

中国的分布式能源融合发展

国际经验启示

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 32 Member countries, 13 Association countries and beyond.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA Member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Latvia
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA Association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Kenya
Morocco
Senegal
Singapore
South Africa
Thailand
Ukraine



摘要

中华人民共和国（以下简称“中国”）正在经历分布式能源（DER）的快速发展，包括屋顶太阳能光伏发电、电池储能和电动汽车（EV）充电桩。随着中国向碳达峰和碳中和目标迈进，这些资源如果能够得到妥善的整合管理，将为构建更灵活、更高效、更具韧性的电力系统提供独特的机遇。

本报告分析了中国各地分布式能源部署的最新趋势，并强调了其增长给电力系统规划和运行带来的新挑战，呼吁人们重新关注配电网。本报告借鉴了澳大利亚、欧洲、日本和美国等地在分布式能源融合方面的先进经验，以国际视角审视了中国的分布式能源发展。通过跨国比较，本报告提炼出了与中国不断演进的电力行业和监管环境相关的经验教训和最佳实践，并深入探讨了政策、监管、市场设计、数字基础设施和体制框架在充分释放分布式能源潜力方面发挥的作用。

本报告提供了针对性的政策指导，旨在支持中国的政策决策者为 2030 年及以后的分布式能源融合制定有效的战略。同时，本报告也为国内外专家提供了宝贵的参考资料，帮助他们制定协调一致、具有前瞻性的分布式能源融合方案。

致谢、贡献者及其贡献

本研究报告由国际能源署（IEA）能源市场和安全司可再生融合与安全电力小组（RISE）编写。这项研究在 RISE 负责人 Pablo Hevia-Koch 的指导下，由 Camille Paillard 设计和指导。

本报告的主要作者为 Camille Paillard、Esra Broekman 和 Isa Lengkeek。其他提供宝贵意见和反馈的国际能源署同事包括（按字母顺序排列）：Heymi Bahar、Jérôme Bilodeau、Christine Brandstatt、Brendan Breidenbach、Michael Drtil、Javier Jorquera、Rena Kuwahata、Rebecca McKimm、Patrick McMaster、Keisuke Sadamori、Ivo Walinga、Qi Wang、Jacques Warichet 和 Jun Yang。Hyejeong Lee 提供了不可或缺的支持。

本报告的编写得到了能源基金会的资金支持，并在国际能源署清洁能源转型计划（CETP）下完成。

作者感谢以下专家对本报告提出的审阅意见、反馈或提供的贡献：

Cao Cao (清华大学能源互联网创新研究院), Jing Dai (清华大学能源互联网创新研究院), Max Dupuy (监管援助项目)、Shuo Gao (RMI)、Feng Gao (清华大学能源互联网创新研究院), Xue Han (国务院发展研究中心)、Jinxu Hou (电力规划设计总院)、Yanda Huo (电力规划设计总院)、Gabrielle Kuiper (能源经济与金融分析研究所)、Aurore Lantrain (EPEX Spot)、Yang Lei (北京大学能源研究院)、Yonggang Li (国电南瑞)、Ma Li (国家电网有限公司)、Alvin Lin (美国自然资源保护委员会)、Mingming Liu (美国自然资源保护委员会)、Yao Meng (清华大学能源互联网创新研究院)、Anoop Nambiar (Ausnet)、Jan Osenberg (SolarPower Europe)、Ed Porter (Modo Energy), Yan Qin (Clear Blue)、Pei Shanpeng (国家电力投资集团)、Xiaoyu Wang (清华大学能源互联网创新研究院), Di Wu (北京大学能源研究所)、Qingyu Xu (怀柔实验室)、Biqing Yang (Ember)、Zhenglin Yang (中国电力科学研究院)、Ming Yin (博众智合能源转型)、Jingjie Zhang (中国电力企业联合会)、Haiwang Zhong (清华大学能源互联网创新研究院) 和 Yining Zou (博众智合能源转型)。

作者还要感谢博众智合能源转型和能源基金会中国于 2025 年 3 月 26 日和 2025 年 5 月 14 日共同主办了澳大利亚经验研讨会和欧洲经验研讨会，并感谢与会专家：

Jonathon Dore (澳大利亚能源市场运营商)、Wei Feng (中国科学院深圳先进技术研究院)、Mathieu Fransen (欧洲能源监管合作署)、Aurore Lantrain

(EPEX Spot)、Lin Lin (博众智合能源转型)、Anoop Nambiar (Ausnet)、Jan Osenberg (SolarPower Europe)、Jiang Qingguo (中国能源研究会)、Maya Resnick (澳大利亚可再生能源署)、Dai Siyuan (中国光伏行业协会)、Shijun Tian (国网能源研究院)、Kevin Tu (博众智合能源转型)、Ming Yin (Agora)、Zhang Yongping (能源基金会中国)、Li Zhuo (能源基金会中国)和Yining Zou (博众智合能源转型)。

作者感谢 Elspeth Thomson 对原稿的编辑。

感谢国际能源署传播和数字办公室为编写报告和网站材料所提供的帮助，特别是 Astrid Dumond、Liv Gaunt、Lucile Wall 和 Clara Vallois。

最后，作者感谢国际能源署中国事务处的持续支持，并感谢战略举措办公室促成此项研究。特别感谢高级顾问 Jun Yang 在整个研究过程中提出的建议和与中国专家接触过程中的协助。本报告反映了国际能源署秘书处的观点，但未必反映国际能源署各成员国、能源基金会或任何贡献方的观点。

欢迎读者发表评论或提出问题，请将其发送至：camille.paillard@iea.org。

目录

执行摘要.....	7
导言.....	11
第 1 章. 中国分布式能源的现状.....	16
分布式能源的发展趋势.....	16
新出现的挑战.....	22
第 2 章. 国际经验.....	30
不断演进的配电业务实践.....	30
释放分布式能源价值的市场和商业模式.....	43
配电网的经济监管和规划.....	52
第 3 章. 中国政策启示.....	59
配电网运行.....	61
市场和商业模式.....	63
经济监管和规划.....	65
附录.....	67
缩略语和缩写.....	67
计量单位.....	68

执行摘要

分布式能源快速扩张，为中国配电网带来了新的课题

中国分布式能源正在经历前所未有的蓬勃发展，包括屋顶太阳能光伏发电、电池储能、电动汽车和柔性电负荷。这些小型资产通常位于用户侧，如果能够高效融合，将让中国的电力系统受益匪浅，例如提高灵活性、加强电力安全和降低系统成本。随着技术成本的下降和国家支持计划的推动，农村地区和工商业建筑的分布式能源部署正在加速。到 2024 年，分布式光伏（DPV）占全国太阳能总装机容量比例从四年前的 30% 提高到了 40%，而同期电动汽车的保有量则增长了 650% 以上。这种快速部署正在重塑中国的电力系统，并在适应方面给配电网带来越来越大的压力。

在一些省份，分布式能源的普及速度已超过电网的就绪速度。在过去十年中，中国成功下调并维持了较低的弃电率，但也出现了局部的电网容量约束。2024 年，有 11 个省份报告了阻塞和并网限制情况，这些省份因为需求较低或配电网投资有限，导致分布式光伏注入超过了当地的承载力。系统灵活性有限、跨时间和跨地域的供需不匹配，以及缺乏用户侧资产的运营可视性，都加剧了这些制约因素。其他分布式能源（如电池储能和需求响应）虽然有助于缓解这些问题，但时至今日，中国的市场和监管条件仍限制了它们作为系统资产的全面参与。

政策应对措施已陆续推出，标志着将分布式能源接入电网和市场的转折点已经到来。2025 年出台的国家法规取消了对大型分布式光伏装置广泛实施且有利可图的保障性购买方案，转而要求实行自发自用模式。与此同时，高层政策文件正在积极推动分布式发电和聚合商的市场准入。电网企业宣布了创纪录的投资水平，并在评估电网能够安全消纳多少额外容量，以更好地指导分布式能源的部署。但面对未来的挑战，还需要进行更多系统性改革。

国际能源署的三大支柱战略以系统运行现代化、逐步实现市场融合和推进监管改革为核心，为中国在 2030 年前安全且大规模地融合分布式能源提供了途径，同时也为更长远的系统转型奠定了基础。这种方法借鉴了分布式能源部署方面的先进国家/地区经验，可帮助中国充分发挥分布式能源的优势，并有助于实现安全、可负担、低碳电力系统这一更远的目标。

支柱 1：通过可视性和本地灵活性，加强配电层面运营

随着分布式能源装机增长，系统的安全运行越来越依赖于对分散资产的预测、可视性和控制能力的提升。虽然简化的接入程序和低门槛的技术要求促进了中国分布式能源的快速部署，但也在某些地区造成了运行盲点。分布式能源性能对电网运营商不具备实时可视性和可控性，这一缺陷限制了运营商预测需求、确保可靠性或主动解决阻塞问题的能力。此外，配电网的灵活性欠缺，吸收剩余发电量的能力较低，尤其是在太阳能输出达到峰值而需求又相对较低的中午时段。

为了及时应对这些挑战，以免问题蔓延到整个电网，中国可以在智能电网发展和集中规划优势的基础上，通过针对性地改善配电运行（例如采用更依赖于数据驱动的做法，以及提高本地灵活性）来从中受益。对于电网运营商和监管机构的主要建议包括：

- 利用中国的数字基础设施投资和成熟的低电压等级物联网能力，对新的分布式能源装机实施监测、控制和实时预测要求，从而提高分布式能源的可视性和可控性。
- 加强技术标准和电网接入规则，确保新增分布式能源能够提升系统可靠性和需求响应能力，包括对智能逆变器和标准化通信协议做出要求。
- 实施缓解电网阻塞和指导新项目选址的机制，如透明的电网承载力评估（以国家能源局的试点计划为基础）以及网络电价中的位置信号。对于阻塞最严重的地区，可尝试灵活接入协议（FCA）；而在电力市场较发达的省份，可考虑进行本地灵活性采购试点。
- 投资人员培训和机构能力建设，并促进跨省和国际经验交流，为电网运营商、规划者和监管机构提供所需的技能和工具，来管理更加分散和动态的电力系统。

支柱 2：通过逐步的市场融合和新商业模式，释放分布式能源价值

要释放分布式能源的全部价值，不仅需要将其并入电网，还需要将其融入电力市场（直接融合、通过聚合商融合，或基于市场价格融合），以便充分利用其灵活性来满足系统需求。在中国，决策者越来越多地转向市场机制，以调动灵活性并支持可再生能源一体化，但各省在电力市场改革方面的进展并不均衡。即使在有电力市场的地方，大多数分布式能源仍在市场框架之外运行，无法获得反映系统状况的实时价格信号，而且往往无法就其提供的服务获得适当报偿。

需要扩展可行的分布式能源商业模式，以支持中国向自发自用和市场化参与的转变，同时利用虚拟电厂（VPP）、电动汽车和需求响应来提高灵活性。为加快这一转型，对于国家和省级监管机构的主要建议包括：

- **促进分布式能源和聚合商进入本地批发和辅助服务市场**，具体措施是消除实际准入壁垒、调整竞标规则和市场产品。在省级市场制定和试行规则时，确保这些规则能够使分布式能源提供多种服务，并在不影响系统可靠性的情况下叠加收入。
- **鼓励小规模用户的需求侧灵活性**，向更大范围推行分时电价和动态定价方案。为实现这一目的，可利用中国广泛部署的智能电表，并以自愿的方式引入这些方案，重点关注电动汽车和热泵等灵活负载的用户。
- **通过针对性的运营和报偿模式促进自发自用**，特别是在电网容量有限的地区。这包括将分布式发电与柔性负荷和储能系统相结合，以及为新装机设定最低自发自用门槛。在农村地区，加速电气化和使用智能需求管理有助于消纳分布式光伏的发电量。
- 在适当的监管框架支持下，借鉴在该领域进展较大的省份和国家/地区的经验，**试点并推广创新的分布式能源商业模式**，如虚拟电厂、共址部署、点对点交易和本地能源社区。

支柱 3：推进监管改革，促进公平的电网接入、反映成本的电价和综合一体的规划

中国目前的监管框架还不能完全满足高比例分布式能源电力系统的需求。结构性低效，如增量配电网的电网接入受限、电网成本分摊不均、电网企业采用高成本效益替代方案的动力不足，以及输配电系统规划碎片化，都会阻碍高效、公平的分布式能源融合。

调整监管框架至关重要，可帮助确保分布式能源为经济上高效、社会上公平并有明确机构责任支持的系统做出贡献。对于国家和省级监管机构的主要建议包括：

- **确保公平的电网接入和成本分配**，具体措施是根据新实施的《能源法》，明确分布式能源、微电网和私人投资的增量配电网的非歧视性接入权，并建立平等透明的输配电成本分摊机制。
- **优化输配电定价机制，以反映系统成本并鼓励高效利用。**这包括借鉴各省将电网成本纳入时变电价组成部分的经验，完善当前基于电压的定价，以进一步鼓励本地消费，并在网络电价中引入动态因素。

- 在国家能源局的指导和监督下，**通过将电网企业的业绩与系统成果挂钩，加强对电网企业支持分布式能源的激励**，鼓励采用分布式能源和智能电网作为传统电网扩建的替代方案。网络电价方法可逐步纳入基于绩效的因素，作为对效率和可靠性的奖励。
- **在系统规划中改善输配网络之间的协调**，确保省级和国家级电网规划中反映出本地分布式能源的部署和融合。这包括使用共享的预测工具、联合成本效益分析和明确的绩效指标。
- **明确配电层面分布式能源管理的运行责任**，特别是管理承载力、采购本地灵活性服务和收集数据的责任。

导言

分布式能源的增长正使配电网成为清洁能源转型的中心

分布式能源在全球电力系统中发挥着日益重要的作用。这些模块化、小型化的资源通常位于消费点附近和用户侧（BTM），正在重塑电力供需格局。

本报告重点关注非化石类分布式能源（如分布式太阳能光伏、电池储能系统和需求响应）融合并入中国电力系统的情况。¹ 由于柴油发电机或小型燃气轮机等技术在清洁能源转型中的作用微乎其微，且存在明显的融合问题，因此在本报告中并未涉及。虽然中国的政策文件已经正式确定了[分布式发电](#)的概念，但目前还没有将分布式能源作为一个更广泛的类别来发布官方定义。在实践中，这一术语通常被理解为连接到配电网的装置，其电压等级从住宅用户的 220/380 伏到工商业用户的 35 千伏不等，最大的装置最高可达 110 千伏。分布式发电通常指容量低于 50 兆瓦的系统。

近年来，包括中国在内的一些国家/地区在部署分布式能源方面取得了快速增长。技术成本下降、支持性政策以及更广泛的能源系统趋势（如电气化和脱碳）共同推动了这一扩张。例如，太阳能光伏发电的平准化成本从 2010 年到 2023 年下降了 90%，使家庭和企业更容易获得太阳能。电动汽车、空调和热泵等电气化终端用途的日益普及也加快了需求侧电气化的步伐，促使配电层面的用电量不断增加。这一趋势在中国尤为明显。根据[国际能源署的既定政策情景](#)，由于建筑和公路交通运输领域用电量激增以及工业电气化进程加快，中国到 2030 年时将占全球电力增长的 45% 以上。

这种增长重新引发了人们对配电网的关注。传统上，配电网的规划和运营都是为了实现单向电力流动，发电与输配之间界限分明。而日益增加的部署正在模糊这些界限，引入双向电力流动，并要求配电系统的规划和运营更具动态性、数据驱动性和灵活性。这种转变对中国尤为重要，因为中国的电网发展呈现出两种并行的态势：一种是传统的大规模输电基础设施，将电力从北方和西部省份²的能源基地输送到东部的需求中心；另一种是近期在人口稠密地区出现的局部分布式能源发展趋势，而这些地区配电网的设计初衷并不能应对这种容量增长。

¹ 一些组织，如[美国联邦能源管理委员会](#)也将能源效率纳入分布式能源的定义中。虽然本报告主要关注与系统融合有关的资源，但能效对于规划和长期的结构性需求削减仍很重要。

² 在本报告中，“省份”一词指中国的省级行政区划，包括省、自治区和直辖市。

高效融合对于释放分布式能源的充分价值至关重要

分布式能源可以为电力系统和用户带来广泛的好处。在有效融合的情况下，分布式能源可支持减排，并通过在用户附近部署清洁电力来帮助满足增长的电力需求，同时通过提高韧性来加强能源安全，并有助于提高可负担性——这正是中国政府议程上的三个优先事项。

对终端用户而言，分布式能源提供了新的收入来源，并通过自发自用或参与需求响应计划来减少电费。分散供电还能提高用户在自然灾害或供电中断时的恢复能力，这对于经常受到停电影响的地区（如农村）尤为重要。

在系统层面，分布式能源可提供电压支持、频率调节和削峰等服务，从而提高灵活性。在某些情况下，还可以推迟新增发电、输电或配电容量的需求，有助于避免昂贵的基础设施投资。此外，分布式能源还能减少对进口化石燃料的依赖，从而提高整个系统的韧性。

要实现这些效益，有赖于分布式能源的及时融合，即在电力系统中的有效接入、管理和利用，以期从新技术和现有技术中获取尽可能多的价值。虽然某些优势（如屋顶太阳能产生的清洁电力）可以立即获得，但要释放分布式能源在整个系统中的全部优势，需要采取协调一致的方法，扫清技术、监管和市场相关的障碍。

从分布式能源融合中获益的实例

分布式能源效益	具体实例
满足日益增长的电力需求	2024年，屋顶太阳能发电量占澳大利亚总发电量的 12% 以上，而这一年澳大利亚整体电力需求增长了 3.2%
减排	在荷兰，屋顶太阳能光伏占可再生能源装机容量的 55% 。2024年太阳能可减少 1000万吨二氧化碳排放 ，相当于该国2030年碳预算的 10%
韧性	2023年 波多黎各 （美国）启动了一项国家基金，以提高电网抵御频繁飓风的能力，激励低收入家庭安装住宅屋顶太阳能和电池储能装置
系统级成本节约	在得克萨斯州，通过融合分布式能源实现输电网投资延期，其价值估计每年占输配电基础设施总成本的 8.5%
灵活性配置	在英国，截至2025年6月，有113个灵活性提供商在英国电力网络公司（UKPN）的灵活性平台上注册，代表18.8万个分布式资产，拥有 1.2吉瓦的向上灵活性容量 和 1.5吉瓦的向下灵活性容量

分布式能源效益	具体实例
额外的收入来源	在上海，电动汽车车主如果在家中充电过夜，并于高峰时段在工作场所的车网互动站点放电，估计 平均每月可赚取 500 元人民币（约合 70 美元）

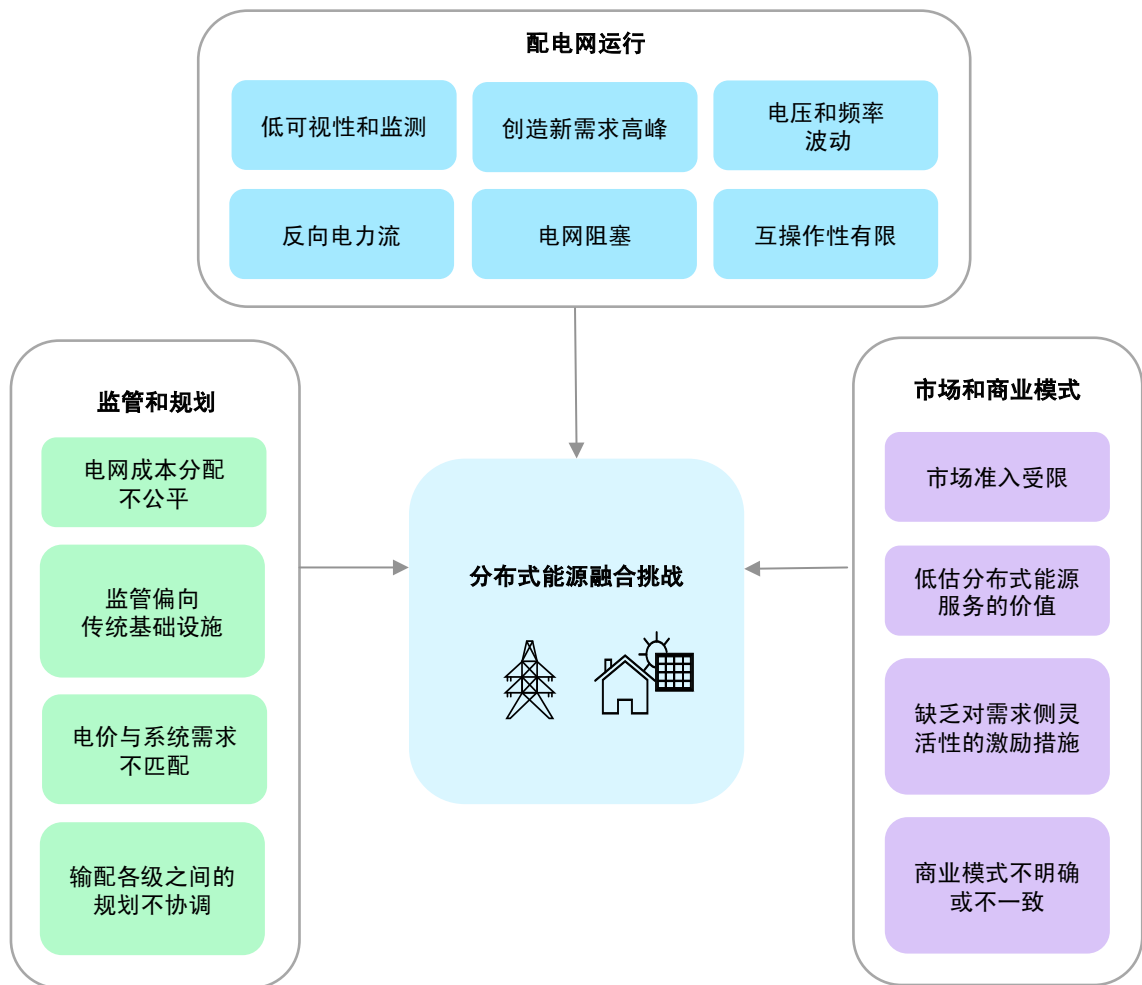
融合挑战涉及技术、经济和监管层面

分布式能源的特性（小规模、用户侧、通常快速部署）对电网运行构成新的挑战，而对当前的经济和监管框架提出了质疑，这些框架通常沿袭自围绕集中式资产设计和规划的电力系统。鉴于近年来中国分布式能源的普及速度位居全球前列，自然也不例外地深刻体会到了这些挑战。

从技术层面来看，配电网日益面临双向电力流、电压波动和阻塞的风险，尤其是在太阳能光伏发电高峰时段。在屋顶太阳能渗透率较高的地区，这可能会导致电网组件热过载或清洁电力的自动弃电。此外，电动汽车和其他电气化终端使用的日益增长正在改变负荷曲线，并产生新的需求高峰，如果未能积极管理，可能需要对电网进行成本高昂的升级。

分布式资产有限的可视性和可控性仍然是主要障碍。许多系统运营商（SO）缺乏分布式能源行为的实时数据，导致负荷预测和系统运行复杂化。此外，互操作性和标准化通信协议尚未普及，限制了分布式能源无缝融入更广泛系统运行的能力。

分布式能源融合挑战



IEA. CC BY 4.0.

