

中欧 能源杂志

2026
8月刊



Funded by
the European Union

EU-CHINA ENERGY
Cooperation Platform



中欧 能源杂志

EU-CHINA
2026
ENERGY
MAGAZINE

About ECECP

中欧能源合作平台于 2019 年 5 月 15 日启动，平台的总体目标是：

“加强中欧能源合作。与欧盟的能源联盟战略、欧洲人人享有清洁能源倡议、以及应对气候变化的《巴黎协议》、欧盟的全球战略保持一致，通过加强合作，将有助于提高欧盟和中国之间的相互信任和理解，为推动全球能源向清洁方向转型，以及建立可持续、可靠和安全的能源体系的共同愿景做出贡献。”

ECECP 第一期（2018-2021）由 ICF 牵头、国家发改委能源研究所、中节能咨询公司联合实施。

第二阶段（2021-2023）由 ICF 牵头、国家发改委能源研究所联合实施。

第三阶段（2024-2029）由 GOPA Worldwide Consultants 牵头、GIZ 联合实施。

声明：

本杂志内的文章、观点和见解仅代表作者本人，并不代表欧盟或中欧能源合作平台 ECECP 的观点或立场。

封面及图片由 AI 工具辅助创作。

CONTENTS

02

新闻速览

16

超越技术本身理解中国绿色转型：
欧盟能源与住房委员上海访问观察

22

平价电力是实现欧盟电气化目标的关键

26

人工智能与欧盟电力系统

32

中国氢能政策迎来战略转向

36

煤改核重塑波兰能源转型轨迹

42

数说中国“十五五”
能源专项规划

46

出版物推荐



亲爱的读者：

欢迎阅读《中欧能源杂志》2026年8月刊。

这个夏季，中欧能源领域交流活动十分活跃。其中，最大的亮点莫过于欧盟委员会能源与住房委员丹·约根森赴上海开展的高级别访问。此次活动由中欧能源合作平台（ECECP）在 New-Energy Nexus 的支持下共同组织。ECECP 还有幸在北京组织了一场能源专家与欧盟能源专员的专场交流会，汇聚了来自能源基金会、国网能源研究院、德国国际合作机构（GIZ）、Repower 倡议以及 Fuel Cell China 的高管与专家代表，为各方开展建设性对话提供了宝贵平台。

本期杂志收录的多篇文章都清晰传递出一项重要共识：推进绿色转型，不能只聚焦于孤立的硬件设备，更须深耕系统整合、市场机制设计以及支撑性制度建设。正如此次上海之行专题报道中所提到的那样，清洁技术的规模化部署，在很大程度上依赖于测试基础设施、科研平台以及产业生态圈的协同合作。

本期的聚焦欧洲板块，佛罗伦萨监管学院（FSR）的分析文章为我们解读了欧盟《能源行业数字化与人工智能战略路线图》，对人工智能与能源系统的交叉耦合关系进行了深度分析。确保电力的可负担性是推进电气化进程的关键。国际能源署的评论文章指出，扩大可再生电力供给、强化电网建设、延长核电机组寿命、优化税费机制，多措并举能够显著降低用电价格，助力欧盟实现电气化发展目标。本期的封面文章聚焦波兰 DEsire 项目主导的煤改核（C2N）转型实践，为煤炭地区的公正转型、避免电网资产搁浅提供了可借鉴的政策思路。

视角转向中国，牛津能源研究所的 Anders Hove 为我们剖析了中国氢能战略正在经历的务实调整，战略重心正从燃料电池汽车逐步转向绿氢、绿色甲醇以及工业脱碳赛道。此外，本期我们继续透过数字解读中国“十五五”能源规划发展方向，梳理了到 2030 年新型电力系统、可再生能源、煤炭和油气领域的核心发展目标。

中欧双方正各自在脱碳道路上坚定前行，从零散的技术突破向系统性解决方案迈进，是我们共同追求的目标。期待本期杂志能给您的工作带来有益的启发和思考。

Flora Kan 博士

中欧能源合作平台（ECECP）项目主任

新闻速览

NEWS

点击新闻标题
了解更多内容



政策

规划

» 欧盟推出《电气化行动计划》加速摆脱化石燃料依赖 »

