

电网与保障能源转型

加强韧性、可持续和可负担的电力系统的基础



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 31 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.

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
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

一个多世纪以来，电网一直是电力系统的支柱，为家庭、工业和服务业提供电力，从而支撑经济活动。随着清洁能源转型不断推进，电力的作用将更加突出，因此电网对社会和经济的作用也愈发重要。电气化和可再生能源部署都在加速发展，但如果没有足够的电网将新增电力供给与需求相连通，清洁能源转型就可能停滞。

本报告梳理了全球电网现状，详细介绍了电网基础设施、并网队列、停电成本、电网阻塞、发电量下调，以及电网发展时间线。本报告指出已有迹象表明电网正在成为清洁能源转型的瓶颈，并分析了电网发展和改革进展不够快所造成的风险。

我们发现，拖延有关行动意味着将在更长时期内依赖化石燃料，从而导致碳排放增加，社会成本上升。政策制定者和商界领袖需要对电网给予前所未有的关注，才能确保电网支持清洁能源转型、维护电力安全。报告的结论部分向政策制定者提出了重要建议，强调了投资、监管和规划等领域需采取的必要行动。

致谢、贡献者及其贡献

本项研究由国际能源署能源市场和安可再生融合与安全电力小组（RISE）与其他司局和办公室合作编制。本研究由可再生融合与安全电力小组负责人 Pablo Hevia-Koch 设计和指导。主要作者为 Pablo Hevia-Koch、电力部门单元负责人 Brent Wanner，以及电力体制改革能源分析师 Rena Kuwahata。

本报告的电网建模团队由 Brent Wanner 领导，其他分析工作由 Rena Kuwahata 领导。Zoe Hungerford 也是核心团队的一员，为整份报告做出了贡献。以下人员对本报告的不同部分做出了关键贡献：Eren Çam（停电）、Javier Jorquera Copier（阻塞管理和停电）、Trevor Criswell（并网队列）、Michael Drtil（输电和许可）、Stavroula Evangelopoulou（供应链）、Eric Fabozzi（建模）、Enrique Gutierrez（监管）、Bruno Idini（就业）、Laura Mari Martinez（弃电）、Alessio Pastore（监管和配电），以及 Alana Rawlins Bilbao（投资）。

做出贡献的署内其他人员有：

Heymi Bahar（并网队列和弃电）、Daniel Crow、Minna Genser（网络安全）、Julia Guyon（电力需求和电动汽车）、Katsuki Ishimaki（网络安全）、John Moloney（停电）、Yu Nagatomi（规划和投资政策）、Camille Paillard（公众接受和许可）、Uwe Remme（供应链）、and Daniel Wetzel（就业）。

Matthieu Coget、Jinpyung Kim、Hyejeong Lee、Jae Sun Lee、Jeremy Tessier、Lukas Trippe 和 Zhiyu Yang 提供了必要支持。

Justin French-Brooks 负责编辑。

国际能源署做出关键贡献的其他人员有：Rita Madeira、Jinsun Lim、Astha Gupta、Brendan Reidenbach 和 Vida Rozite。

国际能源署的其他高级管理人员和众多同事提供了宝贵的评论和反馈，特别是 Keisuke Sadamori、Laura Cozzi 和 Tim Gould。

感谢国际能源署传播和数字办公室在制作报告和网站材料方面的帮助，特别是 Jethro Mullen 和 Oliver Joy。Poeli Bojorquez、Astrid Dumond、Grace Gordon、Isabelle Nonain-Semelin、Lucile Wall 和 Clara Vallois 为报告的制作过程提供了必要支持。

国际能源署法律顾问办公室、管理和行政办公室，以及能源数据中心在本报告编写过程中提供了协助。

为分析工作提供了宝贵意见的人员有：David Wilkinson（独立顾问）。

本项工作的成功离不开世界各地的多个政府机构、组织和公司的支持与合作，特别是：意大利国家电力公司电网（Enel Grids）；日立能源；伊维尔德罗拉公司（Iberdrola）；欧洲能源监管合作署（ACER）；国际大电网委员会（Cigre）；

法国电力（EDF）；欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）；欧盟配电系统运营商实体（EU DSO Entity）；欧盟委员会；GE Vernova；韩国能源经济研究院（KEEI）；巴西矿产能源部；日本经济产业省；肯尼亚能源部；输电运营商跨区域协调组织（OCCTO）；国网能源研究院；美国能源部。

同时感谢国际能源署电力安全顾问委员会。

同行评审员

许多高级政府官员和国际专家提供了意见并审阅了报告的草稿。他们的评论和建议非常有价值。这些专家包括：

David Felipe Acosta Correa	拉丁美洲配电商协会（ADELAT）
Keigo Akimoto	日本地球创新技术研究所
Mirlan Aldayarov	世界银行
Murad Alomari	约旦国家电力公司
Catarina Augusto	欧洲太阳能（SolarPower Europe）
Pankaj Batra	综合研究与行动促进发展（Integrated Research and Action for Development）
Ahmed Barakat	埃及电力和消费者保护监管机构（EgyptERA）
Harmeet Bawa	日立能源
Edith Bayer	美国俄勒冈州能源厅
Pierre Bornard	BSDE Associates
Samir Chandra Saxena	印度电网控制（Grid Controller of India）
Xavier Chen	北京国际能源专家俱乐部
Naomi Chevillard	欧洲太阳能（SolarEurope）
Andrei Covatarui	联合国数字化工作组
Juan David Molina Castro	Colombia Intelligente
Carlo Degli Esposti	TERADEC
Marcello del Brenna	普睿司曼集团
Fernando Dominguez	欧盟配电系统运营商实体（EU DSO Entity）
Zhongming Du	中国电力规划设计总院
Marek Duk	Polskie Sieci Elektroenergetyczne（PSE）
Frederic Dunon	Elia
Pablo González Gascón y Marín	伊维尔德罗拉公司（Iberdrola）
Edwin Haesen	欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）
Melis Isikli	欧洲电力工业联盟（Eurelectric）
Gerald Kaendler	Amprion
James Kappel	加拿大能源和自然资源部
Sarah Keay-Bright	国家电网电力系统运营商（National Grid ESO）
Vasiliki Klonari	欧洲风能（Wind Europe）

Jan Kostevc	欧洲能源监管合作署 (ACER)
Ashok Kumar Rajput	中央电力局 (Central Electricity Authority)
Patricia Labra	Red Eléctrica de España
Francisco Laverón	伊维尔德罗拉公司 (Iberdrola)
Marina Lombardi	意大利国家电力公司电网 (Enel Grids)
Stephen Lorimer	净零中心 (Centre for Net Zero)
Qiuyang Ma	中国国网能源研究院
Matthew Magill	英国国家电网电力系统运营商 (National Grid ESO)
Yasuo Matsuura	关西电力送配电
Christoph Maurer	Consentec
Victoria Mollard	澳大利亚能源市场委员会
Albert Moser	亚琛工业大学
Mirela Mustafic	Svenska Kraftnet
Manabu Nabeshima	电力和天然气市场监督委员会
S R Narasimhan	印度电网控制 (Grid Controller of India)
Bruce Nordman	劳伦斯伯克利国家实验室
Kaname Ogawa	日本经济产业省
Mika Ohbayashi	日本可再生能源研究所
Hiroshi Okamoto	东京电力电网 (TEPCO Power Grid)
Juan Carlos Olmedo	Coordinador Eléctrico Nacional
Barbara O'Neill	国家可再生能源实验室
Eli Pack	澳大利亚能源市场运营机构 (Australian Energy Market Operator)
Robert Pan	BC 水电 (BC Hydro)
Kristen Panerali	世界经济论坛
Zsuzsanna Pato	监管援助项目
Michelle Patron	微软
Alan Pears	皇家墨尔本理工大学
Zubin Postwalla	GE Vernova 电网解决方案
Julia Reinaud	能源突破联盟
Magnus Röstlund	NKT 集团
Louise Rullaud	欧洲电力工业联盟 (Eurelectric)
Gerhard Salge	日立能源
Ignacio Santelices	Adelat
Raphael Sauter	欧盟委员会
Marcus Stewart	商业、能源和产业战略部
Reena Suri	印度智能电网论坛
Marcio Szechtman	国际大电网委员会 (CIGRE)
Thais Texeira	Empresa de Pesquisa Energética
Alberto Toril	能源突破联盟
Nikos Tsafos	希腊共和国总理办公室
Andreas Ulbrig	亚琛工业大学
Nuki Utama	东盟能源中心
Jan Van Roost	Coreso

Peter Vermaat	欧盟配电系统运营商实体 (EU DSO Entity)
Stéphane Verret	魁北克水电
Aisma Vitiņa	沃旭能源 (Ørsted)
Viviana Vitto	意大利国家电力公司电网 (Enel Grids)
Karin Wadsack	全球电力体制改革 (Global Power System Transformation)
Volker Wendt	Europacable
Matthew Wittenstein	联合国亚洲及太平洋经济社会委员会 (ESCAP)
Hyeok-Jun Yoon	韩国电力交易所
Audrey Zibelman	Zibelman 能源顾问公司
Christian Zinglensen	欧洲能源监管合作署 (ACER)

执行摘要

现代化、智能和更大规模的电网对成功的能源转型至关重要

电网是当今电力系统的支柱，随着清洁能源转型推进，电网将愈加重要，但目前得到的关注不足。一百多年来，电网一直在为家庭、企业和工业输送电力。目前，清洁能源转型正在推动我们的能源系统发生转变，扩大电力在各经济体中的作用。因此，各国要想实现净零排放转型，需要有更大、更强、更智能的电网作为支撑。

要实现各国的国家能源和气候目标，全球用电量在未来十年的增速需要比过去十年加快 20%。全球若要在 2050 年实现净零排放、将全球气温升幅限制在 1.5°C，全球电力需求增长需要加快步伐。随着全球增加电动汽车部署、安装更多电力采暖制冷系统，以及扩大电解制氢规模，扩大电网对赋能电力需求增长至关重要。

要实现国家目标，还需要在 2040 年前新增或整修超过 8000 万公里的电网线路（相当于全球现有电网的总长度）。电网对于电力供给去碳化和可再生能源有效融合发展至关重要。在各国国家能源和气候目标都按时全面实现的情景中，未来二十年风能和太阳能光伏发电将占全球新增发电装机总量的 80% 以上；而在过去二十年间，这一比例不足 40%。在国际能源署（IEA）的 2050 年净零排放情景中，风能和太阳能将占到新增装机的近 90%。要加快部署可再生能源，就必须对配电网进行现代化改造，并新建输电线路走廊，以连通远离城市和工业区等需求中心的可再生资源，如沙漠太阳能光伏发电项目和海上风电项目。

现代化和数字化电网对保障清洁能源转型期间的电力安全至关重要。随着太阳能光伏、风能等波动性可再生能源占比增加，电力系统需要更加灵活，以适应发电量的变化。在基于各国已有气候目标的情景下，2022-2030 年间对系统灵活调节能力的需求将翻倍。电网既要以新的方式运行，又要充分利用屋顶太阳能等分布式资源以及各种灵活性来源的优势。这包括部署巩固电网的技术，以及通过数字化释放需求响应和储能的潜力。

电网或将成为清洁能源转型中的薄弱环节

至少有 30 亿千瓦的可再生能源发电项目正在排队等待并网（其中 15 亿千瓦的项目已处于后期阶段），相当于 2022 年太阳能光伏和风力发电新增装机的五倍。这表明，电网正在成为净零排放转型的瓶颈。全世界范围内待连网的项目数量很可能更多，因为我们目前能够获取的连网队列数据来自部分国家，这些国家占全球风能和太阳能光伏发电装机的一半。虽然可再生能源投资不断快速增长，自 2010 年以来几乎翻了一番，但全球电网投资却鲜有变化，仍然保持在每年约 3000 亿美元。

延迟电网投资和改革将大幅增加全球二氧化碳排放量，减缓能源转型速度，导致 1.5°C 的目标遥不可及。在本报告中，我们创设了电网延迟情景，探讨与国际能源署以气候为重点的模型情景相比，程度更低的投资、现代化、数字化和运营变

革将带来的影响。电网延迟情景中将带来更慢的转型，也就是说可再生能源消纳放缓且化石燃料用量增加。电网延迟情景下，电力行业到 2050 年的累计二氧化碳排放量将与各国气候目标一致的情景下高出 580 亿吨。该数量相当于全球电力行业过去四年的二氧化碳排量总和。这也意味着全球长期气温升幅将远超 1.5°C，升幅超过 2°C 的可能性为 40%。

在天然气市场脆弱、天然气供应安全堪忧的情况下，不扩建电网会导致各国更加依赖天然气。在电网延迟情景中，同与各国气候目标一致的情景相比，2030 年后全球天然气进口量每年将增加 800 亿立方米以上，煤炭进口量将增加近 5000 万吨。电网发展的延迟还可能成倍增加带来经济损失的停电的风险。目前，此类停电每年造成的损失约为 1000 亿美元，占全球 GDP 的 0.1%。

当今行动可保障未来的电网

需要审议并更新法规，以支持在部署新电网的同时，改进资产的使用。电网监管需要激励电网跟上电力供需的快速变化步伐。因此，要消除行政障碍，奖励绩效和可靠性，鼓励创新。还要完善监管风险评估，以便基础设施得到加速建设和高效利用。

输配电网的规划需要进一步契合并融入政府的长期宏观规划进程。新建电网基础设施从规划、许可到完工往往需要 5-15 年，而新的可再生能源项目只需 1-5 年，新的电动汽车充电基础设施只需不到 2 年。电网规划需要结合各部门长期能源转型规划的输入，预期并赋能分布式资源增长，连接海上风能等资源富集地区，并考虑与交通运输、建筑和工业等其他行业以及氢能等燃料之间的联系。在情景方案制定的过程中，利益攸关方和公众的切实参与是获得相关考量信息的关键。公众需要知晓并了解电网与能源转型成功之间的关联。

要实现国家气候目标，全球电网投资需要在停滞十多年后，到 2030 年翻近一番，达到每年 6000 亿美元以上，投资重点是配电网的数字化和现代化。令人担忧的是，在除中国以外的新兴经济体和发展中经济体中，近年来尽管电力需求增长强劲，能源普及需求旺盛，但电网投资却有所下降。发达经济体的电网投资稳步增长，但仍需加快步伐，才能快速实现清洁能源转型。2030 年以后，所有地区的投资都将继续增长。

电网扩建需要安全的供应链和高技能劳动力。各国政府可以建立稳固透明的项目资源储备、实现采购和技术安装标准化，来支持供应链的扩展；还需要确保系统中各项要素具有互操作能力，以便系统在未来能够灵活调节。此外，整条供应链以及运营商和监管机构都需要大量高技能专业人员。必须建立人才储备梯队，确保将数字技能纳入电力行业课程，并通过技能再培训和在职培训，应对好能源转型和自动化程度提高对工人的影响问题。

电网发展的最主要障碍因地区而异。印度、印度尼西亚、韩国等国家面临的核心挑战是公用事业的财务健康，而在许多新兴市场和发展中经济体，尤其是撒哈拉以南非洲国家，主要障碍在于融资难、资本成本高。财务方面的障碍可以通过改善电网企业的补偿方式、推动有针对性的电网筹资以及提高成本的透明度来化解。在欧洲、美国、智利、日本等辖区，最大的障碍在于需要增加公众对新项目的接受程度并开展监管改革。要克服此类障碍，政策制定者可以加强规划，确保监管风险评估允许先行投资，精简行政手续，从而加快电网建设进度。

导言

全球范围内，清洁能源转型的势头不断增强。过去五年中，国家级的净零排放目标数量激增，迄今已宣布的超过 90 个。其中许多目标已反映在政策文件中，有些国家还颁布了相关法律。尽管全球能源危机给清洁能源行业带来了动荡，但随着各国政府采取更有力的政策，利用清洁能源增进能源安全，全球能源危机势必加速清洁能源转型。无论是政策雄心还是转型进展，电力部门都处于这些转变的前沿。可再生能源部署于 2022 年创下新纪录，并势将于 2023 年再次刷新纪录：电气化加快步伐，热泵安装量迅速增加，电动汽车市场指数式增长。

电网是现代生活不可或缺的一部分，但如果不对电网进行重要升级，能源转型将面临风险

上述各项发展都离不开电网，它在电力行业安全性、可负担性和去碳化方面具有中心地位。然而，公众迄今尚未对电网给予应有和所需的关注。就为工业、民众和服务业提供电力而言，电网尤其必不可少。要在安全、可负担的转型背景下供电，电网必须承载并连通新的电源和高效灵活的设备，还必须适应不断变化的人口状况。如果电网得不到充分发展（包括扩建和加强、数字化、现代化，以及更高效利用），会对电力安全构成风险，同时也会限制清洁转型的步伐并推高其成本。这不是未来才有的问题，而是我们当今已经看到的问题；在许多地方，电网项目由于前导时间过长而耽误了必要的升级，电网连接已成为制约可再生能源部署的瓶颈。电网还是电力系统灵活性的关键来源，它可以促进波动性可再生能源和分布式能源资源的集成，也是区域电力系统融合的关键。

随着电气化在新兴经济体中加强着由 GDP 驱动的增长，并在发达经济体中推动实现新领域的增长，当今的政策环境和电网扩建计划表明，电网需要继续扩大并得到加强，以满足不断增加的需求。与此同时，清洁能源转型结合新技术将改变我们现有的电网。微电网和储能技术将补充而非取代电网发展。数字化和更多分布式资源为更智能、更具韧性的电网创造了机遇，同时也要求电网提升运行灵活性，并且防御网络安全威胁。技术变革需要相应的制度和法规更新，以确保保补偿结构能够激励对高效、现代化电网的投资。某些情况下，增加电池储能、发展微电网等新的技术和做法可以替代传统的基础设施建设，但我们仍然需要新的电线杆和电线。政策制定者需要确保规划和投资能够在多种不同情形下提供最佳解决方案，同时兼顾对成本、可接受性和可持续性进行权衡的复杂标准。

政策制定者现在应当建立电网改造政策框架

我们希望通过这份特别报告重点强调亟需关注的电网。虽然在许多地点和技术条件下，电网需要具体的解决方案，但我们可以总结出在许多情况下都通用的关键主题。在能源转型中，电网与太阳能光伏板、风力涡轮机和电动汽车一样，都具有基础性作用。政策制定者需要建立政策框架，赋能电网改造、现代化和扩建。

私营部门需要创新和投资。广大公众应当了解电网这种关键基础设施的必要性，并能够帮助在成本与对社会和环境影响之间找到平衡。

本报告首先对电网现状进行了梳理，以了解其目前的情况和近年来的变化速度。随后，报告探讨了实现 2050 年气候目标的前进方向，以及如果电网发展不足将会怎样。最后，报告为政策制定者提炼出了一系列建议，指明了在不同的电力行业和经济背景下，他们可以采取哪些行动来确保电网促进而非阻碍能源转型。

我们的分析基于 2022 年《世界能源展望》（World Energy Outlook）模型中的承诺目标情景（APS），以及另一种特别开发的情景，即电网延迟情景。承诺目标情景描绘的是实现截至 2022 年 9 月各国宣布的气候雄心和目标所对应的路径。该情景为按时实现目前已有的气候承诺所需的电网发展提供了对标基准。电网延迟情景是在承诺目标情景的基础上为本报告而提出的，旨在探讨如果未能及时交付电网基础设施可能会有什么后果。在该情景下，由于电网基础设施的发展速度放缓，各地区太阳能光伏和风力发电的部署都将延迟：全球太阳能光伏发电新增装机在 2030 年、2050 年分别比承诺目标情景低 10% 和近 20%；风电新增装机在 2030 年、2050 年均比承诺目标情景低 15% 以上。这将导致其他发电技术（包括化石燃料）的发电量增加，从而导致排放增加。通过比较以上两种情景，我们可以清楚地认识到当前加快电网发展的必要性，以及如果电网滞后于能源转型可能造成的风险。

本报告结构如下：

第 1 章（现状） 概述当今电网，包括简要介绍电网基础设施及其现状，以及近期电网部署速度、供应链和数字化影响。随后，我们探讨电网发展与清洁能源转型之间的联系，阐明电气化将如何对电网提出更多要求，以及对电力依赖程度的提高使得可靠、安全供电的更加重要。我们分析当前的并网队列、电网阻塞和损耗，以及电网许可和建设时间，说明电网已成为电力行业转型的障碍。最后，我们探讨电网当前的补偿结构，以及可支持高效电网投资（包括电网现代化和新技术部署）的改革。

第 2 章（政策梳理） 介绍当前电网规划趋势，以及为使规划适应能源转型需要所需的必要变革，这些变革已经在多地发生。我们盘点旨在加速电网发展的政策驱动型倡议，包括促进投资、降低监管障碍和增进社会支持度的倡议，政策制定者可以将其作为范例，以资借鉴。

第 3 章（找出差距） 探讨能源转型中电网发展的主要驱动因素，包括电气化、融合分布式能源资源、抵御气候风险，以及持续完善电力普及的需要。我们分析这些驱动因素在未来若干年对增加投资和部署基础设施的需求。之后，我们描述电网延迟情景，探讨较低的电网发展速度对可再生能源部署和实现脱碳目标能力的潜在量化影响。

第 4 章（政策建议） 提出支持及时部署电网的政策方法，涉及六大关键领域：规划、投资、电网增强、供应链、数据精简、透明度和数字化，以及发展有能力的机构和高技能的人员队伍。虽然各国国情不尽相同，但许多国家面临共同挑战，我们对此总结出一些建议，并明确指出这些建议与新兴经济体或发达经济体的相关方面。

第 1 章：现状

电网是重要的基础设施，其组成部分众多，技术复杂。了解电网发展现状并非易事，特别是由于基本基础设施及其运行和管理技术方面的有关数据不易取得。然而，为了确定未来若干年电网的发展方向 and 当前优先行动，我们需要了解电网当前的发展状况。

在本章中，我们尝试对全球范围内的电网进行首次梳理，包括对现有基础设施的数量、运营年数及其所用技术的全面数据进行收集。我们还量化了近期的投资趋势，分析了供应链的现状，概述了互联方面的进展和数字化的作用。为了更好地了解电网已经发生的变化，我们还研究了电气化和去碳化对电网的影响，以及电网在电力安全中的作用。然后，我们分析了电网的部署时间，以更好地了解目前不同地区的新基础设施能够以怎样的速度部署。最后，我们考察了电网领域相关工作岗位及其变化情况。

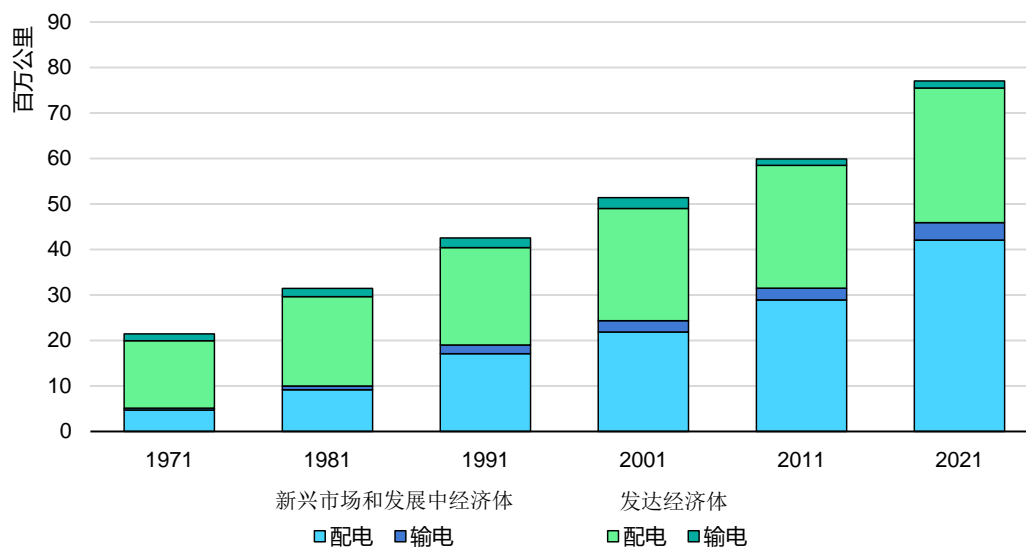
过去 50 年来，电网基础设施的总长度稳步增长，增长主要集中在配电网。波动性可再生能源和分布式资源的快速增长给电网带来了新的挑战，要求电网更加灵活。发达经济体中，我们看到电网投资增加，但输电网项目的前导时间很长，这意味着在电网发展计划的落实方面存在挑战。新兴市场和发展中经济体（EMDEs）中，用电普及率得到了大幅提高，但近年来投资一直下降，而用电需求却在经济和人口增长的推动下持续增长。电网供应链已经出现了一定程度的紧张，可能对未来若干年的电网发展构成风险。我们看到，电网在电力安全方面发挥中心作用，与此同时，许多地方的电网阻塞和可再生能源项目并网瓶颈的迹象也愈发明显。总之，我们发现证据表明，需要应对多重挑战，才能建设好未来的电网。

当今电网概况

在配电网扩张的驱动下，电网长度在过去 30 年间增加近一倍

过去 50 年里，电网以每年约 100 万公里的速度持续增长。其中增长主要发生在配电网，配电网约占电网总长度的 93%。配电网是通往大多数用户的“最后一公里”，发挥重要作用，而且需要扩大，以便进一步普及电力，满足需求增长。电网总长度的其余 7% 为输电线路。

1971-2021 年全球电网长度历史情况



IEA。保留所有权利。

注：电网线路长度。

来源：国际能源署基于 [Global Transmission](#) 和 [NRG Expert](#) 所做的分析。

2021 年，全球有近 8000 万公里不同电压等级的架空电线和地下电缆，其总里程相当于往返月球约 100 次。

电网分为不同电压等级。低压线路为住宅和商业用户供电，中压线路为村庄和中小型工业场地供电；这两级电网线路均与分布式发电相连通。这些线路共同构成配电网。

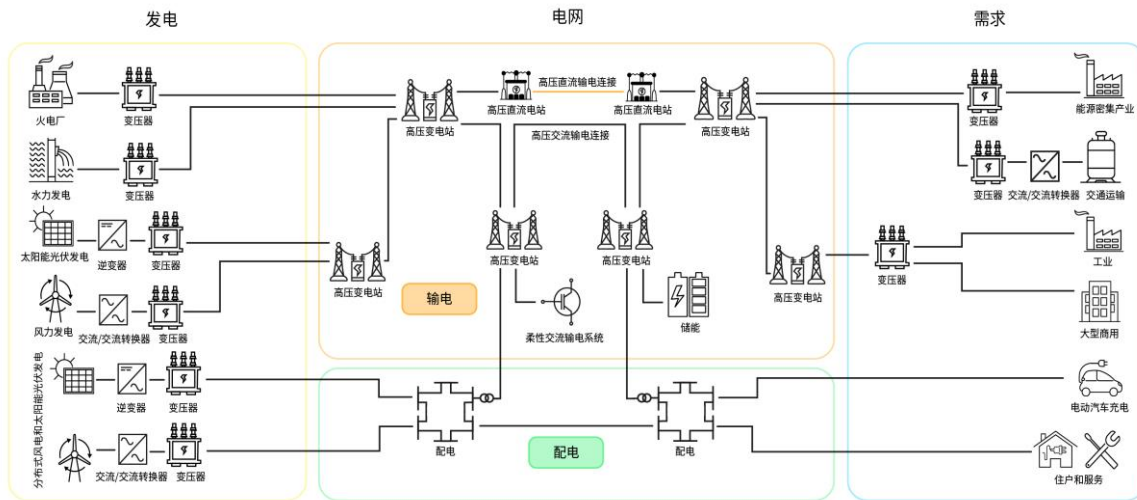
高压电网连通公用事业规模发电厂、配电网和大型工业用户，与用于远距离输电的超高压和特高压（UHV）线路共同构成输电网。

大多数电网输送的是交流电（AC），交流电历来由火电厂和水电厂的旋转式发电机产生。太阳能光伏、风能系统以及电池、燃料电池等可再生能源通过电力电子变换器与电网相连。

交流电之所以在电网系统中广泛使用，主要原因之一是通过电源变压器很容易地改变交流电的电压等级，从而能够提高电压，以实现高效远距离输电，最大限度减少损耗，还能够进而降低电压，以满足服务于工业、商业和住宅用户的区域或地方配电网的需求。

然而，在许多情况下，有证据表明使用直流电（DC）更为合理，并具有特定的优势。例如，在涉及连接多个风电场或市场的海底电缆、跨境互联电网，以及从大型水电设施向大型需求中心远距离输电等情景下，直流输电可能效果更好，因为它的损耗最小，支持电网稳定，并具有黑启动能力。

电网的关键技术组成部分



IEA. CC BY 4.0.

自 21 世纪初以来，全球电网经历了重大发展和变化。除了对日益增长的电力需求做出响应之外，驱动电网变化的因素还包括可再生能源并网、数字和智能电网技术实施、电网现代化、电网韧性和安全性增强、交通运输电气化、发电分散化、分布式能源资源增加，以及储能融合。

配电网

在新兴市场和发展中经济体，电网扩建主要发生在配电网层面。这些配电网在过去十年间增长了 40% 以上，在过去 25 年间几乎翻了一番，在普及电力方面发挥了中心作用，使许多人首次用上了电。电力普及方面的一大进展是，人们普遍认可有三种可靠的方法可以将电力可靠地提供给居民和工业：电网延伸、微电网和独立系统。这三种方法已被许多国家纳入政策和战略。其中，在可行的情况下，电网延伸通常是实现居民用电的成本效益最高的选择。在配电层面，新兴市场和发展中经济体为连通电力新用户做了大量努力，十年来这些国家的用电人口比例增加了约 12 个百分点。

在新兴市场和发展中经济体中，配电网的扩建为提高电力普及率做出了巨大的实际贡献。例如，目前印度和印度尼西亚（印尼）近 100% 的人口都用上了电，而 20 年前这两个国家的用电普及率分别都还不到 45% 和 55%。

印度的 [Saubhagya 计划](#) 发挥了至关重要的作用，使数百万户居民接入了电网，有效缩小了该国的总体电力缺口，提高了众多人民的生活质量。中国也实施了多个 [电气化项目](#)，包括国家电网公司 2006 年的电气化建设工程，截至 2015 年已为 190 万户、750 万人提供电力；中国南方电网公司的项目截至 2012 年已为 230 万人提供电力。到 2015 年底，几乎 [整个中国的 14 亿人口](#) 都用上了电。

过去十年间，全球新修建的配电线路长度约为 1500 万公里，其中近 1250 万公里是在新兴市场和发展中经济体修建的。仅印度就修建了 350 多万公里，中国新增了近

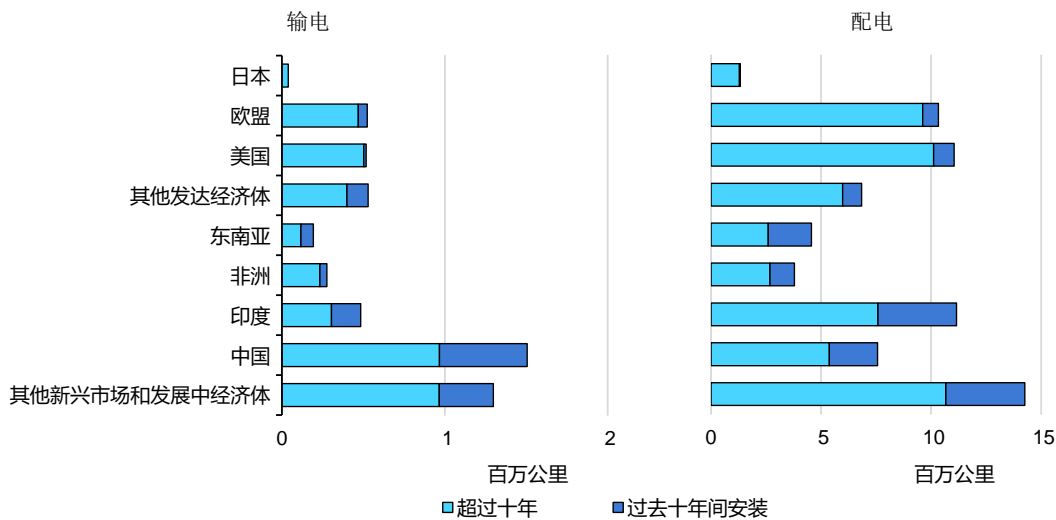
220 万公里，约占这些国家配电网的 30%。巴西新增了 170 万公里，增长幅度 53%，主要得益于“[Luz Para Todos](#)”（人人享有光明计划）的推动；该计划在向农村居民、学校和医疗中心供电方面发挥了重要作用。

在发达经济体中，由于电力普及率已经接近 100%，因此过去十年间的电力普及率升幅较小，略高于 9%。美国新增配电网线路约 92.5 万公里，欧盟国家新增约 71.5 万公里。日本的电网只增加了 3%，即不到 4 万公里。

输电网

十年来，新兴市场和发展中经济体新建的输电线路约有 117 万公里。这些地区扩建输电网的主要原因是电力需求不断增长，而电力普及率的提升又进一步加速了电力需求增长。有些国家已经制定了雄心勃勃的可再生能源融合发展目标，并相应地在远离主要负荷中心的地点利用可再生能源进行发电。由于此类发电产出不稳定，以及考虑到能源安全需要，有关国家已建设更多的输电线路并在许多情况下与邻国建立互联，以强化电网。

2021 年不同运营年数和地区/国家的输配电网线路长度



IEA。保留所有权利。

来源：国际能源署基于 [Global Transmission](#) 所做的分析。

在过去十年中，仅中国的输电网扩建就占全球扩建量的三分之一以上，连接东部负荷中心等地和可再生能源富集西北地区的扩建特高压输电线路已超过 50 万公里。中国的重大项目包括±800 千伏乌东德-昆柳龙特高压多端柔性直流示范工程，以及准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程。除中国外，印度和巴西也在电网扩建方面取得了重大进展。过去十年间，印度增加了近 18 万公里的输电线路，增幅约为 60%。巴西的输电系统也在同一时期增加了 9.2 万公里以上，增幅超过 50%。

相比之下，发达经济体的输电网增长率较低，仅为 9%。其原因包括日本和韩国等国的人口密度较高，也包括农村人口向城市迁移（从而导致城市人口密度增加，因此城市对电网的需求升高，而向农村地区扩展电网的需求降低）。欧盟的输电

网增加了 12%，美国增加了 3%。日本等一些国家的输电线路总长度甚至略有下降。之所以出现这种情况，可能是由于容量更大的单线线路取代了旧的并行线路。在发达经济体中，通过使用更强或更高电压的线路替换现有线路，大量线路的功率得到了提高。这种策略旨在缓解许可程序冗长这一挑战。

直流输电

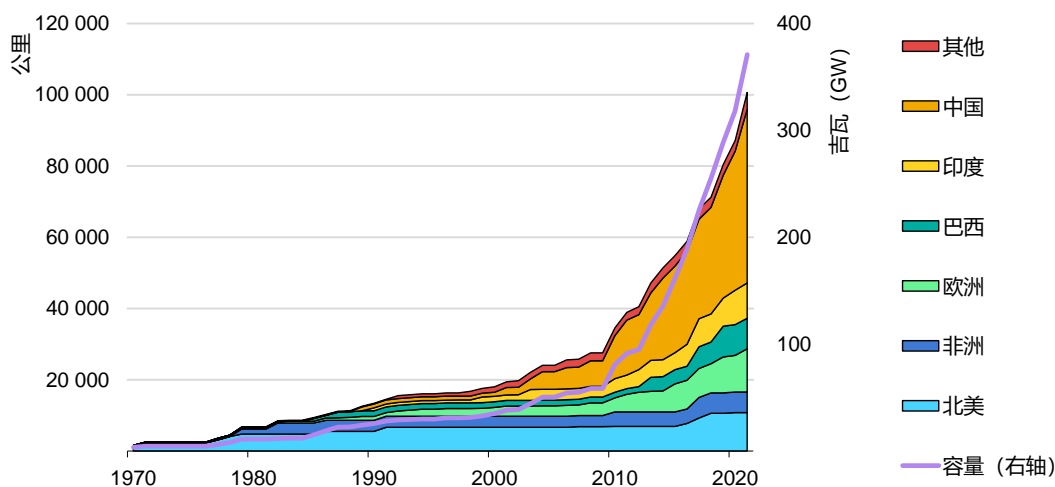
高压直流（HVDC）点对点输电具有电力损耗少等其他技术优势，正变得越来越普遍，主要用于远距离输电，也可用于中距离和近距离输电。

该技术最早于 20 世纪 50 年代投入商业应用，当时使用的是汞弧阀；但在 20 世纪 70 年代后，随着大功率半导体的推出，晶闸管被用于高压直流换流站，使得小型高压直流系统更加经济。与电网换相换流器（LCC）相比，使用绝缘栅双极晶体管组成的最新一代电压源换流器（VSC）具有更多优势，例如可独立灵活地控制系统的有功功率和无功功率。电压源换流器还提供灵活的交流电压控制、电网故障时的系统稳定能力、连接异步电网的能力，以及黑启动电网的能力，从而在电网全部或部分停电的情况下，无需依赖外部输电网即可恢复部分电网。

目前，大多数高压直流输电线路的电压为 300 千伏至 800 千伏，但也有一些项目（例如中国的一个项目）电压为 1100 千伏，输送容量高达 1200 万千瓦。高压直流系统不仅陆上输电效率高，而且还能用于连接海上风电场，特别是在水下交流电缆不具备经济或技术可行性的偏远地区。目前，每千公里高压直流输电损耗约为 3%，而交流线路输电损耗通常在 7% 以上。

自 2010 年以来，全球高压直流输电线路的长度几乎增加了两倍，到 2021 年底已超过 10 万公里，总输送容量超过 3.5 亿千瓦。不过，这只占输电线路总长度的 2%。高压直流线路的增加主要来自中国和巴西的远距离架空线路以及欧洲的地下和海底电缆。2021 年高压直流线路总长度中，近 50% 在中国，约 10% 在欧洲。

全球高压直流输电线路长度在不同国家/地区的分布



IEA. CC BY 4.0.