在经济和监管方面，出现了一些结构性问题。在电网运营和电力零售仍然紧密相连³且上网电价主要根据用电量的系统中（例如中国就是这种情况），随着越来越多的用户采用屋顶太阳能，同时又仍需要维护和运营电网，公用事业公司面临着收入下降的问题。当这种自发自用电量采用净计量电价时，⁴非分布式能源用户承担了不成比例的固定成本份额，从而引发了对公平成本分摊的担忧。

同时，现行监管框架往往低估了分布式能源所能提供的服务。例如，有助于推迟或避免基础设施投资的分布式资源可能得不到应有的认可或补偿，从而削弱了其商业价值。在许多国家/地区，监管激励措施是围绕集中式能源体制设计的，并一

³2024年，中国用电总量的37%通过零售市场交易，其余部分则通过电网企业采购、发电企业与用户之间的直接交易、非细分市场（如住宅和农业负荷）以及非主电网企业运营的地方电网消费来供应。

⁴净计量电价是一种计费机制，允许产消用户通过向电网输出电能来获得与用电量相同的信用额。这样一来，即使他们继续使用和依赖电网，也可以少付甚至不付电费，进而减少对固定电网成本的贡献。

直倾向于传统的基础设施投资，而不是基于分布式能源的解决方案。此外，分布式能源参与各种电力市场的资格可能受到限制，现有的投标门槛过高或缺乏聚合途径都使其无法获得额外的收入来源。

电价结构和市场机制也与不断演进的系统需求脱节。目前全球通行的固定电价和净计量电价未能反映电力和电网服务的实时价值，造成价格信号失真。这会导致分布式能源运行效率低下，并限制这些资源为系统优化做出贡献的潜力。

最后，输配各级之间不协调的规划会导致投资决策效率低下，错失以高成本效益的方式主动融合分布式能源的机会，并增加系统可靠性风险。由于技术工具和方法有限，无法为综合规划提供支持，也无法量化改进协调后可为整个系统和社会带来的益处，这些问题变得更加复杂。

应对这些挑战对中国至关重要，目的是不仅确保分布式能源得到大规模部署，还要实现高效利用，从而为系统和用户带来最大利益。

国际经验可为中国的分布式能源融合之路提供借鉴

国际经验为中国扩大分布式能源融合的工作提供了宝贵的参考。从动态电价和灵活性市场到先进的预测和成本分摊机制，领先市场已开发出一些工具和框架，可为中国实现分布式资源价值最大化提供借鉴。本报告重点关注分布式能源占比较高的系统，尤其是澳大利亚、巴西、加利福尼亚州、德国和日本等广泛部署分布式太阳能光伏的地区，以及英国等利用先进市场机制发挥分布式能源灵活性的国家。选择这些案例是因为它们与中国自身优先事项相关，而且涉及中国在扩大清洁分布式能源规模方面所面临的具体挑战。

本报告首先分析了中国近期的分布式能源发展趋势（**第 1 章**），然后概述了全球分布式能源融合的最佳实践（**第 2 章**），并提出了中国在 2030 年应优先采取的措施（**第 3 章**），这是中国能源转型的一个重要里程碑，与中国的碳达峰目标和“十五五”规划相一致。通过借鉴这些经验，并根据独特的体制、监管和系统条件加以调整，中国可以规避代价高昂的陷阱，加快发展安全、可负担且可持续的电力系统。

第 1 章. 中国分布式能源的现状

分布式能源的发展趋势

分布式能源已成为中国电力系统的重要组成部分，其中分布式光伏系统处于领先地位。近年来，国家支持计划、地方激励措施和大幅下降的技术成本共同推动了分布式光伏的快速发展。在高用电量地区，工商业用户是分布式光伏的主要用户，大型工业园区正在成为集分布式发电、储能和需求响应于一体的清洁能源系统的主要采用者。同时，在农村地区，作为更广泛的乡村振兴战略的一部分，正在向家庭、小型企业和公共机构积极推广屋顶太阳能装置。然而，分布式太阳能未来的增长可能会面临逆风：新的国家政策措施预计会减缓安装速度，因为这些措施将从以前的保障性全额收购模式转向更多的自发自用模式，并为大型装置提供市场导向的普及条件。

虽然分布式风电目前在能源结构中占比较小，但近期出台的发展目标表明，尽管其成本相对于太阳能光伏发电较高，但普及率可能会提高。与此同时，电动汽车、空调和热泵等电气设备的广泛应用也大大加快了中国经济的电气化进程。2023 年，电力占到了最终能源消费的 [29%](#)，远高于 [20%](#) 的全球平均水平。

用户侧电池储能仍然主要集中在大型工商业用户中，这些用户寻求通过分时（TOU）定价来优化电力成本。

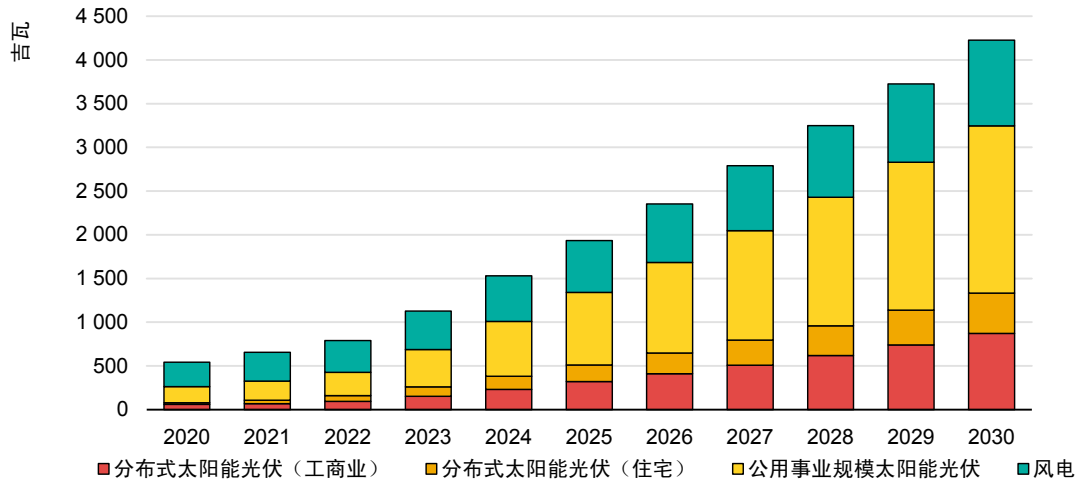
分布式太阳能增长加速，分布式风能开始受到重视

近年来，分布式光伏系统发展迅猛，已成为中国太阳能发电的重要组成部分。2020 年，分布式光伏占 [全国太阳能总装机容量](#) 的 30%。到 2024 年底，这一比例已增长到约 40%，突显了全国太阳能部署的分散化趋势。

这一扩张得益于几个主要驱动因素。首先，中国的国家脱碳目标和一系列支持性政策措施为分布式光伏的发展奠定了坚实基础。其中包括一直以来低廉的上网电价，以及自 2021 年起实施的全额收购模式，该模式保证由电网运营商购买分布式太阳能产出，这些有利可图的条件吸引了大量私人资本。此外，一些国家举措（如 [整县分布式光伏发展规划](#)）也发挥了重要作用，这些举措主要针对农村地区，规定了试点县的公共机构、商业用户和住宅屋顶安装目标。从行政角度来看，分布式光伏项目的 [建档立卡和并网流程](#) 也相对简单，几乎没有许可或限制性要求，这使得分布式光伏资产能够快速轻松地部署。

促进分布式光伏增长的另一个关键因素是系统成本的大幅下降。从2020年到2024年，光伏组件的平均价格从 1.57 元人民币（约合 0.23 美元）/瓦 降至 0.68 元人民币（约合 0.09 美元）/瓦，⁵这使得分布式太阳能发电对企业和家庭的吸引力与日俱增。此外，一些投资者已转向分布式光伏，而不是公用事业规模的项目，因为后者面临更高的市场风险和分时电价，导致回报难以预测。

2020-2030 年中国太阳能光伏电站和风力发电站的装机容量（可再生能源 2024 主情景）



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2024), [Renewables 2024](#)。

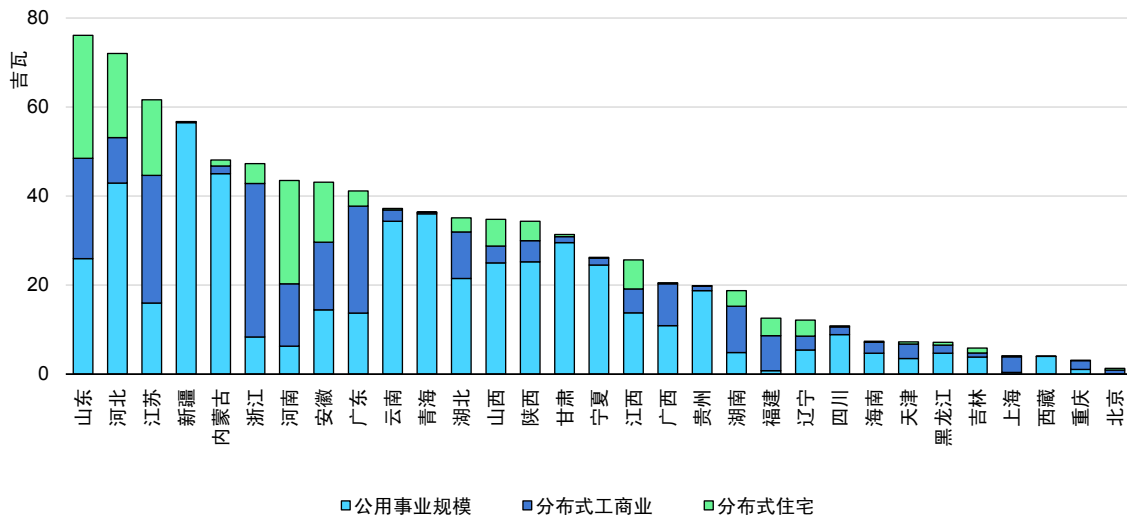
工商业用户是分布式光伏的主要采用者，占2024年分布式光伏总装机容量的61%。虽然这些装置的功率大多在6兆瓦以下，但按照中国的政策规定，只要接入配电网（通常在110千伏以下），即使是更大的系统（不超过50兆瓦）也归类为分布式系统。这一宽泛的定义使能源消费大户（尤其是在山东、河北、江苏和浙江等沿海省份）能够大量使用分布式光伏，因为这些省份的工业活动频繁，电力需求旺盛，为自发电提供了强有力的经济基础。

与此同时，在政府乡村振兴规划的推动下，河南和河北等中部和北部省份农村地区的分布式光伏增长迅速。近期推出的“[千家万户沐光行动](#)”进一步加强了国家在农村社区推广住宅太阳能的承诺。

相比之下，中国东北、华北和西北地区的省份由于当地能源需求较低、土地和太阳能资源丰富，因此仍优先考虑大型集中式太阳能光伏项目，而非分布式系统。

⁵ 本报告中的金额兑换采用当年的年平均汇率。

2024 年中国太阳能光伏系统装机容量（吉瓦）



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署根据中国国家能源局的数据整理。

虽然到 2030 年，分布式光伏的总体前景依然看好，但预计近期将出现调整，特别是在大规模工商业项目方面。国家能源局（NEA）于 2025 年 1 月发布的《[分布式光伏发电开发建设管理办法](#)》引入了新的标准，将政策支持的重点转向小型低压系统。普通和大型工商业系统不再符合以前的全额收购模式。

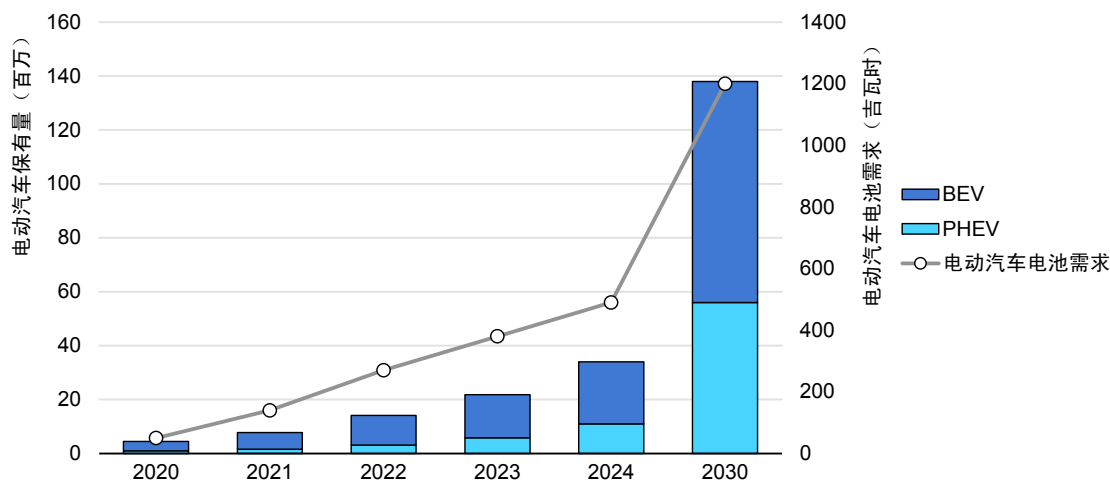
相比之下，分布式风力发电（定义为 50 兆瓦以下的项目）在中国的能源结构中仍处于边缘地位。截至 2024 年，全国 5.2 亿千瓦的风电总装机容量中，只有 [3.7%](#) 被归类为分布式风电。如此有限的普及率在很大程度上是复杂的许可流程造成的。不过，这种趋势可能会开始转变。2024 年启动的“[千乡万村驭风行动](#)”旨在到 2025 年推动村级风电发展。此外，与太阳能相比，分布式风电的利用小时数更多，随着许可和政策框架的演进，有望增强其吸引力。

新型电气化终端使用技术正在重塑需求侧

近年来，在强有力的政策支持和成本稳步下降的推动下，中国电气化终端技术快速发展。电气化趋势涵盖交通、建筑、工业和农业等多个领域，在整个能源系统转型中发挥着日益重要的作用。

电动汽车走在了这一转变的前沿。截至 2024 年，电动汽车占据[新车销量的近一半](#)，使得中国成为全球清洁出行普及率的领导者。随着汽车技术不断进步和充电基础设施的普及，预计到 2030 年，全国电动汽车保有量将达到近 1.4 亿辆。值得注意的是，公共和私人连接的充电桩数量在 2024 年达到 [1280 万个](#)，超过了 2025 年 [1200 万个](#) 的国家目标。

2020-2030 年承诺目标情景下的中国电动汽车保有量及相应的电池需求



IEA. CC BY 4.0.

注：BEV=电池电动车。PHEV=插电式混合动力车。

来源：IEA (2025), [Global EV Outlook 2025](#)。

各行各业的供暖和制冷电气化也在迅速发展。2024 年，每户空调拥有量达到 1.5 台，根据承诺目标情景（APS），预计到 2030 年将增至 1.7 台（相比之下，到 2030 年，欧盟预计为 0.5 台，美国和日本为 2.5 台）。热泵在供暖解决方案中所占的比例也不断增加：2022 年，热泵供暖的比例仅为 4%，但根据承诺目标情景，[预计到 2030 年将增加至 13%](#)，使得空间供热领域中的热泵存量超过电阻加热器。2025 年 4 月，中国首次印发了《[推动热泵行业高质量发展行动方案](#)》，表明政府大力支持在建筑、工业、农业和交通等多个领域应用热泵。

电池储能同样在不断演进。虽然中国的大部分储能容量仍处于供电侧和公用事业规模，但越来越多的电池系统被安装在用户侧，特别是在工商业建筑中。不过，其中许多规模相对较大，在规模和成本上与其他国家/地区的公用事业规模项目相当。分布式项目预计将大幅增长，[到 2030 年将达到总储能容量的近 40%](#)，这主要是由于大型用户希望从动态定价中获益，并与波动性可再生能源（VRE）发电配套以获得更持续的供电。

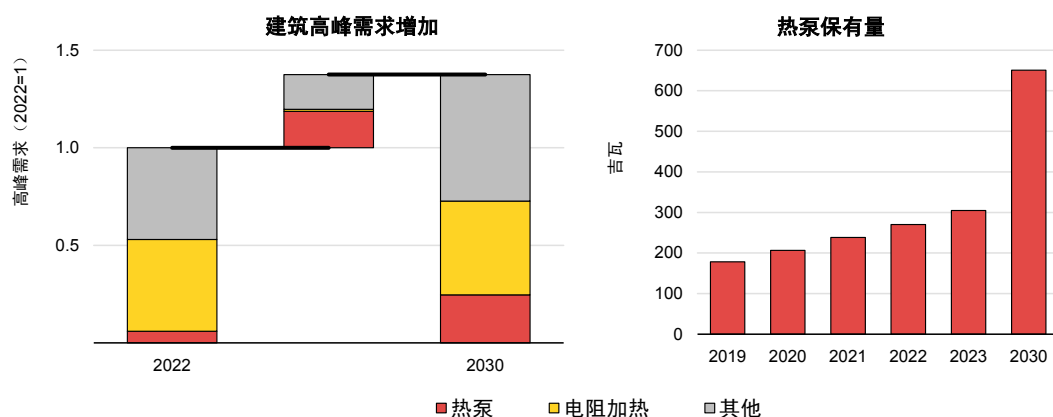
与澳大利亚等普遍使用个人住宅储能系统的国家/地区不同，中国的家用蓄电池应用仍然有限。这主要是由于中国人口密度高，大型住宅楼林立，从而引发安全顾虑和监管限制。此外，电价的设计机制使住宅电价保持在较低水平，因此降低了家庭投资电池的积极性。2024 年，5 兆瓦以下或连接电压为 220/380 伏的电池系统[仅占已部署电池总容量的 1%](#)。

与此同时，电动汽车、热泵和其他电气化终端设备的日益普及也为电网运行带来了新的格局。一方面，它们增加了电力需求和峰值的波动性，给电力系统运行的

稳定性和安全性带来了挑战。另一方面，它们也为负荷灵活性和电网支持提供了大量机会。

例如，[广东省](#) 2024 年的电动汽车充电负荷占高峰用电总量的 2% 以上，夜间充电高峰时间段占比更是超过 9%。同样，在 2024 年 7 月的[浙江省](#)，空调用电占夏季高峰需求的 40%，其中 46% 来自住宅空调负荷。在冬季，建筑物普遍用电供暖会推动高峰电力需求，根据承诺目标情景预测，2022 年至 2030 年间高峰电力需求将增加三分之一以上。这些模式凸显了灵活性用户侧负荷的规模 and 影响。

2022-2030 年在承诺目标情景下，中国不同技术对冬季建筑高峰电力需求的贡献（左）和热泵存量（右）



IEA. CC BY 4.0.