欧盟委员会正式推出《全面电气化行动计划》，目标是将欧洲打造为全球首个电气化大陆。计划力争到 2040 年将欧盟终端电气化水平提升至 46%，以加速摆脱对进口化石燃料的依赖、巩固欧盟能源主权、提升产业竞争力。若目标顺利达成，欧洲每年可削减化石燃料进口成本 2600 亿欧元。该计划的核心是缩小电力与化石燃料之间的价格差距：授权成员国下调电力相关税费与输配电价；同时着力破解电网瓶颈，通过推广创新清洁技术，加快工业、建筑、交通三大领域的电气化转型，以提高欧洲经济全面电气化的商业可行性。

» 欧盟推出 ETS 改革提案 »

欧盟委员会正式提出欧盟碳排放交易体系（ETS）改革提案，旨在强化欧盟 ETS 作为欧洲工业脱碳投资引擎的作用。此次改革对 ETS 的线性折减系数 LRF（即排放总量上限的年度收紧幅度）进行了更新：2031-2035 年 LRF 下调至 3.7%，2036-2040 年降至 1.7%，以使减排更加平稳，同时与欧盟 2040 年气候目标保持一致。提案允许在计划期内最多使用 2% 的高质量国际碳信用用于合规抵扣。欧盟拟设立规模 1000 亿欧元的工业脱碳银行，为清洁技术投资提供资金支持，第一阶段（至 2030 年）将依托“ETS 投资助推器”，加速相关投资落地。按照要求，各成员国需将本国 ETS 拍卖收入的 50% 重新用于受管控行业的脱碳投资。免费配额供应将继续逐步缩减并延续至 2030 年之后，但企业获得免费配额将与其脱碳投资深度绑定。其他配套改革举措包括：纳入永久性碳移除；改革市场稳定储备（MSR），以提升市场的可预期性；完善航空、海运行业的相关规则；将城市生活垃圾焚烧纳入管控范围等。

» 欧盟发布《净零工业法案》非价格标准实施指南 »

欧盟委员会近日发布了两份指南文件，就《净零工业法案》（NZIA）中关于净零技术公共采购（第 25 条）和可再生能源招标（第 26 条）的非价格标准的应用作出详细说明，以帮助成员国主管机构及市场参与者准确理解并更好地落实相关要求。这两份文件均旨在确保公共招标和采购不再只考虑价格因素（最低价中标），而应同时考虑负责任商业行为、网络与数据安全、项目按期完整交付能力，以及项目对欧盟清洁能源供应链可持续性和韧性的贡献。非价格标准是《净零工业法案》推出的重要政策工具，其核心目标是扩大欧盟本土净零技术制造产能，降低关键领域对外战略依赖。

» 欧盟推出政策工具包提高公众可再生资源项目参与度 »

欧盟委员会正式发布可再生能源项目公众参与工具包，用于指导各成员国提升本地社区对新能源项目的接纳度。该工具包列出了实现有效公众参与的八项核心原则，包括开展透明沟通、落实程序层面的公众参与，以及建立实质性的收益共享机制，如居民电费减免、设立社区公益基金、公众投资参股等方式。这些举措旨在推动审批流程简化提速，减少代价高昂的项目延误，助力可再生能源项目加速落地。

» 葡萄牙与西班牙扩大抽水蓄能战略部署 »

葡萄牙与西班牙正加大对抽水蓄能领域的投资力度，旨在为日益增长的可再生能源发电提供支撑，并增强伊比利亚半岛电力系统的灵活调节能力。葡萄牙已公布一项《国家储能战略》，目标是到 2030 年实现 3.9 GW 的抽水蓄能装机容量，到 2040 年突破 5 GW。与此同时，西班牙向分布在六个地区的七个抽水蓄能项目划拨了 1.65 亿欧元的补贴资金，这些项目的总储能容量超过 21 TWh。鉴于葡萄牙的可再生能源发电量占比已经达到约 80%，扩大长时储能规模预计将在平衡可再生能源间歇性出力方面发挥越来越重要的作用。

» 丹麦改革电网接入规则 »

