

千景千面 一景一策

阳光电源 S+ 储能 多元场景白皮书



编制单位

阳光电源股份有限公司

联合参编单位

排名不分先后

国家能源用户侧储能创新研发中心

北方工业大学储能技术工程研究中心

中国电力工程顾问集团西北电力设计院

中国电建集团华东勘测设计研究院

序言

储能行业正在进入一个新的阶段。过去，针对储能更多回答的是“要不要建、建多少”的问题；今天，《“十五五”规划纲要》已经明确，要大力发展储能。随着新能源高比例接入电网以及电与非电利用、电力市场化提速和碳双控机制实施，终端负荷形态快速变化，行业真正需要回答的，已经转向储能应该“用在哪、怎么用、能否长期发挥价值”。

我曾在多个场合表达过一个判断：“十五五”时期将出现“人人关心储能，储能无处不在”的局面。但“无处不在”并不意味着储能应用变得简单，恰恰相反，它意味着储能将进入更多真实场景，面对更多差异化约束，也将接受更严格的价值检验。不同地区的资源基础、电网条件、负荷特性、市场机制和政策环境差异明显，而不同应用场景中储能承担的作用也不相同。简单依靠标准化配置或单纯比较设备性能，已难以支撑复杂场景下多元化的高质量应用。

因此，储能产业从规模扩张走向价值创造，关键在于能否真正理解场景和运用好政策与市场条件。储能价值不是由设备单独决定的，而是在具体场景中被定义，在系统协同中被放大，在长期运行中被检验。场景越复杂，越需要把规划设计、协同控制、安全运行、智能运维和全生命周期管理贯通起来，使储能从“装得上”走向“用得好、跑得久”。

本白皮书以新能源配建储能、电网系统储能、用户系统及弱/离网储能等典型场景为切口，围绕储能应用面临的关键问题、系统方案和能力要求进行了梳理。其价值不在于罗列若干项目方案，而在于提示行业：储能高质量发展，不能只看装机规模，更要看其能否在真实场景中形成安全、经济、可靠、可持续的系统价值。

面向未来，储能将在新型电力系统乃至新型能源体系建设中承担更加重要的责任。期待产业界、学术界和应用领域进一步加强协同，围绕关键技术、标准规范、示范工程和市场机制持续创新，共同推动储能产业迈向更加高质量、更高效益的发展阶段。

刘亚芳

国家能源局科技司原副司长
浙江大学控制科学与工程学院兼职教授
中国能源研究会特邀首席专家

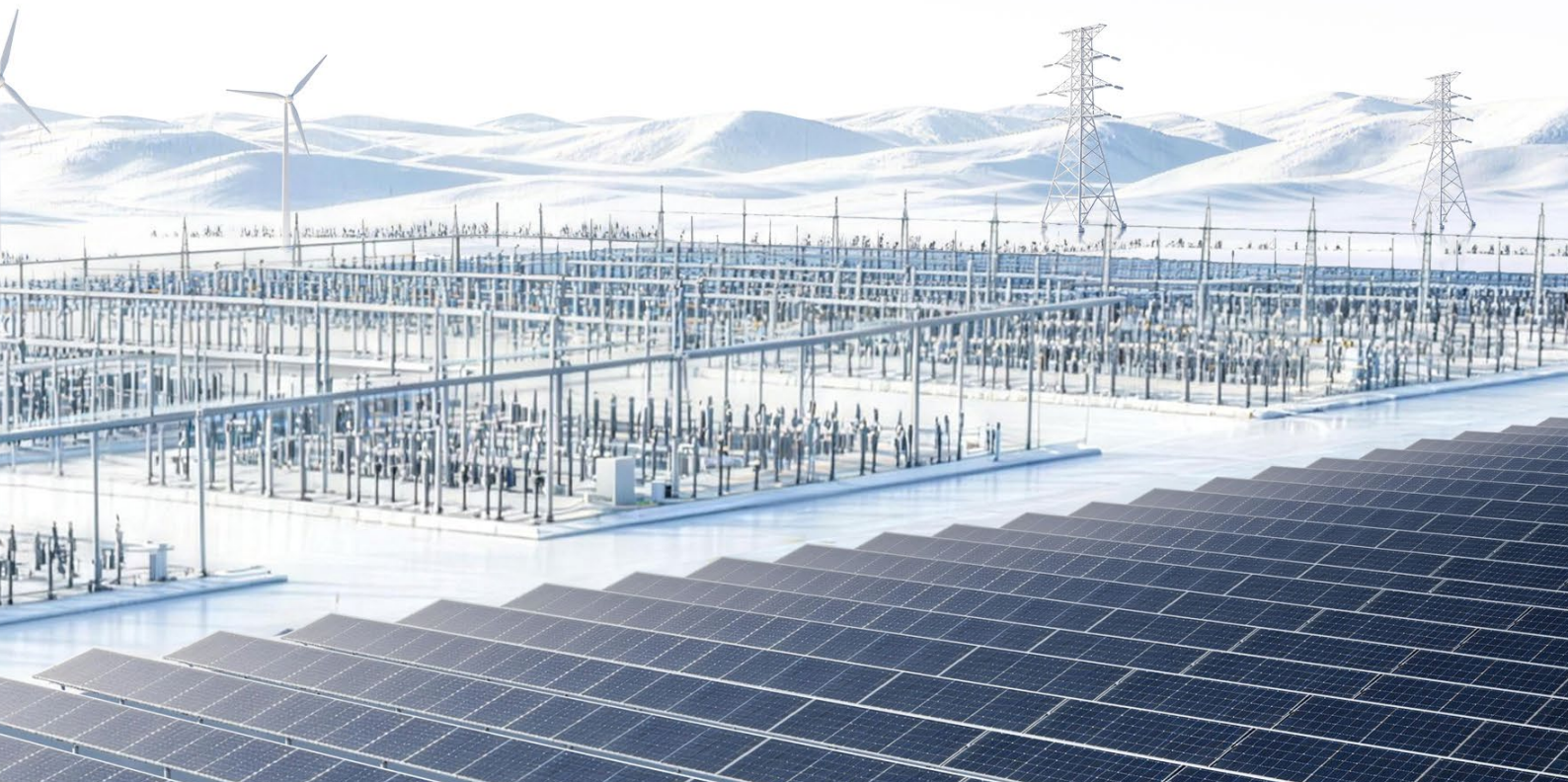


前言

储能行业正站在历史性拐点：它正在从电力系统中的“配套设备”，跃升为支撑源、网、荷、微协同运行的“关键基础设施”，这场从配角到主角的转变，速度超出多数行业预期。这一转变并非线性升级，而是由高比例新能源接入、电力系统灵活性需求提升以及终端用能结构加速变化共同推动的结构性变化。新型需求不断涌现，储能的应用边界仍在持续外扩，未来场景几乎没有终点。行业关注的焦点，也从“有没有配储”，进一步转向储能能否真正识别场景、适配场景、融入系统，并在长期运行中持续兑现价值。

阳光电源判断，储能行业的竞争逻辑正在被重塑——过去的胜负手是“能否做出更强的产品”，未来的胜负手是“能否兑现价值”，这不是渐进式升级，而是范式转换。储能行业已从“卖设备”进入“提供方案”的新阶段。“拼”得上的系统，未必扛得住长期运行；项目建成了，也不代表价值能够持续兑现。储能的下半场，不再比谁的单机参数更高，而是比谁能把复杂场景中的价值完整兑现出来。从“可用”到“好用”，差的不是设备，是系统。

本白皮书要讨论的，不是一组场景方案合集，而是一套面向“千景千面”时代的储能价值方法论。场景可以不确定，底座必须够确定。今天清晰可见的场景，阳光电源已经以“S+储能”方法论实现价值兑现；未来不断涌现的新场景，也将依托同源底座快速生成适配方案。希望本白皮书能为行业理解多元场景、推动高质量应用提供参考，也为全球客户构建更具韧性、更高效率、更可持续的能源系统提供启发。



目录

01	高增长背后的场景分化与核心挑战	1
1.1	储能无处不在，场景千景千面	2
1.2	应用逻辑重构，储能标准品时代已结束	6

02	S+ 储能：千景同源，一景一策 面向多元场景的系统价值创造体系	9
2.1	并网型场景	10
2.1.1	源 + 储 多能灵活耦合方案	11
2.1.2	网 + 储 构网型交易增值方案	18
2.1.3	荷 + 储 新型负荷协同价值方案	21
2.2	离网型场景	27
2.2.1	微 + 储 离网生产自治供能方案	27
2.2.2	微 + 储 离网民生自治用能方案	30
2.3	跨场景通用能力，“S+ 储能”的基础支撑力	31
2.4	“S+ 双擎底座”：产品同源 × 平台闭环	32

03	储能多元场景适配能力模型与等级	35
3.1	储能多元场景适配力 3S 模型	36
3.2	储能多元场景适配能力等级	36

04	展望	39
----	----	----

01

高增长背后的场景分化与核心挑战



在高比例可再生能源接入、电力系统灵活性需求提升、电力市场机制完善和终端用能结构变化等因素推动下，全球储能市场仍保持高速增长，2025年全球新增装机达112GW/307GWh。其中，中国占全球新增装机的54%，美洲、欧洲、中东及澳洲市场需求同步释放。增长没有放缓，但增长的底层逻辑已经不同——场景在分化，需求走向多元，储能不再是“配套设备”，而是深度嵌入电力系统的核心环节。驱动增长的力量，正从“政策推着走”转向“场景拉着走”。

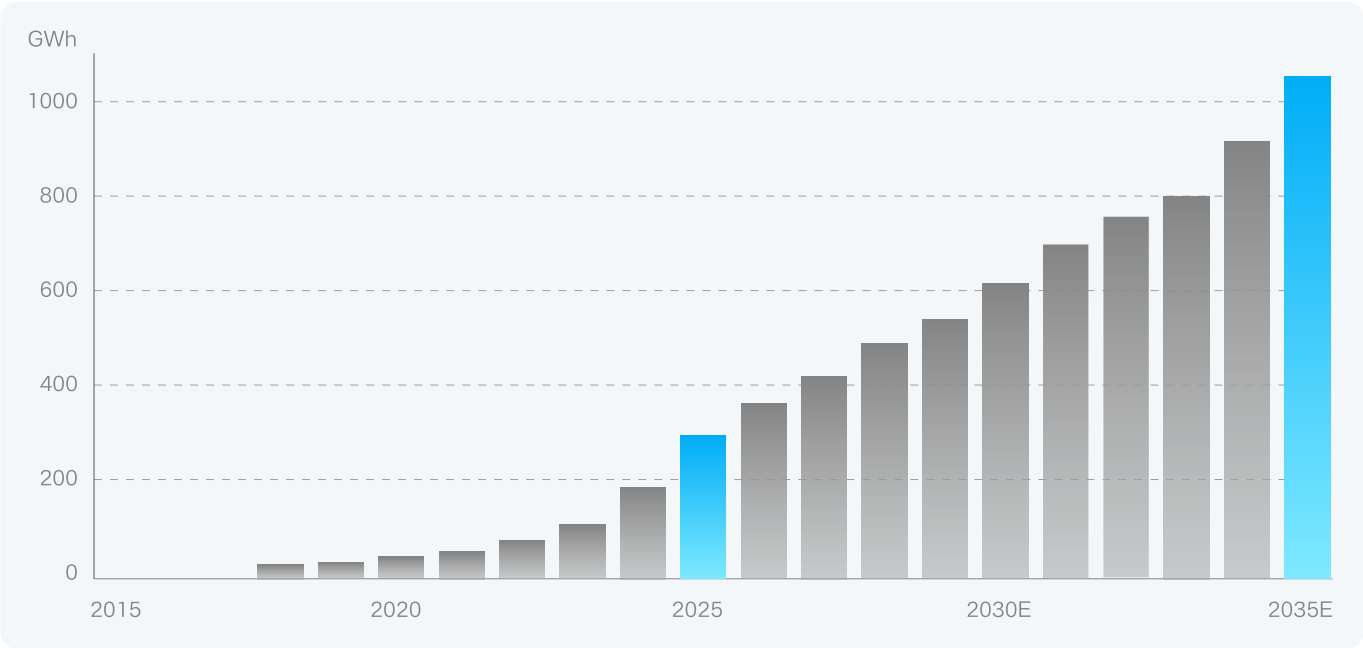


图1 全球储能年增长趋势与预测，彭博新能源财经

1.1 储能无处不在，场景千景千面

早期储能增长逻辑相对简单，政策要求配储，行业就配储；峰谷价差存在，工商业就装储能。需求来源清晰、场景定义单一，标准化产品加简单集成就能交付。如今多重力量在不同区域、不同场景中以不同组合叠加，驱动全球储能市场步入深度分化期。其底层核心驱动力可归结为以下三点：

- 可再生能源渗透率差异

随着风、光伏发电从补充能源变成主力电源，储能的角色经历从“配套”到“关键依赖”蜕变。全球国家/地区在不同的渗透率阶段，系统对储能的诉求完全不同——例如，30%低渗透率配储为消纳，60%高渗透率配储为构网，80%极高渗透率时配储为维持系统稳定。

- 终端电气化与 AI 加速

AI算力爆发制造了前所未有的高功率脉冲性负荷，电动汽车超充网络引发配电网的剧烈跳变，碳交易体系把减碳变成财务指标等，负荷从“用电”分化出完全不同的需求形态和价值诉求。

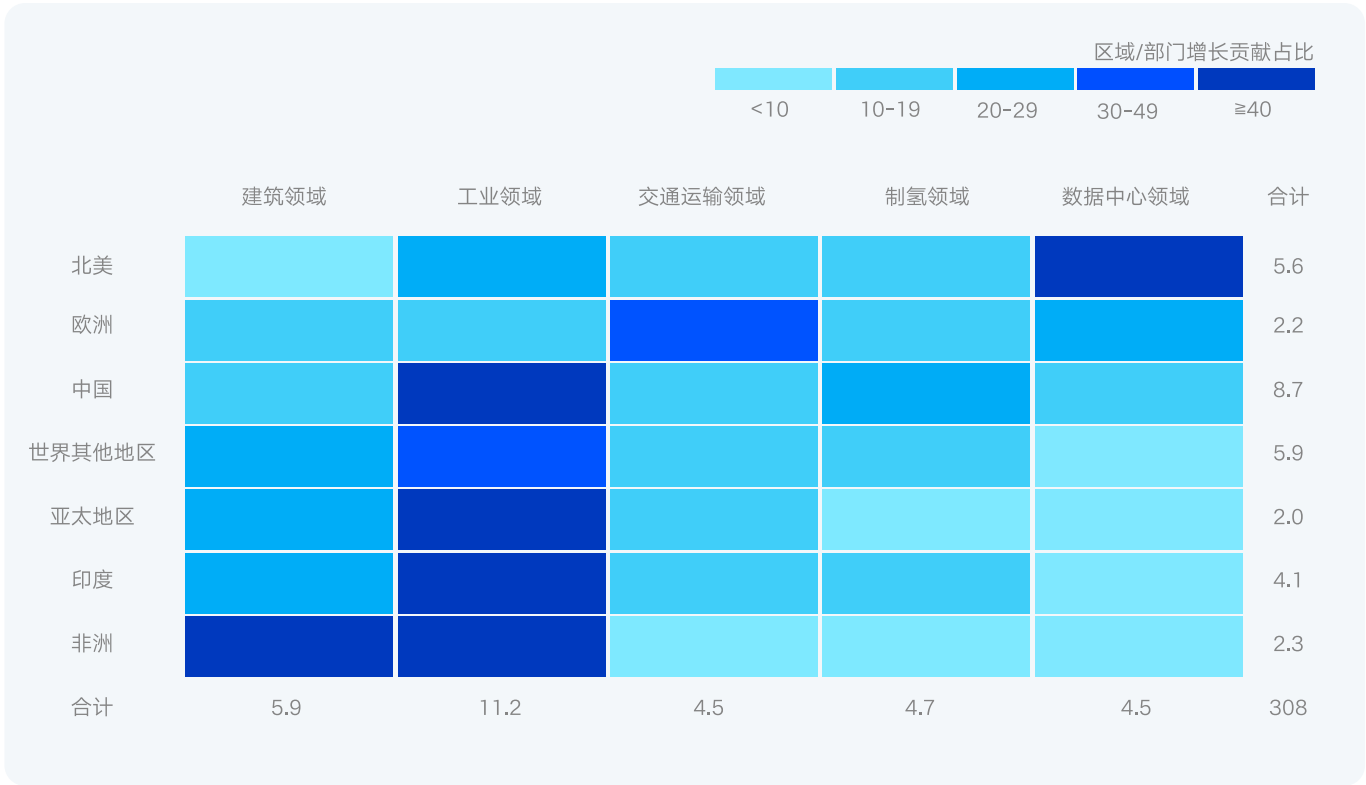


图2 2024-2050全球电气化趋势预测，麦肯锡<Global Energy Perspective 2025>

• 电力市场化改革提速

储能价值兑现从“政策定价”转向“市场发现”。各国市场结构不同、节奏不同，储能就是不同的生意——英国靠容量市场，澳大利亚靠调频，中国各省现货规则各异，同一个“网侧储能”，商业逻辑完全不同。



图3 储能场景演变

1 新能源渗透率演进，源侧储能需求纵深分化

2025年，中国风、光新增装机接近500GW，历史性超过火电，可再生能源总装机约占全国电力总装机的60%；全球范围内，2025年风、光新增装机接近700GW，已从电力增量的补充者，转变为电力结构的重要支柱。

