

中国工业微电网发展白皮书

主编单位：中国化学与物理电源行业协会
编写单位：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会课题组
学术支持：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会专家委员会
时间：2025年3月



中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
秘书处联系人：李湘 13661266197



本报告编写人员名单

主 编：王泽深

副主编：陈永翀 符惠群 刘 勇

主要参编人员（以下排名不分先后）：

冯彩梅 禾 木 裴丽娟

王虎斌 潘 望 刘亚珍

刘伯洵 吴 涛 冯思遥



CONTENTS

目录

一、发展现状	1
1.1 技术简介	1
1.2 技术分类	2
1.3 主要特点	3
1.4 发展现状	3
二、政策梳理	7
2.1 国家政策	7
2.1.1 微电网相关政策	7
2.1.2 储能相关政策	8
2.1.3 电力市场相关政策	12
2.2 地方政策	15
三、行业标准	17
3.1 现有标准梳理	17
3.2 标准化工作建议	19
四、技术环节	21
4.1 规划设计	22
4.2 系统装备	23
4.3 运行控制与保护	26
4.4 能量管理	27
4.5 建模仿真	29
4.6 评价管理	30
五、模式分析	31
5.1 微电网盈利模式	32
5.2 微电网商业模式	35
5.3 典型应用场景	36
六、经济性分析	41
6.1 区域经济性情况	41
6.2 经济性分析方法	42
6.3 典型项目经济性情况	45

七、市场情况	47
7.1 地域分布	47
7.1.1 省份分布	47
7.1.2 区域分布	48
7.2 容量分布	50
7.3 应用分布	51
7.3.1 离网型微电网	51
7.3.2 储充 / 光储充微电网项目	53
7.3.3 分布式光伏 / 风电配储微电网项目	55
八、典型项目	61
8.1 国家级示范项目	61
8.2 典型应用项目	62
九、发展意义及前景分析	77
9.1 工业绿色微电网是实现工业用能绿色低碳转型， 助力碳达峰、碳中和的关键举措	77
9.2 工业绿色微电网是未来工业电力系统的主要发展方向， 其发展将成为助力我国电力市场改革的重要环节	78
9.3 光储充等硬件形态完备， 为工业绿色微电网发展提供技术支撑	79
9.4 电力市场交易制度加速完善，多地拉大峰谷电价差， 为工业绿色微电网发展提供机制保障	80
9.5 盈利模式明确，为工业绿色微电网发展提供经济基础	80
9.6 用户直接参与电力市场交易，企业配置微电网意愿增强， 推动工业绿色微电网产业发展	81
十、发展建议	83
10.1 工业绿色微电网发展方向	83
10.2 工业绿色微电网面临的挑战	84
10.3 工业绿色微电网发展建议	86
附件、工业和信息化部工业绿色微电网典型应用场景与案例 ..	89

一、发展现状

工业绿色微电网是指工业园区内主要电力供应来源为低碳电源的微电网，是由分布式绿色电源（发电）、工业用电负荷（用电）、必要的配变电设施（配电）及储能装置等组成的，可实现自主控制和管理的中小型电力系统。发展工业绿色微电网在实现工业用能绿色低碳转型，助力碳达峰、碳中和，提高电网灵活性与可靠性等方面具有重要的现实意义。

1.1 技术简介

微电网是由分布式电源、储能装置、能量转换装置、负荷、监控和保护装置等组成的小型发配电系统。典型的微电网结构和传统电力系统的结构相似，以微电网的形式将分布式能源连接到配电网是有效利用分布式能源的方法之一。各种分布式电源通过电力电子装置及配套的控制器与电网相连，在控制器的作用下，各分布式电源的出力得以协调，微电网的整体出力得以平滑。对于电网来说，微电网可视为电网中的一个可控元件，既能作为可控电源向电网提供电能，又可作为一般电力负荷从电网吸收功率。对于用户来说，微电网是一个具有较高灵活性和可靠性的供配电系统，能够满足用户多样性的供电需求。

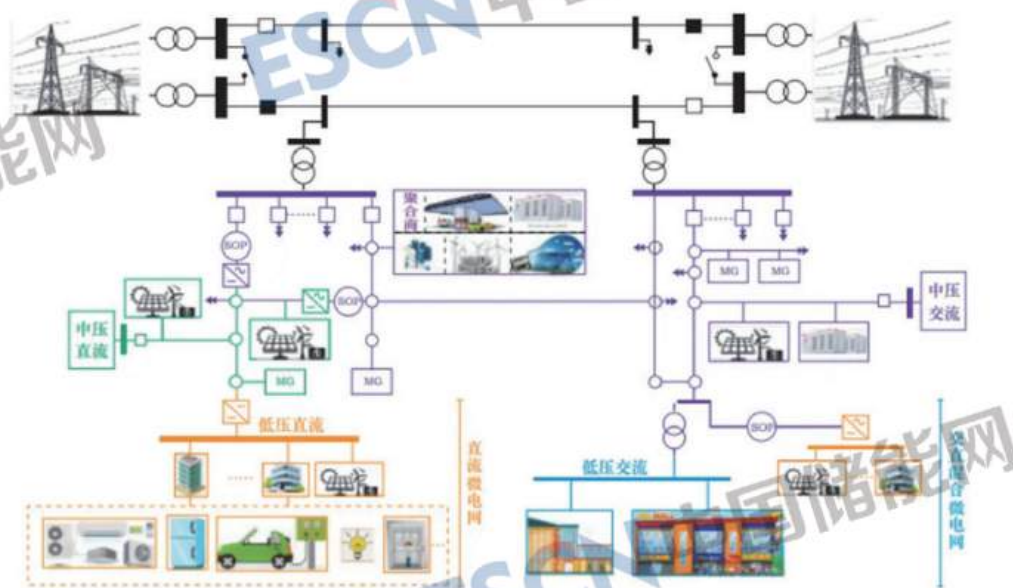


图 1-1 微电网结构示意图

微电网可以应用于居民、工商业、特殊保障性机构、孤岛地区等场景。微电网应用于小区、村庄等，可以削峰填谷、提高住宅智能化水平；应用于企业、商场等工商业场景，能够给企业大幅降低能耗成本，同时兼顾环境效益，并保证电网安全稳定运行；应用于军事基地、机场、信息中心等政府机关，可以使其不依赖于市电，保证重要负荷不间断供电；应用于山区、海岛等偏远地区，具有安装地点灵活的优点，同时可以因地制宜利用当地资源，并弥补大电网的不足。

1.2 技术分类

微电网的分类可以从多个维度进行，具体分类如下。

(1) 按照是否与大电网连接，微电网可分为：并网型微电网和离网型微电网。其中，并网型微电网有大电网支撑，自发自用，余电上网；大电网停电时能短时间供电；技术难度相对略低；建设目的通常为提升新能源消纳、整体经济效益。离网型微电网则完全依赖新能源/发电机组供电，大型离网系统技术难度较高（稳定供电以及维持频率）；通常在缺电、无电地区的刚性供电需求下建设。

(2) 按照电网类型划分，微电网可分为交流微电网、直流微电网、混合型微电网。

(3) 按照电压等级划分，微电网可分为：低压（400V-1kV）、中压（1-35kV）、高压（35kV以上）。

(4) 按照规模划分，微电网可分为：小型（电网容量 < 500kVA）、中型（500kVA ≤ 电网容量 < 6MVA）、大型（电网容量 ≥ 6MVA）。

1.3 主要特点

与大电网相比，微电网具备以下基本特征：

(1) 微型。主要体现在电压等级低，一般在 35 千伏及以下；系统规模小，系统容量（最大用电负荷）原则上不大于 20 兆瓦。

(2) 清洁。电源以当地可再生能源发电为主，或以天然气多联供等能源综合利用为目标的发电型式，鼓励采用燃料电池等新型清洁技术。

(3) 自治。微电网内部具有保障负荷用电与电气设备独立运行的控制系统，具备电力供需自我平衡运行和黑启动能力。

(4) 友好。微电网与外部电网的交换功率和交换时段具有可控性，可与并入电网实现备用、调峰、需求侧响应等双向服务，满足用户用电质量要求，实现与并入电网的友好互动，用户的友好用能。

1.4 发展现状

1. 国外发展现状

国外微电网技术自上世纪末被提出并发展至今，是当前国外取得规模化应用的主流分布式能源组网控制技术。

(1) 美国

美国是最先提出了微电网概念的国家，1999 年美国可靠性技术解决方案协会 (the Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, CERTS) 首次对微电网在结构、控制、经济等方面进行了研究并于 2002 年正式提出了相对完整的微电网概念，并且是目前微电网概念中最权威的一个。目前，美国微电网的初步研究成果已在实验室微电网平台上得到了成功验证。由美国北部电力系统承建的 Mad River 微电网是美国第一个微电网示范工程，学者们希望通过该工程进一步加深对微电网的理解。美国威斯康星大学麦迪逊分校的实验室已经初步检验了 CERTS 微电网的可行性。威斯康星大学麦迪逊分校微电网在 2001 年建成，现在的系统容量为 200kW，电压等级为 280V/480V。

(2) 欧洲

欧洲对微电网技术的研究和发展重点考虑的是电能质量能够满足用户对其的多种要求和欧洲电网的稳定及环保要求等。欧洲国家于 2005 年提出“Smart Power Networks”计划，随后便出台该计划的技术实现方略。“Smart Power Networks”计划作为欧洲 2020 年及后续的电力发展目标表明了未来欧洲电网需具备以下特点：灵活性、可接入性、可靠性及经济性。如今微电网研究得到欧洲各国的重视，各国之间开展了多次合作和研讨。欧盟微电网项目对其定义为：利用一次能源，使用微型电源，并且可以提供冷、热、电三联产，包含储能装置，使用电力电子装置进行能量调节。欧洲的微电网示范工程主要有德国曼海姆居民区示范工程、意大利 CESI 项目、葡萄牙 EDP 项目、西班牙 LABELIN 项目、葡萄牙 Continuum 项目、希腊基斯诺斯岛微电网和丹麦 ELTRA 项目等。

(3) 日本

面对本国能源短缺，负荷增长的现实，日本也展开了对微电网的研究。但主要目标是实现能源供给的多样化，减少能源损耗和环境污染。日本三菱公司将微电网从规模上划分成了 3 类，大规模 (1000MW)、中规模 (100MW)、小规模 (10MW)。基于该框架，日本以建成了多个微电网工程。此外，日本学者还提出了灵活可靠性和智能能量供给系统 (FRIENDS—friendly flexibility and intelligent electrical energy delivery system)，该系统可以通过利用灵活交流输电系统 (FACT) 实现对配电网能源结构的优化，并满足用户的多种电能质量需求。

2. 国内发展现状

(1) 技术研究

我国在微电网技术研究层面与国际基本保持同步，天津大学、清华大学、华北电力大学等高校较早开展微电网技术研究。2009 年，由天津大学王成山教授任首席科学家的国家重大基础项目 (973 项目) “分布式发电供能系统相关基础研究”正式启动，该项目围绕分布式发电供能微电网系统开展研究，以微电网及其所接入的大电网为研究对象，以保证微电网与大电网的安全稳定和经济高效运行为目标，重点解决微电网运行特性及高渗透率下与大电网相互作用的机理、含微电网新型配电系统的规划理论与方法、微电网及含微电网配电系统的保护与控制、分布式发电供能系统综合仿真与能量优化管理方法四个方面的问题。

国家层面，2006 年开始分别由教育部，科技部组织实施了教育部重大项目、863、973 等多个国家级微电网相关研究项目，在微电网规划、运行、仿真等层面基本实现了技术跟跑。

在国家电网公司层面，2010 年公司科技部委托中国电力科学研究院牵头编制微电网技术体系，总结了微电网规划、运行、保护、仿真、能量管理等 11 个方向技术需求和发展路线。

在具体研究内容层面，早期国内外微电网技术研究集中围绕四个问题开展研究，包括清洁能源，特别是风光等出力波动电源的高效消纳、离网运行模式下的高可靠运行、冷热电多联供模式下的综合能效提升、微电网与电网的协同交互运行。涉及的关键技术包括微电网优化配置、微电网并离网无缝切换技术、微电网能量管理、微电网涉网保护配置、微电网黑启动、稳定性分析技术、微电网多时间尺度仿真技术等。近年来，随着直流配用电技术的不断发展，交直流微电网、直流微电网成为新的研究热点，直流技术更加适配直流特性的分布式电源、储能和负荷的高效运行，相比交流微电网在特定应用场景下具有突出技术。

国内微电网研究近年来随着电力体制改革不断深入，电力市场机制完善需求不断凸显，微电网的商业化建设和运营模式成为研究热点，微电网亟需完善的政策导向和电力市场机制来盘活整个产业。同时，随着我国能源互联网建设的不断深入，国内微电网研究和应用也逐渐从“微电网”向“微能网”转换，微能网将作为能源互联网的末端节点存在，微电网技术也将向“冷、热、气”等综合能源体系聚焦。

(2) 工程示范

当前，我国工业绿色微电网的建设仍处于示范和试点阶段。例如，上海、广州和北京通过引进国外技术已经建成了近 10 座热电联产系统，用于医院、机场、商业中心等场合，典型项目包括：上海浦东国际机场能源中心、北京燃气集团调度指挥中心热电联产项目等。

此外，国家科技部还支持了许多国家“863”项目，其中南方电网公司与天津大学合作的国家 863 目标导向型项目“兆瓦级冷热电联供分布式能源微电网并网关键技术和工程示范”将可为我国冷热电联供与微电网技术的研究与发展提供了可供研究试验的示范平台，项目总投资超过 3000 万元。

部分工业绿色微电网项目也结合“能源互联网”“增量配电业务改革”“智能光伏”“源网荷储一体化”“零碳产业园区”等其他目标进行了试点示范。如 2017 年 4 月，吐鲁番新能源城市的微电网示范项目获得售电许可，成为我国第一例获得供电类电力业务许可证的微电网项目。



二、政策梳理

2.1 国家政策

2.1.1 微电网相关政策

微电网作为新能源发展的重要组成部分，得到了国家和地方政府的高度重视和支持，出台了一系列政策来推动微电网的发展。目前，微电网相关的政策梳理如下：

2015年7月，国家能源局在《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》中明确，探索适应新能源发展的微电网技术及运营管理体制，推动电力市场化创新发展，并形成完善的新能源微电网技术体系和管理体制。

2017年7月，国家发展改革委、国家能源局在《推进并网型微电网建设试行办法》中提出，推进能源供给侧结构性改革，促进微电网健康发展，引导分布式电源和可再生能源的就地消纳，建立多元融合、供需互动、高效可靠的能源系统。

2022年1月，国家发展改革委、国家能源局在《“十四五”现代能源体系规划》明确提出，积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，实现与大电网兼容互补。

2022年2月，国家发展改革委、国家能源局在《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》中明确，鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网。

2022年11月，国家发展改革委、能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》，提出推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

2023年1月，国家能源局在《新型电力系统发展蓝皮书》提出，提升分布式能源、电动汽车和微电网接入互动能力，推动源网荷储协同互动、柔性控制。

2023年3月，国家能源局发布《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》，明确提出：推动新能源微网和高可靠性数字配电系统的发展。

2024年1月，国家发展改革委、国家能源局发布《加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，该指导意见强调了电网调峰、储能和智能化调度能力建设的重要性，对提升电力系统调节能力、推动新能源发展、构建新型电力系统具有关键作用。

2024年3月，工业和信息化部、国家发展改革委等7部门联合印发《关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见》提出，鼓励具备条件的企业、园区建设工业绿色微电网，推进多能高效互补利用，就近大规模高比例利用可再生能源。

2024年3月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，该意见提出推动配电网高质量发展的总体要求和基本原则，强调了推动新型储能多元发展和电力系统新业态健康发展的重要性，包括微电网建设、分布式智能电网发展等。

2024年5月，国务院印发《2024—2025年节能降碳行动方案》，其中提出，加快配电网改造，提升分布式新能源承载力；积极发展抽水蓄能、新型储能；大力发展微电网、虚拟电厂、车网互动等新技术新模式。

2024年6月，国家能源局印发《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》提出，因地制宜推动新能源微电网、可再生能源局域网建设，提升分布式新能源消纳能力。

2024年7月，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》提出，鼓励各地结合应用场景，因地制宜建设智能微电网项目。在电网末端和大电网未覆盖地区，建设一批风光储互补的智能微电网项目，提高当地电力供应水平。

2024年11月，国家能源局发布《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》提出，支持具备条件的工业企业、工业园区等开展智能微电网建设，提高新能源就地消纳水平。探索建立通过新能源直连增加企业绿电供给的机制。新型经营主体原则上可豁免申领电力业务许可证，另有规定除外。

2.1.2 储能相关政策

1. 市场准入政策

电力辅助服务市场是工业绿色微电网中的储能收益的重要来源。国家能源局发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，正式明确将电化学储能、压缩空气储能、

飞轮等储能纳入并网主体管理，并且鼓励储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。其中《电力辅助服务管理办法》扩大电力辅助服务新主体，由发电厂扩大到包括储能、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂等主体，新增了对新能源、储能、负荷侧并网主体等并网技术指导及管理要求。《电力并网运行管理规定》重点对包括新能源在内的发电侧并网主体、储能、用户可调节负荷等并网管理内容进行了修订完善，新增明确二次调频、调压、新能源场站、储能和用户侧可调节负荷的技术指导和管理内容。此外，一次调频和黑启动定义中都明确为储能等主体提供的服务。

2023年3月，国家能源局发布《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》，提出：加快新能源微网和高可靠性数字配电系统发展，提升用户侧分布式电源与新型储能资源智能高效配置与运行优化控制水平。围绕重点领域、关键环节、共性需求，依托能源工程因地制宜挖掘和拓展数字化智能化应用，重点推进在智能微网、氢电耦合、分布式能源智能调控、虚拟电厂、综合能源服务、行业大数据中心及综合服务平台等应用场景组织示范工程承担系统性数字化智能化试点任务，在技术创新、运营模式、发展业态等方面深入探索、先行先试。

2023年4月，国家能源局发布了关于公开征求《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》意见的通知，提出新型电力系统稳定发展27条。其中提出：科学安排储能建设。按需建设储能，有序建设抽水蓄能，积极推进新型储能建设；多元化储能科学配置，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。

2024年4月，国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，接入电力系统并签订调度协议的新型储能，可分为调度调用新型储能和电站自用新型储能两类。调度调用新型储能指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能，包括独立储能电站、具备条件独立运行的新能源配建储能等；电站自用新型储能指与发电企业、用户等联合运行，由发电企业、用户等根据自身需求进行控制的新型储能，包括未独立运行的新能源配建储能、火电联合调频储能、具备接受调度指令能力的用户侧储能等。

2. 分布式光伏配储政策

安装分布式光伏的工商业企业（包括工业园区），未来将需要为光伏配置相应的储能系统。各省市相继出台文件对分布式光伏提出配置电化学储能的要求，主要聚集在山东、江苏、浙

江、河北等地区。例如，江西省能源局发布《关于进一步推进屋顶分布式光伏健康有序发展的通知》，提出：鼓励屋顶分布式光伏发电项目通过储能等手段提高调峰能力。

部分地区对新建分布式光伏系统配置储能系统的比例提出了明确的要求。例如，湖南省发改委《关于进一步规范全省分布式光伏开发建设的通知》中明确：推动分布式光伏进入市场及配储。除乡村振兴村级光伏电站（含存量扶贫光伏电站对应的扶贫装机容量）、户用自然人分布式光伏外，其他分布式光伏（含存量）应配置不低于集中式光伏电站配储比例的储能。山东省德州市《关于进一步做好分布式光伏并网运行工作的通知》，要求：在承载力为黄色、红色区域，新增的非自然人分布式光伏项目，储能配置比例不少于15%、时长2小时，租赁容量视同配建容量。浙江诸暨市《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》，提出：实施整市推进分布式光伏规模化开发四大工程，分布式光伏开发的同时，按不低于光伏装机容量10%的要求总体配套建设光伏储能设施容量。

3. 补贴政策

截至2024年12月，北京、上海、天津、重庆、浙江、江苏、广东、安徽等15个省市发布专项补贴鼓励工业绿色微电网中的储能发展。具体包括：

（1）放电补贴。合肥、温州、芜湖、深圳等15个地区按照储能设施年放电量给予度电补贴，补贴标准为0.2-0.8元/kWh且补贴年限2-5年不等，最高不超过500万元等补贴政策。

（2）容量/功率补贴。重庆铜梁、浙江永康、江苏无锡等15个地区按照储能设施容量或功率给予补贴，项目建成并网后一次性给予或三年逐步退坡的补贴。

（3）投资补贴。浙江平湖、浙江、山西太原等6个地区按照储能设施投资额给予补贴，项目建成后按投资额2%-30%比例给予补贴。上海市浦东新区特别制定了极具吸引力的扶持政策，对符合条件的产业项目，根据其固定资产投资的总额，提供高达10%的资金补助，最高可达1亿元人民币。

上述政策成为工业绿色微电网中的储能项目重要获利来源，多模式增厚电站收益，助力投资方降低项目回收期从而降低投资风险，极大程度上推动了工业绿色微电网中的储能在补贴政策覆盖区域内的发展进度。部分地区用户侧储能（包括工业绿色微电网中的储能）的补贴政策如下表所示。