注：数据为年底数据。“容量”指全球高压直流输电容量，但不包括用于连接两个交流电网的背靠背高压直流系统的容量。
来源：国际能源署基于 [RTE International](https://www.iea.org/en/rte-international) (2022) 所做的分析。

[首个多终端高压直流系统](#)于 1992 年在加拿大启动运行，共有三个站。此类系统可在三个或更多终端之间同时输送电力，从而提高融合各种发电源（包括可再生能源发电）的灵活性，促进在发电和需求模式各不相同的地区之间进行高效电力传输，有助于不同地区之间的能源无缝交换。

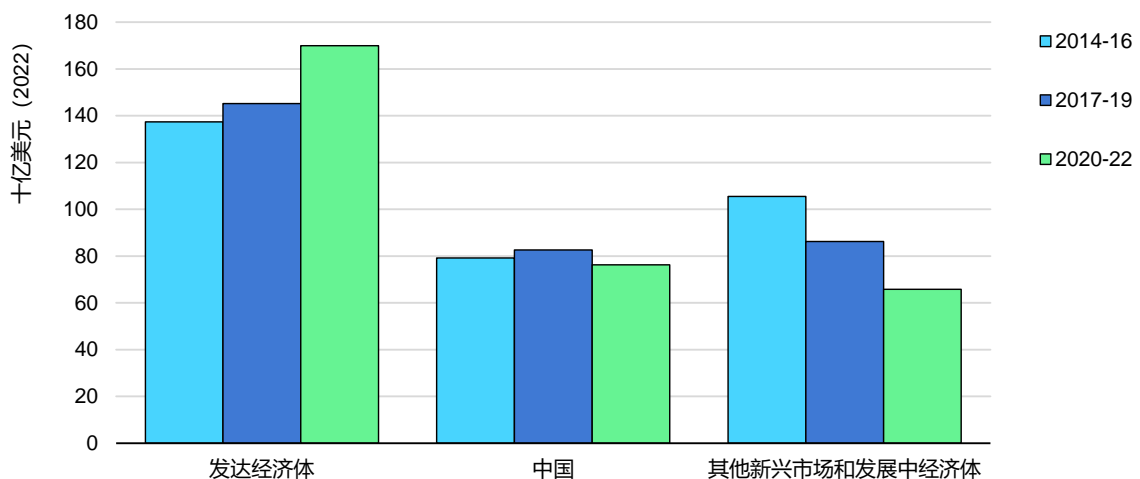
过去十年间，电网投资增长主要发生在发达经济体和中国

十多年来，全球电网基础设施支出一直保持相对稳定，徘徊在每年 3000 亿美元上下。这些投资主要集中在发达经济体和中国，因为这些国家/地区需要为加大电气化努力提供支撑，还需要满足日益依赖可再生能源的电力系统的电网平衡要求。电网支出的大部分增长发生在发达经济体，主要用于电网升级和更换，而不是扩展。

在中国，尽管 2020-2022 年间平均电网投资水平较低，但自 2021 年以来此类投资有所增长，与“十四五”规划的公布时间点吻合。值得注意的是，2022 年中国国家电网有限公司编制的 2023 年预算总额达 750 亿美元，创下新高。该公司尤其关注特高压项目，特别是输电项目，在 2022 年下半年和 2023 年初将启动价值超过 220 亿美元的项目。

在发达经济体中，过去五年间电网投资的平均增速约为 5%。投资重点是提高电网的可靠性、更新过时的电网基础设施，因此这方面的资本支出较高。美国 2022 年对电网投资约 900 亿美元，比 2021 年增加 7%。欧洲的支出也以类似的速度增长，达到 650 亿美元。

2014-2022 年各地区电网年均资本支出



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2023), [World Energy Investment](#)。

过去五年来，除中国以外的新兴市场和发展中经济体投资速度有所放缓，平均每年下降 7%。投资的主要驱动因素是电力普及和需求增长；鉴于电力需求持续增长，以及许多地区需要继续提高电力可靠性，投资放缓尤其令人担忧。不过，印度等国家以及东南亚等地区在电力普及方面取得了令人瞩目的进展。在新兴市场和发

展中经济体，很大一部分电网投资高度依赖政府资金，这些资金通常来自于在公用事业领域占据主导地位的国有企业（SOEs）。但也有一些例外；例如在巴西，由于实施了政府和社会资本合作计划和特许权政策，私营部门的参与程度要高得多。在非洲，尽管有关方面努力推进电力普及，但电网投资受到金融资源不足、监管障碍以及一些国家的政治不稳定等因素的制约。

电网供应链

电网基础设施供应链呈现紧张态势

近年来，全球各类供应链都面临多种障碍和瓶颈。新冠疫情和俄罗斯入侵乌克兰严重扰乱了全球能源和技术供应链。能源和材料价格飙升，以及关键矿产、半导体和其他部件短缺，对能源转型构成潜在障碍。

电网技术供应链受到严重影响。仅以 5 万千伏安电源变压器为例：在新冠疫情之前，其采购周期一般为 11 个月，但如今，由于制造商需要应对劳动力和材料短缺问题，采购方的等待期可能长达 18 个月以上。

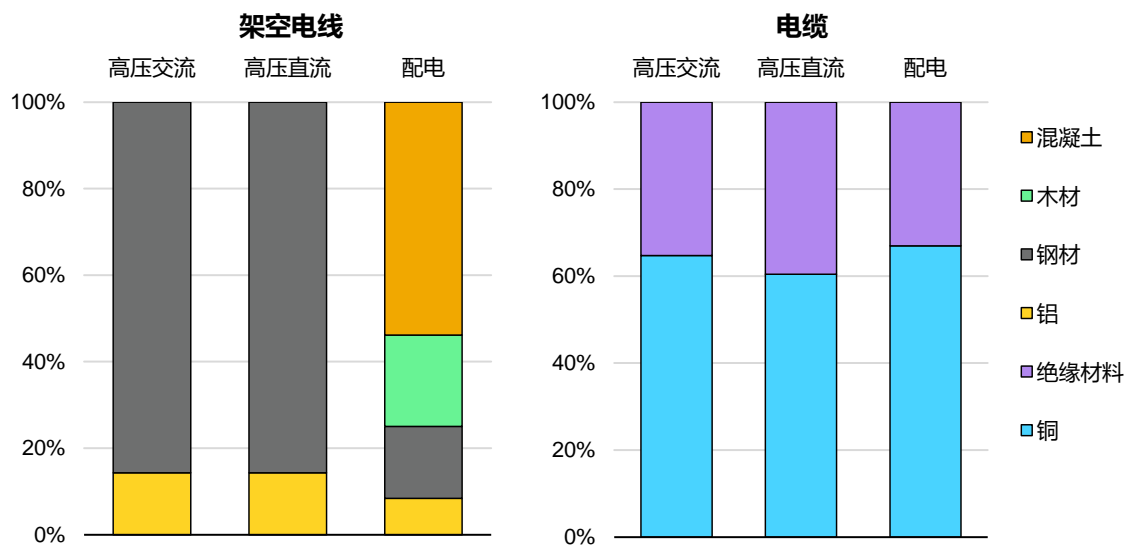
建设输电线路是一项复杂的任务，需要多种不同部件和技术（如电缆、电线、变压器、变电站和控制系统）。这些技术和部件在制造中需要不同的材料。制造电缆和电线的主要材料是铜和铝。铜具有良好的导电性，因此在过去很长一段时间内都是首选材料，尽管它的重量是铝的三倍，价格也昂贵得多。铝的导电率约为铜的 60%，所以要达到相同的功率，需要更粗的铝线。由于铝的导电率重量比优于铜，铝通常是架空电线的首选材料，也越来越多地用于地下和海底输电电缆；而铜则主要用于地下和海底电缆。

输配电线路所需的材料取决于其电压等级。输电容量是电流和电压的乘积：如果电流不变，电压增加，输电容量就会增加。电流决定了导电材料的厚度要求和损耗。电流越大，导电材料厚度就越大，损耗也越大。电压决定了需要多少绝缘材料：架空线路需要空气；电缆需要交联聚乙烯（VPE、XLPE、PE-X 或 XPE）、聚氯乙烯（PVC）、交联乙烯丙烯聚合物（EPR），以及硅橡胶等绝缘材料。电压越高，对绝缘的要求就越高。综上所述，可以通过提高传输电压来减少导电材料用量和电力损耗。

架空交流输电线路每兆瓦公里大约需要 11 千克铝（kg/MW/km），而电压低得多的架空配电线路每兆瓦公里则需要 65 千克铝。配电网的塔架使用木材、钢材和混凝土，输电网的塔架使用钢材来支撑架空导线。地下电缆输电每兆瓦公里需要 101 千克铜，配电每兆瓦公里需要 438 千克铜。高压直流输电线路所需的金属比交流输电线路少得多：架空高压直流输电线路所需的铝约为 5 千克/兆瓦/公里，地下电缆所需的铜约为 29 千克/兆瓦/公里。在容量相同的情况下，交流线路和高压直流线路的材料需求由于无功功率而有很大不同。交流线路功率容量中，很大一部分被不做有用功的无功功率（MVar）占用。高压直流线路则不然，它传输的全部功率都是有功功率（MW）。此外，高压直流系统通常在较高电压下运行，从而进一步减少了相同输电容量下对材料的需求。

高压交流和高压直流电缆及架空电线有多家制造商，工厂遍布世界各地。这些工厂通常位于需求中心附近，以减少与电缆运输相关的成本和时间。高压电缆和电线市场的主要行业参与者分布在欧洲（德国的 Südkabel、法国的 Nexans、丹麦的 NKT、意大利的 Prysmian、希腊的 Hellenic 和波兰/英国的 Tele-Fonika/JDR）、美国（General Cable、Belden 和 Okonite）、中国（东方电缆 NBO 和中天科技 ZTT）、日本（住友电工）、韩国（LS Cable），以及中东（Dubai Cable Company Pvt Ltd）。非洲、印度和澳大利亚也有一些产能相对较低的制造商（如 Cullin Africa、Bhuwal Insulation Cable 和 Znergy Cable）。

2021 年架空电线、电缆及其配套基础设施的典型材料组成（按重量计）



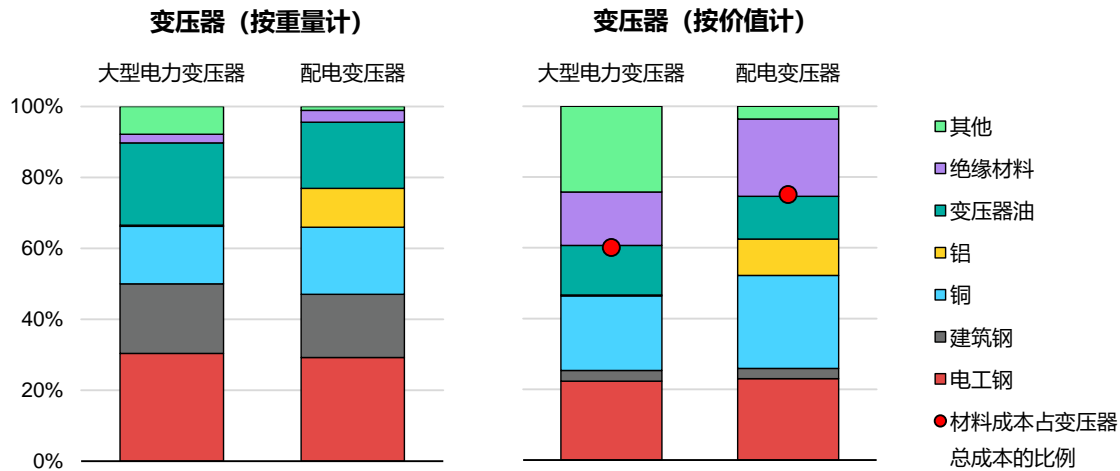
IEA. CC BY 4.0.

注：大多数电缆的导电材料都是铝或铜。由于缺乏铝电缆材料强度数据，图中的电缆信息仅显示了铜电缆。

除了生产，新输电线路的建设过程也会受到瓶颈制约。例如，海底电缆需要电缆敷设船。全世界正在运行的 45 艘电缆敷设船每年总计可敷设 4200-7000 公里的电缆（取决于项目类型）。根据未来海上风电和海底互联枢纽的部署情况，可能需要更多敷设船，如不提前规划建造船只，可能会发生船只短缺，导致项目延误。

电源变压器是电力系统的另一关键组成部分。变压器几乎一半（按重量计）的制造材料是钢材，钢材中 60% 以上是具有特殊磁性和高磁导率的晶粒取向电工钢（GOES），其余是建筑钢材。晶粒取向电工钢是制造变压器、发电机和电动汽车充电站的关键材料，目前用于变压器的份额最大。晶粒取向电工钢分为多种质量等级，其中高磁导率品种可以缩小变压器的体积、减少绝缘油的用量，从而降低电气损耗。变压器的最低能效标准，如美国的《某些商业和工业设备的能源效率计划》以及欧盟的《生态设计指令》，都在力推使用更优质的晶粒取向电工钢，尽管欧洲的制造商近期已经发出了有关短缺的警告。

2021 年变压器典型材料组成（按重量和价值计）



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署的分析和制造商的环境产品申报报告。

变压器铁芯中使用的晶粒取向电工钢的成本占变压器总成本的 20% 以上。晶粒取向电工钢的价格几乎是建筑钢材的 2.5 倍，二者的价格走势也不尽相同。制造变压器所需的其他材料包括铜、铝、变压器绝缘油、绝缘材料、压板、纸、塑料、瓷和橡胶。铝主要用于低压配电变压器；矿物油则用于所有类型的变压器，对变压器绕组（铜线圈）和铁芯进行绝缘和冷却。

变压器的制造方式因其大小而异。中压变压器和配电变压器的生产涉及铁芯、绕组和油箱的制造，铁芯和绕组的组装，以及变压器的最终组装和测试，技术要求并不高。其生产分布在世界各地的许多公司。大型电源变压器的生产则集中在少数公司，因为需要特殊的设施（如绕组干燥箱、大功率测试实验室等）。日立能源（瑞士）、西门子能源（德国）、三菱电机和东芝（日本）、通用电气和西屋（美国）、现代重工（韩国）、正泰和中国西电（中国）以及 Compton Greaves（印度）总计占全球市场份额的 40% 以上。

晶粒取向电工钢的可得性对变压器生产有重大影响。2020 年，全球晶粒取向电工钢的产能约为 380 万吨，主要集中在少数一些国家：中国、日本、法国、德国、印度、波兰、捷克共和国、俄罗斯、巴西、韩国和美国。中国是最大的市场，预计 2020 年国内消费量为 133 万吨；其次是欧盟（23 万吨）和美国（15 万吨）。晶粒取向电工钢短缺是变压器行业一直面临的问题，它导致该材料 2022 年的价格比 2020 年上涨了 70%。对俄罗斯的材料出口制裁是造成晶粒取向电工钢短缺的重要因素；2020 年俄罗斯的产能占全球的近 10%。由于晶粒取向电工钢还用于电动汽车充电站，因此交通运输部门正在发生的电气化也是造成该材料短缺的重要因素。晶粒取向电工钢短缺的另一原因是电动汽车发动机对无取向电工钢（NOES）的需求增加，进而导致一些钢铁生产商将部分生产从晶粒取向电工钢转向无取向电工钢。

半导体是面临供应短缺的另一领域。半导体市场在过去两年里一直动荡，预计该行业的供应链挑战可能会持续到 2024 年初。大功率半导体是高压直流换流站中使用的高压直流换流阀的核心部件。高压直流换流站还包括一系列其他组件，例如

绝缘栅双极晶体管、电容器、开关/断路器、电阻器、电感器、电源变压器、直流滤波器、控制系统和测量仪器。高压直流电站组件的供应链需要许多材料，包括硅、钢、铝、铜、镍、聚合物和锌。对高压直流设备在未来十年的预期需求增长可能会给供应链带来额外压力，而制造、工程、施工、项目管理等领域缺乏有经验的人员可能会加剧这种压力。换流站的主要生产商是瑞士的日立能源（前身为 ABB），其次还有西门子（德国）、通用电气（美国）、三菱电机（日本）、南瑞继保和中国电力科学研究院电力工程（中国），以及巴拉特重型电气有限公司（印度）。

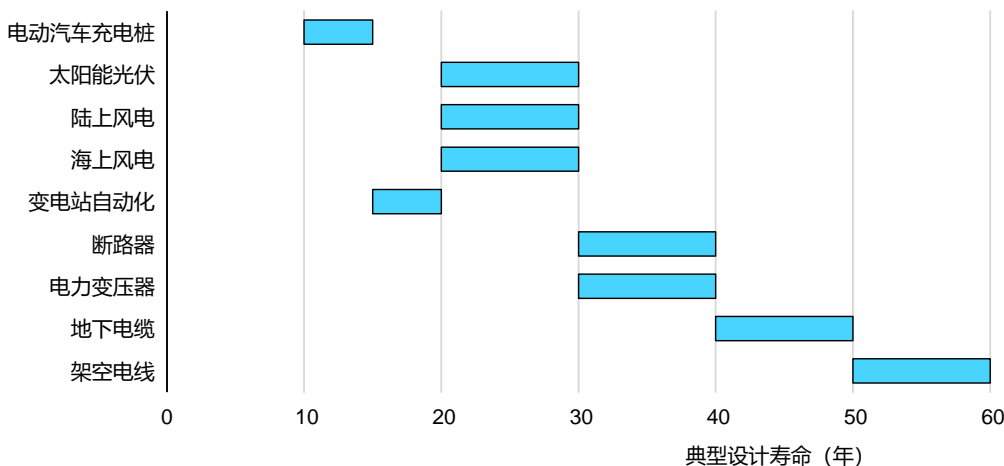
影响供应链的另一动态是电网组件朝向更可持续的方向发展。一些辖区正在考虑逐步淘汰电网设备中的某些材料，如铅和六氟化硫，而这些材料的替代品有限。要避免电网组件的供应瓶颈，就必须开发替代技术，并扩大有关供应链。

电网趋势：老龄化、互联化和数字化

电网老龄化，带来安全性和可靠性风险

各国电网在历史发展、投资、当前现代化建设等因素的影响下，运营年数不尽相同。电网设备的使用寿命也因具体组件、过载和容量问题、环境因素、维护方法和技术进步而有所差异。电网是昂贵的资产，其使用寿命往往比其连接的设备长很多。

高压设备、太阳能光伏发电、风电和电动汽车充电桩的典型设计寿命



IEA. CC BY 4.0.

对于在电网中发挥关键作用的变压器以及变电站中的断路器和其他开关设备而言，其设计寿命通常为 30-40 年。地下和海底电缆的设计寿命一般为 40 年，新一代电缆甚至可以达到 50 年；而架空输电线路的设计寿命可长达 60 年，然后才需要进行重大调整，更换老化部件。然而值得注意的是，电网中仍然存在服役年数超过上述设计寿命的设备，特别是[电源变压器](#)等昂贵资产。适当的维护和保养可以大大

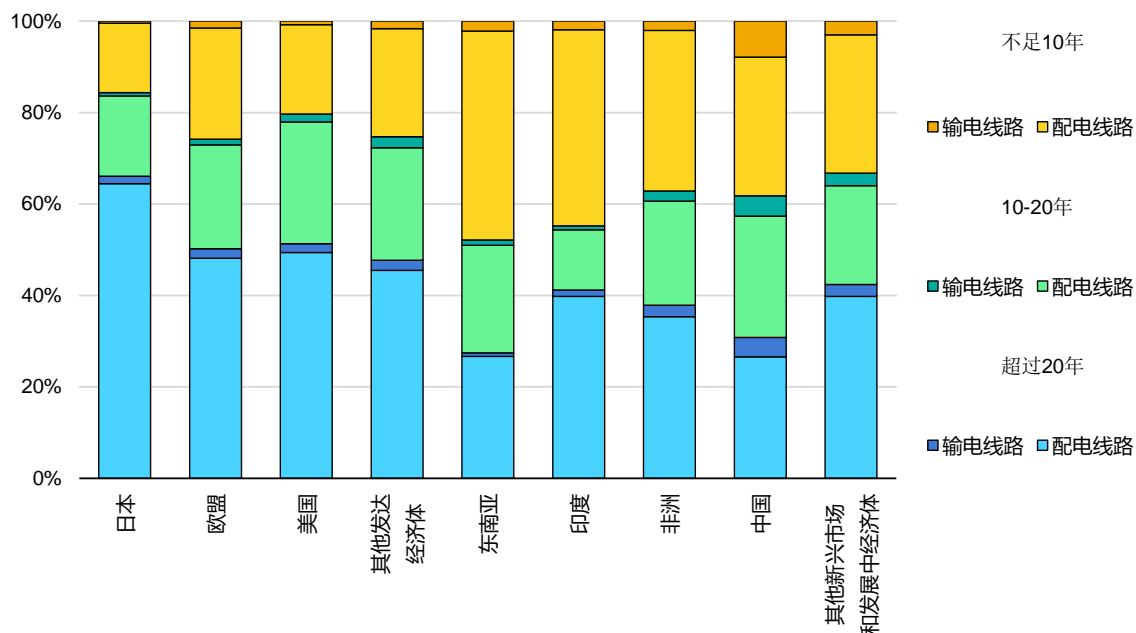
延长设备的使用寿命，而不充分或不按时维护则会导致设备过早失效。如果电网资产持续在接近或超过额定容量的情况下运行，其老化速度会更快，使用寿命也会缩短。过载会对电力资产造成过大的压力，导致其过早失效。电网还会因天气条件、温度波动和机械应力的影响而发生物理损耗。这些因素会对资产的结构完整性和绩效造成损害。

这些老龄化的电力资产可能带来重大的安全性和可靠性风险。随着时间推移，绝缘材料（例如变压器中的绝缘材料）会老化，从而增加电气故障、短路甚至火灾的发生概率。断路器老化后，在故障时跳闸的可靠程度可能会降低。随着电力资产老龄化，其可靠性将会降低，尤其是在运营年数超过额定寿命的情况下。这种不稳定状态不仅会导致停电，还可能在安全跳闸机制不能正常工作时造成设备损坏。

此外，电气设备老龄化也对故障设备附近的操作人员构成安全风险。老旧设备往往缺乏现代安全功能，从而具有较高的事故和人为失误风险。此外，老龄化资产需要更频繁的维护和修理才能维持正常功能，因此维护和修理成本通常较高。设备老化后，用于替换的部件可能会变得稀缺或昂贵，可能还需要掌握过时技术知识的专业人员，因此成本较高，维护耗时较长。

电网数字元件的使用寿命短得多，但创新速度也快得多。这些控制和保护系统的设计寿命通常为15-20年，然后才需要更换；因此，存在大量机会，可以在更新系统时引入具有新功能的设备，从而提高电网运行的灵活性和可靠性。现代设备提供资产健康评估等功能，可以详细监测断路器、变压器等关键资产在整个运行寿命期间所承受的压力。借助这些先进功能，我们可以更全面地了解设备状况和预期可靠性。这就为预防性维护、延长使用寿命和最终节约成本提供了新的策略，系统运营商和客户均能从中受益。不过，更新设备时，也需要解决软件生命周期、网络安全等问题。

2021 年各国家/地区不同运营年数的电网线路长度占比



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 [Global Transmission](#) 所做的分析。

发达经济体的电网通常比较老旧，有些电网基础设施已服役 50 年或更久；这主要是由于电气化进程开始较早。然而，对老化的基础设施进行现代化改造的需要不断增加，以便提高效率和可靠性，接纳新能源。总体而言，发达经济体中只有约 23% 的电网基础设施运营年数不足 10 年，50% 以上的基础设施已运营超过 20 年。相比之下，新兴市场和发展中经济体的电网比较新；这些电网是不久前为满足日益增长的电力需求而建设的。在这些国家和地区的电网基础设施总量中，运营不足 10 年的约占 40%，运营超过 20 年的不到 38%。

在有些国家，如日本、美国和欧洲国家，很大一部分电网是 20 年前或更早建造的。在欧盟，50% 以上的电网运营超过 20 年，已达到其平均使用寿命的约一半。这些国家的电网长度增长不大，故此电网中老旧资产的占比很高。它们部署新输电网主要是为了连通遥远地区的可再生能源。

非洲大陆的电力基础设施状况存在显著的地区差异，[加纳、肯尼亚、卢旺达等国在电网现代化和扩展方面进展显著](#)，而其他国家在发展和维护电网方面仍然面临重大挑战。印度的电网基础设施有新有旧，城市中心的电网的现代化程度高于农村。该国一直积极致力于电网升级和扩展，以期改善电力供给、促进可再生能源并网。因此，印度约有 45% 的线路和资产的运营年数为 10 年或以下。中国在农村电气化方面取得了长足进展，电网已延伸到偏远和电力服务不足的地区。西电东送等项目完善了电网连接，将电力从资源丰富的西部省份输送到需求旺盛的东部地区。中国也是世界上最大的可再生能源投资国，并已成功将风能和太阳能纳入电网。中国部署的特高压输电线路可实现远距离高效输电，从而支持可再生能源的发展。在中国，10 年以下的输电线路所占比例最高，过去十年间修建的输电线路长达 71 万公里以上。

电力系统互联化正在被用于加强电网，以加速可再生能源并网

电力系统在电气化的早期阶段以独立运行为主。然而，随着电力需求增长、地区合作发展，相邻系统之间的互联愈加普遍。1906年，瑞士建造了连接法国和意大利的输电线路，欧洲实现了首次国际互联。这是互联电力系统发展的重要里程碑，为未来的跨境合作奠定了基础。跨大陆、跨国境以及国家内部地区之间的互联化日趋普遍，特别是在巴西和美国等陆地大国。

电网互联涉及输电线路、变电站以及（大多数情况下）柔性交流输电系统（FACTS）设备的建设和运行。在同步电网中，所有相互联接的系统都要精确地保持相同的电频，需要高度的技术兼容性和运行协调性。在电网之间频率不同步的情况下，高压直流技术可以适应任何额定电压和频率的电网，因此适合用于通过输电线路或背靠背换流站方式实现的互联。当需要高度灵活性或涉及离岸互联时，也会使用这种技术。

互联电网的优势包括更高的电网稳定性、能源安全性以及电力供需波动管理灵活性。此外，互联电网能够集成太阳能和风能等可再生能源，使清洁能源过剩的地区能够将电力输送到需求较高或发电能力较低的地区。这方面的范例之一是德国和挪威之间的互联线路，即“北海连接线”，两国通过该线路高效交换清洁电力，支持可再生能源发电并网。该线路有助于利用过剩的可再生能源，如挪威的水电和德国的风电，以平衡供需，加强能源安全，减少碳排放，并帮助两国实现各自的可再生能源目标。

在储能和电力交易方面，虽然可再生能源并网与优化是主要因素，但电力系统的互联也能起到重要作用。从经济角度看，通过电力交易和并网，互联化可节约成本、创造收入并优化市场。国际能源署已就这一主题出版了多份报告，例如 [Large-scale Electricity Interconnection](#)（《大规模电力互联化》）、[Integrating Power Systems across Borders](#)（《跨境融合电力系统》），以及 [Power Systems in Transition](#)（《转型期的电力系统》）。

一种新兴的区域互联方法是使用网状高压直流海上电网，将海上电力资产连接到不同的辖区，使发电机的电网连接也能发挥互联枢纽的作用。目前，这一概念由欧洲主导推动，[海上风电场](#)和[能源岛](#)等有关项目正在连通不同国家。预计在未来10-20年内，网状海上电网将在欧洲能源体系中发挥关键作用。

互联电网实例

全球最大的同步电网是欧洲大陆同步电网，该电网作为一个统一的系统运行，频率为 50 赫兹，由灵活的高压直流连接提供支持，根据《同步区域框架协定》向 27 个国家的 5 亿多用户供电，覆盖欧盟的大部分国家。这一互联电网确保了整个地区高效可靠的电力传输。互联系统促进了参与国之间的跨境能源贸易与合作，实现了市场高度一体化。根据欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）发布的[《2022 年十年发展规划》](#)，40 个新的互联枢纽正在开发或计划于 2030 年前完工。

中美洲电力互联系统（SIEPAC）是一个连接中美洲六国电网的互联项目。该项目于 1987 年启动，2013 年开始运营。中美洲电力互联系统的输电线路连接约 5000 万用户。其电网包括[1790 公里的 230 千伏输电线路，初始容量 30 万千瓦](#)，预计未来容量将扩大到 60 万千瓦。

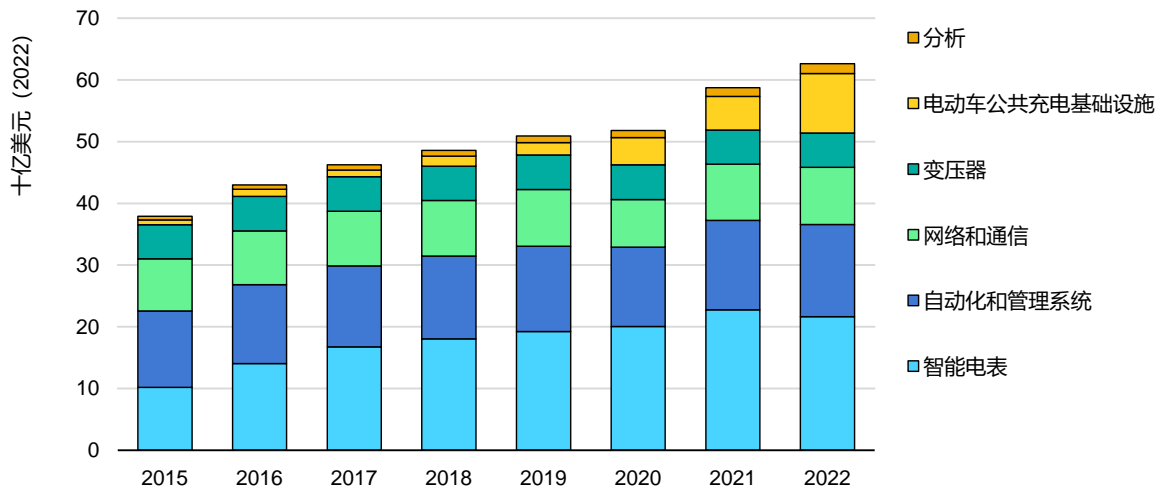
非洲共有五个区域电力联盟，包括[西非电力联盟](#)、[南部非洲电力联盟](#)（12 个成员国）、[东非电力联盟](#)（13 个成员国）、[北非电力联盟](#)（5 个成员国），以及[中非电力联盟](#)（10 个成员国）。西非电力联盟是西非国家经济共同体（ECOWAS）旗下各国电力公司之间的一项合作举措，创立于 1999 年，主要目标是该地区建立一个可靠的电网，包括建设跨境输电线路，并创建一个共同的电力市场。该联盟拥有来自 14 个会员国和 1 个观察国的 38 个公用事业成员，旨在将各国电力系统融合成为统一的区域电力市场，促进西非国家经济共同体成员国之间的电力贸易。截至 2020 年，西非电力联盟的装机容量达到 2330 万千瓦，成员国之间的能源交易量[达到 62 万亿千瓦时](#)。

数字化日益变得至关重要

电线、电缆和变压器容量仍将是电网的主体，但数字技术投资的重要性不容忽视；数字技术投资在电网总投资当中的占比已逐步[从 2016 年的 12% 增加到 2022 年的 20% 左右](#)。系统运营商需要管理越来越多的分布式能源资源（如电动汽车、小型可再生能源发电厂和电热泵）以及新的活跃参与者（如聚合商和消费者），因此需要实施新的数字化解决方案来提高电网的可观测性，从而实现对能源流的实时监控，尤其是在配电网中；[2022 年约 75% 的数字化投资](#)投向配电网。

大多数运营决策都是基于利用本地监测系统进行的负荷流分析。在地方或国家框架内，如果电力从集中发电装机容量到用户端的流动在很大程度上是可预测的，那么这种系统运营的方法就能很好地发挥作用。随着可再生能源分布式发电的市场占有率不断提高，电网内的能源流向变得更加难以预测，其特点往往是电力流向逆转，甚至会有电力从配电网流向输电网；因此，需要部署新的数字技术。从近年来不断增加的投资额可以看出，新的数字技术发挥着举足轻重的作用。

2015–2022 年数字技术投资



IEA. CC BY 4.0.

注：数字技术包括输配电自动化、网络和通信、分析（资产绩效管理、电力质量和电网运营）、智能电表、先进配电管理系统、能源管理系统、输电线路传感器、植被管理、动态线路评级，以及电源变压器和变电站数字化。

来源：国际能源署基于 [Guidehouse](#) 的数据所做的分析。

配电网

远距离双向能源流的出现，以及波动性发电源的不断增加，正在改变系统内电力流的可预测性。分布式发电设施的功率注入量增加，可能会导致更多的动态系统状况和局部线路过载，具体取决于有关设备。

正如关于电网现代化和数字化的 [3DEN（数字化需求驱动的电力网络倡议）](#) 所强调指出的，数字技术在应对能源领域出现的这些变化方面发挥至关重要的作用，因此需要全面部署智能电网功能。智能电网协调电力系统所有行为体（发电企业、电网运营商、终端用户和其他市场参与者）的需求和能力，尽可能高效地运营系统的各个部分，将成本和环境影响降到最低，同时最大限度地提高系统的可靠性、韧性、灵活性和稳定性，应对短期和长期的电网挑战。

在智能电网中，智能电表是提高配电网负荷流可见性的第一个节点，甚至在低压电网中也是如此，同时还能让用户更加了解自己的用电量，并赋能动态和分时电价等新型计费结构。此外，智能电网还为电网运营商了解电网健康状况提供初步计量数据。

应对短期和长期电网挑战的数字化解决方案



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 3DEN、[Unlocking Smart Grid Opportunities in Emerging Markets and Developing Economies](#) (2023)、世界经济论坛、[Accelerating Smart grid Investments](#) (2010) 所做的分析。

先进的监测和控制设备及其相应的软件还能改善实时系统信息监测和电网管理。电网远程控制可最大限度减少干预时间和需要在本地对电网执行的操作数量，使电网的运营可以通过配备了专用监督控制和数据采集（SCADA）的控制中心来实现。先进的自动化工具使电网能够自主采取行动，快速识别并隔离故障元件。例如，[意大利国家电力公司](#)和[美国杜克能源](#)已经实施了中低压电网自愈自动化，确保自动控制停电时间和涉及的用户数量，从而防止连锁停电。

此外，通过实时掌握系统的健康状况，可以更高效地利用现有资源，在不降低可靠性的前提下使电网更接近其真正的极限能力运行，还可以确定设备更新的最佳时间，特别是对于需要长期作业的设备。

输电网

数字技术在现代输电网中发挥重要作用。此类技术可以增加电网的容量，提升电网的效率、可靠性和灵活性，使电网能够处理更高的负荷，更有效地传输电力。这也有助于避免建设新的线路，还可以在线路延伸部署速度不够快的情况下提供帮助。

动态线路评级实时监测天气条件和线路温度，以相应调整输电线路当时的电流承载能力。这项技术可以摆脱固定值方法，让线路安全地在更接近热极限的情况下运行，从而优化并提升输电容量。

静止无功补偿器（SVC）或静止同步补偿器（STATCOM）等柔性交流输电系统是一类电力电子技术设备，可实现对电力流、电压等级和其他稳定特性的实时控制。它们可以根据需要调节无功功率的产生，进一步提高输电容量和电网稳定性。目前，此类电力电子设备还比较少见，在欧洲和澳大利亚的部署率相对较高。然而，随着可再生能源发电占比增加，以及对负荷流量控制和电网质量保证的需求增长，

上述设备将日趋普遍。此类系统与电池、超级电容等储能系统结合，可以为支持电网频率提供快速反应能力，因为它们可以快速注入或吸收电力，从而平衡供需变化，并作为虚拟惯性来稳定电网。

高压直流输电是另一项重要技术，它通过高效输送大量电力来支持系统运行，可以提供双向负荷流控制和无功功率控制功能，并协助黑启动过程。尤其值得一提的是，该技术能够控制高压直流线路上的电力流，实现优化整个电网的电力流分布的重大有益效果。

监测系统虽然过去在输电网中已有应用，如广域管理系统（WAMS），但现在正在朝着规模更大、集成度更高的必然方向发展，包括扩大监测范围，覆盖相互联接的配电网——随着可再生能源市场占有率不断提高，这类配电网的复杂程度也在增加。在这些系统中，嵌入式高级分析和人工智能（AI）算法能够处理大量数据，预测电力需求规律和电网潜在问题。通过预测需求高峰、识别潜在输电瓶颈，运营商可以采取积极措施来加固电网并提高其容量。

传感器可以安装到变压器、断路器等关键但昂贵的资产上，提供有关资产健康状况的宝贵反馈。这样就能实现主动和预防性维护，在代价高昂的故障发生之前就发现和解决有关问题。由此，更好地了解这些昂贵资产的状况有助于优化其使用，在不产生额外停电风险的前提下，尽可能在极限范围内充分利用这些资产。

无人机、卫星技术等新技术的使用彻底改变了输电网的线路巡查工作。线路巡查不再依靠昂贵的直升机，而是可以使用无人机和卫星成像技术，捕捉有关图片、视频和热图像并对其进行自动评估。这不仅大大减少了工作量，还能在巡查过程中最大限度减少工作人员与潜在危险状况的接触，使他们的工作更加安全。

网络安全

在数字化取得发展的同时，我们也必须关注数字化给电网带来的风险。虽然数字技术带来诸多好处，但由于越来越多的数字设备连入网络，网络攻击的攻击面将急剧扩展。与此同时，随着分散式发电源的兴起和许多实体通过通信技术实现互联，系统日趋复杂。