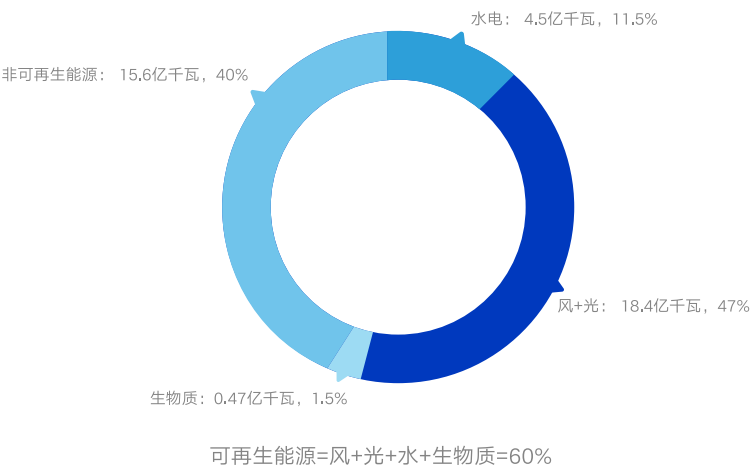


图4 中国可再生能源总装机占比，国家能源局^①

可再生能源渗透率不同，对储能的要求就不同。源侧储能今天已分化出完全不同的需求路线：例如，大基地光伏午间出力集中，发得出但送不走，需要长时储能覆盖消纳窗口；高比例新能源区域，需要构网型储能支撑并网稳定；西北偏远电站电力送出受限区，需要就地消纳，储+制氢/氨/醇、储+绿电直供成为新需求场景。同样是“源侧储能”，消纳要的是时长，构网要的是响应，制氢要的是协同。三种需求，三套逻辑，同一套设备打天下的时代已经终结。

2 市场结构各有侧重，网侧储能收益来源多元拓展

随着全球电网基础设施老化问题加剧，高比例可再生能源接入不断冲击传统电力系统运行方式，电力市场化改革正在加速推进，网侧储能的价值兑现也逐步从“政策定价”转向“市场发现”。而各国市场结构不同、节奏不同，储能参与的方式和收益来源就不同。

过去网侧储能主要是调峰调频或峰谷套利，现在各国市场重心各异。例如，英国以容量市场为主、澳大利亚以FCAS调频为核心、中国各省现货规则各异、中东市场仍在构建中等等。同一个储能系统，在不同市场中要扮演完全不同的角色——容量市场看耐力，辅助服务看爆发力，现货交易看判断力。

省/市	市场类型
云南	电能量套利、辅助服务（二次调频）、调节容量（租赁）
贵州、四川、广东、广西、海南	电能量套利、辅助服务（二次调频）、中长期交易
陕西、湖南、河南、江西、江苏、安徽	电能量套利、辅助服务（二次调频）
山东、甘肃、蒙西、青海、新疆、河北南网、辽宁、湖北、浙江	电能量套利、辅助服务（二次调频）、容量补偿
宁夏	电能量套利、辅助服务（二次调频）、中长期交易、容量补偿
山西	电能量套利、辅助服务（一次调频、二次调频）

图5 中国各省市储能参与市场类型

^①截至2025年底，全国可再生能源装机总量达23.4亿千瓦，同比增长24%，约占全国电力总装机的60%。其中，水电装机4.5亿千瓦，风电装机6.4亿千瓦，太阳能发电装机12亿千瓦，生物质发电装机0.47亿千瓦。风电、光伏发电装机合计18.4亿千瓦，占比47%。

3 负荷形态加速剧变，储能价值诉求持续分化

负荷侧分化更为剧烈，剧变的关键不只是需求电量增加，而是负荷特质和种类发生变化：AI算力爆发带来前所未有的脉冲负荷，GPU训练功率尖峰远超传统配电边界，一次非计划断电则可能使训练成果归零；充电站容量刚性，光伏固定但服务随机性强，按峰值报装机容量电费扛不住，要求储能成为站端“动态容量池”，用有限容量弹性满足随机需求；零碳园区则要求储能既降低电费成本，也能支撑碳管理和局部自治运行，实现源网荷储与能碳协同。

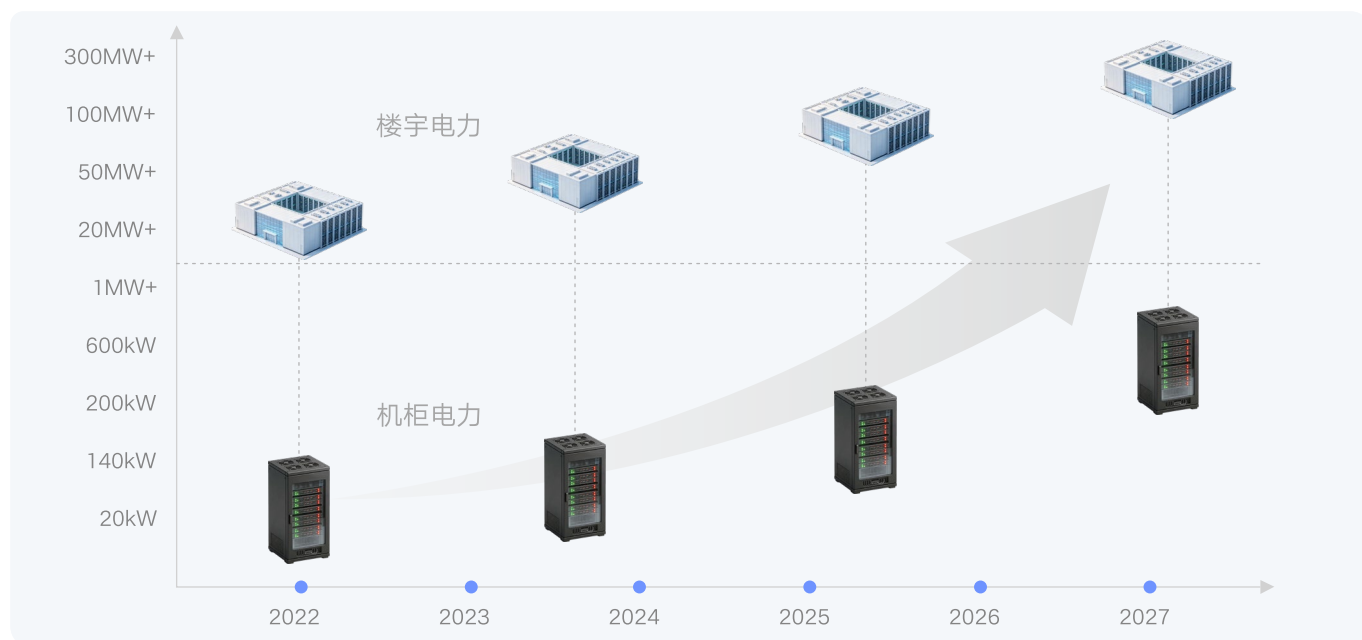


图6 AIDC 机柜功率与建筑级供电容量快速跃升^②

负荷侧储能的核心矛盾不是配不够，而是跟不住——不是容量不足，而是对负荷变化的响应能力、多目标协同能力和业务约束的理解能力不足。负荷形态的剧变，正加速驱动储能从“配套设备”走向与业务负荷共生的动态调节资源。

4 微网侧电网兜底程度不同，储能自治供能需求分层

在新能源替代、终端电气化和连续生产需求的共同推动下，矿山、油田、盐湖、海岛、偏远县域和应急供能等微网场景，正从传统柴油主导供电，转向以“电力电子+储能+控制系统”为核心的柔性供电体系。

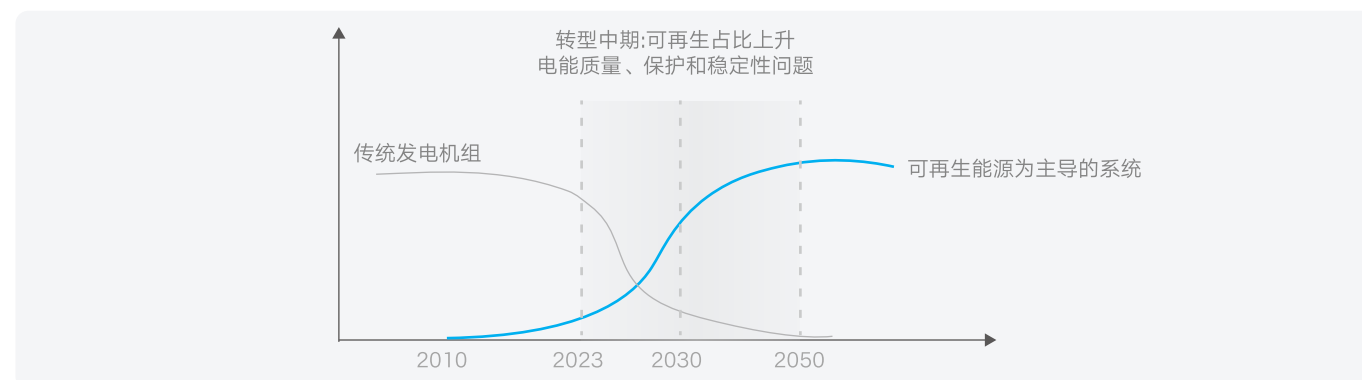


图7 矿山可再生能源替代路径图^③

^②AIDC用电需求正在出现跃迁式增长，单柜功率从数十千瓦快速攀升至半兆瓦，甚至1MW，相应的，建筑级总供电容量也从20MW跃升至300MW以上

^③数据来源：IEEE Electrification Magazine / MARCH 2024 <Mine Electrification and Power Electronics By Nesimi Ertugrul>

基于电网兜底程度、供电责任和新能源替代深度的差异，微网场景对储能自治供能能力的需求也在持续分化。在弱网接入场景中，储能侧重电压频率支撑、功率波动平滑和并离网切换，提升边缘电网的稳定性；在矿山、油田、盐湖等生产型离网微网中，储能要保障关键负荷不断供、故障后快速恢复；在海岛、偏远县域等民生型微网中，储能更关注长周期供能和极端天气下的能源韧性；在应急救援、边防营地等移动/临时微网中，储能则要求模块化部署、快速成网和高可靠运行……

储能应用已经不再是几个典型场景的简单扩展，而是进入了多约束、多目标、多系统耦合的新阶段。场景越分化，储能越不能只依赖标准化产品和单点设备能力，项目难度也从“设备配置”上升为“系统级适配”。由此，储能多场景应用开始面临新的挑战。

1.2 应用逻辑重构，储能标准品时代已结束

随着储能应用进入深耕阶段，项目复杂度已从设备配置，延伸到系统级适配和长周期运营。不同场景下，电网边界、负荷特征、运行目标、收益机制和安全要求各不相同，储能方案面临的挑战也从“能不能接入”，转向“能不能精准适配、系统协同和持续运营”。

1 跨场景差异加深，标准品适配失灵

细分场景之间的差异不再只是容量大小或效率高低，而是体现在负载特性、控制目标、运行模式和安全边界上的系统性差异。标准化思维的底层假设，是用产品参数覆盖场景需求；这一假设在过去可以解决基础运行问题，但在今天已难以兼顾精准适配、经济配置和长期运行。换言之，场景差异已经不只是“参数不同”，而是“工况不同、约束不同、价值目标不同”。单一储能型号无法解决多元场景问题，一个型号打天下的时代已经结束。



2 跨系统耦合场景，拼凑式集成“1+1<2”

储能越来越多地嵌入风、光、充、氢、负荷和控制系统之中。但在不少项目中，储能仍以独立设备方式接入，场景识别、系统设计、设备选型、控制策略、交易运营和后期运维分段完成，形成多设备、多厂商、多系统的拼凑式项目结构。每个场景需要的不只是“正确的储能设备”，而是一套从场景出发的完整方案。

多设备、多厂商、多系统的拼凑式项目，表面上是“集成”，实际上是“拼凑”——每个环节各自为政，设计与运行必然脱节。拼凑式集成在简单场景下可以解决“接得上”的问题，但在源网荷储深度耦合场景中，风、光、储、荷、控各自定义、各自控制，必然会出现设计与运行脱节、安装与调试割裂、售后与责任扯皮等结构性断裂问题。

湖北某电站

外采设备厂家繁杂，EMS与BMS接口不一致、数据不同步，导致控制紊乱，联调7个月未通过现场并网验收。



中国西部某电站

核心设备分开采购，DCDC频繁故障，导致系统可放电量少，无法满足项目需求，客户抱怨严重。



某项目调试

关键设备接口多，多厂家协调难度大，电站调试安装导致超过180天，仍无法并网。



图8 基于项目调研的典型多系统拼凑风险样本，案例已匿名化处理

某大基地项目，光伏逆变器、储能变流器、电池系统来自三个厂商，通讯协议现场对接了近三个月，勉强跑通。但运行第一年，频繁出现功率波动不一致、调度指令响应延迟等问题，每次排查都要三方同时在场，边界责任始终扯不清。

3 跨市场多目标，单一逻辑失效

在储能应用早期，项目设计往往围绕峰谷套利、调频收益等单一目标展开。但随着储能逐步进入电力现货、辅助服务、容量补偿及多类复合调用场景，项目关注点从单一收益最大化，转向效率、寿命、可用率、电能质量与市场化收益等多目标协同。

英国某大型储能资产组合曾主要依赖频率响应等辅助服务收益。随着原有服务机制逐步退出、同类储能资产并网规模增加压低辅助服务价格，同时电力市场价差收窄，该组合2023年上半年底层资产收入由 3010 万英镑降至2050万英镑，降幅约31.9%；其中传统频率响应类收入下降约48%，动态响应类收入下降约62%。这说明，单一收益逻辑难以支撑储能资产的长期价值兑现。

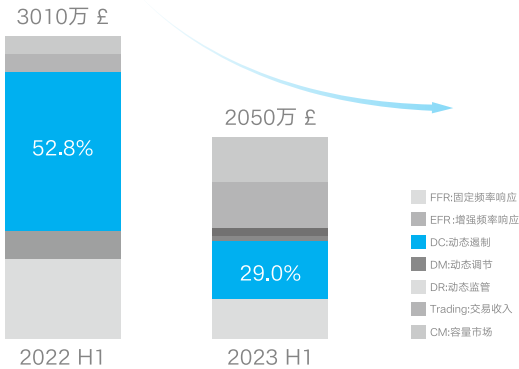


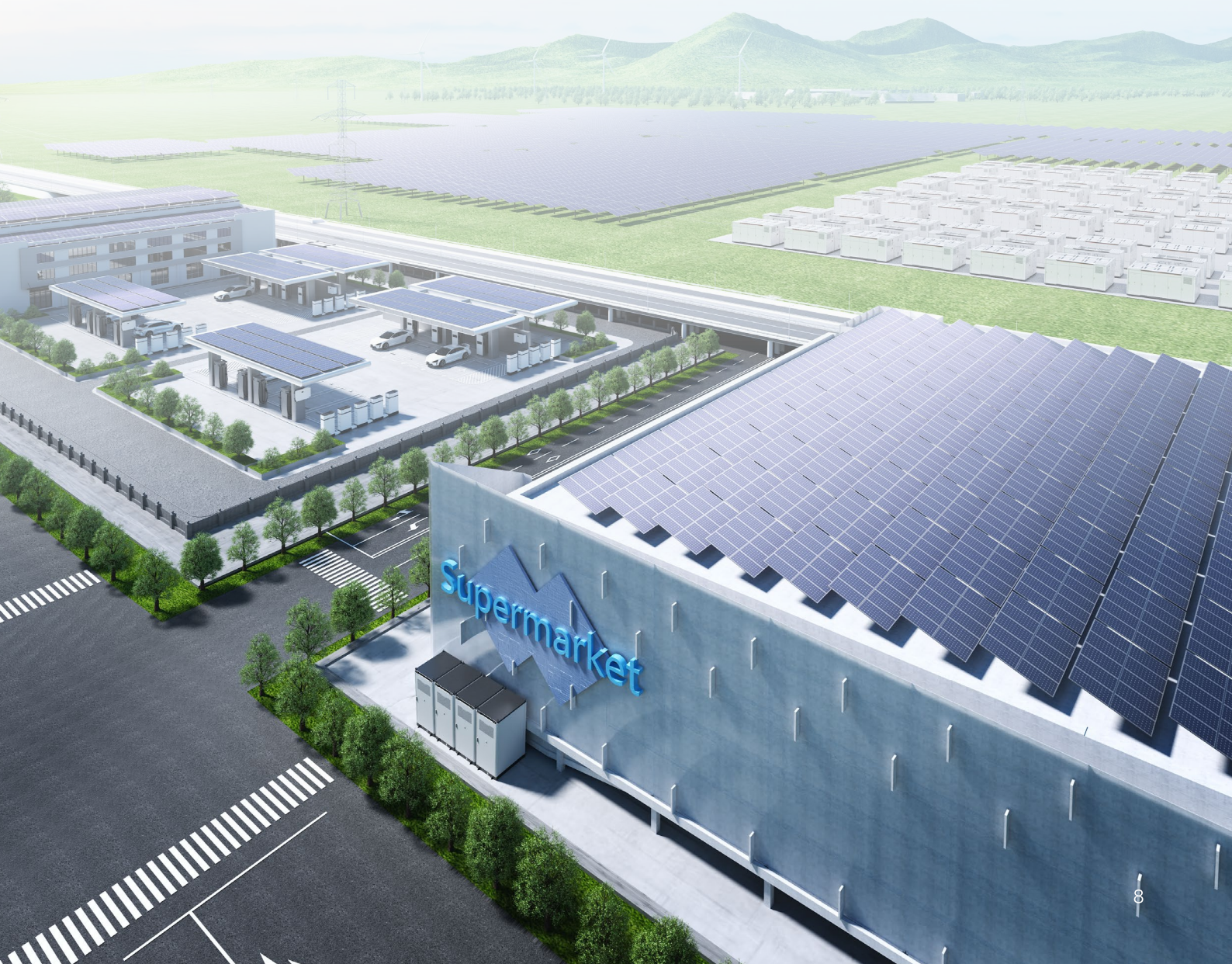
图9 英国某储能资产收入构成变化

因此，储能的账不能只算“今天能赚多少”，还要算“未来还能不能持续赚、设备还能剩多少、可用率还能维持多久”。局部最优不等于整体最优，短期收益也不等于全生命周期收益。