表 2-1 部分地区用户侧储能（包括工业绿色微电网中的储能）的补贴政策

地区	发电补贴（元/kWh）	容量补贴（元/kW）	投资补贴（占投资额比例）
浙江	温州瓯海区 发电 0.1，放电 0.8（2 年） 0.8（2 年）	100（一次性，最高 10 万）	
	温州龙港		
	温州	170-200（3 年递减）	
	金华婺城	170-200（3 年递减）	
	义乌	0.25（2 年，最高 500 万）	
	杭州萧山	300（一次性）	
	诸暨	200 元/kWh（一次性，最高 100 万）	
	平湖		8%（一次性，最高 300 万）
	舟山普陀		30 万/项目（一次性）
	嵊州	200（一次性，最高 100 万）	
	宁波海曙区	300（一次性，最高 50 万）	
	永康	100-150（3 年递减）	
	嘉善	170-200（一次性）	
广东	海盐县		10%（一次性，最高 400 万）
	珠海	0.3（2 年，最高 300 万）	
	广州黄埔区	0.2（2 年，最高 300 万）	
	深圳福田	0.5（3 年，最高 200 万）	
	深圳	0.2（3 年，最高 200 万）	最高 1000 万/项目（工业园区、光充储 30%，一次 性）、最高 100 万/项目（虚拟电厂响应示范，一次性）
	东莞	0.3（2 年，最高 300 万）	
	东莞厚街		100 元/kWh（一次性，最高 50 万）
	肇庆高新		150（一次性，最高 100 万）
	佛山		100 元/kWh（一次性，最高 50 万）
	溧阳	0.8（2 年，最高 100 万/年）	
江苏	南京江宁区	0.3（2 年，最高 300 万）	
	无锡	0.3（2 年，最高 500 万）	
	无锡高新区		100（一次性，最高 25 万）
	常州	0.3（2 年）	
	苏州工业园区	0.3（3 年）	
安徽	合肥	0.3（2 年，最高 300 万）	400 元/kWh（一次性）
	芜湖	0.3（5 年，最高 100 万/年）	
	蚌埠		200（一次性，最高 30 万）
重庆	重庆市		150 元/kWh（一次性）
	铜梁区	0.5（3 年，累计最高 1000 万）	1300 元/kWh（一次性）
	两江新区		200 元/kWh（一次性，最高 500 万）
天津	滨海新区	0.5（最高 100 万）	
湖南	长沙	0.3（4 年，最高 300 万/年）	
北京	朝阳区		20%（针对储能技术项目）、30%（针对制造业企业 在园区配置储能，一次性，最高 3000 万）
四川	成都		230（补贴 3 年，最高 100 万）
福建			50 万/业主（针对“光储充检”一体化示范站，容量达 800 千瓦以上，充电桩达 16 根以上，单枪最大输出 180 千瓦以上，“一次性”）
山西	太原		2%（一次性，最高 500 万）

在需求侧响应补贴方面，全国多个省份对用户侧储能系统响应电网需求供电给予补贴。例如，安徽省给予的响应补偿：约时削峰响应 8 元 /kW·次，实时削峰响应 12 元 /kW·次，填谷响应 3 元 /kW·次；容量补偿：约时备用容量为旺季 1 元 /kW·月、淡季 0.5 元 /kW·月，实时备用容量为旺季 2 元 /kW·月、淡季 1 元 /kW·月。浙江省给予的电量补贴：实施日前、小时级、分钟级和秒级电力需求侧精密智控举措，日前削峰竞价出清价格，4 元 /kWh 封顶，小时级、分钟级、秒级年度电量补贴固定单价均为 4 元 /kWh；容量补贴：小时级，旺季为 0.25 元 /kW·月、淡季为 0；分钟级，旺季为 1 元 /kW·月、淡季为 0；秒级，旺季为 0.1 元 /kW·月、淡季为 0；填谷，5 元 /kW·日。

2.1.3 电力市场相关政策

1. 电力市场整体政策

2024 年，国家和地方出台一系列电力市场相关政策，全国市场与省（区、市）/ 区域市场协同运行的多层次市场初步建立，省间、区域、省内中长期交易常态开市，区域、省内辅助服务市场全覆盖，多个省级现货市场开展试运行，交易标的涵盖电能量、辅助服务等，多层次多品类多功能市场体系形成。

2024 年 5 月，国家发展改革委印发了《电力市场运行基本规则》（2024 年第 20 号令），自 2024 年 7 月 1 日起施行，2005 年 10 月 13 日发布的《电力市场运营基本规则》同时废止。本次修订调整对新型经营主体进行了定义，对电力辅助服务交易、容量交易等进行了明确，着力构建适应高比例新能源接入、传统电源提供可靠电力支撑、新型经营主体发展的电力市场体系架构。

2024 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局联合制定发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，行动方案提出，2024 年至 2027 年重点开展 9 项专项行动，包括电力系统稳定保障行动、大规模高比例新能源外送攻坚行动、配电网高质量发展行动、新一代煤电升级行动、电动汽车充电设施网络拓展行动等。

2024 年 9 月，国家能源局印发关于《电力市场注册基本规则》的通知，重点对注册基本条件、注册申请、信息变更、市场注销、异议处理、监督管理等做出规定。服务新型经营主体快速发展与入市需求，明确市场注册业务全流程标准，明确市场注册业务监督管理职责。

2024 年 11 月，《中华人民共和国能源法》表决通过，要求加快构建新型电力系统，加强电源电网协同建设，提高电网对可再生能源的接纳、配置和调控能力。

2024 年 11 月，国家能源局综合司发布《关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》，要求各经营主体应自觉维护公平公正电力市场秩序，严格遵守电力市场规则及国家相关规定，依法合规参与电力市场交易。

2024 年 11 月，在国家能源局的统筹组织下，中国电力企业联合会联合多家单位共同发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，首次明确了全国统一电力市场发展的“路线图”和“时间表”，即 2025 年初步建成、2029 年全面建成、2035 年完善提升。

2. 辅助服务市场政策

2024 年，国家陆续出台多个辅助服务市场相关政策，辅助服务市场日趋成熟。

2024 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。按照“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的总体原则，不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担，充分调动灵活调节资源主动参与系统调节积极性。加强政策协同配套，规范辅助服务价格管理工作机制。进一步完善电力价格形成机制，提升电力系统综合调节能力，促进清洁能源消纳和绿色低碳转型，建立健全电力辅助服务市场价格机制。

2024 年 10 月，国家能源局综合司公开征求《电力辅助服务市场基本规则》意见的通知，建立优化电力辅助服务市场机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，规范各级电力辅助服务市场建设，加强电力辅助服务市场与电能量市场的统筹衔接，实现多层次市场协同运行，推动电力辅助服务价格规范形成、费用有序传导，服务经济社会高质量发展。

3 现货市场政策

现货市场方面，新型储能市场准入门槛为 5-20MW/2-4 小时，部分现货市场峰谷最大价差超过 1 元 /kWh，新型储能峰谷电价套利存在盈利空间。多个省市推出现货市场相关政策：

江西省在《江西省支持独立储能健康有序发展若干措施（征求意见稿）》中明确，电力调度机构应充分调用独立储能设施，确保独立储能每年调用完全充放电次数原则上不低于 350 次，充分发挥独立储能系统调节作用，保障独立储能合理收益。

宁夏回族自治区在《关于促进储能健康发展的通知》中要求，现货市场连续运营前，独立储能参与中长期电能量市场的，可同步享受调峰辅助服务收益，现货市场连续运行后，储能可参与现货电能量交易及调频辅助服务交易，推动建立储能容量补偿机制。

广东省在《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案》中要求，虚拟电厂根据不同的规则参与电能量市场、需求响应市场、电力辅助服务市场。参与现货市场交易时，虚拟电厂按所在节点报量报价，全电量参与现货电能量交易出清。

浙江省在《浙江电力现货市场运行方案（征求意见稿）》中明确适时探索引入电网侧储能、虚拟电厂等新型主体参与。

重庆市在《重庆市电力中长期交易规则（修订稿）》中规定电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的偏差电量，由电力用户自行承担。





2.2 地方政策

各省市为打造多能源协调互补的分布式智能微电网，陆续发布了一系列政策。部分地区政策梳理如下：

2021 年 1 月，北京市在《关于推进北京城市副中心高质量发展的实施方案》中提到，围绕互联网医院、智能微电网、智慧社区、环境治理等领域打造一批重大应用场景，打造一批带动性强、示范性好的场景标杆。

2022 年 6 月，上海市在《关于印发促进绿色低碳产业发展、培育“元宇宙”新赛道、促进智能终端产业高质量发展等行动方案的通知》中明确，加快布设新能源终端和智能电网设施，发挥新能源微电网、智盖减碳虚拟电厂等项目示范作用，推动光储直柔等智能电网应用。推动光伏储能微电网技术、电池人工智能技术、锂电池储能系统、直流微电网系统的应用。

2022 年 8 月，海南省在《关于印发海南省碳达峰实施方案的通知》中明确，在资源禀赋较好的地方开展微电网建设，促进微电网、局部电网与大电网协调发展，推动微电网参与大电网的频率，电压调节以及削峰填谷等，扩大储能技术在电力系统中的场景应用。

2022 年 12 月，湖南省发布《湖南省工业领域碳达峰实施方案》中提出，推进工业绿色微电网建设，加快新型储能规模化应用。

2023 年 1 月，河南省发布《关于印发河南省制造业绿色低碳高质量发展三年行动计划（2023—2025 年）的通知》，明确：支持绿色微电网、分布式光伏、储能、区域综合能源等新兴技术和模式应用。

2023 年 6 月，江苏省印发《新型储能项目高质量发展的若干措施（征求意见稿）》，提出：支持企业用户建设“微电网 + 储能”，提高绿电消纳水平，积极探索应对碳关税的绿电解决途径，提升外向型企业绿色贸易能力。

2023 年 6 月，贵州省发布《贵州省有色金属行业碳达峰实施方案》，鼓励企业参与光伏、风电等可再生能源和储能系统开发，建设企业微电网。

2023 年 5 月，广东省东莞市印发《碳达峰实施方案的通知》，明确积极推进“源网荷储”一体化和多能互补发展，推广以分布式“新能源 + 储能”为主体的微电网。

2024 年 7 月，山东省青岛市发布《关于印发国家碳达峰试点（青岛）实施方案的通知》，提出推动智能微电网、光储直柔、相变储能等技术在建筑领域的应用。

2024 年 10 月，河南省郑州市工业和信息化局发布关于《优化分布式光伏建设管理提升能源安全保障能力（征求意见稿）》，加大工业绿色微电网和源网荷储项目建设支持力度，对符合条件的工业绿色微电网和源网荷储一体化项目，按照不超过设备和软件投资额的 12% 给予奖励，最高不超过 2000 万元。

三、行业标准

3.1 现有标准梳理

随着工业绿色微电网技术的不断成熟，微电网产业的快速发展，国内外均开展了相关标准化工作，具体如下：

1. 国际 / 国外标准情况

国际标准主要集中在 IEC 及 IEEE 两个标准化组织。

IEC 在微电网领域已发布 2 项国际标准，包括 IEC TS 62898-1:2017《微电网第 1 部分：微电网工程规划设计导则》（NB/T 10148-2019）、IECTS 62898-2:2018《微电网第 2 部分：微电网运行导则》（NB/T 10149-2019）；同时有 3 项国际标准在编，包括 IEC TS 62898-3-1 微电网第 3-1 部分：技术要求—保护和动态控制、IEC TS 62898-3-2《微电网第 3-2 部分：技术要求—能量管理系统》和 IECTS 62898-3-3《微电网第 3-3 部分：技术要求—可调度负荷的自调节》。

IEEE 在微电网领域已发布 2 项国际标准，包括 IEEE 2030.9: 2019（《微电网规划设计推荐性实践》）和 IEEE 1547.4 (2011)（《分布式孤岛电力系统的设计、操作和集成指南草案》）。刚发布的国际电工委员会（IEC）标准《分布式电力能源系统路线图》对微电网技术标准的发展做了技术指引。

2. 国内标准情况

国内微电网标准目前已基本形成完备的架构体系，在微电网工程设计、接入电网要求、运行控制、继电保护、接入电网测试、工程调试验收等方面形成国行标 15 项，团企标 20 余项，对指导我国微电网标准化建设和有序发展起到了重要推动作用。这些标准为微电网的设计、运行和控制提供了规范和指导，有助于推动微电网技术的发展和應用。主要标准包括：

（1）接入技术方面：《微电网接入电力系统技术规定》（GB/T 33589-2017）、《微电网接入配电网测试规范》（GB/T 34129-2017）、《微电网接入配电网系统调试与验收规范》（GB/T 51250-2017）、《微电网接入配电网运行控制规范》（GB/T 34930-2017）。

（2）工程设计方面：《微电网工程设计标准》（GB/T 51341-2018）、《微电网技术要求》（GBT 42731-2023）、《独立型微电网调试与验收规范》（GB/T 43333-2023）。

（3）保护及运维方面：《智能微电网保护设备技术导则》（GB/Z 34161-2017）、《微电网继电保护技术规定》（GB/T 38953-2020）。

（4）控制及管理方面：《微电网能量管理系统技术规范》（GB/T 36274-2018）、《微电网监控系统技术规范》（GB/T 36270-2018）、《微电网动态控制要求》（GB/Z 44789-2024）、《独立型微电网能量管理系统技术要求》（GB/T 44789-2024）。

3.2 标准化工作建议

我国微电网标准主要集中在微电网工程设计、接入电网要求、运行控制、继电保护、接入电网测试、工程调试验收等方面，但微电网涉及的技术种类较多，产业链较广，在以下几个方面尚存在问题。

1. 微电网安全标准指标尚未明确

微电网安全是一个系统工程，目前，安全要求仅在微电网的初始规划设计等方面的规定，尚未引入风险评估及可靠性对微电网内部分布式本体、电站、集成装置等方面的标准规定。

2. 微电网领域合格评定体系尚未建立

当前，微电网领域合格评定体系尚未建立，示范项目的相关经验与教训尚未对微电网体系标准提供有效反馈，微电网的合格评价体系及标准尚属空白。同时，国内尚未通过发挥工业绿色微电网标准委员会的组织协调能力和标准共研能力，提出健全的标准、检测和认证体系，确保微电网相关产品的质量和有序竞争，进一步促进微电网领域合格评定体系建设。

3. 工业绿色微电网运行模式应用场景标准尚属空白

工业微电网可在电力系统中并网运行和孤岛运行，通常情况下微电网与大电网并联运行，当主网发生故障或电能质量不能满足要求时，可与主网断开进入孤岛运行，继续对本地用户供电。当主网异常状态排除后，微电网又可与之重联回到并网运行模式。不同微电网运行模式的应用场景各有局限，各类运行模式相关技术提出差异化的技术要求和检测方法，以适应于不同应用场景。

4. 缺乏工业绿色微电网标准协调工作机制

目前，国内工业绿色微电网标准化工作缺乏统一的协调和沟通机制，后续建议通过建立工业绿色微电网标准委员会（工作组），可有效推动并完善工业绿色微电网领域标准化工作。

针对工业绿色微电网标准化工作存在的不足，建议积极组织对工业绿色微电网领域现有国家标准、行业标准进行研究分析，确定切实可行的现有标准和拟修订或整合的标准，根据标准体系组织提出一批工业绿色微电网技术的行业标准计划，落实标准制修订任务。



四、技术环节

在可再生能源发电、电力电子、自动化控制、新型储能等技术的推动下，经过十余年迭代发展，微电网技术已日趋完善，但面向新型电力系统建设目标，微电网发展仍亟需适应新时期发展需求。微电网发展面临着三大技术挑战，即分布式资源的随机性与波动性、高比例电力电子的集成以及多能流配置与互动。微电网围绕上述问题，在人工智能、物联网等技术的推动下，不断发展完善规划设计、运行控制、能量管理等核心技术，形成一套相对完备的技术体系，深度融入新型电力系统的构建与发展中。

工业绿色微电网的关键技术主要涉及规划设计、系统装备、运行控制与保护、能量管理、建模仿真和评价管理 6 个方面。

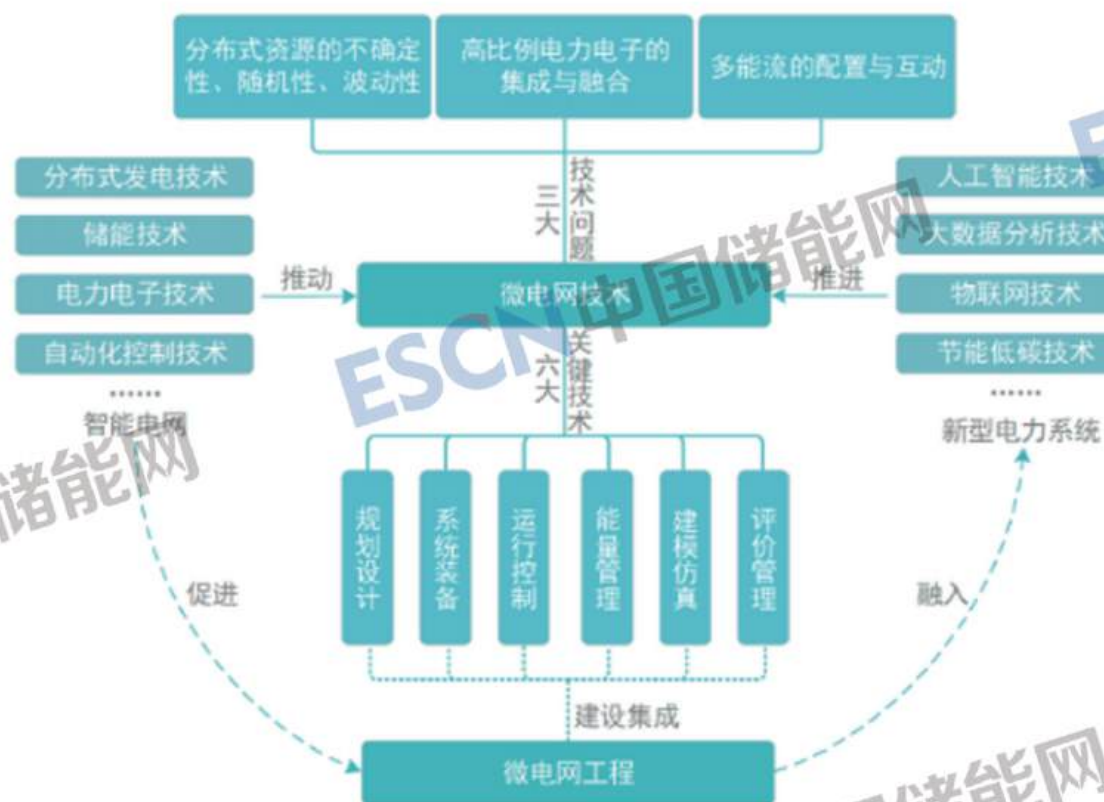


图 4-1 工业绿色微电网的关键技术

4.1 规划设计

工业绿色微电网的规划设计是一个复杂的过程，涉及到负荷预测、系统设计和多目标优化等多个方面。通过综合考虑这些因素，可以设计出既经济又环保的微电网系统，以满足工业应用的需求。

1. 负荷预测

负荷预测是微电网规划设计的首要步骤，即预测给定时间内的电力需求以及该需求对微电网的影响。在工业绿色微电网中，负荷预测尤为重要，因为它直接关系到微电网的规模和配置。目前负荷预测技术可以通过多种方法实现，包括改进的负荷密度法，以及基于 AI 人工智能技术的新型电力系统负荷预测研究等。

2. 系统设计

工业绿色微电网系统设计包括选择合适的分布式电源（如太阳能光伏、风力发电、天然气燃气轮机等）、储能系统、以及微电网的电压等级和容量等。设计时需要考虑的因素包括系统的可靠性、经济性、环境影响和技术可行性。系统设计的目标是实现多能源系统的协同优化，以满足技术、经济和环保的需求。

3. 多目标优化

多目标优化是微电网规划设计中的一个关键问题，它追求多个冲突目标之间的最优平衡。在工业绿色微电网中，这些目标可能包括最小化成本、最大化可再生能源利用率、减少污染物排放等。多目标优化算法，如 NSGA3、MOPSO、MOGWO 等，可以应用于微电网的规划设计中，以找到最佳的系统配置和运行策略。这些算法可以帮助解决微电网中的多目标优化问题，实现经济、环境和技术目标的最佳平衡。

当前，电网友好型微电网规划设计技术已成为研究界和工业界的共识。通过构建适应大规模分布式资源接入的主配微一体化协同规划技术，打造主配微分层分级的动态“资源池合理配置储能、柔性互联等，发挥微网内部源网荷储协调控制的能力，平抑分布式新能源的随机波动，削弱新能源接入对配电网的冲击，打造电网友好型微电网。

4.2 系统装备

工业绿色微电网系统装备的技术情况涵盖了分布式发电、分布式储能、负荷管理和组网系统等多个方面，通过这些技术的应用，工业绿色微电网能够有效提升能源利用效率，降低碳排放，推动工业领域的绿色低碳转型。

工业绿色微电网上游行业主要包括分布式电源、调度管理系统、储能系统等；中游行业主要包括微电网解决方案集成等；下游主要涉及高能耗工业企业用电、园区用电及虚拟电厂等应用场景。