注：这里的高峰电力需求是指在启动需求响应之前，冬季 125 个最高负荷小时的平均需求量。热泵和电阻式加热可满足空间热力消费。为电动乘用车和两轮/三轮车充电属于其他终端用途。图中显示了在室外温度较低时，热泵效率会降低的情况。
来源：IEA (2022), [中国热泵的未来](#)以及 IEA (2024), [Clean Energy Market Monitor](#)。

中国认识到挑战与机遇并存，正积极通过聚合和发展虚拟电厂来推动分布式能源融合。这些系统汇集并协调用户侧资源以及其他分布式能源的输出和消耗，使其能够参与电力市场并提供电网服务。2025 年 4 月，国家发展和改革委员会（发改委）与国家能源局联合印发了一份[政策文件](#)，旨在加快部署虚拟电厂。该计划设定了宏伟的目标，力争到 2027 年实现 20 吉瓦的可调度容量，并到 2030 年达到 50 吉瓦。

工业园区正日益推动分布式能源的采用

工业园区是工商业用户中分布式能源增长最快的场景之一。中国在园区层面实施的“源网荷储”项目，已成为利用大规模分布式能源和大型用户灵活性的关键方法。这些项目由智能微电网组成，将本地供电、电网、负荷和储能组件与先进的数字和人工智能技术相结合，以调动需求侧能力。

虽然这些项目一般都与公共电网相连，但政府最近明确了在自备可再生能源发电厂和大型用户之间建立[直接接入线路](#)以绕过主电网的条件。

2021 年 2 月，发改委和国家能源局发布了鼓励工业园区一体化项目发展的[政策](#)。到 2024 年底，全国已启动 [450 多个一体化项目](#)，总发电装机容量超过 100 吉瓦。地方政府（尤其是工业基础雄厚的地方政府）已经列出并公布了此类项目。例如：[河南省](#)公布了到 2024 年实施 253 个一体化项目，总容量超过 5 吉瓦，其中 [180 个项目位于工业园区](#)。

这些清洁工业园区的发展有几个驱动因素。中国的“双碳”目标给工业部门带来了直接压力，因为工业部门占[全国能源相关排放的 25% 以上](#)。值得注意的是，自 2025 年起，省级可再生能源电力消纳约束性指标已扩展至涵盖钢铁、水泥、多晶硅和数据中心等[更多的能源密集型产业](#)。2025 年年中，《[关于开展零碳园区建设的通知](#)》进一步鼓励本地消费和可再生能源并入本地配电网。同时，中国的工业电价普遍高于住宅和农业用户的电价，这为降低用电成本和抵消尖峰电价提供了强大的经济激励。对于需要不间断供电的工业集群来说，能源安全问题也日益受到关注。现场可再生能源被视为增强韧性和减少对集中式电网依赖的一种方式。此外，对于出口导向型产业集群而言，发展分布式能源被视为一种战略应对措施，以预判欧盟碳边境调节机制等举措下碳关税的潜在影响。

在此背景下，为提高产业竞争力，地方政府积极支持工业园区的分布式能源开发和创新，包括简化审批流程、提供财政激励措施，以及将分布式能源纳入地方产业规划。这些项目的典型案例包括[常州工业园](#)，该园区的微电网规模在江苏省同类项目中首屈一指。该微电网占地面积 37 万平方米，由 1.61 兆瓦分布式太阳能光伏系统、6 兆瓦储能系统和一个智能管理平台组成。该平台可以通过分析天气条件、交通流量和历史用电数据，预测需求并优化能源使用。

在内蒙古，远景科技集团正在建设[净零排放工业园区](#)，提供“源-网-荷-储-氢”端到端解决方案。该园区将电动汽车和电池等多个电力密集型产业的制造供应链与完全依靠风能、太阳能光伏、储能和绿色氢能的综合能源系统相结合，并通过智能微电网平台对其输出进行预测和优化。园区还将整合电动卡车运输系统。

案例研究：苏州工业园区分布式光伏和微电网系统的整合战略

得益于明确的发展目标、针对性的财政激励措施和创新的交易模式，苏州工业园区已成为分布式光伏与本地微电网相结合的全国标杆。该项目预计每年可减排二氧化碳 9000 吨，被中国许多城市视为可效仿的模式。

2022 年，园区发布了《[苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施](#)》，目标是到 2025 年，每年新增 70 兆瓦的太阳能发电容量。随后又发布了《[苏州工业园区工业企业绿色低碳发展 2025 年行动计划](#)》，提出以下目标：到 2025 年，分布式光伏装机容量达到 480 兆瓦，屋顶覆盖率至少达到 50%。该行动计划还呼吁推广光储充一体化系统和微电网。

财政激励措施在支持这些目标的过程中发挥了关键作用。自 2022 年起，园区内的分布式太阳能光伏项目可享受为期一年的 0.1 元/千瓦时[补贴](#)，电池项目则享受为期三年的 0.3 元/千瓦时放电补贴。苏州更广泛的[土地更新](#)和能效政策也通过密度奖励和项目层面的激励措施，支持了项目的部署。

此外，园区还尝试了一种创新的“[分布式发电市场化交易](#)”模式。这种点对点交易方式利用 AI 动态匹配太阳能发电与工业需求。多余的太阳能电力储存在蓄电池中，在高电价时段将根据合同直接出售给附近的同级电网用户，从而减少输电损耗并提高价格实现率。

新出现的挑战

许多国家/地区都面临一些共同问题：电网接入请求超过承载力，从而导致阻塞；缺乏对用户侧资产的可视性和控制，使电网运行复杂化。然而在中国，分布式能源的快速部署加上特定的市场和监管条件，加剧了这些挑战。这阻碍了高成本效益的分布式能源融合，限制了其作为系统资产的能力，并引发了对未来电网投资的财务可行性担忧。

配电网的局限性导致了新分布式光伏项目接入的限制

中国分布式光伏系统的快速发展虽然为国家脱碳目标做出了重大贡献，但也暴露出配电网的严重局限性。长期以来，中国的分布式光伏发展模式主要是将太阳能系统产生的电力全部输出到电网，并以固定价格出售给电网企业。即使在农村等电力需求较低的地区，这种模式也得到了广泛应用，导致产消不匹配。

到 2023 年，[80%](#)的住宅光伏系统采用所谓的“全额收购模式”，即所有太阳能电力都并入电网。由于中国的住宅电价仍然相对较低，因此家庭使用自产太阳能电力的经济可行性不高。在农村地区，一种常见的商业模式是居民将自家屋顶出租给

第三方开发商，由后者安装光伏系统并将所发电力直接出售给电网。这种模式虽然在经济上对开发商很有吸引力，并得到了农村经济发展政策的支持，但也引发了对土地使用和电网阻塞的担忧，而且面临着日益严峻的监管挑战。

电网阻塞和缺乏灵活性

由于许多地区的太阳能光伏发电量开始超过当地需求，电网阻塞成为一个普遍问题，尤其是在负荷有限且配电基础设施投资不足的农村地区。由于约有 **75%** 的分布式光伏系统按电压等级接入，电压稳定性、反向电力流和局部过载等问题日益频繁。以河北省北部的冀北电网为例，2024 年 1~10 月，**因分布式光伏接入导致反向重过载配变数量同比增加 75%，配变过电压越限数量同比增加 66%**。

配电网的灵活性不足，加剧了这些挑战。大多数配电网的设计都针对单向电力流，无法容纳高比例的波动性分布式发电。储能和调节能力仍然不足，尤其是在太阳能发电量达到峰值且电力需求相对较低的中午时段。如果没有先进的控制措施或灵活的需求来吸收这些剩余发电量，系统就很难维持稳定运行。

为了更好地了解和解决这些问题，国家能源局在 2023 年开展了一项**试点计划**，对六个代表性省份（山东、黑龙江、河南、浙江、广东和福建）的分布式光伏系统的电网承载力进行了评估。结果显示，除浙江外，许多地区都普遍存在并网容量约束问题。

此后，一些地方政府将电网容量饱和的地区划为“黄色”或“红色”区域，在这些区域不鼓励或完全限制新的分布式光伏项目接入。虽然最初的限制主要针对住宅系统，但从 2024 年开始，广东、湖南和湖北等省的**大型工商业建筑项目**也受到了接入限制。截至 2024 年底，11 个省报告了超过 **450 个“红色”区域**。此外，在一些用电阻塞地区，地方政府采取了**相关措施来调整太阳能光伏发电的报偿**，如减少保障性收购小时数，以及调整上网电价区间，这直接影响了运营商的收入来源。

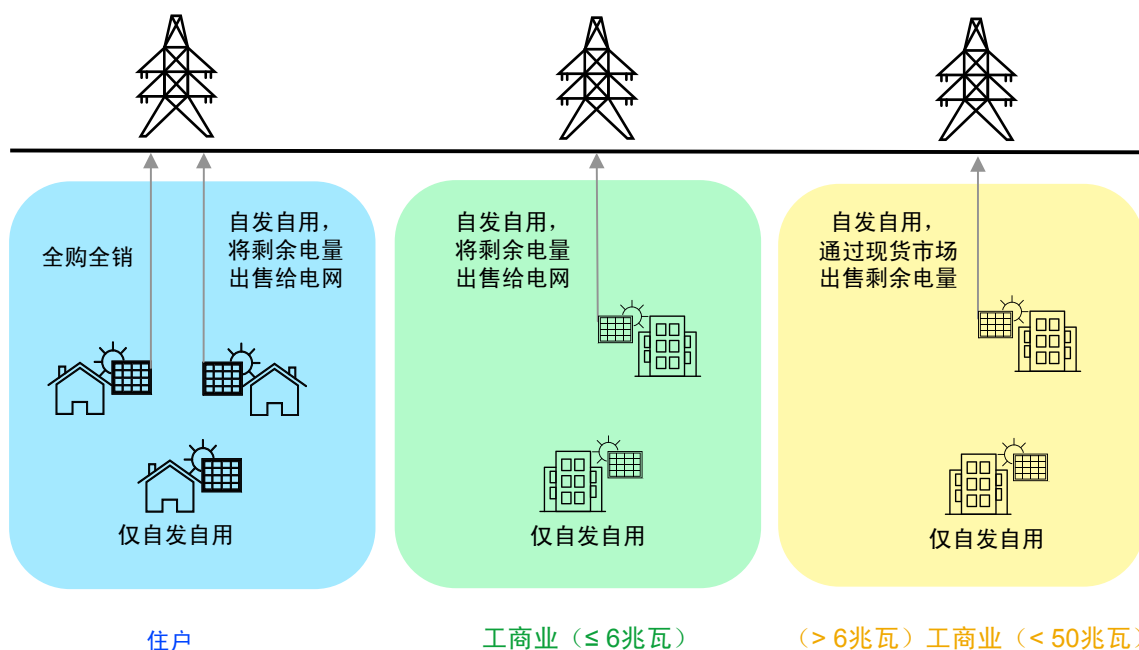
国家能源局试点六省分布式光伏项目承载力评估

省份	分布式光伏承载力评估结果
广东	全省 25 个县区被划为红色区域（限制分布式光伏接入，暂停分布式光伏接入申请）。
福建	全省 10 个重点县中，有 4 个县无可用接入容量。
山东	全省 136 个县区中，有 53 个被划为红色区域。
河南	全省一半以上的县区被划为红色区域。
浙江	全省没有任何县区被划为红色区域。
黑龙江	全省有 86 个县区被划为红色区域。

来源：广东、福建、山东、河南、浙江、黑龙江省发改委或国家能源局。

为了缓解配电网的压力，中国正在转向更以消费为导向的分布式光伏模式。新的《[分布式光伏发电开发建设管理办法](#)》自 2025 年 5 月起生效，明确优先考虑增加自发自用和本地使用分布式发电。工商业项目不能再以固定价格向电网出售全部发电量，而是必须完全自用或仅出售剩余部分。对于 6 兆瓦以上的装机容量，剩余电力只能通过已建立连续运行的现货市场出售。中国部分地区拥有丰富的可再生能源，但苦于面临电网容量约束，因此在实施这项新政策时迈的步子更大。例如，[内蒙古](#)和[吉林](#)对 6 兆瓦以下项目的自用门槛要求分别为 90%和 80%。虽然这一政策可能会缓解电网阻塞并推动储能投资，但也给开发商带来了经济上的不确定性，以至于在政策实施之前[争相并网](#)。

2025 年管理办法出台后中国分布式光伏系统的运营模式



IEA. CC BY 4.0.

注：在“全购全销”模式下，电网企业保证以固定价格收购所有产量，这在中国也被称为“全额收购”。

在“自发自用，余电上网”模式下，分布式光伏的发电量自用，余电按省级主管部门确定的比例上网。中国没有净计量电价机制，这意味着在计算报偿时不会从盈余部分中扣除自发自用部分。对于超大规模的项目，在已实现连续运行的地区，余电可以通过现货市场出售。

在“仅自发自用”模式下，所有分布式光伏产量都在当地自发自用。

投资滞后

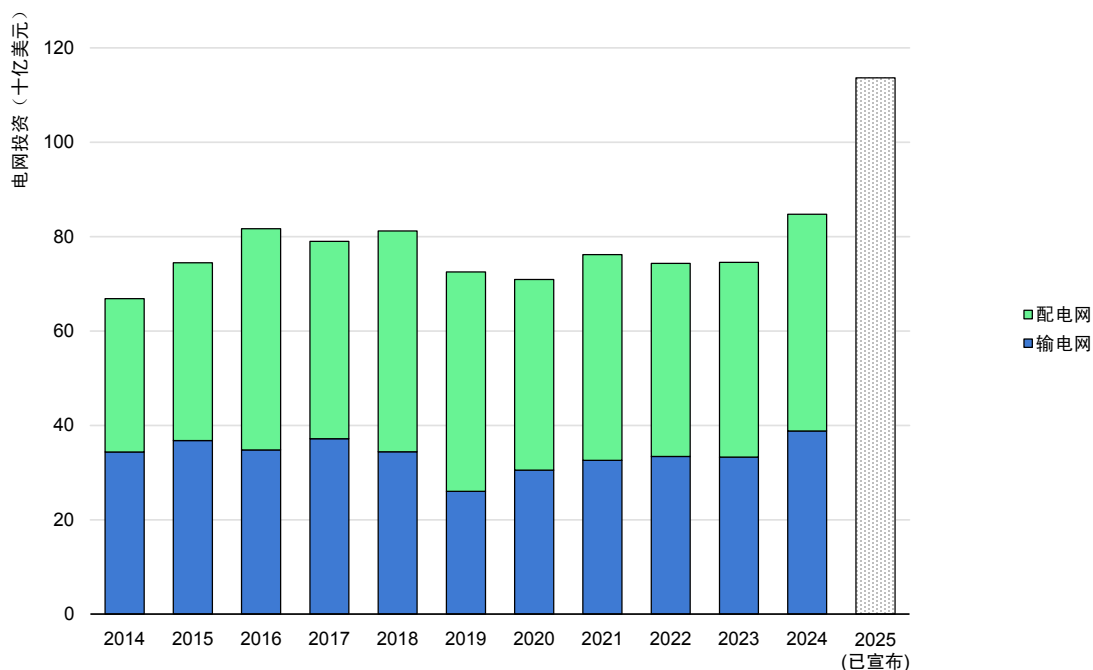
中国配电网总长约 [800 万公里](#)，其中 [30%是在过去十年中新增的](#)。配电网的投资和运营主要由国有电网企业负责，其中两大电网企业是国家电网有限公司和中国南方电网。从历史上看，中国的电网投资一直落后于发电容量的快速扩张，尤其是在可再生能源因其部署速度快于电网项目而迅速扩张的情况下。再加上电力系统的灵活性有限，以及发电和电网基础设施发展之间协调不力，这些都是造成可再生能源弃电问题长期存在的主要原因。近年来，特别是自 2020 年“双碳”目标宣

布以来，发电投资加速增长。到 2023 年底，发电投资超过电网投资约 **4400 亿元人民币**（约合 622 亿美元）。

为满足大容量可再生能源发电和不断增长的电力需求，电网企业加大了投资力度。**国家电网有限公司**和**中国南方电网**都宣布了雄心勃勃的 2025 年投资计划，投资总额达 8250 亿元人民币（约合 1137 亿美元），同比大幅增长 36%。

与大多数其他国家/地区相比，中国的电网运营商历来将较大的投资份额分配给输电而非配电。尽管电网投资总额有所增加，但专用于配电的投资份额仍稳定在 55% 左右。⁶ 未来几年，随着各省响应政府前所未有的推进措施来扩大配电网，可能会出现一个更加平衡的比例。例如，中国制定了雄心勃勃的目标，**到 2025 年底**加强配电网的容量，以容纳 500 吉瓦的分布式可再生能源和 1200 万个电动汽车充电桩，同时还制定了提高电网灵活性、数字化程度以及与输电系统协调性的目标。

2014-2025 年中国输配电网投资



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署根据中国电力企业联合会的数据（2014-2024 年）以及国家电网有限公司和中国南方电网的公告（2025 年）得出。

从历史上看，中国的配电网投资主要集中在城市和工业化地区，这些地区电力需求密集，对供电可靠性的要求极高。由于这些地区对经济活动和社会稳定至关重要，因此自然优先考虑对其进行电网升级和现代化改造。相比之下，用电量明显

⁶ 相比之下，在 2016 至 2022 年间，发达经济体平均将 65% 的电网投资用于配电网，而新兴市场和发展中经济体的分配比例则是 61%。

较低且人口稀少的农村地区的电网发展历来有限。这些地区的配电基础设施主要服务于基本的家庭和农业负荷，并未考虑大规模的电力注入。因此，中国农村地区分布式光伏的快速发展越来越受到电网容量不足的制约。

虽然升级农村配电网是政府的[高度优先事项](#)，电网企业也有义务这样做，但由于农村电网的使用有限且维护成本较高，此类投资的盈利能力可能较低。而且，所需的投资规模较大，也导致难以跟上配电网日益复杂的需求。引入非国有投资的尝试（例如通过[2016 年增量配电业务改革](#)）由于监管方面的不确定性、收入前景暗淡以及现有电网企业设置的障碍，迄今为止成效有限。

此外，一些结构性因素也造成了投资的滞后。目前电网企业的成本加成报偿模式虽然可以获得一定的利润，但仍侧重于资本密集型基础设施（基于资本支出），对追求更具成本效益的替代方案（例如通过分布式能源获取灵活性）的动力不足。一直以来，电网企业的绩效评估主要是通过[对电网企业管理人员的个人评估](#)，而不是基于整个系统的绩效。这种方法可能导致效率低下，并增加系统和用户的成本。令人鼓舞的是，一些地区已经[试行了与可靠性挂钩的激励措施](#)，而且[2023 年《电力需求侧管理办法》](#)规定每年至少节电 0.3%，并有评价和评估指标体系提供支持。

此外，成本分配机制与不断演进的系统需求也不匹配。例如，分布式光伏装置通常[对电网平衡成本没有贡献](#)。与此同时，主电网继续承担并网分布式能源的互联、后备供电和调节服务成本，而没有明确的回收途径。

可视性和可控性要求的缺失给电网运营商造成了盲点

在配电网现代化改造中，预计有一部分工作将负责提高分布式能源的可视性和可控性。从电网运营商的角度来看，大多数分布式能源（尤其是那些安装在用户侧的分布式能源）仍然是不可视和不可控的。这使得实时电网管理变得复杂，并引发了对运行安全的担忧。

一些省份已采取积极措施应对这些挑战。分布式光伏装机容量居全国首位的山东省自 2021 年起实施了先进要求，规定[所有接入 10 千伏及以上电压的分布式光伏系统必须具备全面监控和远程控制能力](#)，以及电压穿越能力。⁷然而，这些先进功能在其他地区仍未得到广泛采用，许多低压系统仍在没有智能控制设备的情况下运行，导致在配电网中造成了“盲点”。

为了提高新装机的可视性并加强监督，国家主管部门收紧了建档立卡要求。自 2024 年起，[所有接入电网的可再生能源项目](#)必须在并网后一个月内建档立卡。这

⁷ 这些能力反映了发电机或其他电气设备承受临时电压波动并在不跳闸的情况下继续运行的能力。

是获得“绿证”资格的先决条件。对于住宅光伏系统，当地电网企业负责代表项目业主完成建档立卡。2025 年 1 月《[管理办法](#)》进一步要求所有新的分布式光伏系统必须实现“可观、可测、可调、可控”。实际上，绝大多数的分布式光伏用户已经配备了双向智能电表，可以同时测量用电量和光伏馈入量，并能够与电网自动连接和断开。然而，并非所有智能电表都能对光伏发电进行可调节的灵活控制。

这些新的技术要求预计将增加分布式光伏项目的前期成本。然而，目前尚不清楚这些额外成本是由终端用户承担，还是通过电网电价或公共资金予以补贴。

分布式能源主要在市场之外运行，限制了其对系统需求的响应能力

分布式发电

从历史上看，中国的太阳能光伏和风电主要在电力市场之外运行。这类发电通常通过固定价格协议或上网电价得到保证，而不受实时系统条件或市场价格的影响。尽管[中国的市场化改革已逐步推进](#)，到 2024 年，市场化交易已覆盖总电力消耗的 [62%](#) 以上，但许多发电企业（尤其是可再生能源发电企业）的调度仍受行政规划的制约，而不是由实时价格信号驱动。尤其值得一提的是，在保障性购买协议下，分布式光伏完全缺乏灵活性，既不参与调峰，也不承担系统平衡义务，而集中式发电厂则可以进行限电。

[2025 年 2 月](#)的改革方案（“136 号文”）旨在通过引入双向差价合约（CFD）机制，使非水电可再生能源发电企业与市场条件更好地匹配。各省负责组织拍卖，并决定有多少风电和太阳能发电量符合该计划的要求。

根据新政策，所有自 2025 年 6 月起建设的且已获得拍卖配额的风电和太阳能光伏项目，都必须在批发市场上出售电力。差价合约根据参考价（由拍卖中最高中标价确定）与同类技术项目的月平均市场价之间的差额进行结算。如果市场价低于参考价，发电企业将获得补偿；如果市场价高于参考价，发电企业必须偿还差价。