本章小结

未来储能将无处不在，场景分化趋势不可逆转。一边是场景不断裂变细分，每个场景的边界条件不尽相同，单一场景目标日益复杂，需要协同的设备越来越多；一边是用几款标准型号打天下、用拼凑的方案应对复杂系统问题。供需之间的错配，才是当下储能行业的核心矛盾，旧范式已难以为继。

单品撑不起多场景，拼凑跑不赢长周期，设备能力≠系统能力，项目交付≠价值兑现。储能需要的不只是更好的设备，而是一套从场景出发、系统协同、持续兑现价值的全新范式。



02

S+储能：千景千面，一景一策

—— 面向多元场景的系统价值创造体系



阳光电源从场景出发，深刻理解场景、理解电网、理解负荷。基于近30年的电力电子技术积淀与全球工程实践，整合光、风、储、电、氢全链路同源产品能力，形成“S+储能 多元场景方案”——以精准适配多元场景的、系统化的场景解决方案，助力客户在多元场景中，真正兑现场景价值。

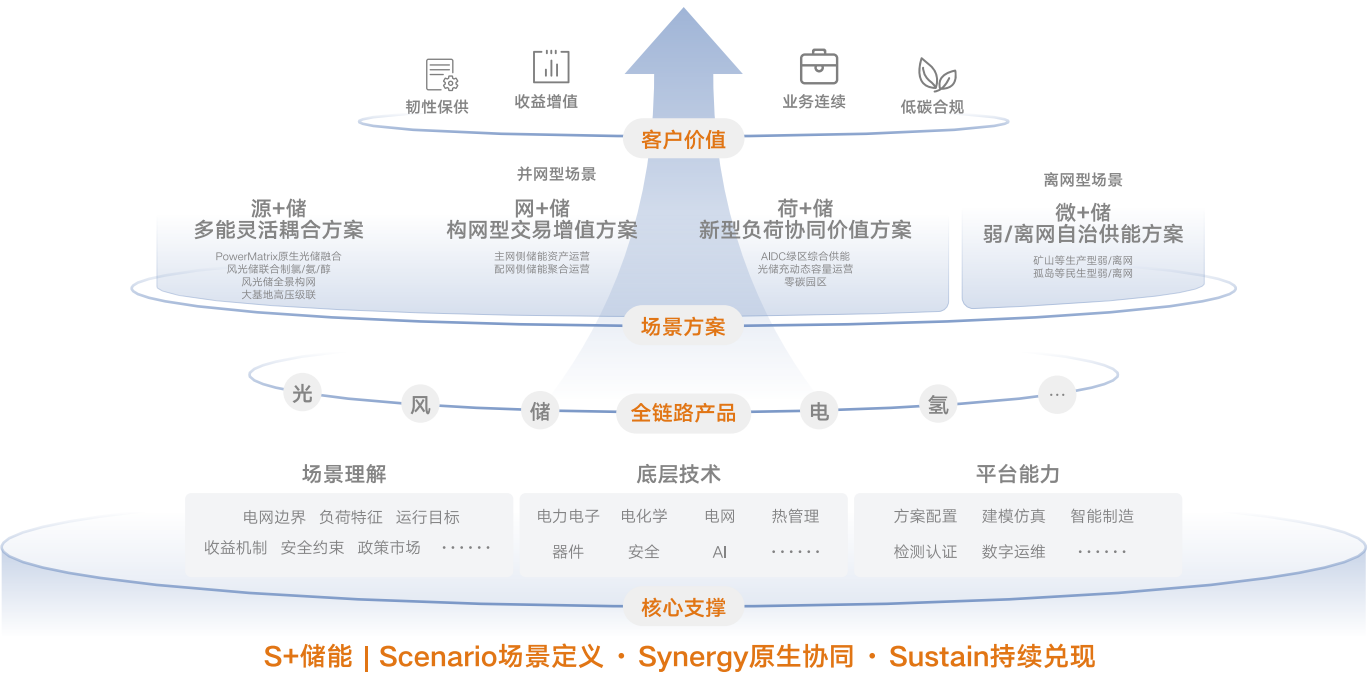


图10 S+储能 多元场景方案架构

“S+储能”是以场景为锚点，以全栈协同系统为基石，以全生命周期价值兑现为目标的储能解决方案范式。“S+”，不是产品的加法，而是场景的解法，代表着储能价值创造的核心逻辑：

Scenario 场景定义

储能该站在哪里？

场景在前，储能在后。不是“储能+场景”的简单物理叠加，而是先理解场景与价值诉求，再定义储能的系统位置。场景才是价值的起点，储能是兑现价值的工具。

Synergy 原生协同

多设备怎么跑成一个系统？

不是拼装，是同源。从系统架构层面建立统一控制逻辑，实现数据贯通、策略联动。“拼”出来的方案，修不出来的系统——全链路不只是“什么都有”，而是“什么都通”，同源设计，天生跑得顺。

Sustain 持续兑现

价值能不能跑满全生命周期？

不是建成，是持续兑现。储能是长期资产，但政策、市场、负荷都在变，方案必须具备持续适配能力。储能的账不能只算今天赚多少，还要算十年后还剩多少。

2.1 并网型场景

围绕源、网、荷等多元场景的差异化诉求，“S+储能”形成了多能灵活耦合、构网型交易增值、新型负荷协同价值等典型应用方案。受篇幅所限，本白皮书不试图穷尽所有细分场景，而是从源、网、荷等典型场景中选取关键方案进行阐述，聚焦讨论：面对不同场景约束，“S+储能”如何定义方案、组织系统并持续兑现价值，为多元场景下的储能应用提供可参考、可落地的系统化方案。

2.1.1 源 + 储 | 多能灵活耦合方案

随着新能源比例进一步提高，源侧储能面对三重结构性挑战——

发电与消纳时空错配：发的时候用不完，用的时候发不出，弃电与缺电交替出现。

波动性电源与连续性用能特性错配：新能源看天出力，但化工等负荷一刻不能停，波动供给撑不起连续生产。

高比例新能源接入后的系统失稳：惯量下降、电压频率支撑不足，配了储能不等于稳了电网。

传统配储方案多停留在外部叠加或局部耦合，光伏、储能、并网各跑各的——随着渗透率持续提升，这种模式已难支撑连续供电、主动支撑和系统级经济性，亟需从系统架构层面根本重构。

基于源侧场景实践，“S+储能”形成四类代表性解决方案：光储原生融合（面向高比例新能源主力电源化）、风光储联合制氢/氨/醇（面向连续化绿电化工）、风光储全景构网（面向复杂网况下的主动稳网）、高压直挂（面向大基地高效并网）。四类方案共同指向同一目标：推动新能源场站从“波动电源”向可控、友好、具备系统价值的供电资源演进。



(1) 连续绿电供给 PowerMatrix光储原生融合方案

光伏成为主力电源后，源侧场站面对的核心问题，是能否把间歇性、波动性的光伏出力，转化为稳定、可调度、可支撑的绿色电力。传统光储方案多停留在外部叠加或局部耦合阶段，光伏、储能、并网和控制系统各自运行，能量路径固定，稳定性依赖外部电网或补偿资源。随着高比例新能源接入加深，这种模式难以支撑高比例新能源下的连续供电、主动支撑和系统级经济性，亟需从系统架构层面进行根本性重构。

PowerMatrix光储原生融合

光储原生融合方案是以PowerMatrix 矩阵架构为核心，通过多端口直流接入、模块化功率单元与统一控制体系，使光伏、储能与电网原生协同运行，构建支持多源接入、多路径协同的一体化能量网络，从而实现从“设备连接”到“系统融合”的范式升级。在这一架构下，储能不再是附加在系统外部的调节设备，而成为电站结构中的内生能力；光伏也不再只是波动电源，而成为可调度、可支撑的稳定电源组成部分。

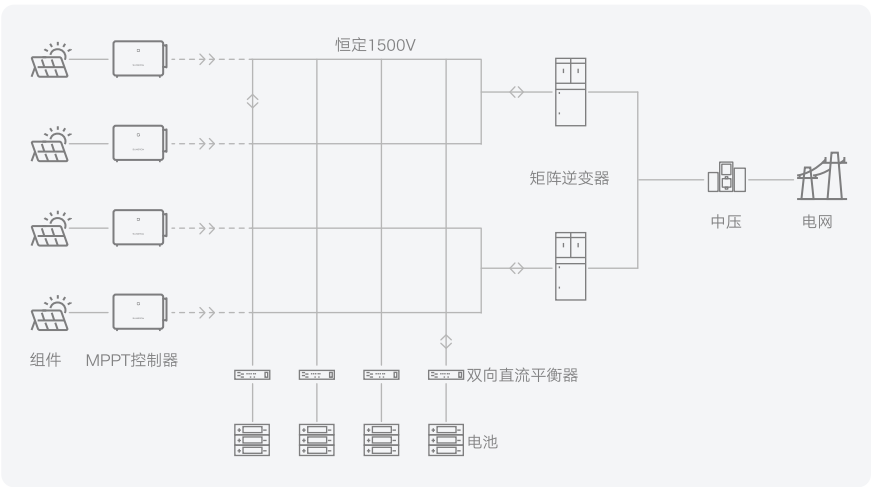


图11 PowerMatrix光储原生系统拓扑图

方案优势

多端口一体化：通过接口标准化、光储统一接入、多端口协同调度、模块化扩展等方式将传统电源侧与负荷侧逐步抽象为统一的“能量端口”，系统可根据运行状态动态决策各端口的功率流向与运行角色。

分层协同控制：采用“集中协同+分布自治”的分层控制体系，各核心节点具备独立的调节与保护能力，使系统既保持统一调度的可控性，又具备分布式节点快速响应优势，兼具扩展性、鲁棒性与调度友好性。

可重构能量路径：支持多路径冗余、毫秒级动态切换与路径自适应能力，提升系统连续运行能力与整体可靠性。

光储原生融合：通过储能角色重构、光伏能力升级、协同机制内生、运行效率提升，实现结构协同，方案原生具备直流侧协同接入、能量调度与光储寻优能力。

源侧构网：将构网能力下沉至光储发电单元，在本地实现子阵内电压支撑、频率稳定、惯量响应、动态支撑及局部扰动一致，将稳定能力由“集中提供”向“分布式提供”转变，复杂电网条件下具备更强系统韧性。

应用价值

 稳定性重构

依托多端口一体化、光储原生协同、源侧构网及分层协同控制能力，将场站稳定能力由外部补偿结果，转变为系统内生稳定属性；系统年平均利用小时数可由传统光伏电站的1500小时左右提升至3000小时以上，接近常规电源运行水平。

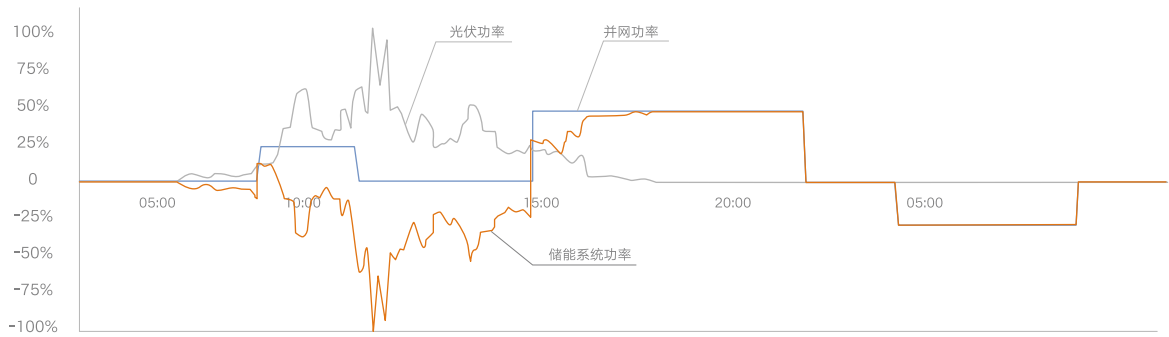


图12 平滑输出曲线

 成本重构

通过统一架构设计与系统级资源协同，降本不再依赖单一设备价格下降，而是通过设备集成、工程简化、容量弹性配置与全生命周期优化，实现系统级BOS（Balance of System）持续下降。



图13 光储原生耦合方案成本节省^④

 全链路效率重构

基于系统结构与运行机制优势，实现从发电侧到负荷侧全链路、端到端效率提升，能量收益提高5%以上。

^④电站额定输出1GW，配置0.5GW/2GWh储能，年发电小时数2500h；对比交流耦合方案

(2) 大规模绿电就地消纳 风光储联合制氢/氨/醇方案

在风、光资源富集地区，绿电制氢、制氨、制醇正成为解决新能源弃风、弃光、高效消纳的重要方向。但这类项目往往面临弱/离网接入、风光出力波动和化工负荷连续运行之间的多重约束。其关键挑战不只是把风、光、储、电解水制氢系统和化工装置接在一起，而是要在不稳定的绿电供给与连续化工生产之间建立可调、可控、可恢复的柔性耦合关系。若缺少统一设计与协同控制，系统容易出现功率分配不稳、设备频繁调节、弃电增加、供氢不连续及故障恢复慢等问题，最终影响绿电利用效率、产品连续供给、项目经济性和安全性。

风光储联合制氢/氨/醇方案

在“S+储能”实践中，阳光电源全链自研的“风光储联合制氢/氨/醇方案”，不局限于单一交流或直流耦合路线，而是根据项目资源条件、电网强度和、工艺负荷和经济边界，采用交流耦合或直流耦合架构，协同风光发电、储能系统、电解水制氢系统、储氢及下游化工负荷。通过弱/离网稳定支撑、源储荷氢多时间尺度调度、容量配置优化和连续供氢保障，推动绿电从“随机发电”走向“可转化、可调度、可支撑连续生产”的产业能源。

