位于菲律宾八打雁省，由菲律宾第二大太阳能发电商 Citicore 可再生能源公司开发。项目规模包括约 610 兆瓦太阳能发电能力和 760 兆瓦时电池储能系统，首批启动的 Bolbok 1 号和 2 号项目装机约 100 至 130 兆瓦光伏并配备储能设施。八打雁省位于吕宋岛南部，是菲律宾关键的电力枢纽，项目建成后将有效缓解该地区的电力供应压力。

在融资结构上，Pentagreen 与 BII 共同提供 8000 万至 1 亿美元的融资额度，采用夹层债务形式。夹层债务在资本结构中位于股权之上、优先债权之下，具有独特的风险缓冲功能。具体而言，项目资金结构分为三层：顶层为 Citicore 自有股权资金；中间层为 Pentagreen 和 BII 提供的夹层债务；底层预留给后续进场的商业银行优先贷款。这种结构设计的核心逻辑在于，夹层资金承担较高风险，若项目出现问题，其损失顺序先于普通银行贷款，从而为后续商业银行提供安全垫。

在收益模式上，项目采用光储一体化设计，收入来源包括两方面：一是光伏发电售电收入；二是储能系统提供的辅助服务收入，包括调频调峰等电网支撑服务。在菲律宾电力市场，辅助服务是独立的收入来源，储能系统的配置使项目从单一光伏电站升级为可调度的稳定电源，显著提升了项目的商业价值和融资吸引力。

融资到位后，项目取得显著进展。Bolbok 项目立即启动建设，无需等待全额融资到位。2024 年 6 月，Citicore 成功在菲律宾证券交易所 IPO 上市，国际顶级机构的背书极大提振了资本市场信心。

3. 创新点

催化剂角色定位。 Pentagreen 不是传统意义上的贷款机构，而是扮演催化剂角色。通过主动承担高风险部分的资金，使原本难以获得融资的项目变得可融资。

夹层债务的风险缓冲机制。 夹层债务的设计精妙之处在于，它愿意承担次级风险，项目破产时后于优先债权受偿。这种风险缓冲效应使项目整体风险评级改善，从而吸引商业银行后续进场提供低成本优先贷款。汇丰银行通过合资公司下场做结构化金融，体现了投资银行在新能源领域的创新能力。

建设期前置放款。 传统银行通常要求项目建成并产生现金流后才愿意放贷，而 Pentagreen 的夹层资金专门用于前期开发和建设阶段，帮助项目方快速启动，不必等待所有融资谈妥。这种灵活性弥补了传统银行对收益确定性要求过高的短板。

多方协同构建生态。 该项目整合了多方资源：淡马锡和汇丰提供种子资本和品牌背书；英国国际投资作为开发金融机构跟投；新加坡金管局将其纳入亚洲转型融资伙伴关系（FAST-P）旗舰案例。这种开发金融机构、商业金融机构与政府引导基金协同的模式，为东南亚新能源融资提供了模板。

储能战略布局明确。 Pentagreen 首单即选择光储一体化项目，而非单纯光伏，表明其对储能作为东南亚基础设施关键一环的战略认可。760 兆瓦时的储能配置不仅用于存储光伏电力，更重要的是提供辅助服务，这一商业逻辑的验证为后续储能项目融资奠定了基础。

4. 小结

Pentagreen Capital 投资菲律宾 Citicore 光储项目是混合融资支持储能产业的典型案例，金融创新可以破解新能源融资困局。项目通过夹层债务结构，在股权和优先债权之间构建风险缓冲层，使一些处于可融资边界的项目变得可融资；通过建设期前置放款，帮助项目快速启动，缩短了开发周期；通过国际顶级机构的品牌背书，助力项目方成功上市，实现了资本市场的正向循环。

新能源下半场的竞争不仅是技术的竞争，更是金融技术的竞争。对于项目方而言，面对高风险、新技术项目，应积极寻求混合融资伙伴，而非仅依赖传统银行。对于金融机构而言，通过设立独立实体隔离风险、通过夹层结构撬动杠杆，是切入高风险储能市场的有效策略。

随着东南亚电力需求持续增长和电网稳定性要求提升，光储一体化项目将迎来更大发展空间。Pentagreen 模式作为新加坡金管局认可的亚洲转型融资旗舰案例，为其他金融机构参与东南亚储能市场提供了可复制的经验和有益参考。

三、趋势展望与建议

经过对典型案例的梳理和分析，可以看到，金融机构和产业相关方正不断丰富绿色金融支持储能产业发展的路径。各类金融机构在项目评估、授信模式、风险分担和产品创新等方面取得了积极进展。绿色信贷、融资租赁、绿色债券等多元化工具已在储能项目中得到应用，部分企业还探索了资产证券化和项目收益权转让等新模式。

- 在行业快速发展过程中，投融资领域仍存在一些突出挑战。
- 盈利模式与收益结构不够清晰，部分收入仍依赖补贴，市场化机制有待完善。
- 风险评估与资产价值认定缺乏统一标准，增加融资决策不确定性。
- 电力辅助服务政策与规则不健全，收益波动风险大。
- 信息不对称与数据积累不足，优质项目筛选和资源配置效率不高，金融创新受限。

针对上述趋势和挑战，各方可从以下几个方面着力推动：

政策制定部门应优化储能项目参与电力市场、辅助服务市场的制度环境，明确储能的市场主体地位，完善峰谷电价机制与辅助服务价格，为储能项目创造更为多元和可预期的收益渠道。同时，加快出台储能资产价值评估及风险管理标准，为金融产品创新提供制度保障。鼓励制定专项补贴、容量补偿、容量租赁、优先调度等支持政策，提升项目的投资回报与商业可持续性。只有建立有利于储能经济性的电价和市场机制，才能持续吸引社会资本投入，推动储能行业健康发展。

金融机构应深化与储能企业、技术服务商及地方政府的合作，积极探索“绿色信贷+风险补偿”“储能ABS”等创新融资模式，推广绿色保险、担保等风险分担工具，降低项目融资门槛和资金成本。建议金融机构密切关注政策变化和区域市场机制创新，动态调整授信标准和风险偏好。

行业协会或相关信息服务平台需加强行业自律与信息共享，持续完善全国性储能项目和案例数据库，提升项目筛选和资源配置效率，为投资决策和监管提供数据支持。推动行业信息披露标准化和数字化管理，提升项目运营透明度。

储能企业应主动提升项目全生命周期管理和信息披露能力，强化数字化管理手段，不断完善运营规范和资产透明度，为开展资产证券化、长期融资等创新模式奠定基础。

展望未来，绿色金融将在储能行业高质量发展过程中发挥更加重要的推动作用。随着政策环境不断完善和市场机制逐步成熟，绿色金融工具和服务体系将持续创新。新型储能技术进步、成本下降和产业链完善，将进一步提升项目的市场竞争力和投资价值。预计未来几年，储能行业的市场规模和投融资总量将持续增长，绿色金融与储能产业的深度融合，有望吸引更多社会资本投入清洁能源转型，加快实现碳达峰、碳中和目标。

联系我们

地址：北京市通州区世界侨商中心 3 号楼 16 层 1604

邮编：101100

网址：www.ifs.net.cn

邮箱：greentech@ifs.net.cn



关注微信公众号
北京绿金院