这一机制激励发电企业响应市场信号，采取更灵活的运营方式来盈利，例如在需求旺盛时出售电力，在低价时段储存电力，或参与辅助服务。虽然新的价格体系为符合条件的项目提供了稳定的收入，但也为发电企业带来了一些不利条件：在一些省份，[现货价格已经低于煤炭基准价格](#)，而且各省将如何实施该计划也存在不确定性。因此，许多风电和太阳能光伏项目都赶在政策生效之前并网。

尤其是同样受该政策影响的分布式光伏项目，由于安装周期缩短，2025 年上半年装机容量增长了 [113%](#)。然而，小型分布式光伏项目参与市场的途径仍不明确。如

果有聚合商，它们可以为进入市场提供便利；否则，这些项目将成为价格接受者，这可能会显著降低其盈利能力。

2005-2025 年中国新建风电和太阳能光伏项目上网电价演变及相关重大政策

第一阶段（2006-2015年）： 固定上网电价机制	第二阶段（2016-2020年）： 与燃煤发电基准价格的联系	第三阶段（2021-2024年）： 保障性收购 + 部分市场定价	第四阶段（2025-）： 完全市场化定价 + 差价合约保障
<p>通过行政手段设定固定上网电价，一般高于煤电，其中补贴资金来自能源账单上的可再生能源附加费</p> <p>保证按上网电价全额购买波动性可再生能源发电量</p>	<p>新的波动性可再生能源项目的上网电价与本地燃煤发电基准电价一致，实现平价上网</p> <p>逐步降低基准上网电价</p> <p>根据电网传输和吸收容量，保证在电网受限地区全额购买波动性可再生能源上网电量</p> <p>在保障性收购配额之外推动波动性可再生能源市场准入</p> <p>“绿证”交易计划试点</p>	<p>对新的风电和太阳能光伏项目逐步取消所有国家补贴</p> <p>可再生能源电力上网的保障性收购量 + 市场交易量</p> <p>“绿证”取代直接补贴，成为支持波动性可再生能源的主要政策</p> <p>执行可再生能源组合标准，通过“绿证”鼓励达成年度省级目标并实现合规</p>	<p>波动性可再生能源并网项目全面进入市场（“136号文”）</p> <p>在电网企业和项目业主之间引入差价合约结算机制</p>

IEA. CC BY 4.0

其他分布式能源

尽管在发电方面取得了这一进展，但其他分布式能源技术的市场融合仍然有限。例如，要有效参与储能，就需要获得不同时段的价格信号和多种收入来源，包括套利机会和提供频率调节或电压支持等辅助服务。然而，在许多省份，障碍依然存在。即使国家层面的政策鼓励将电池储能项目视为独立的市场参与者，但大多数此类项目仍然被排除在地方电力批发市场或辅助服务市场之外。

以前的法规要求储能系统与风电和太阳能项目共建，这进一步阻碍了效率和经济可行性。在许多情况下，由于缺乏可获得的收入来源，这些电池的利用率很低。鉴于这些低效问题，“136号文”在2025年2月取消了这些强制性配套要求。展望未来，随着越来越多的省份向独立储能系统开放市场并明确市场规则，开发商有望追求更加多样化和市场化的商业模式，充分释放电池在负荷转移、调峰、调频等方面的潜力。

与此同时，在融合和协调分布式能源以提供电网服务方面，虚拟电厂正逐渐成为一条大有可为的途径。一些试点项目（尤其是山东、广东和其他主要省份）正在证明虚拟电厂有能力提供需求响应、负载均衡和能源套利。然而，业界人士对目前虚拟电厂运营商市场准入门槛过高表示担忧。虚拟电厂需要与系统运营商和交易平台进行频繁、高效和可靠的数据交换，但中国尚未建立支持此类交互的全面监管框架。此外，国家技术标准和运行规定的缺失持续阻碍了虚拟电厂的可扩展性和互操作性，削弱了其成为市场主流灵活性提供方的潜力。

除了发电和储能，配备分布式能源的小型用户在大多数情况下不受反映市场条件的动态价格影响，低廉的固定电价或分时电价差价导致缺乏对需求响应的有力经济激励。尽管中国近 100%的居民用户都配备了先进的智能电表，能够支持需求响应（包括响应价格信号和远程切断负荷），但由于缺乏配套的监管框架和激励措施，这些智能电表在配电网高效运行中未得到充分利用。10 千伏以下电压接入的用户可通过负荷聚合商或虚拟电厂参与需求响应机制。然而在实践中，江苏和广东等省份的需求响应大规模实施仍处于示范阶段。

第 2 章. 国际经验

虽然部署的速度和背景各不相同，但许多国家和地区都经历过与中国目前类似的挑战。本章借鉴国际经验，探讨领先体系如何通过运营、市场和监管创新来应对这些挑战。本章的目的不是为中国制定解决方案，而是提出一系列值得考虑的实践案例。本章围绕三个核心主题展开：

- 调整配电系统运行以更好地融合分布式能源
- 开发市场和商业模式创新以释放其价值
- 使监管和规划符合更加分散的电力系统的需求。

这些经验有助于为中国提供参考，在进入新的部署阶段时找到更好的分布式能源融合发展方法。

不断演进的配电业务实践

随着分布式能源的扩展，配电系统的运行也在经历重大转变。世界各地的公用事业公司和系统运营商都开始投资新工具，以提高分布式能源的可视性、实时监控和预测准确性；这些都是维护电网稳定性和可靠性的关键措施。国家分布式能源建档立卡、智能电表、智能逆变器和分表计量等做法日益普及，而新的并网方案和承载力分布图则有助于管理局部电网容量约束。与此同时，配电系统运营商（DSO）的角色也在朝着更积极主动的系统管理方向转变，需要明确职责并与输电系统运营进行更紧密的协调。

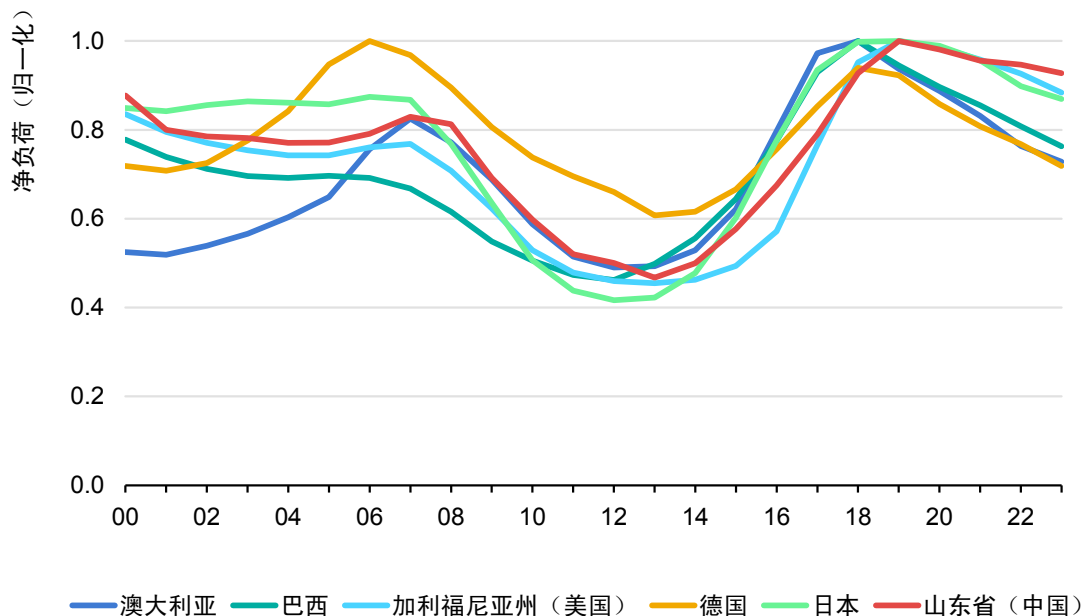
在中国，一些省份面临的运营挑战与早期采用太阳能光伏和其他分布式能源的地区越来越相似。例如，在山东省，分布式光伏的快速普及显著改变了净负荷⁸曲线。该省的净负荷曲线呈现出明显的午间下降和夜间陡峭上升的趋势，这正是澳大利亚等太阳能资源丰富地区的“鸭子曲线”特征。

在公用事业规模太阳能或分布式太阳能占比较高的系统中，可能会出现这种模式（包括鸭子曲线和对高爬坡能力的需求），而分布式光伏往往会放大运营方面的挑战。用户侧发电通常对系统运营商来说既不可视也不可控，从而导致中午时段的观测需求量减少。由于预测准确性有限和缺乏协调调度，这一问题变得更加复杂。

⁸ 净负荷相当于负荷减去风电和太阳能光伏发电量。

然而，鸭子曲线只体现了与高比例分布式能源相关的更广泛的全系统运行挑战之一。电网运营商必须解决电压调节、系统强度和反向电力流等局部影响问题，这就需要量身定制、因地制宜的解决方案。

2023 年部分太阳能主导系统的净负荷曲线



IEA. CC BY 4.0.

注：所有这些系统的分布式光伏比例都高于公用事业规模，但加利福尼亚州除外，该州公用事业规模和分布式太阳能光伏的比例相当。

对于每个系统，选择了一个需求量低、太阳能光伏发电量高的极端日。数值根据系统当天逐时峰值净负荷进行归一化处理。

提高分布式能源可视性和改进预测的措施正在为电网安全运行提供支持

系统运营商面临的最紧迫挑战之一是分布式能源的可视性不足，尤其是在配电网低压情况下。如果没有关于分布式能源位置、容量和运行情况的准确信息，系统运营商可能会提供不准确的预测，并面临电压越界、变压器和导线过载以及配电网线路阻塞的风险增加。

在[美国](#)，一些公用事业公司估计自身目前只能看到三分之一接入其网络的分布式能源，而四分之三的公用事业公司报告称，这已经导致了运行问题。而在[英国](#)，电力系统运营商报告称，约有 25% 已接入电网的发电量无法轻易查看以用于预测。

对于电网运营商来说，缺乏分布式能源可视性和可控性会使实时系统运行和应急响应复杂化，特别是在发生干扰或极端事件期间。[智利](#)的初步调查结果表明，2025 年 2 月影响了 [99% 人口](#) 的大面积停电事件，可能由于低估分布式光伏发电量的下降造成了更严重的后果。这种情况发生在减载期间配电级节点断开时，加剧

了电网失衡。另一次大停电事件是 2025 年 4 月在伊比利亚半岛发生的，几乎影响了西班牙和葡萄牙的全部人口。[西班牙政府的报告](#)对停电原因进行了调查，并重点指出：缺乏对分布式能源及其在电压扰动期间行为的实时可视性和控制是一项关键的运行挑战。虽然分布式能源并未被认定为事件的主要原因，但报告指出，过压条件、不合规和其他因素引发的分布式设备断开连接可能进一步加剧了情况，导致了连带故障。

加强准确预测和精细控制的先进做法

目前，一些提高分布式能源可视性的措施被视为基础性条件，并在包括中国在内的许多国家/地区实施。这些措施包括：为并网资产进行全国项目建档立卡，为终端用户配备智能电表，以及纳入分布式能源可视性并网导则的最低要求。

然而，随着分布式能源的渗透率增加，系统运营商有必要更实时地清楚了解分布式能源运行情况。运行计量要求是分布式能源参与系统运行和灵活性市场的关键推动因素，可提供有关其性能和可用性的实时数据。例如在[西班牙](#)，1 兆瓦以上的分布式光伏必须对系统运营商可视，5 兆瓦以上的分布式光伏必须可控。在[德国](#)，安装控制装置的门槛低至 7 千瓦。

对于规模较小的资产，通常会要求汇总相关数据，以避免给单个分布式能源资产带来沉重的技术或成本负担。英国目前已出台实时计量要求，规定分布式能源提供平衡服务。目前正在讨论修订，以确保这些要求不会成为小型资产进入市场的障碍。

为了进一步提高分布式能源的可视性和协调性，一些[欧洲国家](#)正在开发或试行灵活性登记册，使系统运营商能够获取有关分布式能源位置、容量和运行状态的最新信息。另一项举措是分表计量，⁹在尚未广泛部署智能电表或需要更详细数据的系统中，可以考虑采用分表计量。[欧盟电力市场设计的最新改革](#)现在正式允许系统运营商和聚合商使用分表数据实现可观测性，并进行需求响应和灵活性服务的结算。

有关用户侧资产的数据可直接用于改进预测，因为更好地了解底层需求和发电情况可以提高预测的准确性和充裕度。在全国项目建档立卡已可帮助系统运营商预测屋顶太阳能光伏发电量的同时，机器学习算法和智能电表数据实时处理等先进分析技术也正越来越多地用于预测用户侧设备的行为和配电系统流量。在[加利福尼亚州](#)，系统运营商结合天气数据和逆变器的实时输出，预测分布式太阳能和储能系统的贡献，实时提供最多提前五分钟的短期预测。

⁹ 在单个分布式能源资产上安装电表，这样就可以独立于住户级别的消费，来应用特定的电价和需求响应合同。

除了加强运行安全之外，提高分布式能源可视性和预测性的措施还能直接为用户节省开支。据 NESO 估计，在**英国**，改进分布式能源预测、加强数据共享并将分布式能源纳入运营决策，每年可为用户带来高达 1.5 亿英镑（约合 1.92 亿美元）的收益。

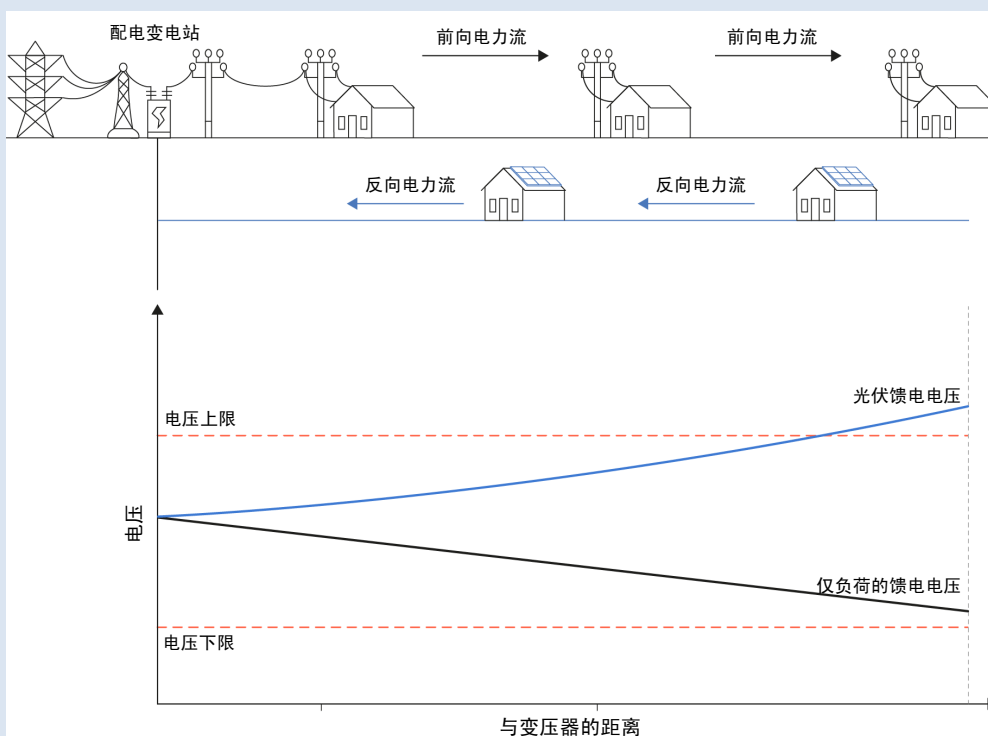
管理反向电力流和过电压风险

当屋顶太阳能光伏系统发电量超过本地需求时，多余的电量会反向从用户流向变电站。这会导致馈线上的电压升高，尤其是在光伏系统集中的线路末端。

配电网通常是单向电力流而设计的，电压从变电站到最终用户自然下降。反向流动会逆转这种梯度，如果注入的电力超过馈线的承载力，就可能引起过电压，进而可能损坏设备、降低电能质量并触发保护装置断开分布式能源。运营商还致力于避免向输电网回馈电力。为了应对这种情况，他们可以采取的措施来削减太阳能输出，或将多余的电能储存在分布式电池中。

要确保电网状况安全稳定，需要 SCADA（监控和数据采集）系统等实时监控工具，以及智能逆变器（具有动态注入或吸收动态功率的能力）、有载分接开关和电压调节器等电压控制措施。

配电网中的反向电力流示意图



来源：Kwang-Hoon Yoon et al.(2022), [Operation Method of On-Load Tap Changer on Main Transformer Considering Reverse Power Flow in Distribution System Connected with High Penetration on Photovoltaic System](#)（经国际能源署修改）。

随着分布式能源渗透率的提高，最低技术要求变得更加严格

为了确保系统友好运行，采用了更严格的技术要求和标准，分布式能源的并网也因此得到了越来越多的支持。这些要求旨在确保扰动期间分布式能源能继续运行并为系统做出贡献，而不会突然断电，由此维护电力安全。

[澳大利亚](#)决定在 2020 年修订分布式能源技术标准，部分原因是通过电网扰动分析掌握了一些关键的漏洞。值得注意的是，据澳大利亚能源市场运营商（AEMO）估计，由于穿越要求不足，一些地区在扰动期间有多达 [40%的分布式光伏发电](#) 中断。在分布式光伏快速增长的背景下，澳大利亚能源市场运营商提出警告称，如果不采取任何措施，突发的发电量损失甚至会更大，可能会严重影响电力系统的安全。为此，新的接入标准要求可再生能源发电机和分布式能源在故障期间积极支持电网稳定性。这包括电压和频率穿越能力，以及异常电网条件下的最低性能预期。

同样，[德国](#)也更新了其过时的技术标准，该旧标准要求分布式光伏系统在电网频率升至 50.2 赫兹时自动断开。当分布式光伏容量达到几千兆瓦时，这个断电阈值就成了问题，因为一旦出现大规模发电损失，就会带来连带故障的风险。好在德国在 2012 年出台了新的要求，规定在频率增加时逐步减少电力输出，而不是突然断电，并对现有装置进行大规模改造。

虽然健全的技术标准对于系统可靠性至关重要，但也必须保持平衡，以避免给分布式能源业主带来不必要的财务或行政负担。例如，在 2022 年能源危机期间，[欧盟](#)引入了“积极行政沉默”机制：如果在四周内未收到答复，50 千瓦以下的系统会自动获得并网许可。这项措施有助于加快分布式光伏的部署，同时也使电网运营商能够在合理的时间范围内审查申请。

智能逆变器和需求响应就绪度要求

现在，越来越多的国家/地区要求分布式光伏和储能系统采用智能逆变器¹⁰。在[美国](#)，有几个州已经实施了这一要求，由公用事业公司出资升级智能逆变器，以加强配电层面的电压控制。在[德国](#)，所有超过 7 千瓦的新增光伏系统都必须能够提供电压和频率调节、故障穿越和远程控制功能，而此类必要的逆变器、控制系统和认证的相关成本则由项目开发商承担。[中国](#)目前正在修订分布式电源并网技术标准，其中包括了如动态电压控制和增强故障穿越能力等更严格的要求，这在实践中就要求使用先进的逆变器方可接入电网。并网导则的修订往往伴随着电网现

¹⁰ 智能逆变器是太阳能和风电系统中使用的先进逆变器：除了可将直流电转换为交流电外，还提供电压调节、频率响应、无功功率支持和扰动期间穿越等服务，从而为电网提供支持，使分散资源能够发挥传统发电厂的更多作用。

代化措施的实施，电网运营商越来越多地投资于配电变压器远程电压控制技术和具有快速无功功率支持的电力电子装置（如静止同步补偿器，简称 STATCOM）。

[需求响应能力](#)的最低要求也开始出现，特别是在住宅领域，这反映了人们对电器灵活性潜力的意识在不断提高。在[德国](#)，自 2024 年起，所有功率超过 4.2 千瓦的新家用电器（如电动汽车、热水器和空间加热器）都必须能够在网络压力事件期间根据电网信号调整需求。[英国](#)也提出了多项类似的要求，并将陆续于 2026 年和 2028 年进入强制执行阶段。在地方层面，[南澳大利亚州](#)强制要求空调具备需求响应能力，而[加利福尼亚州](#)则对泳池水泵出台了类似的规定。

互操作性

要将分布式能源无缝融合到更广泛的系统运行中，确保互操作性和标准化通信协议是至关重要的。如果没有通用标准，分布式能源就无法与聚合商、零售商、系统运营商和其他联网装置有效对接，进而限制了协调控制和市场参与。实际上，缺乏互操作性标准（特别是对于家用电器）仍然是解锁住宅可控负荷的主要障碍。虽然对这一问题的意识在不断提高，但很少有国家/地区已全面实施健全的框架来解决这一问题。

[欧盟委员会](#)为制造商制定了自愿行为守则，以促进节能智能电器的互操作性。然而，目前仍缺乏一个涵盖系统级、服务级和装置级通信的统一数据交换框架。这限制了数据互操作性和用户参与，仍旧是充分发挥分布式能源灵活性潜力的障碍。随着各国陆续制定分布式能源融合的技术标准（例如，[中国](#)预计到 2025 年将制定车辆与电网交互的标准），国际合作也正在蓬勃发展。以国际能源署技术合作项目的[第 53 号任务](#)“双向充放电”为例，此类举措为知识共享以及与新兴国际实践接轨提供了平台。