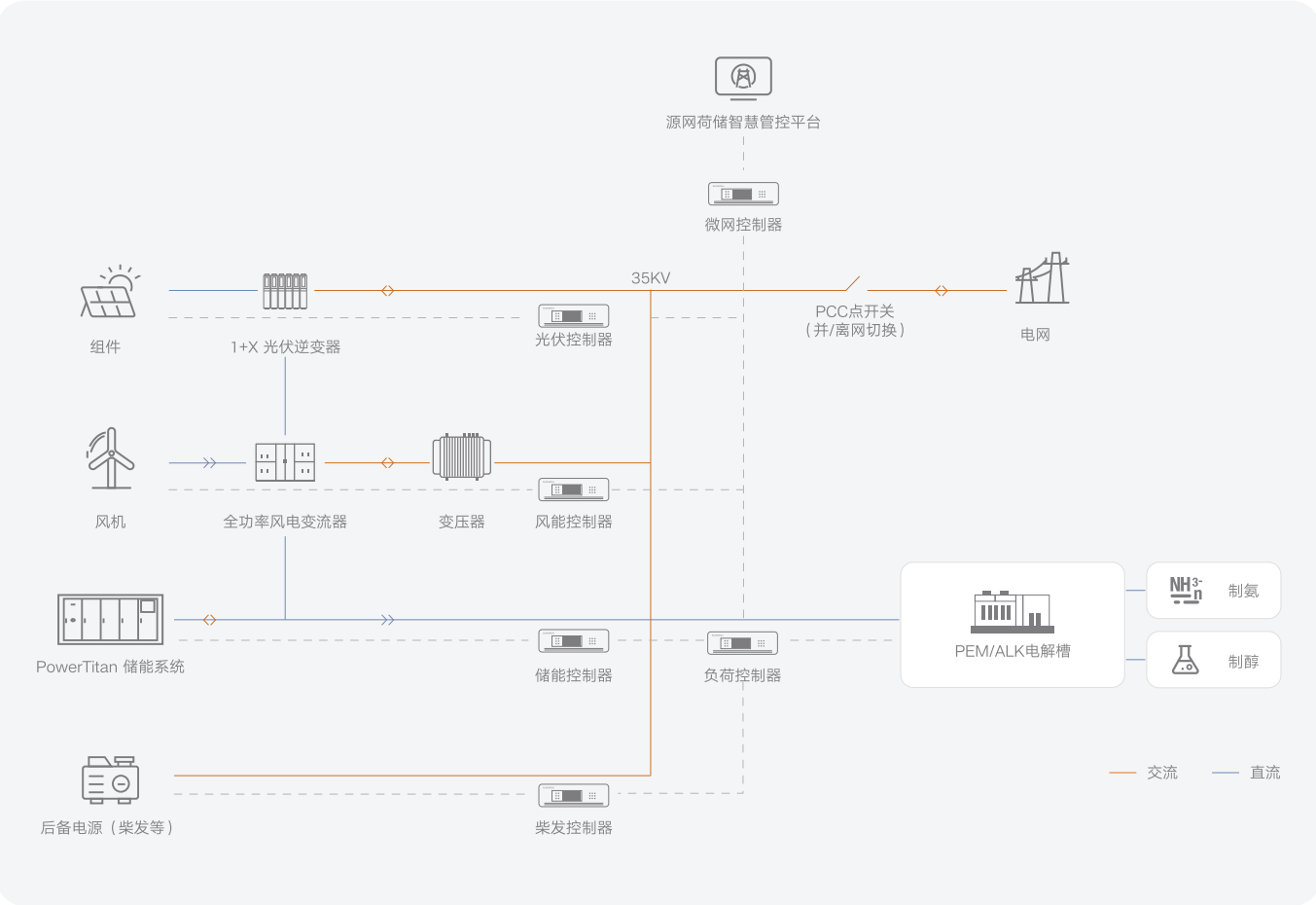


图14 风光储制氢/氨/醇直流耦合系统拓扑示意图

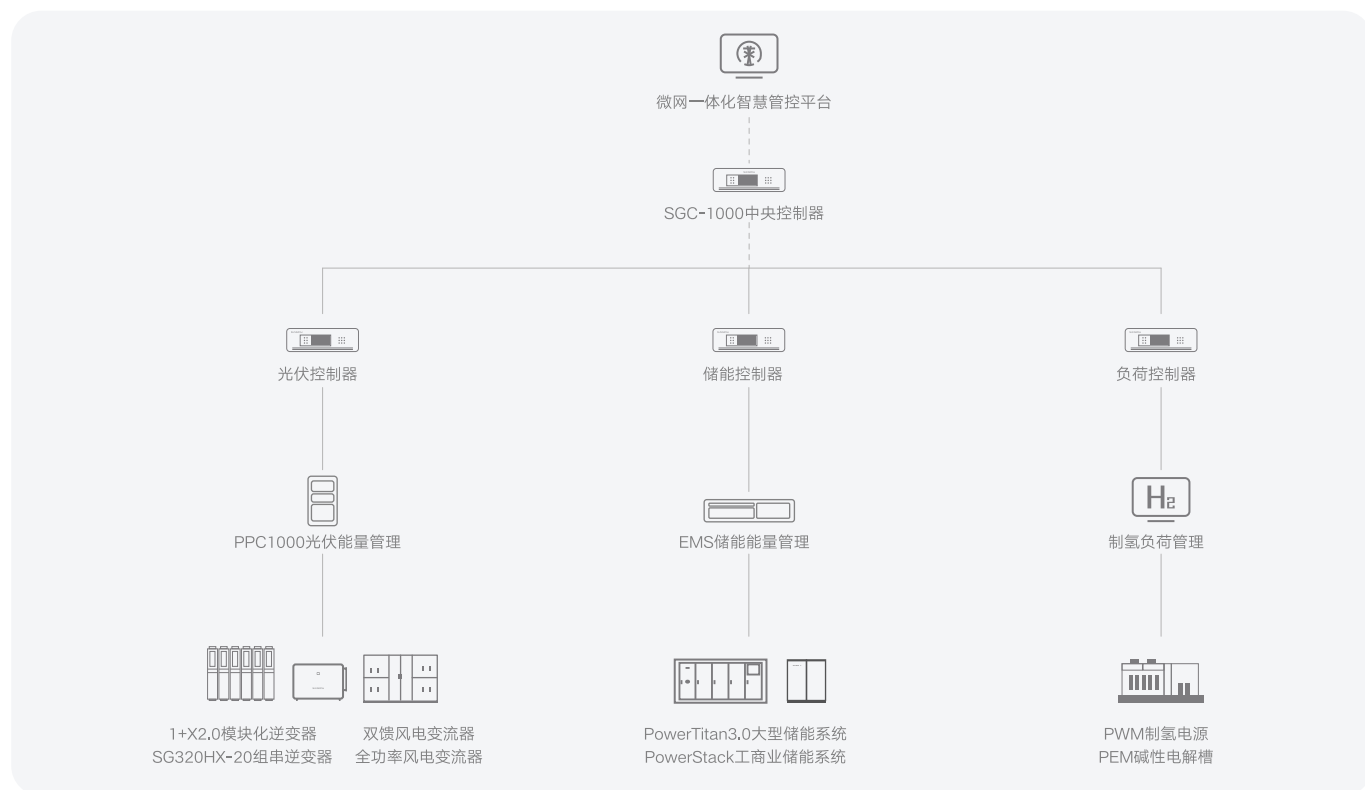


图15 风光储制氢/氨/醇交流耦合系统拓扑示意图

方案优势

提升系统稳定与快速恢复能力：通过构网型储能、微网控制和多源协同，提升弱网或离网条件下的电压、频率稳定能力，降低风光波动和负荷扰动对系统运行的影响，并支持故障后的快速恢复。

提升利用效率与系统经济性：通过交流/直流架构灵活选择、系统容量配置优化和能量管理策略，减少无效弃电和无效转换，提高绿电利用率、电解槽利用水平和系统综合经济性。

源储荷氢协同匹配：基于风光出力预测、储能状态、电解槽运行特性和下游连续用氢需求，开展多时间尺度协同调度，统筹短时功率平衡、制氢负荷调节和连续供氢保障。

保障下游化工负荷稳定运行：面向制氢、制醇等连续工艺需求，统筹制氢侧波动调节与储氢侧连续供给，降低风光波动对下游化工负荷的影响，提升绿氢、绿氨、绿醇生产的连续性和可计划性。

应用价值

绿电转化

把远端风光资源从“发电消纳”转化为绿氢、绿氨、绿醇等低碳产品，提升新能源就地利用和产业承载能力。

连续生产

通过储能、电解槽、储氢和化工负荷协同，降低风光波动对连续生产的影响，让绿电能够更稳定地进入化工流程。

低碳合规与产业

减少化石能源依赖，降低产品碳足迹，支撑绿氢、绿氨、绿醇在化工、冶金、航运燃料等场景中的低碳应用。

意大利离网光储氢项目方案实践

5MW/10MWh + 7MW光伏+3MW制氢系统

项目处于离网运行条件，外部电网不可依赖；光伏出力波动较大，难以直接匹配电解槽连续生产需求；光、储、氢多系统耦合，若缺少统一控制，容易导致运行效率下降和系统风险放大。

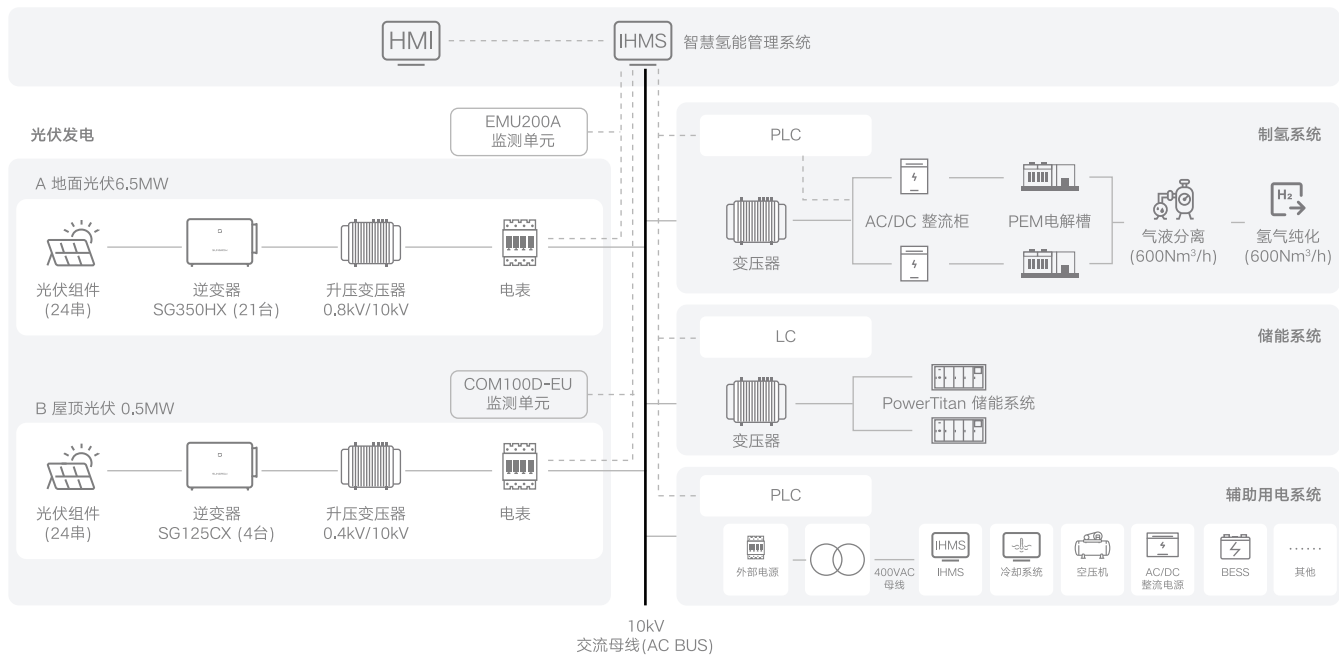


图16 意大利Sistemi Energetici光储制氢离网项目场站架构

储能协同光伏、制氢负荷和能量管理系统，构建具备自主建网、波动平滑、快速恢复能力的离网光储制氢系统。具体价值体现在三个方面：

支撑离网独立运行，降低对外部电网的依赖。储能系统可作为主电压源，为光伏和制氢设备提供稳定的电压、频率基准，使项目在弱网、无网或电网不可用条件下，具备独立运行的基础能力，提升偏远绿氢项目的可落地性。

平滑绿电波动，保障制氢过程连续稳定。通过储能充放电调节和系统级能量管理，方案可缓冲光伏出力波动，为电解槽提供更稳定的电力输入，减少频繁波动对制氢效率、设备寿命和系统安全性的影响。

提升系统韧性，降低停机与恢复成本。在极端天气、系统故障或外部电网不可用等情况下，储能可支撑关键负荷供电与系统快速恢复，减少全系统停机时间，降低绿氢产量损失，并增强项目在融资评估中的运行确定性。

(3) 高比例新能源稳网 风光储全景构网技术方案

大基地远距离送出、极弱网接入、宽频扰动——复杂网况下，储能单机具备构网能力≠场站具备稳网能力。风、光单独构网，输入不稳、过载难保、多设备响应不一，场站级协同是真正的未解题。例如，一个GWh级的大基地项目，核心设备可能来自3-4家厂商，通讯协议、控制逻辑、响应特性各不相同。一旦设备间协同不足，振荡、失步、谐波放大等问题频发。

风光储全景构网方案

在“S+储能”实践中，阳光电源首创风光储系统级构网，通过风光储变流器调控及多能耦合等技术，将风、光、储纳入统一调控框架，通过交直流设备全栈自研、全链协同，避免拼装排异反应，通过三重耦合实现从“部件可构网”到“整体能稳网”的跨越。

一是容量优化，混合模式系统储能容量优化配置，以6%储能最小容量比保障场站构网性能，兼顾经济性 & 稳定性；

二是光储直流耦合，通过光伏与储能在直流侧耦合，构建具有功率缓冲能力的恒定直流环节，使系统具备惯量响应特性，显著提升光伏系统构网能力；

三是风储异构协同，基于风电与储能的直流侧耦合，重构有功环和传动链阻尼，有效抑制构网型风电机组因机电-机网耦合引发的传动链振荡问题，大幅延长构网风机机械寿命并提高系统鲁棒性。

依托20年构网领域深耕、超1000GW全球并网实战经验、全球最大仿真实测平台与全球最多电网准入许可，“因网制宜，一网一策”，让方案选择更灵活、发输配用更经济、全天候“自强助稳”。

方案优势

复杂网况更稳定：方案支持 SCR 1-100 宽范围适应，可耐受不对称跌落叠加 $\pm 180^\circ$ 相位跳变，提升新能源场站在复杂送出条件下的稳定运行能力。

故障支撑更快速：在 0-1.3pu 电压连续高低跳变下，系统可提供3倍故障电流，增强新能源场站在扰动、故障穿越和电压恢复过程中的主动支撑能力。

应用价值

提升并网适应性

让高比例新能源场站在弱网、远距离送出、高海拔和复杂扰动条件下更稳定接入，GW级场站可全天候100%构网，解决弱网自稳定问题，减少因电网边界不足导致的并网受限。

提升稳定送出能力

通过电压支撑、振荡抑制和故障穿越能力，降低脱网、限发和非计划停运风险，提高新能源电量可送出、可消纳、可调度的能力。

提升系统支撑价值

让新能源场站从单纯发电单元转向具备主动支撑能力的系统资源，更好适配高比例新能源电力系统对稳定性、灵活性和电网友好性的要求。

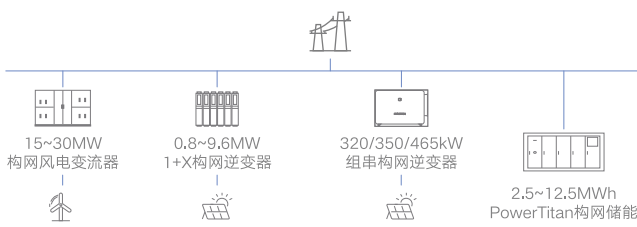


图17 风光储全景协同构网方案图



图18 由中国电机工程学会组织，中国工程院院士等组成鉴定委员会认定阳光电源全景构网技术达国际领先水平

振荡抑制更主动：光伏侧0.1Hz-2.4kHz 多频段振荡监测并主动提供可控阻尼；风电侧1-10Hz 传动链振荡自适应精准抑制，功率响应 < 40ms，降低风光储耦合场景下的宽频振荡风险。

系统协同更一致：通过风、光、储统一控制与多能耦合技术，协调不同变流器的动态响应，避免多设备各自控制造成的响应不一致，使场站从部件可构网走向整体能稳网。

应用案例：云南文山50MW/100MWh构网型储能项目

云南文山项目位于高比例新能源接入、复杂地形与弱网特征叠加的区域，对场站电压支撑、故障穿越和系统恢复能力提出更高要求。基于PowerTitan系列构网型储能系统，配置构网型电压支撑、弱网稳定支撑和黑启动等能力。完成35kV黑启动测试，实现20s零起升压，验证构网型储能在系统恢复和主动支撑中的关键作用。



图19 云南文山50MW/100MWh构网型储能项目

(4) 大基地高压并网 构网型高压级联技术方案

面向新能源大基地和大容量源侧接入场景，储能系统不仅要实现并网接入，更要在高电压、大容量和复杂运行工况下保持长期稳定运行。传统低压并联、经多级升压接入的方案，系统链路较长，设备环节较多，在大规模场站中容易带来转换损耗、故障边界扩大和运维复杂度提升等问题。

构网型高压级联技术方案

在“S+储能”实践中，高压直挂技术通过多个储能单元直接串联，形成35kV高压交流输出，减少中间升压环节，提升源侧大容量接入的系统效率与工程适配性。同时，通过双控双链、局部故障降额运行等设计，提升系统在异常条件下的连续运行能力。

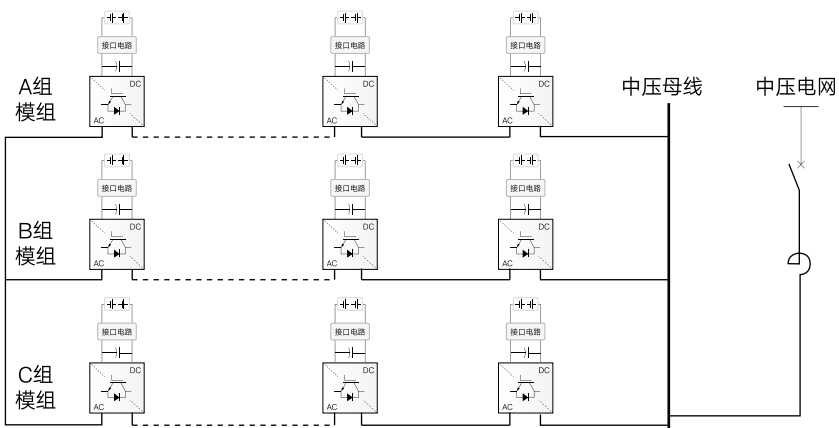


图20 高压级联拓扑图^⑤

⑤让多个储能单元（带H桥）直接串联，形成35kV的高压AC输出，无需升压变压器。

方案优势

链路更短，设备更少：省去低压直/交流汇流及升压变压环节，减少变压损耗；取消直/交流汇流柜、低压开关柜以及中压升压变，配套设备精简。

局部故障，整站可靠：局部模组30%异常时，系统仍可继续运行，坏一部分单点，不影响整体使用。

双控双链，连续运行：主备控制器热备与关键通信链路冗余设计，提升异常条件下的持续运行能力。

快速功率响应：系统功率响应≤30ms，提升调度跟踪能力，降低并网偏差风险。

应用价值

**系统损耗更低，提高外送电量**

储能单元直接串联形成高压交流输出，提升大规模源侧接入效率3%-5%，增加可送出电量。

**非计划停机更少，保障电站持续收益**

减少因控制器、通信链路异常导致的整站停运，提升储能电站可用率，降低非计划停机带来的发电损失和交易损失。

**局部故障不拖累整站，提升资产可用率**

减少故障扩大化，保障储能电站在复杂工况下持续参与调度、消纳、套利或辅助服务。

**设备少一层，投资省一层**

减少设备采购、土建安装、系统集成和运维配套成本，降低储能电站初始投资。

2.1.2 网 + 储 | 构网型交易增值方案

网侧储能——不论是主网侧、还是配网侧，都正在同时承担“电网资源”和“电力资产”双重角色，考验在于能否统筹电网支撑、市场参与、设备健康和资源聚合能力。

但能力堆叠≠价值叠加。行业大多数储能系统每个单独功能测试都达标，但叠加运行时策略打架、互相干扰，出现“能支撑但不增值、能交易但不耐用、单点能运行但多点难聚合”等问题，价值反而被损耗。