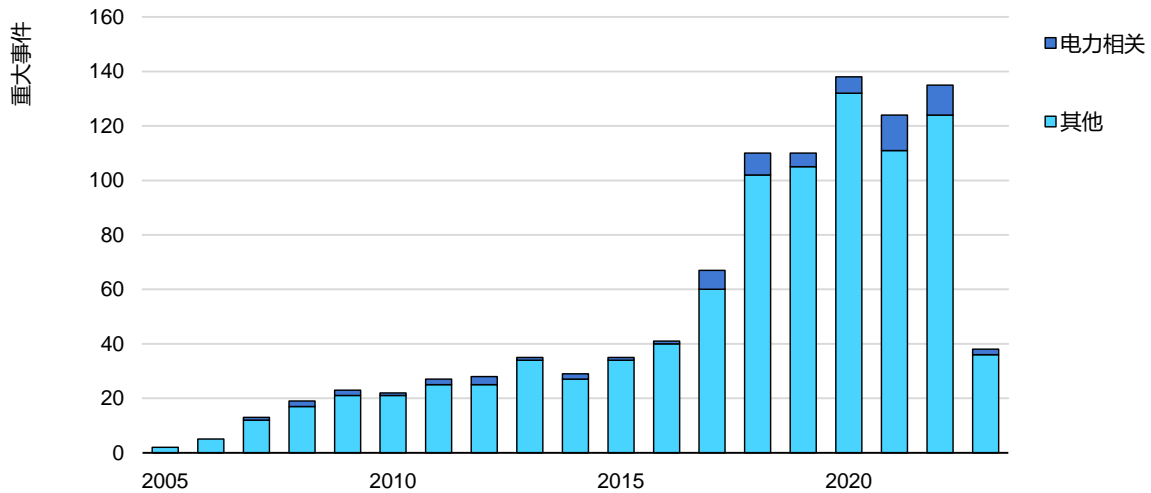
输电系统被认为是关键的国家基础设施。人们日益认识到网络攻击对输电系统的完整性构成威胁。例如，[2023 年《英国国家风险登记册》](#)指出，关键基础设施遭到网络攻击的可能性为 5%-25%，属于中度风险，有关损失可能达到数亿英镑。

近年来，随着数字化进程的推进，网络事件的数量不断增加；全球范围内，针对关键基础设施的网络攻击造成重大社会干扰的案例屡见不鲜。特别是在电力部门，必须对这些变化做出适当且及时的反应，因为大规模停电会直接影响人们的生命和财产。

乌克兰 2015 年和 2016 年的停电事件就是突出的实例：第一次停电发生在乌克兰西部，包括基辅，恢复时间长达 6 个小时，22.5 万人受到影响；第二次停电事件于 2016 年 12 月发生在基辅，攻击者通过未经授权的访问破坏了电网控制设备，导致 [20 万千瓦电力供应中断](#)约一小时。值得注意的是，2015 年的攻击为多阶段攻击，

攻击者利用恶意软件窃取信息，远程操控控制系统；而 2016 年的攻击据信涉及恶意软件直接操控电网设备。这表明，即使在很短的时间内，攻击方法的复杂程度也可能大幅提高。

每年重大网络安全事件总数以及电力相关重大网络安全事件总数



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 CSIS (2023)所做的分析。

关于数字化和互联程度增加给安全电力供应带来的未能完善管理的风险，还有另一个实例：2022 年 2 月，一颗卫星遭到军事网络攻击，造成德国约 5800 台风力涡轮机失去互联网连接，导致远程监控困难。

对于需要互联网连接的发电机组，要积极主动开展评估，以发现并处理好网络安全的任何薄弱环节。在太阳能光伏和风力涡轮机控制门户中，[已观察到的安全漏洞与互联网接入路由器和缺乏加密虚拟专用网络（VPN）连接有关](#)。在减载期间，用于传输调整电力输出的脉动技术的通信信号面临可能被第三方解密和覆盖的风险。以上表明，随着电力系统不断扩大，尚不具备足够的网络安全协议来确保电力系统安全。

电气化与电力安全

电气化凸显了电力安全与日俱增的重要性。我们开始看到快速变化的能源格局对电网和电力系统安全的影响。如果我们不能走在变化前面，不仅脱碳目标的实现会有风险，安全电力供应保障也会受到危及。

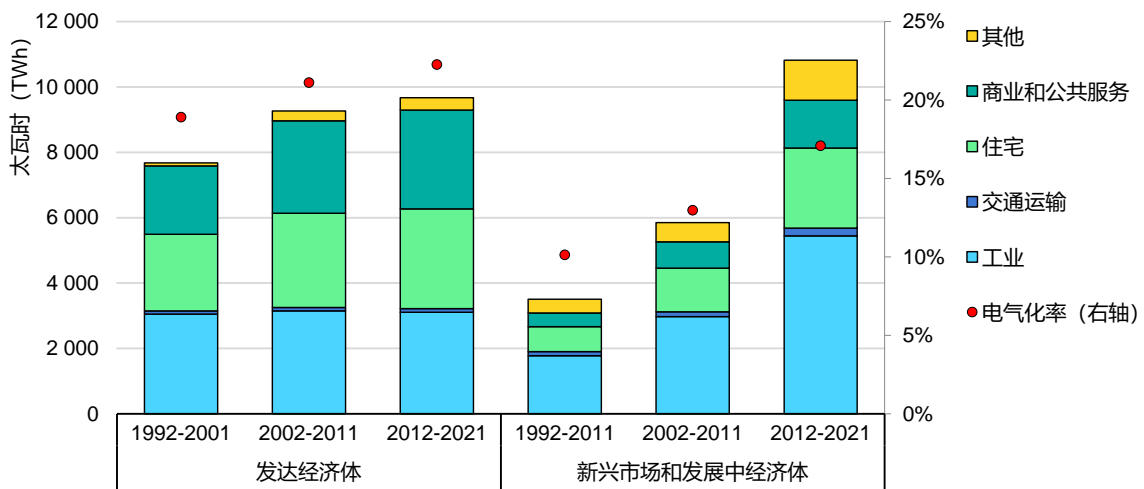
社会和经济对电力的依赖日益增加

电力对我们生活的方方面面都至关重要：它驱动我们的机器和交通运输系统，为我们的信息技术和医疗设备提供动力，并通过提供照明、制冷和采暖来提高我们

的舒适度。简而言之，电力是[我们社会繁荣不可或缺的](#)，与食物和饮用水同等重要。随着电力消费持续增长，以及电力在终端能源消费总量中的比例不断增加，我们对电力的依赖势必**有增无减**。

2021 年，全球最终用电总量中，工业用电占 43%，其次是住宅（27%）和服务业（20%）。全球最终用电量自 2000 年以来几乎翻了一番，并且自 1990 年以来每年都在持续增长，只有 2009 年、2020 年是例外，当时的金融危机和新冠疫情导致需求下降。2022 年，尽管发生了全球能源危机，但电力需求仍[同比增长 2%](#)，驱动力主要是新兴市场和发展中经济体的增长。

1992-2021 年全球不同部门的最终用电量和电气化率



IEA. CC BY 4.0.

注：“其他”包括农业/林业、渔业和他处未说明的最终用电量。

来源：IEA (2023), [World Energy Statistics](#)。

全球终端能源消费量中，电力占比已从 2000 年的 16% 增加到现在的 21%，份额仅次于石油。可见，电力在全球能源结构中的重要性日益增加，这一趋势预计将会继续。电力需求增长的驱动因素是终端电气化程度提高，以及全球[电力普及率不断上升](#)。在建筑物用电中，[20%用于制冷](#)——由于活动的增加和空调的使用，建筑物制冷能源用量自 2000 年以来翻了不止一番。此外，由于燃气价格居高不下、能源安全堪忧，采暖电气化的趋势不断走高，全球热泵销售量在 2022 年连续第二年实现[两位数增速](#)。电气化进程通过提高效率来减少用能总量，从而增强国家能源安全，抵御化石燃料价格波动。

目前交通运输部门的用电量仅占用电总量的一小部分，2022 年[全球电动汽车](#)的用电量在最终用电总量中的占比不足 0.5%。不过，电气化交通运输正在得到日益广泛的采纳，特别是在公路交通运输领域，[电动汽车新车销量](#)每一年都创下新高。在采纳率较高的地方，电网承载力可能会面临挑战；例如在荷兰，有 3000 个社区在 2025 年前[将无法承载新的充电站](#)。

尽管电力普及工作[在过去十年中取得了长足进展](#)，但全球仍有 10% 的人口用不上电，这意味着需要继续扩大电网基础设施和电力供给。

在上述趋势的共同作用下，电力在我们社会中的中心作用比以往任何时候都更加凸显。随着终端电气化程度提高、电力供给持续增长，电力的重要性只会有增无减。电网基础设施必须成为兼具智能性、包容性和参与性的平台，促进所有利益攸关方参与和互动，同时推出新的创新型商业模式、电力服务和价值共享机会，从而促进电力的使用。

电网是许多断电事故的核心因素

随着我们对电力的依赖加深，我们面对停电也更加脆弱；因此，电力安全日益成为当务之急。[供电中断可能导致](#)我们无法进行通信、使用安全机制、运行生命维持装置、储存食物、控制温度和光照，以及（特别是在城市环境中）进行通风、污水处理和交通运输。在许多国家，大部分停电事故都源于配电网。

停电是由发电或电网故障或不足造成的，其原因可能是技术和供给问题、自然威胁、人为干扰或多种原因的组合。根据我们的评估，最常见的停电原因是电网基础设施局部故障，其中大部分发生在配电网。这些故障通常由一些小事故造成，如树木生长干扰电线、设备故障和天气状况。此类停电虽然通常不会像新闻报道的大事件那样造成严重后果，但往往是决定服务是否可靠的^{最大}因素。

不同环节供电中断的潜在直接原因

	发电端	电网端
原因举例	<p>技术/设备：</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料供应匮乏 维护不当 设备老化造成的故障 <p>自然：</p> <ul style="list-style-type: none"> 水结冰问题 风暴/野火/地震造成的损坏 <p>人为干扰：</p> <ul style="list-style-type: none"> 控制系统中断 	<p>技术/设备：</p> <ul style="list-style-type: none"> 维护不当 设备老化造成的故障 <p>自然：</p> <ul style="list-style-type: none"> 电线结冰问题 风暴/野火/地震造成的损坏 <p>人为干扰：</p> <ul style="list-style-type: none"> 导体/塔架/变压器的损坏

IEA. CC BY 4.0.

更大范围的停电根据其特点可分为三大类：连锁停电、减载停电和长时间限电。在成熟的电力系统中，此类事故在供电中断事故总数中的占比通常较低，但它们具有潜在的破坏性后果，所以需要引起重视。

连锁停电或黑色系统事件是指由初始停电（发电或电网）触发引起全部或部分电力系统大规模崩溃，从而导致更多的一系列线路过载和发电机跳闸。例如，2022 年 10 月，孟加拉国的一条[输电线路跳闸](#)，致使一系列发电厂连锁跳闸，造成一场影响到约 1.3 亿用户的大规模停电。2023 年 3 月，阿根廷的一条高压[输电线路起火](#)，触发安全系统关停多个发电厂和多条输电线，2000 万人受到影响。2021 年 5 月，中国台北也经历了由一条输电线路故障引发的[连锁停电](#)。此外，哈萨克斯坦曾有一条主要输电线被切断，造成一场[影响到哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦和乌兹别克斯坦](#)的跨境停电。

减载是系统运营商通过切断电力系统部分负荷来保障系统平衡的最后手段。采用这种方法可以阻止连锁停电、稳定系统并尽可能减少受影响的用户数量。减载也可用于管理发电量减少的情况，例如，2022年[孟加拉国和巴基斯坦](#)的大规模停电，就是由于燃料供应短缺，以及当时的发电或电网容量无法满足高水平需求。

最后，电力系统投资长期不足会导致长时间限电；例如在南非，自2007年以来，供给短缺和电网基础设施老化等因素造成减载日趋严重，[据估计 2022 年减载将达到约 5%](#)。

气候变化导致[极端天气事件的频率、严重程度和分布范围](#)，从而加剧停电风险。在许多国家，电力网络是[气候导致停电的主要原因](#)，被认为是电力系统中最容易受到气候影响的部分。例如，气旋、[极端寒潮和热浪能够造成停电](#)，因为它们损害电网、破坏供需平衡，还可能会因无法提供采暖或制冷用电而造成生命损失。国际能源署的《气候韧性促进能源安全》（[Climate Resilience for Energy Security](#)）报告显示，全球约四分之一的电力网络受到严重风暴的影响，超过 10% 的电力网络受到热带气旋的影响，尤其是在北美、澳大利亚和东亚。同时，目前全球近一半的电力网络每年受火灾天气影响的时间超过 50 天，近 18% 的电力网络每年受火灾天气影响的时间超过 200 天。

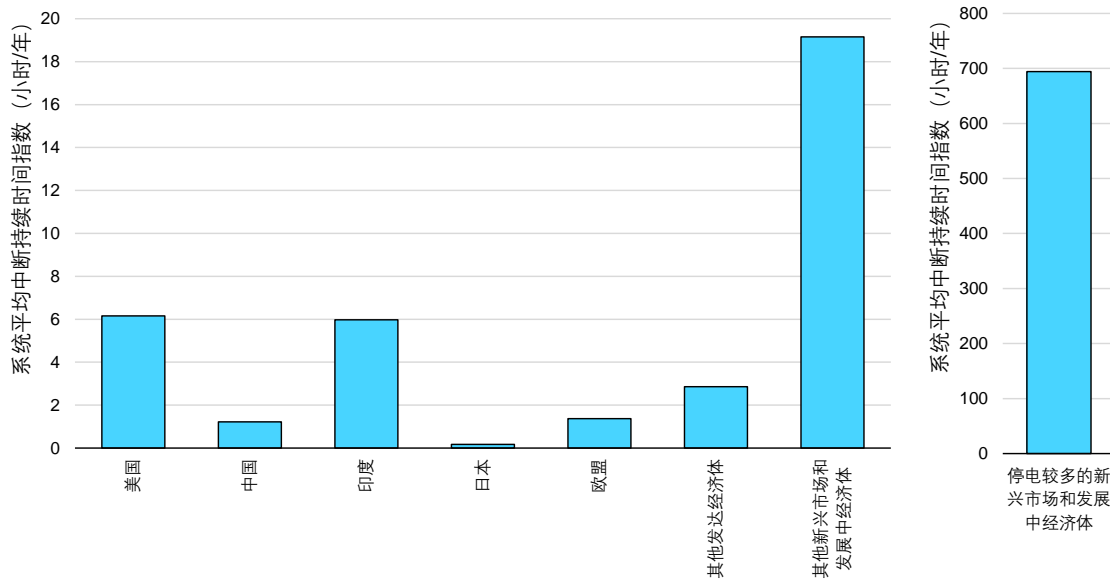
世界各地的电网可靠性差异巨大

不同发达经济体之间的电力供给可靠性差异很大，与新兴市场和发展中经济体相比差异更大。不同国家的电网可靠性的比较工作颇具挑战性，因为数据集的完整程度不同，而且有关数据很少明确区分源自发电机或输电网的供电中断。在提供此类信息的四个国家中，即[美国](#)、[日本](#)、[澳大利亚](#)和[智利](#)，90%以上的供电中断源于配电网。在[欧盟](#)，虽然没有单个停电事件的综合数据，但在比较不同电压等级的可靠性指标时，可以明显看出大多数停电事件都源于低压电网。我们预计，在没有重大电力供给问题（如长期发电不足或燃料短缺）的地区，情况类似。在具有上述问题的地区，预计电网造成的供电中断比例相对低一些，但仍然相当可观。

从终端用户的总体停电情况来看，供电可靠性存在巨大差异；系统平均中断持续时间指数（SAIDI）通常被用于报告终端用户的总体停电情况，它衡量的是每个用户每年的停电小时数。伊拉克、巴布亚新几内亚等停电较多的新兴市场和发展中经济体的用户所经历的平均停电时间约为大多数其他新兴市场和发展中经济体的 40 倍；而大多数其他新兴市场和发展中经济体的平均停电时间约为印度和美国的 3 倍，中国和欧盟的 15 倍。

不同发达经济体之间在供电可靠性方面也有相当大的差异，停电时间通常为平均每年少于 1 小时到大约 6 小时不等；不过，有关数据可能会受到数据收集和报告做法不一致的影响。例如，在计算总体配电区指标的过程中，用于确定非瞬时停电是否纳入报告的持续时间阈值（以分钟为单位）可能有相当大的差异，停电探索机制和[事件影响加权方法](#)也可能有很大的不同。停电数据收集不完整、不统一，阻碍了通过针对性措施和国际知识共享来改善供电可靠性的工作。例如，美国的供电中断事故呈上升趋势（2013–2021 年间增加了一倍多），因此政府启动了[一项举措，旨在通过完善停电监测数据来提高供电可靠性](#)。

不同国家/地区终端用户的供电中断指标，2016-2020 年平均值



IEA。保留所有权利。

* “其他新兴市场和发展中经济体”不包括停电较多的新兴市场和发展中经济体。

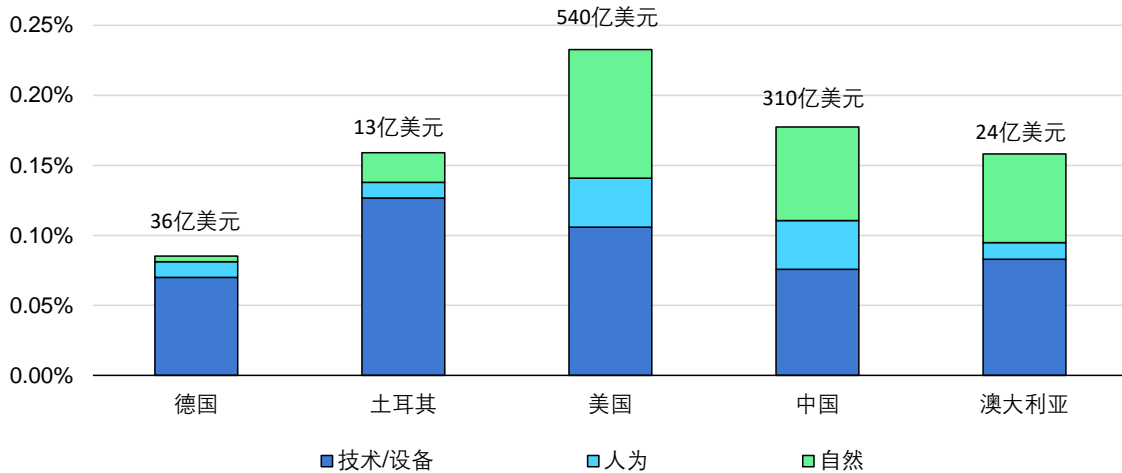
注：停电较多的新兴市场和发展中经济体包括 2016-2020 年间平均每个用户每年停电时间超过 100 小时的所有国家。计算美国指标所用的数据来自美国能源信息局（EIA），计算所有其他国家指标使用的数据来自世界银行。世界银行的数据是基于调查的数据。鉴于有关数据的报告标准和覆盖范围可能存在差异，图中数值显示的是总体趋势，并不一定反映各国之间的精确比较情况。

来源：国际能源署基于 World Bank (2020), [Doing Business 2020](#); EIA (2023)、[Reliability Metrics of U.S. Distribution System](#) 所做的分析。

电网引发的停电造成重大经济损失

与电网有关的停电对世界各地经济具有重大影响。据我们估算，2021 年仅电网引发的技术/设备故障就造成了全球至少 1000 亿美元的经济损失。停电造成的直接经济损失主要来自企业因断电而损失的生产力、供应链的中断，以及设备的潜在损坏。此外，间接经济损失（如备用柴油发电机的燃料消耗）在有些地区可能很严重；例如，尼日利亚 [40%的电力来自备用发电机](#)。

2021 年部分国家按不同原因分类的电网相关停电，所造成的经济影响占总 GDP 的比例



IEA。保留所有权利。

注：停电原因可分为三大类：设备导致的技术故障，人为干扰导致的停电，以及天气、动物、树木、自然灾害等无法控制的自然因素导致的停电。

来源：国际能源署基于 Bundesnetzagentur (2021), [Electricity Metrics](#); Epiş Seffalık Platformu (2021), [Failure Information](#); Department of Energy (2021), [Annual Summaries](#); Power Reliability Management and Project Quality Supervision Center, National Energy Administration (2022), [2021 National Electric Power Reliability Annual Report](#); AusGrid (2021), [Past Outage Data](#); World Bank (2021), [Value lost due to electrical outages \(% of sales for affected firms\)](#)所做的分析。

造成上述影响的主要原因在不同国家之间可能有很大差异。在极端天气事件发生频率较低的地区（如欧洲），很大一部分电网相关停电事件都可追溯到与设备老化有关的技术故障。常见的技术故障源是电源变压器、仪表变压器和电缆。在更容易受到强降水、风暴、季风、龙卷风等自然现象影响的其他地区，自然灾害和天气事件原因在电网停电事故中所占的比例可能相对较高。在许多地区，意外损坏、安装错误、人为破坏等人为因素仍然较多；在有些国家，电网盗窃、人为破坏和网络攻击有明显增加的趋势。

以上论述凸显了电网基础设施在减少停电及相关经济损失方面的作用。由于各国电网故障的具体原因和源头可能大相径庭，因此电力安全和韧性的优先事项可能会相应地有所不同，例如优先事项可能是网络冗余、加固、现代化或数字化。关于停电的统一而全面的数据（包括停电的源头和原因）有助于确定这些优先事项。总之，要实现供电安全，就必须将充足、妥善维护和监测到位的电网基础设施与充足的发电资源相结合，并辅以系统效率、需求侧措施和新技术优势的提升。

电力去碳化与电网互联互通

电网发展的延迟阻碍风电和太阳能发电新项目接入电网

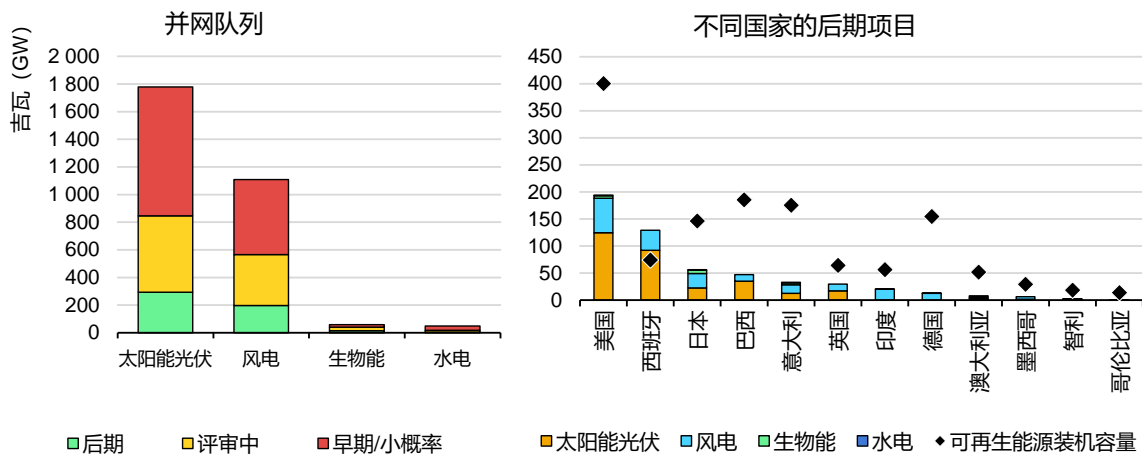
在政策激励和成本降低的作用下，太阳能和风能发电量急剧增加，有助于电力部门去碳化。新项目首先需要申请并网，等待批准后才能推进。在并网项目队列中，一些项目处于并网流程的后期阶段，有效地反映了项目资源储备情况。但是，也有一部分项目可能仅仅表明了开发商意向，因为在许多国家，申请加入并网队列可能只需要很少量的文件和费用。

目前，美国、西班牙、巴西、意大利、日本、英国、德国、澳大利亚、墨西哥、智利、印度和哥伦比亚的太阳能光伏发电、风电、水电和生物能发电的并网申请容量总计接近 30 亿千瓦。我们估计，其中约有 15 亿千瓦的风电和太阳能发电项目处于后期阶段，并已签署并网协议或并网协议正在积极审议中；这部分容量相当于 2022 年太阳能光伏发电和风电新增装机的 5 倍。在这部分容量中，5 亿千瓦属于晚期项目，这些项目已经签署了并网协议，或已进入签署前的最后阶段；如果开发商继续提供资金支持，这些项目在未来五年内大概率会并网。在参与调查的国家中，晚期项目的容量相当于目前已装机可再生能源总容量的 40%。不难理解，要接纳许多这些新的可再生能源项目，就需要对电网基础设施进行大量投资。

与此同时，约有 10 亿千瓦的项目正在就并网接受积极审议，以确定其可行性以及是否需要升级；如果需要开发额外的电网，则这些项目可能会停滞不前。最后，其余近 15 亿千瓦的风电厂和太阳能光伏发电厂仍处于早期开发阶段，在中期内投运的可能性较小。这部分申请中，很多可能只是早期意向表达，项目可能需要额外的可行性研究，该等可行性研究可能会延长程序，增加开发商的财务负担。

要接纳申请并网的先进光伏和风电项目的巨大容量，就必须在短期内对输配电网进行大规模扩建。例如，在西班牙，如果目前已获得电网许可的太阳能和风电项目全部建成，装机容量将扩大到现有装机的三倍。在 2022 年底已有装机容量的基础上，如果目前处于晚期阶段的太阳能和风电项目都完成部署，则意大利和美国的装机容量将增加 45% 以上，英国 35% 以上，日本近 35%，墨西哥 22%，巴西 16%，澳大利亚、德国、印度和智利 10%，哥伦比亚 1%。处于晚期并网研究阶段的可再生能源项目数目众多，这既证实了开发商的浓厚兴趣，也表明近期的可再生能源发展激励政策取得了成功。虽然这些项目并不都能保证并网，但实现并网的项目所带来的大量新增容量将给有关市场的输配电网造成更大压力。

部分国家按不同技术分类的可再生能源项目的待并网容量



IEA. CC BY 4.0.

注释（右图）：图中的所有容量均来自国家级并网队列公开数据。美国容量的并网队列数据来自 CAISO、ERCOT、MISO、PJM、NYISO、ISO-NE and SPP interconnections、Appalachian Electric Cooperative、Arizona Public Service、Black Hills Colorado Electric、Bonneville Power District、Cheyenne Light、Fuel & Power、City of Los Angeles Department of Water and Power、Duke Carolinas、Duke Florida、Duke Progress、El Paso Electric、Florida Light and Power、Georgia Transmission Company、Imperial Irrigation District、Idaho Power、Jacksonville Electric Department、Louisville Gas and Electric Company and Kentucky Utilities Company、NV Energy、Portland General Electric、Public Service Company of New Mexico、Platte River Power Authority、Santee Cooper、Southern Electric Corporation of Mississippi、Southern Company、Salt River Project、Tucson Electric Power、Tri-State Generation and Transmission、Tennessee Valley Authority，以及 Western Power Administration；西班牙：RED Eléctrica；日本：Hokkaido Electric Power Network，可再生能源项目并网状态；Tohoku Electric Power Network，可再生能源项目并网状态；TEPCO Power Grid，可再生能源项目并网状态；Chubu Electric Power Grid，可再生能源项目并网状态；Hokuriku Electric Power Transmission & Distribution，可再生能源项目并网状态；Kansai Transmission and Distribution，可再生能源项目并网状态；Chugoku Electric Power Transmission & Distribution，可再生能源项目并网状态；Shikoku Electric Power Transmission & Distribution，可再生能源项目并网状态；Kyushu Electric Power Transmission and Distribution，可再生能源项目并网状态；Okinawa Electric Power，可再生能源项目并网状态；巴西：ANEEL；意大利：TERNA；英国：Ofgem；德国：Bundesnetzagentur；澳大利亚：AEMO；墨西哥：CENACE；智利：CEN；哥伦比亚：UPME；印度：根据中央电力局（CEA）输电建设规划估算的并网数据。

目前，发电能力的快速发展，尤其是可再生能源的发展，步伐超过了必要输配电网升级投资，这可能会影响可再生能源的长期发展。资本流动和投资的激增显示出全球能源危机的一个重要后果，即清洁能源技术的加速普及。

在有些市场中，电网容量不足阻碍了可再生能源的快速增长。在荷兰，由于太阳能光伏发电和风电新增装机量较大，导致电网阻塞，因此在 2026–2029 年电网升级之前，部分地区在 2021–2029 年期间无法接纳新的发电产能。在夏威夷，2013 年由于对系统的担忧，屋顶太阳能安装出现停滞，不过后来发现电网潜在升级可以接纳额外容量，安装得以继续。在南非，最近一轮可再生能源拍卖中没有任何陆上风电容量成交，因为当时提议的所有项目都位于没有电网的地区。在美国，PJM 地区互联化工作积压，导致该地区输电组织在 2026 年前暂停受理新的并网申请。

目前的政策措施已提高了可再生能源在电力结构中的比例，相应地将会增加等待并网的发电容量。这就需要对电网进行升级，使其能够接纳新的发电产能，将电力从高潜力地区输送到需求中心，并有能力提供灵活性服务。旨在于短期内实现发电产能部署而采取的临时政策解决方案，必须与促进未来发展的长期规划和投资工作协调一致。

电网阻塞增加系统运行成本和可再生能源弃电现象

电网阻塞日益成为系统运营商和政策制定者共同关注的问题。当没有足够的电力传输能力将所有可用电力从电网的一个点传输到另一个点时，就会发生电网阻塞。

发电机组的最佳调度方式，即决定每个发电厂在任一时刻的发电量的方式，通常遵循成本最小化原则；不过，并非所有国家都一定采用经济最低成本调度。成本最小化原则是指先尽可能充分调度成本最低的发电设备，再调度成本次低的发电设备。然而，当存在电网容量约束（输电能力不足）时，可能会发生变化。如果成本最低的电力无法得到传输，就不应该生产，否则会危及电网安全。在这种情况下，需要在考虑到电网阻塞的情况下，调度成本较高的发电设备来满足电力需求。这就是电网阻塞管理的一个实例。其他实例包括发电量下调、储能技术的使用、本地灵活性市场，以及灵活的接入协议。

在垂直一体化的公用事业结构中，系统运营商即是发电机组和电网的拥有者，也是运营者，可能只需调控发电厂的输出，就可以通过调度来平衡电网中的电力流。这种结构在新兴市场和发展中经济体很普遍。如果电网运营商和发电厂所有者/运营商是不同的实体，则可通过发出分区价格信号或提出发电计划变更要求（如重新调度和下调发电量），来协调调度和电网容量约束。

尽管在成本优化调度中可能会出现一定程度的阻塞，但持续高度阻塞则表明存在结构性失衡，可能危及电力安全，大幅增加运营成本，并影响新发电厂的发展。鉴于结构性阻塞的影响日益严重，并为了更好地了解如何设计一个共同框架来解决这一问题，[欧洲能源监管合作署（ACER）于2023年就结构性阻塞的定义启动了磋商进程](#)。确实，要想设计解决方案，首先需要对问题进行充分衡量。

电网阻塞管理

无论是否存在市场（以及市场采用何种设计），电网阻塞通常都会产生系统运营成本，这意味着电力本身的成本和消费者支付的费用都会增加。这是因为需要在发生阻塞时采取措施，以避免电网资产意外过载，从而导致电网安全受到破坏。

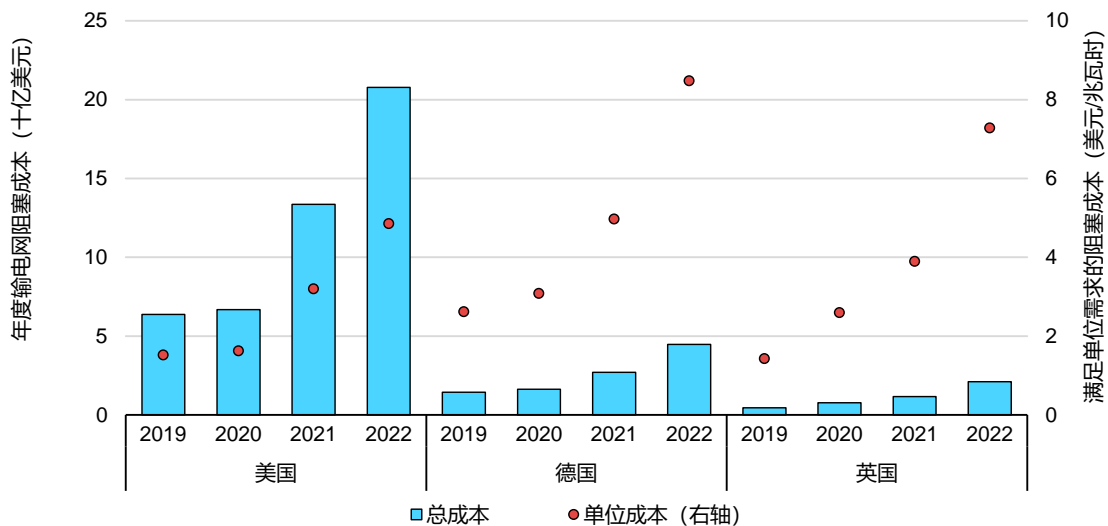
输配电线路过载可能由多种因素造成，包括基础设施能力不足，也包括临时事件（如极端天气）导致电力需求或供给激增或造成设备故障。系统运营商采取多种措施来管理输电网中的此类过载风险：或提前调度，或在实时运营中采取补救措施。所有这些措施都有成本。

首先，系统运营商在做调度决策时，可以考虑电网容量约束，降低过载风险。分区或节点电价等市场设计（例如美国的PJM节点市场）在一定程度上纳入了电网容量。在大竞标区内统一电价市场方案下（如德国），初始调度可能需要更多的实时修正，因为它没有考虑子地区内的电网容量约束。在澳大利亚，调度过程中会应用约束方程，以将结构性电网容量约束纳入考量。在欧洲，在协调整个地区的国家一级调度时，也会考虑跨境传输约束。此外，在某些情况下，[电价系统中的位置信号](#)可以用于引导新建发电厂和新增负荷的发展，以避免阻塞。在这种情况下，与没有任何电网容量约束的情况相比，阻塞管理成本是更高的调度成本。

其次，系统运营商可以实时采取补救措施，避免过载。任何系统运营商都可以执行命令和控制措施，如下调发电量、启动需求响应储备、实施减载以及采用其他电力流控制技术。此外，[欧洲一体化电力市场](#)等市场中的系统运营商可利用市场交易方法，如系统运营商在两个竞标区之间发起对销交易（跨区交换），来缓解物理约束。这些措施的成本包括发电企业损失的生产收入，以及系统运营商从市场上采购电能的更高成本；这些成本通过电价转嫁给消费者。

阻塞管理成本数据并不总能得到明确收集和报告。特别是在系统运营商既拥有又运营发电机组和电网的国家，此类成本被认为是内部核算事项。在系统运营商有义务报告成本的市场中，有关指标也可能因普遍采用的阻塞管理技术不同而有差异。不过，对于报告成本的少数系统，可以通过将所实施的补救措施的直接成本与运营商因节点/区域价格差异而收取的阻塞租金相加，来估算电网阻塞成本。

2019–2022 年部分市场的年度输电网阻塞成本估算



IEA。保留所有权利。

注：图中的输电网阻塞成本估算参考了相应来源报告的数值，由于各国市场特征不同，不应将图中数据用于直接比较各国的阻塞水平。就大不列颠岛的成本估算而言，成本仅反映了其平衡机制的传输约束费用。

来源：国际能源署基于 Grid Strategies (2023), [Transmission Congestion Costs in the U.S. RTOs](#); Bundesnetzagentur (2023), [Netzengpassmanagement](#); National Grid ESO (2023), [Monthly Balancing Services Summary](#) 所做的分析。

在德国，阻塞管理成本显现上升趋势，2022 年一年 [超过 40 亿欧元](#)，相当于新增约 450 万千瓦¹太阳能光伏发电装机所需的投资额。与此同时，[美国最近的一项研究](#)估计，美国的输电网阻塞成本增加了两倍多，从 2019 年的 60 多亿美元增至 2022 年的近 210 亿美元，相当于新增约 1850 万千瓦²太阳能光伏发电装机所需的投资额。在大不列颠岛，仅 2021/22 年冬季（11 月至次年 3 月）就因传输约束而花费了近 10 亿英镑用于平衡电力供需。

¹计算基于德国太阳能光伏发电的[估算安装成本](#)，即 996 美元/千瓦。

²计算基于美国太阳能光伏发电的[估算安装成本](#)，即 1119 美元/千瓦。

以上的输电阻塞成本估算突出表明，充足的电网投资对于降低系统成本具有重要意义。电网扩容会解决阻塞问题，并因此不再需要采取昂贵的阻塞管理措施。虽然运营成本只占新输电线路修建成本的一小部分，但需要积极评估结构性阻塞造成的累积运营成本，因为此类成本可能会高到足以证明投资于基础设施增建或升级是更为合理的选择。因此，一种可能有益的做法是将总支出法（而不仅仅是资本或运营成本）与潜在效益评估相结合，来确定在每种具体情况下，电网进一步升级是否是缓解成本增加的最高效措施。

电网阻塞除了增加现有基础设施的运营成本以外，还可能导致许多发电项目的商业价值降低（或根本不可行），对可再生能源项目尤其如此。电网阻塞可能导致某些地区可再生能源弃电，这通常意味着要在其他地方启动成本和碳强度更高的火电厂。如果电网阻塞问题已经存在，可能导致发电项目[并网队列延长](#)，也可能导致项目开发商认为投资风险太大而取消计划；这两种情况都可能导致可再生资源价值丧失。至少欧盟内部已经意识到了这个问题，对于与电网相关的弃电，欧盟于[2019 年宣布强制性](#)提供全额补偿。

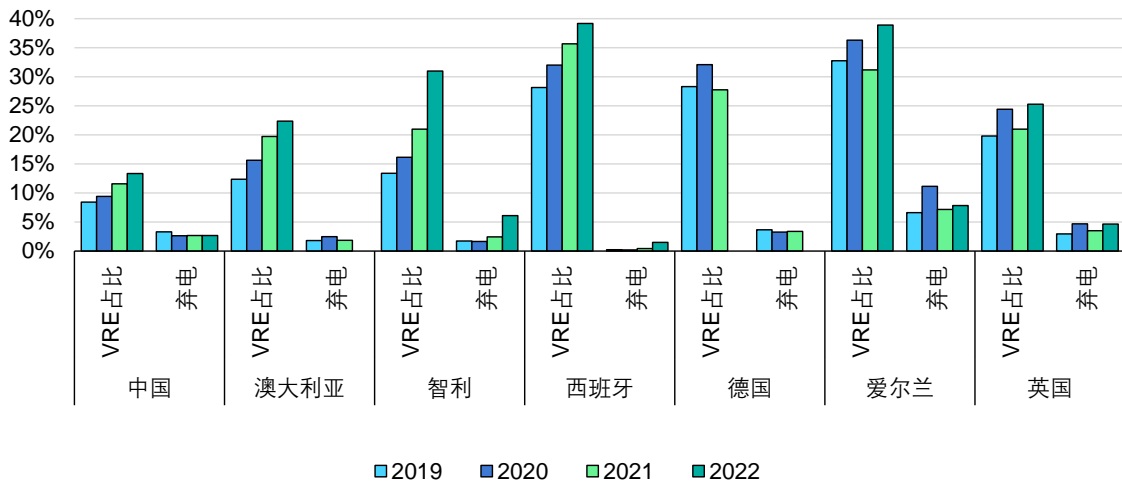
在配电层面，利用电价机制解决阻塞问题尤其具有挑战性。配电网中的阻塞点只能通过适当位置的特定资源来管理，这就需要高度数字化，如信息平台、监督/监测系统 and 远程控制系统。由于通过管理本地资源来解决阻塞问题的难度很大，所以必须扩大和加固配电网，以将连入配电网的可再生能源产生的电力输送到电压等级更高的电网。

波动性可再生能源弃电

在实时运行之前和期间，系统运营商可采取的措施之一是可再生能源弃电。例如，其原因可能是整个系统供需失衡（由于需求异常低或供给过剩）、特定输电线路走廊的电网阻塞，或保持系统稳定。虽然较低水平的弃电可被认为是电力系统正常运作的一部分，但高水平弃电则表明需要采取新的措施。可再生能源弃电通常应当是系统运营商最后的选择之一，因为弃电可能会造成巨大的价值损失，特别是波动性可再生能源的边际成本为零，且发电的碳排放量低。

近年来，一些国家的可再生能源弃电已达到相当高的水平，造成可再生资源价值大幅损失。从近年来可再生能源发电量增长强劲的十个样本市场（占全球太阳能光伏和风力发电总量的 55%）来看，2021 年可再生能源弃电的比例为 3%，即 400 亿千瓦时，相当于新西兰一整年的电力需求。

2022 年部分国家技术原因所致的年度波动性可再生能源（VRE）弃电



IEA. CC BY 4.0.