承载力分布图、创新电网电价和灵活接入方案有助于应对局部电网容量约束

随着一些地区的配电网日趋饱和，传统的并网流程（基于有保障、不受限制的电网接入）可能会导致延迟、拒绝或基础设施低效利用。承载力分布图提供了一种方法，可以识别哪些地区的电网容量可用于新的接入。为解决阻塞问题，各国正在实施互补的解决方案：基于时间或地点信号的网络电价、灵活接入协议以及本地灵活性市场。

如何选择这些方法，取决于当地条件和情况紧急程度。灵活接入协议的实施通常相对较快，可作为临时解决方案，而改革网络电价或建立以市场为基础的灵活性采购方案通常需要更多时间。这一决定还涉及如何分配灵活性成本：是通过集中采购的明确灵活性实现社会化，还是在基于电价的方案下主要由接入资产承担。

承载力分布图

承载力分布图可指示电网的某个部分在不引发升级或可靠性问题的情况下，可容纳多少额外的发电量或负荷，从而为投资决策提供指导并加快项目规划。

尺度和时间分辨率很重要，而且这些分布图越来越详细，越来越针对具体技术。在[法国](#)，专门的分布图为电池储能项目提供了直观的电网可用性。在[澳大利亚](#)和[美国](#)，公共分布图支持电动汽车充电基础设施的选址；而在[日本](#)，“欢迎区分布图”为数据中心项目等新需求的选址提供指导。在[荷兰](#)，能源协会 Netbeheer Nederland 发布了涵盖输配网络的综合分布图，显示可用的注入和吸收容量。

中国也在该方面取得了进展，为开发商和地方政府提供了更清晰的信号，指明新系统在哪里能够最有效地接入。从 [2025 年](#)起，电网企业必须与省级能源主管部门合作，评估电网容量、发布容量数据、建立预警机制，并指导太阳能光伏项目的选址。

配电网容量的透明度可根据法规强制执行，例如[欧盟指令](#)要求配电系统运营商至少每季度公布和更新一次容量可用性数据。虽然各国在详细程度、时间分辨率和地理覆盖范围方面各不相同，但总体趋势都是信息共享更加定期化、标准化和透明化。

网络电价

创新的网络电价结构与时间和/或地点差异相结合，可鼓励用户将消费转移到非高峰期，或在不太阻塞的地区接入。

分时过网费就是这样一种方法，当网络利用率接近技术极限时，每千瓦或每千瓦时的支付价格较高，而在非高峰期则较低。在[欧洲](#)，78%的国家/地区在配电层面实行分时收费。[比利时](#)的影响评估表明，这种类型的电价有助于减少整个系统或局部的高峰需求。

此外，还可将位置信号纳入网络电价，以指导新发电设施或负荷的选址，从而避免网络阻塞。这些措施可以采取差异化接入费或系统使用费的形式。这对于采用分区定价模式的系统尤为重要，因为在这种模式下，批发市场价格无法反映局部电网容量约束。例如，[丹麦](#)对接入 10 千伏以上电网的发电企业实行差异化的注入和接入费，在发电过剩的地区收费更高。

另一种方法是通过电价设计来激励自发自用，免除本地能源用户使用更高电压电网的费用。以[葡萄牙](#)为例，2022 年的一项改革为产消用户提供了更优惠的电价方案，为他们免除了与更高电压基础设施相关的某些电网成本。

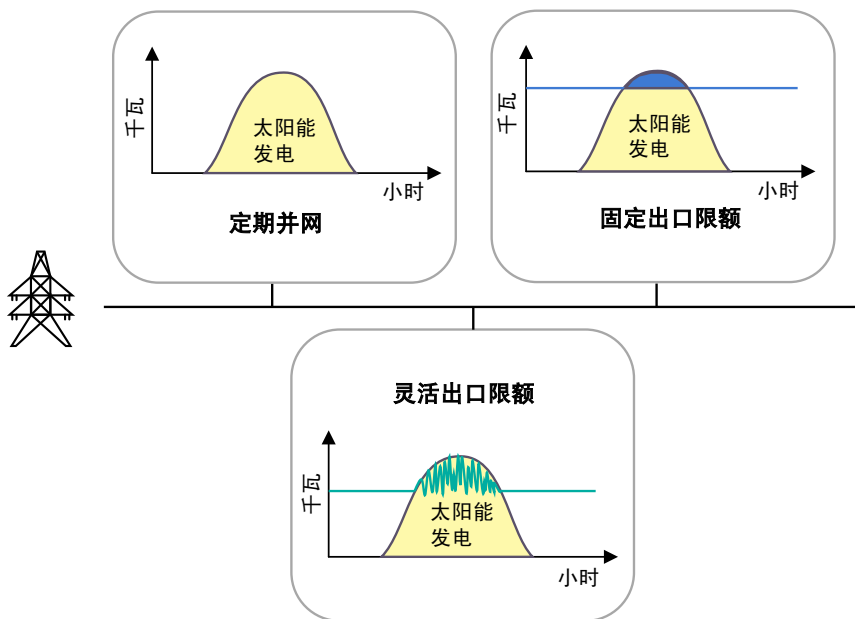
灵活接入协议

灵活接入协议允许分布式能源在特定条件下接入电网，通常方式是限制其在本地电网阻塞时的电力输出。这些安排不是完全拒绝新的申请，而是提供了一种折中方案，有助于加快并网速度并优化对现有电网基础设施的利用。对于接入资产而言，这需要权衡运营限制对商业价值的影响与提前接入电网的好处。

在这样的方案下，电网运营商可以定义静态出口或进口限制（例如在太阳能发电高峰时段限制馈入），或者采用动态限制，根据实时电网条件而变化。无论是哪种限制，先决条件之一都是网络必须充分数字化，以便能够传递这些限制信号。弃电程度、资格标准以及是否对减少的发电量提供补偿，在不同的国家/地区存在很大差异。在[欧盟](#)，2024 年电力市场设计改革使得电网用户能够在阻塞地区通过灵活接入受益。一些会员国很快通过了此类方案。在[德国](#)，对于某些用户是强制参与的。在经常出现电网阻塞的[荷兰](#)，自 2024 年起就开始实施灵活接入协议，并在 2025 年引入了新的最低可用性和时段协议，以使用户至少可以部分接入输配网络。

在欧洲以外，灵活的接入选择已经出现，例如在[加利福尼亚州](#)，太阳能和电池系统所有者可以根据本地电网条件管理出口限制。在[南澳大利亚州](#)，动态操作范围（进出口限制可随时间和地点而变化）现已成为新屋顶光伏装置的标准接入安排。这些范围会频繁更新，以反映本地电网的可用性，使用户能够出口比固定限制条件下更多的电力。平均而言，与静态出口上限相比，享受这一优惠的家庭太阳能电力出口量最多可达[两倍](#)，且无需对电网进行重大改造，而电网运营商实施这类解决方案的成本相对较低，仅占南澳大利亚州电网在 2020-25 财年收入的[不到 1%](#)。

建筑安装屋顶太阳能电池板的三种电网接入协议示意图



IEA.CC BY 4.0.

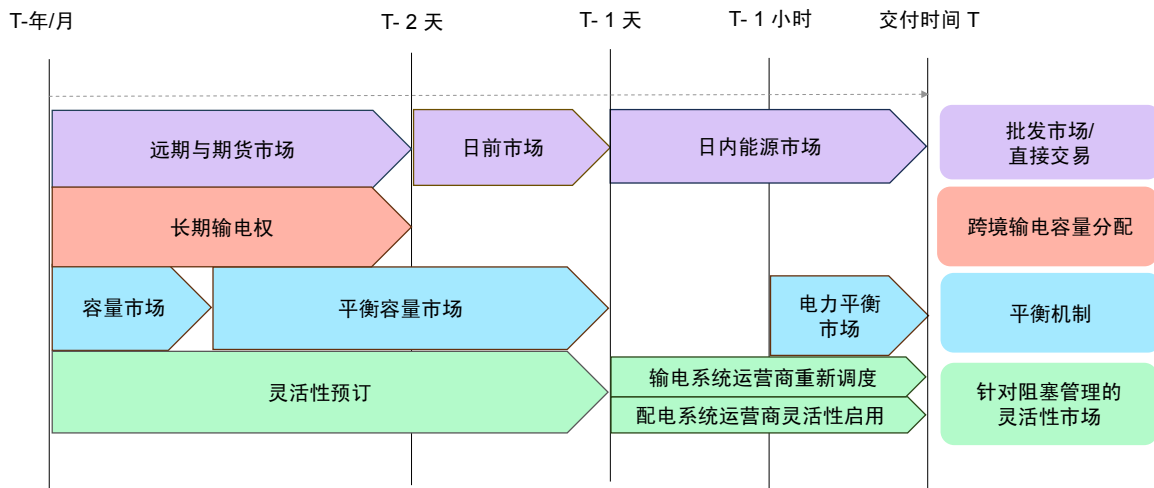
本地灵活性市场可减少阻塞地区的网络改造需求

本地灵活性市场使系统运营商能够从特定区域内的分布式能源和其他灵活资源购买灵活性，利用本地价格信号来管理阻塞并减少对网络升级的需求。在面临严重的局部电网容量约束和平衡成本不断上升的国家/地区，已经引入了这种市场。以荷兰为例，电网阻塞正成为能源转型和可负担性的主要瓶颈。同样，在英国，2010 年到 2017 年间系统运营商的阻塞管理成本增加了 75%。

虽然这些市场可以成为缓解电网阻塞的有力工具，但其有效性在很大程度上取决于充足的流动性和参与度。它们不应被视为可以更简单、更易于实施的措施（如承载力评估或灵活的接入协议）的替代品，这些措施往往可以提供更快或更低成本的解决方案。

在运行的地区，本地灵活性市场也为分布式能源的价值创造提供了更多机会，为参与的资产带来额外的收入来源。资产可参与多个市场并叠加价值，而聚合商则可跨时间框架优化价格和资产产出。在欧洲，通常情况下，一旦提交了日前灵活性预订，资产运营就会在日内连续能源和平衡市场上进行调整，同时考虑到其承诺的服务。

欧洲电力市场的结构和时间框架



注：欧洲连续日内能源市场最后关闸时间正逐步接近实时交割。只有少数欧盟国家还有容量市场。
来源：EPEX Spot，经国际能源署修改。

欧洲的本地灵活性市场

欧盟引领了本地灵活性市场的发展，并以明确的监管要求为基础。欧盟条例 [2019/943](#) 要求以最具成本效益的方式运营配电网，包括灵活性服务和促进需求侧灵活性市场准入。[第 2019/944 号指令](#) 鼓励配电系统运营商以透明、非歧视性和市场化的方式采购配电网灵活性和阻塞管理服务，且成员国必须确保本国监管框架允许这样做。

在欧洲以外的地区，由于公用事业垂直一体化（即没有独立的配电系统运营商）、采用系统平衡的替代方法，或监管环境仍然优先考虑传统电网投资而不是非电线替代方案，本地灵活性采购受到了阻碍，因此采用率较为有限。

在整个欧洲，灵活性服务通常由聚合商协调或由大型用户直接提供，以满足两类需求：结构性阻塞（定期使用灵活性来管理持续的电网容量约束）和偶发性阻塞（用于应对短期或突发事件）。系统运营商的这些请求可以涵盖预先签订的承诺（长期预订），即灵活资源承诺在特定时间窗口内可用，并可在提前一天通知的情况下启动。另外，资产也可以在未经提前预订的情况下响应日前或日内请求，这些请求通常由配电系统运营商在配电层面发出。输电系统运营商（TSO）也可以发出重新调度的灵活性请求，即调整本地发电量或消费量以缓解阻塞，并通过系统其他部分的调整来抵消。

[输电系统运营商与配电系统运营商之间的有效协调](#) 至关重要，这能确保在配电层面激活的灵活性不会在输电层面造成问题，反之亦然。加强协调有助于 [协调市场时间框架和采购流程](#)，使灵活资源能够在提供最大系统价值时得到利用，并降低参与门槛。然而，由于欧洲各国尚未统一数据共享和运行规定，协调工作中仍是一项挑战。只有部分国家/地区实施了需求和发电预测数据共享方案，发电设施的数据共享采用 [15 分钟的颗粒度](#)。

节约系统和用户成本

本地灵活性市场可以带来多重益处。对系统运营商而言，它们有助于更有效地管理电网平衡、降低平衡成本，以及推迟昂贵的电网加固。对用户而言，这些成本节约可转化为更低的电费，而且如果能够将灵活性货币化，还可带来潜在的额外收入来源。

本地灵活性市场已经取得了可喜的成果，尤其是在英国，自 2018 年以来，配电系统运营商已通过竞标采购了各种灵活性服务。[英国电力网络公司](#)（UKPN）作为最大的配电系统运营商，表现尤其活跃，自 2024 年起定期在 EPEX Spot 平台上进行日前拍卖。英国电力网络公司预计，利用灵活性而不是建设新基础设施，[可在 2023 年至 2028 年间为客户节省高达 4.1 亿英镑（5.53 亿美元）](#)。

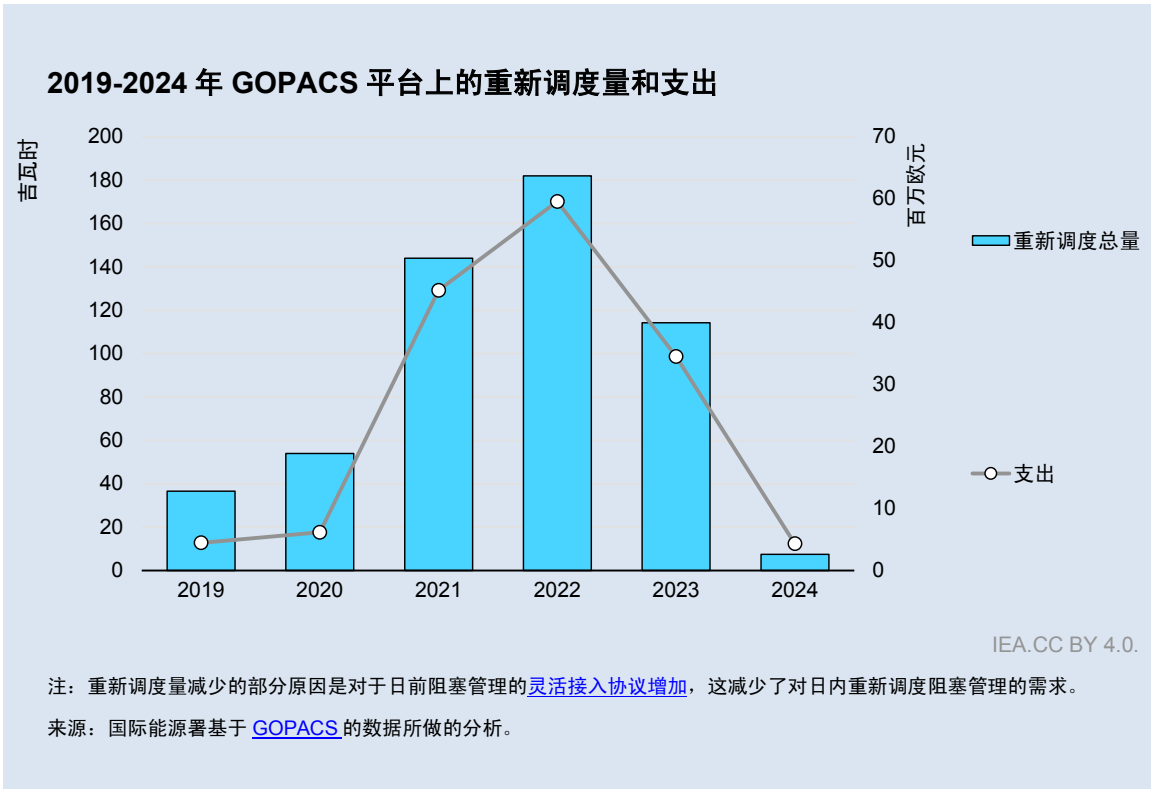
虽然全系统节约成本的潜力巨大，但要实现这一价值仍面临诸多障碍。一个主要挑战是系统运营商的风险规避，他们对灵活性服务交付的控制有限，从而引发了对运行安全的担忧。[市场准入壁垒](#)也阻碍了流动性的发展，例如复杂的资质要求、安装监控设备的必要性或缺乏市场价值的可视性。值得注意的是，阻碍参与的另一个关键问题是[缺乏足够的经济激励和用户意识来提供灵活性](#)。对于聚合商而言，其每项资产的可实现收入相对较低，能否建立可行的商业模式取决于是否有足够多的灵活资产加入，而这又需要更多终端用户的参与。

有几种方法可以扩大资产参与的规模，包括用户宣传活动、智能电器集成、可互操作的配电系统运营商标准，以及简化注册流程。在英国，即使[没有智能家用电表](#)，灵活性平台也允许单个装置参与；而[灵活性市场资产注册](#)规定只需一次性注册即可进入多个市场。此外，系统运营商在预期灵活性需求方面[提高透明度](#)，并尽早公布阻塞地区，都有助于参与者做好参与准备并评估其商业价值。

电网阻塞缓解采购方面的市场精选案例

灵活性市场是将灵活性服务提供商与系统运营商需求联系起来的平台。根据平台的不同，服务可能包括资产预审、灵活性请求通知、请求匹配、价格形成和调度指示。

- **NODES** 在挪威、比利时、加拿大和瑞典的供电受限地区运营，并与聚合商和大型灵活性提供商合作。自 2021 年以来，NODES 已促成[超过 3 太瓦时的预订和 6 吉瓦时的激活](#)，同时涵盖了短期和长期需求。对于配电系统运营商而言，NODES 负责管理拍卖、结清算交易和支付结算；对于输电系统运营商而言，NODES 只充当市场中介。
- **Piclo** 已注册[超过 30 吉瓦的灵活容量](#)，自 2019 年以来已采购 3 吉瓦。在英国，Piclo 目前为所有六家配电系统运营商和输电系统运营商提供服务，并正在向爱尔兰、意大利、葡萄牙、澳大利亚和美国扩展。Piclo Flex 聚焦于长期灵活性预订服务，但也越来越多地提供短期灵活性服务。2023 年，输电系统运营商在 Piclo 上引入了局部容量约束市场，支持日前分布式能源竞标。2024 年，Piclo Max 推出，旨在统一批发市场、平衡市场和容量市场的入口。
- **GOPACS** 是一个阻塞管理平台，自 2019 年以来由荷兰电网运营商运营，主要用于输电系统运营商日内重新调度。对于[容量超过 100 千瓦的资产](#)，参与可以是自愿的，也可以是强制的，具体取决于合同约定。此外还有一些针对较小规模灵活资源的举措。然而，GOPACS 并不足以完全缓解电网阻塞问题，其中一个难点是英国式的灵活性市场缺乏长期投资信号，在这种市场中，本地和系统级服务可以预先签订合同，并由虚拟电厂提供。



部分电力市场中的分布式能源融合措施

融合措施	国家登记	符合系统运营 商要求的实时 计量数据	智能逆变器 要求	公共承载力分 布图	灵活接入协议
中国	●	●	●	●	●
澳大利亚	●	●	●	●	●
丹麦	●	●	●	●	●
法国	●	●	●	●	●
德国	●	●	●	●	●
英国	●	●	●	●	●
意大利	●	●	●	●	●
日本	●	●	●	●	●
荷兰	●	●	●	●	●
挪威	●	●	●	●	●
新加坡	●	●	●	●	●
西班牙	●	●	●	●	●
瑞典	●	●	●	●	●
美国	●	●	●	●	●

● 已实施 ● 部分实施 ● 未实施

注：以上所列国家是根据其电力市场的成熟度和对分布式能源的开放程度来选择的，同时还考虑到确保广泛的地域代表性。根据向系统运营商提供实时计量数据的要求，评估了是否需要实时计量才能参与特定辅助服务。

承载力分布图的“部分实施”意味着分布图未覆盖整个国家。

来源：[JDLK renewable](#); IEA (2023), [Efficient Grid-Interactive Buildings](#); [Energistryrelsen](#); [ODRE](#); [Marktstammdatenregister](#); SSEN, [Embedded capacity register](#); [ARERA](#); [METI](#); [Energieleveren](#); SP group (2022), [Solar PV – User Guide for Residential Consumers](#); [Metico](#); [IEA PVPS \(2023\)](#); [New York State](#); [Basic Rules of the Electric Power Auxiliary Services Market](#); DNV (2025) [Operational Metering Requirements](#); [Prequalification Process for Balancing Service Providers \(FCR, aFRR, mFRR\) in Germany](#); [ARERA \(2025\)](#); [METI \(2025\)](#); [Stattnett \(2023\)](#); SP group (2022), [Solar PV – User Guide for Residential Consumers](#); [Red Electrica](#); [Svenska kraftnät](#); IEA (2024), [Meeting Power System Flexibility Needs in China by 2030](#); IEA (2022), [Unlocking the potential of DER](#); Scupower (2025) [Introduction to Energy Storage Certification EN50549](#); Scupower (2025), [Comprehensive Guide to German Grid Compliance](#) [Meteocontrol](#); Baidu (2025), [Distributed photovoltaic access is restricted in more than half of Henan Province](#); [New South Wales](#); [Kapacitetskort for elnettet](#); [RTE Services Portal](#); [Stromnetz](#); [SSEN](#); [E-Distribuzione](#); [OCCTO](#); [Tennet grid capacity map](#); [WattApp](#); [EMA](#); [Iberdrola](#); [New York State](#); AEMO (2023, [Dynamic Operating Envelopes](#); ACER (2025), [Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe](#); Solar Power Europe (2024), [Electricity Market Design Reform](#); IREC (2024), [Milestone Decision by California Regulators Approves the Use of DER Schedules to Avoid Interconnection Upgrades](#).