基于“S+储能”实践，网侧储能需要从单一并网设备升级为可调度、可运营、可增值的网侧资源。主网侧与配网侧场景差异显著，由此形成两大类代表性方案：在主网侧，面向独立储能、新能源配储的PowerBidder电力交易辅助决策方案，重点提升多市场交易辅助决策、收益-寿命平衡、资产运营协同优化能力；在配网侧，面向台区、社区及配网边缘节点的储能聚合运营方案，重点提升末端动态治理、分散资源聚合与市场化收益拓展能力。



随着电能量市场、辅助服务市场与容量类补偿/交易机制逐步并行，储能电站收益来源越加多元化，收益优化目标也从短周期收益最大化，转向全周期收益、寿命和可用率的综合最优。

然而，当前部分储能交易优化方案偏重市场规则 and 价格信号，对电站负荷特性、设备健康状态、可用容量和充放电效率等运行边界理解不足——懂交易的不懂负荷，懂负荷的不懂设备，交易策略多种多样，但设备可用率、寿命衰减、充放电效率却不在考虑范围之内。

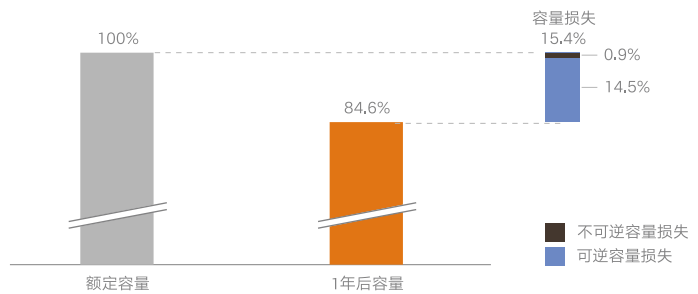


图21 某80MWh+储能系统运行1年后可用容量衰减统计

PowerBidder储能资产运营方案

PowerBidder储能资产运营方案依托核心设备与平台决策的协同能力，将市场机会感知、新能源出力感知和设备状态感知纳入统一决策逻辑。平台综合电价、市场规则、辅助服务、容量机制、风光出力、负荷曲线、充电风险、偏差考核以及SOC、SOH、温度、可用容量、寿命边界等因素，形成更贴近真实电站运行边界的交易策略，实现“懂交易、懂负荷、更懂设备”的三位一体深度耦合。

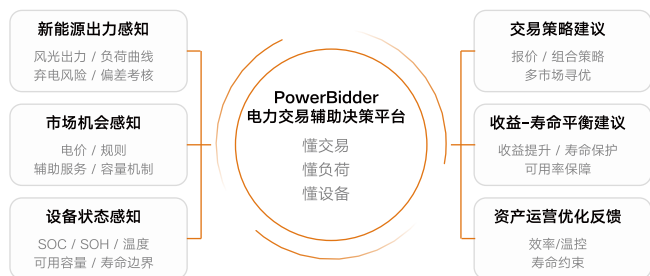


图22 PowerBidder收益—运行—寿命协同优化机制

方案优势

多市场协同寻优：支持多类收益机会识别，形成多市场组合策略、动态切换。不是在单一市场做到极致，而是根据规则 and 价格信号，在多个市场间灵活调度资源，捕捉每一个收益窗口。

懂交易、更懂光储：平台将交易策略与设备状态、寿命约束、SOC均衡、充放电效率和可用容量联动，在收益提升与健康控制之间动态平衡。短期收益不透支长期资产，后期收益才不会塌陷。

光储协同更优：协协同光伏出力预测、储能充放电策略、并网要求和偏差考核约束，避免新能源与储能各自优化造成的整体收益损失。光和储不是两笔独立的生意，而是一个资产包，分开算账一定吃亏。

应用价值

基于真实电站及市场数据回测，结果表明：

收益更稳

电价预测准确率达98%，收益可达理想收益的90%，稳定提升运营收益。不是赌行情，是算得准，策略优。

资产更耐用

设备寿命优化10%，可用容量提升1.5%，后期收益不塌陷。前期赚得多、后期不掉队，才是真正的全周期最优。

运营更高效

通过交易决策、设备控制和运行策略协同，系统效率提升2%，减少人工判断和分散式调度带来的不确定性，释放更高经营价值，把经验决策变成系统决策。

清华大学×阳光电源：多品种联合交易策略验证

围绕“现货+一次调频+二次调频”多品种交易场景，阳光电源与清华大学智能电网运行与优化实验室联合研发智能多品种联合交易策略，并基于市场历史数据进行回测评估。

回测结果显示，相较传统单品种智能交易策略，联合交易策略收益提升3%~5%。同时，PowerBidder可结合储能设备寿命、可用电量和充放电效率进行协同优化，在追求收益的同时兼顾设备长期运行质量。

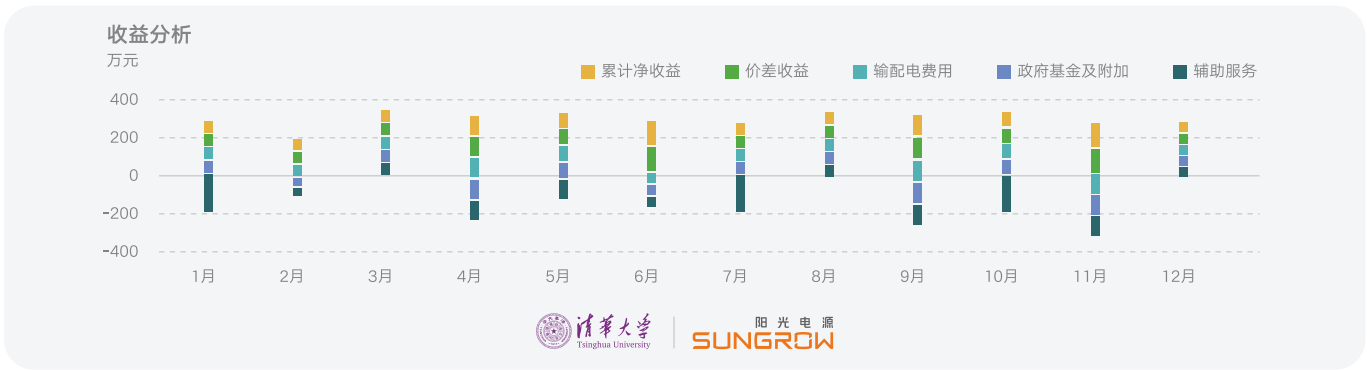


图23 多品种联合交易收益回测结果

(2) 末端治理与分布式资源运营 配网侧储能聚合增值方案

配网侧储能的核心矛盾，正从单一容量不足，转向动态电能质量治理与分散资源聚合运营。一方面，分布式光伏、充电负荷和多类型用电设备接入，使配网末端呈现高波动、高随机特征，反向潮流、电压越限、谐波及三相不平衡等问题更加突出，传统扩容改造和静态补偿方式难以有效应对。另一方面，分散储能、光伏和可调负荷缺少统一建模、调度和运营机制，多停留在本地削峰或备用状态，难以形成可调用、可交易、可增值的聚合资源。

面向这一场景，配网侧储能需要同时具备本地动态治理和平台化聚合运营能力。在本地侧，储能与EMS协同，可对末端电压波动、反向潮流和负荷冲击进行动态调节；在平台侧，VPP聚合运营平台可对分散资源进行统一建模、预测、聚合与运营，形成“电能质量治理—资源聚合—收益运营”的闭环。

配网侧储能聚合增值方案

在“S+储能”实践中，配网侧储能聚合运营方案以“配网侧储能+EMS+VPP聚合运营平台”为核心，将分散储能、分布式光伏和柔性负荷转化为可观测、可聚合、可调度、可运营的配网侧灵活性资源。

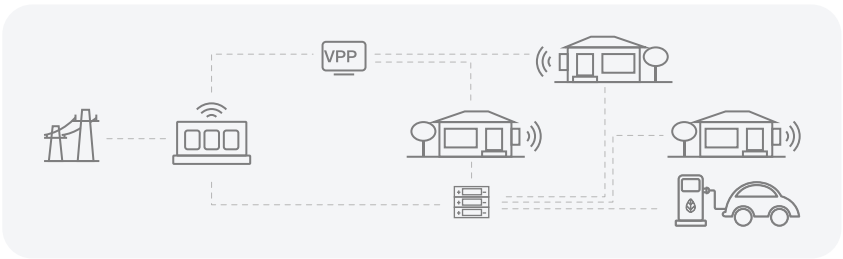


图24 配网侧储能拓扑图

方案优势

- | | | |
|--|---|--|
| 动态治理
根据末端电压、负荷和光伏出力变化进行动态响应，提升配电网边缘节点的运行稳定性。 | 聚合运营
分散储能、光伏和可调负荷可被统一建模和聚合管理，形成可预测、可调度、可参与运营的资源池。 | 场景友好
部署简易、静音安全、运维便利，适配居民区域或城市中心。 |
|--|---|--|

应用价值

 **缓解扩容改造压力**

通过实时调节和资源聚合，提升配电网对分布式新能源和新型负荷的承载力。

 **拓展收益来源**

通过“本地治理 + 聚合运营 + 市场参与”的组合，提高资产利用率和长期运营价值。

 **优化终端用能体验**

降低购电成本，最高节省设备采购3万美金，为居民和社区提供更稳定、舒适、经济的用能体验。

澳洲Ausgrid 125kW/257kWh FCAS社区储能项目

澳洲社区储能项目通常部署于居民区或配电网末端，对设备运行友好性（尤其噪音）与长期稳定运行能力要求较高。避免对周边居民生活造成影响；另一方面，随着社区储能商业模式逐步成熟，投资方对于项目的诉求已不再局限于基础供电与削峰能力，而是希望进一步提升储能资产利用率，拓展辅助服务等市场化收益路径，实现更优的项目IRR。

采用阳光PowerStack系列储能系统，基于澳洲FCAS辅助服务市场需求，构建“硬件降噪+EMS快速调度”一体化解决方案。

在设备应用层面，通过低噪声设计与稳定运行能力，实现社区场景下“低感知运行”，有效降低居民投诉风险，提升设备在线率与项目可持续运营能力。



图25 澳洲FCAS调频项目

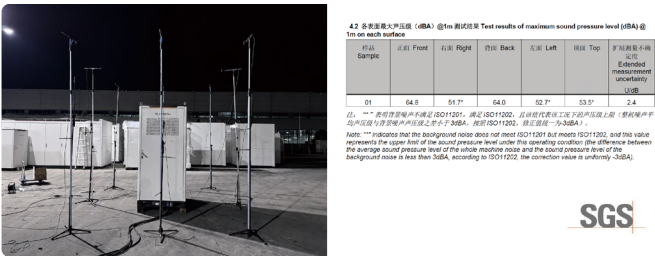


图26 PowerStack 系列储能系统SGS噪音测试，噪音 < 65dB(A)

在资产运营层面，系统可在非用户侧供电时段参与FCAS辅助调频服务，提升储能利用率，在满足社区供电需求基础上进一步拓展市场化收益，预计可为项目带来约5%的额外增益，实现社区储能从“单一供电资产”向“电网灵活性资产”升级。

2.1.3 荷 + 储 | 新型负荷协同价值方案

荷侧储能面对的不再是单一电费优化，而是高连续性、高冲击性和多系统耦合负荷并存下的多目标协同：既要保障供电连续，又要缓解容量约束、优化用能成本并提升绿电利用。按平均工况配置、固定策略运行的同质化方案，难以同时适配不同负荷曲线、业务约束和电力边界。

面向这一变化，荷侧储能方案需要从“削峰填谷”走向“负荷协同”，围绕负荷特性识别储能位置、响应速度、控制策略和价值模型。基于“S+储能”场景实践，可形成三类代表性方案：面向高功率连续型负荷的AIDC绿区综合供能，面向高冲击脉冲型负荷的光储充一体化，面向多负荷复合型场景的零碳园区源网荷储协同运营。

AIDC绿区项目的核心矛盾，在于算力负荷快速增长与供电能力建设周期之间的错配。高功率算力负荷推高用电需求，电网接入容量、并网规则和关键设备交付又限制供能系统快速落地；与此同时，GPU训练带来的瞬时尖峰和周期性波动，会进一步放大对电网的冲击。因此，AIDC绿区综合供能需要解决的，是在缺电、等电和高波动负荷并存的条件下，如何快速形成可接入、可扩展、可缓冲、可连续运行的供能能力。

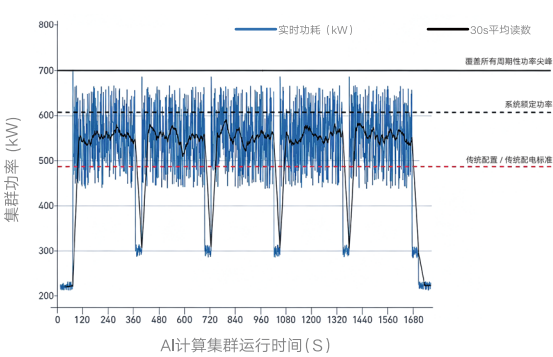


图27 AIDC GPU训练集群功耗曲线，来源于uptime

AIDC绿区综合供能方案

AIDC 绿区综合供能方案形成绿电侧、供能侧和负荷侧三大代表方案：光储直流耦合重点提升本地绿电利用效率；中压交流耦合重点支撑多源接入、容量补足和分阶段供能；800V直流耦合重点面向关键负荷提供近端支撑。三类方案可单独部署，也可根据项目条件组合应用。

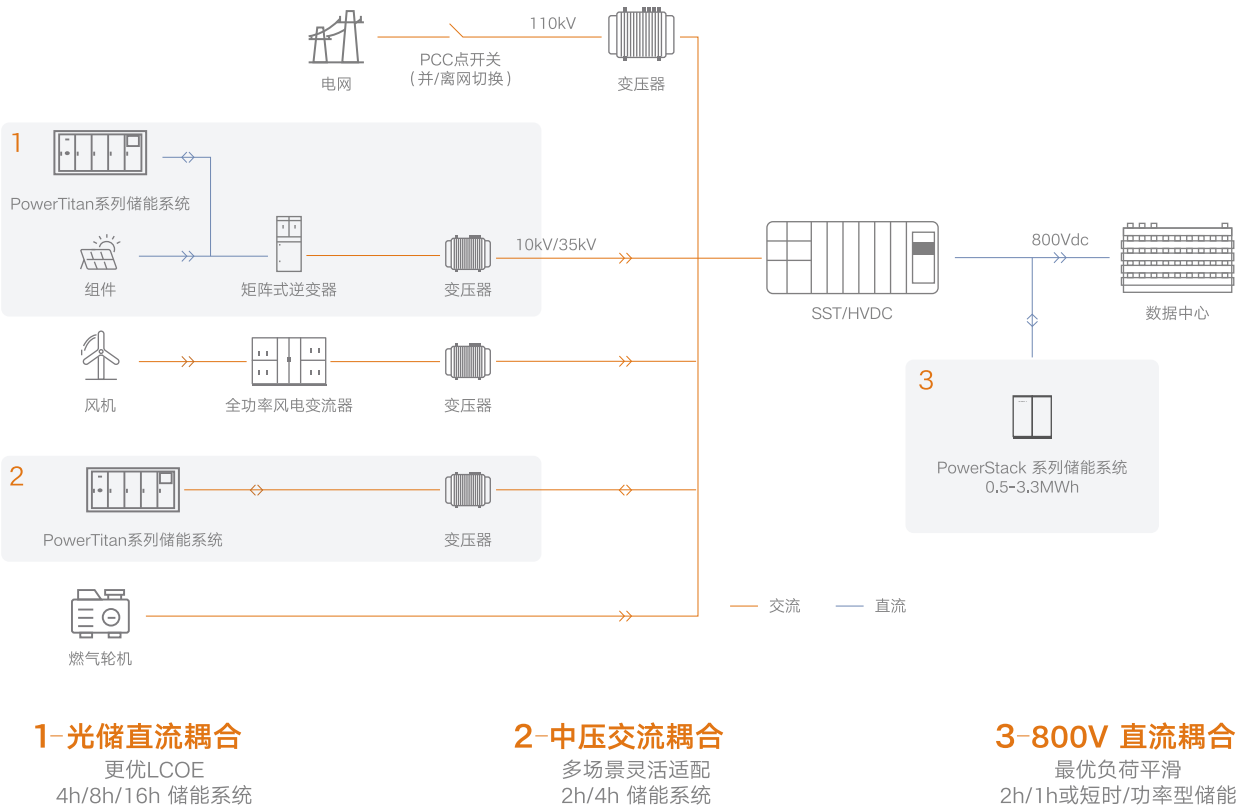


图28 AIDC场景绿区综合方案架构

客户价值



算力更早投运

通过多源供能与储能动态支撑，帮助项目在外部电力条件尚未完全成熟时形成阶段性可用电力，首批电力形成周期缩短50%-70%。



让供电更稳，业务更少中断

通过构网型储能和双向扰动缓冲，平滑高动态AI负荷 > 70%，提升弱网和复杂供电条件下的运行稳定性。



让绿电高效供能

通过光储直流耦合和风光储协同调度，提升3%-5%本地绿电消纳，支撑AIDC向24/7绿色电力目标演进。

供能韧性验证

为验证AIDC绿区方案在高动态负荷和复杂供电条件下的适配能力，可从负荷平滑、并离网切换和黑启动恢复三个典型工况进行论证。

■ 高动态负荷平滑

基于AIDC典型高动态负荷工况，仿真对比储能介入前后的负荷波动传导效果。结果显示，储能通过快速充放电吸收AI负荷的周期性波动和启停冲击，使并网点或母线侧功率保持更平滑，降低高动态算力负荷对供电系统的影响。