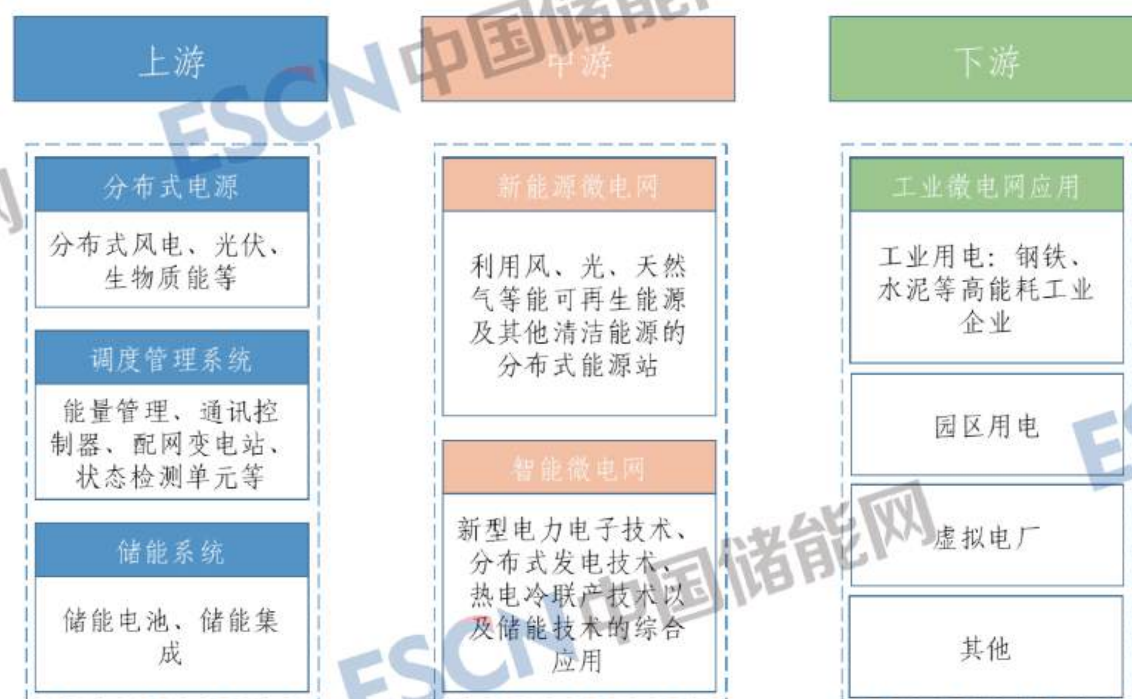


图 4-2 工业绿色微电网产业链

1. 分布式发电

(1) 光伏、风电。工业绿色微电网集成了光伏、风电等多种能源，具有供电独立、用能清洁的优势。分布式电源在微电网中的主要功能是生产清洁电力，供给用电负荷侧，通常采取“自发自用、余电上网”的模式。例如，北京亦庄碳中和智慧园区通过风光储联合优化运行，光伏、风电就地消纳电量约 725 万 kWh，可再生能源就地消纳比例达 93%；在内蒙古鄂尔多斯，蒙苏经济开发区零碳产业园绿色微电网通过智慧能源管控系统实现风光储联合

运行，能够实现风电和光电 100% 就地消纳。

(2) 余热余压利用。工业绿色微电网能够助力余热余压资源高效循环利用，实现各类清洁能源就近高比例消纳。

(3) 生物质能与热泵。工业绿色微电网还包括生物质能、热泵等能源形态。

2. 分布式储能

传统抽水蓄能因响应速度较慢，初始投资高，且受地理选址限制，一般不适用于微电网场景。微电网安装新型储能以电化学储能为主，包括锂离子电池、钠离子电池、水系电池、液流电池等，现阶段大多数是锂离子电池。锂离子电池储能系统具体构成包括“磷酸铁锂电芯+BMS+EMS+PCS”几大组分。此外以先进压缩空气、飞轮等为主的物理储能也在微电网中逐步得到应用。新型储能在微电网中功能主要是存储新能源发电的能量，按照微电网能量管理系统的调度，对新能源发电进行削峰填谷，平抑波动，实现微电网内部的电力供需平衡与能量优化配置。同时也可以作为电网紧急事故备用电源或“黑启动”电源。

(1) 多元储能技术。工业绿色微电网建设中，多元储能技术发挥着储存和调节的重要作用。例如，河南豫光金铅股份有限公司微电网内建设有 7.5MWh 大型储能电站，通过对充放电时段的智能化控制，实现峰谷负荷自主、自由调控。

(2) 电化学与物理储能。工业绿色微电网还包括电化学、物理等多元化智能储能单元。

3. 负荷管理

(1) 负荷侧调节能力。工业绿色微电网充分发挥工业企业和工业园区负荷侧调节能力，通过多能互补和能源梯级利用，实现工业能效提升。

(2) 需求响应。工业绿色微电网通过智慧能源管控系统，推动工业数字化智能化绿色化融合发展，提升用电灵活性和韧性，提高电力需求侧调节响应能力。

4. 电力电子设备

电力电子设备包括两类电力电子设备，第一类是各类线路、断路器、隔离开关、接地刀闸、电缆等传统电力设备；第二类是智能电力仪表（配套电量传感）、柔性交直流输电设备、新型台区智能融合终端等智能化/数字化电力设备。传统电力设备在微电网中的功能主要为电力传输、整流、调压、逆变、变频等；新型电力设备则主要承担对电源、储能、负荷等实时计量、监测、采集（尤其电源侧，新能源发电呈现出波动性和间接性，功率预测、并网控制成为必备功能需求），以及对电网线路、电力设备的监控、保护等。

5. 组网系统

(1) 智慧能源管控系统。工业绿色微电网建设新型储能系统和智慧能源管控系统，推动工业数字化智能化绿色化融合发展。例如，汨罗园区微电网采用边缘智慧控制系统和天枢体系管控系统，对源、网、荷、储等多种场景的能源生产、输配、存储、消费全流程信息进行智能采集与处理，实现整个园区绿色微电网的智慧控制、优化调度和集中管理。

(2) 源网荷储一体化。工业绿色微电网实现了源网荷储一体化和多能互补，形成工业企业智慧能源系统。例如，北京设备公司“源网荷储”一体化绿色微电网，通过机器学习算法，高效利用光伏，增加新能源用电、减少外购电力。



图 4-3 源网荷储一体化架构图

在工业园区绿色微电网系统中，小型的风机、光伏、储能、燃气轮机等电源设备可以直接将电力供给用电设备，使电能就近消纳，省去了在电网中传输的损耗，提高了能源的使用效率。同时，在电力过剩情况下，发电设备可以便捷地将电力运输至附近的储能设备。通过储能设备与发电设备的智能配套使用，利用发电高峰时段、电网用电低谷时段进行充电，在电网高峰时段放电，不仅可以将不稳定的发电转变为较为稳定的电能供给，还可以降低电价差异造成的额外成本，有利于提高企业的经济效益。

4.3 运行控制与保护

工业绿色微电网的运行控制与保护技术是确保微电网稳定、高效和安全运行的关键。

1. 分布式电源和储能变流器的构网控制技术

分布式电源和储能变流器的构网控制技术对于微电网的稳定运行至关重要。它涉及到使新能源模拟电网的特性，实现频率电压的主动支撑。构网控制技术提高了新能源在微电网中的支撑能力，尤其是在离网状态下，这对于微电网的稳定运行具有重要意义。

(1) 一次设备灵活化提升技术。以低成本、高效率、紧凑型的自主可控标准化功率模组构建微电网一次组网设备，提升微网与配网协同自治能力。可构建的微电网一次组网设备包括：储能变换器、直流柔性互联、能量路由器等，以硬件“积木式”灵活拼接、软件模块化组态、功率无感化分配的技术手段，提供适应多元化交互需求的微电网设备电压/频率主动支撑。

(2) 二次系统能量多场景交互技术。通过微网能量管理系统的主动管理，实现对微网内多种能源接入的互补控制、多样性负荷的智能管控，促进微网稳定运行与多种清洁能源的就地消纳，提高能源利用率。

2. 自适应的故障隔离和保护技术

针对微电网在并网和离网不同状态下保护电流差异大的问题，自适应的故障隔离和保护技术可以自动检测微电网的运行状态，并根据状态自动调整保护定值，实现保护元件的配合。这种技术解决了微电网在并网和离网保护特性差异大的问题。

3. 微电网保控融合技术

微电网的保护与并离网控制必须紧密结合，应用基于时序控制的解合环及负荷转供控制策略，实现故障自愈及负荷转供的全过程精细化管控，保护与控制必须保证各状态间的平滑过渡，保证微网并网与独立运离、行状态的电能质量要求。

(1) 微电网控制技术包括并离网无缝切换技术、系统保护和通信技术等方面，形成了技术标准体系，助力工业绿色微电网开展高效并网交易。这些控制技术是微电网与大电网之间快速启停响应和智能调控的重点环节。

(2) 微电网保护技术。微电网保护技术涵盖了短路故障分析等关键领域。保护技术确保在发生故障时能够迅速隔离问题部分，保护微电网的其他部分不受损害。

4. 主配微能量调控技术

从省 - 地 - 县 / 配分层平衡安全约束及调度模式角度出发, 通过主 - 配 - 微资源可调节能力逐级聚合, 主网全局决策, 多级协同进行控制目标分解调节, 开展自动功率控制、负荷精准控制、分布式电源群调群控等业务, 以实现配网系统维持稳定运行、提高供电可靠性、改善功率质量、保护电力设备等目标。

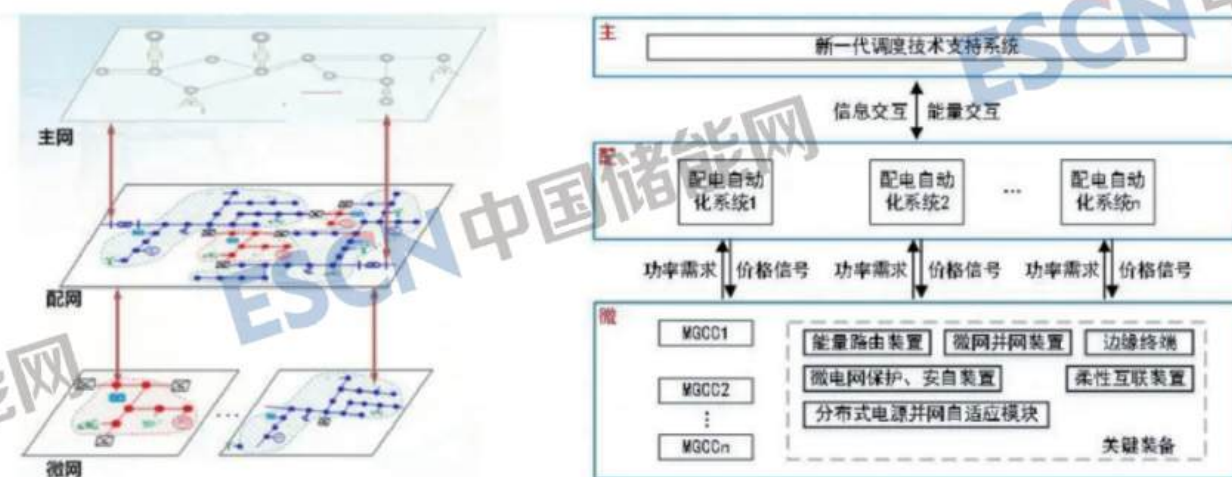


图 4-4 主配微能量调控技术

(来源: 南瑞集团研究院《电网友好型微电网构建关键技术》)

这些技术共同构成了工业绿色微电网运行控制与保护技术的核心, 它们对于实现微电网的高效、稳定和安全运行至关重要。

4.4 能量管理

工业微电网的能量管理技术是确保微电网高效、经济和环保运行的关键。工业微电网的能量管理技术通过功率预测、优化调度和市场交易三个方面, 实现了微电网的高效、经济和环保运行。

1. 功率预测

功率预测是微电网能量管理系统的一个重要模块, 它涉及到对未来某段时间内的负荷、可再生能源、市场电价进行预测。功率预测可以分为短期 (1 天至 1 周) 预测和超短期 (分

钟级或几小时内) 预测。短期预测可以采用离线的方式, 而超短期预测通常需要在线预测并实时滚动。预测所需要的基础数据主要为系统采集的历史数据, 预测结果每隔一定的时间段传送给微电网能量管理系统。高精度的功率预测是电力交易获得高收益的重要依据, 是新能源场站提高经济效益的必然要求。随着全国电力市场化交易的进一步深化和推广, 精准的功率预测能够帮助电站做精准的电量申报策略支持与分析, 制定最优的交易策略, 实现交易价值最大化。

2. 优化调度

优化调度是微电网能量管理的核心模块, 它在满足系统负荷需求和各种物理约束条件的情况下, 以最小化分布式电源运行成本、系统网损、停电概率、污染排放等为目标, 为分布式电源和储能系统提供功率运行点。微电网的调度策略一般是优先利用可再生能源的发电, 通过预测系统预测可再生能源和负荷的出力值。优化调度还包括供给计划、经济负荷分配、负荷频率控制以及自动监控系统。优化调度可以通过遗传算法实现负荷分配的最优化, 使得发电成本最小, 温室气体的排放最少。

3. 市场交易

在市场交易方面, 微电网能量管理系统模拟电力市场环境, 由各分布式电源代理和负荷代理根据成本和需求进行投标, 中央控制代理经过决策确定最后的出力状况。基于市场交易的多代理系统模拟电力市场环境, 通过竞争协调和智能算法的优化调度, 实现电力市场交易的优化。高精度功率预测技术为基础, 开发了电力交易辅助决策系统, 助力新能源企业精准高效参与电力交易。在现货市场则可依据自身的交易策略需要合理的制定申报计划, 从而达到在现货市场盈收的目的。目前, 运营运行协同优化的分布式交易技术日趋成熟, 具体为: 在电网紧急情况下 (直流闭锁等), 对与调度签订直控协议的微电网, 直接下发调节指令, 支撑电网调控该过程不涉及补贴; 在日常电网调节情况下, 可考虑在管理信息大区建立微网聚合运营管理模块, 微电网运营商通过该模块参与日前需求响应、辅助服务交易、现货交易等业务, 该块负责补贴结算。

4.5 建模仿真

工业绿色微电网的建模仿真技术是理解和优化微电网性能的核心工具，它通过建立数学模型来模拟实际的微电网系统，帮助工程师和研究人员分析和预测系统行为。

1. 光伏建模仿真分析

在微电网中，光伏是重要的分布式电源之一。通过 Matlab/Simulink 软件搭建光伏模型，并进行仿真分析，可以模拟光伏电池的输出电压和电流的实时监测。此外，采用最大功率点跟踪（MPPT）技术，确保在不同的环境条件下，光伏阵列能够输出最大功率。

2. 储能系统建模

储能系统在微电网中起到平衡供需、提高电能质量的作用。在直流微电网仿真模型中，750V 直流母线经过双向 DCDC 接入储能系统，确保电能的高效转换和储存。储能系统的建模需要考虑电池类型、容量、效率、寿命等因素，以及与整个系统的协调和稳定性。

3. 逆变器建模与控制

逆变器是连接分布式电源和电网的关键设备。在微电网控制及逆变器原理中，三相电压源型逆变器的数学模型在三相静止坐标系和 dq 两相旋转坐标系下被详细建模。逆变器控制策略如恒功率 PQ 控制和 Droop 控制原理也被广泛研究，以确保微电网的稳定运行。

4. 微电网控制策略仿真

微电网的控制策略仿真包括孤岛模式和并网模式下的控制方法。通过仿真模型，可以验证控制方法的准确性，如通过输出电压和系统频率波动来验证。这些控制策略对于微电网的稳定运行和能量管理至关重要。

通过这些建模仿真技术，研究人员和工程师可以深入理解微电网的动态行为，优化系统设计，提高微电网的运行效率和稳定性。

4.6 评价管理

工业绿色微电网的评价管理是一个多维度、综合性的过程，它涉及到微电网的经济性、环保性、技术性等多个方面的评估。

1. 评价指标体系

工业绿色微电网的评价指标体系通常包括以下几个方面：

（1）系统经济性指标。包括初始建设成本、度电成本、年运营维护成本等。这些指标表征微电网系统投资运营的经济性。

（2）系统环保性指标。如年一次能源节约量，量化为系统年清洁能源发电量等效煤。

（3）系统技术性指标。涉及微电网的技术性能，包括储能技术性和电源技术性。

2. 绿色电力评价规范

绿电指数（GEPI）是定量描述评价范围内全社会电力清洁化程度的无量纲指数，包括绿电开发指数、绿电共享指数和绿电生活指数三方面，共 15 项三级指标。

3. 微电网运行效果评价

微电网运行效果评价体系是综合考虑微电网各组成模块，建立能够反映微电网运行效果的指标体系框架，包括可靠性、协调性、优质性和经济性等一级指标。

4. 评价流程和评分模型

（1）绿色电力评价工作流程。从三级指标到二级指标再到一级指标（绿电指数）逐级开展评价工作，最终给出评价结论、评价分数及相关建议。

（2）评分模型。采用多目标渐进法对三级指标进行一致性评分处理，消除三级指标量纲的影响，评价多采用百分制。

通过这些评价管理技术和方法，可以全面评估工业绿色微电网的性能和效益，为微电网的规划、建设和运营提供科学依据。

五、模式分析

当前，在“碳达峰 碳中和”的发展要求下，工业企业或工业园区积极参与构建安全高效、清洁低碳、柔性灵活和智慧融合工业绿色微电网。工业绿色微电网系统高质量发展有三大目标：

- (1) 绿色低碳。节能减碳，本地分布式新能源高比例消纳，不断提升绿色电力消费水平。
- (2) 安全可靠。系统更灵活、更有弹性，可从容应对外部能源供给情况的变化。
- (3) 经济高效。节能降费，与电力市场高度协同，能源资产精益运营，更丰富的收益来源。



图 5-1 工业绿色微电网系统高质量发展三大目标

构建工业绿色微电网，应重点考虑从源网荷储环节充分挖掘利用电力用户的能源资源禀赋，基于智能化的发输配储充换用电力电子设备与解决方案，并借助覆盖项目开发、设计、实施、运维全生命周期的智慧化新型能源技术与服务。以此建立高可靠、高弹性、高效的用用户级绿色能源系统，从传统能源消费者升级为新型能源产消者，将能源基础设施从成本转变为高质量资产，将能源运营与绿色发展能力转化为关键竞争力。

5.1 微电网盈利模式

微电网中的储能项目可以依据特定项目条件，如当地电价与产业促进政策、电力系统特点与发展需求、企业用电系统与负荷特性等，以灵活可靠的运行策略，为项目相关方创造多元化价值。目前，微电网中的储能项目的运行策略及盈利模式包括峰谷套利、需求响应、分布式能源消纳、虚拟电厂和配电增容等。

微电网的储能项目有多种盈利模式，主要包括：

1. 峰谷套利

分时电价政策下，储能系统在电价低谷时段充电、电价高峰时段放电，通过充放电价差实现套利。该策略可以降低用户电费，也有助于促进当地电网供需平衡，收益较稳定且便于测算，是目前储能项目的主要盈利来源。微电网的储能的盈利模式主要是“峰谷套利”——即在用电低谷时利用低电价充电，在用电高峰放电供给微电网的用户。微电网的储能可以为用户提供更加稳定、高效的电力服务，降低购电成本，并创造新的市场机会。

由于各省的峰谷价差不同，微电网的储能经济效益差异也较大。国内微电网的储能目前主要集中在峰谷价差较高，且工业发达的地区。2024 年 12 月共有 24 个地区最大峰谷价差超过 0.7 元 /kWh，26 个地区最大峰谷价差在 0.6 元 /kWh 以上，较之上个月，多数地区峰谷价差普遍有所增大。12 月江苏省最大峰谷价差居全国最高，达 1.172 元 /kWh，湖南、重庆、吉林最大峰谷价差也超过 1 元 /kWh。广东惠州市、广东珠三角五市、广东江门市、海南、山东、浙江、河南、黑龙江等地最大峰谷价差也均在 0.9 元 /kWh 以上。云南、甘肃等地的峰谷价差较低。

在分时电价机制下，国内储能经济性显现。分时电价机制下，储能用户可通过谷时充电、峰时用电，节省电费支出。随着国内分时电价机制完善、峰谷价差拉大，国内储能经济性显现。



(来源：华泰研究、中国储能网、CESA 储能应用分会)

作为优质的电力灵活性资源，储能系统可在电力市场价格明显变化或系统安全可靠性的存在风险时，灵活调整充放电功率以执行电力需求侧响应，电网负荷高峰时放电、负荷低谷时充电，从而促进电力供需平衡、保障电网稳定运行、抑制电价上升，企业获得需求响应补贴。电力需求响应，即企业在电力用电紧张时，主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿。以广东省印发《广东省市场化需求响应实施细则（试行）》的通知，广东对用户侧储能给出鼓励价可到 3.5 元 /kWh，按照广东省往年历史数据得出一年响应需求约 60 次左右，投资回收期可缩短一年。

与分布式新能源联合，平滑新能源出力，在新能源发电过剩时充电，在发电不足时放电以补充电力供应，解决其发电间歇性、随机性、波动性的问题。此模式综合收益较好但结算复杂，当储能资产与新能源资产由相同运营方持有时可行性较高。目前，微电网储能市场中光伏+储能的应用比例不断提高。苏州、珠海等地区已经提出了关于分布式光伏+储能的补贴鼓励政策。