注：澳大利亚的数值仅考虑了全国电力市场。西班牙的数值包括风电、太阳能光伏发电、生物质发电和太阳能热力发电。英国的估算仅包括风电。技术原因所致的弃电是指由于网络或系统原因而减少调度可再生能源电力。上图不包括因经济或市场条件而减少调度的能源。

来源：IEA (2023), [Renewables Market Update June 2023](#)。

电网阻塞引起的可再生能源弃电与输配电能力部署的进展（或缺乏进展）之间具有直接联系。尽管存在一些有益的补充解决方案，如通过电动汽车灵活充电进行储电，但在许多情况下，要充分释放可再生资源的潜力，就必须投资于电网。例如，中国从 2013 年开始大力部署输电容量，这在中国波动性可再生能源弃电率从 2012 年的 15% 以上降至目前的 5% 以下的过程中，是一项关键因素。在英国和智利等其他市场，连通波动性可再生能源丰富地区的电网输电项目进展缓慢，导致大比例的波动性可再生能源成为大量弃电。一般来说，在特定输电线路走廊上有针对性地增强电网可显著缓解上述问题，因为资源丰富的可再生能源产电地区通常远离电力消费中心。

世界各地的电网技术性损耗趋于稳定，而非技术性损耗仍有待解决

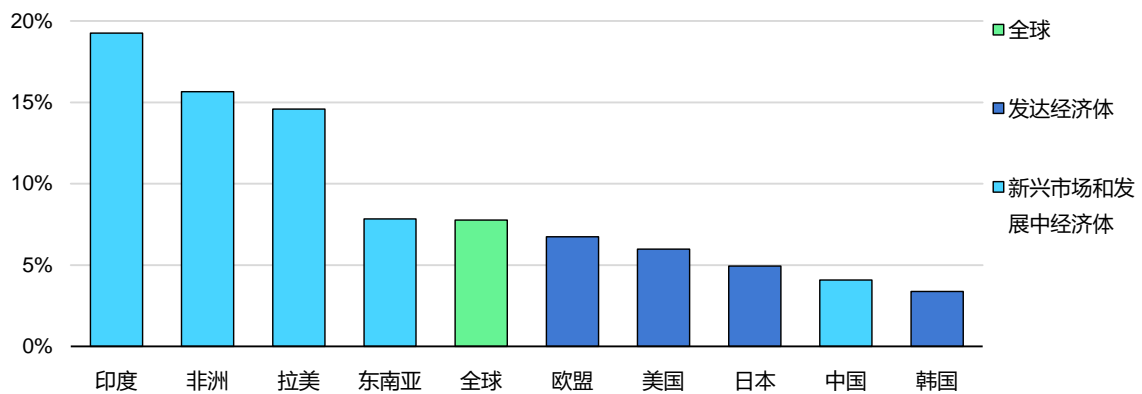
输配电系统的损耗是多种因素和多年发展的结果。随着系统损耗增加，满足相同水平需求所需的发电量也相应增加。虽然损耗率在不同地区有较大差异，但损耗率较低通常表明系统效率较高。人口密度、气候、电网规划、投资水平、可再生能源占比、电力需求结构等因素都会影响总发电量中有多大百分比输送到终端用户。然而，由于每个电力供需平衡区的上述因素及其相对权重不同，因此电网损耗没有单一的理想数值。

低人口密度地区的电网往往更加分散，这意味着电力从发电站到终端使用中心的距离更远。虽然高压直流输电线路等技术旨在最大限度减少远距离输电损耗，但较分散的系统与更紧凑的系统相比，通常损耗更高，特别是由于前者配电网线路更长、覆盖面更广。电网损耗也受到气候影响，高温会增加损耗，对架空线路

尤其如此，因为架空线路比地下电缆更容易受到气温变化的影响。年度电网损耗还受到天气波动以及与天气事件的影响年度，因此，单年损耗数据可能与地区平均值有出入。

在设定途径以最大限度减少未来损耗方面，电网规划和投资发挥关键作用，尤其是在需求水平和可再生能源都必将增加的情况下。如果没有适当的规划来减少阻塞，使电网适应由更多分布式可再生能源发电来满足更高需求的新情况，那么未来电网的损耗将会增加。在输配电发展规划得当的系统中，随着系统越来越先进，总的损耗百分比通常会下降。损耗降低方面有一种例外情况，即通过使用动态线路评级和高温低下垂（HTLS）导线等技术，提高现有设备承受的负载。这类技术可能会增加损耗，但同时也能避免新建基础设施，由此抵消损耗的增加。

2022 年不同国家/地区的电网技术性损耗占总发电量的比例



IEA. CC BY 4.0.

在全球范围内，2022 年由于电网技术性损耗而损失的发电量为 2.1 万亿千瓦时，全球平均损耗略低于 8%。可见，目前许多系统的效率相当高，但各国的效率水平不尽相同，从长远来看，减少损耗仍是许多地区电网规划的关键目标。2022 年，发达经济体的损耗率略高于 6%，而新兴市场和发展中经济体的平均损耗率略低于 9%。不过，其中也有值得注意的个例：印度的损耗率最高，接近 20%；而中国的损耗率已降至 4%左右，处在发达经济体的范围内。韩国和日本的损耗率一直处于最低水平，近年来均低于 5%。地区之间的这种巨大差异不仅反映了电网的发展水平，也是总体技术性损耗的各项影响因素综合作用的结果。

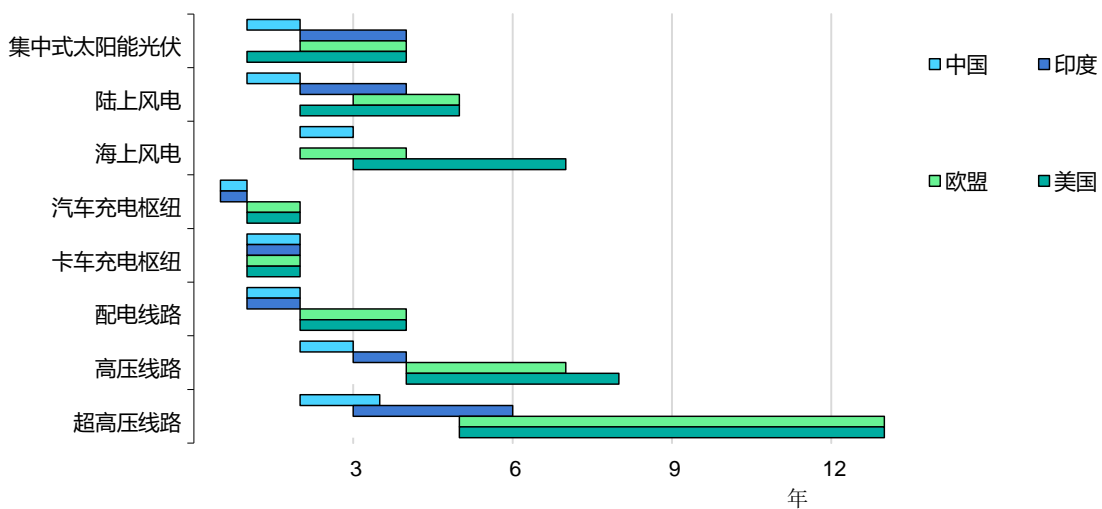
除了物理电网设备的技术性损耗外，配电网中还存在非技术性损耗，主要是窃电和未计量用电。非技术性损耗在新兴市场和发展中经济体中相对较为严重，但此类损耗可能发生在任何地区，因为它们与监控电力消费的效率有关。这类损耗通常由表外用电、篡改电表和非法接电造成，可能与社会经济条件有关；也可能由计量错误造成，常见计量错误包括自动/手动读表错误，以及电表缺陷、故障或错误安装和配置。

电网许可和建造时间

由于发电日益依赖公用事业规模的风能和太阳能光伏系统，而这些系统往往远离人口稠密的城市和消费中心，因此远距离传输此类电力至关重要。在发电和电力服务之间部署必要的电网连接非常复杂，涉及多个利益攸关方，可能需要多年时间。大型输电系统项目可能需要十年或更长时间才能完成，往往比连入这些输电系统的新的风能和太阳能光伏资产的建造时间长得多。

不同电力线路的典型审批和施工时间差别很大。在发达经济体中，一条超高压架空线路（220 千伏以上）的审批和建造通常需要 5-13 年，具体取决于线路长度和其他因素。低电压项目一般速度较快，可能需要 4-8 年，而配电网项目通常在 4 年内完成。

电网、太阳能光伏发电、风电和电动汽车充电站的典型部署时间



IEA. CC BY 4.0.

注：以上范围反映了过去三年中投入运营的典型项目。配电线路=1-36 千伏架空线路。输电线路分为高压线路=36-220 千伏架空线路和超高压线路=220-765 千伏架空线路。迄今为止，印度尚未开发海上风电项目。

与发达经济体相比，中国和印度的输电线路前导时间明显较短。在中国，这主要是由于集中决策和政府优先战略，后者旨在通过特高压线路连接东部负荷中心与可再生能源丰富的北部和西部省份。印度也是类似的情况，政府通过国家计划（如绿色能源走廊），在大量投资的支持下，优先快速发展邦际和邦内输电能力。在专门政策工具的助力下，数千公里的线路在创纪录的时间内快速完成铺设，其驱动力最初是对电力安全的迫切关注，最近则是从可再生能源区输出绿色电力的宏伟目标。

美国和欧盟等发达经济体的前导时间较长，一个重要原因是许可和公众参与程序受到更多关注。此类程序中，利益攸关方可以使用有关手段合法反对新建基础设施项目；一方面可能会延迟新项目立项，另一方面对于确保公众观点得到充分考虑至关重要。

电网扩建项目延误风险高

电网项目开发通常分为三个阶段：范围界定、许可和建造。每一个阶段都经常遇到延误，对于高压互联线路尤甚，从而进一步增加了这些项目本已很长的前导时间。

电网基础设施项目开发的各个阶段及可能造成延误的原因



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署分析、[欧洲输电系统运营商网络](#)、[欧盟委员会](#)。

在范围界定阶段，基础设施项目无论性质如何，都可能遇到财务挑战，具体取决于项目的商业模式。例如，输电和配电项目通常接受监管资产商业模式运作，这种模式对收入和投资回报实施管控。虽然一些发达经济体已经建立了支持此类项目的融资机制，但新兴市场往往因资本成本高、吸引私人投资难而面临障碍。在非洲，许多国有公用事业企业的财务状况岌岌可危，而私人又没有得到广泛授权参与电网建设；此外，电网项目往往因政治不稳定、腐败、破坏行为等具有较高风险。

与风电场、太阳能光伏系统等本地项目不同，电网项目通常涉及整条线路沿线的多个管辖部门和管辖区，需要这些部门和辖区都完成审查并接受相关计划才能获得批准。项目还必须要编制路线规划和报告、开展可行性研究、编写土壤报告、评估条件和规格，并需要整条规划路线涉及的利益攸关方参与。例如，在德国建造 340 公里长的 Ultramet 直流输电线路[需要约 13500 份许可证](#)。繁复的许可程序可能会导致重大延误，具体原因例如许可机构工作人员超负荷工作、政府机构审查程序存在缺陷、政府官员主观解读或未充分查阅相关法规、土地用途变更要求复杂，以及估算错误。在欧洲，[超过四分之一的](#)电力共同利益项目（PCIs）受到延误，最主要的延误原因是许可审批。美国和澳大利亚等国也存在类似的困难。

缺乏社会支持也会造成前导时间大大增加，包括各政党和利益集团对能源基础设施的长期目标和战略愿景缺乏广泛共识。尤其值得一提的是，政府变动可能会使项目开发速度放缓或陷入停滞。来自当地利益攸关方、环保主义人士和原住民群体的反对常常会阻碍或中止项目推进，尤其是在事先沟通和协商不足的情况下。[欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）](#)指出，引起公众反对、讨论最多的问题包括景观影响、人类和动物健康、噪声和生物多样性。在公众反对的情况下，可能不得不重新评估和规划线路，并考虑在某些区段采用地下埋设，也即重新开始整个流程和相关工作。

此外，设备交付限制和技术制约也可能导致延误。建造期的长短主要取决于关键部件（如电源变压器和电缆）或高度专业化设备（如高压直流阀）的生产档期，这些部件和设备的生产前导时间通常较长。自 2021 年以来，由于供应链中断和需求上升，变压器一直短缺，导致项目延期和价格飞涨（据报道，落地式变压器的价格上涨到 2020 年的 [400%](#)）。2022 年底，美国电力公用事业部门就[配电级变压器短缺问题](#)向有关部门发出警报，当时该种设备的采购周期已从 2-4 个月增加到一年以上。

另外，在输电线路的安装过程中，有限的专业设备和高技能人员往往构成瓶颈。这一问题在海上基础设施安装领域尤为突出，专用船舶和工作平台通常都要提前预订，有时甚至要提前一年以上预订。在过去 20 年中，尽管全球电缆敷设船的数量一直在随着不断增长的需求而持续增加，但[目前在役的 45 艘敷设船将不足以满足持续增长的海底电缆需求](#)。据估计，现有电缆敷设船每年的敷设能力约为 4200 至 7000 公里，具体取决于项目类型。海上作业、高空作业或电气系统建造工人和技术人员通常需要特定的认证和培训。

面临重大延误的大型输电网项目实例

德国的 Sudlink 输电项目旨在将风电从该国北部输送到南部，早在 2014 年就开始了早期规划讨论。为了获得公众认可，该项目不得不改变计划，用地下电缆代替原计划中的架空电线，而这种方案在项目之初并没有考虑过。由于计划变动，项目成本[增加到原先的三倍](#)，竣工目标时间从最初设定的 2022 年[推迟了三年](#)；原本计划竣工的 2022 年正是德国最后一批核反应堆的关闭关停时间。如今，项目的竣工目标时间是 2026 年，且[有可能进一步推迟](#)。

2017 年宣布的 400 公里法国-西班牙比斯开湾电力互联线路原计划于 2025 年开通，但由于海床不稳定性，需要改变原计划路线，[现在预计开通时间为 2028 年](#)。原定

路线的变化以及目前商品市场的紧张状况，致使项目成本增加 63%，以及法国和西班牙之间[重新分配成本](#)。

在美国，新墨西哥州和亚利桑那州之间的 [SunZia](#) 高压直流输电线路安排于 2023 年夏季进入建造阶段；该项目在 17 年前就已经启动，但在 885 公里规划路线沿途的通行许可方面遇到了困难。在东岸，从加拿大到美国新英格兰的 [Avangrid](#) 输电线路于 2021 年因当年缅因州居民公投而中断建设，直到 2023 年 4 月法院判决推翻公投决定。

澳大利亚能源市场运营机构在其 [2022 年综合系统规划](#) 中重点指出，将进一步推迟 Marinus 连接线路；该项目早在 2017 年就做了[可行性研究](#)。根据目前的预计，这条连接塔斯马尼亚与澳大利亚大陆的高压直流线路最早将在 2031 年才能全面投入运营。该项目还面临规划路线所经过地区[一个原住民团体的反对](#)，该团体称项目规划过程中没有充分考虑到他们的意见。

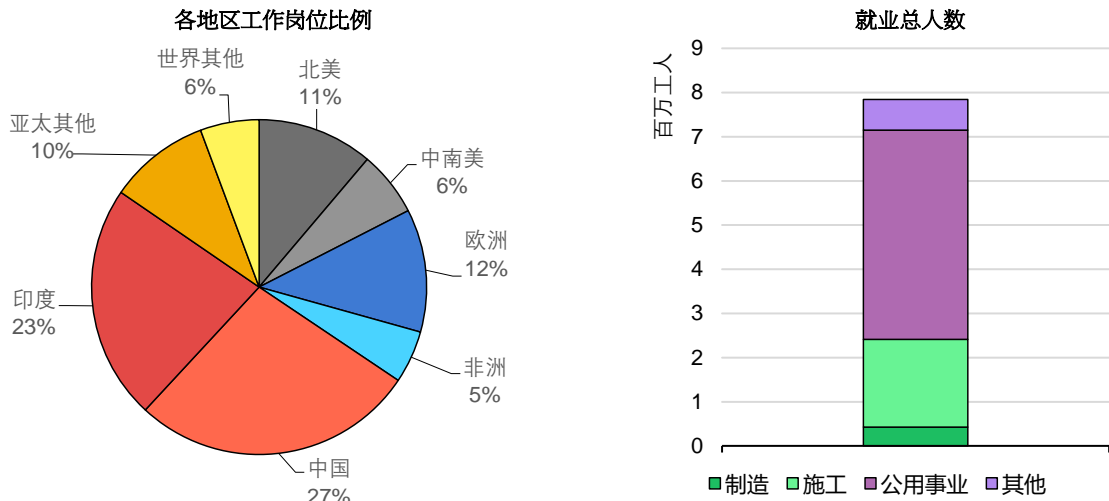
在非洲，从刚果民主共和国英加三期大坝向南非出口电力的高压输电线路至今仍未动工，而两国[在十年前就签署了项目协议](#)。由于初始投资者退出，该大型项目的融资一直有困难，并且缺乏当地社区的支持。

印度绿色能源走廊计划下的[邦内输电系统](#)于 2015 年启动，线路长达 9700 多公里。尽管该项目非常高效地推动了印度国家电网的扩建，但由于通行权问题、变电站征地延迟、法庭诉讼、森林清理等多种因素，该项目受到延误，已多次延期。

电网和就业

与电网相关的就业主要集中在电网扩展项目所在的地区。中国和印度目前约占全球输配电网工作岗位总数的一半，在过去十年中，这两个国家的电网扩大了 40% 以上。

2022 年不同地区和经济部门的电网相关工作岗位分布



IEA. CC BY 4.0.

全球范围内，输配电领域的大部分工作岗位都集中在公用事业部门，其次是施工部门。在新兴市场和发展中经济体以及发达经济体中，工作岗位在不同经济部门的分布情况类似。然而，在中国等近年来电网发展迅速的国家，施工部门和制造部门在电网相关工作岗位总数中所占的比例要比全球平均比例高得多。该部门的全球就业人数约为 800 万，占能源就业总人数的 10% 以上。

在非洲，电力行业的就业也受到普及用电目标的驱动，因此微型和离网解决方案部署是非洲大陆的主要就业驱动力。此外，非洲大陆的制造中心虽然目前规模不大，但随着电网扩展和升级，还有巨大的发展空间。

公用事业部门中，与电网相关的工作主要涉及运营和维护活动，包括抄表。智能电表和更广泛电网数字化的发展降低了运营和维护电网的劳动强度，同时增加了对信息技术技能的需求。在智能电网部署水平较低的地区，劳动强度可能是部署水平较高地区的三倍。由于电网数字化程度提高，公用事业部门将越来越需要聘用信息技术领域的高技能人员。为此，公司需要了解其他行业的薪酬水平，以确保能够提供有竞争力的激励措施，吸引必要的人才。

从历史情况来看，鉴于电力行业属于受管制行业，与电网相关的就业人数波动极小。展望未来，随着新冠疫情和俄罗斯入侵乌克兰后，各国宣布计划推进新的电网扩展项目，特别是在中国、欧洲和美国，该行业确有可能面临劳动力短缺的问题。

第 2 章：监管和政策

电网是自然垄断行业，因此有关电网运营的监管和政策框架对电网发展的影响尤其大。上一章从全球角度介绍了当前的基础设施和行业状况，本章我们将讨论电网监管和政策，重点关注全球的部分地区。

本章的第一部分将探讨电网的补偿和投资机制。在世界各地，管理输配电网的方式多种多样，为其运营和扩展提供资金的方式也同样多种多样，主要取决于市场结构以及该部门的分拆情况。能源转型，包括技术变革和对气候韧性关切的增加，正在推动许多此类机制的演变。

本章第二部分探讨了从现在到 2030 年有关电网扩展计划的现行政策。我们重点聚焦于这些计划的现状，但必须强调指出，鉴于上一章所述的较长前导时间，这些计划将决定电网部门从现在到 2030 年间的大部分发展。缺乏可用、可比较的数据对这方面工作构成了挑战，不同国家的投资计划在计划期限、机制和范围方面存在显著差异。尽管如此，收集到的数据让我们在一定程度上得以了解当前电网扩建计划的现状，这将决定近期未来的状况，并能够为“第 3 章：找出差距”的前瞻性分析奠定基础。

电网的补偿和投资机制

在世界各地，输配电网的管理因行业结构不同而各异，既有国有公用事业企业的垂直一体化管理，也有输配电业务分离并对私人开放的完全重组的行业管理。

由于电网是电力系统的骨架，监督的目的是确保终端消费者获得可用、成本效率高且可负担的服务，并推进服务完善和技术创新。在国有公用事业企业一体化管理的情况下，监督和补偿通常由对口的能源部或财政部负责。在电力部门已经分拆和/或私有化、输配电被指定为自然垄断行业的国家，国家监管机构（NRA）越来越多地承担起制定电网运营商补偿机制的任务。该类机构通常配合监管框架开展工作，此类框架鼓励所有权分拆，并确保系统的运营、维护和投资独立于供电企业。

过去，这些模式是由更广泛的能源政策目标决定的，如能源普及或消费者群体间交叉补贴。近年来，出现了更多鼓励私人参与电力系统的机制。有多种商业结构允许在电网开发、所有权和运营方面开展政府和社会资本合作，也有不同的补偿制度旨在鼓励私人投资。要想让私人参与电力系统，可以采用不同的结构，在分配风险、减轻公共系统负担和开展招标竞争方面提供灵活性。

构建电网系统的方式之一是私有化，这种方式可以扩大新利益攸关方的参与，刺激行业竞争，同时对收入进行监管，以确保合理的发展和回报。英国、澳大利亚、拉丁美洲的部分国家等的输配电网都采用了这种方式。在后者，私人投资近年来已占总支出的一半以上，成为关键的资本来源。成功的电网私有化可能需要最低限度的市场或电网规模，以确保有效的分拆和私有化。

另一种方法是通过竞标程序授予长期特许经营权，同时规定补偿，这是开放私有化的配电部门经常采用的方法。通过此类协议，可以利用私营部门的专业知识，提高预算的可预测性，并促进风险分担。但是，必须采取有效的监管和激励措施，以确保所有相关方目标协调一致。

在巴西，2004 年以来特许经营权一直是私营实体参与输电网扩建和运营的重要机制。巴西输电公司 Eletrobras 最初完全国有，后来随着国家输电网扩展，其重要性逐渐降低。由于越来越多的国内和国际投资者通过竞标参与进来，2023 年 Eletrobras 在输电网中的持股比例已减少到约 40%。到 2032 年，巴西打算将输电线路从近 16 万公里增加到 20 万公里，输电线路总投资[预计将达到 180 亿美元](#)。

补偿结构不断演变，以激励在可负担性和服务质量之间取得适当平衡

在确定了私人参与的首选模式（私有化或特许经营）之后，政策制定者可以通过设计补偿机制来引导这些自然垄断企业的行为和管理。在放松管制的最初几年，“服务成本”补偿机制是最常见的选择，因为它可确保电网运营商收回全部成本，并为投资者提供确定性。然而，这种做法刺激了对基础设施的过度投资，导致消费者支付更高的账单，同时并没有提供创新的动力。

输配电运营商监管框架

监管框架	电网运营商					用户		两者
	成本回收	成本最小化	总成本规划优化	绩效和运行效率	创新和最佳做法部署	可负担性——成本最小化	服务质量改善	动态对齐成本和价格
服务成本/成本加成 从确定服务总成本开始，制定支付成本的规则，事先确定允许的收益（回报率）	●	●	●	●	●	●	●	●
价格上限/收入上限 补偿基于电网运营商可对每项具体服务收取的年度上限（价格上限）或从每组服务获得的收益金额（收入上限）	●	●	●	●	●	●	●	●
对标评比 将运营商的业绩与部门内其他运营商的业绩进行比较，并据此确定处罚/奖励措施	●	●	●	●	●	●	●	●
基于产出/绩效 补偿基于每项服务的绩效监测（如质量、损耗），以激励持续改进	●	●	●	●	●	●	●	●
对指标的影响				● 差	● 中等		● 有利	

注：“动态对齐成本和价格”是指根据运营商的实际成本更新用于确定其补偿的信息的频率。很低的更新频率，例如直到五年监管期结束，可能会导致用户支付更高的价格，或电网企业在下一个周期纠正不平衡之前长期遭受财务损失。

价格或收入上限机制为企业的每一项认定支出设定最高价格或收入，是激励运营商降低成本、增加利润的一种方式。然而，如果不与其他机制（如基于绩效的机制）正确结合，价格上限机制可能无法对提高服务质量和创新水平所需的投资给予优先重视。

对标评比通过引导电网运营商之间竞相对标行业平均成本，**来激励成本降低**。对降低成本方法的监督缺位，以及运营商之间的高度竞争，可能会扭曲激励机制，导致成本过度降低，从而影响服务质量。这种机制通常与价格上限监管结合使用。

最后，基于产出的监管包括对绩效的监测，通常用于针对性鼓励具体成果或避免特定后果，例如根据服务质量确定奖惩。越来越多的司法管辖区已推行这种机制，以消除资本偏向并鼓励投资于运营和服务质量改善，从而有助于更为中立地看待资本支出和运营支出。这种监管方式对成本最小化的激励不如其他方式那样有力，但对质量和创新给予同等的激励，因此用户可以受益于服务改善。

在**大多数**发达经济体中，由于电力部门的自由化，监管环境均在逐步演变，并在利益攸关方协商后定期调整。这些经济体通常采用混合结构，将多种方案结合起来，以更好地利用其不同的特点（例如，用对标来确定上限，用产出/**收入上限**来设计改进路径），或者对具体事项采用不同的方案（例如，资本支出和运营支出补偿，**以及服务质量和损耗目标**）。例如，日本于 2023 年 4 月采纳了收入上限机制。该国由于人口减少，面临需求增长停滞，但为了增加电力供给中可再生能源的比例，并提高气候韧性，必须要进行电网投资。采纳这种机制是为了取代收益率监管，以促进电网企业对电网增强做出高效投资，并维持供电安全。

值得强调的是，尽管输电系统运营商（TSO）和**配电系统运营商（DSO）可以采用类似的监管原则**，但由于其电网特点和主要范围不同（输电系统运营商：能源安全和电网的充足性；配电系统运营商：向最终用户供电的质量和连续性），二者的监管是有差异的。

在不同的监管框架内，监管方和政策制定者承担着一个重要角色：设定合理电价，以防止电网运营商财务压力过大，防止较弱用户承担更高成本。有一个关键问题需要考虑，即用于评估电网资产经济价值的假设。在向配电系统运营商提供补偿方面，**拉丁美洲（秘鲁、智利和阿根廷）采用尤其多的一种方法是“模型企业”（Empresa Modelo）**；在这种方法中，模型企业是指拥有优化资产和能力的高效理想运营商，根据模型企业来确定电价和补偿基准，并将真实企业的成本和收入与该基准进行比较。从电网运营商的角度来看，由于补偿与运营商的决定完全无关，因此任何成本的节约都意味着更高的利润。这样一来，运营商更大概率会倾向于将投资用于降低成本，而不是改善运营，这不利于提高供电质量。例如，智利的**多项研究**突出表明，要改变目前实施的“模型企业”方法，才能更好地实现激励创新、鼓励前瞻性投资、提高供电质量等目标。在最坏的情况下，电网运营商虽然采取了降低成本的措施，但补偿仍然可能不足以覆盖开支，导致企业的财务状况岌岌可危。

另一种方法采取相反的做法：考虑电网企业的实际成本，即受监管资产基础（RAB），对企业资产和运营能力的净值进行确认和估值。这种监管框架确保运营商获得公平且稳定的补偿。不过，这种方法也有挑战，即如何确保激励措施鼓励企业着重提高运营效率，而不是着重夸大投资以获得更高回报。越来越多的国家

监管机构正在将此方法与促进创新和高效投资的激励措施相结合，对具体的投资计划实施审批并监测其绩效。

在不断变化的能源环境下，监管机构正在转向基于产出的机制

发达经济体的电网国家监管机构倾向于基于绩效的监管，因为监管机构的目标是促进创新并提高经济效率和运营效率，而以成本加成框架为主的传统方法可能偏向于激励资本支出（CAPEX），而不是运营支出（OPEX）——即使在运营支出解决方案更有效的情况下也是如此。这种转变主要由能源转型驱动，而能源转型需要大量投资，尤其是对创新资产和数字资产的投资。因此，监管机构需要一种能促进新型技术和市场解决方案实施的机制。

英国是第一个对电力采用全面总支出 TOTEX 机制（TOTAl EXpenditure，即资本支出+运营支出）的国家，该机制自 2015 年起对配电系统运营商实施。这就是所谓的 RIIO（Revenue = Investment + Innovation + Output incentives，收入=投资+创新+产出激励机制），该激励机制最近被续至五年，即 2023-2028 年。意大利国家监管机构从 2015 年起出台了基于产出的监管机制，[采用成本加成和价格上限机制来分别解决配电系统运营商和输电系统运营商的资本支出和运营支出问题](#)。该国在推广第二代智能电表时，采用了[基于绩效的方法](#)，根据配电系统运营商对预定推广时间表（每年年底计划实现一定的推广比例）对其进行奖惩。2017 年，[遵循同样的思路](#)，意大利国家监管机构实施一项韧性法规，其中包含基于项目时间表的奖励方案；该方案最初适用于配电系统运营商，[后来也适用于输电系统运营商](#)。意大利也在评估下一步做法，即通过各方参与的逐步过程，转向[完全基于产出的机制](#)。葡萄牙于 2019 年对低压电网启动基于绩效的监管，并于 2022 年将其扩展至输电系统。

有许多创新的监管方法可用于实现特定政策目标或测试新技术，特别适合在成本回收方面有困难的监管机构；很多新兴市场和发展中经济体（EMDEs）都面临成本回收困难的问题。例如，[哥伦比亚在配电网运营商监管框架内](#)加入了“特别建设单元”（Special Construction Unit）的概念，以促进对新数字技术和先进技术的投资。在经国家监管机构批准的前提下，电网运营商的非标准资产可以获得特别补偿。印度的[修订版配电部门机制（RDSS）](#)旨在满足各邦的具体需求：减少电网损耗，提高向消费者供电的可靠性和可负担性，以及确保配电部门的财务可持续性和运营效率。得益于 TOTEX 原则指导下的政府和社会资本合作（PPP）拟议机制，几经推迟的智能电表推广等项目工作终于即将启动[（安装量到 2025/2026 财年度将达 2.5 亿台）](#)。

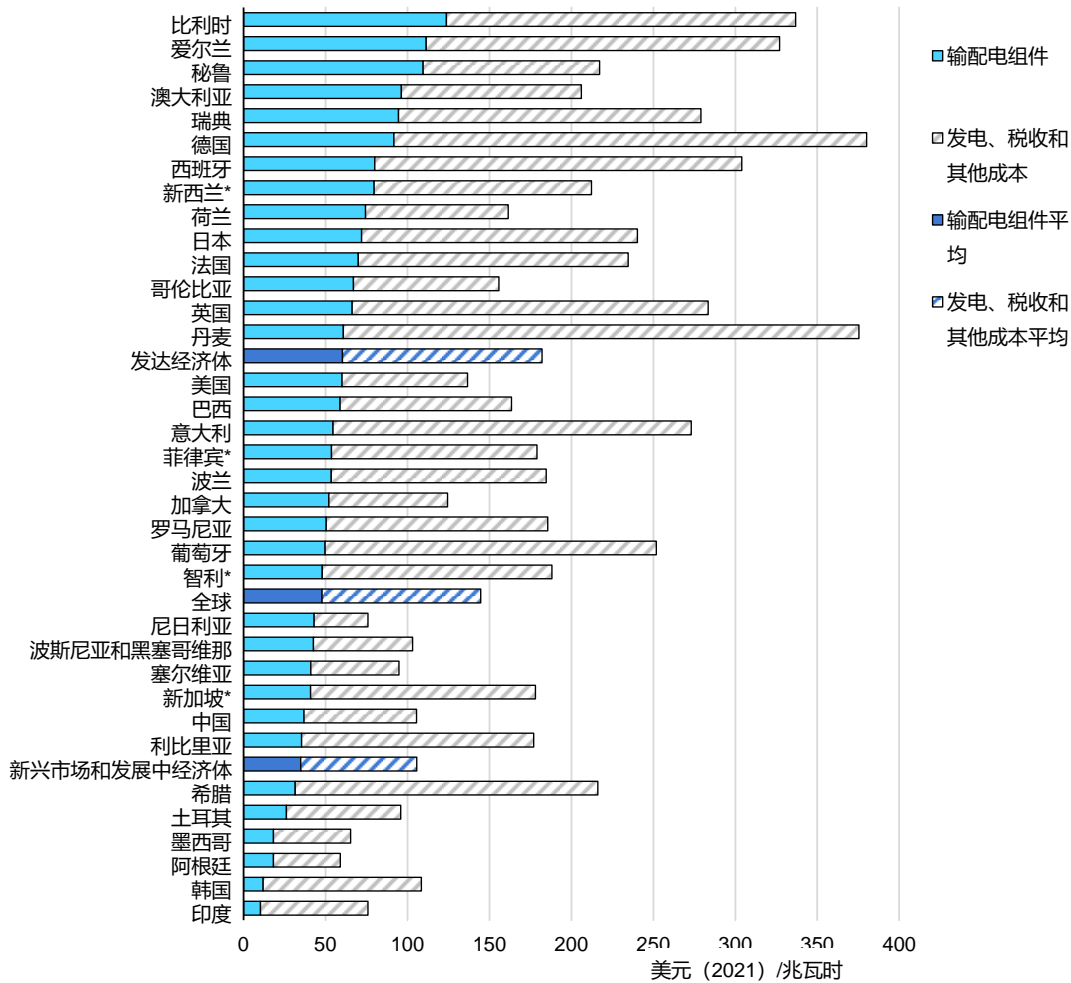
测试创新方法的另一种选择是采用监管沙盒。例如，巴西的国家监管机构可在实验性监管环境（监管沙盒）中[批准特别试点项目](#)。在对这些项目的业绩进行积极的事后检测，可以将项目全面纳入标准补偿程序。试点的一个局限是，创新方法在试点成功后向主流商业价值过渡有一定困难。

随着跨境输电的发展，有关工作的复杂程度有所增加，可能需要通过采用监管解决方案并协调运营和规划，相应地调整激励措施，在不同利益攸关方之间长期公平地分配风险。在欧洲，已推出适用于重大跨境基础设施项目的[跨境成本分摊（CBCA）](#)。

监管工具。在跨境成本分摊方案下，有关国家可以高效分担共同利益项目（PCIs）的投资成本。国家监管机构的角色是仔细审查项目提案并确定融资比例。

尽管发达经济体与新兴市场和发展中经济体的国情不同，但一旦确定了对输电系统运营商和配电系统运营商的补偿机制，国家监管机构就负有另一项关键责任：确定有关成本如何在最终用户电价中分配。

2021 年不同国家居民的电网费用和总电价



IEA. CC BY 4.0.