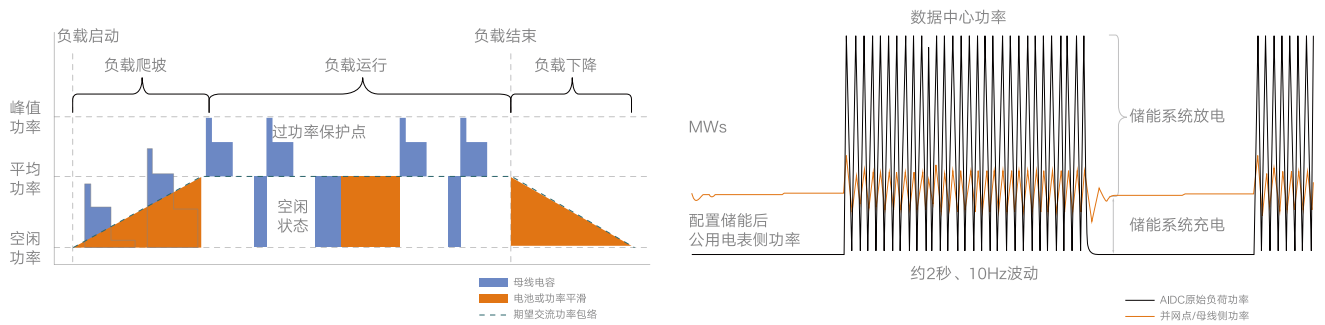


图29 AIDC原始负荷曲线 vs 储能平滑后并网点曲线

■ 并离网切换控制策略

基于并离网切换工况，对电压、电流和有功功率波形进行验证，展示系统在外部电网异常或切换过程中维持关键母线稳定的能力，降低切换过程对AIDC关键负荷的影响。

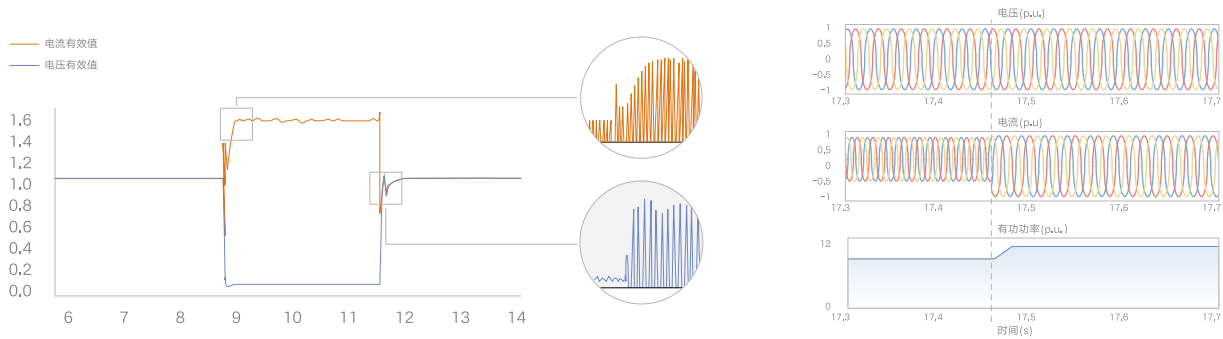


图30 AIDC 并离网切换与故障支撑验证

■ 大规模黑启动

基于极端停电后的系统恢复工况，展示储能作为电压源建立稳定母线电压，并配合分级带载策略恢复关键负荷的过程。该能力用于缩短极端故障后的恢复时间窗口。

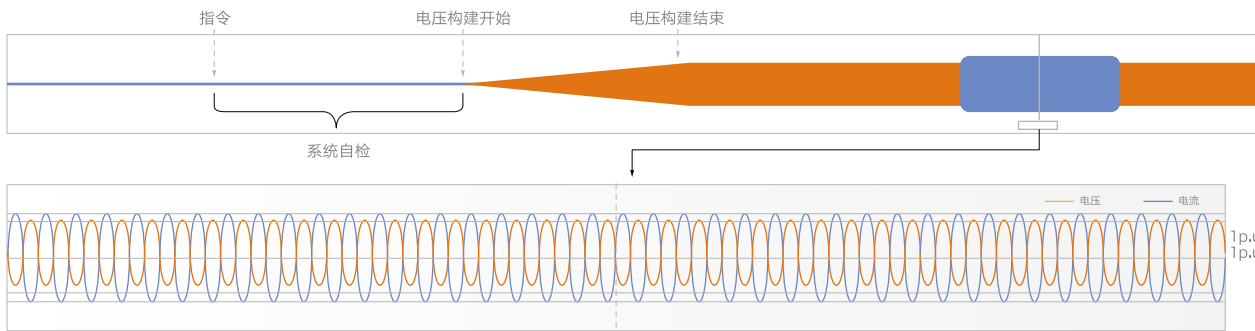


图31 黑启动与关键负荷恢复时序验证

(2) 脉冲负荷容量动态运营 原生光储充一体化方案

“充电+光伏+储能”高功率补能站点是行业共识。但在实际运营中，充电负荷呈现明显的脉冲型特征：车辆到站时间随机、单次功率高、短时冲击强，容易造成站端容量峰值抬升和配网冲击。与此同时，光伏发电与充电需求的时间错配，储能又需要在光伏大发时充电、充电高峰时放电、电价低谷时补能等多目标之间动态平衡。三个系统若各自运行，表面具备“光、储、充”要素，实际难以形成真正的动态容量运营能力。

原生光储充一体化方案

面向高功率、高脉冲补能场景，有效的光储充方案不应只是设备组合，而应以储能作为站端动态容量池，以EMS作为站级调度中枢，将光伏发电、电网购电、储能充放电、充电负荷和电价策略等纳入统一优化逻辑，形成“光、储、充、价、荷”协同运行的站端运营系统。

在“S+储能”实践中，光储充一体化方案通过EMS与云平台协同，实现光伏、储能、充电设备及电网交互的统一管理，使站点从分散设备接入，升级为可观测、可预测、可优化的一体化运营系统。

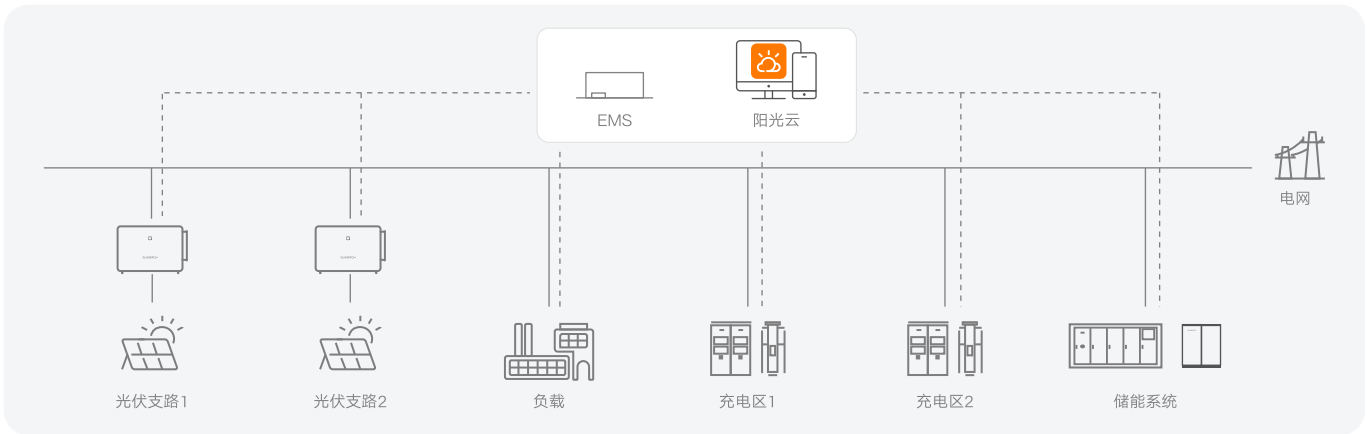


图32 光储充一体化方案概念图

方案优势

统一策略，协同调度：光、储、充在EMS统一策略下协同调度，避免“能量调度”和“充电运营”割裂。

运营闭环，提升站端收益：通过电价策略、功率分配和用户侧体验联动，使站端运行从单点设备控制走向整体运营优化。

动态容量，支撑高峰补能：储能作为站端动态容量池，可在高功率补能时段快速支撑负荷波动，提升站点可用功率与补能体验。

支持动态扩容，无需扩容变压器：配储充电站可灵活使用储能储存电能，减少对公用电网的依赖，从而降低高成本的电网改造需求。

应用价值

**不依赖市电**

根据光伏出力、电价时段和充电需求主动安排储能充放电，提升站端用能主动性。

**高峰补能更稳**

储能作为动态容量池，在高功率补能时段提供快速支撑，缓冲充电负荷冲击，提升高峰时段可用功率和用户补能体验。

**运营收益更优**

全链打通电价策略-功率分配-用户体验，减少高峰购电压力，提升本地绿电利用，使站端收益更稳定。

河南新蔡重卡充电站动态容量运营实践

光伏：3MW | 储能：5MW/10MWh | 充电桩数量：12 | 单桩功率：400kW



图33 河南新蔡重卡充电站

该项目受光伏出力波动和重卡集中充电影响，站内存在光伏消纳不足、市电依赖较高、充电负荷波动大等问题，导致用电成本和收益稳定性承压。

采用阳光电源光储充一体动态容量方案，阶段性运行结果显示，项目投运后客户月收入由约10万元提升至26万元，收入达到原来的约2.6倍。该案例表明，在光伏与高功率补能负荷并存的场景中，储能可作为动态容量池，配合EMS提升绿电消纳、补能支撑和收益稳定性。

(3) 源网荷储协同运营 零碳园区复合价值协同方案

零碳园区是典型的多负荷复合型场景。园区能源管理面临“多目标”困境——降本、减碳、保供、收益，一个都不能少；且目标之间又存在博弈，园区内生产、办公、空调、充电等负荷叠加，容易形成峰值需量高、负荷波动大和容量利用率低等问题。此外，分布式光伏、储能和柔性负荷分散运行，难以统一参与绿电消纳、需求响应、辅助服务及电力市场交易，导致资源利用率不足、收益来源单一。

园区源网荷储一体化协同方案

面向多负荷复合型的园区场景，有效方案不应停留在单点节能降费，而应以储能为动态调节中枢，协同 EMS、VPP 聚合平台和能碳管理能力，对园区内光伏、储能、柔性负荷及电网交互进行统一建模、预测和优化调度。

在“S+ 储能”实践中，源网荷储协同方案可在园区内部实现削峰降需、绿电消纳、容量优化和能碳协同；在具备市场机制的区域，进一步拓展需求响应、辅助服务和电力交易收益，推动园区从单点节能降费走向源网荷储一体化运营。

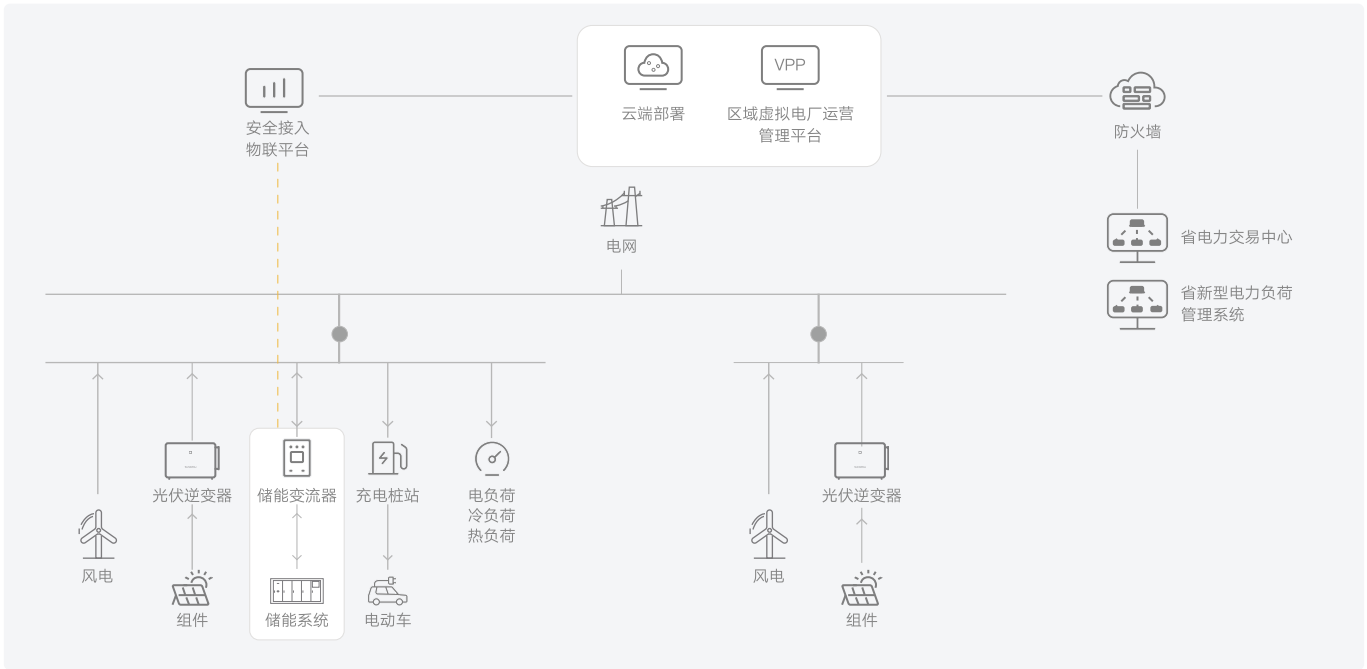


图34 零碳园区源网荷储协同架构图

方案优势

多能协同：对风、光、储、余热、柔性负荷等资源进行统一建模和协同调度，提升园区源荷匹配效率。

聚合运营：通过VPP聚合平台释放多资源协同潜力，在条件具备的市场中拓展需求响应、辅助服务和电力交易收益。

应用价值

降需求、缓容量

通过削峰降需和柔性调度，降低峰值负荷对容量配置和需量费用的压力。项目实践显示，需量费用可降低约15%。

促消纳、优能碳

云边协同优化，支撑园区降碳及收益优化。相关实践显示，园区综合收益提升5%。

拓市场、增收益

在具备电力市场机制的区域，提升资源利用率，收益市场化收益具备5%-10%的增量空间。

河南20MW/40MWh园区分布式储能项目

该项目面向园区需量管理与源网荷储协同运营需求。项目负荷波动不规律，固定需量控制难以匹配现场实际用能变化，客户希望通过储能降低100kV进线需量费用，并为后续参与电力市场交易预留能力。

“S+储能”方案通过EMS动态需量预测与控制，结合高精度控制电表，实现对园区负荷变化的快速感知与灵活调节，提升储能利用效率。项目实践显示，方案可帮助客户降低需量费用约8%~15%，并提升新能源消纳率约5%。



图35 项目零碳园区管理系统图

2.2 离网型场景

源、网、荷是储能应用的三个基本场景域；微网不是与其并列的第四个场景域，而是源、网、荷在局部边界内深度耦合后形成的自治型能源系统。

微网之所以会在不同场景中出现，本质上源于大电网存在的三类受限：一是覆盖受限，偏远地区或特殊作业场景电网难以到达；二是经济受限，电网延伸或扩容成本高于本地供能；三是可靠性受限，关键负荷对供电连续性和韧性要求超出电网保障能力。当并网不满足需求，储能便从配套升级为生命线——源侧微网实现供能自治，荷侧微网实现用能自治等。



2.2.1 微+储 | 离网自治供能方案

面向这类场景，一套有效的离网自治供能方案应具备成网、稳网、保供和自恢复能力：既能协同风、光、柴/燃气、储和关键负荷，又能在本地风光波动、负荷冲击、燃料补给受限和少人值守条件下维持自治运行。

受篇幅所限，本章节不试图穷尽所有微网类型，而是以高复杂度、高可靠性要求、高能耗负荷的矿山微网为典型场景展开。矿山微网多处于弱/离网或远离主网条件，叠加重载冲击、连续生产、新能源替代和少人值守等多重约束，集中体现“微+储”场景的核心矛盾：既要降碳降本，更要稳定供电、故障隔离和快速恢复，是检验储能成网、稳网、保供和自恢复能力的高强度场景。

矿山、油田的新能源替代，叠加弱/离网、重载冲击、连续生产目标等，其背后不仅是一系列复杂技术和工程问题，更是“经济账+技术账”的双重约束问题。有效方案需要将光伏、风电、储能、柴油/燃气机组、电网接口和关键生产负荷纳入统一调度，避免多类设备分散运行造成容量配置粗放、源荷协同不足和故障边界扩散。