光伏发电具有很强的间歇性和波动性，自发自用、余电上网的光伏电站发电量超出企业用户所需电量时，多余的电以较低价格送入电网。当发电量不足以覆盖用户所需电力时，用户不得不向电网购买电能作为补充。因此，在仅配备光伏发电的情况下，企业用户的用电成本并没有得到最大化的降低。而配置储能系统后，光伏电量将优先存在储能系统中，余电供应负荷，待光伏电量不足时，由储能向负荷供电，通过储能系统平滑发电量和用电量，提升光伏发电的消纳率，最大程度上实现用电利益最大化。

储能既可作为独立电力灵活性资源，也可与分布式新能源或可控负荷组合，并通过虚拟电厂平台聚合与调度，形成虚拟电厂，通过参与电力现货交易或提供电力辅助服务并获得相应收益。目前，虚拟电厂已经在部分地区试点运行。

随着企业用电需求的不断扩大，原申请使用的用电容量（通常按照变压器的容量来计算）已经不能满足生产经营需要，必须在原有的基础上申请增加容量。

若微电网系统中配置一定储能系统，当用户原有配电容量不足时，储能系统在短期用电

功率大于变压器容量时，可以继续快速充电，满足负荷电能需量要求。降低变压器使用成本、减少变压器投资及扩容周期。

5.2 微电网商业模式

目前微电网中储能项目主流开发模式包括业主自投、合同能源管理（EMC）与融资租赁方式，其中 EMC 方式是当前储能电站的主要开发方式，主要为业主引入投资方合作，通过 EMC 合同将能源进行外包，并与投资方进行利润分享从而实现降低投资成本同时节省能耗的目的。

1. 合同能源管理（EMC）

合同能源管理是目前国内用户侧储能最常见的商业模式，即由能源服务方（投资方）投资购买储能，并以能源服务的形式提供给用电企业（业主方），与其分享储能带来的收益。

该模式下，企业与投资方有 3 中具体的合作方式，包括：投资方租用上商业企业的土地而向工业用户支付租金、投资方与工业用户按约定的比例对项目收益分成、工业用户享受峰时放电电价打折。投资方通过储能收益（大约 5-6 年）回本后，继而获得额外回报。其中储能收益，当前主要是峰谷套利和需求管理给用电企业节约的电费及需求侧响应获得的补贴，未来可能拓展其他收益方式，如电力现货交易和电力辅助服务等。

目前，国内微电网的储能投资方主要以综合能源公司、能源集团、储能设备商等为主。对业主方而言，采用合同能源管理模式只需提供对应场地，按照服务效果付费即可，试错成本低，因此目前该模式得到广泛的推广和应用。

2. 融资租赁

融资租赁模式可以匹配多方利益，较合同能源管理，该模式相对比较复杂，需要引入融资租赁方作为储能资产的出租方，借此降低业主方或能源服务方的资金压力。

租赁期内，储能资产所有权归融资租赁方，业主拥有使用权，到期后业主可获得储能所有权。此模式基于对储能运营收益的信心，引入资金方来盘活多方利益。融资租赁公司获得预期内的资金利息回报，业主或能源服务方降低了现金流压力，利于刺激和推动储能场景落地。但此模式相对涉及多方，需要同时匹配利益分配、资金状况等复杂情况。

3. 业主自投资

随着储能产业的发展，未来业主自投资可能成为主流方式。该模式下，业主（用电企业）自身投资建设储能项目：根据自身用电需求建设专用的储能项目，业主方根据自身用电、参与电网服务等情况制定储电、用电方案，以做到自身收益最大化模式，即自投自用、价值自享。目前，该模式主要为大型工业企业，例如水泥、钢铁等用电量较大且生产连续性强的企业。

5.3 典型应用场景

工业企业和工业园区普遍具有用电量大、用电成本较高的特点，且越来越依赖更稳定可靠的电力能源供给，同时越来越多企业也积极实施绿色低碳转型。工业绿色微电网是工业企业或工业园区实施绿色低碳转型的关键工具，通过光储配用等要素的有机结合和各种电力灵活性资源的聚合，帮助工业企业和工业园区建立对内更自治、对外更灵活的企业能源系统。

在工业绿色微电网内，分布式新能源发电设施有利于提供成本更低、更绿色的本地电力供给，降低外部电力供给需求；储能设备既可以作为备用电源提高供电可靠性，又可以通过峰谷套利、需量优化、动态增容、需求侧相应等能力帮助客户降低能源消费成本，提升能源系统经济性，还可以平滑本地分布式新能源出力、提升本地能源系统的电能质量；光储配用等要素的有机结合，各种电力灵活性资源的聚合，有助于建立内部协调互济、对外智能友好的园区级能源系统，帮助客户从能源消费者转变为能源产销者，实现向新型电力用户的升迁。

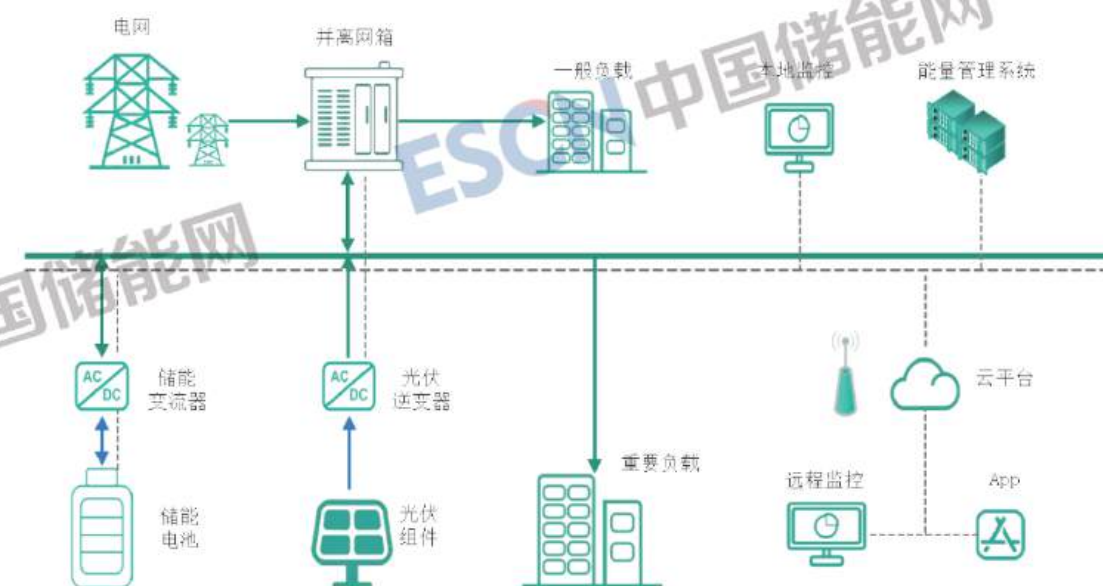


图 5-3 工业绿色微电网典型架构

1. 光储充一体化

随着新能源汽车产业的高速发展，充电场站数量快速增加，快充、超级快充需求亦快速增长，充电场站因其负荷波动大，越来越成为不受电网欢迎的电力用户。

光储充一体化系统是将光伏、储能、充电技术相结合，通过智慧能源管理系统调度优化，建设对投资方、用户、电网等相关方更友好的充电场站与充电服务。

分布式光伏发电系统可极致利用场站有限的屋顶棚顶资源提供成本更低、更绿色的本地电力供给，降低外部电力供给需求；储能系统既可以平滑充电负荷、提升电网互动友好性，又可以通过峰谷套利、需量优化、动态增容、需求侧相应等能力帮助场站降低能源消费成本和项目建设成本，提升项目运营经济性。

目前国内已经建设了多座光储充一体化充电站，江苏、海南、上海、北京、山东等地的光储充充电桩都已投入运营。布局厂商主要是 CATL（快卜）、华为、领充、天合光能、特斯拉等。

值得一提的是，由“光储充”延伸出了“光储充放”、“光储充检”、“光储充放检”等具备更多功能属性的模式，在光储充基础上结合 V2G 技术、电动汽车智能检测等，加深用户体验，为用户提供绿色、经济、可靠、智能、便捷的服务。其中“光储充放”一体化电站是建设能源互联网、推进能源数字化乃至 VPP 的重要举措。

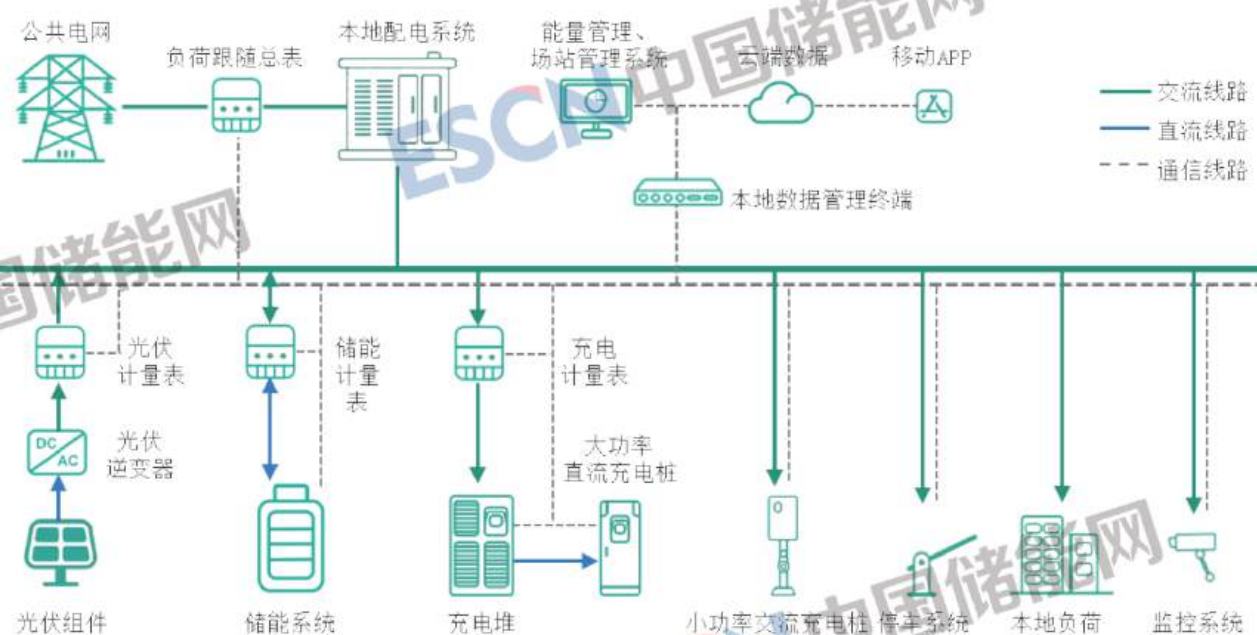


图 5-4 光储充一体化应用场景示意图

2. 零碳产业园区

零碳产业园区主要凸显的是产业园区场景，并要求园区运营过程中实现碳排放全部中和，也即净零排放。

在能源方面，零碳产业园区尽可能高比例使用可再生能源如屋顶光伏、光伏车棚、小型风力发电设施等，有条件的园区还可以建设有沼气热电联产及热泵系统，并配有储能电站、储热储冷装置等满足园区的供暖、制冷和供电需求。

在负荷方面，首先，园区内交通工具尽量实现全年电动化，配置足够多的电动汽车充电站，充电电力来源为风电、光伏等可再生能源电力，电池存储设备由退役汽车电池组成，充电时段和充电功率可智能调控；其次，在建筑方面采用节能保温材料等绿色技术，园区建筑均安装智能电表，并通过智能化的能源管理系统进行集中控制。

在碳汇方面，大量植树造林（平均一棵成年树木一年能从大气中吸收超过 21.8kg 的 CO₂）；CCUS 专业的吸碳装置 / 项目部署，比如一些小型但高效率的生物吸碳项目（如建筑外墙悬挂藻类生物反应器，每公斤藻类吸收 CO₂ 约 2kg，每年藻类产量可达 200kg），碳汇方面对于减排信用指标的贡献能够与碳交易市场相挂钩。

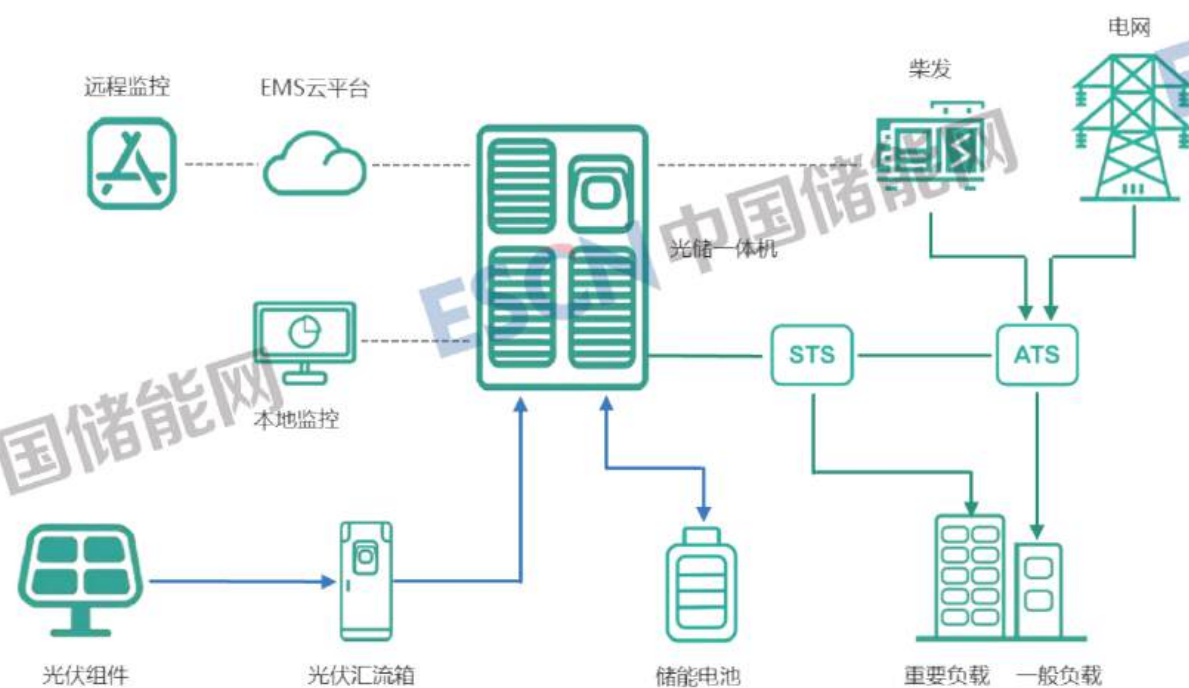


图 5-5 光储离并网电源应用场景示意图

可以看出，相比于光储充等应用场景，零碳产业园区在绿色电力系统的基础上，增加了净零碳排的概念，重点聚焦于产业园区内的“工厂零碳”、“建筑零碳”、“交通零碳”这三大方向，既凸显了清洁能源发电量占比及消纳水平，又体现了对于“节能减排”、“绿化碳汇”以及“CCUS 技术”的重视，同时还结合了绿电、绿证、CCER 等交易方式，拓宽了盈利路径。

3. 源网荷储一体化

源网荷储一体化涵盖范围最为广阔。根据国家发展改革委、国家能源局发布的《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，“源网荷储一体化”实施路径主要有三种具体模式，包括“区域（省）级源网荷储一体化”、“市（县）级源网荷储一体化”和“园区（居民区）级源网荷储一体化”。其中，园区级源网荷储一体化是最主要的表现形式，前述的光储充、零碳园区等，本质上都属于园区级源网荷储一体化。

4. 光储离并网电源

在交通枢纽、通信基站、办公楼、工厂、商业综合体、家庭别墅以及某些关键基础设施等场景中，可能存在用电综合成本过高、对供电稳定性有较高要求等情况。该方案适用于小、中型供电系统应用，有助于改善电能质量、保证供电稳定性、保障重要负荷供电（可选配 STS），储能系统动态响应速度快、支持离网 / 并网 / 并离网模式、停电时无缝切换，某些情况下，可替代柴发降低投资建设成本与运行成本，或者与柴发联合为用户提供极致可靠的供电保障。



六、经济性分析

6.1 区域经济性情况

按照 2024 年一季度的全国各地分时电价政策（电价差与循环次数）与储能系统价格，按照收益率可将各地区划分为三档：

- A 档：收益率大于 15%，代表省份有浙江、江苏、广东等（下图中深青色表示）。
- B 档：收益率在 8%~15% 之间，代表省份有安徽、陕西、四川等（下图中浅青色表示）。
- C 档：收益率低于 8%，代表的省份有云南、西藏等（下图中灰色表示）。



图 6-1 全国微电网储能项目系统收益率

6.2 经济性分析方法

1. 研判项目分时电价政策

微电网中的储能项目的主要盈利模式是峰谷套利，储能系统在低电价时段充电、高电价时段放电，每次充放电循环赚取电价差额。支撑该模式的是项目所在地的分时电价政策，分时段划分方式决定了充放电模式和最大年度循环次数，分时电价差异确定了每次循环的收益，二者结合可基本判断项目收益水平。

充放电模式：由分时电价政策中分时段划分方式决定，每日可执行 1/2/3 次充放电循环，即每日一充一放、两充两放、三充三放，一般要求每日两充两放以上以获得较好的收益水平。

年循环次数：分时电价政策中分时段划分方式也决定了最大年度循环次数，结合企业用电特点可确定可执行的年度循环次数。峰谷套利模式下，需要尽可能提升单日充放电次数及年度循环次数来缩短投资回收周期。结合目前全国各地分时电价政策来看，为了使项目获得较好收益，通常应满足每日两充两放且每年运行超 330 天的运行条件。

电价差：放电时段与充电时段企业实际用电价格的差值，通常是高峰、尖峰时段与平、低谷时段的电价差值。目前储能收益较高的地区单次循环电价差可以达到 0.9 元甚至 1.0 元以上，随着储能系统成本降低，很多电价差达到 0.5 元的地区也具备储能投资可行性。

2. 研判项目可安装容量

通过分析用电企业的电气一次图与负荷曲线，可以了解各个变压器节点的负荷分布情况、充电空间与消纳空间，结合由分时电价政策确定的充放电模式，可以确定储能项目的可安装容量与充放电策略。

储能容量确定应校核用户内部负荷峰谷比，额定功率和放电时间应综合考虑用户的消纳能力，储能配置容量不宜导致用户内部负荷峰谷比倒置。储能配置可用于降低用户变压器新增容量。

在用户变压器低压侧并网的储能安装容量应根据变压器低谷时段空余容量校核后确定，储能系统安装后宜能实现内部负荷峰谷比达到或接近 1:1。

在用户变压器高压侧并网的储能安装容量应根据用户实际最大负荷和低谷时段变压器空余容量校核后确定。储能充电容量增加后应满足母线、开关等设备载流量的要求，不宜引起外部供电线路和变电站的改造或新建。

分析过程中，要争取收集更多历史数据，获得对企业用电特征的深刻洞察，同时综合考虑未来发展情况，设计合适的容量配置方案与灵活的接入方案，帮助企业用户和投资方有效控制风险并实现价值最大化。