* 新加坡、菲律宾、智利和新西兰的数据来自 2020 年。

注： 中国的数字为最小商业集群的数据（连接<1 千伏）。发电、税收和其他成本还包括法规中规定的补贴、社会基金和一些特定措施（如新冠疫情措施）。

来源： IEA 基于各国和国家监管机构的官方数据所做的分析。

世界各国消费者支付的电网费用差异很大，从韩国的 12 美元/千度电到欧洲一些国家的 100 多美元/千度电不等。在大多数情况下，居民总电价中电网费用所占的比例为 20-30%；不过，由于某些国家的特定情况，也有例外。在一些地方，发电结构和/或较高输配电成本可使这一比例接近 50%（如秘鲁、澳大利亚和美国）。值得强调的是，在大多数情况下，配电部门约占输配电费用的三分之二。

在设定适当电价时需要考虑的另一相关因素是确认投资的时间点，因为国家监管机构可以规定事先向系统运营商支付费用（基于配电系统运营商和输电系统运营商拟定、监管机构批准的计划支出），而不是事后支付（基于投资计划实施后的实际支出补偿）。后一种方法可能会鼓励运营商在电网资产寿命到期后延长其运行时间，从而造成新投资推迟、电网条件恶化的风险。如果使用前一种方法，即事先确认投资，补偿程序将会及时且可预测，有助于运营商进行财务管理，避免推迟投资。这种方法要求监管机构进行监测、审计和控制，但可以确保配电系统运营商获得稳定可预测的补偿，同时鼓励其加强融资规划。这对于印度、印度尼西亚、韩国等国家尤为重要，因为在这些国家，公用事业的财务健康是一项核心挑战。

电力系统快速变革推动新投资模式部署

系统转型的快速步伐推动了发达经济体和新兴市场和发展中经济体的电网扩建需求。然而，新兴市场和发展中经济体既需要投资电网扩建，也需要强化现有电网。这加剧了更广泛的财务挑战；例如，在这些经济体中，因为缺乏反映成本的电价，所以公用事业企业的资源有限，因为资本成本可能比发达经济体高出数倍，所以公用事业企业本身更需要股本投资；资本成本高的问题在撒哈拉以南非洲地区尤甚。因此，加强新兴市场和发展中经济体电网的当务之急是降低投资风险，从而减少借贷成本。在具体案例中，可以通过允许私营行为体更多地参与来实现这一点，因为私营行为体可以利用其较低的资本成本来开发项目。

在吸引私人资本方面，独立输电（IPT）模式正在发挥日益重要的作用，特别是在新兴市场和发展中经济体中；这种方法的模块化程度较高，针对特定板块进行招标，因此在试行不同模式时具有更大的灵活性。收入通常由中标承包商的报价决定，激励措施与线路可用性而非满足需求挂钩，从而降低了需求风险。这种模式已在拉丁美洲、美国、印度等多地取得成功。

独立输电项目的结构设计有多种方法，具体取决于资金来源、投入运营后资产是否移交国有实体、项目风险如何分配，以及项目可行性和项目实施地的特定产业结构。这些方法包括 BOOT（建设-拥有-经营-转让）、BOO（建设-拥有-经营）、BT0（建设-转让-经营），以及 BOT（建设-经营-转让）。新的海上输电模式也在发展，例如英国的海上输电网络所有者（OFTO）制度。在这种模式下，海上输电网络所有者通过竞标获取牌照，从建造和运营成本中获得受监管的回报。

同样，私营部门也可以与国有输电企业合作组建合资公司，并获准参与具体项目。这种方法更适合低收入国家，因为这些国家以前没有通过私营部门发展输电的经验。

例如，印度强调建立机制，从国有集中系统向独立输电模式过渡。不同地区已实施不同的行政招标程序和补偿模式。印度的私营企业与国有的印度国家电网公司（POWERGRID）合作建立了一系列合资项目。此类合作也扩展到了尼泊尔等邻国。

2023 年，肯尼亚发布重要公告，表示打算首次采纳独立输电结构，以对其输电线路进行融资和扩建，这标志着肯尼亚以往完全依赖国有企业（KETRACO）的策略发生重大转折。肯尼亚首个独立输电项目是 [Lessos 到 Loosuk 的 165 公里的 400 千伏线路](#)，以及 [从 Kisumu 到 Musaga 的 72 公里的 220 千伏线路](#)，该项目与印度国家电

网公司合作，预计将于2023年底完成财务结算，预计总成本为2.98亿美元。这是非洲大陆首次通过政府和社会资本合作建设输电线路。

有关方面（特别在欧洲）正在探讨的另一种做法是转向促成先行投资，即当前项目并不立即需要但能够满足近期未来需求的投资。英国已就2023年先行投资的需求和风险分配[开展咨询](#)，重点聚焦海上风电开发的协调。欧盟的新版电力市场设计提案还考虑[修订电价制定方法，以促成先行投资](#)。

现在到2030年的现行政策梳理

投资规划不断演进，辅以更大程度协调

在电网投资规划过程中，有关实体概述满足电网未来供电需求的各项可行方案，之后由监管机构或部委审批其计划和成本分配。过去，主要目标是确保[供电可靠、安全且成本效益高](#)；如今，气候目标愈发重要。

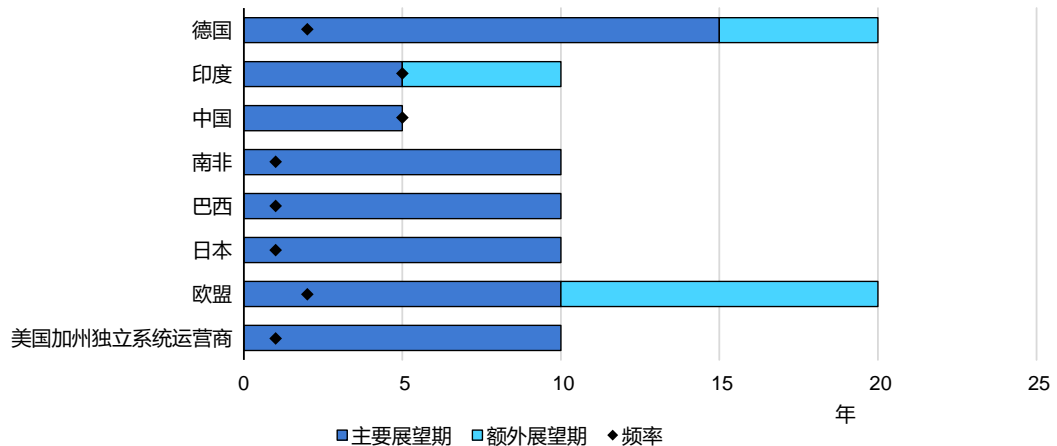
传统上，电力系统主要由化石燃料、水力、核能发电厂等可调度的发电资源构成，电网扩建由大型发电项目的上线或高峰需求的增加推动。清洁电力转型要求电网规划流程发生转变，原因是多方面的：可再生能源发电量增加；分布式资源作用增强；需要通过数字化改善运营、提高用户积极性和参与度；需要协调多个电力相关部门的目标，包括供热和交通运输电气化、各部门效率目标，以及排放总量。此外，远离负荷中心的可再生能源以及需求侧资源的开发速度通常快于部署电网资产的前导时间，因此现在即着手考虑电网规划对于保障未来供电至关重要。

清洁转型正在推动新的电网规划研究和研究更新

为了制定电网投资规划，系统规划者每1-5年开展一次研究，预测需求并确定所需能源资源的类型和位置，[以满足未来系统需求（通常为未来十年）](#)。在满足清洁转型需求方面，上述规划周期面临挑战，部分原因是可再生能源和技术的部署可能非常迅速，电网很难同步发展，特别是在规划更新不频繁的情况下。此外，随着新的清洁能源目标出台，电网发展规划可能会滞后于该等目标。

此外，这些研究的规划期通常短于宏观气候目标（如净零目标）的时间期限，故此在确保高效结合电网规划与较长期目标需求方面[存在挑战](#)。另外，以下方面的需求也有所增加：协调电力部门和其他部门（包括交通运输、供热、天然气和氢能）的规划，实现发电和输电同步发展，以及考量不同的潜在发展路径。对电网各部分所需投资的明确总体估算工作可能也有缺位，而该等估算可以发挥重要投资信号的作用。为了应对这些挑战，许多国家近年来对其规划做法进行了改革。

电网规划研究的规划展望期和更新频率



IEA. CC BY 4.0.

注：展望期基于以各地区的主体输电规划研究，我们注意到有些地区还开展额外的长期研究来为主体规划提供信息。

来源：美国[全国输电需求研究](#)；欧盟[十年网络发展规划](#)；日本[电力供给规划](#)；巴西[能源发展十年规划](#)；南非[输电发展规划](#)；中国五年规划；以及印度[国家电力规划第二卷（输电）](#)。

许多电力市场采用的一种方法是开展额外研究，基于气候目标为输电和发电的发展提供指导。例如，智利能源部新推出了年度[《长期能源规划进程》](#)，于 2018 年首次发布，向前展望三十年，为二十年期[国家输电规划提供参考](#)。2020 年初，加拿大安大略省系统运营商首次发布了[《年度规划展望》](#)，展望期为 20 年，是[省规划进程](#)工作的一部分。该展望还为[《脱碳之路》](#)报告提供了参考，该报告于 2022 年 12 月发布，展望到 2050 年。

在澳大利亚，自 2018 年起每年一次的二十年国家输电网络发展规划已成为[《综合系统规划》](#)（ISP）的一部分。《综合系统规划》每两年编制一次，为全国电力市场提供到 2050 年的全系统规划。美国近期推出了[《全国输电规划研究》](#)展望到 2035 年。该国每三年发布一版的全国电网状况报告，即以前的《国家输电阻塞研究》，原本只收录过去的阻塞情况；从 2023 年起，该报告也有所更新，纳入了到 2030 年和 2035 年的展望，并更名为[《全国输电需求研究》](#)。

日本输电网运营商 OCCTO 也于 2023 年首次发布了纳入 2050 年实现碳中和目标的[《全国家电网总体规划》](#)，以补充每年发布的十年期[《电力供应规划》](#)。2021 年，爱尔兰系统运营商 Eirgrid 和北爱尔兰系统运营商 SONI 发布了[《塑造我们电力未来的路线图》](#)，该路线图概述了电网、参与和运营方面的主要发展，以及到 2030 年的市场前景，以支持安全实现长期零净转型。此外，[Eirgrid](#) 和 [SONI](#) 每年还制定十年期《输电发展规划》。

在印度，中央电力局（CEA）负责全国发电和输电规划，每五年制定一版《国家电力规划》，其中第一卷主题为发电，第二卷主题为[输电规划](#)。2022 年，印度中央电力局发布了一份额外的研究报告，即[《到 2030 年并网超过 5 亿千瓦可再生能源容量的输电系统》](#)，以支持印度的清洁转型之路。

巴西于 2020 年编制了第二版综合《国家能源规划》，其展望期比 2007 年编制的第一版规划更长。该规划现在每五年制定一次，以支持巴西的定期电网计划工作，

包括[《输电扩展规划/长期扩展规划》（PET/PELP）](#)、[《国家电网中期运营规划》（PAR/PEL）](#)、[《输电特许权规划》（POTEE）](#)，以及[《十年能源扩展规划》（PDE）](#)。

中国每五年制定一版全面的全国电力规划和全国能源规划（例如[“十四五”现代能源体系规划](#)）。电网规划是国家电力规划的一个子模块，由国家能源局负责制定，三大电网运营商（国家电网有限公司、中国南方电网公司和内蒙古电力有限责任公司）自主开展调研，并对电网规划工作提出相关意见和建议。

在公用事业垂直一体化的地区，包括俄罗斯部分地区、美国一些州、非洲大部分地区、中东、东南亚，以及一些南美国家，发电和输电规划通常由一体化的公用事业企业负责。这些地区也需要转变规划做法，以便在系统规划中反映政府的气候目标。例如，[印度尼西亚的国家电力供应业务规划（RUPTL）](#)既涵盖发电，又涵盖电网发展。最近一版规划体现了2060年实现碳中和的目标；目前正在制定新版规划，以纳入[印度尼西亚于2022年宣布的净零目标](#)。同样，泰国国家电力局（EGAT）每一至两年对《电力发展规划》进行一次审议，以编制新版或修订版。泰国2020年发布的最近一版规划（《电力发展规划2018-2037》修订版1）中，已纳入[《替代能源发展规划》](#)的可再生能源目标；该规划目前正在更新，以体现泰国的[净零排放承诺](#)。

可再生能源和分布式资源催生新方法

为有效部署可再生能源，需要增加[前瞻性协调](#)发电和电网规划——这是备受关注的另一方面工作。在传统方法中，通常只有在个别发电机项目提出提案之后才会考虑电网扩建，这可能会对高效及时的电网发展造成障碍，还可能会限制可再生能源部署。为解决这一问题，[美国得克萨斯州](#)、[澳大利亚](#)、[南非](#)和[印度](#)设立了可再生能源区（REZs），并采用类似的方法来确定适合发展输电连接的可再生能源高潜力地区。这种做法既能够加快可再生能源部署，也能够降低其成本。在丹麦，能源机构通过对包括电网规划在内的其他部门的利益进行内部协调，为运营商提供[一站式服务](#)，确保许可程序顺利推进。

有些政府在其拍卖制度中加入了可用容量要求，或在长期规划中对输电做出规定。在荷兰，为应对严重的电网阻塞问题，申请[可再生能源补贴计划++（SDE++）](#)计划的项目必须获得当地电网运营商的[输电容量指示](#)。巴西则采用输电拍卖来连接[可再生能源发电量高](#)的地区和消费量大的地区。

在配电网方面，对分布式能源资源的需求进行先行规划有助于确保电网不会成阻碍分布式能源资源的部署，例如[日本北海道的电网公司为接纳并网电池所做的规划](#)。

在将分布式能源资源纳入电力系统方面，主要障碍之一是对电表背后的资源[缺乏足够的可视性](#)和透明度。国际智能电网行动网络正在[开展输电系统运营商-配电系统运营商协调工作](#)；欧盟配电系统运营商实体（EU DSO Entity，代表配电系统运营商）和欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E，代表输电系统运营商）于2022年[签署了一份谅解备忘录](#)，旨在加强合作。

随着系统运营所面临挑战的多样化，在评估电网发展时需要考虑数字化和需求侧响应等新方法。为寻找解决方案，已发起一系列倡议，例如[欧洲智能电网工作组](#)和[数字化需求驱动的电力网络倡议](#)（3DEN）。配电系统运营商需要投入大量资金来[解决配电网需求激增的问题](#)。

地区内部和之间的协同是日趋明显的机遇

将相互连接的电网的覆盖范围扩大到更广阔区域的好处已得到[公认](#)，包括降低成本和[提高供电可靠性](#)，但不同国家之间的协调存在困难。在清洁转型方面，[区域间的电网连接](#)对于共享可再生能源和灵活性资源以及降低转型成本也至关重要。理想情况下，[电网扩建规划应同时优化各项因素](#)，如地方、地区内和地区间项目的发电连接、系统运营、近期规划，以及长期规划。

有关方面认识到这一需求，正在采取措施改善国家和地方层面上的协调。例如，日本于 2015 年设立了电网发展专门机构输电运营商跨区域协调组织（OCCTO），从更高的视角出发，直接协调全国利益。规划研究也有助于改善地区协调，例如[德国](#)、[美国](#)和[加拿大安大略省](#)的做法。

随着协调跨境互联的需求增加，电网规划的地理范围也在扩大。互联枢纽与国内电网规划之间的协调至关重要，因为互联枢纽会影响国内电网，特别是在稳定性和交易行为方面。在美国，[西部互联系统](#)覆盖美国 14 个州的全部或部分地区、加拿大 2 个省（不列颠哥伦比亚省和阿尔伯塔省）以及墨西哥下加利福尼亚州北部。该地区主要由垂直一体化的公用事业单位组成，其中许多是市政或农村合作社，它们正逐步加强合作。随着可再生能源资源不断增加，历史上互联有限的许多辖区，如[欧盟成员国](#)、[南部非洲国家](#)、[中美洲国家](#)和[东盟国家](#)，已主动采取措施协调增加跨境互联枢纽，以确保电力充足并促进电力交易。

例如，欧洲输电系统运营商网络以各国的输电系统运营商和私人开发商制定的全国投资规划为基础，制定了一项不具约束力、考虑到其所有成员的电网十年发展规划（TYNDP）。[电网十年发展规划的主要程序](#)包括制定未来发展情景、筛选基础设施扩建需求，以及根据成本效益分析进行项目评估。[2022 年电网十年发展规划考察了](#)与 2030 年和 2040 年情景相对应的 141 个输电项目和 23 个储能项目。[电网十年发展规划系统需求](#)研究认为，从 2025 年到 2040 年，超过 65 个国家有机会增加 8800 万千瓦的有益容量。东盟国家在东盟能源合作行动计划（APAEC）下，于 1997 年创建了[东盟电网（APG）项目](#)。在东盟电网项目框架下，[东盟互联总体规划研究](#)阐明了加强东盟互联化的诸多益处。[东盟能源合作行动计划 2016-2025](#)回顾了东盟国家在加强电网发展方面取得的成就和行动计划。

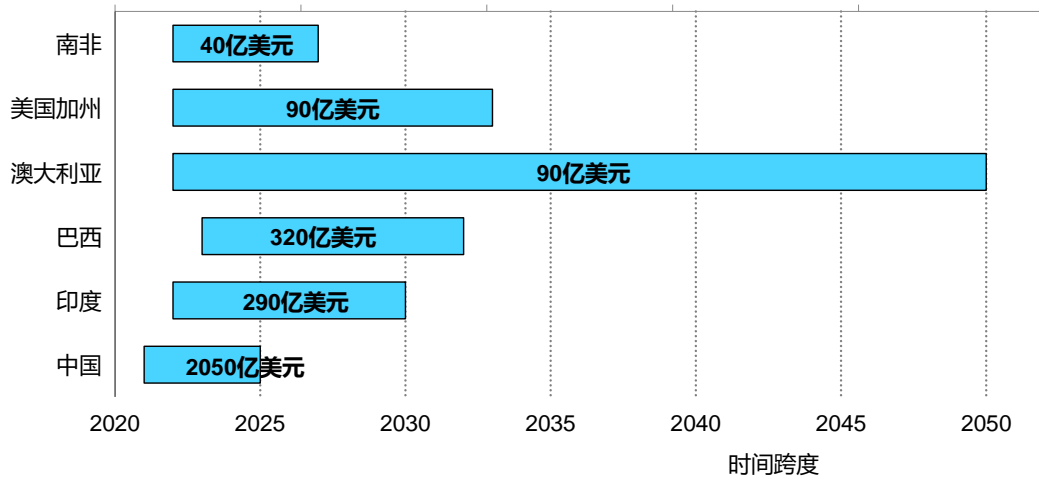
为改善区域协调、吸引投资和加大政治支持力度，跨区域倡议和机构不断涌现，包括[全球能源互联网](#)、[绿色电网倡议](#)和[一个太阳一个世界一个电网](#)等新倡议。全球对电网发展的共识不断增进，大概率会提高各国对电网重要性的认识。

近期的政策承诺旨在促进电网投资

由于人们日益认识到需要加快电网发展以支持能源转型，许多地区的政策制定者都出台了支持电网部署的措施。虽然发达经济体的电网投资正以稳定的速度增长，

但各国政府认识到需要进一步的电网投资来支持能源转型。虽然电网投资资金通常主要用于常规扩展计划，但一些国家已出台新政策，进一步支持电网发展。

部分地区当前用于输电网计划的投资（十亿美元）和时间跨度



IEA. CC BY 4.0.

注：图中显示的地区包括其整个输电网（不包括配电网）的具体成本估算。

来源：国际能源署基于以下数据所做的分析：南非，[输电发展规划 2023-2032](#)；美国加利福尼亚州，[2022-2023 输电规划](#)；澳大利亚，[2022 综合系统规划](#)；巴西，[十年能源扩展规划 2032](#)；印度，[到 2030 年并网超过 5 亿千瓦可再生能源容量的输电系统](#)；中国，[“十四五”规划](#)。

支持电网发展的一种方法是明确制定专门的电网发展预算，将其分配给不同项目。据美国国会预算办公室估计，2022 年《降低通货膨胀法案》（IRA）和 2021 年《基础设施投资与就业法》提供的支持总额从 2022 年到 2031 年将超过 4300 亿美元，其中《降低通货膨胀法》提供为选址机构 7.6 亿美元赠款，以促进输电项目的选址和许可。美国国家可再生能源实验室估计，《降低通货膨胀法》可使输电容量于 2030 年达到 240 亿千瓦英里，总安装容量比目前增加 16%。

据估计，欧盟的 REPowerEU 计划将额外提供 290 亿欧元投资，计划在 2030 年前加快项目部署。澳大利亚议会批准了 200 亿澳元的“国家复兴”（Rewiring the Nation）计划，为新的输电项目提供资金。在国际项目方面，已有若干条国际输电线路在有关区域经济共同体的专门框架下完成规划，并由相关参与方和/或国际开发银行（如美洲开发银行、非洲开发银行和亚洲开发银行）提供资金。还有一部分资金明确划拨用于数字化，如印度的修订版配电部门机制将一半以上的资金用于改进电表。

监管改革可加快电网发展

除财政支持外，一些政策还通过给予关键基础设施优先地位并简化许可证发放程序，消除新输电项目的行政障碍。在美国，在《降低通货膨胀法》为输电项目选址和许可提供赠款的同时，政府于 2022 年发布了许可行动计划，旨在对《基础设施投资与就业法》资助的基础设施项目加快联邦许可和环境评估。同样在 2022 年，荷兰出台了国家行动方案，其中包括通过加强协调加快电网发展的计划。

监管实验沙盒是促进监管灵活性的工具。英国能源监管机构[天然气和电力市场办公室 \(Ofgem\) 的创新链接](#)为创新者提供能源监管支持，以促进新产品、服务、方法和商业模式的推出。意大利能源、网络和环境监管局 (ARERA) 允许配电系统运营商参与[大规模监管实验](#)，以此作为创新工具。沙盒也是零售供应商和第三方的小规模工具。法国也采用了监管沙盒，法国国家监管机构即[能源监管委员会 \(CRE\) 允许对创新技术给予豁免](#)，包括促进能源转型、智能电网和基础设施的创新技术。在澳大利亚，[能源创新工具包](#)提供创新查询服务、试验豁免和试验规则变更程序，帮助创新者驾驭复杂的监管框架。

欧盟制定了跨欧洲能源网络 (TEN-E) 条例，作为欧盟范围内基础设施规划的新方法，并自 2013 年起每两年公布一份[共同利益项目 \(PCIs\) 清单](#)，以降低行政成本，改善关键输电项目的监管条件。[修订版的跨欧洲能源网络](#)于 2022 年生效，旨在加快已确定的 11 条优先走廊（包括海上和陆上互联化）的许可和授权程序。此外，乌克兰为应对俄罗斯的入侵，颁布了[临时紧急条例](#)，其中规定了可再生能源、相关储能和并网许可审批程序的最长时限。

印度的[Gatishakti Sanchar 门户网站](#)于 2021 年启动，目的是集中并加快发放输电线路等基础设施开发的通行证。

在等待并网发电的项目排队问题方面，有关方面也开展了有针对性的改革。在大不列颠岛，为避免投机行为，申请并网的系统运营商[现在必须要](#)达到特定的里程碑，才能在并网队列中向前进展。另一种做法是加强申请并网许可必须满足的条件，以优先考虑最有可能建成的项目，例如要求开发商在申请并网之前首先获得规划许可；法国和德国就是这种情况。再一种良好做法是[并行许可程序](#)，即对发电资产的建造和并网进行平行审批，从而简化新项目的审批；实例包括奥地利和荷兰。此外，美国联邦能源管理委员会 (FERC) 批准了一项简化互联程序的[新规则](#)。

要加快许可申请流程，还需要在许可机构和部门中安排足够的接受过有关培训的工作人员。此外，必须为这些人员配备充分的设备和软件来处理数字许可程序，因为数字许可程序比纸质系统更有效率。

社会支持对及时部署电网至关重要

由于社会反对可能是项目部署延迟的一个重要原因，因此需要努力让利益攸关方尽早且经常参与项目规划。首先要建立有效的沟通渠道，确保利益攸关方的意见得到听取，并确保通过公众咨询和信息会议让当地居民和权力机构参与进来，清晰地说明项目带来的益处。例如，在澳大利亚，[能源网联盟](#)的成立就是为了提高社区参与度，倡导新输电项目的最佳规划流程。世界经济论坛的[清洁电力和电气化项目](#)正在对各种模式进行汇总整理，以加快并扩大清洁电力基础设施的部署，同时为人们和社区创造共享价值，保护生物多样性。

在技术方面，可以采用最佳做法来限制新线路和相关设备对环境的影响。例如，在可能的情况下使用地下电缆而不是架空电线，可以有效缓解景观和环境影响关切，尽管地下电缆的[成本高得多](#)，通常是架空电线成本的至少五倍。在这种情况下，成本差价大概率会通过较高的电价由公民承担。

可以进一步探索如何更好地利用现有通行权走廊来选址新输电项目，例如美国的[下一代高速公路](#)倡议致力于推动将电力和通信基础设施沿高速公路和铁路布置。另一种提高社区接受度的方法是创建组合项目，在增加新的地下基础设施的同时，改变当地现有地面线路的路径，从而减少可见电力基础设施的总体影响。此外，要想让新项目对环境产生净积极影响，可以在架空电线下建立绿色走廊来保护生物多样性，例如[Life Elia-RTE 项目](#)。

在城市区域，可以将变电站隐藏在美观的外墙后面、安置在美观的建筑物内或转移到地下，从而提高当地居民对变电站的接受程度。隔音墙能够减少对当地居民的干扰，气体绝缘开关设备有助于减少空间需求。

对土地所有者和当地社区提供透明公平的补偿，也有助于电网项目获得认可。在澳大利亚，补偿金按线路公里数确定（[新南威尔士州](#)和[维多利亚州](#)每公里 20 万澳元[约 14 万美元/公里]，[昆士兰州](#)每公里约 30 万澳元[约 21 万美元/公里]），并按年分期支付给新建输电基础设施所用土地的所有者。在爱尔兰，电网运营商为每一个输电线路和变电站项目确定一项[社区基金](#)，其金额取决于线路的电压和长度。印度电力部于 2015 年发布了关于获取通行权补偿支付的详细导则，并于 2020 年发布了专门针对城市地区的补充导则，但这些指南在该国大多数邦尚未得到实施。

第3章：找出差距——通向未来电网之路

要使电网成为安全能源转型的赋能因素，就需要对其进行维护、更新并使其适应未来能源系统的需求。在本章中，我们将对承诺目标情景（APS）下的电网发展需求进行量化；在该情景下，各国将全面实施到2030年和2050年的国家目标，包括实现净零排放的雄心。我们评估了当前的电网投资承诺是否能如期实现这一设想，并探讨了如果电网发展不足会产生什么后果。在适当时，我们还将上述情景与2050年净零排放情景（NZE）进行了比较；在排放轨迹与《巴黎协定》一致、全球长期平均气温升幅限制在1.5°C的前提下，2050年净零排放情景提供了实现2050年能源行业净零排放的全面全球路线图。

承诺目标情景中，电力部门是清洁能源转型的推动力，并发生深刻的变革。电力是未来10年增长最快的终端能源形式，年增速比过去10年高出20%，但增长方式有所不同。在新兴市场和发展中经济体的传统增长的基础上，电动汽车的部署、电采暖制冷的更广泛使用，以及电解制氢的发展，都是需求增长的新动力。承诺目标情景下，风电和太阳能光伏发电将占未来二十年全球发电装机增长总量的80%以上，而在过去二十年中，这一比例不足40%。电力系统的结构和运营必须同步发展，才能有效实现可再生能源融合发展。为了满足日益增长的电力系统灵活调节能力需求（承诺目标情景中，到2030年该需求将翻一番），需要释放需求响应和储能的潜力。电网基础设施（尤其是配电网）的现代化和数字化，以及电网管理和运营的升级，是承诺目标情景中动态电力系统的重要基础。

电网发展的驱动因素

经济增长和电气化推动电力需求大幅增长

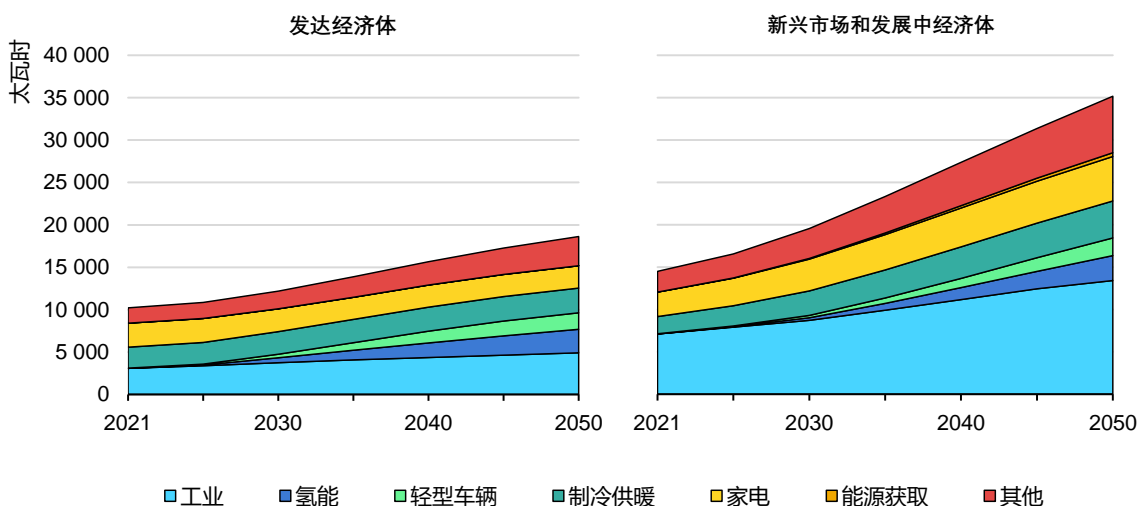
[全球能源与气候模型显示](#)，在所有地区和情景中，电力需求增长都是电网扩建的三大驱动力之一；另两项驱动力是可再生能源增长和老龄化电网组件更换。电力需求增长本身则由人口、经济、收入增长等多种因素驱动。这些因素使电力在传统应用中得到更广泛的使用，如建筑内制冷和电器、互联网和娱乐，以及工业电机。此外，电力的新应用领域也将推动未来需求的增长，包括通过电动汽车实现交通运输电气化、通过热泵和电热水器供热，以及电解制氢。

电力需求增长历来伴随着电网扩建和加固；虽然分布式发电日渐普遍，但世界各地的发展和投资计划表明，集中式电网仍将是支持电力需求增长的首要元素。电网扩建不仅包括电线和电缆的延伸，还包括非线路组件，如变电站、稳定性和负荷流控制装置（如同步调相机和静止同步补偿器）、储能、以及旨在完善电网资产利用的数字化技术。了解不同情景下的需求增长情况，有助于深入了解电网扩建需求。

承诺目标情景下，预计全球电力需求将以每年 2.7% 的速度增长，从 2021 年的略低于 25 万亿千瓦时上升到 2050 年的近 54 万亿千瓦时，增幅超过一倍。建筑部门的用电量仍然最大，工业部门紧随其后，各占整个期间需求总量的三分之一以上。交通运输部门目前仅占全球电力需求总量的 2%，但到 2050 年，这一比例将上升到 15%。在承诺目标情景中，电解制氢将大幅推高电力需求的增长，其电力需求将从 2021 年的不足 20 亿千瓦时增加到 2050 年的 5.7 万亿千瓦时以上。在 2050 年净零排放情景中，终端电气化的速度更快，因此电力需求增速进一步提升，从现在到 2050 年每年增长 3.2%，2050 年将超过 62 万亿千瓦时。预计在需求增长的同时，效率也会提高。

承诺目标情景下，发达经济体的电力需求每年增长 2.1%，从 2021 年到 2050 年将增加 80% 以上。这一数字低于世界平均水平，因为发达经济体传统上工业和建筑用电已经高度发达。制氢和电动汽车将占从现在到 2050 年电力需求增量的一半以上。

2021-2050 年，承诺目标情景下发达经济体以及新兴市场和发展中经济体的电力需求



IEA. CC BY 4.0.

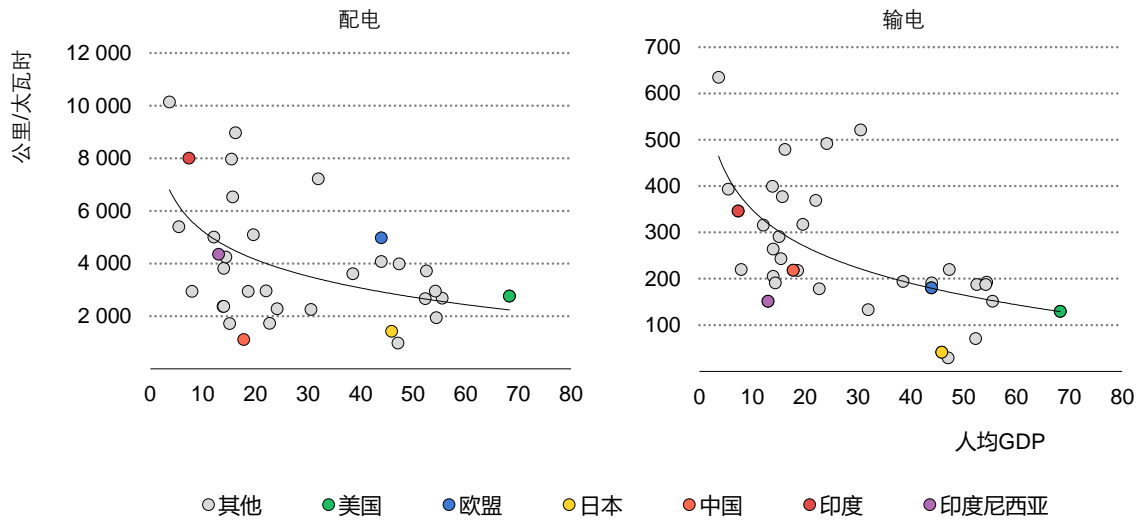
来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#)。

新兴市场和发展中经济体 (EMDEs) 的电力需求每年增长 3.1%，增速高于全球平均水平，从 2022 年的 15 万亿千瓦时增加到 2050 年的 35 万亿千瓦时以上。因此，从现在到 2050 年，随着新兴市场和发展中经济体的人口增加 17 亿、经济增长 170%，其电力需求将占全球电力需求总量的三分之二。承诺目标情景中，新兴市场和发展中经济体从现在到 2050 年的电力需求增量中，建筑占三分之一，其次是工业约 30%，交通运输约 20%，制氢约 15%。

为了对电力需求增长与电网扩建之间的动态关系进行建模，我们进行了详细分析，考虑了这两者在世界各地的有关历史数据，以及人口、GDP 等其他相关因素。由此，我们建立了稳健的等式来表示每十亿千瓦时电力需求的电网线路长度与人均 GDP 之间的关系。我们对输电和配电分别进行分析，分别建立关系，因为它们反映不同的因素，包括地理和经济结构。将人均 GDP 纳入等式至关重要，因为它是经济发展和繁荣的重要代理值指标。在收入较低的经济体中，电力需求的增长很可能

是许多新家庭和新企业连入电网的结果，因此需要大幅扩建电网。而高收入经济体的数据表明，单位电力需求增长所需的电网扩建较少。这可以解释为现有用户的消费水平有所提高（例如通过提高交通运输或供热的电气化程度），这是许多发达经济体日益盛行的趋势。

单位电力需求的电网长度与人均 GDP 之间的关系



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 [Global Transmission](#) 所做的分析。

然后，利用从全球能源与气候模型中衍生的动态关系，在每个地区的长期能源展望中体现经济发展的基本驱动力。在此框架下，我们对每个地区从现在到 2050 年的 GDP 进行了预测，并根据全球经济发展的最新动态和预期，定期更新 GDP 预测。对人口的预测也定期更新，并针对每种情景对各地区的电力需求进行详细预测，最终实现对各部门最终用户的深入分析。将所有这些要素结合在一起，就可以根据《世界能源展望》（World Energy Outlook）中的电力需求增长预测来推测电网扩建情况。建模中采用的电网扩建程式化表征虽然无法与系统运营商和规划者多年来进行的详细电网扩建规划相提并论，但它可以使政策制定者深入了解，要实现政策抱负和促成清洁能源转型，电网所需什么样的广泛发展。

需要以智能方式集成分布式能源资源

分布式能源资源的部署可能会给系统运营商带来挑战，特别是考虑到电气化水平的提高会导致高峰负荷的增加和配电网的潜在阻塞。分布式能源资源使得系统的更加复杂，并且在不进行主动监测的情况下，会增加对配电网流量进行预期和管理的难度。

不过，分布式能源资源也可以通过提高可视性和可控性积极来支持电网管理，从而提供支持高效电网管理的灵活性服务。

热泵和分布式发电

热泵安装推动建筑部门的电气化趋势，安装量逐年增加（仅 2022 年的销售额就增长了 11%）；到 2030 年，热泵必须满足全球近 20% 的建筑采暖需求，才能与当前的气候承诺保持一致，而 2022 年这一比例仅为 10%。除此之外，俄罗斯入侵乌克兰所推动的去碳化进程正在促使许多欧洲国家加大力度鼓励分布式太阳能光伏发电的部署。

欧洲电力工业联盟（Eurelectric）为欧盟和英国所做的一项详细分析研究显示，2020–2030 年期间，配电系统运营商至少需要拨款 850 亿–950 亿欧元用于可再生能源并网，约占配电投资总额的四分之一。该研究指出，需要大力发展配电网，包括部署数字化技术，以管理因分布式资源并网而日益复杂的系统。这包括投资智能电表、远程控制以及中低压电网的通信和自动化。

电动汽车对电网基础设施的影响

随着各国政府在去碳化战略下鼓励改用电动交通工具，预计交通运输部门的电气化将对电力需求的增长做出重大贡献，特别是在发达经济体。电动汽车销量连年创下新高，2022 年已突破 1000 万台，占新车销量的 14%。

目前，在大多数较发达的电动汽车市场，电动汽车主要是在傍晚或夜间在住宅区里充电。如果不加以管理，电动汽车充电可能会导致高峰需求增加。因此，随着电动汽车市场占有率提高，越来越有必要将规模和配置充足的输配电网与充电管理措施（如分时电价和单向智能充电 V1G）相结合。此外，必须要考虑到不同类型充电基础设施的不同充电方式，例如住家较慢速充电或高速公路沿线快速充电。

国际能源署和亚琛工业大学的分析表明，当电动汽车保有量超过 20% 时，电网（尤其是配电网）的适应性需求就可能变得非常重要。将电动汽车接入电网的难易程度将取决于其与热泵、空调、屋顶太阳能等其他分布式能源资源的平衡能力。因此，电网升级在地方一级和城市环境中尤为重要，因为在这些地区，空间采暖/制冷与分布式太阳能的组合会加剧因居民集中充电而造成的电网阻塞。

最后，要确保充电基础设施得到公平部署，就必须在农村进行开发此类设施；而农村距离现有电网较远，因此投资成本较高。在澳大利亚，城市的电动汽车使用率可以达到 80%，但在某些变压器已经超负荷作业的农村电网地区，这一比例可能降至 0%。

特别是在新兴市场和发展中经济体，随着家用电器和交通运输电气化的电力需求不断增长，有时再加上基础设施质量差，将导致配电系统不堪重负，需要升级和扩建。这些国家的电网已经面临变压器故障、高损耗等挑战。这一点在农村地区尤为明显，因为农村负荷距离较远，额外的电动汽车负荷可能会增加过载和电压偏差问题的风险。对巴西配电系统所做的模拟显示，在发展中城市环境中，最大限度减少电动汽车充电影响对于避免当地阻塞问题也至关重要。

电动汽车并网框架

第1阶段： 无明显影响	第2阶段： 电动汽车负荷明显，灵活性需求较低	第3阶段： 电动汽车灵活性负荷较大，灵活性需求高	第4阶段： 电动汽车的灵活性负荷高度可用，灵活性需求高
目前仍没有显著影响。通过激励措施以及公共电动汽车充电桩 (EVSE) 的部署，鼓励更多电动汽车的使用。	电动汽车充电造成的波动明显，但对灵活性的需求较低，简单的灵活性措施即可满足需求。	灵活性需求高，与电动汽车的灵活性负载相匹配，并为聚合智能充电铺平道路。	高灵活性需求与高度可用的灵活电动车负荷可在系统电力不足时向系统提供电力。
在对电网有利的地区协调充电站的部署	消极措施：分时电价 (time-of-use tariffs)、基于车辆的充电时间延迟	部署积极措施：单向充电 (V1G)	采取积极措施：双向充电 (V2G)
大部分国家	挪威	法国、荷兰、美国	岛屿电力系统 (island power systems) 及部分车辆板块

IEA. CC BY 4.0.