矿山微网自治供能方案

在“S+ 储能”实践中，矿山微网方案以储能系统、微网控制器作为稳定控制中枢，以 EMS 作为能量管理与优化调度中枢，协同风、光、储、柴油 / 燃气机组及关键生产负荷，构建覆盖规划、交付、运行和运维的弱 / 离网自治供能体系。方案通过全时序仿真与源荷预测优化容量配置、构网型储能支撑电压 / 频率 / 惯量稳定、“五重防控体系”等，共同提升复杂工况下的系统韧性。

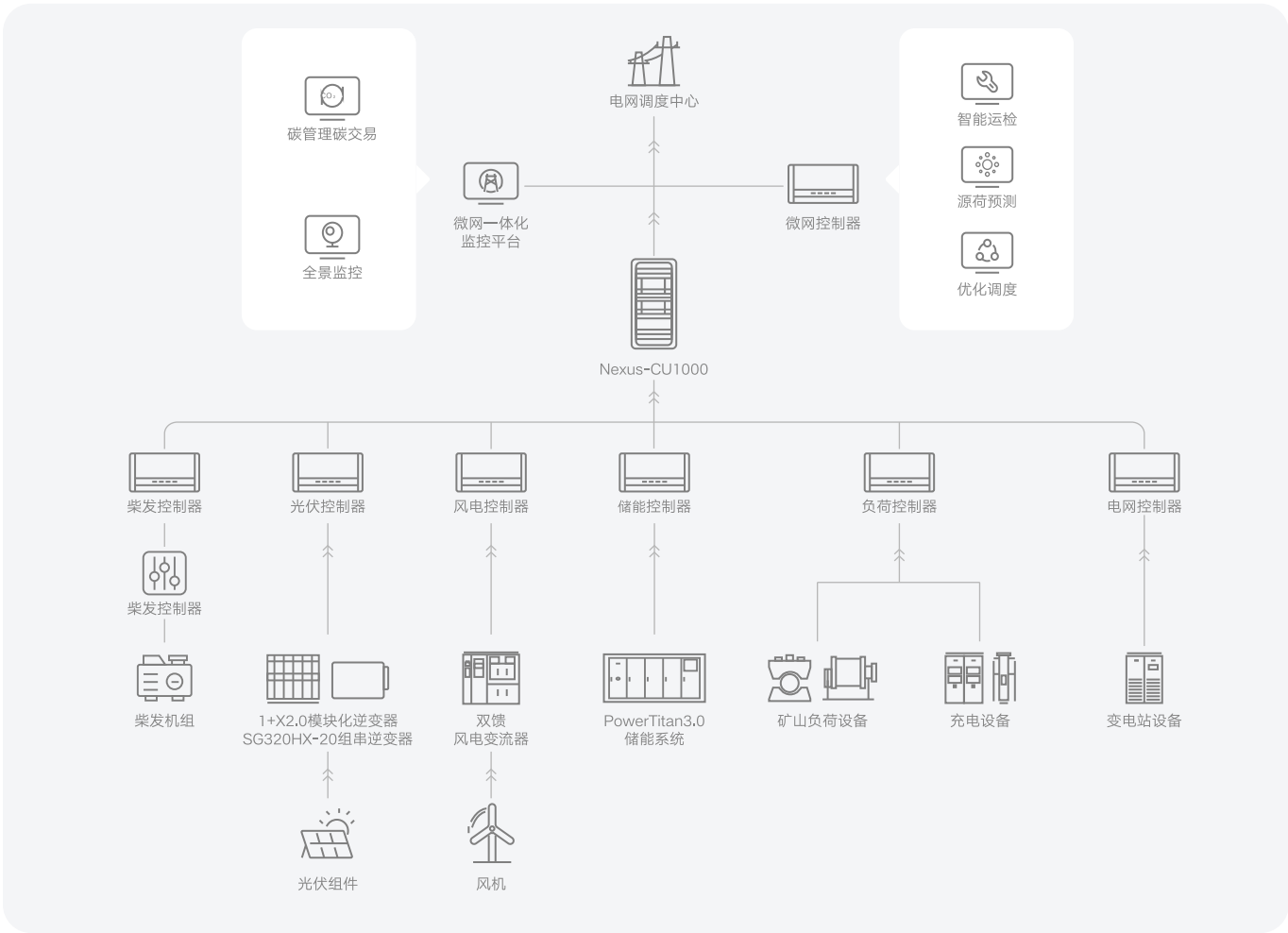


图36 矿山生产韧性供能微网方案拓扑



图37 五重防控体系机制

方案优势能力及价值

高精度风光/负荷预测，持续稳供：通过AI融合建模与实时自适应预测算法，减少电力短缺事件 > 80%，提升负荷预测精度 > 10%，保障关键性负载持续可靠供电。

局部故障不过界，关键负荷不断供：在重大故障场景下，通过多电压源协同控制和自动故障解列，把故障压在局部、把关键负荷保下来，避免小故障拖成大停产。

极端停电后分钟级复供，缩短停产窗口：在极端全站停电情况下，通过场站级带载黑启动方案，支持在分钟级实现GW级自主构网与供电恢复，最大限度减少停产损失，保障矿山生产安全、持续运行。

澳大利亚Kathleen Valley偏远离网矿山项目实践应用 17MW光伏+17MW/20MWh储能+30MW风能

Kathleen Valley是典型的偏远离网矿山连续生产场景。项目远离主干电网，需依靠本地微网支撑选矿厂、营地及地下矿山等负荷运行；同时，项目又要求在启动阶段实现较高比例可再生能源供电。其核心挑战不是简单“用新能源替代柴油”，而是在风光出力波动、储能状态、热机启停和连续生产负荷之间实现实时平衡，既保障矿山生产稳定，又最大化可再生能源消纳和低碳运营价值。



图38 澳大利亚最大矿山微电网项目

阳光电源矿山微网方案，通过光伏、风电、储能协同运行，使项目在高风光资源下实现“Engine Off”（热机停开、系统由可再生能源供电）运行，报告期内实现超过80%的可再生能源渗透率，高于原定的60%目标，其中有记录连续3天实现100%可再生能源供电。分钟级实现黑启动，为矿区应对极端故障和生产恢复提供更高韧性保障。该案例表明，在弱/离网场景中，储能可作为高比例新能源微网的动态调节资源，支撑矿山连续生产、降低热机依赖，并提升低碳运营确定性。

2.2.2 微+储 | 离网自治用能方案

(1) 水/陆移动微网 离网自治用能方案

与矿山微网这类固定型自治供能场景不同，水/陆移动微网面对的是“负荷在移动、场景在变化、电网不可依赖”的离网用能问题。水上场景中，船舶运输面临燃油成本、排放约束和电动化升级需求；陆上场景中，矿山、油田勘探试采等临时作业仍高度依赖柴油发电，存在高能耗、高成本、高排放问题。因此，水/陆移动微网的核心，不只是“把电带过去”，而是在移动、临时、弱网或无网条件下，为关键负荷提供可快速部署、可安全转运、可独立成网、可低碳替代的自治用能能力。

水/陆移动微网对储能系统提出的是“系统自身能力+场景协同能力”的双重要求。一方面，储能系统需要具备离网构网、电压频率支撑、结构强化、环境耐受、安全防护和快速部署能力；另一方面，也需要与风、光、柴发、岸电/电网补能、移动载具及关键生产/运输负荷实现快速接入与协同运行。因此，这类场景需要的不是可移动的储能设备，而是覆盖补能、转运、部署、构网和供电全过程的移动自治用能系统。

水/陆移动微网自治用能方案

在“S+储能”实践中，水/陆移动微网方案以储能系统为移动构网电源，以车载、船载和吊装转运系统等为支撑载体，面向船舶电动化、矿山/油田勘探试采、临时作业点等场景，与风、光、柴发、岸电/电网补能及关键生产/运输负荷实现快速接入和协同运行，构建覆盖补能充电、移动转运、现场部署、离网构网和持续供电的移动自治用能体系。

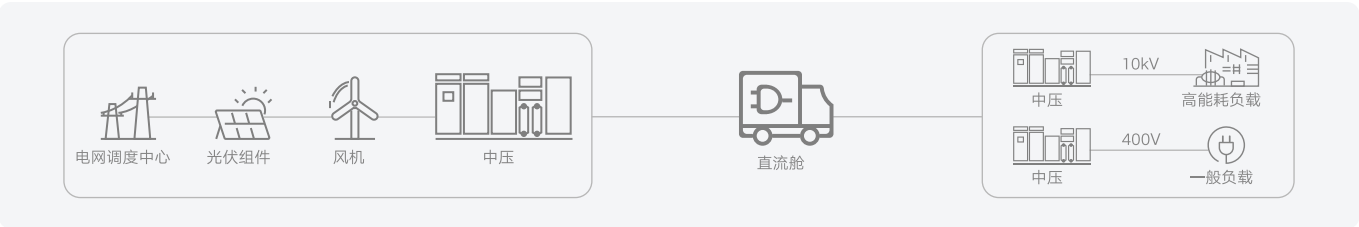


图39 车载移动微网方案拓扑

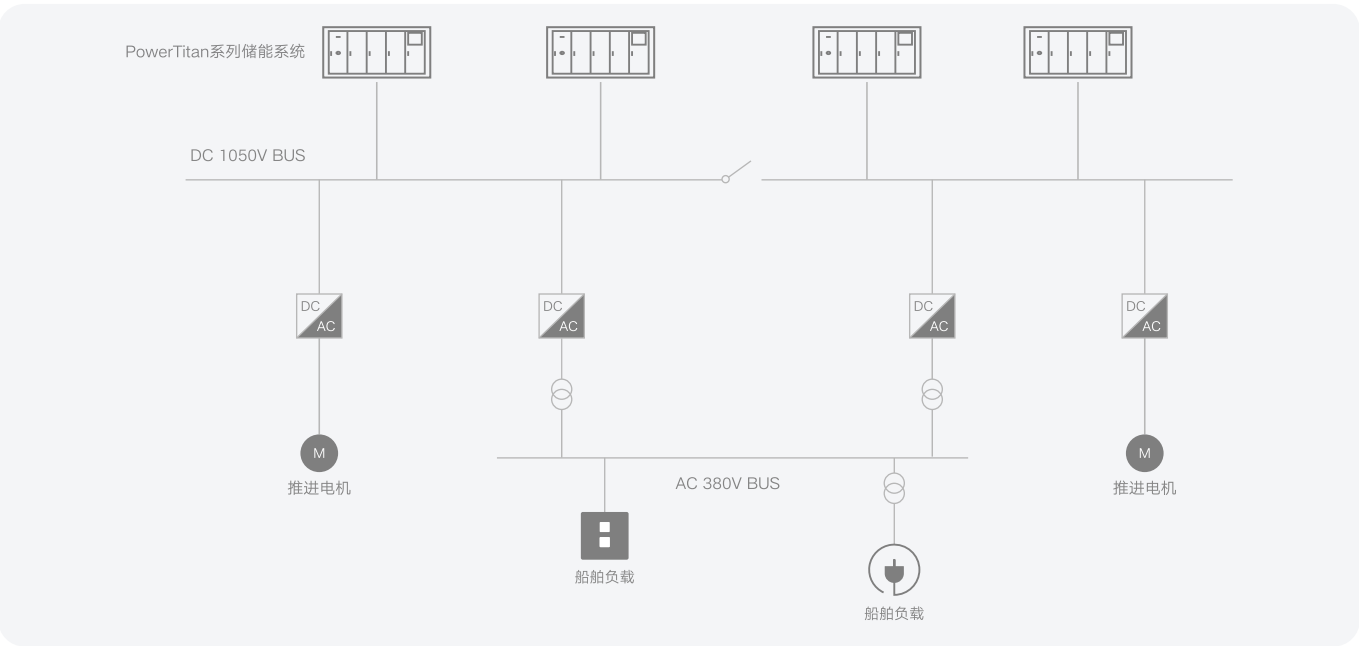


图40 船舶移动微网方案拓扑

方案优势

弱网构网，多机无感替换：在弱网、无网或临时作业条件下，储能系统可持续构网运行，支撑电压、频率稳定；通过EMS与PCS协同，实现多机轮转供电、频繁插拔和无感替换，保障关键负荷连续运行。

结构强化，适应转运工况：面向吊装、撬装、车载、船载等移动方式，强化结构强度、抗震防护、接口可靠性和频繁插拔适应能力，降低运输与现场部署风险。

多源接入，降低柴油依赖：支持与风、光、柴发、岸电/电网补能等多类能源接口快速接入，在保障供电连续性的同时，减少燃油消耗和碳排放，提升移动作业和船舶运输场景的低碳运营能力。

移动成网，快速部署：支持在船舶、探矿、试采、临时作业点等场景快速建立局部供电系统，为移动负荷提供独立、可靠的电力支撑。

环境耐受，适配复杂场景：针对水上高湿、盐雾，陆上粉尘、震动、高低温等复杂环境，提升系统防护等级、热管理能力和运行稳定性。

2.3 跨场景通用能力，“S+ 储能”的基础支撑力

场景差异决定方案差异，但交付效率、高效运行、运维便捷和安全可靠，是所有场景共同关注的能力要求。无论进入源、网、荷、微哪类场景，储能项目始终都要回答四个问题：能不能交付、高不高效、安不安全、运不运得久。

基于全栈自研、系统集成和长期工程实践，“S+储能”将工程化交付、系统级高效、智能运营运维和全维安全，沉淀为跨场景通用能力。这些能力不直接定义某一个具体场景，却决定了差异化方案能否稳定落地、持续运行并兑现价值。

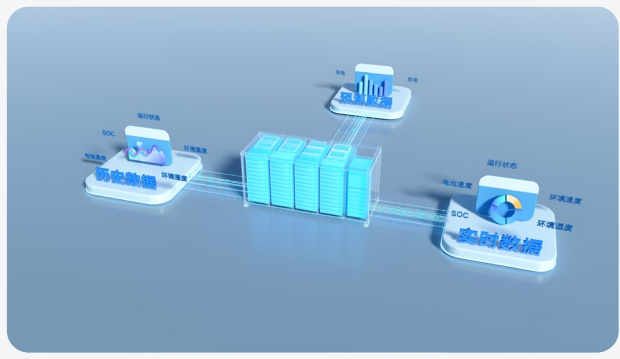
工程化交付 | 将复杂项目交付转化为可加速的工程能力

通过模块化设计、预装预调、标准化接口和智能化交付平台，将大量现场工作前置到工厂端，减少安装、调试和联调不确定性，提升大体量项目的交付效率与并网速度。



系统级高效 | 从单机指标延伸为站级可兑现能力

通过高效率PCS、仿生热平衡技术、整站协同散热结构设计、多级SOC均衡管理等，降低充放电损耗和运行偏差，使效率优势在整站运行中持续兑现。



智能运营运维 | 从被动维护走向主动运营

依托本体智能、设备状态感知和PowerDoctor电站健康诊断系统，对关键设备与系统运行数据进行持续分析，贯通监测、预警、诊断与优化，提升系统效率与资产可用率，降低非计划停机风险。



全维安全 | 构建空间全层级 + 时间全周期的全维安全体系

空间上实现从电芯、PACK、簇、舱、场站到电网的全域覆盖，打破设备孤岛；
时间上贯穿设计、制造、运输、安装、运维、退役全生命周期，将 “安全是设计出来的” 理念贯穿始终。



2.4 “S+ 双擎底座”：产品同源 × 平台闭环

面对场景深度分化带来的不确定性，“S+ 储能”之所以能够跨源、网、荷、微多场景，实现“一景一策”落地，依靠的不是单点产品能力，而是全链路同源产品与平台化能力闭环共同构成的“S+ 双擎底座”——前者决定有没有“策”的基础，后者决定能不能生成“策”、落实“策”、兑现“策”。



1 全链路产品“硬底座”：“策”的基础

全链路同源产品是“S+ 储能”的“骨骼与肌肉”。“一景一策”的前提，是场景需要什么就能拿出什么——品类不全则无策可配，系列不深则配而不准，设计不同源则配而跑不通。

品类全，拿得出：产品横跨光伏逆变器、风电变流器、储能系统、电解水制氢系统及充电设备等新能源全品类，面对复合场景需求，需要什么就能拿出什么——自由组合，不受品类短板制约。

系列深，匹配准：产品平台化设计，拒绝“一款产品包打天下”。每个品类都有足够纵深的产品系列，如储能产品实现全场景纵深覆盖——PowerTitan系列电力储能产品，PowerStack系列工商业储能产品，PowerKeeper系列小型商业储能产品等，可基于场景需求精准匹配，而非凑合。