配电系统运营商在高比例分布式能源系统中的角色和职责

在自由化的电力系统中，引入配电系统运营商是为了将垄断性网络运营与发电和零售等竞争性活动分开。这种结构性分拆对于确保中立性、促进竞争以及创造创新机会至关重要。

存在不同的[输电-配电系统运营商协调模式](#)，例如全配电系统运营商、混合配电系统运营商和全输电系统运营商。随着分布式能源的迅速发展，配电系统运营商的角色正在从被动的网络管理转变为主动的系统协调。根据当地情况，配电系统运营商越来越多地承担起新的职责，包括通过采购需求响应或储能等服务来管理本地灵活性需求，以进行阻塞管理；通过实时监控、分布式能源预测和电压控制来维持电网稳定；以及通过共享运行数据和协调系统运行来与输电系统运营商进行协调，因为分布式能源行为会对整个系统产生影响。

国际经验中的一些实例突显了配电系统运营商职能的多样性及其[近期的发展](#)：

- **英国**：从配电网运营商（DNO）向配电系统运营商转变的主要推动因素是日益增长的本地灵活性需求。
- **澳大利亚**：目前正在考虑设立配电系统运营商和配电市场运营商（DMO），以促进分布式能源融合并应对电网稳定性挑战。
- **加利福尼亚州（CAISO）**：目前正在讨论混合模式，用以解决分布式能源市场融合背景下的复杂协调问题。
- **欧盟**：欧盟各成员国的配电系统运营商概念并不统一，具体取决于各国的需求。然而，欧盟配电系统运营商实体的工作重点是协调各国家/地区的规则以及诸如[SmartNet](#)的项目。该项目旨在加强配电系统运营商与输电系统运营商之间的协调，以促进信息交换并从分布式能源采购辅助服务。

在中国，由于配电系统运营商的职能尚未明确界定，因此明确配电层面参与者的角色和职责对于支持下一阶段的分布式能源融合至关重要。

释放分布式能源价值的市场和商业模式

系统运营商正在重新考虑配电实践，以更好地将分布式能源并入电网；同时，许多国家/地区的市场运营商和监管机构也在重新审视市场规则，以促进分布式能源的参与。这种转变反映出人们越来越认识到，如果融合得当，分布式能源可以提高系统的灵活性和韧性。与此同时，传统的报偿方案（如全额收购和净计量电价）在早期的分布式能源部署中发挥了重要作用，但由于其获取系统价值和激励系统友好型行为的能力有限，现在还需重新评估。在全球多个地区，这种演变正在促

进以自发自用为重点的新商业模式，并使分布式能源业主能够将电网服务货币化，从而促进更加多样化且可持续的价值流。

市场规则正在调整，以允许分布式能源参与和价值叠加

市场准入

分布式能源占比越来越高的电力系统正在推进市场改革，以促进积极参与，在为其业主创造价值的同时也能够提供系统服务。这一转变的关键步骤是修订市场参与规则，包括规定最低容量门槛、可用时长和响应时间等资格标准。要参与市场，还必须具备计量和结算的技术能力，通常包括实时计量、基线测量方法、远程控制和可调度性。单个分布式能源项目可能因为规模太小而无法直接参与，因此聚合商会将多个资产捆绑在一起来满足市场准入要求。虽然典型的准入门槛历来在 1 兆瓦左右，但一些国家/地区目前正在降低要求，以促进更广泛的参与。

在欧盟，批发市场的最低竞标门槛可低至 100 千瓦，一些成员国将允许聚合商独立于零售供应商参与市场。然而，[欧洲能源监管合作署](#)（ACER）指出，各成员国的执行工作分散而且市场准入有限，这些仍是部署需求响应的主要障碍。

在[英国](#)，最近对行业法规进行了修改，允许聚合商参与大多数电力市场。目前的参与门槛是：[批发市场 100 千瓦](#)，[灵活市场 50 千瓦](#)。自 2024 年底起，资产业主可以选择聚合商或优化商，在独立于电力供应商的情况下交易其灵活性，这为分散参与进一步开拓了途径。为解决供应商因聚合商的下调需求响应行动而造成的潜在收入损失，引入了相互补偿机制。在这种安排下，供应商从市场参与者集体出资的共同资金池中获得补偿，数额取决于平均采购成本。这种机制被认为是一种领先的方法，既能实现明确的需求响应，又能保持各供应商之间的公平性。

美国联邦能源管理委员会（FERC）实施了一系列具有里程碑意义的改革。[第 841 号命令](#)要求系统运营商将储能系统纳入批发市场，而[第 2222 号命令](#)要求系统运营商设计反映其运行特点的参与模式。各地区市场正在实施这些改革，其中 [CAISO](#) 和 [NYISO](#) 取得了显著进展。

澳大利亚国家电力市场（NEM）也推出了促进分布式能源市场融合的改革措施，包括修改“储能系统集成”规则，以允许双向资产参与。[EDGE 项目](#)是一项大规模试点项目，对这些新框架下的分布式能源融合的批发竞标模式进行了测试。

分布式能源在部分电力市场的参与情况

市场	批发	辅助服务	容量市场	战略储备	本地灵活性	点对点交易
中国	●	●	●	●	●	●
澳大利亚	●	●	●	●	●	●
丹麦	●	●	●	●	●	●
法国	●	●	●	●	●	●
德国	●	●	●	●	●	●
英国	●	●	●	●	●	●
意大利	●	●	●	●	●	●
日本	●	●	●	●	●	●
荷兰	●	●	●	●	●	●
挪威	●	●	●	●	●	●
新加坡	●	●	●	●	●	●
西班牙	●	●	●	●	●	●
瑞典	●	●	●	●	●	●
美国	●	●	●	●	●	●

● 符合条件 ● 不符合条件 ● 部分符合条件 ● 不适用

注：以上所列国家是根据其电力市场的成熟度和对分布式能源的开放程度来选择的，同时还考虑到确保广泛的地域代表性。“符合条件”是指分布式能源可单独或通过聚合商参与市场。如果分布式能源可以参与以下所有这些服务，则被视为有资格参与辅助服务市场：一级、二级、三级和恢复储备。具有本地灵活性市场和点对点交易举措（即使处于试点阶段）的国家被标记为绿色。

“部分符合条件”是指分布式能源的参与受到限制，或并非在国家所有地区都可参与。

“不可用”是指该国没有此类市场。

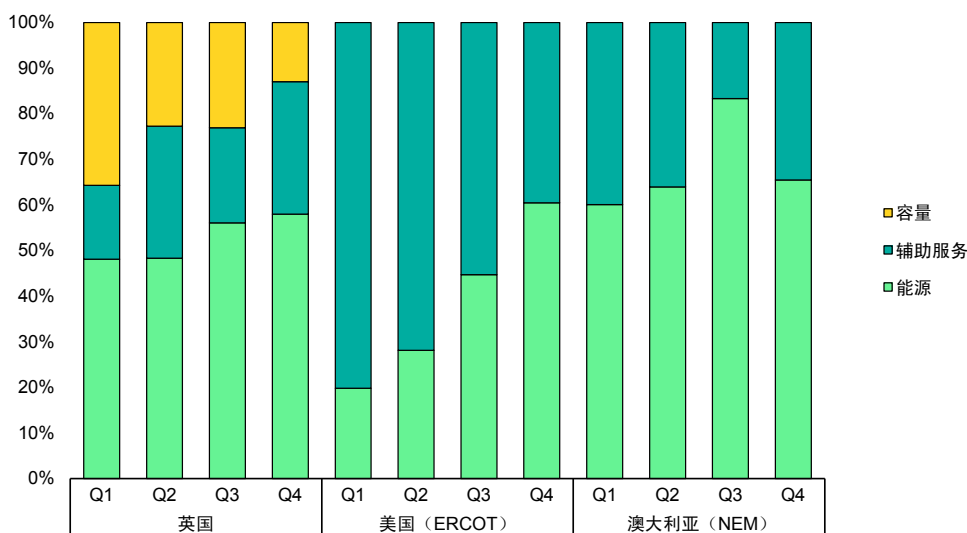
来源：IEA (2023), [Building a Unified National Power Market System in China](#); Institute for Sustainable Futures (2025), [Product Policy Framework for Demand Side Flexibility:Case Studies](#); EPEX spot (2024), [Trading at EPEX SPOT](#); ACER (2023), [Demand response and other distributed energy resources](#); Institute for Sustainable Futures (2025), [Product Policy Framework for Demand Side Flexibility:Case Studies](#); International Bar Association (2024), [Initiatives and challenges for the introduction of distributed energy systems](#); IEA (2023), [Efficient Grid-Interactive Buildings](#); NARUC 2024, [Aggregated Distributed Energy Resources in 2024; Shanxi energy regulatory office \(2022\)](#); SkippingStone 2024, [Japan Energy Market Update](#); EMA 2024, [Harnessing Distributed Energy Resources via Virtual Power Plants to Provide Energy and Ancillary Services](#); IEA (2024), [Meeting Power System Flexibility Needs in China by 2030](#); AEMO, [Reserve Capacity Mechanism](#); Aurora (2025), [Capacity remuneration mechanisms in Europe](#); Aurora (2025), [Capacity remuneration mechanisms in Europe](#); METI (2021), [Japanese Energy Market](#); EMA 2023, [Centralised Process to Ensure Sufficient Generation Capacity](#); Piclo; Fingrid (2020), [Local Flexibility Markets in the Nordics](#); JRC (2022), [Local electricity flexibility markets in Europe](#); Accenture (2024), [Benchmark on local flexibilities for DSO](#); Piclo (2025); [Progetto EDGE](#); [Gopacs \(2025\)](#); REEFLEX (2025); Piclo; Energy Policy Research Group (2021), [International experience in local electricity markets for the procurement of flexibility services](#); PV magazine (2024), [China issues new rules to support peer-to-peer energy trading](#); Irena (2020), [peer-to-peer electricity trading](#); EPRI; Powerledger (2024), [The Future of Decentralised Energy:Powerledger’s Research in Blockchain and P2P Trading](#); IEA Clean technology guide (2025); F&S Energy Limited (2022), [Peer to Peer Matching Platform](#); Open Research Europe (2022), [Peer-to-peer energy communities: regulatory barriers in the EU context](#); Irena (2020), [peer-to-peer electricity trading](#); Coordinet (2022), [Final Report of the Swedish Demonstration](#).

价值叠加

通过开放多个市场，分布式能源资产和聚合商可以在不同的收入来源之间叠加价值，参与能源、辅助服务以及容量市场（如有）的竞标。在英国、得克萨斯州（ERCOT）和澳大利亚，电池系统已经活跃于多个市场。随着时间的推移，辅助服务市场趋于饱和已成为普遍趋势，因此必须使得电池获得其他收入来源，如容量市场或战略储备。例如，[日本](#)允许分布式能源进入其新建立的容量市场，通过聚合可提供 1 兆瓦或更大的可调度容量。在 2024 年夏季的酷暑期间，基于需求响应的可调度资源在维持电网稳定方面发挥了重要作用。

通过管理小规模资产组合并在不同客户和市场间进行优化，聚合商在这一生态系统中起到了核心作用。聚合商通常最擅长协调不同服务之间的调度，同时处理重叠义务之间的潜在冲突。

2024 年英国、美国（ERCOT）和澳大利亚（NEM）1 小时和 2 小时电池系统的平均收入



IEA. CC BY 4.0.

注：上图中英国的“辅助服务”包括频率响应和储备的收入，而“能源”则包括批发市场和平衡机制的收入。

对于美国 ERCOT，“能源”包括日前能源市场和实时市场。

对于澳大利亚 NEM，“辅助服务”包括降低调频、降低应急、提高调频和提高应急。美国 ERCOT 和澳大利亚 NEM 没有容量市场。

来源：国际能源署基于 Modo Energy 的数据所做的分析。

报偿机制正在演进，以使分布式能源行为与系统需求更好地保持一致，但存在阻碍投资的风险

在许多市场中，净计量电价和全购全销模式等传统报偿机制对于推动分布式光伏普及发挥了核心作用。对 2023 年分布式光伏发电量占比最高的若干国家进行的分析表明，这些模式（无论仍在实施还是已逐步淘汰）通过为投资者提供强有力的财政激励措施和简单的方案设计，在促进早期部署方面发挥了重要作用。

高分布式光伏渗透率国家的分布式光伏报偿机制

报偿机制	全购全销	净计量电价	实时自发自用
中国	●	●	●
匈牙利	●	●	●
希腊	●	●	●
荷兰	●	●	●
澳大利亚	●	●	●
意大利	●	●	●
德国	●	●	●
奥地利	●	●	●
比利时	●	●	●
瑞士	●	●	●
日本	●	●	●
巴西	●	●	●
波兰	●	●	●
葡萄牙	●	●	●

● 已实施 ● 未实施 ● 正在/已经逐步淘汰

注：以上所列国家 2023 年分布式光伏发电量占其总发电量的全球份额最高。除中国外，这些国家按降序排列，其中匈牙利所占比例最高。住宅用户和工商业用户的报偿机制可能有所不同，通常住宅用户享有更为优惠的条件。

全购全销：所有光伏发电都以固定价格出售给公用事业公司，该价格可以高于、等于或低于零售价。光伏系统所有者以零售价从电网购买其消耗的所有电力。这种模式通常以上网电价的形式实施。

净计量电价：光伏系统所有者可以自发自用，从而减少对电网的消耗。在特定时段内，如果有多余的发电量输出到电网，他们就会获得能源信用额，用来在以后的账单中抵扣从电网购买的电力。

实时自发自用模式：与净计量电价不同的是，能源核算是实时进行的，光伏系统所有者按每单位的电力输出获利，而不是赚取能源信用额来抵扣未来的电费。输出电力的电价因国家/地区而异，可能为零，也可能高于零售价。这种模式激励光伏系统所有者更好地与电网互动，在电网价格高时自发自用或注入电力，在电网价格低时从电网购买电力。

来源：PV magazine (2025), [China to switch from FITs to market-oriented renewables pricing](#); Solar Power Europe (2024), [EU Market Outlook for Solar Power 2024-28](#); IEA (2019) [Renewables 2019](#); IEA-PVPS (2023), [National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2023](#); Germany:PV magazine (2025), [Germany introduces new rules for solar remuneration during negative price](#); IEA-PVPS (2023), [National Survey Report of PV Power Applications in Austria 2023](#); IEA-PVPS (2023), [National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2023](#); IEA-PVPS (2022), [National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2022](#); PV magazine (2022), [Brazil introduces new rules for distributed generation, net metering](#); [European Commission \(2019\)](#); IEA-PVPS (2023), [National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2023](#).

事实证明，净计量电价尤其能有效促进住宅和小规模太阳能的采用，因为它允许光伏系统所有者以现场发电抵消电力消耗，而且通常是以零售价抵消。然而，这些机制过于慷慨，通常不能反映分布式能源出口的真实价值或系统成本，尤其是当发电与低需求或系统阻塞期重合时。此外，它们还可能引发公平性问题：光伏用户在依赖电网的同时，也减少了对电网维护的贡献，这样成本就可能转嫁到非分布式光伏发电用户身上，而这些用户通常是低收入家庭。

为此，越来越多的国家/地区正在改革报偿机制，以使分布式能源行为与系统需求更加一致，并激励自发自用。传统的净计量电价机制已有所调整，但仍未解决这种机制的核心结构问题。例如，为了应对分布式光伏的快速增长并确保更公平的成本分摊，[巴西](#)在 2023 年更新了净计量电价政策，引入了并网资产的电网费用，该费用将持续上涨至 2045 年。

另一个途径是过渡到实时自发自用模式，包括净计费机制。这种模式虽然更能反映成本，但往往有损于光伏系统所有者的获利，在一些情况下导致了部署速度放缓。这一趋势在多个地区都很明显。

在[美国](#)，联邦投资税收抵免以及各州和公用事业部门的净计量电价激励措施一直是推动分布式光伏普及的主要动力。然而，最近一些州（如加利福尼亚州和夏威夷州）从净计量电价转向净计费，导致新增屋顶太阳能装机放缓，同时电池的普及率有所增加。在整个欧洲，类似的转变也在进行之中。自从[荷兰](#)于 2024 年宣布从 2027 年起逐步淘汰净计量电价机制以来，由于未来政策的不确定性，[住宅设施的新装机数量明显下降](#)。2024 年底，政府相关部门确认将用新的[补偿机制](#)取代该机制。按照新机制，能源供应商将为输入电网的多余电力设定补偿率。输出价格预计将降至[接近于零](#)，这会鼓励自发自用最大化而不是发电最大化。近年来，[希腊](#)、[波兰](#)和[匈牙利](#)等其他国家/地区也采取了类似的改革措施，向更能反映系统价值的净计费系统过渡，但这也导致了住宅光伏市场增长放缓。[英国](#)在 2020 年用“智能出口担保”取代了上网电价，这是一项由政府支持的剩余电力输出方案。然而迄今为止，事实证明该政策不足以维持分布式光伏的强劲增长。

以不同时段的零售电价作为主要工具，充分释放用户灵活性

按时间区分的电价可以激励用户将其消费转移到需求低或产量高的时段。这种电价可以是固定高峰和非高峰时段的静态分时，也可以是与批发价格挂钩的动态分时。在全球范围内，分时电价在小型用户中更为普遍，因为其仍然具有可预测性。动态电价虽然有可能为灵活用户节省更多费用，但迄今为止仍应用有限，因为用户还面临着价格暴涨的风险。

在中国，自 2022 年起，[工商业用户](#)必须通过零售或批发市场采购电力，并且必须遵守[强制性分时电价](#)。固定价格套餐（通常包括分时定价）仍然是避免市场波动的首选，但会收取额外的费用。尽管一些省份采取了针对住户和电动汽车充电的可选分时定价举措，但可变定价对住宅用户的影响非常有限。

在[欧盟和挪威](#)，各国为住户和工商业客户提供的按时间区分的零售合同各不相同。尽管到 2024 年，低批发价的报价和小时数有所增加，但仍有 15 个成员国严重依赖固定价格和/或受监管的合同，这表明需求侧灵活性的潜力尚未开发。采用更动态定价的障碍包括：缺乏智能电表以及用户对潜在节约的意识不足。

[挪威](#)的情况尤为明显，有 97% 的住户选择动态电价合同。这是因为其以水力为主的电力结构[降低了价格波动风险](#)，智能电表全面普及，而且大量技术型用户灵活使用热泵或电动汽车。在美国[加利福尼亚州](#)，分时电价非常普遍，立法要求公用事业公司在 2030 年前为所有用户类别引入可选的动态电价，这是该州将[负荷转移目标提高到 7 吉瓦](#)战略的一部分。

在中国，住宅零售电价结构的改革仍然敏感而复杂，而通过专用智能充电电价来利用电动汽车的灵活性，似乎更为切实可行。在中国[山东省](#)，随着电动汽车数量的增加，用户晚上回家后的充电需求出现高峰。用户可以自愿选择分时充电电价（包括峰价、谷价和固定费率），并根据季节进行调整。在中国以外，英国零售商[Octopus](#)提供特定的电价标准，使得汽车可自动在最便宜的时段充电。在[阿姆斯特丹](#)，一些公共充电点根据预计出发时间安排电动汽车充电。

新的商业模式正在出现，以释放用户侧灵活性并鼓励自发自用

随着报偿机制不断演进，以更好地反映分布式能源的系统价值，新的商业模式应运而生，旨在实现这一价值的货币化，并促进用户侧资产更智能化的利用。这些模式由双重收入来源驱动：通过优化自发自来节省用户账单，以及在提供电网服务时获得补偿。除了市场准入规则外，这些模式的发展往往依赖于智能电表部署、分时电价以及为聚合商建立明确监管框架等有利条件。许多国家/地区还普遍实施了需求响应机制，以发挥最终用户的灵活性。具体做法既有利用价格信号激励用户改变消费的隐性机制，也有向注册用户直接付款的显性机制。

先进电力市场中需求侧灵活性的推动因素

	智能电表普及率	聚合商框架	隐性需求响应		显性需求响应	
			住户	工商业	住户	工商业
中国	100%	●	●	●	●	●
澳大利亚	56%	●	●	●	●	●
丹麦	100%	●	●	●	●	●
法国	94%	●	●	●	●	●
德国	2%	●	●	●	●	●
英国	54%	●	●	●	●	●
意大利	100%	●	●	●	●	●
日本	100%	●	●	●	●	●
荷兰	90%	●	●	●	●	●
挪威	99%	●	●	●	●	●
新加坡	-	●	●	●	●	●
西班牙	99%	●	●	●	●	●
瑞典	100%	●	●	●	●	●
美国	73%	●	●	●	●	●