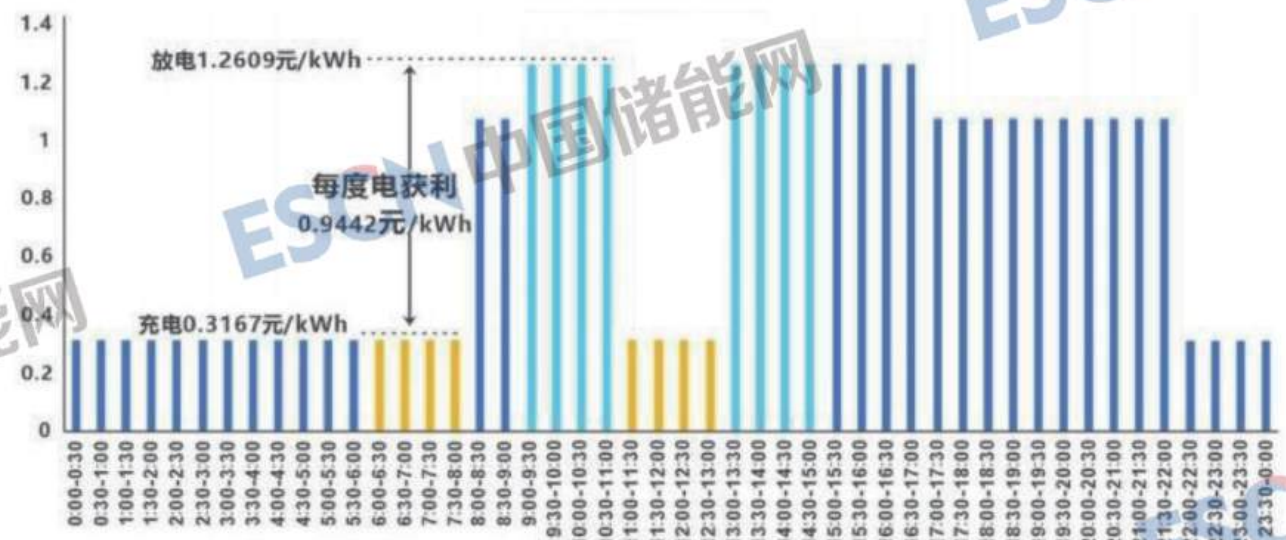


图 6-2 峰谷套利价差情况（举例）

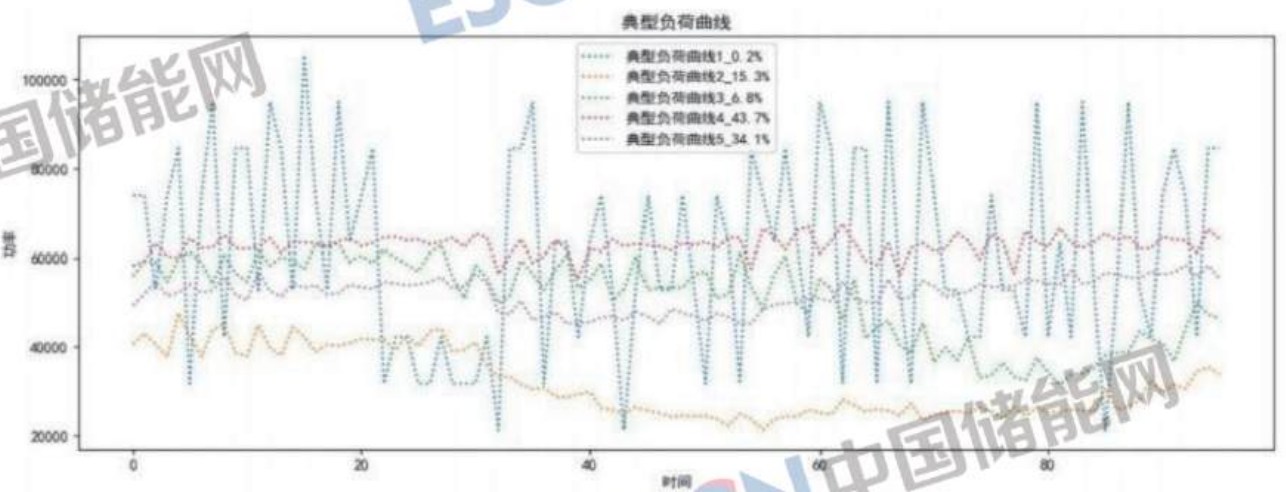


图 6-3 典型负荷曲线情况

3. 计算投资经济性分析指标

根据项目参数，对储能项目的投资经济性指标进行分析。例如某案例的经济性指标分析如小表所示。

表 6-1 储能项目投资经济性分析

分成比例	9：1	8：2
建设规模（kWh）	1000	
使用年限（年）	10	
年均发电量（万度）	54.51	
年均放电收入（万元，含税）	69.08	
总投资（万元）	100	
自有投资（万元）	30	
长期借款（万元）	70	
投资回报率（ROI）	12.27%	9.19%
项目内部收益率（IRR）	16.58%	12.59%
项目投资回收期（年）	4.44	5.23
项目净现值（NPV）（万元）	35.24	18.21
项目资本金内部报酬率（IRRm）	47.52%	35.78%
项目资本金投资回收期（年）	1.83	2.24
项目资本金净现值（NPVm）（万元）	49.33	32.29
首年投资者毛利（万元，含税，不含补贴）	33.87	30.11
年均投资者毛利（万元，含税，不含补贴）	31.32	27.84
累计投资者毛利（万元，含税，不含补贴）	313.25	278.44
首年用户充放电费差分成收益（万元）	3.76	7.53
年均用户充放电费差分成收益（万元）	3.48	6.96
累计用户充放电费差分成收益（万元）	34.81	69.61

4. 可行性评估

根据收集的资料进行相应的评估和测算，初步判断项目是否可行、可做多大规模等。初步判断项目可行后，需要实地踏勘，并同企业对接深入了解。对储能项目的容量、安全风险、经营风险等方面进行综合评估，如无问题，可进行项目商务谈判。

6.3 典型项目经济性情况

在初始投资成本方面，储能项目主要部件包括电池、储能变流器（双向变流器）、电池管理系统和能量管理系统等多个部分。2024 年一般储能项目初始投资约为 800-1000 元 / kWh。其中，电池是储能系统成本占比最大的部件，占比约为 55-60%；储能变流器成本占比约为 15-20%；电池管理系统和能量管理系统成本占比约为 10-15%；其他安装等成本占比约为 15%。

假设某工业园区微电网储能项目充放电深度为 80%，其电池循环次数为 6000 次，年运行天数为 330 天、每天循环次数为 1.2 次（一般为 1-1.5 次），电池寿命约 15 年。假设该工业园区微电网储能项目按照单日等效充放价差 1.0 元 / kWh 计算，且收入分享比例为 90%，运行期间的运维成本占收益的比例 6%。经测算，全年净现金流约为 145 元 / kWh，投资 IRR 约为 14%-21%，静态投资回收期为 5.5-6.9 年。

表 6-2 工业园区微电网储能项目两充两放 IRR 敏感性分析

IRR/%	充放价差 (元/kWh)								
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
单位初始 投资 (元/kWh)	1300	15.6%	17.7%	19.8%	21.8%	23.8%	25.7%	27.6%	29.5%
	1400	13.8%	15.9%	17.8%	19.8%	21.7%	23.5%	25.3%	27.1%
	1500	12.3%	14.3%	16.1%	18.0%	19.8%	21.5%	23.3%	25.0%
	1600	10.9%	12.8%	14.6%	16.4%	18.1%	19.8%	21.4%	23.0%
	1700	9.7%	11.5%	13.2%	14.9%	16.6%	18.2%	19.8%	21.3%
	1800	8.5%	10.3%	12.0%	13.6%	15.2%	16.8%	18.3%	19.8%
	1900	7.5%	9.2%	10.8%	12.4%	14.0%	15.5%	16.9%	18.4%
	2000	6.5%	8.2%	9.8%	11.3%	12.8%	14.3%	15.7%	17.1%

(来源：平安证券研究所、中国储能网、CESA 储能应用分会)

表 6-3 工业园区微电网储能项目两充两放静态投资回收期敏感性分析

静态投资 回收期/年	充放价差 (元/kWh)								
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
单位初始 投资 (元/kWh)	1300	5.29	4.85	4.48	4.16	3.88	3.64	3.42	3.23
	1400	5.70	5.22	4.82	4.48	4.18	3.92	3.69	3.48
	1500	6.11	5.60	5.17	4.80	4.48	4.20	3.95	3.73
	1600	6.51	5.97	5.51	5.12	4.78	4.48	4.21	3.98
	1700	6.92	6.34	5.86	5.44	5.07	4.76	4.48	4.23
	1800	7.33	6.72	6.20	5.76	5.37	5.04	4.74	4.48
	1900	7.73	7.09	6.54	6.08	5.67	5.32	5.00	4.73
	2000	8.14	7.46	6.89	6.40	5.97	5.60	5.27	4.97

(来源：平安证券研究所、中国储能网、CESA 储能应用分会)

随着电力市场价格机制的不断完善，大部分省份的工业园区微电网储能项目投资 IRR 在逐步提高。以浙江、广东、江苏和上海等地为代表的较为发达的地区，工业园区微电网储能项目已经具备了较高经济性。2024 年，全国多个省份工业园区微电网储能项目收益率比较可观，如浙江超过了 26%，广东 17.62%。除了浙江、广东、江苏、上海外，工业园区微电网储能项目可投资区域进一步扩大，湖南、湖北、四川、重庆、贵州、海南、河北、陕西等地收益非常可观。2024 年部分省份的工业园区微电网储能项目投资 IRR 测算如下。



图 6-4 多个省份工业园区微电网储能项目投资 IRR

注：循环次数均为两充两放。(来源：平安证券研究所、中国储能网、CESA 储能应用分会。)

七、市场情况

本报告市场数据依据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会自主建立的《全球储能数据库》。

以工业绿色微电网中的储能系统统计，2024 年，全国共新增 174 个储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网装机项目，装机规模共 485.01MW/1284.62MWh，总投资超 27.13 亿元。

7.1 地域分布

7.1.1 省份分布

就省份分析，2024 年，内蒙古储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网储能项目新增装机规模最大，达 94.05MW/371.1MWh，容量占比 28.89%。新疆新增装机规模 87.7MW/275.43MWh，容量占比 21.44%。江苏新增装机项目 24 个，共 46.79MW/97.07MWh，容量占比 7.56%。此外，广东新增装机 31 个，数量在全国排第一。



图 7-1 2024 年各省新增储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网项目新增装机规模及数量

(来源：中国储能网、CESA 储能应用分会)

装机规模最大的是内蒙创源合金用户侧储能项目，该项目位于内蒙古自治区通辽市霍林郭勒市工业园区，总规模新增负荷 610MW，配套新建新能源规模 750MW，其中风电 540MW，光伏 210MW，储能 113MW，项目配置高压级联构网型储能 91.5MW/366MWh，智光储能助力该项目突破了用户侧配置构网型储能系统的装机规模行业新记录。

此外，新疆克拉玛依 75MW/225MWh “风光柴储” 一体化项目也于 2024 年离网供电，该项目是新疆首个油田 “风光柴储” 一体化项目，永泰数能为该项目提供绿色多能互补解决方案，搭载自主研发的风光柴储一体机，多能互补，实现油井生产的低碳化，推动油田的绿色低碳转型。

2024 年底，中石化新疆库车绿氢示范项目储能电站智能调控系统成功投运，对储能电站与光伏发电、制氢、储氢之间功率和能量进行协同互补。该电站是一座装机容量为 12.5MW/50MWh 的电化学储能电站，由 2 个 5MW/20MWh 储能单元和 1 个 2.5MW/10MWh 储能单元构成，是目前中石化规模最大的用户侧储能电站。

7.1.2 区域分布

2024 年华北地区共 18 个储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网储能项目新增装机，规模达 116.44MW/428.78MWh，容量规模居全国首位，容量占比 33.38%。西北地区共 10 个微电网储能项目新增装机，其中 4 个超 30MWh，包括 1 个百兆瓦时级项目。新增装机总规模 125.16MW/351.24MWh，功率规模居全国第一，容量规模排第二，容量占比 18.55%。华东地区新增装机 83 个储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网储能项目，数量排第一，总规模 116.15MW/238.34MWh，容量占比 18.55%。

此外，华中地区新增装机 74.27MW/149.53MWh，容量占比 11.64%。华南地区新增装机 34 个，数量居全国第二，规模 37.96MW/78.50MWh，容量占比 6.11%。西南地区新增装机 16 个，总规模 14.94MW/37.95MWh，容量占比 2.95%。

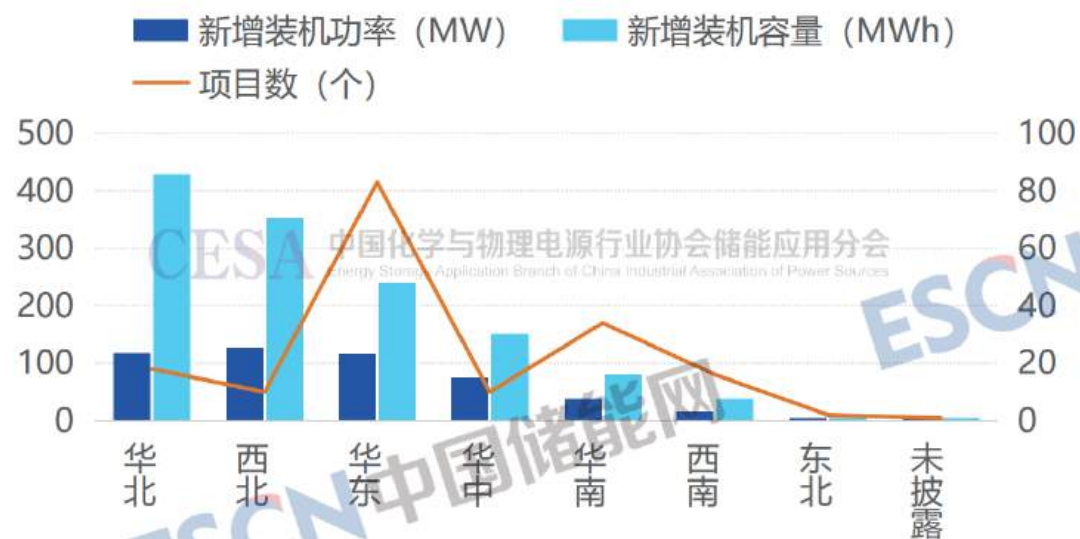


图 7-2 2024 年各地区储充 / 光储充 / 分布式光伏配储 / 微电网等项目新增装机规模及数量

(来源：中国储能网、CESA 储能应用分会)

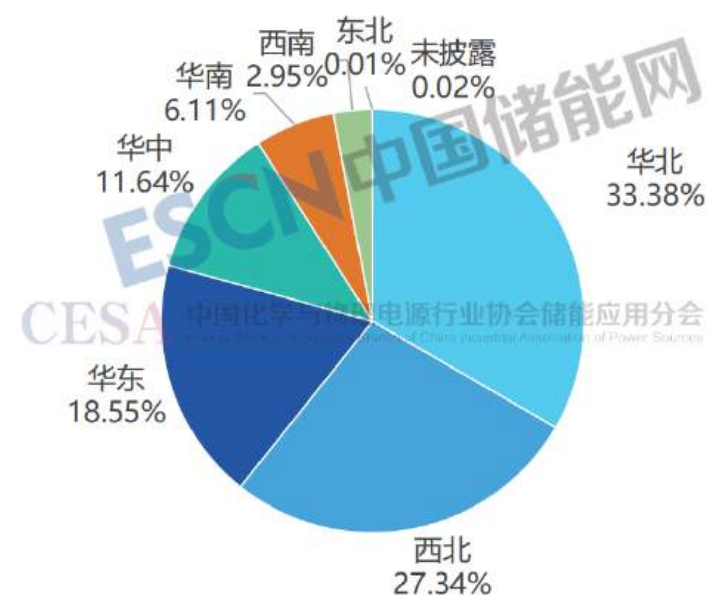


图 7-3 2024 年各地区储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网项目新增装机容量占比

(来源：中国储能网、CESA 储能应用分会)

7.2 容量分布

2024 年储充 / 光储充 / 分布式光伏配储 / 微电网等新增装机项目中，有 155 个项目容量规模明确，近半数项目容量规模在 1MWh 以下。容量规模在 0.1MWh-0.5MWh 区间内的项目数量最多，达 56 个，数量占比 36.13%。容量在 1MWh-5MWh 区间内的项目达 45 个，数量占比 29.03%。5MWh 以上的项目共 34 个，数量占比 21.94%。

单位：MWh

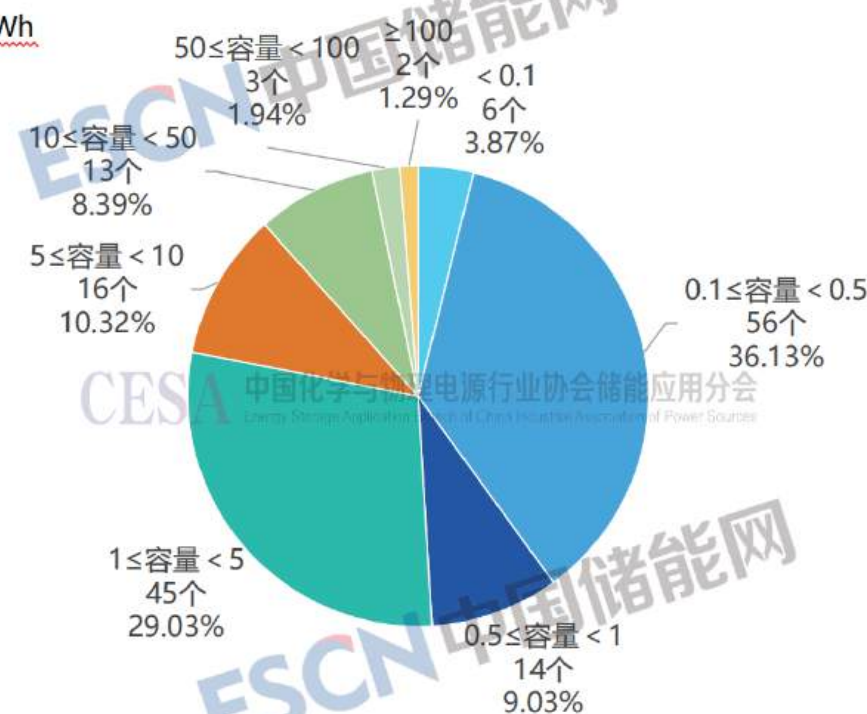


图 7-4 2024 年新增装机的储充 / 光储充 / 分布式光伏配储等微电网项目容量分布

(来源：中国储能网、CESA 储能应用分会)

7.3 应用分布

7.3.1 离网型微电网

2024 年，CESA 储能应用分会产业数据库共追踪到 7 个新增投运离网型微电网储能项目，总规模 11.165MW/28.524MWh，其中包含 1 个“磷酸铁锂+全钒液流”混合储能离网型微电网，1 个铁铬液流储能电站。

例如，北麂岛离网锂电储能系统项目，该项目由浙江朗呈新能源有限公司承建，上海派能能源科技股份有限公司为该项目提供了核心部件锂电池系统。项目储能装机容量 6.75MWh，是全国迄今为止最大的海岛离网储能项目。该微电网系统以“光伏发电+储能”为主电源，柴油发电机为备用电源。光伏白天发电，多余的电存入储能系统，在晚上光伏停止发电时由储能系统供电。储能系统的加入解决了光伏发电的波动性和时间特性的问题，为岛上居民 24 小时提供可靠的绿色能源。

青海油田跃北 1 井光储微电网项目，由工程材料研究院自主研发的中国石油首套全钒液流电池，2024 年 11 月在青海油田花土沟生产基地首次完成极端环境和严苛条件下“光—储—抽”离网应用。在高海拔、极寒、纯离网、信号弱、需 24 小时不间断供电等极端工况下，首次采用自主研发的全钒液流电池和创新设计的柔性直流母线微电网拓扑架构，通过实时远程监控，实现了无人值守边远井场全天候、全绿电供应。目前，跃北 1 井日供电需求为 360 千瓦时，采用“6 小时光伏+18 小时储能”供电组合，配置“100 千瓦光伏+200 千瓦时磷酸铁锂储能+120 千瓦时全钒液流”的离网型光储系统，与传统电网供电建设成本相比，节约超过 30 万元。同时，该系统每年预计节约电费 7.7 万元。

河北秦皇岛石油分公司光伏场站石油化工行业首套 30kW 铁铬液流电池储能系统。2024 年 12 月，大连院自主研发的石油化工行业首套 30kW 铁铬液流电池储能系统在河北秦皇岛石油分公司光伏场站顺利投运，完成严苛环境下“光-储-用”融合系统在石化行业首次离网应用，直流侧能量效率超 80%，满足 8 至 10 小时长时间供能需求，具有重要示范意义。

表 7-1 2024 年新增投运的部分离网型微电网储能项目

序号	项目名称	装机规模	地点
1	北麂岛离网锂电储能系统	6.75MWh	浙江
2	西藏光储柴微电网项目	1.5MW/9MWh	西藏
3	西山煤电东曲煤矿离网应急电源系统	4MW	山西
4	扬中光储构网型微电网项目	2MW/4MWh	江苏
5	青海油田跃北 1 井光储微电网项目—磷酸铁锂部分	0.2MWh	青海
	青海油田跃北 1 井光储微电网项目—全钒液流部分	0.12MWh	青海
6	河北秦皇岛石油分公司光伏场站石油化工行业首套 30kW 铁铬液流电池储能系统	30kW	河北

7.3.2 储充 / 光储充微电网项目

2024 年，CESA 储能应用分会产业数据库共追踪到 83 个储充 / 光储充新增装机项目，新增装机 115.08MW/227.87MWh，广东省数量最多，湖南省装机规模最大。51 个为 2h 储能项目，容量占储充 / 光储充新增装机的 86%。

2024 年时代星云新增并网了 6 个光储充项目，规模从 0.206MWh 到 5.768MWh 不等，最大的项目是上海南翔 4.41MW/5.768MWh 光储充检智能超充站。就规模来说，2024 年新增投运规模最大的是两个 30MW/60MWh 光储充项目。就技术路线来看，2024 年新增投运的储充 / 光储充项目中，有一个“磷酸铁锂 + 钠离子电池”混合储能光储充一体化项目，两个全钒液流电池储充 / 光储充项目，其余皆为磷酸铁锂电池储能项目。

例如，河南交投源网荷储充项目灵宝南收费站。河南交投源网荷储充项目是河南工程公司与河南交投集团携手合作的首个源网荷储充项目，该项目充分利用河南交投集团所管辖的收费站、服务区、隧道口等站点的边坡、地面、屋顶及车棚等区域，建设分布式源网荷储充电站。项目依据“自发自用，余电上网”的原则，就地分散并网，其设计整体装机总容量约为 150 兆瓦，储能容量 30 兆瓦/60 兆瓦时，年平均发电量约 1.5 亿度，可节约标准煤近 5 万吨，减少二氧化碳排放约 15 万吨，具有显著的环保效益。

衡阳中湘五金机电大市场光储充一体化充电桩项目。该项目位于石鼓区黄沙湾街道中湘五金机电大市场内，由衡阳市福源能源有限公司建设。主要建设 50 个充电桩，108 把充电枪；2.8 兆瓦分布式屋顶光伏发电和车棚光伏；配套 30 兆瓦储能柜。本项目建成后将实现光伏发电、储能平衡、新能源汽车充电消纳、余电上网，年消耗 200 万千瓦时（能耗），每年可减排 1200 吨二氧化碳。