注：上图是国际能源署制定的电动汽车并网框架的摘要版。

来源：IEA (2022), [Grid integration of electric vehicles - a policy manual](#)。

为避免延误电动汽车的部署，电网部署规划应当采取**积极主动**、跨部门综合协调的方式。另一个需要考虑的重要杠杆是使用充电管理技术，该技术由于采用了数字技术，可以将**电动汽车充电转化为增加电力系统灵活性的机遇**，从而减少电动汽车充电对电网的影响。要实施这些措施，政策制定者必须解决技术障碍和市场设计选择问题。

因此，为了最大限度减少电动汽车充电对电网的影响，政策制定者必须在规划中考虑到这一点，并推广使用充电管理技术。国际能源署制定了**政策手册**和**电动汽车充电和并网工具**，用于协助政策制定者进行规划。

分布式能源资源 (DER) 作为灵活调节能力的来源

由于分布式能源资源主要与配电网相连，其数量的不断增加正在推动配电系统运营商探索此类资源所能提供的灵活性服务，而不是仅仅将其视为需要管理的额外复杂因素。如果管理得当，这类资源不仅不会加剧电网阻塞、停电、电压越界等问题，反而可以为解决这些问题提供重要支持。要挖掘分布式能源资源的价值，就必须在更广泛的系统目标背景下考量为提高其采纳率而采取的激励措施，以确保这些措施符合实际的系统需求，而不是仅仅将利益内化到终端用户身上。

分布式能源资源可通过响应外部信号（可以是价格信号或直接激活，例如由聚合器激活），自愿调整发电量和/或用电量，从而为系统提供服务。它们可以针对电网特定部分内特定位置的特定时间和持续时间，以最高效的方式提高供电安全和服务质量，从而降低消费者的成本。各地区正在测试通过不同方法实现此类服务的途径（见文本框）。

分布式能源资源提供的灵活性服务不仅有助于电网运营商解决短期电网问题，还可纳入电网规划阶段，通过避免或推迟新的电网加固工作，以更高性价比满足长期需求。例如在[高需求地区发展太阳能光伏发电](#)等[非电线替代方案](#)，无论这些分布式能源资源是由公用事业单位还是第三方所有，都能降低每日高峰需求，减少输电网加固需求，从而降低整体系统成本。即使某地可利用的太阳能资源少于其他地区，上述做法也可能具有较好的成本效益。

电网数字化能够增强灵活性服务：分布式能源资源管理系统（DERMS）就是一个实例。该系统是一种软件工具，可帮助配电系统运营商主动且高效地优化电网和分布式能源资源，甚至是实时优化，以预防或管理阻塞和电压越界，并支持故障后恢复行动。分布式能源资源管理系统根据分布式能源的特性，确定哪些分布式能源资源可以在电网的关键部分提供灵活性服务，并根据配电系统运营商的要求调节其用电或发电，从而解决电网问题。

承诺目标情景显示，到2050年[全球近一半的电网灵活调节需求](#)将由需求响应和电池储能来满足。随着空调、热泵、电动汽车、电解槽和其他潜在灵活性资源的用电量不断增加，可能会发生大量负荷转移。需求侧的灵活调节能力在发达经济体以及新兴市场和发展中经济体同样重要。

新兴市场和发展中经济体需要在进一步部署使能技术的同时，利用灵活性服务，以融合日益增长的可再生能源发电和其他分布式能源资源，充分发挥其潜力。一个具体的例子是哥伦比亚在[3DEN：数字化需求驱动的电力网络倡议](#)框架下的[EnelFlex](#)项目。该项目旨在通过开发电网数字化功能（如分布式能源资源管理系统），实施自愿需求断网机制，以管理阻塞和供电中断。

从分布式能源资源采购灵活性资源的区域方法

世界各地的监管机构正在测试不同的方法，以允许电网运营商在特定领域采购灵活性资源，而不仅限于从纯批发市场价格信号中开发的资源。目前，灵活性市场最发达的国家是英国和美国，但其他国家的市场部署也在开展试点项目和监管沙盒后，处于早期或后期阶段。

[2017年底](#)，英国发展出结构合理的本地灵活性市场，所有的配电系统运营商都参与其中。市场采用公开招标的方式，提供标准化的灵活性服务，并使用[共享工具](#)比较灵活性解决方案和电网加固的成本和效益。自首次招标以来，中标量逐年增加，[从2018年的11.6万千瓦增加到2023-2024年已签约的240万千瓦](#)。

在美国，电网公用事业企业能够直接采购、获取和控制分布式能源资源，包括储能，以推迟或避免电网投资；这种做法称为[非电线替代方案](#)。配电系统运营商可以通过招标邀请第三方建设新的分布式能源资源，通常是电池储能系统，以解决电网容量约束问题。补偿主要基于中长期双边购电协议（一般为七至十年），以特定时段的预定月度绩效为基础。在某些州（如[纽约州](#)），分布式能源资源可在约定时段

外加入其他市场，利润由配电系统运营商和分布式能源资源提供方分享。2020年，[美国联邦能源管理委员会指令独立系统运营商](#)（ISO）开放其全部批发市场，使分布式能源资源聚合商能够参与其中。

欧盟已经推出试点项目，旨在测试输电系统运营商（TSO）和配电系统运营商（DSO）之间的协调方案，以及利用灵活性市场的创新方法（例如，[Coordinet](#)、[Eu-Sysflex](#)），让所有利益攸关方（研发方、供应商、配电系统运营商、输电系统运营商和监管机构）都参与进来。[第 2019/944 号指令](#)对配电系统运营商拥有储能设施的所有权做出了重大限制，从而限制了其像美国那样直接购买储能设施的能力。输电系统运营商通过调频、电压控制、阻塞管理等辅助服务来挖掘分布式能源资源的潜力。这方面最大的项目之一是意大利监管机构通过[第 300/2017 号决议](#)于2017年启动的，在该项目中，聚合商（包括分布式发电厂、负荷和大于1000千瓦的储能设备）通过竞标，基于其涵盖可用性和利用率的费用赢得合同。

新兴市场和发展中经济体正在开展初步讨论：巴西的国家监管机构于[2021年6月启动了公众咨询](#)，以制定分布式能源资源集成的监管模式。类似地，哥伦比亚的[《能源转型路线图》](#)自2021年起，提出需要开发灵活性市场以支持分布式能源资源集成。

在设计高效灵活性市场时，必须考虑到分布式能源资源的资格标准，并可能需要设定特别条件以避免市场扭曲，例如[增减战略竞标](#)（increase-decrease strategic bidding，也即钻营市场）。这个例子中的做法主要涉及同时加入现货市场和灵活性市场的资源，通过在现货市场上以过高价格竞标来在当地灵活性市场上获得更高的价格。

更高的气候风险对电网提出了韧性要求

全球气温升高、降水不规律、海平面上升以及极端天气事件频率和强度不断增加，都是气候变化的明显体现。这些变化对全球电力系统安全具有重大影响。反常的气候模式给电力系统带来了巨大挑战，加剧了气候造成电力中断的风险。在极端天气事件中，热浪、野火、气旋、强降水和洪水是许多国家大面积停电的罪魁祸首。

随着输配电网在未来发生扩展，其受到气候变化影响的风险可能会提高，从而增加由气候引起的供电中断的可能性，并要求在维护、升级和改用韧性更强的方案方面加大投资。有一些策略和技术可以用来提升韧性，并确保电力供应可靠，即使面对气候导致的电力中断也是如此。

需要考虑的一个方面是架空输配电线路比较脆弱。这类线路更容易受到野火、洪水、气旋等气候灾害的影响。可以安装地下输配电电缆来解决这一问题，尽管其前期成本要高得多。不过，地下电网也会受到热浪的影响，热浪可能会[增加故障](#)

风险，特别是在城市地区。解决以上问题的另一种方法是对配电塔杆实施更高的设计标准。配电杆通常由木材制成，在预计风力较强的地区，可以通过拉线（guy wires）来加固。改变架空电线的路线，使其远离树木，并对树木进行频繁修剪，可以防止电网受到野火和强风的潜在破坏。使用覆盖导体或绝缘导体以及加强变压器的冷却机制，可以提高电网抵御热浪的韧性。

提高变电站的韧性涉及以下因素：安装规格更高的设备、加强变压器的冷却机制、改进地面安装设备的防洪措施，以及开展洪水风险评估并在设计阶段优先考虑风险较低的地区。

要提高整体韧性，就必须在输配电网的设计中体现出灵活性。通过**采用网格状配电网**，可以为电力流提供多条路径，提高冗余度，减少局部停电造成的影响。通过网状拓扑结构增加电网不同部分之间的互联，可以在紧急情况下实现高效的电力路由重构，从而减少受影响用户的数量。一些分布式能源资源，如嵌入式发电系统、微电网和移动发电机组，可提供局部供电，在停电期间支持关键负荷，减少对集中式发电的依赖。它们还能绕过输电网，将发电源设在离负荷更近的地方，实现孤岛运行。电池储能正被越来越多地用于取代传统方法进行调频，而抽水蓄能电站则提供大量储能能力，可以在其他发电设施不可用的情况下用于临时供电。

遥感技术，包括无人机、光探测和测距（LiDAR）、航空图像和地理信息系统（GIS），为植被管理、基础设施检查、风险评估和实时损害跟踪提供了宝贵的能力。这类技术完善了电网维护的优先重点设定工作，加强了电线附近的植被清理，并为优化决策提供了重要的洞察力。

需求侧响应项目和强大的通信基础设施是电网韧性的基本要素。它们使终端用户能够根据电价变化或激励措施改变用电模式，从而在计划外事件发生时减轻电网压力。电网数字化可进一步帮助预防停电：通过自动化电网组件（如开关、传感器）对配电变电站进行远程控制，能够在几分钟内自动配置恢复供电的方案，从而迅速隔离故障。这减少了受影响用户的数量，也减少了工人在极端条件下现场作业的次数，改善了工人的工作安全条件。

技术供应商不断寻求创新解决方案，以应对具体挑战。例如，火花预防装置（SPU）避雷器可监测过载状况，并切断某一供电线路与电网的连接，从而预防可能引发丛林火灾的火花。在野火易发地区部署此类技术可以显著降低丛林火灾的风险，提高系统可靠性。

需要发展电网以完善电力普及

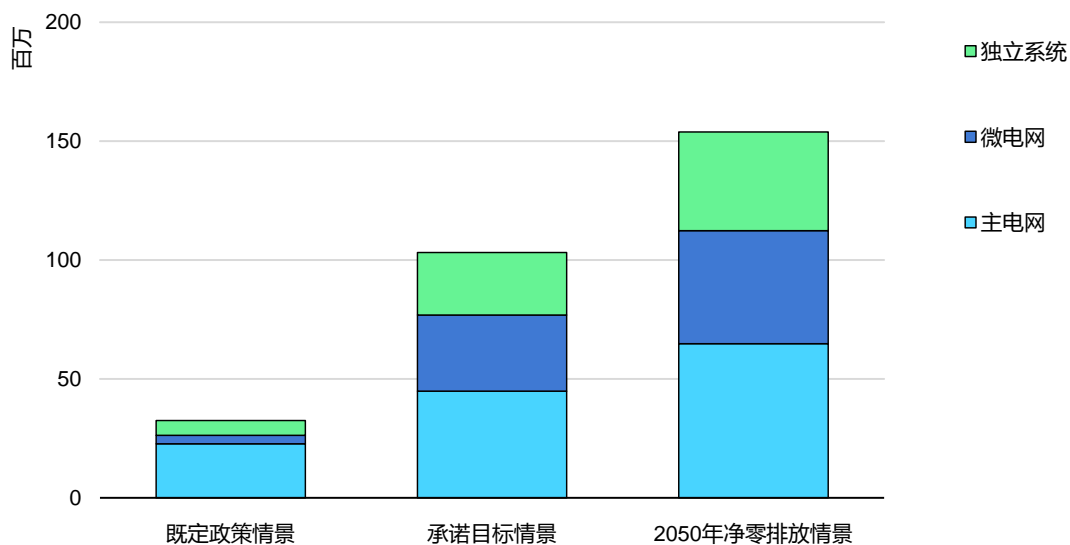
电力普及是**联合国可持续发展目标 7：确保人人获得负担得起的、可靠和可持续的现代能源**的一部分；然而，2022 年，全球无电人口数量几十年来首次增加，**达到约 7.74 亿人，比 2021 年增加了 2000 万人**。造成这种情况的主要原因有二：一方面，消费者面临着通货膨胀持续上升的问题；另一方面，对电网扩建和新连接的投资正在放缓，这主要是由于大多数公用事业企业因近期的干扰（如新冠疫情、俄罗斯入侵乌克兰）而面临债务不断上升的问题。

无电人口增加主要发生在撒哈拉以南非洲地区；自 2014 年以来，该地区无电人口首次超过 6 亿。这种令人担忧的趋势主要集中在新兴市场和发展中经济体；必须从

电网扩建开始扭转这一趋势，才能实现 100% 的电力普及。通过电网扩建增加电力普及率也意味着新住户需要连入电网。承诺目标情景下，非洲目前还没有用上电的家庭当中，67% 到 2030 年都能用上电，其中约 4500 万户接入主电网，3200 万户接入微电网，2600 万户由独立解决方案供电。

非洲要想到 2030 年实现电力全面普及，[就需要将目前的进展速度提高两倍](#)，而这在很大程度上依赖于独立和微型电网系统。在 2050 年净零排放情景下，这意味着累计约有 6500 万户家庭接入主电网，另有 4800 万户接入微电网，约 4200 万户接入独立电网。上述快速进展并不一定能够取得；在既定政策情景下，即考虑到现有及制定中的政策和措施的情况下，到 2030 年只有约 3200 万户能用上电。

2022–2030 年非洲累计新增并网户数



IEA. CC BY 4.0.

注：独立电网是指家庭能源系统。

来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#)。

新兴市场和发展中经济体正在采取行动，推动电力普及，例如[科特迪瓦](#)和[埃塞俄比亚](#)计划到 2025 年实现 100% 电气化，[肯尼亚](#)和[尼日利亚](#)计划到 2030 年实现全面电气化。

电网扩建

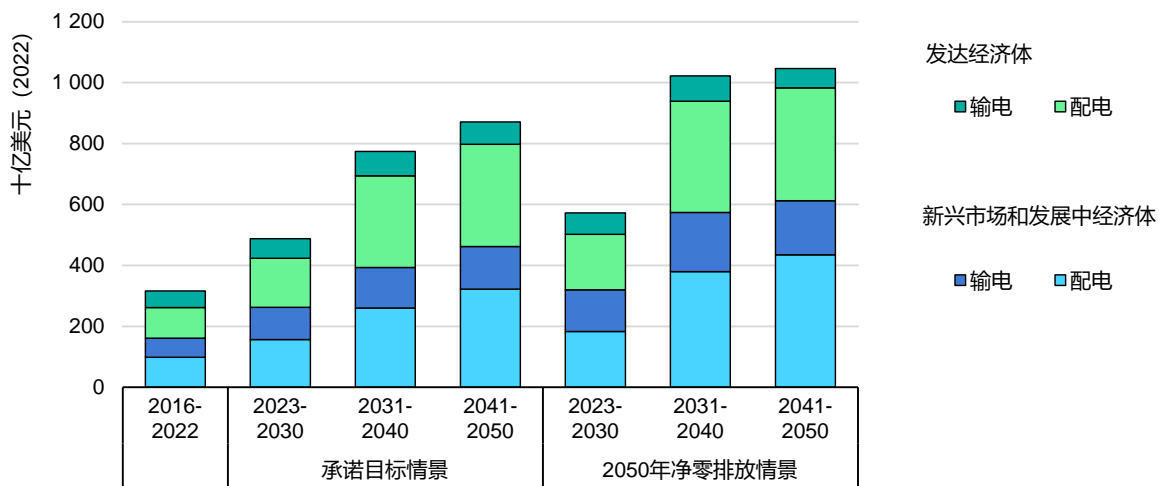
电网投资需要提速并与电力供给投资相匹配

过去七年间，电网年均投资近 3200 亿美元，反映出需求的增长、可再生能源采纳率的提高，以及现有基础设施的更换。这一数字与 2006–2015 十年期间的平均水平相比仅增长了约 10%，远远低于从现在到 2030 年所需的年均供资水平。在承诺目标情景中，终端用能部门的广泛电气化、需求的增加以及可再生能源的快速部署，都需要大幅提高 2023–2030 年的年均电网投资水平，达到每年 5000 亿美元，到

2030年超过6000亿美元，相当于近年来水平的近两倍。如果从现在到2030年电网投资保持在目前水平，那么电网投资将比承诺目标情景下当前十年期所需的平均水平低约35%，比2050年净零排放情景下低42%。

在承诺目标情景下，2030年以后电网投资需要加速增长，2031-2040十年期间达到每年7750亿美元，2041-2050十年期间达到每年8700亿美元。在2050年净零排放情景下，电网投资将进一步攀升，大约在2035年以后每年将超过1万亿美元。

承诺目标情景和2050年净零排放情景下，2016-2050年新兴市场和发达经济体的年均输配电投资



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#)。

在上述两种情景下，到2050年，配电网投资在发达经济体以及新兴市场和发展中经济体的电网总投资中仍占大部分。事实上，承诺目标情景中，2041-2050年期间发达经济体以及新兴市场和发展中经济体中仅配电系统投资就将分别达到约3300亿美元，与当前全球电网投资总额相当。总体而言，在上述两种情景下，每个十年期间，电网总投资中大部分都是新兴市场和发展中经济体的电网投资。特别值得一提的是，新兴市场和发展中经济体与发达经济体相比，输电网投资的份额要高得多，因为在许多情况下这些国家（例如中国）正在修建全新的高压线路和特高压走廊。承诺目标情景下，发达经济体中的配电系统投资的驱动因素包括终端用能部门的快速电气化、分布式可再生能源和现有大量电网的替换，而输电层面的投资则由对远距离互联枢纽的需求进一步推动。

在2030年之前的几年中，近期投资增长水平与2050年净零排放情景中的2030年里程碑投资水平之间仍存在巨大差距。基于目前的复合年增长率（CAGR），预计2030年的投资水平将达到约4000亿美元，仅为2050年净零排放情景中2030年所需7500亿美元的一半多一点。要达到2050年净零排放情景下2030年的投资水平，电网投资需要提前六年，即在2024年达到4000亿美元。

全球电网长度到 2050 年将翻一番以上，超过一半的现有电网需要更换

在承诺目标情景中，从 2021 年到 2050 年全球电网总长度将增加一倍多，达到 1.66 亿公里。配电线路仍将占线路总长度的 90% 以上，连接数十亿用户，满足他们的日常需求。输电网线路总长度将从 2021 年的 530 万公里增加到 2050 年的 1270 万公里。各地区经济和电气化底层发展变化不同，因此电网发展道路也不同。在发达经济体中，从 2021 年到 2050 年电网总长度将增加 50%，而同期新兴市场和发展中经济体的电网总长度将增加 150% 以上。到 2050 年，新兴市场和发展中经济体的输电网线路将达到近 1.2 亿公里，比 2021 年全球已安装线路总长度高出 50% 以上。

承诺目标情景下，各地区输配电线路安装长度（百万公里）

	输电			配电			总计		
	2021	2030	2050	2021	2030	2050	2021	2030	2050
美国	0.5	0.6	1.0	11.1	11.5	15.2	11.6	12.1	16.1
欧盟	0.5	0.6	0.9	10.3	11.0	14.0	10.8	11.7	14.9
日本	0.04	0.04	0.05	1.3	1.3	1.7	1.4	1.4	1.8
其他发达经济体	0.5	0.6	1.0	6.9	8.0	13.7	7.4	8.5	14.7
东南亚	0.2	0.3	0.8	4.7	6.3	11.9	4.9	6.6	12.7
印度	0.5	0.7	1.7	11.3	14.0	25.6	11.8	14.7	27.2
非洲	0.3	0.4	1.1	3.9	5.0	14.0	4.2	5.3	15.0
中国	1.6	2.4	3.7	7.8	12.3	27.6	9.4	14.8	31.4
其他新兴市场和 发展中经济体	1.2	1.5	2.5	14.4	16.8	30.0	15.6	18.3	32.5
全球	5.3	7.2	12.7	71.7	86.1	153.7	77.1	93.4	166.4

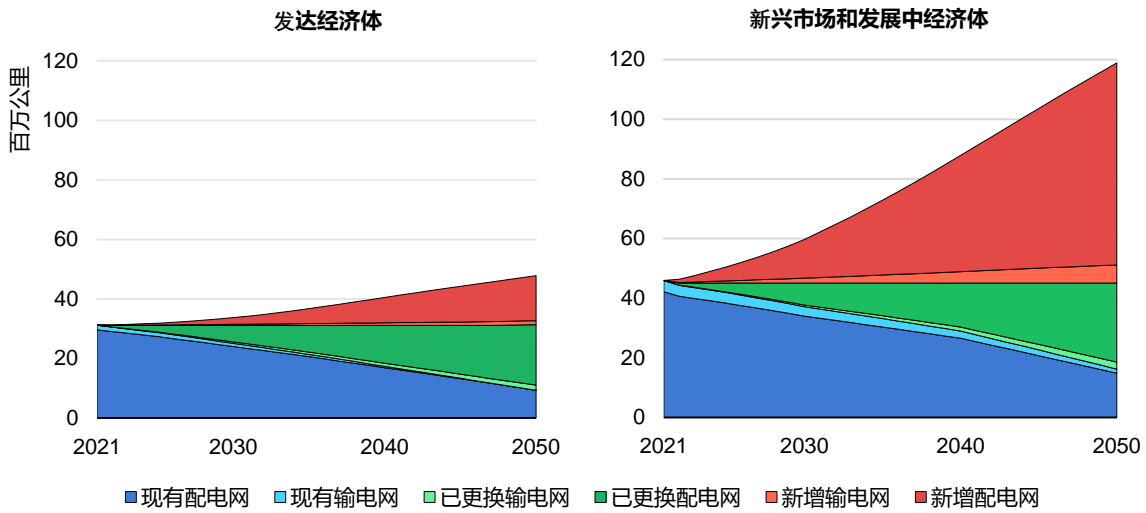
IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署的分析和 [Global Transmission](#)。

承诺目标情景下，除电网扩建外，2021 年全球电网总长度的三分之二将在 2050 年之前根据相应的组件寿命进行更换。电网更换的规模因地区和情景而异，具体取决于近几十年电网扩建的速度；但在所有地区的各种情景下，电网更换仍是电网投资的三大主要驱动因素之一。电网组件的平均寿命约为 40 年，因此预测年份的电网更换量与过去几十年的电网发展情况息息相关。承诺目标情景下，发达经济体在 2021–2050 年期间将对 70% 以上的输配电网进行更换，这是因为其 20 世纪 70 年代、80 年代和 90 年代因强劲电力需求增长而建设的电网基础设施步入老龄化。在新兴市场和发展中经济体中，到 2050 年更换的电网长度相当于 2021 年电网长度的 60%。

在未来 20 年内，全球将更换或新增超过 8000 万公里的输配电线路。这比 2021 年全球所有电网的总长度还要多。这也意味着承诺目标情景下 2040 年全球线路总长度中，有三分之二目前还未建成。

承诺目标情景下，2021-2050年两大类经济体的电网长度发展情况

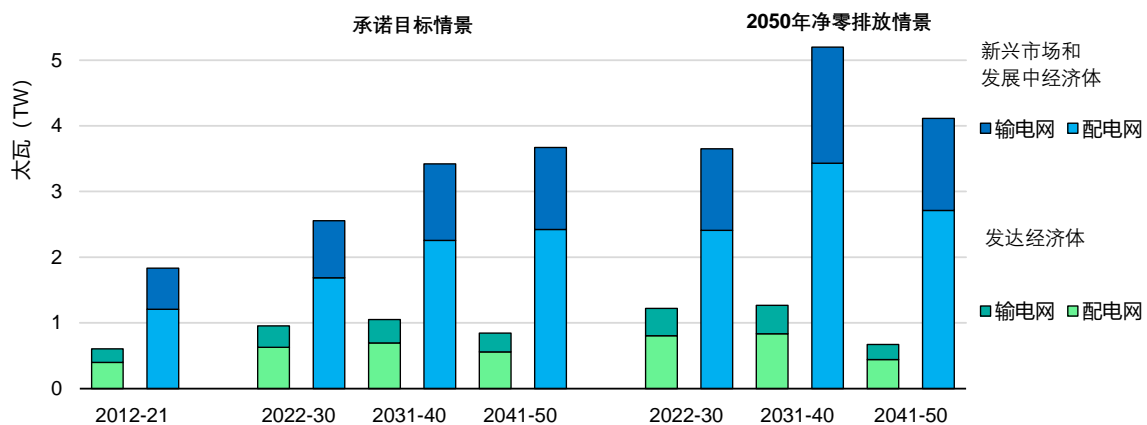


IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#)。

除了架空电线和电缆，电网相关的变电站及其开关设备、变压器、控制和保护设备也需要相应扩建。承诺目标情景下，预计电源变压器（变电站的主要组成部分）新增和更换容量将逐年稳步增长。截至2021年的十年期间，每年新增和更换的电源变压器装机容量为24亿千瓦。2022-2030年，这一数字将增加到每年35亿千瓦，这就需要大幅增加行动量。随后，电源变压器行业将持续增长，从2031年到2040年，每年新增装机将进一步上升到45亿千瓦，之后直到2050年保持稳定。在各个年份，新增变压器中大部分都位于新兴市场和发展中经济体。

不同情景下，2012-2050年变压器年均新增和更换装机容量



IEA. CC BY 4.0.

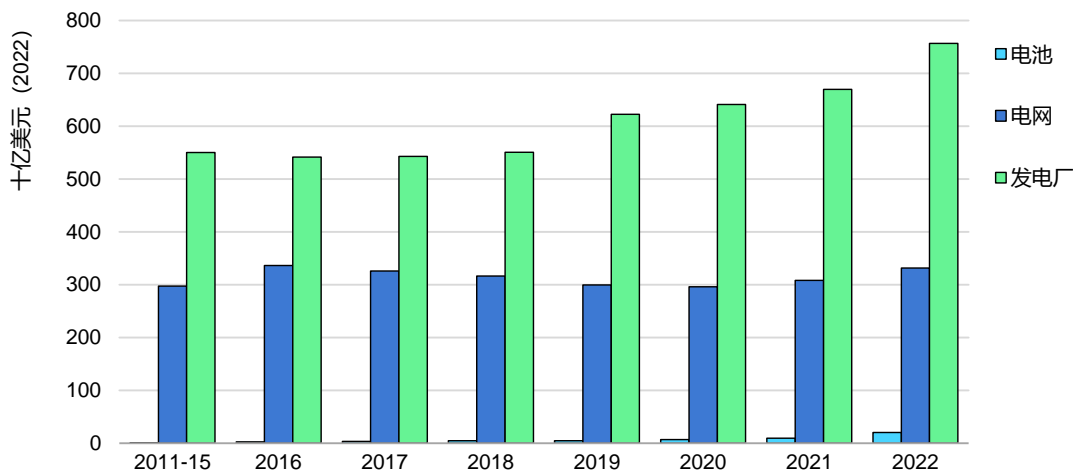
2050年净零排放情景下，每年新增和更换的电源变压器装机容量要高得多。2022-2030年期间，新增和更换装机将达到每年49亿千瓦，2031-2040年期间进一步提

速达到每年 65 亿千瓦。要实现净零排放目标，就必须通过迅速扩建电力基础设施来支持快速能源转型。2041-2050 年，随着需求增长开始放缓以及能效措施显现成效，每年新增和替换的装机容量将减少到 48 亿千瓦。

随着可再生能源投资不断增加，电网投资也需要增加

过去五年中，发电装机投资大幅增长了近 40%，到 2022 年已超过 7500 亿美元。而对电网基础设施的投资相对稳定，每年徘徊在 3000 亿美元左右。全球可再生能源投资快速增长，在过去十年中几乎翻了一番，2022 年达到 6000 亿美元的历史最高水平。太阳能光伏发电和风电虽然面临成本和供应链方面的挑战，但仍处于领先地位，尤其是在中国。此外，美国、中国、欧洲、印度等主要市场近年来可再生能源普及率也有显著提高。

2011-2022 年发电装机和电网年度投资额

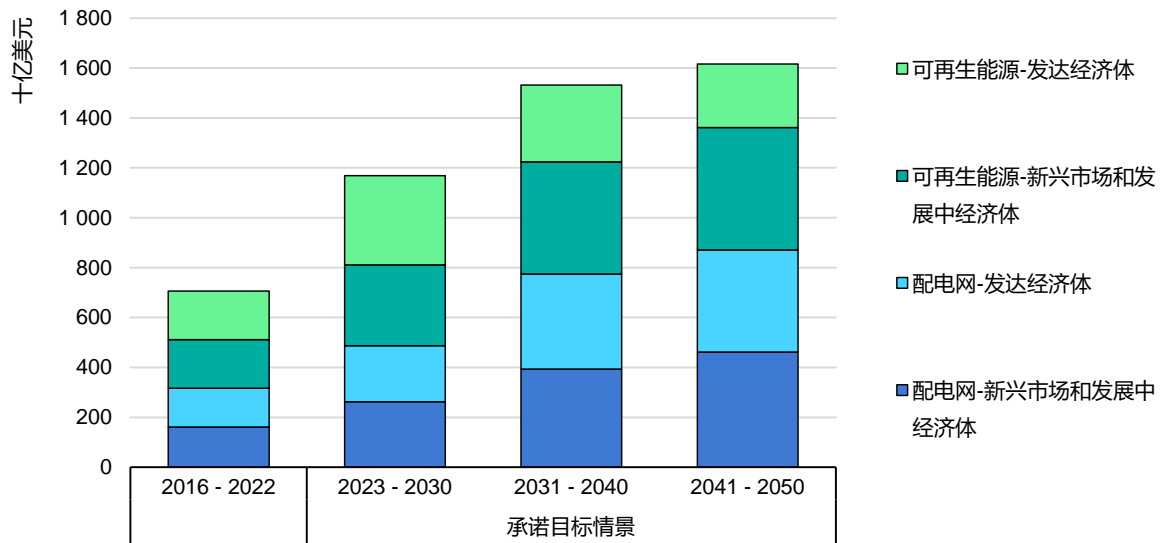


IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2023), [World Energy Investment](#)。

承诺目标情景下，可再生能源装机投资持续增长，电网投资则跳脱近期的平稳趋势，与前者同步增长。2022 年，电网投资占可再生能源和电网投资总和的 30%。承诺目标情景下，2021-2030 十年期间，电网投资将赋能进一步可再生能源发电转型，年均投资额达到可再生能源和电网投资总和的 40%，约为 4500 亿美元；2041-2050 年期间，年均电网投资将占可再生能源和电网投资总和的 50%，约为 8700 亿美元。

承诺目标情景下，2011-2050 年两大类经济体的电网和可再生能源年均投资额



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#), IEA (2023), [World Energy Investment 2023](#)。

2022 年，发达经济体的电网投资为 1800 亿美元，比新兴市场和发展中经济体高出 20%。承诺目标情景下，到 2030 年，新兴市场和发展中经济体的电网投资将比发达经济体高出近 20%，并在 2050 年之前一直保持相对领先。在承诺目标情景中，发达经济体 2030 年以后的电网投资将持续高于可再生能源投资，2030 年为近 3000 亿美元，2041-2050 年期间年均超过 4000 亿美元。虽然新兴市场和发展中经济体的电网投资比前述金额更高，但这些国家可再生能源的快速部署意味着承诺目标情景下，到 2050 年可再生能源投资额仍将高于电网投资额。新兴市场和发展中经济体 2035 年后的电网投资将超过年均 4000 亿美元，2041-2050 年将达到年均 4600 亿美元左右，但还是低于其同期的可再生能源投资额。

电网扩建的延迟风险

规划需要演进，与国家目标保持一致

全球范围内，电网投资必须在未来几年和几十年内持续增长，才能确保安全提供清洁电力。2025-2030 年期间，发达经济体的年度电网投资需要比 2022 年提高三分之一，才能实现承诺目标情景；比 2022 年增加约 50%，才能实现 2050 年净零排放情景。更值得注意的是，2025-2030 年期间，新兴市场和发展中经济体的年度电网投资需要比 2022 年翻一番，才能实现承诺目标情景和 2050 年净零排放情景。

开展所需的电网扩建并推动必要的投资是一项宏伟目标，必须在国家电网扩展规划中得到体现，才能够实现。通常情况下，电网规划研究考虑到技术和供需要求的预期变化，确定中短期（通常是未来 10 年）的投资需求。此类研究必须兼顾建设新电网的商业价值和技术的的影响与要求。理想情况下，扩建规划还应与脱碳、气候目标等其他相关政策保持一致，并在整个输配电系统中实现协调。

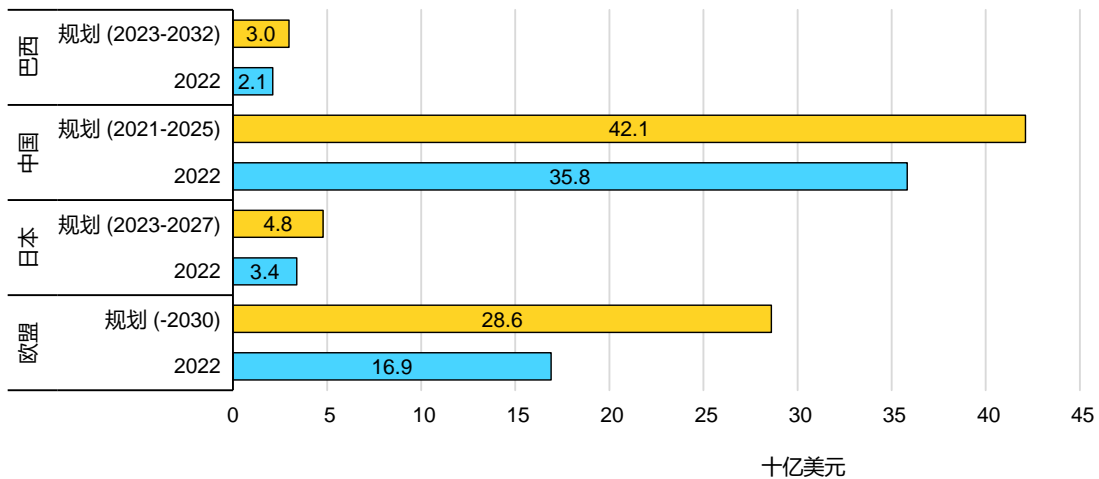
各国电网扩建研究的方法和时间表大相径庭。输电网扩建成本基于线路长度、容量、电压等级、技术类型等特征估算得到。纵观全球正在和即将执行的输电网扩建规划，其范围、时间跨度以及用于确定系统需求的标准都存在显著差异。此外，许多规划可能会根据其他电网相关的专门政策或跨部门政策倡议做出修改。因此，电网扩建规划的比较和评估工作颇具挑战性。

部分国家的电网扩展规划摘要

国家和时间跨度	扩建容量	投资	方法和因素
美国 •到 2030 年、2035 年和 2040 年 (2023 年国家输电需求研究)	•区域输电：473 亿千瓦-英里 (2035 年)，1150 亿千瓦-英里 (2040 年) •跨区容量：1.57 亿千瓦 (2030 年)，6.55 亿千瓦 (2040 年)	•最高来自 Larson 等人的研究，2.21 万亿美元，2050 年清洁能源占比 98%	•某些机构开展的扩建模型研究 •阻塞、电压限制、稳定性限制、热极限 •其他：充足性、清洁能源、弃电、韧性、电气化和非电线替代方案
欧盟* •2025-2040 (欧洲电网十年发展规划 2022)	•欧洲电网十年发展规划 (主要是跨境)：8800 万千瓦；1.8 万公里 (交流)，2.5 万公里 (直流)	•欧洲电网十年发展规划 (主要是跨境)： 1400 亿美欧元 (1470 亿美元) •REPowerEU (全电网)：到 2030 年 5838 亿欧元 (6140 亿美元)	1. 情景构建，2. 系统需求研究，以及 3. 成本效益分析 (分区聚类、气候年) •可持续性标准 (可再生能源并网、二氧化碳等)
日本 •迈向 2050 年 (总体规划)	•跨区：1400 万千瓦 (东部)，280 万千瓦 (西部)，270 万千瓦 (FC) •跨区：无数据	•跨区：6 万亿-7 万亿日元 (460 亿-530 亿美元)	•跨区：成本效益分析 (燃料成本、温室气体成本、充足性、损耗等) •区内：收入上限 (可靠性、高峰需求、电力流、N-1)
中国 •2025 (“十四五”规划) •2030	•跨省，至 2025 年：6000 万千瓦 •跨区和跨省，2025-2030 年：7000 万千瓦	• 2.4 万亿元人民币 (3560 亿美元) (国家电网有限公司 2021-2025 年) • 0.67 万亿元人民币 (990 亿美元) (中国南方电网 2021-2025 年)	•根据资源的地理分布 (如清洁能源基地) 和不同需求预测情景进行系统成本分析。在省级和国家级进行规划
印度 •2022-2027 (国家电力规划第二卷 [输电], 2019 年)	•跨区：约 6000 万千瓦	•无数据	•考虑某些标准 (N-1、热定值、额定电压等) •盈余/赤字 (长期)
巴西 •2023-2032 (十年能源扩展规划 2032)	•4.1 万公里，1.2 亿千伏安	• 1583 亿巴西雷亚尔 (310 亿美元)	•该规划在比较替代方案时考虑了经济方面和技术方面
韩国 •2022-2036 (第 10 次长期电力供需基本规划 2023)	•35190 线路公里 (2021) ->57681 线路公里 (2036) •3.4858 亿千伏安 (2021) ->5.175 亿千伏安 (2036)	•无数据	•无数据
印度尼西亚 •2021-2030 (国家电力供应业务规划 2021)	•47723 公里 •7666.2 万千瓦安	•无数据	•考虑一些标准 (N-1、地区变电站和变压器需求、需求、土地利用)，以符合印尼和国际标准
澳大利亚 •2022-2050 (2022 综合系统规划)	•1 万公里 (以阶跃变化情景为中心情景)	•127 亿澳元 (情景加权) (90 亿美元)	•情景构建 •建模分析 •成本效益分析

虽然难以获得足够数据进行全球估算，但从部分国家的年度计划投资来看，虽然电网投资在提速，但总体上与承诺目标情景不一致，与 2050 年净零排放情景更不一致，新兴市场和发展中经济体中尤其如此。中国的计划投资额比 2022 年增加 17%，但仍未达到承诺目标情景所要求的水平，特别是规划期只覆盖到 2025 年。巴西投资的明显增长是由于 2020 年以来投资减少，实际上，该规划中的投资额比过去 5 年的平均输电投资低 14%，这表明巴西需要加大努力——其他新兴市场和发展中经济体也需要加大努力。与之形成反差的是，一些发达经济体的输电规划确有反映出投资的强劲增长。欧盟在强有力政策的推动下，输电投资从 2022 年的 169 亿美元增加到约 290 亿美元，增幅 70%，高于 2050 年净零排放情景中发达经济体的增幅。日本的输电投资规划也与 2050 年净零排放情景一致，增幅 41%，达到 48 亿美元。

部分国家和地区输电网的规划年均投资和历史年均投资



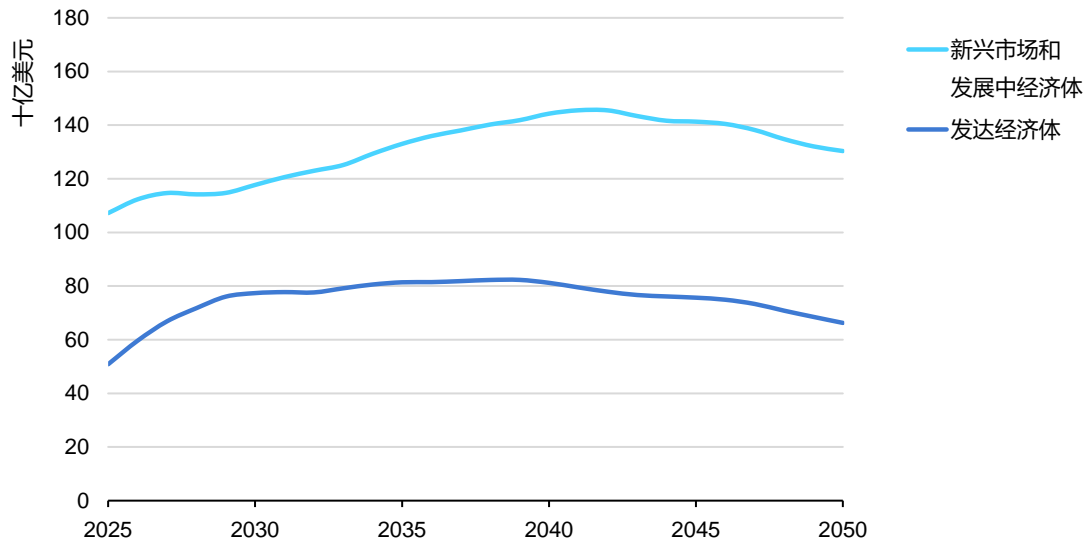
IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于以下资料所做的分析：巴西，[十年能源扩展规划](#)；中国，“十四五”规划期间[国家电网有限公司投资计划](#)和[中国南方电网投资计划](#)；日本，输电系统运营商过网费审批申请；欧盟，[REPowerEU 规划](#)；2022 年的数值来自 IEA (2023)，[World Energy Investment 2023](#)。

对输电网的计划投资显示出发达经济体与新兴市场和发展中经济体之间的明显差距。在承诺目标情景中，新兴市场和发展中经济体所需的输电网投资大约是发达经济体的两倍，而从目前的投资计划来看，发达经济体的输电网投资增长量大得多。新兴市场和发展中经济体需要对输电网投入大量支持，以扩大输电网规划、加速投资。

未来，输电网投资需要继续增长。承诺目标情景下，发达经济体的输电投资从现在到 2030 年增速最快，2035 年左右达到峰值。新兴市场和发展中经济体的投资增长强劲，2040 年左右达到顶峰。可见，旨在推动电网投资的政策不仅需要短期内推动投资，还需要在未来若干年内维持并加快投资。这对新兴市场和发展中经济体来说更为重要，因为这些经济体需要在未来近二十年内都保持投资增长。

承诺目标情景下，2025–2050 年两大类经济体的输电系统投资



IEA. CC BY 4.0.