丹麦近日出台紧急立法，对本国电网接入规则实施改革，废除现行的“先到先得”原则，转而采用按优先级接入的全新标准。现有客户申请新增用电容量、新建住宅及小型工商业用户，以及支持电气化与绿色转型的项目，将享有最高的电网接入优先级。储能电站、数据中心等大型电力用户，将依据项目的“电网友好度”以及在电网承压阶段调节用电需求的能力确定接入优先级。在电网可用容量不足的情况下，数据中心的电网接入申请可被驳回。上述举措旨在缓解丹麦电网日益增长的运行压力，避免电网接入瓶颈拖累本国绿色转型进程。

商业 市场

» 2025 年欧盟可再生能源电力消费占比接近一半 »

欧盟统计局的初步数据显示，2025 年，可再生能源在欧盟终端能源消费的占比达到 26.2%，较 2024 年的 25.2% 有所提升。这一比例自 2004 年开始统计（当年为 9.6%）以来持续走高，但距离欧盟设定的 2030 年 42.5% 的目标比重仍存在较大差距。要实现这一目标，2026-2030 年欧盟可再生能源终端消费占比需要每年平均提升 3.3 个百分点。2025 年，欧盟可再生能源电力消费占比创下历史新高，达到 49.9%，同比提升 2.4 个百分点。奥地利可再生能源电力占比位居欧盟首位，达到 90.8%，瑞典紧随其后（89.2%）。与此同时，可再生能源在供热制冷领域的占比升至 27.4%，创下 2004 年开始统计以来的最高水平。



» 欧盟氢能机制新一轮意向征集将聚焦氢能基础设施 »

欧盟委员会计划于今年晚些时候启动新一轮欧盟氢能机制，旨在协助输电系统运营商(TSOs)、氢能网络运营商(HNOs)及其他相关机构评估市场对规划中的氢能基础设施项目（如管道和储运设施）的兴趣。具体流程包括确定基础设施参数、收集已注册市场参与者的意向，并将所得数据分享给基础设施开发商。氢能机制旨在消除氢能市场发展中的主要障碍，包括供需不确定性、基础设施及融资方面的挑战。欧盟氢能机制通过搭建供需对接渠道来推动氢能市场培育，助力参与方识别并对接潜在的商业合作伙伴。

» 欧盟数字产品护照注册登记系统上线 »

欧盟数字产品护照(DPP)官方门户网站以及注册登记系统近日正式上线启动测试，以落实《可持续产品生态设计条例》(ESPR)有关要求，这标志着欧盟 DPP 体系正在从政策框架设计转向实际落地阶段。DPP 是欧盟提升可持续竞争力和实现循环经济的关键工具，通过提供数字化产品信息来提升产品供应链的透明度，帮助消费者做出更明智的选择，并促进整个欧盟单一市场的合规监管。系统覆盖的产品范围包括纺织品、钢铁、铝材、轮胎、家具、信息通信技术(ICT)及能源相关产品，以及部分电池和其他产品类别。此外，欧盟委员会还发布了六项支持 DPP 互操作性的统一标准。按照规定，电池领域的数字护照将自 2027 年 2 月 18 日起率先强制实施。



» 德国氢能主干网络付费预留容量近 6GW »

据德国氢能主干网络运营商披露，截至 2026 年 7 月，市场主体已付费预留近 6GW 的管网进出站容量，这一规模约为 5 月份统计数据的两倍。另有 0.6GW 完成合同预留，主要用于集群之间的传输，此外还有 0.5GW 的容量申请尚在评估当中。相较于无约束力的意向表达，本次付费预留能够向输电系统运营商传递更为确定的需求信号，有助于厘清未来氢能生产、进口以及工业消纳的布局方位。但这种容量预留并不能保障对应的氢能生产、进口或工业项目最终能够真正落地建设并投入商业运营。这些预留容量覆盖了规划中 9040 公里全国性氢能网络的大部分区域，而非集中于单一工业区域。

» Phenogy 与 HDAT 将合力打造欧洲钠离子电池平台 »