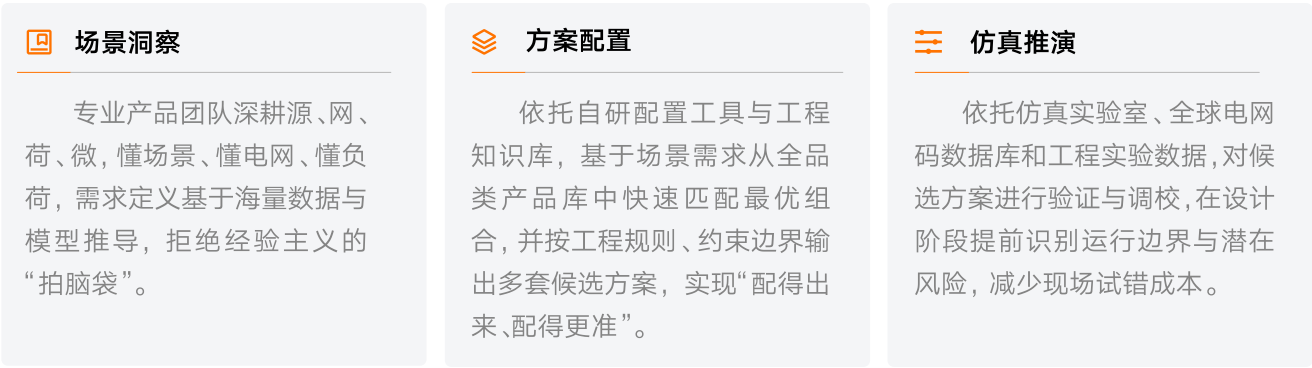
同源设计，跑得顺：品类齐全只是基础，跑得通顺才是关键。技术语言同源、设计规范统一、控制逻辑同根。设备之间天生适配，在统一框架下原生互联，让复杂的多能耦合天然跑得通、跑得顺。全链路不是“什么都有”，而是“什么都畅通”。

品类全决定了“策”能不能配出来，系列深决定了“策”配得准不准，同源设计决定了“策”配出来能不能跑得顺——三者缺一，策就停在纸面上。

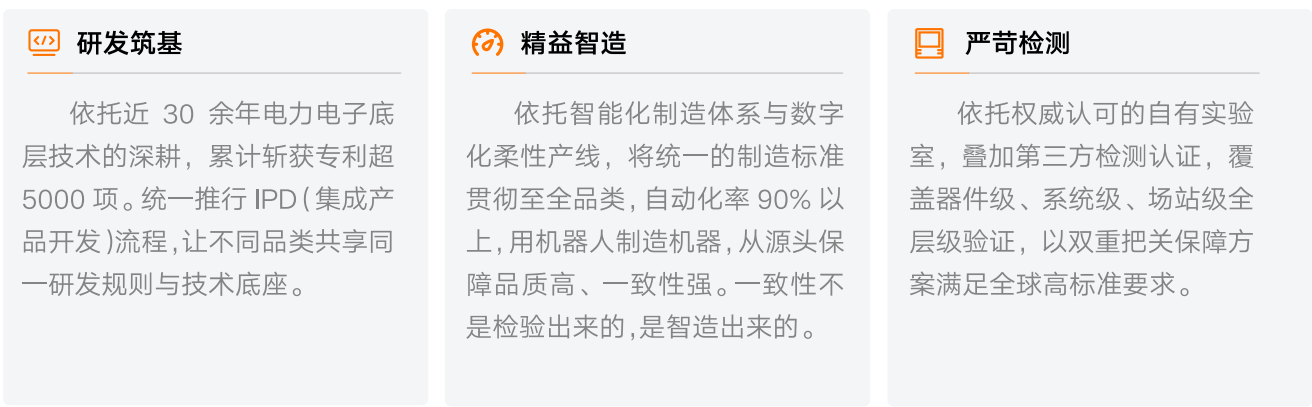
2 平台化“软底座”：生策、落策、兑策

平台化闭环能力是“S+储能”的“大脑与神经”。硬底座解决了“有什么”，软底座解决的是“怎么策”——从场景理解到方案生成到价值兑现的完整链路。“策”不是想出来的，是链路跑出来的。

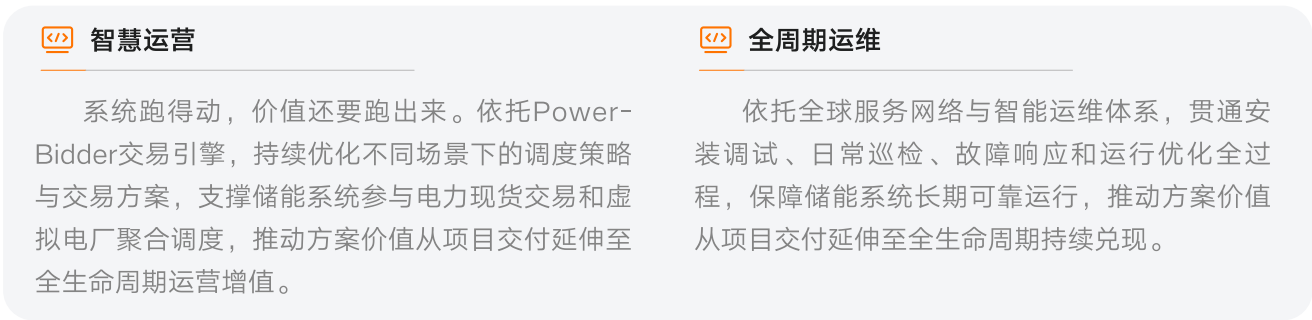
● 生策：洞察发现问题，配置生成方案，仿真验证可行



● 落策：研发、智造、检测把策变成可交付的现实



● 兑策：全周期营维持续兑现价值



八大底层能力环环相扣——洞察定义需求，配置生成方案，仿真验证可行，研发兑现设计，智造保障一致，检测守住底线，运营兑现收益，运维保障运行。硬底座确保策有据可配、配而能跑，软底座确保策能生、能落、能兑。双擎合一，方能千景通、一景深。

本章小结

多元场景下，标准品打天下的时代已结束。不是因为产品不够好，而是场景复杂到无法依靠单一产品兜底。场景之间的差异，表面上是应用边界不同，本质上是场景价值的不同。“S+储能”的核心，场景在前、储能在后，场景定义方案，持续兑现价值。

只有全链路能力，才能解全场景的题。支撑阳光电源成为“多元复杂场景解题专家”，驾驭万千场景的底气，来自“S+双擎底座”——全链路同源产品硬底座决定方案跑不跑得起来，平台化闭环软底座决定方案跑不跑得准、跑不跑得久。双擎合一，方能千景通、一景深。

不止驾驭今天的场景，更能驾驭未来不确定场景。“S+储能多元场景方案”交付的不只是储能柜，不只是一套系统方案，而是面向不同场景，可持续兑现的价值。



03

储能多元场景适配能力模型与等级



不同企业进入同一场景，表面上都能完成设备接入，但在场景识别、系统协同和价值兑现上的能力层级并不相同。基于多元场景项目实践和系统能力沉淀，本白皮书尝试提出一套储能多场景适配能力成熟度模型，为行业评估储能方案的场景适配深度与价值兑现能力提供参考框架。

3.1 储能多元场景适配力 3S 模型

多场景适配能力不是单一维度的能力堆叠，而是由三大能力主轴构建成的三维体系：

- S1 场景定义能力：**从场景约束出发定义方案的能力，而非从产品出发拼凑方案。
- S2 系统协同能力：**让多子系统在统一框架下协同运行的能力，而非各自为政。
- S3 持续兑现能力：**在项目全生命周期持续兑现价值的能力，而非交付即止。

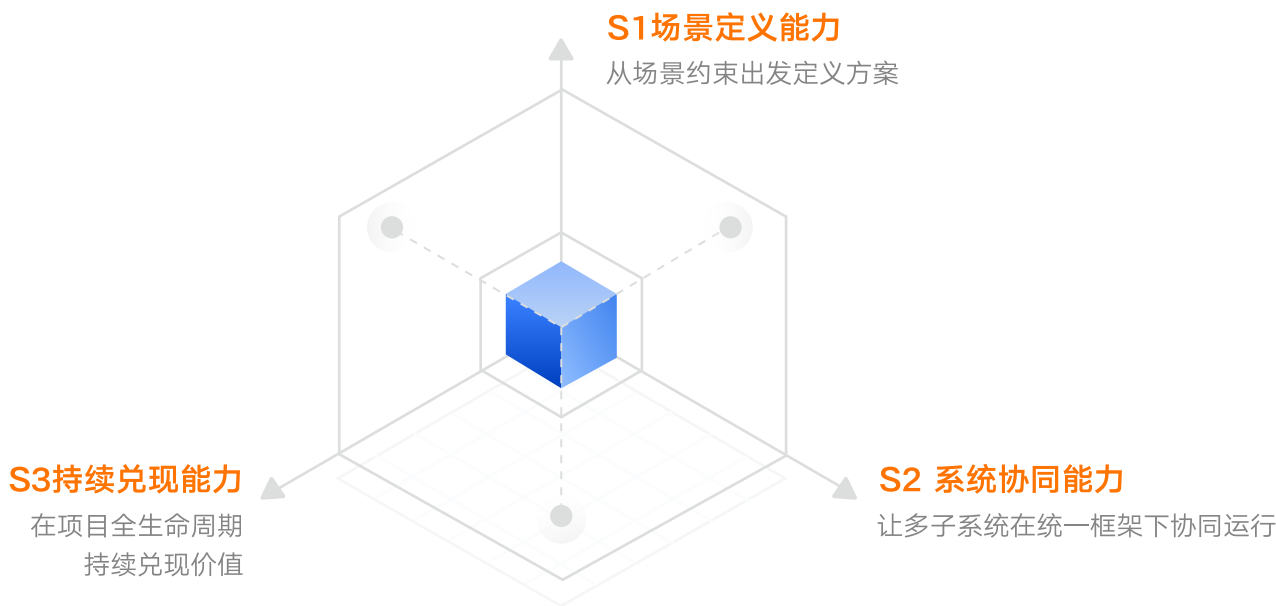


图41 多场景适配能力成熟度模型®

3.2 储能多元场景适配能力等级

基于S1、S2、S3三维能力主轴的成熟程度，储能方案的场景适配能力可划分为四个等级。需要说明的是，不同等级反映的是能力形态与适用边界的差异，并不等同于对方案价值的简单高低排序——不同场景阶段、不同项目需求，对能力等级的要求不同。但从趋势看，场景越复杂、价值诉求越复合，对高等级能力的需求越迫切。

⑥三者不是并列罗列，而是从场景识别、系统组织到价值实现的递进闭环：没有场景定义，协同容易失焦；没有系统协同价值难以落地；没有持续兑现，方案优势无法转化为长期客户价值。

36

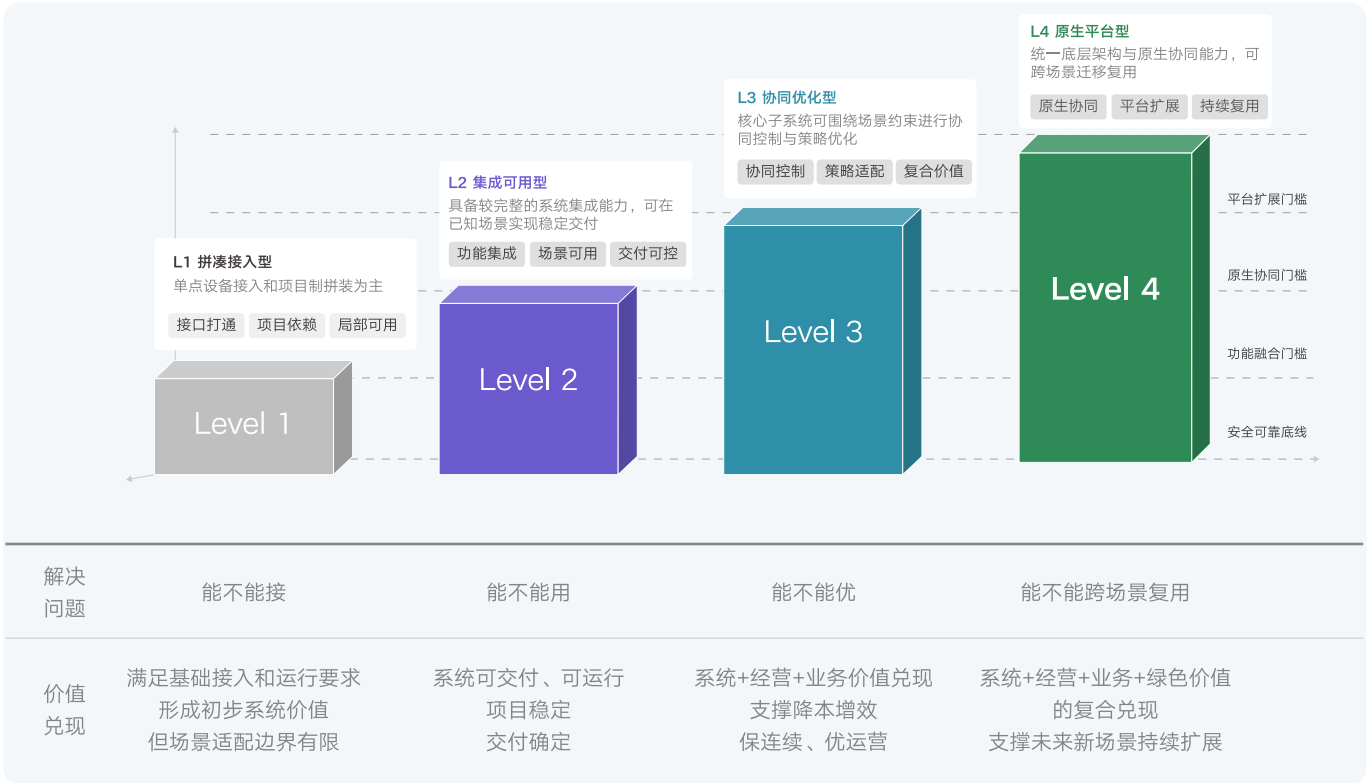


图42 多场景适配能力成熟度模型

Level 1 拼装接入

项目靠多个厂家设备拼装完成，各子系统独立运行，接口打通即视为交付。整套方案是接入的，不是集成的。

典型特征：接口协议现场协商，控制策略各写各的，故障边界不清、溯源困难。

适用场景：功能需求单一、系统复杂度低的配储项目。

能力边界：满足基础并网和功能可用；场景一旦复杂，问题快速放大。

价值兑现：基础系统价值——能接上，但跑不稳。

Level 2 集成可用

具备系统集成能力，能在已知场景中稳定交付。但系统协同程度有限，优化依赖经验与现场调试，换一个场景就要重新来过。

典型特征：功能可交付、运行可保障，但策略是写死的、效率是标称的、收益是理论。

适用场景：场景相对固定、优化空间有限的项目。

能力边界：项目能跑，但跑不出场景的完整价值。

价值兑现：完整系统价值——建成了，跑得稳，但跑不优。

Level 3 协同优化

核心子系统（电芯、PCS、BMS、EMS、热管理、云平台）在统一数据与控制框架下协同运行，策略可随场景动态调整，收益可优化、寿命可管理、运行可调度。

典型特征：交易策略联动设备状态，充放电策略联动市场机会，故障预警联动运维决策——策略不是写死的，是长出来的。

适用场景：多目标耦合、需要持续优化的复杂场景。

能力边界：从系统价值延伸到经营价值，但每进入新场景，仍需较长的定制周期。

价值兑现：系统价值 + 经营价值——不只保运行，能优化、能增值。

Level 4 平台原生

统一底层架构与原生协同能力可跨场景迁移复用。面对新场景，不需要从零定义方案，而是在已有能力底座上完成场景识别、方案配置和价值兑现。

典型特征：新项目交付周期显著缩短，场景策略模块化组合，核心能力在项目中持续沉淀和进化——不是每次重新搭，是在同一套底座上长。

适用场景：场景快速迭代、未来不确定的多元需求。

能力边界：实现韧性保供、收益增值、业务连续和低碳合规等价值复合兑现。

价值兑现：复合价值——不是做了多少项目，而是每一类新场景，都能用同一套能力兑现出不同的价值。

本章小结

场景可以不确定，底座必须够确定。多场景适配不是场景方案的简单叠加，而是一套从能力成熟到价值兑现的跃迁体系。L1解决接入，L2解决可用，L3解决优化，L4解决复用——能力等级越高，储能越能从基础系统价值走向复合场景价值。

对“S+储能”而言，真正的多场景适配，不在于过去覆盖了多少场景，而在于面对新场景时，能否用同一套底层能力完成约束识别、系统组织、协同控制和价值兑现。

C4

展望

面向未来，我们判断储能行业将经历三个深刻变化：其一，场景分化将进一步加速，细分场景的数量可能超过大多数人的想象，储能将是无数市场；其二，“设备能力”将让位于“场景价值”，能否兑现价值，将成为衡量储能方案优劣的核心标准；其三，行业集中度将显著提升——只有真正具备全栈能力的企业，才能穿越周期，“拼”方案的时代会过去，“长”方案的能力不会。储能的世界，正从“千篇一律”走向“千景千面”。单一设备的竞争已成过去，以场景定义的系统能力竞争已然到来。

场景千差万别，底座始终如一。阳光电源，30年新能源深耕，构建了“风光储电氢”全链路协同能力——不是产品矩阵的堆叠，而是同一技术基因、同一数据底座、同一控制框架下的原生融合。我们深刻理解电力系统在各种场景下的运行逻辑与真实痛点。

“S+储能”，是对储能未来发展的回答：以场景为锚，以系统为基，以价值为本。

储能不是终点，而是通向零碳未来的必由之路。阳光电源愿与全球合作伙伴一起，共同书写储能产业的新篇章。



让人人享用清洁电力
Clean power for all

阳光电源股份有限公司
中国合肥市高新区习友路 1699 号
邮编：230088
总机：0551-6532 7878, 7877
网址：www.sungrowpower.com
销售热线：
400 119 7799
邮箱：sales@sungrowpower.com



阳光 光储充官方微信