来源：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#)。

虽然现有规划表明全球电网投资呈现增势，但其增速远远达不到承诺目标情景所需的投资水平；如果考虑到电网投资在高峰年之前一直都需要持续增长，上述挑战就更加严峻，在新兴市场和发展中经济体中尤其如此。如果不采取额外的政策来重点加快现有规划以外的投资，全球所需的电网扩建就有延迟风险。

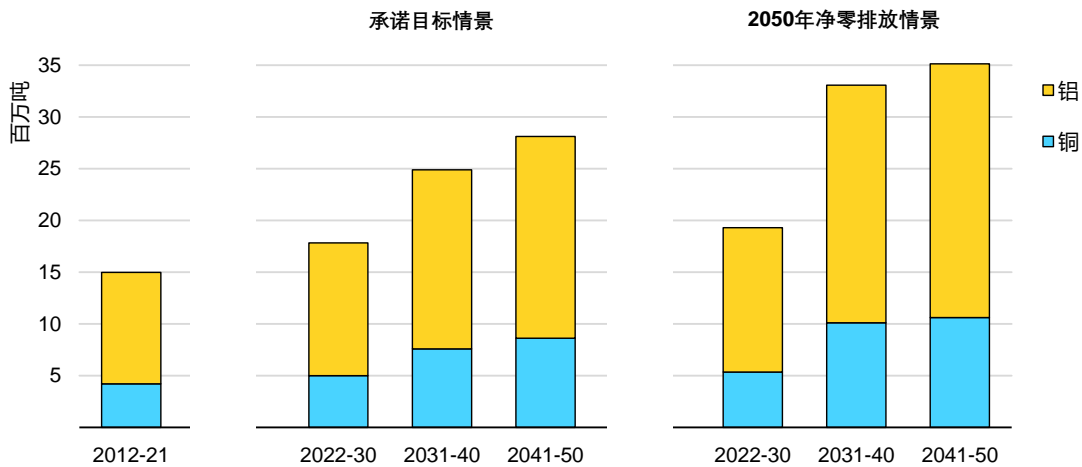
供应链是否为加快电网发展做好了准备？

要迈向低碳能源系统并实现净零排放，就必须在全球范围内以非同寻常的速度加快部署电网及其供应链的支持设施。在未来十年中，快速部署这些技术的供应链至关重要，任何延误都将使到本世纪中期实现净零排放更加困难。

电网相关供应链必须满足清洁能源转型的需求，同时还应当确保并加强其安全性、韧性和可持续性。这些供应链中可能既存在短期冲击风险，也存在长期变化风险；其中包括气候变化、自然灾害、对极少数国家供应的依赖，以及对关键矿产和一般原材料的需求激增。

承诺目标情景下，对电力系统设备制造材料的需求将在未来几十年间显著增加，而在 2050 年净零排放情景下，这种需求将更高。铝和铜（制造电缆和电线的主要材料）的需求增幅将尤其大。铜的导电性较好，是铝的 1.5 倍以上；但铝的重量更轻，因此是架空电线的更优选择。

承诺目标情景和 2050 年净零排放情景下，2012-2050 年输配电线路的年均材料需求量



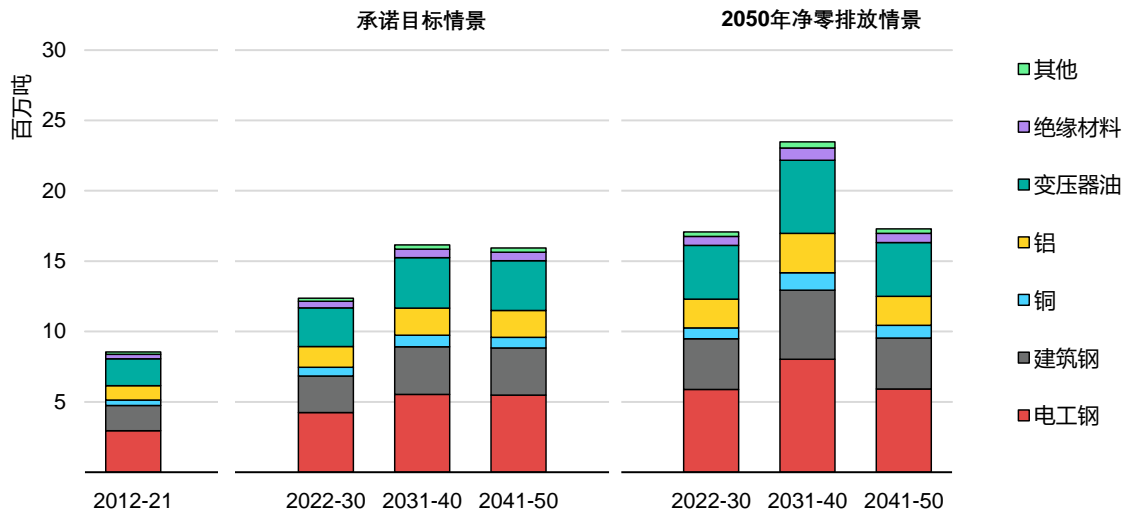
IEA. CC BY 4.0.

来源：输配电线路所需的材料包括导体电缆和电线，但不包括塔架和电线杆所需的钢材。在输配电线路中，架空电线使用铝，电缆使用铜。

承诺目标情景下，与 2012-2021 十年期相比，2041-2050 十年期用于输电线路、配电网和变压器的铜和铝的总需求将几乎翻一番。这些基础设施的铜用量将从 2012-2021 年期间的年均 500 万吨增至 2022-2030 年期间的年均 550 万吨，而铝用量将从 1200 万吨/年（2012-2021 年）提高到 1300 万吨/年（2022-2030 年）。2022-2030 年，上述基础设施的铜需求几乎占 2021 年全球铜总产量的 18%，铝需求几乎占 2021 年全球铝总产量的 23%。2041-2050 十年期间，同样应用领域的年均铜和铝需求将分别达到 900 万吨、2100 万吨。2050 年净零排放情景下，该领域需求增长更为显著，2041-2050 年铜和铝需求将分别达到 1200 万吨、近 2700 万吨。

未来十年，变压器生产对电工钢（GOES）和建筑钢材的需求将大幅增长。在承诺目标情景中，变压器对钢材的年均需求量将从 2012-2021 年期间的 500 万吨翻倍达到 2031-2040 期间的 900 万吨；在 2050 年净零排放情景中，同期的年均需求量将达到峰值 1300 万吨。

承诺目标情景和 2050 年净零排放情景下，2012–2050 年变压器对材料的年均需求量



IEA. CC BY 4.0.

清洁能源转型要求以高于以往的速度增加原材料和关键矿产开采。未来几十年，扩大开矿的需求将尤其高，因为不仅要满足电网扩建的材料需求，还要满足其他清洁能源技术的发展需求。全球铝矿储量为 320 亿吨，2021 年的开采量接近 3.9 亿吨。铜和钢的全球储量分别为 8.8 亿吨和 850 亿吨，2021 年的开采量分别为 2100 万吨、16 亿吨。目前，铝矿的主要开采地区是亚太（包括中国）和非洲，其产量占全球供应量的 85% 以上；钢的主要开采地区是亚太（包括中国）和中南美洲，其产量占全球钢产量的近 80%。相对而言，铜是地域集中度最低的金属，全球前三大产铜国智利、秘鲁和中国的产量不到全球供应量的一半。

要满足对铜等材料日益增长的需求，就必须通过提高现有矿区产出或开发新矿来提高产量。开设新矿需要大量投资，从发现到投产平均需要 17 年时间。整个流程包括矿区工程设计和施工阶段，以及与环境评估、许可和与当地社区谈判等有关行政程序。扩大现有矿区产能所需的时间通常要短得多，因为大部分基础设施和设备已经到位，行政程序也更加简单，并且因公众反对而造成停滞的风险较低。然而在大多数情况下，现有矿区提高产出的空间相对有限；因此，需要落实对新采矿项目的投资。

材料的再利用和再循环能够减少对额外采矿产能的需求，从而减缓对新矿开发的需求。电网的大多数组件都可以循环利用。变压器中约四分之三的材料可以循环利用，尤其是钢、铜和油；架空电线的每一部分材料（包括导体）都易于回收和循环利用。电缆导体（铜或铝）以及用作绝缘材料的聚乙烯也可以循环利用。变压器中有一小部分组件无法再利用或再循环，包括塑料接头和缓冲器以及硅胶连接器。

钢材和半导体行业将需要扩大产能。2020 年全球晶粒取向电工钢（GOES）的制造能力约为 380 万吨，而承诺目标情景中 2031–2040 年期间的年均需求量将超过 550 万吨。其制造厂商仅限于中国、日本、法国、德国、印度、波兰、捷克共和国、俄罗斯、巴西、韩国和美国的少数几家。建造一座生产晶粒取向电工钢和建筑钢

材的钢厂可能需要三到五年，其中包括许可、工程设计和设备制造所需的时间。新建半导体工厂则至少需要四年时间才能投产。

同时，还需要通过协调的方式，提高电网中所用不同技术（即电线、电缆、变电站、变压器、柔性交流输电系统等）的产能。电网中采用的大多数技术已经成熟，通常是模块化、可以大规模生产的技术。因此，提高产能的速度可以更快。电网技术新产能的平均投产周期约为三到四年。扩大产能的一个关键因素是要有一支高技能劳动力队伍。目前，劳动力短缺问题波及所有行业，也影响到供应链。建筑工人通常需要特定的证书和培训。

现有和未来投资的制造设施的地理位置对最终产品的交付有重要影响。目前，电缆和变压器制造厂主要临近需求中心（即欧洲、美国、印度和中国），以避免昂贵的长途运输。然而，预计新兴市场和发展中经济体的电力普及将继续取得重大进展。2042-2050年，新兴市场和发展中经济体（不包括印度和中国）新增输电线路的比例在2050年净零排放情景中将达45%，在承诺目标情景情景中将达40%。如果这些经济体能够在国内制造电缆和变压器，将有助于缩短电网项目的前导时间，降低总成本。将一条长200公里、重1万吨的电缆从欧洲运到亚洲大约需要一个月，而对于重达100-400吨的大型电源变压器来说，国际运输所需时间可能长达六个月。将大型电源变压器从制造厂运输到最终目的地（通常是不同部件分开运输）是一项艰巨的工作，运输成本占总成本的五分之一。

鉴于电网行业产能增长迅速，采用可持续性标准将会减少电网资产的碳足迹，有益于电网行业。这种做法应当从设计和工程阶段开始，通过标准化（如不含六氟化硫、生态设计装置、二次原材料利用、寿命延长措施等）来促进低影响电网组件和技术的普及；并采用新的施工方法和标准，通过循环利用来减少对环境的影响；同时采用专门的指标和关键性能指标（KPIs）来设定基线和目标。例如，实施循环经济解决方案可以延长电网组件的使用寿命，将其重新用于同一供应链或其他供应链，创造新产品。例如，意大利国家电力公司（Enel）的[循环智能电表](#)项目于2020年开始在意大利安装第二代智能电表，其中新电表的生产将重复使用从弃置的第一代智能电表和其他现场设备中回收的材料（如塑料）。

材料可用性、产能和技术限制已经导致当今的供应链有些紧张。未来，随着清洁能源技术和基础设施的发展，材料可用性和制造能力预计将成为供应链面临的重大挑战。各国政府在加快部署清洁能源技术和相关基础设施的同时，必须确保供应链安全、有韧性、可持续。因此，需要重新设计政策来处理好这些薄弱环节，并注意避免可能阻碍投资的做法。各国政府应着手设计供应链政策，提出有关优先行动的广泛建议。

电网开发的延误将放慢清洁能源转型的步伐、提高成本并加剧安全关切

如果电网发展不能按照承诺目标情景设想的那样加速，即投资、现代化、数字化和运营变革比设想的水平低，那么全球清洁能源转型将面临停滞的巨大风险。电网基础设施发展不足可能会以多种方式延缓清洁能源转型。一个主要风险是新的可再生能源项目可能无法及时并网并因此放慢部署速度。新的电力需求板块如果不能适当连入电网，还可能对工业电气化、住宅采暖/制冷、电动汽车普及以及制

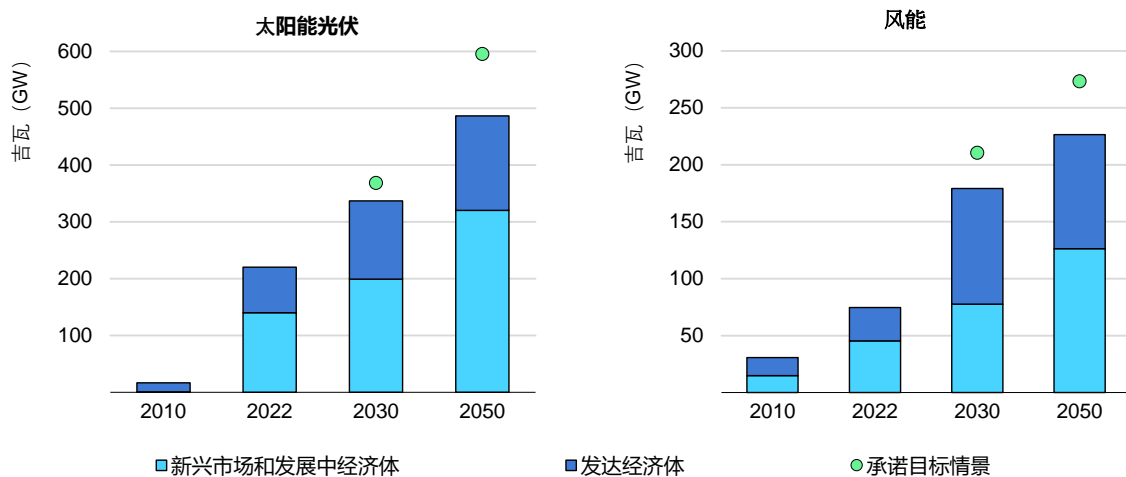
氢电解槽发展造成挑战。电网基础设施发展不足也会加剧电网阻塞和可再生能源弃电，还会需要增加备用装机，进而推高能源转型成本。对化石燃料的依赖度升高将导致二氧化碳排放量增加和长期气温上升，同时对进口国造成更高的进口费用和市场波动。电网发展速度放缓除了影响电力可负担性，还可能加剧电力短缺或停电的风险，从而对现代经济体造成巨大损失。

对可再生能源部署的影响

电网延迟情景是为本报告而提出的，旨在探讨如果未能及时对现有基础设施进行现代化改造以及未能及时交付新的电网基础设施，可能会有什么后果。电网延迟情景是承诺目标情景的一个变化版本；在这种情景中，电网基础设施发展放缓，严重阻碍所有地区太阳能光伏发电和风电的部署和并网。电网延迟情景下，全球太阳能光伏发电新增装机将从2022年的2.2亿千瓦增至2030年的约3.4亿千瓦，比承诺目标情景低10%，到2050年将增至4.9亿千瓦，比承诺目标情景低近20%。风电新增装机从2022年的0.74亿千瓦增至2030年的1.8亿千瓦和2050年的2.3亿千瓦，均比承诺目标情景低15%以上。就这两类发电技术而言，发达经济体以及新兴市场和发展中经济体的市场都在持续增长，但增长幅度不及承诺目标情景中的增幅。

尽管电网延迟情景对太阳能光伏和风电部署的影响不大，但将显著延缓全球清洁能源转型。在全球范围内，太阳能光伏发电和风电在总发电量中的比重仍将持续增加，从2022年的近12%增加到2030年的30%，2050年进一步增加到接近45%。这将给全球电力系统带来重大改变，因此需要在与可再生能源并网相关的许多领域取得进展，包括市场设计和储能开发。但是，上述比例远未达到承诺目标情景中实现长期目标（包括净零目标）所必需的近60%这一水平。

电网延迟情景和承诺目标情景下，2010-2050年全球太阳能光伏和风电年度新增装机



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于以下资料所做的分析：IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#), IEA (2023), [Renewable Energy Market Update](#)。

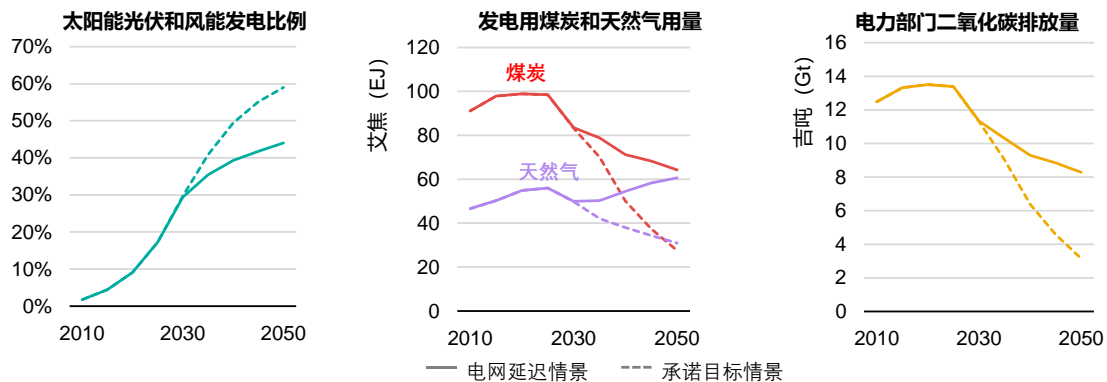
电网延迟情景下，为了弥补较低水平的太阳能光伏发电和风电出力，其他各种能源来源的可用装机的产出都将会增加；这些可用装机包括其他低排放能源来源，如核电或配备碳捕集装置的化石燃料发电厂，以及不配备 CCUS 的燃煤和天然气发电厂。在必要时，根据各地区的可用资源和技术偏好，会增加额外的装机，以确保电力供应充足。例如，只有在对核电持开放态度并且当前已有核能发展项目的地区，才会增加核电。另外，在这种情景下，如果其他低排放选项比较有限，则会增加不配备 CCUS 的煤炭或天然气发电装机。在本情景的分析中，选择技术时的主要考量是电力的可负担性，而不是实现减排目标。

对化石燃料和二氧化碳排放的影响

在全球范围内，电网延迟情景下 2050 年的煤炭和天然气用量是承诺目标情景的两倍，这将延缓清洁能源转型，并导致电力部门的排放量高于承诺目标情景。2022–2030 年，电力部门的煤炭年均用量将减少约 3%，这与承诺目标情景中的下降速度相同；而此后直到 2050 年，电网延迟情景下的煤炭年均用量的下降速度将放缓至 1.3%。从现在到 2030 年，用于发电的天然气也将以每年 1.7% 的速度减少。然而，2030 年之后，电网延迟情景将导致天然气用量再次增长，直至 2050 年。因此，电力部门的二氧化碳排放量也显著高于承诺目标情景，2030 年后每年的减排速度将放缓。2050 年，电网延迟情景下电力部门的二氧化碳排放量为 83 亿吨，是同年承诺目标情景下 32 亿吨的 2.5 倍多。2031–2050 年期间，电网延迟情景下的二氧化碳排放累计增加量比承诺目标情景高出 580 亿吨，相当于过去四年电力部门二氧化碳排放量的总和。

2050 年，能源部门二氧化碳排放总量在电网延迟情景下约为 175 亿吨，承诺目标情景下为 124 亿吨。如果二氧化碳排放量在 2050 年后继续保持这一趋势，并且能源相关甲烷排放量以及与能源无关的温室气体（GHG）排放量发生类似变化，那么 2100 年气温上升的中位数将为 1.9° C 左右。这意味着升温保持在 1.9° C 以下的可能性为 50%。然而，由于不确定地球对气候变暖会有什么反应，在电网延迟情景下，气温上升超过 2.0° C 的可能性约为 40%；而在承诺目标情景下，气温上升的中位数为 1.7° C。

电网延迟情景和承诺目标情景下，2010–2050 年全球太阳能光伏和风能发电比例、发电用煤炭和天然气的用量，以及电力部门二氧化碳排放量



IEA. CC BY 4.0.

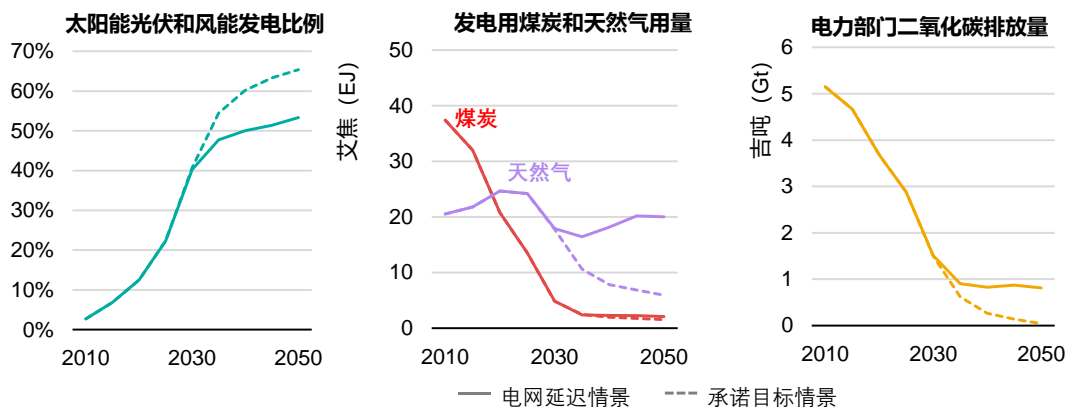
来源：国际能源署基于 IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#) 所做的分析。

在发达经济体，电网延迟情景将导致 2030 年以后天然气使用量大大增加，从而阻碍电力部门的减排进程。从现在到 2030 年，发达经济体的清洁能源转型将呈现快速进展趋势，风电和太阳能光伏发电的比例将提高到 40%以上，接近 2022 年的三倍，燃煤发电量将大幅减少。从目前的技术水平来看，如何处理好年发电量中波动性可再生能源占 40%的情况，对于大型电力系统来说仍然是前沿课题。要在该课题上取得进展，将需要多种先进技术和方法，包括更灵活的发电厂、储能和需求响应潜力挖掘，所有这些都将受益于强大的电网现代化和发展。电网延迟情景下，上述部分因素得以实现，支持风电和太阳能光伏发电在 2050 年达到接近 55%的比例；不过，这与承诺目标情景中的 65%还有较大差距。

在发达经济体中，可弥补风电和太阳能光伏发电部署速度缺口的其他选择通常比较有限。包括水电在内的大多数其他可再生能源都已被广泛开发，或者已证明成本很高（如太阳能光热发电）。虽然核电在一些发达经济体中是一个可行的选择，但其他选择的成本通常更低（即使我们假定近期的核电项目能大幅降低成本）。因此，在我们的分析中，风能和太阳能光伏发电量的减少将意味着对天然气的依赖程度提高。电网延迟情景下，发电部门的天然气用量在 2035 年达到最低，之后直到 2050 年将复现上升趋势。相应地，电力部门的二氧化碳排放量也将触底，之后到 2050 年每年保持在 8 亿吨左右。

在发达经济体中，受影响最大的将是欧盟和美国，因为这两个经济体都希望主要靠太阳能光伏发电和风电来实现电力的去碳化。电网延迟情景下，欧盟 2050 年电力部门的天然气用量将达到承诺目标情景的八倍多，二氧化碳排放量比承诺目标情景高出 8000 万吨。美国电力部门 2050 年的天然气用量将是承诺目标情景的四倍多，二氧化碳排放量比承诺目标情景高出约 4 亿吨。在澳大利亚、墨西哥、日本和韩国，电网发展速度放缓也会对天然气用量和二氧化碳排放量产生重大影响。

电网延迟情景和承诺目标情景下，2010–2050 年发达经济体太阳能光伏和风能发电比例、发电用煤炭和天然气的用量，以及电力部门二氧化碳排放量



IEA. CC BY 4.0.

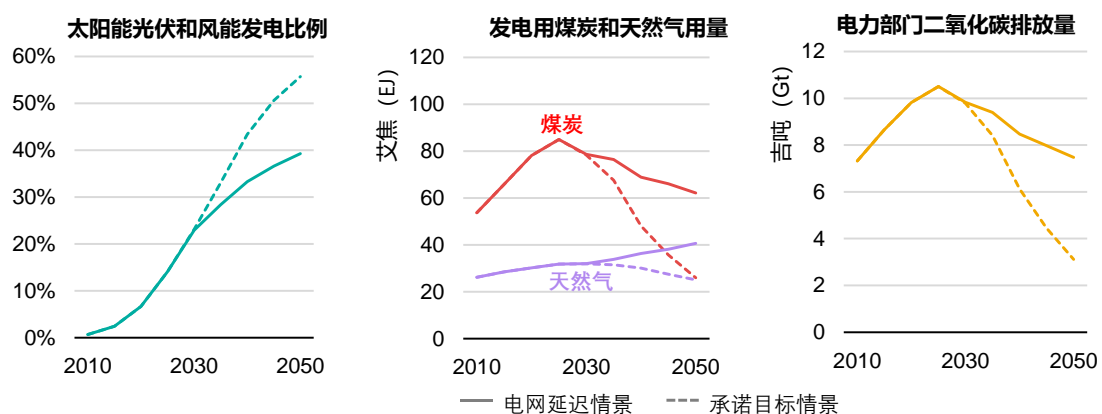
来源：国际能源署基于 IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#) 所做的分析。

在新兴市场和发展中经济体，电网延迟情景将阻碍不配备 CCUS 燃煤发电的转型，并导致用于电力部门天然气用量增加。尽管到 2030 年，这些经济体的太阳能光伏

发电和风电在总发电量中的占比将大幅提升，从2022年的10%增加到2030年的近四分之一，但电网发展不足，包括（国家间）区域一体化的程度有限以及国家内部的并网程度较低，可能会对维持以上转型速度构成妨碍。在电网延迟情景下，随后太阳能光伏和风能发电的比例将继续上升，但到2050年仍低于40%，而在承诺目标情景情况下，这一比例将超过55%。

为了弥补太阳能光伏和风能发电的减少，新兴市场和发展中经济体需要大量投资兴建其他能源的发电厂，以满足日益增长的需求；如果可负担性是主要考量因素，那么这些新建电厂当中很多将会是化石燃料发电厂。虽然新兴市场和发展中经济体还有更多尚未开发的水电潜力，但公众对水电开发的抵触情绪不断高涨，而且水电成本并不非常低。扩大核电可以发挥一定的作用，但核电项目的前导时间较长，而且核电的成本往往高于其他能源的发电成本。因此，在新兴市场和发展中经济体中，要弥补太阳能光伏和风能发电的缺口，继续采用燃煤发电以及继续增加天然气发电是成本效益较高的做法。电网延迟情景下，2050年的煤炭用量是承诺目标情景的两倍多，天然气用量则比承诺目标情景高出60%；因此，从现在到2050年，电力部门将不会实现承诺目标情景中那样的二氧化碳排放量急剧下降，而是会以较慢速度平稳下降。电网延迟情景下，新兴市场和发展中经济体2050年电力部门的二氧化碳排放量将是承诺目标情景的两倍半。

电网延迟情景和承诺目标情景下，2010–2050年新兴市场和发展中经济体太阳能光伏和风能发电比例、发电用煤炭和天然气的用量，以及电力部门二氧化碳排放量



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#) 所做的分析。

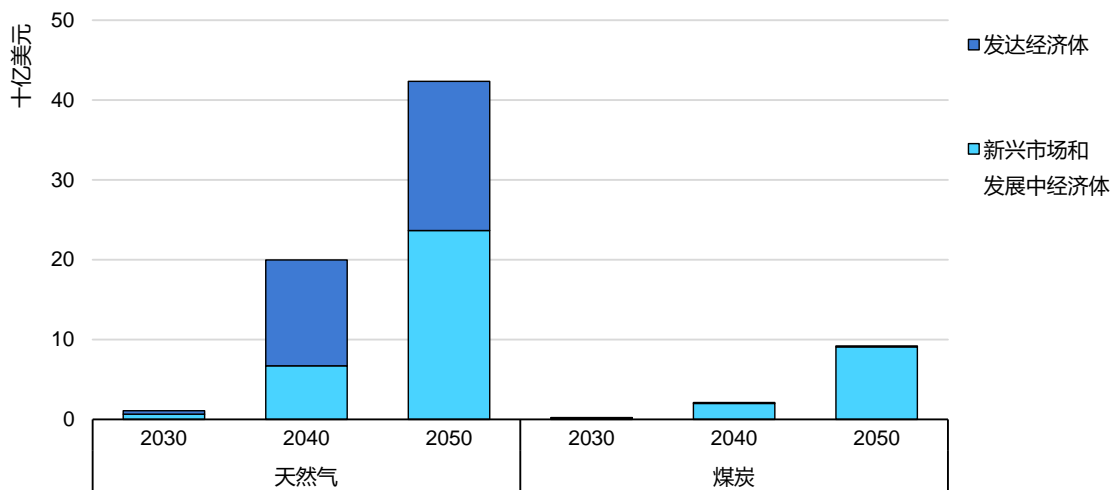
在新兴市场和发展中经济体中，中国和印度受到电网延迟情景的影响最大。按总发电量计算，这两个国家拥有新兴市场和发展中经济体中最大的电力系统，而且目前也都严重依赖燃煤发电。如果风能和太阳能光伏发电的规模难以达到承诺目标情景的水平，那么煤炭的转型就会受到干扰。电网延迟情景下，中国2050年煤炭用量的减少仅为承诺目标情景下的一半，而印度可能会发生燃煤发电在长期内恢复增长。在电网发展阻碍了太阳能光伏和风能发电增长的情况下，东南亚和非洲国家的煤炭转型进程也将会更加困难。

其他影响

另一种情况是，对于主要侧重实现减排目标的地区或国家来说，如果电网基础设施得不到及时发展，可能会导致减排成本提高。由于目前太阳能光伏和风能发电在大多数地区都是最具竞争力的新电力来源，因此若是采用其他低排放发电方案，会对去碳化成本构成巨大压力。例如[美国国家可再生能源实验室的分析](#)表明，在美国，电网基础设施容量约束将推高转型成本；如果还存在发电方面的其他约束，则电力系统的总成本可能会比无约束情景下增加一倍。

电网延迟情景下，由于天然气和煤炭用量增加，2031-2050 年化石燃料进口国的进口费用将增加 5000 亿美元以上。这将降低消费者对能源的负担能力，使经济更容易受到市场价格波动和干扰的影响。平均而言，每年 250 亿美元的额外进口费用将用于增加进口 800 亿立方米天然气和近 5000 万吨煤炭。近 90% 的额外进口费用将用于进口天然气，其余用于进口煤炭。额外化石燃料进口成本的负担大约一半将由发达经济体（主要是日本、韩国和欧盟）承担，另一半由新兴市场和发展中经济体（主要是印度、东南亚和亚洲其他发展中经济体）承担。

电网延迟情景与承诺目标情景相比，2030、2040 和 2050 年不同化石燃料每年的额外进口费用



IEA. CC BY 4.0.