瑞士 Phenogy AG 与德国 HDAT 达成战略合作，将在欧洲开展钠离子电池电芯与储能系统的研发制造。双方计划设立合资企业，整合 Phenogy 的电芯技术以及 HDAT 的工业制造能力；HDAT 还将为 Phenogy 生产储能机柜与集装箱。该合作旨在搭建一个覆盖钠离子电池技术全链条的欧洲技术与产业平台——涵盖电池电芯研发、制造、系统生产及维护，并依托当地供应链提供支持。



技术 创新

» 欧盟 EPREL 数据库上线产品比较工具，
支撑可持续采购决策 »

欧盟委员会在欧洲能效标签产品数据库（EPREL）上推出了一个新的在线比较工具，使欧盟境内的消费者及专业采购人员能够比较各类家用电器的能效与运行成本。该门户网站支持用户根据产品能耗、噪音水平及预期使用寿命内的运行费用对产品进行排序，旨在帮助公民做出更明智、更环保的购买决策，同时降低家庭能源开支，并推动市场对高效产品的需求。

» 西班牙将建设全球首座
商业化木质风机叶片工厂 »

由德国制造商 Voodin Blade Technology 牵头的联合体近日获得欧盟创新基金 4820 万欧元的资助，将在西班牙纳瓦拉地区建设全球首座商业化木质风电叶片工厂。工厂计划 2031 年投产，采用单板层积材（LVL）生产完全可回收叶片 VB1F，每年最多可生产 160 套。这项创新技术将以可回收构件替代传统玻璃纤维叶片，新材料兼具高强度、轻量化优势，同时碳足迹更低。项目采用高度自动化、无模具的全电气化制造工艺，能够赋予叶片设计更大的灵活性。

» 荷兰 PosHYdon 试点项目在北海现役海上平台成功产出绿氢 »

荷兰 PosHYdon 公司试点项目近日在 Q13a-A 现役海上平台成功制备出绿氢，标志着全球首次实现海上风电、氢气制备与海上天然气生产系统的集成应用。该平台坐落于距离斯赫弗宁根海岸 13 公里海域，先将海水处理为去离子水，再依托海上风电供电，通过电解工艺制取氢气。该试点项目旨在验证海洋环境下多类能源系统的融合集成能力，评估电解槽在海上风电出力波动工况下的运行性能，同时获取海上制氢装置的成本、维护需求以及实际运行表现等相关数据。项目关键研究成果预计将于今年秋季向氢能行业公开。

项目 投资

» 欧盟划拨 25 亿欧元资金支持 11 国清洁能源能源转型 »

欧盟委员会联合欧洲投资银行通过现代化基金拨付 25 亿欧元，用于支持 11 个欧盟成员国的 51 个能源类项目。现代化基金的资金全部来源于欧盟碳排放交易体系配额拍卖收入，自 2021 年 1 月以来已累计拨付 232 亿欧元。此次获得资助的项目覆盖可再生能源、能效、电网现代化以及储能等领域，旨在帮助受援国减少温室气体排放，并对本国能源系统进行现代化改造。现代化基金专门用于支持欧盟低收入成员国推进清洁能源转型，达成气候与能源目标。



» 13 个氢谷项目获得开发援助支持 »

欧盟清洁氢能伙伴关系近日启动第二批氢谷设施基金（H2V Facility）项目征集，遴选出来自 12 个国家的 13 个氢能谷项目，为其提供项目开发援助（PDA）支持。其中，8 个处于早期阶段的项目将获得为期 6 周的专家帮扶支持；另外 5 个成熟度较高的项目将获得最长 12 周的模块化援助，以支持项目的可行性研究并推动达成最终投资决策。相关援助工作将于 2026 年 9 月正式启动，内容覆盖商业、技术、监管以及治理等多个方面。至此，该项目开发援助计划已累计为 18 个国家的 28 个氢谷项目提供了支持，为实现欧盟委员会设定的 2030 年建成 50 个在运或在建氢谷项目目标提供了有力支撑。

» 连接欧洲基金将启动第六轮跨境可再生能源项目征集 »