湖南美特新材能源 7.5MW/15.983MWh 光储充一体化项目。该项目配备 533.6kWp 光伏系统，300kW 充电桩，充电桩采用 1 台 120kW 直流双枪充电桩和 6 台 30kW 直流单枪充电桩，储能规模为 7.5MW/15.983MWh。电池选用 280Ah 磷酸铁锂电池和 200Ah 钠离子电池（层状氧化物材料），主要设备包括：储能一体柜 75 台（其中 73 台磷酸铁锂电池 100kW/215kWh，2 台为钠电池 100kW/144kWh）、汇流箱，并网柜等。

山西康伟集团公司光储充一体化电站。该工程由资质单位张家港德泰储能装备有限公司承建，建设 1.5MW/6MWh 全钒液流储能电站，是山西省继朔州陶瓷职业技术学院之后的第二个全钒液流光储充一体化电站。

表 7-2 2024 年新增并网的部分储充 / 光储充项目

序号	项目名称	装机规模	地点
1	东莞新绮腾近零碳园区充电站	1.5MW/3MWh	广东
2	青浦区佘北公路光储充检智能超充站	1.6MWh	上海
3	上海市闵行区北翟路光储充检智能超充站	3.2MWh	上海
4	四川眉山光储充一体化 500KW/1000KWh 项目	0.5MW/1MWh	四川
5	山东万辉光储充检系统化示范站	1MW/2MWh	山东
6	十堰市张湾区双星东风轮胎智能制造产业园“光储充”一体化项目	1.3MW/2.6MWh	湖北
7	湖南美特新材能源 7.5MW/15.983MWh 光储充一体化项目——钠离子电池储能	200kW/288kWh	湖南
8	湖南美特新材能源 7.5MW/15.983MWh 光储充一体化项目——磷酸铁锂电池储能	7.5MW/15.983MWh	湖南
9	重庆长江轴承股份有限公司储能项目	2MW/4MWh	重庆
10	宝安大酒店工商业光储充项目	0.6MW/1.29MWh	广东
11	溧阳勤业光储充一体项目	1.6MW/1.914MWh	江苏
12	德泰储能 1.5MW/6MWh 全钒液流储能电站	1.5MW/6MWh	山西
13	衡阳中湘五金机电大市场光储充一体化充电桩项目	30MW	湖南
14	易事特松山湖工业园光储充一体化车棚示范项目	10MWh	广东
15	上海医谷三期 1500kW/2784kWh 储能项目	1.5MW/2.784MWh	上海

序号	项目名称	装机规模	地点
16	河南交投源网荷储充项目灵宝南收费站	30MW/60MWh	河南
17	山东枣庄风光储充一体化储能项目	0.48MW/1.72MWh	山东
18	山东济南储充一体化储能项目	1.4MW/3MWh	山东
19	重庆光储充检换站多功能一体站	3.72MW/6.67MWh	重庆
20	创维零碳绿色科技产业园 15.6MWh 用户侧储能电站	7.8MW/15.6MWh	广东
21	上海康桥东路 1260kW/1648kWh 光储充检智能超充站	1.26MW/1.648MWh	上海
22	上海南翔最大光储充检智能超充站	4.41MW/5.768MWh	上海
23	上海奉贤光储智检超充站	1.26MW/1.648MWh	上海

7.3.3 分布式光伏 / 风电配储微电网项目

2024 年，CESA 储能应用分会产业数据库共追踪到 75 个分布式光伏 / 风电配储微电网并网项目，新增装机规模 320.675MW/946.765MWh，总投资超 26.76 亿元。

就技术路线来看，其中包括 1 个液流电池储能项目，还有一个铅炭电池储能项目。

就省份分析，江苏、浙江、山东、广东新增装机项目数量较多，内蒙古、新疆新增装机规模较大。

例如，中兴通讯滨江工业园区光伏零碳智慧电厂项目。该项目位于江苏省南京市江宁滨江开发区，配套磷酸铁锂电池储能系统 3.45MW/10MWh，项目由国家电投集团江苏电力有限公司承建，采用“光伏发电 + 储能系统”模式。利用园区厂房屋顶建设光伏发电系统，采取分块发电、集中并网、自发自用、余电上网方案。另配备用户侧储能系统和光储协控系统，通过光伏发电、峰谷电差实现利润。

桐庐红狮新能源 6MW 光伏储能一体化项目。2024 年 8 月，由阳光新能源开发建设的红狮水泥桐庐生产厂区“6MW 光伏 + 4MW/10MWh 储能”一体化电站近日投用。结合行业特性和企业需求，阳光新能源为其量身定制“光伏 + 储能”创新解决方案，并将 BIPV 创新应用于厂房屋顶，成为水泥行业全场景、多维度绿色用能的示范。

腾讯河北怀来“风电 + 光伏 + 储能”一体化数据中心微电网项目。该项目位于河北怀来，在该项目中，腾讯除了集成分布式风机、屋顶光伏，还引入了一套 1.25MW 的锂电池储能设备。项目总装机容量 10.99MW、年发电量达 1400 万度，相当于 5000 个家庭一年的用电量。通过这套微电网，腾讯怀来东园数据中心一年能减少近 8000 吨碳排放、节省超 350 万元电费。

济柴动力 1MW/1MWh 智能组串式储能系统及光储柴微电网系统。2024 年 10 月，济柴动力 1MW/1MWh 智能组串式储能系统及光储柴微电网系统在青海油田牛东区块光伏示范区正式开始运行。青海油田边远区块，在此之前由于没有可以依托电网，主要供电方式为燃气发电机。此次济柴动力提供的微电网解决方案，通过集成光伏发电、储能系统和燃气发电机发电等多种能源形式，由微网控制系统调节光伏逆变器及发电机出力实现供需平衡，实现能源的优化配置和智能调度，实现了发电机、储能及光伏系统的平滑过渡。在光照充足时，光伏发电系统优先供电并给储能电池充电；在光照不足或需求高峰时，储能电池和燃气发电机则协同工作，确保电力供应的稳定可靠。

南山光储一体化储能电站。该项目为 1.5 MW/6 MWh 全钒液流光储一体化电站，是永泰数能首座 MW 级储能电站，于 2024 年 9 月底正式投运，标志着公司 4 小时储能时长全钒液流电池储能项目正式落地。

昆工恒达（云南）新能源“厂区光储一体化综合智慧项目”。该项目是光储一体化分布式光伏项目，装机规模 6.2MW，配置 0.5MW/2MWh 铝基铅炭电化学储能系统，由中核集团云南新华水电有限公司出资建设，昆明理工恒达科技股份有限公司负责储能电站的设计、集成及安装调试等工作。项目年平均发电量约 732.5 万千瓦时，每年可节约标准煤约 2200 吨，可减少二氧化碳排放量约 6100 吨，节能减排效益显著，推动“光伏 + 储能”融合发展，助力双碳目标实现。

表 7-3 2024 年新增并网的部分分布式光伏 / 风电配储微电网项目

序号	项目名称	装机规模	地点
1	芜湖精艺新能源芜湖 2.5MW/6.7MWh 用户侧 10kV 光储一体项目	2.5MW/6.7MWh	安徽
2	中兴通讯滨江工业园区光伏零碳智慧电厂项目	3.45MW/10MWh	江苏
3	山东滨州零碳商业园示范项目	2MWh	山东
4	重庆通用及重庆机床分布式光伏储能一体化 EPC 项目	2MW/6MWh	重庆
5	山东新能源东营区域屋顶分布式光伏及配储项目	2.6MW/5.2MWh	山东
6	快卜首个 AI 微电网项目	1MW/1.86MWh	上海
7	南京飞燕活塞环股份有限公司“光储充”一体化智能微电网项目	2MW/6MWh	江苏
8	孤东管理一区 100 兆瓦光伏电站建设工程配储	10MW/20MWh	山东
9	华新光伏电站自配储能项目	12.8MW/25.6MWh	天津
10	江苏溧阳高新区创智园微电网储能项目	2MW/3.712MWh	江苏
11	正泰安能“园区光储充放 + 智慧能效管理”智能微电网项目	0.05MW/0.1MWh	重庆
12	“轨道交通‘网 - 源 - 储 - 车’协同供能技术应用研究”项目	5MWh	内蒙古
13	宁波舟山港梅山风光储一体化项目	1MW/2MWh	浙江
14	桐庐红狮新能源 6MW 光伏储能一体化项目	6MW 光伏 + 4MW/10MWh 储能	浙江

序号	项目名称	装机规模	地点
15	新疆电网首个“水光柴储”智能微电网示范项目	0.2MW/0.43MWh	新疆
16	江苏张家港华昌能源“氢光互补”智能微电网	200kW/200kWh	江苏
17	南山光储一体化储能电站	1.5MW/6MWh	广东
18	山东省青岛莱西海绿源工厂园区 0.8MW/4.055MWh 储能电站	0.8MW/4.055MWh	山东
19	海绿源工厂园区 4MWh 储能电站	4MWh	山东
20	广船国际有限公司储能项目	15MW/30MWh	广东
21	腾讯河北怀来“风电 + 光伏 + 储能”一体化数据中心微电网项目	1.25MW	河北
22	昆工恒达（云南）新能源有限公司“厂区光储一体化综合智慧项目”	0.5MW/2MWh	云南
23	华北油田首座 100 千瓦 /124 千瓦时固态电池储能电站	0.1MW/0.124MWh	河北
24	内蒙创源合金用户侧储能项目	91.5MW/366MWh	内蒙古
25	中石化新疆库车绿氢项目——储能电站智能调控系统	12.5MW/50MWh	新疆
26	悦达棉纺绿色微电网项目	1MW/2.15MWh	江苏
27	江苏某新能源企业配储项目	45MWh	江苏
28	芜湖悠派护理用品科技股份有限公司 4659KWh 分布式储能电站项目	4.659MWh	安徽

序号	项目名称	装机规模	地点
29	福建省厦门海隆码头 6MW 分布式光伏配储项目	5MW/10MWh	福建
30	富江能源园区用户侧储能项目	4.5MW/9MWh	浙江
31	济柴动力智能组串式储能系统及光储柴微电网系统	1MW/1MWh	青海
32	浙江杭州园区微电网智慧管控项目	2.895MWh	浙江
33	扬州特材 6.45MW/12.9MWh 光储项目	6.45MW/12.9MWh	江苏
34	中德（常州）创新产业园微电网项目	0.1MW/0.232MWh	江苏
35	华昌能源“氢光互补”智能微电网	0.2MW/0.2MWh	江苏



八、典型项目

微电网理论技术研究及示范工程建设在我国已得到高度重视，国家科技部 863 计划、973 计划等将微电网研发示范项目列入重点资助范围，多地也已开展了规模化的示范建设。目前国内已有的微电网典型实验系统及示范工程如下。

8.1 国家级示范项目

1. 863 课题“高密度分布式能源接入交直流混合微电网关键技术”示范项目。该项目在浙江上虞世纪华通工业园区内开展了微电网的示范工程建设，该工程是国内首个在用户侧商业化运营的交直流混合微电网。为交直流混合微电网的稳定、高效、安全的运行提出了开创性的理论指导，并从设计、建造到调试等方面为交直流混合微电网技术的实际应用提供了样板典范。

2. 广东电网公司与上海交通大学等单位合作的国家重点研发计划“工业园区多元用户互动的配用电系统关键技术研究”在广州从化明珠工业园区进行示范，构建示范园区内部可靠、清洁、高效的综合能源配用电系统，并实现与大电网的友好互动，为未来综合能源配用电系统的规划、建设和运行提供技术支撑和关键装备，为提高我国能源装备技术水平方面发挥了引领和示范作用。



图 8-1 广州从化明珠工业绿色微电网示范项目

3. 南方电网公司与天津大学合作的国家 863 目标导向型项目“兆瓦级冷热电联供分布式能源微网并网关键技术和工程示范”，将可为我国冷热电联供与微电网技术的研究与发展提供了可供研究试验的示范平台。

8.2 典型应用项目

部分优秀典型案例列举如下：

1. 南京无线谷低碳智慧园区光储一体化微电网

该项目位于中国（南京）无线谷低碳智慧园区，基于用户负荷特性，挖掘建筑楼宇节能潜力，充分利用建筑屋顶资源，在园区内构建了分布式光伏、一体化储能柜以及基于企业级的负荷数字化感知与互动调控平台，实现了园区内能源供应、能源存储、能源消费、能源增值服务的智慧化高效管理协同，是打造用户侧微电网典型示范案例，构建新型电力系统的重要实践。该项目利用紫金山实验室主楼屋顶 7600 平方米闲置屋顶共建设 0.374 兆瓦光伏，所发电能供园区就地消纳使用，并在园区配电房附近建设一套容量为 116 千瓦、233 千瓦时的储能柜，在用电低谷时段从储存富余的光伏电能并在用电高峰时发电。与此同时，南京江宁公司对公司对园区 52 台多联机空调进行柔性改造，改造完成后，园区可通过群组控制空调负荷调节，最高可秒级响应 600 千瓦增减需求，动态平衡内部用能情况。该项目由江宁开发区联合南瑞继保、江苏省综能公司、江宁区供电公司共同组织实施的无线谷光伏储能一体化项目，已于 2024 年 5 月正式投运。

2. 苏州循环经济产业园区微电网

苏州工业园区内的循环经济产业园，优化能源利用结构构建清洁高效微电网。园区已有 21 家企业入选国家级绿色制造体系，46 家入选省级绿色工厂，4 家入选市级“近零碳”工厂。截至 2023 年底，园区清洁能源占比超 90%，累计并网光伏规模超 290MW，充电站 315 座，充电桩 3038 个，园区公交实现 100% 使用新能源车辆。



图 8-2 南京无线谷低碳智慧园区光储一体化微电网

苏州循环经济产业园微电网集中包括了：有机废弃物利用厂、污水处理厂、污泥处置厂、东吴热电厂、天然气接收站等基础设施。其中，有机废弃物利用厂将餐厨和厨余垃圾在厌氧发酵罐里被微生物分解，产生的沼气提纯后输送至天然气接收站供园区居民使用。2023 年内，产业园共处理餐厨垃圾、园林绿化垃圾等有机废弃物约 17.04 万吨，产生生物质天然气约 800 万立方米，相当于节约标准煤 8746 吨，减排二氧化碳 17.32 万吨。2023 年 2 月，污泥处置厂 0.85MW 分布式光伏项目并网，年发绿色电力 85 万千瓦时，消纳率 99% 以上；第二污水处理厂 6MW 分布式光伏项目正在建设中，预计 2024 年三季度并网，项目年发绿色电力 567 万千瓦时，基本可全部消纳；东吴热电 50MW/100MWh 储能项目正在建设中，预计 2024 年三季度投运，该项目已被列入江苏省电网侧储能项目规划，建成后将发挥区域电力保供、顶峰、调峰、调频等多种作用。



图 8-3 苏州循环经济产业园区污泥处置厂分布式光伏

3. 丽水“末端保供”型台区级微电网

2024 年 5 月，国网丽水供电公司首个“末端保供”型台区级微电网在莲都区峰源乡赛坑村建成投运，有效提高当地农网供电可靠性，进一步改善偏远山区用电环境，提升偏远山区人民用电获得感。赛坑村距离市区 70 余公里，位置偏僻，全村共 50 多人，大多数为留守老人，用电量小。全村由 10 千伏赛坑 193 线供电，线路全长约 22.306 公里，位于线路供电最末端。“末端保供”型台区级微电网投用后，在遇到突发故障时，储能装置可以为赛坑村连续供电 8 小时。与此同时，这套装置还可以检测赛坑村台区电压，对末端电压进行调节，使村民用电电压更稳定。



图 8-4 丽水“末端保供”型台区级微电网

4. 宁德“风、光、储、充、用”微电网示范项目

国家电网宁德供电公司推动新型电力系统，在宁德市推动“配-微电网+储能”融合发展，构建“风、光、储、充、用”微电网。截至目前，宁德三都澳、霞浦七星、福鼎闽威实业、福鼎海之梦等中心渔排养殖区域共完成 288.49 千瓦光伏系统、11 千瓦风力发电机组、5 套储能及控制管理系统、一套淡水系统和 9 台双枪直流快充桩建设，单台充电桩一次可满足 2 艘电动船舶同时充电，每艘电动船舶每年预计可减少二氧化碳排放 16 吨。通过源网荷储优化协调控制、多种可再生能源互补和优化管控，实现海上渔排不间断供电，用户可在电气化的基础上每年降低柴油成本支出 2 万元-5 万元。

5. 厦门 ABB 工业中心微电网

厦门 ABB 工业中心微电网在园区内部署分布式光伏系统，并配置储能系统和交直流充电桩系统。园区内架构光储直柔微网，将光伏发电、高效储能、充电配电融合为一体，将多余电量储备起来。当外部电力紧张时，系统切换离网模式，转为一个大型“充电宝”，放电保障重要负荷，既对光伏电进行充分消纳，也保障供电的安全可靠。“绿色微电网”每年可为 ABB 园区提供约 1280 万度清洁能源，相当于减少 1.34 万吨碳排放，可以替代约 50% 的电力供应，提供高达 20% 容量的负荷需求侧响应，成为用能企业的“低碳样板”。



图 8-5 宁德“风、光、储、充、用”微电网示范项目



图 8-6 厦门 ABB 工业中心微电网

6. 云南阳宗海绿色铝产业园微电网

国家电投云南国际阳宗海绿色铝产业园微电网项目，在二期建成昆明阳宗海 13.75MW 分布式光伏示范项目的基础上，正在推进二期 37.89MW 分布式光伏、光伏一体化车棚、用户侧储能、交（直）流充电桩建设等，建成实现“源-网-荷-储-用”能源多供应环节之间的生产和需求协同，打造云南省最大的分布式光伏微电网示范项目。该项目实现光伏发电直流接入电解铝生产用电的重大突破，减少了逆变、整流过程中的电能损耗，为电解铝行业大客户绿电直供提供了技术支持，也为国内绿电转化和新型电力系统建设提供了经验和示范。



图 8-7 云南阳宗海绿色铝产业园微电网

7. 北京亦庄碳中和智慧园区绿色微电网

北京亦庄碳中和智慧园区绿色微电网通过自主研发智慧园区运营管理平台，以及建设 1.8MW 分布式光伏、4.8MW 分散式风电、2.9MWh 储能、3000Rth 水蓄冷和 0.7MW 微燃机（天然气冷热电三联供），推动园区的综合能源智慧调度与高效利用，促进清洁能源的就地采集和消纳，实现园区用能的按需智慧调配以及自我调节。园区绿色微电网系统内风电和光伏总发电量约 780 万 kWh，通过风光储联合优化运行，光伏、风电就地消纳电量约 725 万 kWh，可再生能源就地消纳比例达 93%；通过参加售电交易和京津冀辅助服务市场，市场化交易售电约 55 万 kWh。园区绿色微电网在供能侧通过增加新能源供能进而减少外购电力，在用能侧通过储能和水蓄冷技术实现峰谷调节，并通过代理售电、节能增效、需求响应等服务，实现综合度电成本从 0.80 元 /kWh 下降至 0.57 元 /kWh，每年可节约电费 355 万元，减少化石能源消费约 959 吨标煤，减少二氧化碳排放约 4448 吨。



图 8-8 北京亦庄碳中和智慧园区绿色微电网

8. 济南海螺水泥零外购电智慧微网

济南海螺水泥公司打造“零外购电”智慧绿色能源示范企业，2010 年公司水泥窑配套建设一套 9 兆瓦纯低温余热发电系统，回收熟料生产废气余热发电，年发电量约 6500 万千瓦时；2011 年建成 1.5 兆瓦风力发电项目，年发电量约 150 万千瓦时；2018 至 2021 年建成 5.58 兆瓦一期光伏发电项目、5.9 兆瓦二期光伏发电项目，年发电量约 1400 万千瓦时；2019 年建成 9 兆瓦生活垃圾焚烧发电项目，年发电量约 6000 万千瓦时。截至目前，一座集余热发电、风力发电、光伏发电、垃圾发电于一体“低碳园区”建成投运，年发电量约 1.3 亿千瓦时，有效替代标煤 3.9 万吨，减排二氧化碳 10.1 万吨。未来，济南海螺计划建设 9 兆瓦生物质气化补充热能、三期 5 兆瓦光伏发电等项目，届时年清洁能源发电量达 1.95 亿千瓦时，实现企业用电 100% 自供。同时，配套建设 5 兆瓦 /12.5 兆瓦时储能装置，推进“源网荷储”一体化，为“两高”行业绿色低碳转型提供“海螺方案”。



图 8-9 济宁海螺水泥零外购电智慧微网

9. 上海电气汕头智慧能源示范项目

上海电气打造的汕头智慧能源示范项目，目前为广东省内最大、上海电气首个工业园区级的集风 - 光 - 储一体的“能源互联网+”示范项目。项目包括 1 台 8MW 风机和 1 台 4MW 风机，2.42MW 屋顶光伏、1MW/1MWh 锂电池储能、充电桩设备、智能楼宇监控、“5G+”工厂 IOT 系统、微网控制系统和智能能量调度管理平台等，通过“源 - 网 - 荷 - 储”动态控制管理技术，在保证严苛的供电可靠性和高品质电能质量同时，充分利用了汕头丰富的风光自然资源，实现能源的自组织、自平衡、自优化。