● 已实施 ● 未实施 ● 部分实施

注：选择以上国家是因为其分布式能源参与各种电力市场的符合程度较高。

智能电表普及率是最近一年在住户中的普及率。澳大利亚的普及率对应于其到 2025 年全国电力市场的覆盖率。新加坡没有这方面的数据。

“聚合商框架”跟踪各国是否明确了聚合商的角色和职责。

隐性需求响应的实施情况根据使用分时/动态电价的用户比例进行评估（少于 10% 则为“部分实施”）。

C&I=工商业用户。

来源：[Asian Power](#); NEM (2025), [Smart meter rollout turned on for 2025](#); ACER (2024); GOV.UK (2024); METI (2024), [Progress of full liberalization of electricity and gas retail sales](#); [Open electricity market \(2025\)](#); Smart Energy International (2024), [Residential smart meters penetration surpasses 70% in US](#); [Australian Government](#); NDRC (2025), [Guiding Opinions on Accelerating the Development of Virtual Power Plants](#); ACER (2025) [No-regret actions to remove barriers to demand response](#); JRC (2022), [Local electricity flexibility markets in Europe](#); Ofgem (2023), [Facilitating Access to Wholesale Markets for Flexibility Dispatched by VLPs](#); E-GOV; [Energy Market Company](#); FERC (2021); IEA (2024), [Meeting Power System Flexibility Needs in China by 2030](#); ARENA (2024), [Flexible Demand State of Play in Australia: day-ahead market](#); BMW (2023); Ofgem (2025) [State of the energy market report](#); METI, [List of Demand Response \(DR\) businesses](#); Deloitte (2024), [Households transforming the grid: Distributed energy resources are key to affordable clean power](#); Institute for Sustainable Futures (2025), [Product Policy Framework for Demand Side Flexibility: Case Studies](#); [Energinet](#); RTE (2024), [demand response call for tenders](#); 博众智能能源转型 (2025), [How is Germany increasing flexibility in the power system?](#); PWC (2021) [Unlocking Industrial Demand Side Response](#); NESO; JRC 2022 [Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators](#); METI, [List of Demand Response \(DR\) businesses](#); [Enel X Japan](#); SEDC (2017), [Explicit Demand Response in Europe](#); [EMA residential](#), [EMA non-residential](#); Smart Energy International (2022), [Red Eléctrica completes first demand response auction](#); [red electrica](#); [DR4EU \(2023\)](#); [PJM \(2024\)](#); [CAISO \(2024\)](#)。

住宅虚拟电厂

住宅虚拟电厂将各家各户的屋顶光伏发电、电池储能和灵活负荷聚合在一起，作为单一的可调度单元运行。通过协调这些资产，虚拟电厂可以增加本地发自自用，减少系统高峰需求，并提供辅助服务。

在加利福尼亚州，[特斯拉的虚拟电厂](#)将数千名参与者的家用电池连接起来，以提供紧急需求响应。在紧急减载事件中，电池所有者可按向电网输出每千瓦时 2 美元的费率获得补偿。到 2024 年，补偿总额达到近 1000 万美元，这表明在系统压力条件下，住宅灵活性的价值越来越大。同样，[sonnenCommunity](#) 是一个在多国运营的住宅虚拟电厂网络，所有成员的电池使用情况都得到了优化，从而实时平衡供需关系。成员可凭借对系统稳定性做出贡献而直接获得经济奖励。

在澳大利亚，[EDGE 项目](#)于 2023 年启动了一项试验，展示如何将分布式能源融合到批发市场中并提供本地网络服务。该试点项目涵盖了 300 个住户和商业场所的 400 多个分布式能源装置，共提供 3.5 兆瓦的灵活容量。该项目证明了通过聚合商业模式协调分布式能源的技术可行性，并测试了奖励参与用户提供灵活性的机制。除这项试验外，该国目前还有几个[商业虚拟电厂](#)正在运行。

工商业场所的共址部署战略

工商业用户也在采用创新模式，以增加发自自用并实现电力供应脱碳。现场可再生能源、储能和灵活需求的共址部署（通常通过专线网络接入）正日益受到关注。这些系统的设计旨在优化内部能源流，并且在条件和法规允许的情况下为电网提供服务。其发展背后的驱动力包括企业的脱碳战略，以及避开过长并网队列和获得可靠能源供应的需求。

[谷歌](#)开发的清洁能源园区就是一个突出的例子，该园区由大型微电网组成，旨在利用共址部署的可再生能源发电和储能为数据中心供电。中国在这一领域取得了长足进步，凭借数百个[政府支持的清洁工业园区项目](#)，将本地发电、储能和灵活负荷结合在一起。

在[巴西](#)，电网接入延迟正促使开发商转向与工商业用户签订现场合同，而不是需要使用电网的远程发电站。此外，2023 年推出的[新净计量电价机制](#)规定，产消用户需缴纳电网费用，这进一步激励了以发自自用为基础的替代商业模式。

然而，这些项目提出了重要的[监管问题](#)：应将共址部署资产归类为发电、负荷还是储能，因为每种资产都有不同的电价和监管影响。此外，还有人担心电网基础设施的成本分摊和潜在的不良后果，例如新的负荷集群会转移现有并网发电的输出，而这些发电原本是要用于更广泛系统的。

集体自发自用和点对点交易

与此同时，通过社区微电网实行集体自发自用和点对点交易等新兴模式，这样用户就能够在本地网络内共享电力，通常无需中央公用事业中介。这些安排允许个人自行设定买卖价格并直接进行电力交易，从而有可能降低成本并提高本地自给自足能力。

在印度[北方邦](#)，Powerledger 实施了一个支持区块链的点对点交易平台，其购买价格比零售价格低 43%，这促使监管机构进行改革，强制要求公用事业公司适应此类交易。在[葡萄牙](#)，一个足球场周围的能源共享项目配备了 645 千瓦的屋顶太阳能，使当地居民能够以低于市场供应商的价格获得电力。

在大多数市场中，点对点交易仍处于早期阶段，除了试点项目之外，其支持可再生能源融合发展的有效性证据还相当有限。值得注意的是，监管方面仍然面临严峻挑战。关于售电参与者的许可、与现有供应商的潜在竞争以及将此类模式纳入正式市场运作，仍然存在诸多问题。

一些国家/地区正在采取措施，为能源社区提供法律明确性和支持。在欧盟层面，[第 2024/1711 号指令](#)为能源共享计划设定了 6 兆瓦的系统规模上限，以确保较大型的装置仍能融入更广泛的电力市场，而不会被完全绕过。虽然只有[葡萄牙和法国](#)全面实施了完备的集体自发自用框架，但这种模式正日益成为越来越多国家/地区屋顶光伏市场的有效途径。

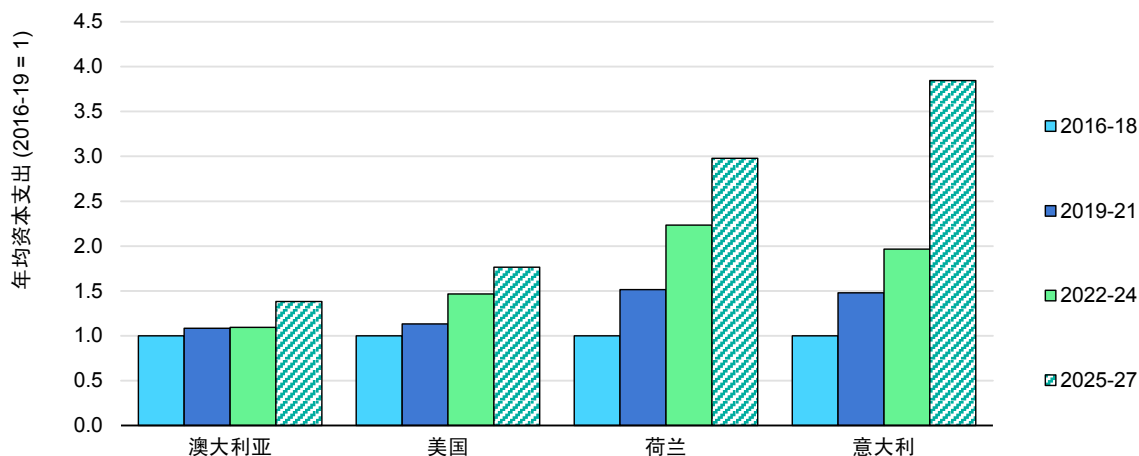
配电网的经济监管和规划

分布式能源的快速增长正在重塑配电网的规划和融资方式。这种转变给传统的监管框架带来了压力，必须采用新的方法来反映电网不断演进的角色。为确保输配电成本在利益攸关方之间（特别是在电网运营商和终端用户之间）公平分配，经济监管发挥着关键作用。精心设计的监管框架能防止不公平的成本负担，同时还能为电网现代化、韧性和扩展创造正确的投资信号。有效的规划和定价至关重要，可确保配电网能在保持可负担性和经济效率的同时，适应日益增长的分布式能源份额。本节探讨了不同国家的监管方法如何努力平衡这些要求，以确保投资和成本分摊机制符合长期系统需求。

基于绩效的监管激励电网企业融合分布式能源

配电网的升级和扩展对于高效融合分布式能源至关重要。随着越来越多的太阳能光伏、电动汽车或灵活需求在本地接入，配电系统运营商需要投资开展基础设施现代化改造，以管理双向电力流、提高可视性和控制力，并保持可靠性。这包括实物资产、数字化和提高系统灵活性。随着电气化程度的提高、分布式能源的普及以及基础设施的老化，许多国家/地区的年度配电资本支出（CAPEX）都在稳步增长。

2016-2027 年部分国家配电基础设施的年均资本支出



IEA. CC BY 4.0.

注：2025-27 年这三年的数据基于配电系统运营商的投资计划，其中美国和荷兰仅包含 2025-26 年的数据。在澳大利亚，21 世纪 10 年代初的过度投资可能会减少未来大规模追加投资的需要。

来源：IEA analysis based on S&P Global Market Intelligence (2025); AER (2024), [Determinations](#); Edison Electric Institute (2024), [Industry Capital Expenditures](#); Enel (2024), [Strategic Plan 2025-2027](#); Enexis (2024), [Investeringsplan 2024](#); Liander (2024), [Investeringsplan 2024 Elektriciteit en Gas](#); Stedin (2024), [Investeringsplan 2024](#).

例如，意大利正面临着可再生能源装机容量的快速扩张，这包括大规模发电和分散式发电，以及交通运输和供暖行业电气化带来的[电力需求增长](#)。这些趋势使得[输配电基础设施重大升级](#)的需求日益增加。因此，与 2016-18 年相比，2022-24 年这三年配电基础设施的平均资本支出翻了一番，预计 2025-27 年将达到这一水平的近四倍。荷兰也出现了类似的情况，配电基础设施的资本支出不断增加，主要原因是可再生能源发电量增加以及电动汽车、热泵、数据中心和工业电气化导致[电网阻塞加剧](#)。

监管框架对于确保这些基础设施投资及时、高效并符合政策目标至关重要。然而，传统的服务成本监管对公用事业公司采用分布式能源或其他创新替代方案的激励有限。公用事业公司由于收入与资本投资挂钩，自然倾向于电网扩建，而不是运营或数字化解决方案，即使后者可能更有效。基于绩效的监管（PBR）将收入与售电量脱钩，由此解决这种错位问题。这种做法激励可靠性、客户参与度或分布式能源承载力等特定成果，鼓励创新或允许公用事业公司从基于分布式能源的解决方案（推迟或避免重大基础设施升级）获得回报来支持非电线替代方案。

例如，英国的 [RIIO 模式](#)（收入=激励+创新+产出）在配电领域中引入了基于绩效的监管原则。RIIO 包括基于产出的激励措施，以提升可靠性、客户满意度和网络效率。其鼓励配电系统运营商从分布式能源购买灵活性服务，并通过创新资金支持分布式能源融合和灵活性服务试验。此外，RIIO 模式通过对资本支出和运营支出进行综合评估（总支出模式，又称 TOTEX），最大限度地减少了传统上对资本密集型项目的偏向。事实证明，这能有效推动投资转向更灵活、更高效的电网解

决方案。在涵盖 2015-23 年监管期的第一次 RIIO 价格控制活动 (RIIO-ED1) 期间, 监管机构 Ofgem 否决了 [14 亿英镑的拟议支出](#), 而配电网运营商通过部署智能电网等方式额外节省了 7 亿英镑。与此同时, 服务质量也得到了改善, [平均停电时间和频率大幅减少](#)。从 2015-16 年到 2021-22 年, 各配电网运营商的客户供电中断次数减少了 23%, 平均中断时间减少了 18%。

在 RIIO-ED1 大获成功的基础上, [RIIO-ED2 \(2023 年至 2028 年\)](#) 推出了一些改进措施, 包括具有更广泛奖惩措施的激励结构, 以及一种保护用户和公司的新机制, 以防止绩效严重偏离价格管控开始时设定的预期水平。

同样, 意大利由能源、网络和环境监管局 (ARERA) 引入的[支出与服务目标监管 \(Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio, ROSS\) 框架](#)代表了输电系统运营商和配电系统运营商向基于绩效的监管转变。与英国的 RIIO 一样, ROSS 也采用总支出模式, 鼓励成本效益高的创新电网管理策略, 而不是仅仅依靠大型基础设施项目。为了解决传统上以资本支出为重点的模型偏差, [Z 因子机制](#)允许公用事业公司为能源转型活动 (如数字化或分布式能源融合) 申请预先增加运营预算。然而, 在当前形式下, ROSS 仍以传统方式处理资本支出, 进行事后评估, 没有标准的成本标杆化, 从而限制了电网扩建与基于分布式能源的替代方案之间的中立性。该框架还处于早期阶段, 旨在不断演进, 基于产出的激励措施和前瞻性规划基线 ([ROSS-integrale](#)) 等关键功能仍在开发中。其全面影响将取决于数据收集和监控工作的改进。

在美国, 基于绩效的监管框架已用于解决传统公用事业模式的局限性, 这种模式偏重于资本投资, 而不是创新和需求侧解决方案。在纽约, [改革能源愿景](#)举措引入了收益调整机制, 以激励公用事业公司支持分布式能源部署、能源效率和需求响应。这带来了重大成果, 包括减少高峰负荷 52 兆瓦, 每年节电 110 吉瓦时, 并安装了 12000 套新的太阳能系统, 为公用事业公司 Con Edison 带来了 4290 万美元的收益。同样, [夏威夷的基于绩效的监管框架](#)旨在使公用事业激励措施与客户利益和政策目标相一致, 鼓励分布式能源融合和成本控制。夏威夷电力公司通过其[电网服务绩效奖励机制](#)实现了 5.6 兆瓦的负荷削减, 从而获得了绩效激励, 但更广泛的机制仍在开发中。这些案例展示了基于绩效的监管如何将公用事业行为转变为更加灵活、高效和以客户为中心的电网管理。

成本效益分析用于评估分布式能源对整个系统的贡献

成本效益分析作为基于绩效的监管方法的补充, 也是评估分布式能源[成本效益](#)的有效工具, 可以系统地比较分布式能源对经济、环境和系统层面的影响。与狭隘地关注节能或资本成本的传统评估方法不同, 成本效益分析可捕捉分布式能源在经济、环境和系统层面更广泛的影响。它不仅考虑了安装、运行和潜在的电网升级等成本, 还兼顾了避免能源和基础设施成本、减少高峰需求、提高可靠性和降

低排放等效益。通过将这些因素货币化，成本效益分析有助于确定分布式能源投资能否带来净正值并符合长期政策目标，尤其是在电气化和技术成本不断变化的背景下。重要的是，成本效益分析通过纳入长期效益和社会效益（如延迟电网投资、减少阻塞和降低排放带来的公共卫生改善），能够对分布式能源和传统基础设施进行公平比较。这种方法有助于做出更明智、高效和具有前瞻性的投资决策。

实际案例研究提供了令人信服的证据，表明成本效益分析框架如何有助于衡量分布式能源的效益。在印度，印度国家转型委员会（NITI Aayog）和印度智能电网论坛开发了[印度储能工具](#)这一技术商业解决方案，用于评估电池储能对加尔各答一条过载馈线的影响。这项分析量化了延迟基础设施升级、提高可靠性和改善电能质量等效益，并为国家储能部署战略提供了依据。自此以后，成本效益分析框架一直用于指导国家政策，包括印度的[分阶段储能目标和投资战略](#)。

在美国，有多个州采用《国家标准实践手册》（NSPM）来制定一致且全面的成本效益分析方法。科罗拉多州使用《国家标准实践手册》评估配电规划中的非电线替代方案，而夏威夷则将其用于模拟分布式能源价值流和规避的成本。罗得岛州在其采购标准中嵌入了定制的成本效益分析测试，以支持更广泛的能源政策目标；马里兰州正在制定一个统一的框架，以解决分布式能源估值不一致的问题。这些案例凸显了结构化的成本效益分析方法如何支持更平衡、更具前瞻性的投资决策，从而反映分布式能源在整个电力系统中的全部价值。

为应对成本回收问题，接入费设计在不断变化

随着并网分布式能源的增长，确保以公平、高效和透明的方式收回与这些资源相关的成本，已成为一个日益受到关注的问题。关键问题包括如何分配新基础设施的成本，谁应为新接入引发的电网升级付费，以及如何平衡投资信号与更广泛的脱碳和可负担性目标。在此背景下，接入收费框架也在不断发展，以更好地反映系统需求，并支持分布式能源的有效融合。

浅层、深层和混合模式

接入费决定了如何在分布式能源所有者和更广泛的能源系统之间分配接入配电网的成本。分配这些成本有两种主要方法：浅层接入费和深层接入费，每种方法对分布式能源部署和电网扩建都有不同的影响。

配电层面的接入费方法

方面	浅层	深层	混合/中度浅层
定义	开发商只支付直接接入资产（如接入最近的变电站）的费用	开发商支付直接接入和所有上游加固工程的费用	开发商支付直接接入资产的费用；一些更深层的成本通过电价分摊
成本分配	通过由所有用户支付的电价，将更深层的加固成本社会化	所有与接入相关的费用均由接入方承担	根据具体规则，在开发商与普通用户之间分配成本
分布式能源/波动性可再生能源发展激励	降低进入门槛，大力鼓励增长	在成本高昂的薄弱或偏远地区，可能会阻碍分布式能源的发展	鼓励在更广泛的地区使用分布式能源，同时控制电价影响
用户之间的公平	高公平性：成本广泛分摊；避免对偏远项目造成不利影响	成本反映性高；避免交叉补贴	在公平与成本反映性之间寻求平衡
对配电规划的影响	支持集中式配电规划；提高分布式能源利用率	促进市场化电网扩建，存在电网选址效率低下和利用率不足的风险	支持针对性的电网规划和高效的分布式能源融合。
易于实施	在具有健全的规划和电价机制的系统中相对容易实施	在成本回收方面较为简单，但对转型的支持较少	中等复杂程度；需要明确的成本分摊规则和规划
政策优先事项	分布式能源发展、波动性可再生能源快速融合、准入公平性	避免交叉补贴、成本回收、开发商付费原则	平衡投资信号、系统优化、分布式能源准入。
国家范例	英国、德国（针对波动性可再生能源）、西班牙、丹麦、中国	美国（多个州）、加拿大（安大略省）、印度（部分州）、澳大利亚（西澳大利亚州/昆士兰州）	意大利、美国（纽约）、澳大利亚（维多利亚州）、法国（部分地区）

在实践中，各国正在根据国情、不断演进的政策目标和新出现的系统挑战来调整这些模式。例如，德国在配电层面实行浅层接入制度，更广泛的网络加固成本被社会化，并通过系统使用费从所有网络用户收回。不过，德国能源监管机构正在正式[审查电网费用结构](#)，并提出建议，要将部分电网成本从用户转移到可再生能源生产商身上。这包括考虑固定费用或基于容量的费用（而不是基于消费），通过动态定价鼓励高效使用，以及更好地整合电池和储能的规则。这些变化将直接影响分布式能源接入和使用电网的收费方式，以及网络扩展和维护成本的总体分配。

荷兰因其对分布式发电和可再生能源的持续支持而闻名，该国也采用了浅层接入费制度，[将电网成本分摊给所有用户](#)。这种方法得到了更广泛的政策背景的进一步支持，监管机构[根据服务成本方法设定电网费用](#)，而电网扩建和维护成本主要由所有电网用户而非单个接入方承担。

虽然大多数在输电层面实行浅层或深层接入费的国家/地区都有较为明确的规则，但在配电层面，实行的制度可以是[混合式](#)的。

[法国、瑞典和挪威](#)等国在配电层面实行混合接入收费制度，体现了经济效率、公平性和支持能源转型之间的平衡。通过普遍社会化电网成本（浅层方法），这些国家降低了小型发电企业和产消用户的门槛，同时还要求引发本地重大升级的项目承担这些特定费用（深层方法），确保对电网造成额外负担的用户支付相应的费用。这种灵活的混合战略还有助于管理电网阻塞，鼓励创新，并符合欧盟的监管要求。

最终，监管机构对接入费制度的选择反映了经济效率、公平性和分布式能源或产消用户促进发展之间的平衡。虽然浅层或标准化收费可以降低新参与者的前期成本，从而鼓励快速部署，但也可能引起对交叉补贴和长期成本回收的担忧，因为所有用户将共同分担电网升级和扩建的负担。相反，在开发商付费原则下，深度收费或针对特定地点的收费可以发出更准确的投资信号，但有可能阻碍普及。

公平的成本回收

除了接入费之外，分布式能源融合还提出了一个重要问题：如何公平地收回维护共享输配基础设施的持续成本。虽然接入费决定了电网接入的前期投资，但仍需要额外的成本回收机制来解决持续接入和系统使用问题，特别是在分布式能源所有者保持物理连接但减少对电网供电依赖的情况下。

对于仍需要后备服务或寻求输出富余电力的微电网和自发电客户，这一问题尤为重要。在这种情况下，他们对网络的部分使用可能无法反映维持系统容量和可靠性的全部成本。如果缺乏针对性的成本回收机制，公用事业公司将面临固定成本回收不足的风险，进而可能将财务负担转嫁给更依赖电网供电的客户。