欧洲气候、基础设施与环境执行署（CINEA）已启动第六轮跨境可再生能源项目（CB RES）的资质申报征集，这是欧盟 2021-2027 年多年期财政框架下开展的最后一轮申报。项目若希望获取连接欧洲设施基金能源计划下 CB RES 专项窗口的研究及工程建设资金，必须先取得这一资质认证。符合条件的跨境可再生能源项目申报方可通过专项提交平台递交申请，申报截止时间为 2026 年 10 月 6 日。通过本轮征集拿到 CB RES 资质的项目，后续可参与 2027 年 CEF 能源 CB RES 资金专项的最终征集。该专项资助计划自 2021 年设立以来，已经为 17 个创新项目拨款超过 1.65 亿欧元，覆盖风电、太阳能、可持续生物质能、海洋能、地热能等项目，助力欧盟推进脱碳目标，强化能源供应安全。



» 瑞典海上风电开发将转向竞争性拍卖 »

瑞典已批准两个海上风电场项目，同时驳回了另外 11 个项目申请，从而结束了此前项目审批长期不确定的局面。获批的 Fyrskeppet 与 Vidar 项目预计每年可发电 19 TWh。此外，瑞典拟采用竞争性拍卖机制取代原有的开放申请模式。在这一新机制下，政府将在综合考虑国防、航运、渔业及环境等因素后将划定适宜风电开发的海域，随后由项目开发商竞标以获取项目开发建设的权力。瑞典政府表示，这一新机制旨在提供更明确的开发选址指引，并降低项目的投资风险。

» 西班牙 - 葡萄牙新建电力互联互通正式投运 »

连接葡萄牙北部与西班牙西北部加利西亚地区的跨境电力互联工程近日正式落成投运。项目为两国新增跨境电力互联容量 1000MW，使得西班牙向葡萄牙的输电能力提升至 4200MW，葡萄牙向西班牙的输电能力达到 3500MW，进一步强化了两国电力系统的韧性与灵活性。该项目由西班牙输电系统运营商 Red Eléctrica 与葡萄牙 REN 公司联合建设，将促进更高比例可再生能源并网消纳，预计每年可多消纳 281GWh 的可再生电力，每年减少约 11.3 万吨二氧化碳排放。作为欧盟共同利益项目（PCI），该项目得到了欧盟委员会的大力支持，将助力欧盟实现 2030 年 15% 电力互联互通水平的政策目标。





政策

规划

» 《“十五五”碳达峰行动方案》发布 »

中国国务院近日印发《“十五五”碳达峰行动方案（2026-2030 年）》，明确了确保 2030 年前实现全国碳达峰的目标节点与结构性行动举措。方案提出，到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放比 2025 年降低 17%，非化石能源消费占能源消费总量比重提高到 25%。重点任务包括加快能源结构调整优化、推进产业绿色化低碳化，大力推进零碳工厂建设、加快建设绿色算力设施，将绿色低碳导向融入国民经济循环各领域各环节。为保障各项任务落地实施，方案要求健全碳排放统计核算体系，完善市场化价格政策，加强资金支持，按照碳达峰碳中和综合评价考核办法，压实地方各级政府责任。

» 《石油天然气发展“十五五”规划》发布 »

国家发改委、能源局近日联合发布《石油天然气发展“十五五”规划》，目标是到 2030 年，国内油气供应量达 4.4 亿吨油当量；“十五五”期间新增油气长输管道 2 万公里，全国油气长输管网规模达 22 万公里；天然气储备规模占全国消费比重超过 13%；二氧化碳捕集与封存 / 二氧化碳捕集利用与封存（CCS/CCUS）年注入二氧化碳达 1000 万吨。规划大力推动油气与可再生能源及关联资源协同发展，鼓励油气田及周边区域有序发展太阳能、风能、地热，提升电气化水平，建设绿色低碳零碳油气田。

» 《煤炭工业发展“十五五”规划》发布 »

近日，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《煤炭工业发展“十五五”规划》。规划提出到 2030 年，煤炭兜底保障能力进一步增强，生产开发布局持续优化，优质先进产能比重进一步提升，产供储销体系更加完善，全国大型现代化煤矿产能比重提升至 87%；安全绿色开发和清洁高效利用水平明显提高，全系统智能化建设深入推进，智能化煤矿产能比例提升至 75%；煤基多元化产业格局加快形成，煤炭消费实现达峰，供需动态平衡保障机制进一步健全，行业现代化治理能力显著提高，现代煤炭产业体系基本建成。