来源：国际能源署基于 IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#) 所做的分析。

电网发展速度放缓除了导致排放和成本上升之外，还可能增加停电的可能性和预期持续时间，从而对经济和个人日常生活造成潜在的巨大影响。目前医疗保健、信息技术、娱乐等行业已经高度依赖电力，而随着交通运输、采暖制冷等更多终端用途的电气化程度提高，前述风险将随着时间的推移而扩大。可靠性较低的电网还会加剧不同部门和家庭的贫富差距，因为较富裕社区与较贫困社区相比，更有能力投资于独立备用发电设备或主力供电系统。

第4章：政策建议

目前，电网发展的速度还不足以确保能源转型的安全、可靠和经济高效。需要采取紧急行动，打造政策、监管和投资环境，加快电网发展。在创建有利框架和进行必要的监管改革方面，政策制定者可以发挥核心作用。与此同时，整个供应链上的行业都要做好准备，以所需的速度和规模提供相应服务。需要加强所有利益攸关方之间的互动，以确保迅速、安全和民主地执行各项计划。

正如我们在第1和第2章中所看到的，电网的发展将依靠可能高度本地化的环境。虽然供应链等一些方面是全球性的，但许多关键政策和法规将取决于国家和地区的具体情况。在许多情况下，发达经济体与新兴市场和发展中经济体之间，甚至经济发展水平相似但市场结构不同的国家之间，都会存在巨大差异。新兴市场和发展中经济体的电网目前最为落后，需要给予特别关注，以免因发展不足而导致清洁能源转型面临延误和更高成本。与此同时，我们也认识到这些经济体面临着独特挑战。

尽管各地情况不同，我们找出了六个具有广泛适用性的优先领域，政策制定者可在这些领域采取行动，以确保电网能够促进能源转型，而不成为瓶颈，这些领域是：改善电网规划，促进投资，提高电网部署和运行的速度和效率，保障未来供应链安全，利用数字化，以及培养高技能劳动力。以下将按这些主要课题对建议进行分类，这些建议可作为制定政策和法规时考虑的指导原则，并根据当地实际情况和要求进行调整。

促进电网容量发展的主要政策建议

政策制定者需在六个关键领域采取行动，以确保电网不会成为清洁能源转型的瓶颈：

- **与时俱进制定规划。**为支持能源转型，需大力改善电网规划。其中，很重要的一点是加强对电力系统和经济不同部分的规划协调，以及改善区域协调。实行反映气候目标并吸引所有利益攸关方的高质量长期情景制定，是实现各行业之间的协调以及管理发展路径和步伐中存在的不确定性的关键。
- **释放投资。**缺乏投资是加速电网扩容的一个主要障碍。在投资方面，新兴市场和发展中经济体面临着与资本成本和预算限制有关的特殊挑战。改善电网企业的补偿方式，有针对性地为电网提供资金，以及提高成本透明度，都能起到促进投资的作用。在某些情况下，允许私人参与电力行业可以带来额外投资。
- **消除电网发展障碍。**电网扩建和现代化需要迅速和规模化进行，并且新电网的建设要与更好地利用现有基础设施和新技术齐头并进。政策制定者可以通过以

下方式加快电网建设进度：确保监管风险评估将先行投资考虑在内，简化行政程序，促进社会支持，激励更好地利用现有基础设施和建设新容量。

- **保障供应链安全。** 电网容量的加速扩大和新技术的部署将加剧供应链压力。各国政府可以通过建立稳固透明的项目资源储备以及实现采购和技术安装的标准化来支持供应链的扩展。同时，对不同解决方案互操作性的关注将有助于未来灵活性的发展，而电网组件的网络安全问题也应得到解决。
- **充分利用数字化。** 输电网的数字化可以为效率和安全提供持续支持。确保数据收集和处理框架的透明性以及开发人工智能和机器学习工具，可以提高数字化解决方案的价值。同时，提高对网络安全风险评估以及主动和被动防御能力的重视，对于确保电力系统的安全至关重要。
- **培养一支高技能劳动力队伍。** 在整个供应链、运营商和监管机构中，对高技能白领和蓝领工人的需求已经非常显著。人才储备建设非常重要，要确保将数字技能纳入电力行业的相关课程中。与此同时，政府需要确保通过技能再培训和激励在职培训来控制自动化程度提高对工人的影响。

加强规划的社会性、宏伟性、稳健性和前瞻性

电力系统规划能够反映出系统的长期需求，并为投资和政策制定提供指导。由于电网和大型电厂的组件使用期长达几十年，需要从长远角度对电力行业进行规划。需求增长曾是电力行业规划的主要驱动力：将GDP预测与需求增长联系起来，然后对供电、输电和配电容量进行投资规划，以满足需求增长。如今，能源转型要求对电力的生产和使用方式进行快速演变，电网发展的规划方式也应随之产生重大转变。

在未来几年内，将有多种因素影响电网容量的充足性，以及电网的稳定性和强度。交通运输和建筑等行业的电气化转型将驱动或加剧需求的增长。发电特性的不断变化将促使电网进行现代化转型，促进利用现有基础设施，扩大电网规模，并提高分布式灵活性资源的承载。电网还需加强跨地区跨行业互联，与邻近系统相互依存，并加强与天然气和氢能等其他行业基础设施的连接。

在此背景下，电网规划的理念已愈发复杂，越来越需要与包括公众在内的更广泛的利益攸关方的需求和展望相符。这就需要采取更加一体化的方法来处理电力行业内部和行业之间的联系。随着配电网越来越多地承载发电和灵活性资源，输配电层级间的协调将比过去更加重要。与可再生能源和分布式能源资源相比，电网部署的时间跨度较长，因此电网规划需要支持先行投资，以避免由于电网基础设施滞后而受到阻碍。

虽然能源转型将推动全球电网规划的整体演进，但最紧迫的优先事项将取决于各国国情。在新兴市场和发展中经济体，电气化将在GDP和人口增长的基础上进一步加剧需求增长。规划工作的一个关键优先事项是为基础设施的必要投资创造环境。从这个角度看，利益攸关方的广泛参与以及规划过程的透明度和常规性将至关重要。

要。与过去相比，用于分析和表明新基础设施需求的工具、方法和程序将发生转变。政策制定者、监管者和公用事业企业需建立适当的机构、法规、技术要求和能力以及合作平台，以便就新的规划方法达成共识。

许多发达经济体在数十年的需求持平或下降后，将需要满足由电气化驱动的需求增长。在规划过程中，要确保成熟但老化的电网基础设施能够实现升级和现代化，以便在新范式下高效运作，例如允许双向电力流动和非同步电源高输入。许多发达经济体将迎来多年来首次大规模扩建基础设施的需求，要确保社会参与，以获得公众支持；要清楚阐明清洁能源转型与电网扩建之间的联系，正如转型与风力涡轮机和太阳能光伏板之间的联系一样明确。规划过程将要在参与者众多的非捆绑式电力行业背景下应对这些转变，并纳入不同利益攸关方的观点，以进行稳健、有效的规划。需要进行情景分析，以便获得更多信息，更好地围绕成本非最低但社会接受度可能较高的方案进行辩论。

近年来，在电网规划方面已取得了重要积极进展。许多地区正在开展新型长期规划实践，助力弥合传统规划与能源转型需求之间的差距。然而，这些只是迈向新范式的初期步骤，大多数地区仍需在多个方面加强规划整合。许多新型规划缺乏固定的时间安排，目前只是作为一次性研究而存在。在及时、全面和定期征求利益攸关方意见的基础上，考虑到多种可能途径的稳健的情景分析仍然缺失。各地区内部和地区之间的规划人员间的协调水平仍不够紧密。

以下是加强规划研究，有效指导能源转型的优先事项：

- **改善电网规划与发电规划间的协调。**目前，许多地区仍然依赖传统的电网规划流程，即先规划发电项目，后建立电网连接，这种方法已不能满足需求。如果不对电网基础设施进行先行投资，就无法在无电网接入的地区部署更多的多样化分布式发电源。特别是，海上风能等新资源或可再生能源丰富的偏远地区可能需要开发专用电网，规划过程中需要评估在发电项目规划之前建设共享基础设施的益处。
- **加强情景制定，采用多维方法考虑日益增长的行业间联系和不同技术路径。**情景制定是电网规划研究的基础，目前，情景制定往往过于简化，可能主要涵盖电力总需求增长中存在的确定性。电网规划研究需要一个强有力的情景制定过程，以反映主要的潜在发展轨迹，这个过程应纳入气候政策和与交通运输、供热和工业行业以及天然气和氢能的联系，同时将中期计划与长期展望相连接。情景分析可以为公众辩论提供关键信息，为成本可能更高，但接受度也更高的相关技术路径的成本和效益量化工作提供重要依据。在发达经济体中，电气化是电力需求增长的主要驱动力，对清洁氢能的需求可能更早发展，因此反映行业间联系将是一个特别优先事项。
- **制定透明、明确的常规流程，提高利益攸关方参与效力。**虽然大多数电力系统规划工作都设有利益攸关方参与流程，但正确实施这一流程极其不易，而且在许多地区，目前还无法以此对未来电网发展达成所需的共识和信心。在规划过程中，需要积极主动地引导相关群体尽快并经常参与规划，以便从广泛的视角中获益，并帮助树立投资者信心和公众信任。分析方法的透明度是稳健、知情交流的基础，也是确保有效参与的一个关键因素。未在此基础上公布模型和输入假设，也未在每个规划周期

内进行多轮参与的规划机构应努力尝试这些做法。在新兴市场和发展中经济体中，界定明确的参与流程和提高透明度是树立投资者信心的优先事项。

- **加强输配电网规划间协调，以反映配电层面更大的复杂性和潜力。**大多数输配电规划过程都适用于同一场景，即发电地点远离需求中心，电力由输电系统输送至配电网。然而，这种规划过程不能满足未来配电网的需求，因为未来配电网将承载分布式发电和灵活性资源，可以为系统提供服务，甚至实现双向电力流动或自给自足。为充分挖掘这些资源的潜力，需要加强输配电规划协调，以便以技术中立的方式考虑所有潜在的解决方案。分布式能源资源（包括储能、微电网和其他非线路方案）所提供的灵活性解决方案，可以作为电网强化的替代方案，从而避免一些昂贵且往往难以实施的结构性投资并可能提高可负担性和可持续性。在新兴市场和发展中经济体中，电力需求将迅猛增长，因此输配电规划间的协调将成为一个关键优先事项。
- **加强区域间电网规划协调，以充分利用跨境相互依存的好处并管理其复杂性。**能源转型，特别是波动性可再生能源发电比例的上升，将提升更大范围内共享资源的好处，同时也将加剧跨境电力流动的复杂性，使电力更趋于双向流动。因此，我们更加需要对电网和可再生能源进行跨国协调规划。互联程度较低的国家，包括许多新兴市场和发展中经济体，将受益于跨境基础设施的加速发展，这些国家需要加强协调规划，以实现这一目标。制定项目跨境融资的通行惯例，确保利益的公平分享，将是实现高效跨境基础设施建设的重要一步。互联程度较高的国家也需要确保与邻国进行协调规划，以制定转型计划加大依靠贸易来实现可再生能源一体化和充足发电。
- **加强规划研究中的多风险因素评估。**虽然电网规划中的风险评估需求并不新奇，但供电安全的潜在威胁来自多个角度，而且许多风险都在持续加剧，包括气候变化和自然风险、网络安全、供应链安全、地缘政治风险、社会认可风险、多年天气分析反映出的波动性能源发电的不确定性，以及新冠疫情等不测事件。为应对这些风险，在规划研究中将有必要进行可信风险的深入评估并包括适当的缓解和韧性措施。这些分析可以为项目的投资决策提供关键支撑，基于一系列可信风险情景下的效益来判断项目价值，而不是仅仅考虑正常运行条件下的典型的必要性标准。对所有国家而言，这种做法都十分重要，因为新兴市场和发展中经济体面临着气候变化带来的最极端影响，而发达经济体则面临着重大的气候和地缘政治风险。

融资和投资改革是加快和优化电网扩容的关键

脱碳、发电的快速分散化以及在电网边缘部署新负载这三大趋势在促进电力系统改造的同时，也要求重新定义输配电网络的作用，以及我们的投资方式。在全球范围内，需要加快进行电网投资。为此，可以制定有针对性的电网投资计划，更新监管框架支持适当投资，并识别新的价值来源。然而，发达经济体与新兴市场和发展中经济体在投资和优化的背景环境上有所不同。例如，在发达经济体中，应优先考虑更新补偿机制和加强电网运行。而对于很大一部分新兴市场和发展中经济体而言，投资融资的主要问题涉及公用事业资源有限，无法从用户侧收回成本，而且还面临着提升电网质量和满足需求快速增长的双重任务。

电网投融资改革的优先事项如下：

- **有的放矢地为电网提供资金，以加快发展，促进高效能源转型。** 迄今为止，由于对必要的电网扩建水平和可利用的融资金额缺乏清晰认识，投资步伐一直受阻。目前，电网的投资水平远远低于以最低成本实现能源转型所需的水平，各国政府正认识到需要有针对性地提供资金来促进电网投资并采取了相应措施。这些资金的用途不应仅限于电网，还应投向灵活性和一切可用的分布式能源资源集成方式。
- **消除现有补偿结构中阻碍电网创新和运行优化的因素。** 目前的补偿机制往往偏爱资本投资，从而抑制了对提高电网效率的运营方式的投资。不管是在重组后的电力市场还是垂直一体化的电力系统中，增加基于服务成果或质量的补偿成分，将有助于减少对投资硬性基础设施的材料要求，同时也可以为新服务提供回报。例如，这些措施可能有助于提高线路利用率、改善电网可见度或缩短停电时间。
- **提高投资计划中未来补偿的可见度，以加快并确保实现必要的电网投资。** 目前，在每个监管期结束时，投资成本会得到追溯补偿，这种补偿方式导致电网企业在每个监管期结束时才进行投资，从而延误了电网扩建的进度。已有实践证明，在每个监管期之前实行事前程序并确定预期投资范围，可以鼓励整个监管期内的投资活动并加快电网发展。
- **审核补偿机制，确保其与具体政策目标相匹配。** 特定情况下，在降低电网管理总成本上所做出的努力，可能会削弱电网运营商投资创新或技术推广的能力。为解决这一问题，监管机构和电网运营商可以合作确定优先项目，而且监管机构可以通过特别创新或基于成果的补偿机制分配资金。例如，为创新项目分配特别补偿份额（如巴西），或者实行基于智能电表推广指标的补偿（如意大利和最近在印度），都可以加快电网现代化。

虽然上述建议适用于大多数国家，但对于电力行业一体化的国家，特别是新兴市场和发展中经济体而言，应优先采取一些特定行动，因为在这些国家，加快电网投资需要在满足电网扩建需求的同时改善现有基础设施。除了这项双重挑战之外，还要顾及因地制宜的特定因素，以确保有效投资。这些投资需要考虑到，由于未实行反映成本的电价，公用事业企业的资源有限，而且由于资本成本可能比发达经济体高出数倍，电网投资中的股权比例通常较大。

想要应对这些挑战，就要改善新电网项目的融资条件，实施有助于降低电网基础设施投资风险和减少资本成本的措施：

- **通过分别核算发电、网络和零售成本，提高一体化公用事业不同成本驱动因素的透明度。** 对于许多一体化公用事业而言，不同活动间缺乏单独账户往往导致各种生产活动的交叉融资，从而难以确定最大成本负担，以及能够更大程度降低成本的投资领域。在法律不允许私人参与或仅限于极个别情况的背景下，非捆绑式会计方法可以为提高透明度提供窗口。对于有意逐步增加电力系统投资的政府而言，明确成本优化机会会有助于确定适合私人参与的领域，指导投资计划并减少交叉补贴。
- **制定明确的互联成本分配方法并简化许可程序，降低融资成本。** 在主要由现有公用事业企业进行电网投资的电力系统中，银行可能不熟悉所需的投资类型和投资期限。

项目开发的不确定因素只会增加新项目的融资成本。明确许可程序、成本分配和预期收益不仅有助于提高电网项目本身的开发效率，还能引导新发电投资流向最大限度利用现有电网的区域。

- **识别主要由于缺乏额外资金而导致发展受阻的领域，评估私人参与能否加速投资。** 由于电价不能反映成本以及借贷成本高昂，新兴市场和发展中经济体的公用事业企业往往资源匮乏，可能难以自行承担电网扩建投资。在这种情况下，允许私营部门在一定程度上参与电力行业可能会吸引更多资金。全面重组或私有化从政治角度而言不一定总是可行，因此实行有针对性的输电投资计划（如巴西和肯尼亚）可以允许私人资本参与以实现特定政策目标。
- **在收入确定性与监管之间建立平衡，促进私人参与。** 电网基础设施项目是电力系统的支柱，也是长期投资项目，因此，政府和公用事业企业都需要对私营行为体参与的此类项目的交付和服务质量确定无疑。同时，投资者希望投资机制能够明确收入流和合同条款。一些国家的实践经验为我们提供了成功推动私人投资的模式范例。特许经营和“建设-拥有-经营-转让”（BOOT）等私人参与模式可以促进电网基础设施投资，同时为投资者提供确定性并对政府负责。对所有机制而言，辅之以有效的监管监测手段十分重要，从而确保项目确实能以高性价比的方式及时交付。

要建设更强电网，加快扩张和改善资产利用缺一不可

即使电网强化项目的规划得当，资金充足，但如果无法实施，也会阻碍能源转型，或在出现重大延误的情况下减缓能源转型。无论出现哪种情况，都会影响我们履行现有气候承诺的能力。与扩展分布式能源资源和可再生能源相比，实施电网项目（尤其是输电项目）所需的时间更长。公众将期待电动汽车和电力空间制冷/采暖可以不受限制地得到普及。按时顺利交付电网项目不仅对及时、安全地集成分布式能源资源和可再生能源至关重要，对满足经济增长和电气化带来的消费增长也起着举足轻重的作用。

电网成熟的发达经济体正面临着更换老化资产、扩大现有输配电线路容量，以及建设新基础设施以获取海上风能等大量可再生能源的需求。这就意味着优先事项包括高效管理升级工作中的停电维护，重新设计元件以应对电力流增加（提高出力），同时建设新的输电线路走廊。由于需要管理的项目数量庞大，此类项目（如[安排工程进度和筹备运行措施以确保电网安全](#)）的协调工作面临艰巨挑战。此外，在跨辖区互联（如欧洲和北美）的情况下，也需要对项目进行跨境协调。当工程进度由于许可、供应交付、天气或承包商日程等原因出现延误或变化时，就会导致一系列相关项目的进一步协调和调整。

需要新建电网基础设施或进行重大升级时，获得地方当局和居民的必要许可可能面临挑战。对于穿越多处地产和市政区域、跨越不同地貌的长距离输电线路而言，要获得建设许可并满足环境影响减缓要求可能会特别困难、昂贵且耗时。即使是配电项目，尤其是地下配电系统，工程施工也可能对当地居民造成干扰，因此必须合理预测和规划。就海上电网而言，有必要明确输电基础设施建设的责任方：

陆上输电系统运营商、风电场运营商或者其他机构。多项研究表明，邀请输电系统运营商牵头开发海上电网可以最大限度地降低成本，因为可以利用规模经济并降低风险。

在新兴市场和发展中经济体，需求增长和脱碳目标共同驱动着电网扩建的需求，延迟实施电网扩展不仅会阻碍能源转型，还会抑制经济增长。

加快电网发展和提高现有资产利用率的优先事项是：

- **改进监管风险评估。**在新电网的建设要求方面，相关法规通常侧重于尽可能避免资产搁浅的风险，而没有考虑到电网发展不足的可能性。我们需要调整监管框架，以更好地获取新项目的价值，并为所需的先行投资打开大门。这种做法同样适用于跨境项目，如新的海上风电枢纽，这些项目中的成本分配不应仅基于基础设施的位置，还应基于该设施将带来的预期效益。
- **消除新电网项目的行政障碍，加快电网发展步伐。**许可及其他审批是造成许多地区电网开发前导时间漫长的一个主要因素。要促使电网发展支持能源转型，而不是成为部署清洁发电和其他技术的瓶颈，就必须制定有针对性的政策并实现数字化，以简化和加快审批流程。
- **在规划电力系统发展时，积极促进和考量电网发展的社会支持度。**社会反对是造成许多电网项目严重延迟的原因。除了积极组织公众参与，还可以采用最佳实践来限制电网基础设施对群体和环境的影响。清晰、持续的信息共享和周密安排的长期沟通计划可以帮助减少错误信息。对土地所有者和当地社区采取透明、公平的补偿措施也能提高接受度。此外，还可以探索政府与开发商之间的新合作形式，寻求环境友好的解决方案并最大限度地减少土地使用，例如将电网与管道等现有基础设施相结合。
- **加强对补偿框架内改善基础设施使用的关注。**要解决现有问题，不能仅仅依靠建设新电网，更好地利用现有和未来的基础设施将是关键。为提供适当激励，补偿框架必须与这一新范式相匹配。在补偿框架的演变过程中，已经出现了类似的转变，即从按服务成本计算补偿转变为基于成果计算。投资优化运营有助于在短期内提高承载力，为更全面的电网扩建赢得时间。在电力市场开放化的系统中，使用位置信号对系统的高效运行至关重要。

安全、多样化的电网基础设施供应链必不可少

即使投资问题得到解决，如果必需的电网组件不能按时交付，也有可能危及气候目标。

输配电容量的加强既需要通用组件，也需要利基组件，这些组件涉及供应链中可能存在的不同应力点。电线和配电变压器等通用组件的供应商繁多，但需求的增加将挤压原材料供应链。与此相反，输电网变压器、海底电缆和电网支持设备等利基组件的制造商数量有限，因此交付能力令人担忧。此外，建设能力，尤其是输电和海上基础设施的建设能力，将成为一个制约因素，因为此类建设依赖特殊技能和设备。

供应链多样化是提高供应链稳健性和确保基础设施及时交付的典型措施。由于缺乏本地制造能力，新兴市场和发展中经济体在很大程度上依赖进口组件，导致交付成本增高。这些经济体也往往缺乏相应的建设能力。及时交付风险较高会影响资本成本。资本有限的国家倾向于选择能够本地交付的价廉供应商，多样化战略对这些国家而言成本过高。

利基组件的总需求量有限，但这些组件对全球电力供应起到了至关重要的作用。数量有限意味着制造能力往往集中分布，生产过程难以标准化。具有标准化技术规格的大批量订单的制造成本较低，质量也有保障。因此，如果订单很少，有专门的技术要求或远离组件制造地，即使资本充足的国家也很难获取相应组件。

不管是通用组件还是利基组件，电网设备供应商都要提高生产能力，以满足预期交货时限。各国政府可以采取一系列行动，帮助强化供应链，提高稳健交付能力：

- **确定由政府背书长期电网投资计划，以支持项目资源储备的可持续和明确性。** 尽管目前确定的电网项目储备要求制造企业承诺投资足够的新制造能力，但并未反映出能源转型所需的电网扩建速度。各国政府应要求根据交付时间表来制定国内和区域的长期电网投资计划。背书这些计划并跟踪其实施情况，可以提高电网投资的安全性和速度，并激励供应链的发展。
- **最大限度地实现采购程序、技术规格和安装的标准化，以加快交付速度。** 未来项目的精确规格目前尚不明确，不同市场间的差异也非常显著，这些都对制造商设立所需的交付能力造成了阻碍。虽然电网项目无法在所有方面都实施标准化，但政府可以通过建立跨区域联盟来明确技术要求，从而提高未来项目间的一致性。例如，[旨在为北海枢纽建设电网连接的长期框架协议](#)明确了将海上风电输送到陆上需求中心所需的电网设备的“核心组件”。这一采购大量标准组件的保证激励了制造商建立专门、高效的交付能力，以确保及时生产。
- **制定组件标准，确保不同制造商生产的电网组件（尤其是直流技术组件）间的互操作性。** 与交流技术相比，直流电网面临的潜在互操作性挑战更大，如果来自不同制造商的组件不相配，就有可能导致新电网项目的延误。在能源转型期间，这种风险变得更加显著，尤其是随着网状海上电网的日益发展。政策制定者应确保尽快实施互操作性标准，以避免今后因技术不兼容而造成延误和成本增加。
- **支持顶级供应商数量非常有限的电网组件的多样化供应。** 目前，一些电网组件的生产高度集中于少数几家顶级供应商，阻碍了供应链的多样化发展。这一现象尤其体现在高压直流换流站、超高压变压器、同步调相机和静止同步补偿器等利基设备以及开关设备中六氟化硫的替代品等组件上。在新兴市场和发展中经济体，以及除欧盟和美国以外的国家，接触这些供应商可能尤其困难。各国政府可以通过以区域为单位集中采购，或与二级供应商协力提高厂商竞争力来克服这一困难。提高全球专业组件供应商的多样性将加快电网部署步伐，并有可能降低成本。
- **考虑采取措施激励供应链中的可持续实践。** 对于排放强度高或生命周期中存在污染物成分的组件，有必要鼓励可持续实践。监管机构在评估配电和输电系统运营商的拟议投资时，可以对循环经济和减少二氧化碳影响的措施进行奖励。各国政府可以通过自身采购，以及为正在开发替代性可持续解决方案的行业和倡议提供支持的方

法，鼓励电力行业采用更具可持续性的实践。例如，美国的 [AmpUp（通过公用事业合作推进现代电力发展）](#) 计划制定了专门框架，为电力公用事业落实循环解决方案；荷兰 [阿姆斯特丹市政府](#) 发起的工作流程中包括一个计划到 2040 年实现地下基础设施 100% 使用循环经济材料的项目。此外，可以在全球范围内实施逐步淘汰六氟化硫组件的规定，以限制碳排放，但在尚未开发出适当的替代方案的情况下，淘汰举措存在风险。各国政府可以鼓励制造商及时开发有效的替代方案，以便在全球范围内加快电力行业向非六氟化硫组件的过渡。

- **实施网络安全措施时应考虑到工业和服务供应链的日益复杂性。** 在软件制作过程或更新程序中植入恶意软件的案例（即软件供应链攻击）存在上升趋势。例如，在关键硬件或软件中嵌入恶意代码或后门，可能造成巨大安全漏洞，导致数据泄露甚至断电。为缓解此类风险，必须采取措施确保供应链的可靠性，例如在制定采购导则时，将网络安全纳入其中（如 [美国](#) 和 [德国](#) 的筛查计划），以及实行关键设备采购认证（如 [EDSA 认证](#)）。鼓励半导体、智能电表和功率调节器等通用产品采购来源多样化，可有效避免某些漏洞或恶意实体干预的风险。

数据精简、透明化、数字化和可观测化有利无弊，是电网发展的推动力

通过优化系统效率，数字技术有助于解决当前的运营难题（支持波动性可再生能源与分布式能源资源的整合）并降低投资成本。为充分发挥数字化优势，系统运营商需要开发新的精密数据处理能力，它们的角色将因此发生重大转变。在不同利益攸关方及其资产之间需要加强协调。这一目标的实现要依靠数据的收集、精简和透明化进行交流和分析。

从用户层面以及在整个电网、电厂和其他环境中，都可以利用传感器和仪表进行大规模测量，使电网运行更加安全高效。这一做法的应用范围非常广泛，包括预测可再生能源；估算未注册的分布式能源资源容量；实时管理灵活需求；以及识别电网越限和故障的产生与原因，从而改进预防和恢复措施。

配电层面通常在数字化转型方面更加急切，一方面是因为输电网在很大程度上数字化水平更高，另一方面是由于新技术为配电层面带来了机遇。在分布式能源资源快速发展、先进的计量基础设施和智能设备普及的地区，当务之急是将它们与其他系统连接起来，并建立协同机制，以充分利用灵活性和效率。在一个或多个领域尚未实现数字化的地区，目前最易普及、发展速度也最快的是分布式能源资源和智能设备。这意味着系统运营商应了解当前主要的发展趋势，并通过建立数据收集和管理能力来获取可用信息。

与此同时，电网的扩展及其数字化程度的提高也增加了网络威胁风险，因此需要更加关注主动和被动网络安全措施。对电网的网络攻击始于通过恶意软件和协调攻击对系统的蓄意渗透，而技术漏洞和终端电气化程度的提高则为网络攻击提供了便利。电网基础设施和并网技术的许多组成部分都有不同的使用寿命，加上终端的不断数字化，多个潜在渗透点就此形成。一旦成功渗透，网络攻击的影响可能导致电网物理损坏和大范围服务中断，如连锁跳闸、电压骤降或频率崩溃以及

失去同步。这意味着需要进行全面的风险管理，以应对现有和新兴威胁，不仅电网运营商应采取相应行动，并网资产也需满足一定要求。

政策制定者可以实施一系列措施支持有利无弊的推动因素，促进更广泛地数字化转型，并确保在整个电网中设立适当的网络威胁防御机制：

- **确保电网企业启动数据收集，并发展相应的数据导航工具和技能。**过去，电网企业不需要，因此通常也不具备处理大型复杂数据集所需的数字基础设施、实践和技能，数字技术的应用改变了这一需求。即使在数字化进展相对有限的地方，政策制定者和监管者也需确保电网企业尽快开始收集数据，并逐步拓展数据利用能力。这一措施将为进一步发展奠定重要基础，在数字化进展有限的背景下已经可以启动。
- **在电网企业的数据收集和存储方面，应尽快优先实行数据精简、透明化与隐私保护。**如不采取具体措施，数据收集活动可能趋于内部使用，所采用的专业化解决方案可能效率低下、难以扩大规模与共享数据。与此同时，一些收集到的数据将是敏感数据，需要确保隐私和安全。能源监管机构需要加强监督，以确保数据收集、存储和使用的可靠、高效和可扩展性。需要制定数据管理标准并进行审查，以确保持续合规，对违反数据隐私的行为实施处罚，并确保相关市场参与者的公平访问。为了更高效地推进数字化，应促进数据收集和处理的经验交流，以便制定实践和技术类型标准。数据共享是积累大量多样化数据库的关键，为充分利用人工智能和机器学习的优势来进行预测分析奠定基础。网络攻击和安全漏洞的相关数据共享也至关重要，但要考虑到这些事件往往是机密信息。注重行业对话并在行业行为体和公共部门之间建立匿名信息共享框架，可以帮助提高网络攻击事件报告数量，为行业构建知识基础。政策制定者提供立法支持，鼓励匿名报告，将有助于缓解余下的法律和声誉担忧。
- **确保鼓励创新的政策和法规对数字化起到推进作用。**目前，促进创新的政策和框架在助推电网数字化方面并不总能发挥积极作用。在更广泛的鼓励创新的措施（如基于绩效的监管和市场化机制）范围内，政策制定者应确保数字技术及方法的开发和部署得到相应推进。例如，欧洲的“[智能电网指标](#)”举措旨在测量数字化在各方面的扩展程度，为我们提供了一个很好的范例。欧盟委员会的[数字化行动计划](#)是政府通过公报形式明确扩大数字化所需步骤的实例。
- **考虑有针对性地为数字化解决方案提供资金。**现在，许多电网的数字化解决方案进展并不理想。因此，有针对性投入资金发掘数字化价值，可能是一种既高效又具有成本效益的方法。许多倡议已经认识到了这一点，例如，在欧盟委员会预期到 2030 年投入欧洲电网的 [5840 亿欧元](#)（约合 6150 亿美元）的投资中，近 30%（1700 亿欧元，约合 1800 亿美元）预计将用于数字化。同样，日本在 2022 年宣布的一项 [1550 亿美元的资助计划](#)中重点关注智能电网。2022 年，美国宣布了[电网韧性和创新伙伴关系（GRIP）](#)，包含 105 亿美元的资助机会，旨在支持电网可靠性和韧性升级，其中 30 亿美元赠款专门用于智能电网的部署。在新兴市场和发展中经济体，政策制定者需要进一步鼓励数字化扩展，例如印度的[修订版配电部门机制（RDSS）](#)拨款约 400 亿美元，用于支持配电企业和改善配电基础设施，目标是到 2025/2026 财政年度将[智能电表数量提高到 2.5 亿台](#)。

- **强化网络安全风险评估，涵盖电网运营商和并网资产的安全漏洞。**随着电网的不断扩展和数字化，以及人们对电网的依赖程度越来越高，网络攻击问题更加令人担忧，网络攻击对电网的基础设施硬件、安全性和经济完整性构成威胁。虽然下一次网络威胁的具体形式难以预测，但电网及其连接实体往往对恶意软件的渗透和应对措施一无所知。如今，在网络风险规程的实施方面还欠缺有效的法律规定，阻碍了电网网络安全的发展。在缺乏有效实施的网络代码规定的情况下，电网运营商可以通过风险评估识别网络薄弱环节，并积极采取措施降低网络攻击的可能性。欧洲能源监管合作署（ACER）在针对网络安全的网络代码提案中包含了对欧洲互联电网中的关键和高风险实体的风险评估。该机构发现，自下而上和自上而下相结合的方法在涉及跨境电力流动运行可靠性的网络风险情景中行之有效。使用 ISO/IEC 信息安全管理（ISO/IEC 27001、27005、27019 和 31000）等公认的方法对这些努力进行认证，将有助于确定内部网络实践并证明其合规性。在评估和认证后，系统运营商可以设立多重要素验证、未授权系统行为监测系统、数据备份程序、手动超控受损系统能力等。此外，政策制定者还可以通过为电网运营商及其用户实施具体的网络安全代码来支持电力行业的努力，为电网扩展和数字化过程中的电网安全铺平道路。

有必要培养一支高技能电网劳动力队伍

私营部门常说，缺乏高技能劳动力是扩大业务的一个主要障碍。公用事业和电网设备制造商也面临同样的问题。企业需要引进新的人才，并对现有员工进行技能再培训，以管理网络的扩展和升级。电网行业所需的高技能工人比例更高，其中许多岗位需要的教育水平远远超过中等教育。随着数字设备数量和复杂程度的增加，该行业对数字技能的要求也越来越高。新技能的引进需要权衡成本效率，特别是在公用事业受管制的地区。在新兴市场和发展中经济体，公用事业仍经常雇用许多低技能工人，因此需要考虑日益提高的自动化水平取代这些工人的可能性。

政策制定者可以优先采取以下行动来扩大电网劳动力并提高其技能水平：

- **与教育机构合作，在课程中添加必要的数字技能。**许多电工、技工、工程师和系统操作员的认证项目都未全面涵盖关键数字技能。电力行业可与教育工作者合作，在课程中添加这些新内容，并与当局合作在需要时增添现有认证项目的要求。淘汰过时内容有助于培养拥有恰当技能的人员储备，严格的在职培训计划也依然十分重要。
- **实行学徒制、奖学金和奖励方案，建立新人才储备。**在升级和新建电网基础设施时，对高技能电工、技工和其他蓝领工人的需求最盛，而在世界许多地方，这些职业都面临人才短缺。实行适当的激励措施和计划将有助于吸引年轻人从事这些职业。许多工人，如电工，可能已经掌握了所需的大部分技能，但需要在特定领域接受额外培训。最大限度地降低这些工人提高技能和重新认证的办理成本，将有助于迅速扩大合格劳动力队伍。
- **支持整个电力领域的劳动力能力建设。**需要专业人员和高技能工人的不仅仅是电网运营商，整个电力行业亦是如此。监管部门、决策机构、金融机构和规划单位都需

要高技能并熟练掌握能源和电网知识的工作人员。鉴于电力行业的专业性，应特别注意为这些机构的工人能力建设提供支持。

- **控制自动化程度提高对工人的影响。**许多地区的公用事业工作人员，尤其是抄表员、客服代表和一些技工，可能会因电网的数字化而被取代。帮助这些工人参加全经济领域的技能再培训项目，将有助于缓解转型。除此之外，政府还可以实行激励措施，鼓励大型跨国供应商在电力系统的建设过程中提供在职培训并雇用当地工人，以培养一支掌握宝贵技术的国内劳动力队伍，之后可以在其他经济领域开展工作。

附录

缩略语和缩写

3DEN	数字化需求驱动的电力网络
AC	交流电
ACER	欧洲能源监管合作署
AI	人工智能
APAEC	东盟能源合作行动计划
APG	东盟电网
APS	承诺目标情景
ARERA	意大利能源、网络和环境监管局
ASEAN	东南亚国家联盟（东盟）
BOO	建设-拥有-经营
BOOT	建设-拥有-经营-转让
BOT	建设-经营-转让
BTO	建设-转让-经营
BPLE	韩国长期电力供需基本规划
CAGR	复合年增长率
CAPEX	资本支出
CBA	成本效益分析
CBCA	跨境成本分摊
CEA	中央电力局
CRE	能源监管委员会
CSG	中国南方电网
DC	直流电
DG	分布式发电
DER	分布式能源资源
DERMS	分布式能源资源管理系统
DSO	配电系统运营商
ECOWAS	西非国家经济共同体（西共体）
EDSA	嵌入式设备安全保障
EGAT	泰国国家电力局
EMDEs	新兴市场和发展中经济体
ENTSO-E	欧洲输电系统运营商网络
ESO	电力系统运营商
EU	欧洲联盟（欧盟）

EV	电动汽车
FACTS	柔性交流输电系统
FERC	美国联邦能源管理委员会
GIS	地理信息系统
GOES	晶粒取向电工钢
GRIP	电网韧性和创新伙伴关系
GDP	国内生产总值
GHG	温室气体
HTLS	高温低下垂
HVAC	高压交流电
HVDC	高压直流电
IEA	国际能源署
IEC	国际电工委员会
IPT	独立输电
IRA	2022 年《降低通货膨胀法案》
ISO	独立系统运营商
ISP	澳大利亚综合系统规划
IT	信息技术
LCC	电网换相换流器
LDV	轻型车辆
LIDAR	光探测和测距
NEP	印度国家电力规划
NOES	无取向电工钢
NRA	国家监管机构
NZE	2050 年净零排放情景
OCCTO	输电运营商跨区域协调组织
OFGEM	天然气和电力市场办公室
OFTO	海上输电网络所有者
OPEX	运营支出
PAR/PEL	巴西国家电网中期运营规划
PCI	共同利益项目
PDE	巴西十年能源扩展规划
PET	巴西输电扩展规划
PELP	巴西长期扩展规划
PDP	电力发展规划
POTEE	输电特许权规划
PPP	政府和社会资本合作
PV	光伏
RAB	受监管资产基础
RDSS	修订版配电部门机制
REZ	可再生能源区

RTE	法国电网运营商
RUPTL	印尼国家电力供应业务规划
SAIDI	系统平均中断持续时间指数
SCADA	监督控制和数据采集
SGCC	国家电网有限公司
SIEPAC	中美洲电力互联系统
SOE	国有企业
SPU	火花预防装置
STATCOM	静止同步补偿器
SVC	静止无功补偿器
T&D	传输和配送（输配）
TEN-E	跨欧洲能源网络
TOTEX	总支出
TSO	输电系统运营商
TYNDP	欧洲电网十年发展规划
UHV	特高压
US	美国
VAR	无功伏安
VPN	虚拟专用网络
VRE	波动性可再生能源
VSC	电压源换流器
WAMS	广域管理系统

词汇表

AUD	澳大利亚元
BRL	巴西雷亚尔
C-km	线路公里
CNY	人民币元
CO ₂	二氧化碳
EJ	艾焦
EUR	欧元
Gt	十亿吨（吉吨）
Gt CO ₂	十亿吨二氧化碳（吉吨二氧化碳）
GBP	英镑
GW	百万千瓦（吉瓦）
GW-mi	百万千瓦（吉瓦）英里
GWh	百万千瓦时（吉瓦时）
Hz	赫兹
kg	千克

kg/MW/km	千克/万千瓦/公里
km	公里
kV	千伏
Mt	百万吨
MVA	万千瓦安
MW	万千瓦（兆瓦）
MWh	万千瓦时，千度电（兆瓦时）
SF ₆	六氟化硫
TW	十亿千瓦（太瓦）
TWh	十亿千瓦时（太瓦时）
USD	美元

International Energy Agency (IEA)

Chinese translation of *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*

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](#).

This document 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.

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 – November 2023

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