在一些国家/地区，监管机构通过备用费或离网费等机制来解决这一问题，以维护公用事业的财务可持续性，并防止将成本转嫁给其余客户。例如在[加利福尼亚州](#)，保持并网的微电网和分布式发电系统必须支付备用费，这反映了在需要时（如备用或输出多余电力）维持电网服务的成本。对于减少或完全停止公用事业消费的客户，则会收取离网费，以收回之前为服务这些客户所做基础设施投资而产生的搁浅成本。

综合系统规划可预测分布式能源部署，同时最大限度地降低昂贵的网络升级成本

综合系统规划用于预测分布式能源部署，同时最大限度地降低昂贵的网络升级成本。通过将分布式能源预测、网络容量评估和不断演进的系统服务需求相结合，综合规划可支持更具前瞻性的电网发展。配电网历来被视为被动负载，但随着电

气化程度不断提高、发电量波动以及行业间相互依赖性增强，这种方法似乎已不再可行。虽然规划实践在不断演进，以反映分布式能源和灵活性服务的动态作用，但进展依然缓慢。例如，只有 [47%](#) 的欧盟配电系统运营商在其网络发展规划中考虑了灵活性问题。而要实现灵活性，可以与灵活性服务提供商合作，基于历史采购情况和未来容量规划引入灵活性方案。




作为一个典型示例，英国的[通用评估体系](#)使规划人员能够基于满足系统需求的灵活性潜力来评估电网投资。综合规划还需要加强输配网络之间的协调，明确职责，建立健全的数据框架，以确保分布式能源在输配接口的可视性。

加利福尼亚州提供了另一个有力的案例，证明综合系统规划在促进分布式能源有效并网方面的价值。加利福尼亚州公用事业委员会启动了[分布式资源计划](#)和[综合分布式能源程序](#)，将配电、输电和资源规划结合起来，使分布式能源部署与系统需求和气候目标保持一致。电网需求评估、地点净效益评估和融合能力分析等工具有助于确定电网容量约束，按地点评估分布式能源的价值并绘制承载力分布图。公用事业公司还须评估和报告非电线替代方案，使分布式能源能够以竞争性采购的方式取代传统的电网升级。

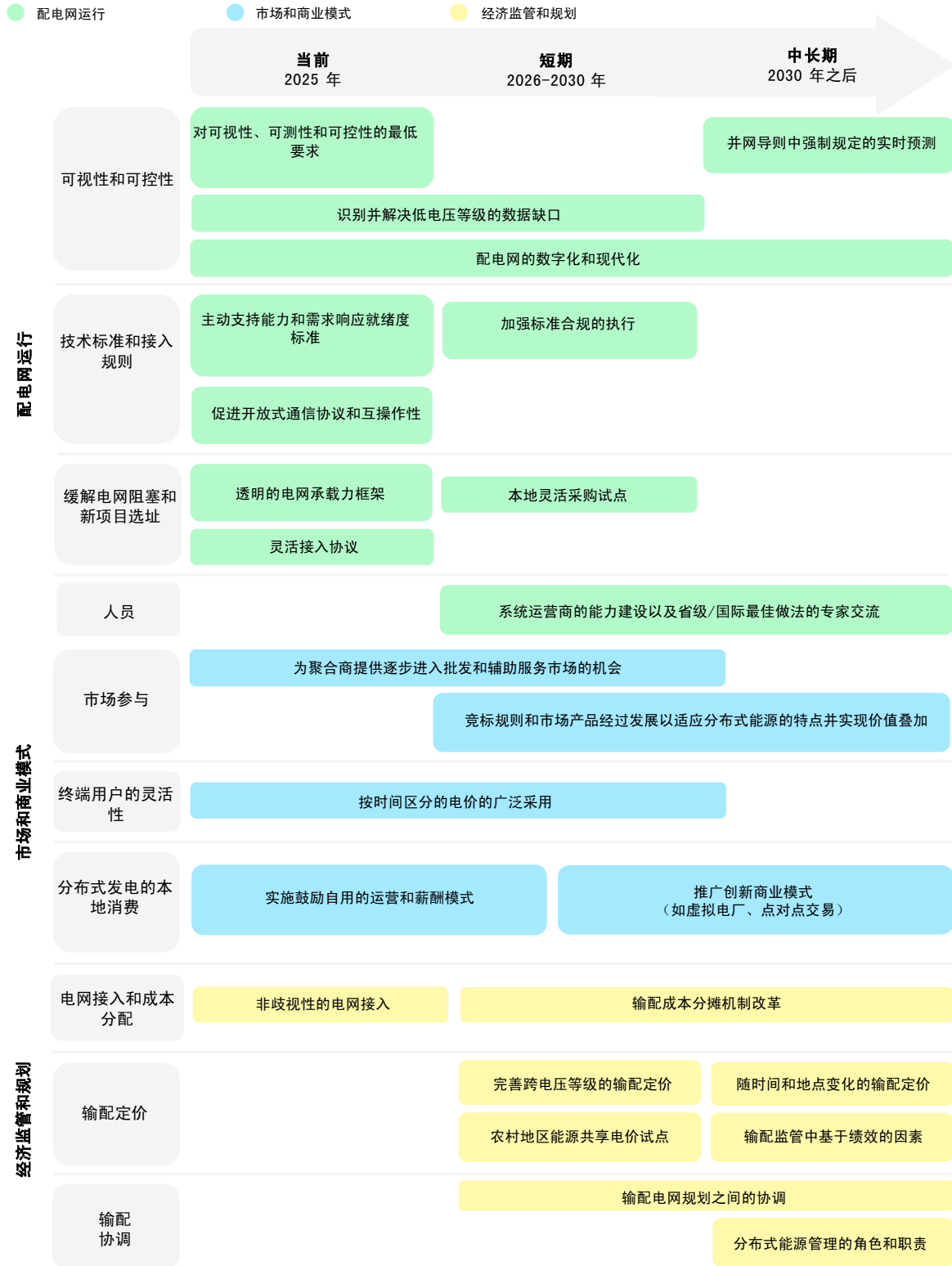
第 3 章. 中国政策启示

对于促进分布式能源融入中国电力系统，本章提供了一些针对性的政策启示。这些建议借鉴了上一章介绍的国际经验，并根据中国国情进行了调整，围绕三大支柱展开：电网运行、市场融合和商业模式，以及监管框架和规划，面向的是国家和省级监管机构以及电网运营商。

这些措施按行动时间排序：

-  当即（年内）：应对当前的融合挑战。
-  短期（到 2030 年）：解决新出现的结构性问题。
-  中长期（2030 年以后）：支持建立有利于分布式能源融合的长期环境。

综合而言，这些建议涉及了分布式能源融合的技术、经济和制度层面。虽然在从资源丰富的西部地区向东部需求中心输电方面，大型输电项目将继续发挥关键作用，但分布式能源的日益普及凸显了数据和数字化、市场准入和价值认可、公平成本分配和体制改革的重要性。这些措施对于实现分布式能源与配电网之间以及配电与输电系统之间的协调发展至关重要。它们最终将支持中国建立更加灵活和一体化的电力系统。



配电网运行

在中国，小型项目的并网一般都比较简单，技术要求极低，且具备良好的条件，因此支持了分布式发电的迅速普及。虽然这些条件有助于加快部署速度，但也给系统运行带来了新的挑战。




由于缺乏足够的可视性和计量要求，电网企业很难监控用户侧的发电量和用电量，这就限制了电网企业准确预测需求和维持系统平衡的能力。在面临局部电网阻塞问题的地区，一些相关部门已采取限制甚至禁止新分布式能源接入的措施。这些措施实际上有可能阻碍进一步的投资。

管理分布式能源占比较高的电网会带来复杂的运营问题，需要新的工具、实践和能力来实现配电网运行的现代化。中国可以利用智能电网的进步和集中规划的优势，提高分布式能源的可视性和可控性，建立清晰一致的分布式能源并网技术标准，并实现更智能、更灵活的电网管理。





人员培训和技能提升也至关重要，需要确保从地方规划人员到电网企业的所有参与者都有能力管理更分散、更动态的电力系统。随着分布式能源部署的持续增长，这些改革将有助于确保电力安全、提高系统灵活性并防止未来出现阻塞。

增强低电压等级的可视性和可控性




- **实施对分布式能源可视性、可测性和可控性的最低要求。**新安装的分布式能源设备应尽量减少通信和控制基础设施，因为安装后进行改造的成本要高得多。[2025年《分布式光伏发电开发建设管理办法》](#)引入了此类规定，要求新接入资产必须可观、可测，且电网企业负责免费安装计量装置。进一步的指导意见应明确在不同电压等级下必须收集哪些类型的数据，以及如何对缺乏此类功能的接入资产（包括除分布式光伏以外的分布式能源）进行说明。
- **识别并解决配电网（尤其是低电压等级下）的数据缺口。**根据评估结果，应在优先区域进行针对性的投资，包括实时传感器、馈线监控器和变电站自动化。更进一步的目标应该是建立一个统一的集成平台，用于收集、存储、管理和共享所有配电网数据，确保不同电网参与者的标准化和互操作性。
- **修订并网导则，要求使用实时预测和更准确的预测模型，**以支持更好的电网运行。这将使电网运营商能够对分布式能源行为做出更准确的预测。

-    利用中国现有的数字基础设施和低电压等级物联网能力，**继续推进配电网的数字化和现代化发展**。这包括使用智能监控、远程诊断、自动运维等技术，从而提高电网运行的灵活性、效率和可靠性。





加强技术标准和接入规则

-  **更新配电网规范，纳入最低性能标准**，以确保分布式能源通过主动支持能力（如通过电网干扰响应）为系统可靠性做出贡献。具体措施可以是强制规定特定资产类别使用智能逆变器。
-  **在设备标准中规定最低需求响应能力**，以确保进入市场的新设备能够为系统灵活性做出贡献。旨在更换旧设备的支持计划应优先考虑符合这些标准的最节能、需求响应能力最强的技术，例如目前的[消费品以旧换新计划](#)旨在推广高能效空调。
-  **加强标准合规执行力度**，例如要求资产所有者负责提供符合并网导则的证明文件。此外，还可以通过与设备制造商合作，提高与电网规范的兼容性。
-  **推广开放式通信协议，确保分布式能源之间的互操作性**。这将确保分布式能源设备和平台支持公认的标准协议，以实现无缝融合、实时协调和有效参与电力市场。此外，这还能避免出现供应商锁定，并降低总体融合成本。

实施缓解电网阻塞和指导新项目选址的机制

-  **允许在阻塞地区为新的分布式能源项目签订灵活的并网协议**，以替代全面禁止。长期来看，可以在部分区域试行更先进的解决方案，例如动态出口限制。
-  **在各省建立透明的电网承载力评估框架**，并将其提供给项目开发商，以提高透明度，引导新项目选址到电网能够消纳的地区。这可以建立在[国家能源局试点计划](#)的基础上，并通过发布公共承载力分布图在各省推广。从长远来看，在网络电价中引入位置信号也有助于引导新项目向阻塞程度较低的地区发展。
-  **在阻塞问题最严重、电力市场较发达省份的配电层面，试点市场化采购灵活性服务**。从长远来看，在必要情况下考虑更广泛地部署本地灵活性市场。

投资于能力建设和人员技能提升

-   **投资培训电网运营商，使其掌握新技术并积极管理分布式资源。**这包括制定数字技术和网络安全方面的综合培训计划，以及提供支持国际标准的认证。
-   **支持关于省级/国际最佳做法的专家交流。**鉴于配电网的创新步伐很快，必须定期沟通交流，才能跟上政策和技术的发展。在中国，可以利用省际/区域间的政策交流，分享试点项目的经验教训和分布式能源融合关键政策（如市场准入和自发自用要求）的近期实施成果。

市场和商业模式



要充分释放分布式能源的价值，不仅需要技术层面上并入电网，还需要通过聚合商或反映市场条件的价格将其融入电力市场。如果激励措施得当，分布式能源可以提供宝贵的灵活性服务，并有助于提高系统效率和可靠性。在中国，决策者越来越多地转向市场机制，以调动灵活性并支持可再生能源一体化，但各省在电力市场改革方面的进展并不均衡，需要专门的解决方案来配合这一转型并建立可行的商业模式。






分布式发电（尤其是屋顶太阳能光伏）历来受益于各种有利条件，包括全额收购保障和有限的市场信号影响。这样可以实施快速部署，但发电量往往与实时系统需求和价格脱钩。同样，电动汽车和家用电器等其他分布式资产通常在市场框架之外运行，因此根据系统条件调整用电的动力有限。

最近的改革标志着方向的转变。相关政策越来越多地推进自发自用，旨在鼓励市场参与，特别是大型分布式发电项目的参与。





支持这种变革的措施包括：允许聚合商参与，允许跨服务的收入叠加，以及促进分布式发电的本地应用。这些举措将加强分布式能源的商业价值，并有助于释放其系统的巨大灵活性潜力。

促进分布式能源参与市场并提供灵活性

-   **改善分布式能源和聚合商进入本地批发和辅助服务市场的机会。**近期出台的 2024 年改革（修订 [《电力市场运行基本规则》](#) 和发布 [《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》](#)）体现了积极的进展步伐，承认了聚合商角色，鼓励其参与市场，并原则上免除了其零售许可。然而，实施情况参差不齐，在实践中，全国许多地区仍将聚合商排除在外。

-   **确保竞标规则和市场产品不会对分布式能源的融合构成障碍**，并适用于储能等资产，以最大限度地让小型资源参与公平竞争。随着省级市场的发展和规则的试行，这包括调整技术要求和采购计划，以适应不同的用户类别和技术配置，同时允许较小的最低投标规模。不过，良好的做法是设计产品来满足系统需求，而不是创造特定的资产收入。例如，如果符合系统需求，快速频率响应可以加入辅助市场，而不仅仅是支持电池价值叠加。从长远来看，改进市场设计（例如[提高竞标频率和产品细分程度](#)）可以极大地促进分布式能源融入最先进的市场。
-  **通过收入叠加，使分布式能源在本地和系统层面的多种服务中实现价值最大化**。监管应明确界定哪些服务可以在不影响可靠性的情况下进行组合（如容量和储备）。
-   **通过在住宅和商业领域更广泛地采用分时电价或动态定价，鼓励小型终端用户提高需求侧灵活性**。为实现这一目的，可利用中国广泛部署的智能电表，并以自愿的方式引入这些方案，重点关注电动汽车和热泵等灵活负载的用户。重要的是，挖掘这种灵活性潜力在系统层面带来的经济效益应体现在终端用户的成本节约上。

促进分布式发电的本地消费

-   **实施促进自发自用的运行和报偿模式**，特别是在农村地区等电网吸收能力有限的地区。这可以通过满足当地需求来实现，例如[将太阳能光伏与热泵、储能和/或电动汽车充电桩配套](#)，并促进发电、负荷和储能一体化项目的发展。这也涉及到继续从全额收购报偿模式向鼓励自发自用的方案过渡，即使对较小的用户也是如此；同时对工商业场所的大型装置，可以更广泛地实施更严格的自发自用要求。一些省份已采用的最低自发自用门槛可在其他快速普及分布式光伏的地区推广。
-   **试点和推广创新的分布式能源商业模式**，如虚拟电厂、共址部署，以及点对点交易的本地能源社区。在适当监管框架的支持下，这些模式可以在效益最大化的地区进行试点和推广。例如，[广东](#)等省份最近发布了虚拟电厂的市场参与规则，这表明这些模式在未来几年有很大的扩展潜力。




经济监管和规划

除市场改革外，调整更广泛的监管框架对于确保公平准入、高效定价和全系统优化也很重要。




中国仍然存在某些结构性低效问题，例如增量配电网接入电网受限，大多数分布式资产免交电网费导致成本分配不均，以及输配定价结构不鼓励本地消费。此外，电网企业在目前的报偿模式下，可能缺乏动力去优先考虑以高效的方案替代传统的基础设施投资。


要解决这些问题，可能需要改革电网的电价设计，更明确地界定配电层面新参与者的角色和职责，以及加强输配系统规划和运行之间的协调。

确保公平的电网接入和成本分配




-  根据新实施的《能源法》，**保障分布式能源、微电网和私人投资的增量配电网无歧视地接入电网**。这包括防止电网企业的不公平做法，保证多方投资的微电网能够接入并依靠公共电网，以实现安全可靠的电力供应。
-   **建立透明、公平的输配电服务成本分摊机制**。分布式能源和微电网应根据其对公共电网的使用情况，公平地分摊输配费用，既不支付过高费用也不获取补贴，以便反映其对系统成本的实际影响。接入费调整可先在渗透率较高的地区试行（例如[大规模部署分布式光伏的地区](#)），以避免在渗透率仍然较低的地区减缓分布式能源的发展。

优化输配定价机制

-   **调整输配定价机制，以反映真实电力成本**。短期内，可通过合理拉大各电压等级的电价差距，进一步鼓励可再生能源的本地消费。此外，分电压等级核定容量电价的规定（[于 2023 年首次提出](#)）可进一步细化，以反映用户情况。此外，在输配定价中引入分时或动态元素可以鼓励更智能的用电。这可以部分基于现货市场的信号，或允许电网企业根据实时电网状况更灵活地调整收费。目前，只有[安徽、河南、广东、四川和浙江](#)等少数几个省份将输配成本纳入分时电价的浮动基数。
-  **在农村地区试点本地能源共享电价**，在这些地区，用户和生产商[为社区内的能源流支付较低的电价](#)，目的是奖励本地消费和减少电压等级电网负荷。考虑到住宅和农业电价仍受目录定价监管，在监管灵活性允许的情况下，试点可侧重于商业或集体用户。

-  **改革电网运营商的激励结构，使之与基于绩效的监管保持一致**，将收入与可靠性、效率和灵活性等一系列全系统成果挂钩。这将使分布式能源和智能电网解决方案成为传统电网扩张的可行替代方案，同时为电网企业提供新的收入来源。2026-2030年输配定价周期提供了一个机会，得以在全国范围内引入基于绩效的激励机制，逐步将基于绩效的因素纳入电价方案，从而确保电网企业因提高系统绩效而获得奖励。绩效评估应基于系统级的衡量标准，而不是对管理人员个人的评价。例如，可以在 [2023年《电力需求侧管理办法》](#) 目标的基础上，制定一套具体目标和相关激励措施，鼓励电网企业实施需求响应和效率解决方案。

加强输配层面的协调

-   **在系统规划中改善输配网络之间的协调**，确保省级和国家级电网规划中反映出本地分布式能源的部署和融合。分布式能源提供的灵活性解决方案（包括储能、微电网和其他非电线方案）可作为兼具成本效益和时间效率的输电网加固替代方案。若能更好地协调输配规划，将确保以技术中立的方式考虑所有可能的解决方案。鉴于分布式能源部署水平因省份和时期而异，不同阶段可能适用不同的协调模式。在早期阶段，简单的信息交流可能就足够了，而较高的分布式能源渗透率可能需要综合一体且共同优化的规划流程、共享预测，以及协调的投资决策。应使用成本效益分析来评估所有方案，并根据分布式能源融合成功指标进行监测。
-  **明确配电层面分布式能源管理的运行责任**。虽然中国没有独立的配电系统运营商，但电网企业的省级分公司发挥着类似于配电系统运营商的职能。然而，随着新的参与者（如聚合商、清洁工业园区运营商）和配电层面新的灵活性需求陆续出现，可考虑将配电系统运营商的角色正规化，包括承载力评估、分布式能源融合和主动电网管理。这就需要有一个明确的输电-配电系统运营商协调框架，特别是对于采购系统服务（如阻塞管理和储备）以及数据收集和共享方面的责任。然而，鉴于中国的五级电网结构（国家-区域-省-市-县），需要进一步分析来确定是单一配电系统运营商层级还是不同行政级别（省/区域与市/县）的配电系统运营商职能可以更好地支持本地灵活性和分布式能源融合。

附录

缩略语和缩写

ACER	欧洲能源监管合作署
AEMO	澳大利亚能源市场运营商
APS	承诺目标情景
ARERA	意大利能源、网络和环境监管局
BEV	电池电动车
BTM	用户侧
C&I	工商业
CAPEX	资本支出
CBA	成本效益分析
DER	分布式能源
CFD	差价合约
DPV	分布式光伏
DMO	配电市场运营商
DNO	配电网运营商
DSO	配电系统运营商
EV	电动汽车
FCA	灵活接入协议
FERC	美国联邦能源管理委员会
GBP	英镑
NDRC	中国国家发展和改革委员会
NEA	中国国家能源局
NEM	澳大利亚国家电力市场
NSPM	美国《国家标准实践手册》
P2P	点对点
PHEV	插电式混合动力车
PBR	基于绩效的监管
RIIO	收入=激励+创新+产出
RMB	人民币（元）
ROSS	支出与服务目标监管
STATCOM	静止同步补偿器
T&D	传输和配送（输配）
TOTEX	总支出
TOU	分时
TSO	输电系统运营商
UKPN	英国电力网络公司

USD	美元
VPP	虚拟电厂
VRE	波动性可再生能源

计量单位

GW	吉瓦
kW	千瓦
MW	兆瓦
Mt	百万吨

International Energy Agency (IEA)

Chinese translation of *Integrating Distributed Energy Resources in China (Full report)*

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.



Subject to the IEA's [Notice for CC-licensed Content](#), this work is licenced under a [Creative Commons Attribution 4.0 International Licence](#).

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications
International Energy Agency
Website: www.iea.org
Contact information: www.iea.org/contact

Typeset in France by IEA - September 2025
Cover design: IEA
Photo credits: © GettyImages