图 8-10 汕头智慧能源示范项目

10. 内蒙古鄂尔多斯蒙苏经济开发区零碳产业园绿色微电网

鄂尔多斯蒙苏经济开发区零碳产业园微电网入选工信部全国首批工业绿色微电网典型应用场景与案例名单，成为全国首批 3 家应用工业绿色微电网的典型工业园区之一。该工业绿色微电网，位于钢铁、有色、化工、建材、机械、轻工、纺织、电子及数据中心、5G 基站等重点行业领域和工业园区，建设形成能够集成应用分布式光伏、分散式风电、高效热泵、新型储能、氢能、余热余压、智慧能源管控的一体化系统。鄂尔多斯蒙苏经济开发区零碳产业园以高比例消纳清洁能源为核心目标，在能源数字技术应用、零碳标准体系建设及商业模式创新等方面进行持续探索，充分整合新能源装备生产、“源网荷储”一体化建设运营等要素资源，通过大规模可再生能源开发和电化学储能项目建设、高比例工业余能利用及物联网智慧能源管理等措施，构建形成可再生能源装机 30.728 兆瓦、电化学储能装机 3.72 兆瓦和 100% 就地消纳绿电、工业余能利用率高达 70% 以上的绿色微电网。



图 8-11 蒙苏经济开发区零碳产业园绿色微电网

11. 威胜能源汨罗循环经济产业园区智慧绿色微电网

威胜能源打造的“汨罗循环经济产业园区智慧绿色微电网”成功入选全国 3 个工业园区典型案例之列。该微电网基于综合智慧零碳电厂理念与模式，聚合了 10.5MW 分布式光伏、2MW/4MWh 储能系统、2kW 垂直轴微风风机、充电桩、光伏路灯等要素，通过管控系统和云数据中心系统实现多种场景能源生产、输配、存储、消费的智能采集和处理。该微电网年发电量 985 万 kWh，可再生能源消费占比达 30%，每年售电收益约 221.6 万元，减少化石能源消费 1211 吨标煤，减少二氧化碳排放 5617 吨。通过综合管控平台聚合分布式光伏、储能和用户侧可调负荷等资源，为电网提供顶峰能力 2MW，增加调峰能力 2MW-3MW，提升响应速度、丰富调压手段。



图 8-12 威胜能源汨罗循环经济产业园区智慧绿色微电网

12. 中天钢铁集团（南通）有限公司工业绿色微电网

中天钢铁集团（南通）有限公司工业绿色微电网，建设 72.5MW 分布式光伏、4 台 100MW 超高温亚临界煤气发电机组、2 台 35MW 干熄焦蒸汽发电机组、2 台 25MW 烧结余热发电机组、3 台 25MW 高炉煤气余压发电机组及配套的智慧能源管控系统，实现全厂区能源的综合平衡与优化调度。2023 年，中天南通微电网光伏发电量 7700 万 kWh，可再生能源就地消纳比例达 87% 以上；余热余压年发电量约 380000 万 kWh；中天南通微电网运营后，每年可实现经济效益约 1000 万元。

13. 河南豫光金铅股份有限公司工业绿色微电网

河南豫光金铅股份有限公司是我国大型铅冶炼企业，白银、再生铅生产基地，其微电网内建设有 7.5MWh 大型储能电站。通过对充放电时段的智能化控制，实现峰谷负荷自主、自由调控，减少电网公司负荷调控对公司生产的影响，电力负荷调节能力可以达到 22%。该工业园区内采用分散逆变、集中接入方式，投资建设的 11.59MW 分布式光伏发电项目实现了可再生能源就近高比例消纳；公司利用熔炼炉、还原炉及烟化炉烟气余热发电，15MW 抽凝式汽轮发电机组；为有效利用电网峰谷电价政策，7.52MWh 超大容量铅炭智能储能项目，在工业领域规模化储能应用方面实现了峰谷负荷自主、自由调控。通过以上就近高比例消纳可再生能源、余热发电、建设新型储能系统等场景的应用实现了工业领域的多能高效互补利用。

14. 新疆玛东油田 3 号井光储柴微电网系统

新疆玛东油田 3 号井光储柴微电网，是苏州钧灏电力有限公司建设，主要包括 446kW 分布式光伏、850kWh 储能，搭配 1 台 50kW 续航柴油发电机组和 1 台 440kW 应急柴油发电机组，通过系统管控光伏系统和储能系统与现有柴油发电系统构成离网型直流微电网，可根据天气条件和负荷运行工况适时调整运行模式，实现智能化自动调度光伏、储能和柴电，以及用能优化，促进光伏绿电对传统油井地区柴油发电的替代。



图 8-13 新疆玛东油田 3 号井光储柴微电网系统

15. 葛洲坝宜城水泥有限公司工业绿色微电网

葛洲坝宜城水泥有限公司工业绿色微电网搭建 MES 智能生产管控平台，建设 5.2MW 分布式光伏、13.6MW/27.5MWh 锂电池储能（一期 5.1MW/10.3MWh，二期 8.5MW/17.2MWh）、9MW 水泥窑低温余热发电等，实现了各项生产数据的智能管控和实时调整，对余热发电、光伏发电、储能发电等系统的智慧管控，有效降低生产用电成本和能源消耗，推动企业绿色高质量发展。宜城水泥微电网利用部分现有厂房屋面及空置土地资源建设分布式光伏发电，年发电量约 490 万 kWh；利用 9MW 窑线废气余热建设纯低温余热发电，年发电量约 5000 万 kWh；锂电池储能电站日转电量约 2.4 万 kWh。除每年大修期间停产外，所发电量全部自行消纳，可再生能源就地消纳比例近 100%。宜城水泥微电网实施后，每年可节约用电成本 1015 万元，减少化石能源消费 6747 吨标煤，减少二氧化碳排放 31315 吨。



图 8-14 葛洲坝宜城水泥有限公司工业绿色微电网储能系统

16. 北京电力设备总厂有限公司“源网荷储”一体化微电网

北京电力设备总厂有限公司“源网荷储”一体化绿色微电网自主研发低碳能源管控系统平台，建设 4.1MW 分布式光伏、1.5MW 交直流混合微网系统架构、直流充电桩以及直流照明等负荷、4MWh 防爆储能系统，形成光储联合发电控制运行方式和调度模式示范应用。北京电力设备总厂微电网系统内光伏总发电量约 378 万 kWh，通过智慧能源管理系统的协调优化，光伏就地消纳电量约 314 万 kWh，可再生能源就地消纳比例达 83%。企业通过高效利用光伏和储能电站，增加新能源用电、减少外购电力，每年直接经济收益超过 300 万元，可减少化石能源消费 465 吨标煤，减少二氧化碳排放 2156 吨。

17. 湖南泰鑫瓷业有限公司智慧能源及微电网系统

湖南泰鑫瓷业有限公司智慧能源及微电网系统构建智慧能源管控系统，建设 3MW 分布式光伏，实施陶瓷生产线智能化灵活性车间升级改造和工业余热节能环保综合技术改造，系统提升可再生能源使用比例、工业余热回收利用率，实现能源数据采集和监测、能源精细化管理，以数字化技术改造带动能源资源效率优化提升。2022 年企业分布式光伏年发电量 345 万 kWh，自发电量 284 万 kWh，可再生能源就地消纳比例达 82%；回收利用工业余能 33316GJ/ 年，工业余能利用率达到 85%；利用生产设备用电负荷可调节性，通过数字化精准调度，可调节 1050kVA 电力负荷，电力负荷调节能力达到 42%。泰鑫瓷业微电网实施后，每年节约成本 440 万元，其中节约天然气 353 万元，节约用电成本 87 万元，每年可减少化石能源消费 1573 吨标煤，减少二氧化碳排放 7303 吨。



图 8-15 北京电力设备总厂“源网荷储”一体化微电网控制系统



图 8-16 湖南泰鑫瓷业有限公司智慧能源及微电网系统分布式光伏

18. 江苏红豆能源科技有限公司红豆工业城综合能源服务项目

江苏红豆能源科技有限公司红豆工业城综合能源服务项目建设 32MW 分布式光伏电站、47MWh 储能电站、24MW 自备热电厂、110kV 变电站，同时配套 10kV 电力线路 15 条，热力管线 7 条，企业变压器 78 台，总装机容量约 110510kVA，搭建智慧能源管控平台，平台同步接入热电厂 DCS 系统、ECS 系统、光伏系统、储能系统和用户侧电表的实时数据，构建多元化能源供应、智慧调度与收费的一体化智慧能源管控系统。形成了“电-热-光-气”横向多能耦合、“源-网-荷-储”纵向一体协同的典型场景。2023 年红豆工业城用电量 15000 万 kWh，光伏系统累计发电量超 3500 万 kWh，储能充放电约 1300 万 kWh，可再生能源实现 100% 就地消纳，光储系统整体削峰填谷能力提升 20%，园区能源自给率达到 60%。红豆工业城微电网实现了园区热电厂、光伏、储能、电网数据的实时接入与多能源系统的实时监测，园区整体用电成本降低 0.12 元/kWh，每年可实现经济收益约 4200 万元，减少化石能源消费 4302 吨标煤，减少二氧化碳排放 19964 吨。

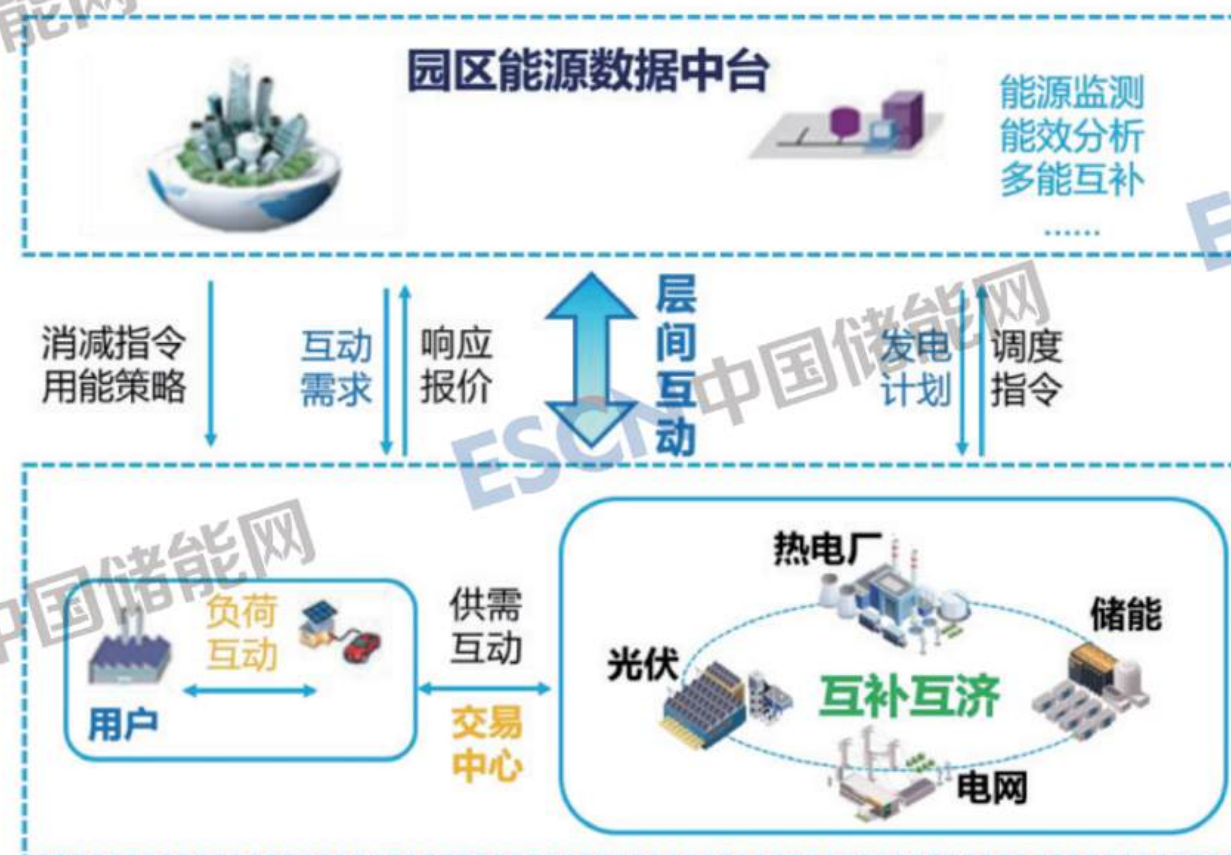


图 8-17 江苏红豆工业城综合能源服务项目架构图

九、发展意义及前景分析

工业绿色微电网作为能源转型和智能电网发展的重要组成部分，其前景十分广阔。随着全球对可持续能源和清洁能源需求的不断增长，微电网技术为工业园区提供了一种高效、灵活且环境友好的能源解决方案。工业绿色微电网既是实现工业用能绿色低碳转型，助力碳达峰、碳中和的关键举措，又是未来工业电力系统的主要发展方向，其发展将成为助力我国电力市场改革的重要环节。同时，光储充等硬件形态完备，为工业绿色微电网发展提供技术支撑；电力市场交易制度加速完善，为工业绿色微电网发展提供机制保障；微电网盈利模式明确，为工业绿色微电网发展提供经济基础；企业配置微电网意愿增强，推动工业绿色微电网产业发展。未来，微电网将与智慧城市、智能交通等其他智能系统深度融合，构建起更加智能、绿色、可持续的能源生态系统。

9.1 工业绿色微电网是实现工业用能绿色低碳转型，助力碳达峰、碳中和的关键举措

随着全球对气候变化问题的关注增加，能源转型成为必然趋势。工业微电网涉及诸多新兴产业，产业链长、渗透面广、带动性强，工业微电网的绿色化发展对于实现我国低能耗支撑高质量发展，助力绿色低碳转型具有非常重要的意义。随着太阳能、风能等可再生能源技术的不断发展和成本的持续下降，微电网为这些清洁能源的接入和利用提供了良好的平台。通过在工业园区内建设分布式光伏发电系统、小型风力发电系统等，微电网可以将可再生能源转化为电力，并根据需求进行储存和调配，从而减少对传统化石能源的依赖，降低碳排放，推动能源结构的绿色转型。

首先，工业绿色微电网可以为分布式可再生能源提供新的应用场景，助力工业用能绿色低碳转型。工业园区中的工业用能约占全国工业用能的70%，其用能呈现出能源需求量大、用能区域范围集中、用能行为规律和用能形式多样的特点。结合工业园区的厂房屋顶、堆料场、停车场等布置分布式的风电、光伏，可实现土地和风光资源的集约化利用，所发电量也可就地消纳。较高渗透率分布式可再生能源的接入和消纳也可大幅改善用能结构，提高工业

生产的低碳化水平。在不同类型产业园中，微电网还可与工业过程中的冷、热、气、水及物料系统实现统筹优化，充分利用园区内的燃料、原料、废料、余热等，通过能源的梯级利用进一步改善能源利用效率。

其次，适应全球市场对低碳产品的需求，以基础设施超前布局保障有效投资规模。近年来，全球低碳转型趋势加快，国内外一些大型企业纷纷提出减碳或零碳的目标，碳排放正在成为全球供应链产业链变化的重要考量，“碳足迹”逐渐成为产品竞争比较优势的主要指标。因此，为工业生产提供充足的、可核证的低碳零碳能源将是未来工业能源基础设施需要具备的能力，工业绿色微电网可在其中发挥“领头羊”的作用。

9.2 工业绿色微电网是未来工业电力系统的主要发展方向，其发展将成为助力我国电力市场改革的重要环节

相对于传统大电网，微电网有着自身无可替代的优点，能源利用形式多样，分散性、灵活性较强，供电可靠性也极高，符合我国未来电力市场对用电的诸多要求。微电网在经历实验室—试点工程—示范工程—规模化—市场化的发展演进后，未来微电网将会成为能源互联网的核心，并且将以一个新业态的方式来参与电力市场的交易，最终形成高效清洁的能源的产生与利用载体。

工业园区是产业发展的聚集地，绿色微电网是统筹好工业用电可靠、经济和低碳三个目标，提升能源利用效率的一种重要方式，也是提升工业领域能源基础设施绿色化水平的重要内容。在工业园区建设微电网充分利用了微电网的分散性、灵活性、供电可靠性高的特点，可确保工业园区的稳定运转。同时，工业园区的微电网还可以起到削峰填谷的作用，确保了主电网的稳定运行。

首先，工业绿色微电网通过对网内“源”“荷”“储”的有效整合，微电网一方面可使资源更好地匹配电力负荷的特征，提供差异化的用电需求、保障特殊负荷供电质量。与传统的集中式发电方式相比，微电网可以利用园区内的各种可再生能源资源，如太阳能、风能等，

有效缓解了大电网的供电压力，提高了整个电网的供电灵活性。同时，工业绿色微电网的储能系统是提高供电可靠性的关键环节。储能系统能够在电力供需不平衡时发挥重要的调节作用，在可再生能源发电不稳定的情况下，储能系统可以及时补充电力供应，确保园区内重要负荷的稳定运行，实现对园区内部电力供需的动态平衡。此外，储能系统还可以在主电网发生故障或停电时提供备用电源，保障园区内关键设备的正常运转，从而提高了整个电网的供电可靠性。

其次，工业绿色微电网的智能控制技术也是提高供电灵活性与可靠性的重要保障。通过先进的监测、控制和通信技术，微电网能够实时监测园区内的电力供需情况，并根据预设的运行策略进行自动调节和优化。例如，在用电高峰时段，微电网可以优先调度可再生能源发电，并结合储能系统的调节作用，实现对园区内部负荷的合理分配和优化运行。这种智能化的控制方式不仅能够提高供电的灵活性和可靠性，还能够最大限度地降低能源浪费，提高能源利用效率。

在双碳战略背景下，工业绿色微电网的成功推进将助力我国新型电力系统的进一步发展，有效推动我国电力市场改革，增强我国工业园区的低碳竞争力，有力推动我国能源转型目标的实现。

9.3 光储充等硬件形态完备，为工业绿色微电网发展提供技术支撑

“双碳”目标要求能源转型，促进分布式新能源快速发展。微电网能够实现能源的自给自足，通过集成太阳能、风能等可再生能源，以及储能系统和智能控制技术，优化能源配置，降低能源消耗和碳排放。

首先，分布式光伏是分布式新能源发展的主力，近几年新增占比稳步提升。其次，微电网内的储能主要负荷是满足企业自身内部的电力需求，实现光伏发电最大化自发自用，或者通过峰谷价差套利和需求侧响应实现投资回报。再次，充电桩普及程度渐高，保有量持续提升。充电桩是保障电动汽车用户出行的基础设施，也是提高工业园区汽车电动化的最基础抓手。

随着技术不断成熟，发电、用电、储能、控制的成本不断降低，微电网部署性价比提升，更多应用场景被打开。随着关键技术不断成熟，尤其是储能技术和智能控制技术的突破，微电网投资成本将进一步降低。

9.4 电力市场交易制度加速完善，多地拉大峰谷电价差，为工业绿色微电网发展提供机制保障

2022年11月，国家能源局在《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》中提出，推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易。

2023年10月-11月，国家发改委、国家能源局密集发布多个文件，《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》，引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂等新型市场主体，以及增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

电力市场交易制度的不断完善为工业绿色微电网的发展奠定了坚实的机制保障。随着相关政策的逐步落地和实施，微电网作为电力系统的重要组成部分，能够更好地参与到电力市场的交易中。这不仅提高了微电网的运行效率和经济效益，还促进了可再生能源的消纳和利用。同时，完善的交易制度也为微电网提供了更多的灵活性和自主性，使其能够根据自身需求和条件进行交易，从而更好地满足工业园区的用电需求。

9.5 盈利模式明确，为工业绿色微电网发展提供经济基础

电力成本是工业企业的重要成本之一，随着电力市场的不断完善，电力峰谷价差拉大，企业能耗精细化管理意愿渐强，微电网可以按照峰谷电价、实时电价，为企业做优化策略，帮助企业排工派单，对源荷进行柔性控制，实现节能降本。除电力成本外，微电网平台还可以综合电、气、水等多样能源数据，并进行分析，帮助企业梳理能源账单，避免能源浪费。

电力市场改革力度加大，企业装机新能源比例逐步上升，电价交易机制完善，虚拟电厂建设加速，企业用户可参与电力现货市场交易。企业微电网实现打破与主干网之间的“屏障”，与外部电网互联互通，辅助企业形成“自发自用-外网取电-余电上网”的运行模式，动态优化用电策略、赚取电费收益，微电网经济性进一步提升。微电网是虚拟电厂的关键一环。虚拟电厂管控平台向可调节资源下达调控指令，用户侧根据自身情况对各类设备进行功率控制，同时虚拟电厂管控平台与用户侧进行实时信息交互。随着电力市场交易机制完善、控制

/通信等关键技术的升级,虚拟电厂建设加速,而企业微电网作为围墙内和围墙外的有效连接,也将发挥重要作用。

9.6 用户直接参与电力市场交易,企业配置微电网意愿增强,推动工业绿色微电网产业发展

对于企业而言,分布式光伏、分布式储能接入,新能源充电桩、电采暖等在负荷端接入。负荷侧用户的用电行为更加复杂,叠加自发自用,随机性和不确定性增强,预测难度增大,传统的负荷预测方式不再实用,不同的负荷种类需要更加具有针对性和细化的负荷预测和负荷调控方法。随着电力市场改革推进,越来越多的用户参与需求响应和其他辅助服务,用户不仅是电力消费者,还成为了电力的生产者,配网进一步复杂化,多能互补用户、微电网、综合能源等各类模式诞生。

微电网能效管理系统可以实现平台一体化管理和协调,三方面因素驱动企业配置微电网:一是在可靠用电、安全用电、高效与节约用电、有序用电的用电需求推动下,企业配置微电网的意愿逐渐增强,国内“双碳”背景下,企业能耗双控力度偏大,较多高能耗企业面临拉闸限电问题。二是节能降本,电价上行,峰谷价差拉大,同时部分省市实行尖峰电价导致企业用电成本增加,促使企业积极参与微电网。三是参与电力市场交易,提升经济性,电力市场改革力度加大,企业装机新能源比例逐步上升,电价交易机制完善,虚拟电厂建设加速,工业用户可参与电力现货市场交易。企业微电网实现打破与主干网之间的“屏障”,与外部电网互联互通,辅助企业形成“自发自用-外网取电-余电上网”的运行模式,动态优化用电策略、赚取电费收益,微电网经济性进一步提升。



十、发展建议

10.1 工业绿色微电网发展方向

随着新能源大规模并网，电源侧的波动性和不确定性增强，构建新型电力系统将为新时代能源电力发展指明方向。建立清洁低碳、安全高效的新型能源体系，明确以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位，加强电力需求侧管理，是中央关于实现碳达峰、碳中和的重要工作内容，也是“十四五”期间和未来一段时期内电力行业发展的关键方向。

随着新型电力系统建设的推进，配电网正逐步由单纯接受、分配电能给用户的电力网络转变为源网荷储融合互动、与上级电网灵活耦合的电力网络。未来，工业绿色微电网的定位、功能与作用将出现四大显著变化：一是微电网功能呈现数字化、市场化、低碳化“三化”特征，二是微电网推动配网生产力与生产关系发生深刻变化，三是微电网全业务链深刻调整，四是微电网产业生态发生重大变化。

在功能方面，配电网将呈现数字化、市场化、低碳化“三化”特征，尤其是数字化方面，随着大数据、云计算、物联网、人工智能和区块链等信息技术的快速发展，微电网将与各类数字技术深度融合，微电网的信息监测、状态感知、多方通讯等能力快速提升，对海量分散发供用对象的智能协调控制能力显著增强。

在生产力与生产关系方面，微电网将全面推动配网负荷特性、配电网形态、运行特性发生深刻变化。负荷特性方面，将由传统的刚性、纯消费型，向柔性、生产与消费兼具型转变；电网形态方面，将由单向输送电力的配电网，向涵盖需求响应、分布式发电、储能等可调节负荷资源的有源能源互联网转变；运行特性方面，将由单向传输、实时平衡模式的控制模式，向源网荷储协同互动的非完全实时平衡模式、大电网与微电网协同控制模式转变。

在微电网全业务链方面，随着现货市场运行、分布式光伏等可调节负荷资源规模化发展，微电网潮流分布和线路负载率等发生较大变化，具有较高不确定性，配网和微网的规划投资、调度运行、客户服务的复杂性都将增强，电网企业将会不断优化业务流程。



图 10-1 新型电力系统下源网荷储多元互动

（来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》）

在产业生态方面，微电网转型涉及专业众多且各专业间技术壁垒较高，企业往往深耕某一领域，微电网生态圈将呈现扩大化、生态特征多元化，微电网产业链上下游市场主体需打造平台生态、实现资源整合，推动科技创新、加强能力互补、共同做大市场。

10.2 工业绿色微电网面临的挑战

中国工业绿色微电网建设尚处于起步阶段，在发展过程中也面临着艰巨挑战。

一是体制机制不健全，建设、管理、运行难。近年来，虽然我国已出台了不少政策，但在管理措施等方面仍需进一步完善。首先，微电网内的电源种类多、电网环节多，部分项目还涉及与其他资源能源的耦合，项目规划和可行性论证复杂，项目核准的环节和涉及管理部门多，审批流程较长。其次，微电网涉及地方政府、园区管委会、入驻企业、电网企业等多个主体，项目在股权配置、价格核定、供电区域划分等多个领域的统筹难度大。再次，微电网涉及发电、供电、售电及向大电网提供辅助服务等多种业务，在参与市场竞争、与传统电网分担供电责任、价格机制设计等领域均存在理论和实践空白。

二是尽管微电网经济性不断提升，但初始投资较大、运营风险高，限制了社会投资的积极性。微电网建设投资大致可分为源、网、变、控、储五个部分。目前，微电网约 80% 为初始投资，且初始投资的 85% 以上为电源和储能设备。光伏发电系统平均收回成本需要近 7-9 年的时间；储能系统占到整个微电网控制系统成本的 1/3，且锂电池需要充放电 3200-4000 次才能收回成本，在每天一充一放的情况下需约 9-11 年才能收回成本。此外还需考虑变配电设置和控制系统，微电网的后期运营维护费用也要计入成本，因此微电网行业在前期建设和后期的维护中需要投入大量的成本。较高比例的初始投资限制了部分社会资本参与工业绿色微电网的发展，较高的运营风险也抑制了投资。一方面，工业绿色微电网的投资回收与园区招商引资密切相关，一旦园区入驻企业少或者慢，会导致用电负荷无法短时间内达到预期，项目回收期将延长，项目初期面临较大的资金压力；另一方面，工业企业和园区管委会普遍没有分布式能源、配电网等规划建设运维经验，设备运行不畅、成本控制不当的风险大大增加。

三是电网格局与电源结构的重大改变，对微电网安全稳定特性的要求不断提高。随着碳中和目标的提出、新型电力系统的建设和能源结构的转型，电力系统灵活性调节能力和电力用户供电保障水平需要更进一步的提升，仅靠供给侧难以充分调节电力市场实时供需平衡问题，需求侧展现出较大的潜力。通过设计合理的电价和激励政策，提倡绿色节能的生活方式等措施，从而引导电力用户调整其用电行为、自发优化负荷曲线，在电力运行管理之前或期间缩小负荷曲线的峰谷差，平滑负荷曲线，在负荷高峰时段提供需求向下灵活性，降低电力供给难度和成本，保障电力系统安全稳定运行。工业绿色微电网的安全防御需要在数百毫秒内快速抑制有功功率对系统的冲击，迫切需要增加更为灵活、可靠和快速的大规模有功调节资源，减少功率不平衡的冲击。虽然大规模储能有可能解决这一问题，但是储能控制的特殊封装要求高，价格昂贵，且会出现热失控问题，限制了大规模储能系统的发展，使微电网的安全稳定运行风险增加。

四是行业集中度较为分散，微电网系统集成水平仍参差不齐。工业绿色微电网需要集成多种能源和储能系统，实现多能互补和智能耦合，这对系统集成和管理提出了更高要求。目前，国内微电网产业定制化属性强，市场格局分散。微电网面向用户侧的长尾市场，具备分散化、个性化的特点，定制化属性决定了其市场参与者众多，格局分散。中国微电网企业主要分为民营企业与国有企业，其中民营企业的代表为新奥集团以及中国兴业太阳能技术控股有限公司，国有企业的代表为国家电网有限公司与中国南方电网有限责任公司。国有企业在

国家资金的支持下，微电网业务得到快速发展。市场呈现国有企业数量少，市场占有率高的特征；民营企业盈利空间偏低，由于微电网市场尚未成熟，部分民营企业亏损情况多发。同时，国内微电网系统集成商尚未实现标准化、规范化，市场产品呈现多样化，性能参差不齐，有待行业进一步统筹规范协同发展。

五是微电网产业专业服务队伍市场仍需培育。工业绿色微电网的建设运营囊括了电力领域的大部分专业，汇聚了源网荷储各个环节的设备，投入的技术类型众多，系统复杂性高。因前期市场发育不充分，导致能够提供一体化解决方案和完整服务的市场主体少，服务队伍经验参差不齐，微观主体活力不足。现有电网企业的服务队伍人员有限，服务市场缺乏竞争，服务费用较高；装备制造和建设企业的服务队伍虽可完成微电网的建设，但在电网运维领域经验仍然较少；作为微电网的服务对象，工业企业更是缺乏相关专业经验。



图 10-2 微电网需求侧响应是新型电力系统中重要一环

10.3 工业绿色微电网发展建议

工业绿色微电网作为能源转型和智能电网发展的重要组成部分，随着微电网关键技术的不断进步、电力市场交易制度加速完善、微电网经济性不断提高，工业绿色微电网得到越来越多企业用户的关注与认可，产业前景十分广阔。但同时，工业绿色微电网仍存在体制机制不健全，初始投资较大、运营风险高，行业技术水平参差不齐，并网技术、储能技术和控制技术仍有待提高，产品标准化模块化程度不高，安全控制体系设计薄弱等问题，影响工业绿色微电网的规模化发展。为此提出以下建议：

一是加强顶层制度设计，健全管理机制。根据我国工业园区的实际建设情况、用能特征及发展趋势等，结合绿色供应链建设和深化电力体制改革步伐，确立工业绿色微电网发展的整体发展目标，引导工业用能的低碳化转变。落实《“十四五”工业绿色发展规划》要求，结合已有试点经验，将微电网建设需求纳入各类工业园区规划。优化审批流程，明确审核条件和标准，确保微电网项目具有自我调度优化的能力，引入部门联审、网上审批等便利化举措，保障微电网的源网荷储的一体化设计、一体化审批。

二是建设并完善标准体系，推动关键技术突破，推进工业绿色微电网产业化发展及商业化应用。首先，统筹以系统集成为重点，完善微电网的关键设备、信息管理、系统优化等领域技术规范，形成适用于不同应用场景，覆盖规划、设计、仿真、调试、验收和评价等环节的标准体系。统筹微电网相关制造企业系统集成商、项目设计单位、业主单位、电力公司、应急管理部门以实际应用场景为导向，联合攻关工业绿色微电网安全技术及消防管理标准规范。其次，将技术先进性作为微电网下一步试点示范的主要筛选指标，通过以奖代补方式鼓励关键核心技术突破。最后，依据验收评估和绩效评价结果，对工业绿色微电网新技术示范应用，以及关键核心技术产业化应用给予奖励。针对工业绿色微电网技术研发、新型材料、清洁能源消费、装备制造技术、回收和循环利用等全产业链环节，构建覆盖上下游产业链以及全生命周期管理的完整生态链。

三是明确微电网电力市场主体地位，完善市场环境。一方面，将工业绿色微电网纳入电力专项规划，根据微电网运行能力和相应的市场和运行准入要求，明确其作为独立的电力市场主体和独立的电网主体的权责，并按照规定取得配电网经营权。允许其在具备售电公司准入条件、履行准入程序后，开展售电业务。鼓励微电网作为市场主体参与电力辅助服务市场，提供调频、调峰及可中断负荷等服务，并根据服务质量和能力获取收益。同时，进一步完善电网企业的现代化经营制度，提升基层电网企业的投资和经营的决策自主权，为创新经营模式提供空间。此外，加强对微电网投资和运营企业准入监管，完善相应的退出机制。另一方面，优化工业绿色微电网并网交易机制。以能源主管部门为主体，建议综合考虑制定工业绿色微电网与大电网连接后电量交易实施细则，探索以阶梯电价、峰谷电价等方式建立服务补偿机制。鼓励工业绿色微电网作为独立辅助服务提供者参与市场化售电交易，提高微电网运营主体收益。围绕微电网与大电网之间快速启停响应和智能调控等重点环节，在微电网控制

技术、并离网无缝切换技术、系统保护和通信技术等方面形成技术标准体系，助力工业绿色微电网开展高效并网交易。

四是加快工业绿色微电网的建设应用，在用能端需加快节能降碳改造，提高用能单位对工业绿色微电网建设需求。在市场端需积极培育产品供给主体，推广先进示范经验。在管理端需优化并网交易机制标准，提高建设主体运营收益。一方面，建议以节能降碳改造提升工业绿色微电网市场需求，在用能环节，持续推进钢铁、有色、化工、建材、机械、轻工等行业节能降碳技术应用与装备升级改造。积极推进终端用能设备进行电气化改造，推广系统能量梯级利用技术，鼓励新能源发电和新型储能设备应用。支持企业利用自有设施和场地，建设应用一批分布式光伏和新型储能等新能源设备来降低单位产品能耗，实现可再生能源就近高比例消纳。

五是加快整体解决方案供应商与产品的培育及推广。引导行业参与者加快工业绿色微电网多元化产品的供给。一方面培育一批整体解决方案供应商企业。鼓励新能源企业业务向下游拓展延伸，推动新能源企业、储能企业和综合能源服务企业合作，组建一体化工业绿色微电网建设运维供应商，搭建智能综合服务平台，丰富服务不同行业企业的整体解决方案。另一方面引导行业参与者提高工业绿色微电网多元化产品供给。加快厂房光伏、多元储能、高效热泵、余热余压利用、智慧能源管控系统等相关产品研发推广，形成工业绿色微电网技术装备推荐目录。同时，建议积极推广先进示范模式。开展典型工业绿色微电网示范案例遴选推广，组织专题讲座、案例分析、实地考察等活动，推广先进案例经验。鼓励工业绿色微电网供应商以合同能源管理模式开展项目建设运营，推动工业绿色微电网装机规模的快速增长。

六是拓宽投融资渠道，提高社会资本的投资意愿。通过专项债、基础设施投资基金、PPP 融资等方式，发挥公共投资的引导作用，调动社会资本参与投资的积极性。加快整合金融、保险、信贷等配套支持政策，强化工业绿色微电网建设的金融服务支撑，将工业绿色微电网纳入绿色金融支持范畴，提供绿色贷款、绿色债券、融资租赁等形式的支持。力争以定向政府引导基金和电网企业入股、绿色金融信贷政策支持、绿色基础设施投融资试点先行等措施，鼓励多元化投资和商业模式创新，引导供售电企业、设备制造企业、能源服务企业及工业企业等与业务相关的企业，率先参与工业绿色微电网的投资建设。

附件、工业和信息化部工业绿色微电网典型应用场景与案例

工业和信息化部遴选确定 19 个工业绿色微电网典型应用场景与案例（2023 年度）如下。

表 工业绿色微电网典型应用场景与案例名单

序号	应用行业领域	案例名称	建设地址	案例典型场景
1	工业园区	金风科技股份有限公司北京亦庄碳中和智慧园区绿色微电网	北京市经济技术开发区	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域多能高效互补利用； 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
2	工业园区	内蒙古鄂尔多斯蒙苏经济开发区零碳产业园绿色微电网	内蒙古自治区鄂尔多斯市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域多能高效互补利用； 3. 工业余热余压利用； 4. 智慧能源管控系统支撑调节。
3	工业园区	威胜能源技术股份有限公司汨罗循环经济产业园区智慧绿色微电网	湖南省岳阳市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域多能高效互补利用； 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
4	钢铁	中天钢铁集团（南通）有限公司工业绿色微电网	江苏省南通市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 重点行业电气化灵活性改造提升； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 工业余热余压利用； 5. 智慧能源管控系统支撑调节。
5	有色	国家电投集团云南国际电力投资有限公司阳宗海绿色铝产业园微电网	云南省昆明市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 重点行业电气化灵活性改造提升； 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
6	有色	河南豫光金铅股份有限公司工业绿色微电网	河南省济源市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域规模化储能应用； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 工业余热余压利用。

序号	应用行业领域	案例名称	建设地址	案例典型场景
7	石化	苏州钧灏电力有限公司新疆玛东油田 3 号井光储柴微电网系统	新疆维吾尔自治区和田地区	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域多能高效互补利用； 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
8	石化	中石大蓝天（青岛）石油技术有限公司油田辛 10 区块新能源直流微电网及油井群控系统	山东省东营市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 重点行业电气化灵活性改造提升； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 智慧能源管控系统支撑调节。
9	建材	济宁海螺水泥有限责任公司零外购电智慧微网	山东省济宁市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域规模化储能应用； 3. 重点行业电气化灵活性改造提升； 4. 工业领域多能高效互补利用； 5. 工业余热余压利用； 6. 智慧能源管控系统支撑调节。
10	建材	葛洲坝宜城水泥有限公司工业绿色微电网	湖北省襄阳市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域规模化储能应用； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 工业余热余压利用； 5. 智慧能源管控系统支撑调节。
11	机械	北京电力设备总厂有限公司“源网荷储”一体化微电网	北京市房山区	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 工业领域规模化储能应用； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 智慧能源管控系统支撑调节。
12	机械	山西格盟普丽环境股份有限公司光伏热电联产微电网及近零碳工厂项目	山西省晋中市	1. 可再生能源就近高比例消纳； 2. 重点行业电气化灵活性改造提升； 3. 工业领域多能高效互补利用； 4. 工业余热余压利用。

序号	应用行业领域	案例名称	建设地址	案例典型场景
13	机械	中车戚墅堰机车有限公司工业绿色微电网	江苏省常州市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 工业领域规模化储能应用; 3. 工业领域多能高效互补利用; 4. 工业余热余压利用; 5. 智慧能源管控系统支撑调节。
14	机械	信承瑞技术有限公司工业绿色微电网	江苏省常州市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 工业领域规模化储能应用; 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
15	轻工	湖南泰鑫瓷业有限公司智慧能源及微电网系统	湖南省株洲市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 重点行业电气化灵活性改造提升; 3. 工业余热余压利用; 4. 智慧能源管控系统支撑调节。
16	轻工	江苏极熵物联科技有限公司奶酪博士工厂智慧运营绿色微电网	安徽省滁州市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 工业领域多能高效互补利用; 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
17	纺织	江苏红豆能源科技有限公司红豆工业城综合能源服务项目	江苏省无锡市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 工业领域规模化储能应用; 3. 工业领域多能高效互补利用; 4. 智慧能源管控系统支撑调节。
18	电子	蜂巢能源科技股份有限公司工业绿色微电网	江苏省常州市	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 工业领域规模化储能应用; 3. 智慧能源管控系统支撑调节。
19	5G 基站	云储新能源科技有限公司 5G 基站 (中国移动) 备电微电网数字能源改造项目	河南省郑州市、商丘市等	1. 可再生能源就近高比例消纳; 2. 5G 基站规模化储能应用; 3. 智慧能源管控系统支撑调节。



【服务政府 服务行业 服务社会 服务会员】

► 中国化学与物理电源行业协会

(China Industrial Association of Power Sources, 缩写为CIAPS。)

协会成立于1989年12月9日,由电池行业相关企事业单位自愿结成的全国性、行业性社会团体,是非营利性社会组织,现有会员700余家,是工业和信息化部指导、民政部登记注册、中央社会工作部管理的首批770余家国家一级协会之一,也是全国碱性蓄电池标准化技术委员会秘书处挂靠单位。协会秉承为服务政府管理、服务行业发展、服务社会需求、凝聚会员共识,致力于成为中国化学与物理电源生产领域最具公信力、影响力和带动力的行业组织。协会目前拥有包括中央企业、世界500强、电池生产企业、科研机构等单位在内的会员企业700多家,覆盖电池材料、装备、动力电池、储能、光伏等众多领域。协会拥有由院士和在行业领域具有较高知名度、较深科研水平、较强管理经验的学术带头人、技术负责人和项目管理人组成的100多人的专家顾问团队。逐步形成了课题研究、项目咨询、展览展示、技术推广、标准制定、成果转化、业务培训、国际交流、人才培养等核心业务。

► 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会

(Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources, 简称:CESA, 以下简称储能应用分会)

成立于2015年5月,现有会员单位316家,专家委员170位。在总会秘书处关心与指导下,储能应用分会先后组织专家牵头和参与完成国家级新型储能产业软课题研究12项,参加行业主管部门新型储能政策研讨会50余次,央企战略规划课题研究2项、地方政府规划研究1项,国家标准、行业标准以及团体标准15项、新型储能产业投融资评审6次,产业重大项目专项及新型储能技术评审40余次,为各级地方政府和能源集团提供储能战略咨询20余次。

2017年至今,重点开展了十一期全国储能产业巡回调研活动,实地走访企业、科研机构等315家以及参70个储能示范项目,成功组织承办14届“中国国际储能大会”和60场储能产业专题研讨会。

2019年,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会受邀参与世界银行集团建立的国际合作机制——储能合作伙伴(ESP)平台建设。2021年12月协会与韩国ESS产业振兴会签订战略合作协议,双方致力于推动区域内各国和地区储能行业交流与合作,推进中韩储能产业持续稳定发展。当前,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书处加强与美国清洁能源协会、欧洲光伏产业协会、欧洲储能协会、德国储能协会、长时储能委员会、韩国ESS产业振兴会、澳大利亚清洁能源委员会、智利可再生能源与储能协会以及国际储能标准组织和检测机构的对接、互动与交流,深化和建立合作共赢共享的标准体系,传递中国储能产业发展“好声音”与国际话语权,推动中国新型储能技术解决方案服务全球。

2024年12月,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会(CESA)正式加入并成为国家可再生能源署行动联盟单位,致力于推动我国数智化储能产品积极参与国际合作,合力推动全球绿色低碳发展、加强储能产业链供应链开放合作、携手应对全球气候变化和能源转型挑战。

储能应用分会将充分围绕产业政策研究、标准建设、行业自律、产业资本、项目渠道、绿色发展、国际合作等方面开展工作,要在战略性、前瞻性问题,以及在一些热点、难点问题,提高分会服务的针对性与有效性。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书处

电 话:010-63907666

联系人:李湘(13661266197)

邮 箱:lixiang@escn.com.cn

中国储能网:<http://www.escn.com.cn>

地 址:北京市西城区木樨地北里甲11号国宏大厦A座 11层