» 《工业绿色低碳发展“十五五”规划》发布 »

工业和信息化部近日对外发布《工业绿色低碳发展“十五五”规划》，旨在统筹推进产业绿色化和绿色产业化，加快绿色科技创新和产业创新深度融合。规划提出，到2030年，产业结构和用能结构进一步优化，工业领域二氧化碳排放量达到峰值，目标是“十五五”时期规模以上工业单位增加值能耗下降10%以上、培育建设零碳工厂500个等。规划部署七方面重点任务，包括扩大绿色装备产品供给，强化绿色低碳科技创新，健全工业资源循环利用体系等。提出在可再生能源富集地区布局绿色算力设施，加快新能源汽车、新能源装备、新型储能技术升级推广，拓展清洁低碳氢气在工业、交通领域应用。工信部表示，将强化工业政策同能源、科技、财政金融政策协同，制定退役动力电池回收利用相关法规，完成制修订500项工业绿色低碳标准，完善激励机制促进绿色消费。



» 海南将成全国首个禁售燃油车省份 »

近日，海南省人民政府发布《“十五五”海南国家生态文明试验区规划（美丽海南建设“十五五”规划）》（以下简称《规划》），明确提出平稳推进2030年禁售燃油车。这意味着，海南将成为中国首个全域不再销售燃油车的省份。根据《规划》，到2030年，海南全省公共服务、社会运营及私人用车领域新增和更换车辆中，新能源占比将达到100%。届时，新能源汽车保有量占比预计从2025年的23.75%提升至45%，同时为保障政策实施，海南将同步完善充电设施布局，2030年全省车桩比保持在2.5:1以下。但“禁售”不等于“禁行”，2030年后，已上市的存量燃油车仍可正常上路行驶。此举意在打造自贸港“交通运输绿色名片”，为全国交通运输绿色低碳转型提供探索经验。

商业 市场

» 中国绿色燃料产业取得阶段性突破 »

国家能源局正式发布的《中国绿色燃料发展报告（2026）》，揭示了绿色燃料在推动重点行业深度脱碳、破解新能源消纳难题、培育经济新动能，以及助力全球气候治理与绿色转型方面的重要战略价值。截至 2025 年底，全国绿色燃料总产能达约 800 万吨 / 年油当量，其中绿色甲醇、绿色合成氨、绿色航空燃料产能分别为 38 万吨 / 年、70 万吨 / 年、170 万吨 / 年，全球供应优势显著。应用场景持续拓展，已从陆路交通延伸至航运、航空、工业等多元领域。机构预测，到 2035 年，中国风光总装机将力争达 36 亿千瓦，年可利用有机废弃物约 6.17 亿吨，若高效转化为绿色燃料，可支撑形成千万吨油当量级的产业规模。

» 中国将对部分储能电池和光伏电池重新征收消费税 »

财政部等三部门近日联合发布《关于调整部分电池消费税政策的公告》。自 2026 年 9 月 1 日起，对无汞原电池、金属氢化物镍蓄电池（又称氢镍蓄电池或镍氢蓄电池）、锂原电池、锂离子蓄电池、全钒液流电池按照 2% 税率征收消费税；自 2027 年 9 月 1 日起，对上述电池产品按照 4% 税率征收消费税。自 2027 年 4 月 1 日起，对光伏电池（又称太阳能电池）按照 2% 税率征收消费税；自 2028 年 4 月 1 日起，对光伏电池按照 4% 税率征收消费税。自 2026 年 9 月 1 日起至 2028 年 12 月 31 日，对钠离子电池、固态电池、燃料电池及光伏电池中的钙钛矿电池、叠层电池、砷化镓电池免征消费税。此举旨在鼓励技术创新，推动电池产业高质量发展。

» 2026 上半年储能装机下降 18%，产业释放全新信号 »

中关村储能产业技术联盟最新数据显示，截至 2026 年 6 月底，新型储能累计装机达到 168.3GW/448.7GWh，同比增长 59%/71%，较 2025 年底增长 15%。与此同时，2026 年上半年新增投运新型储能装机 21.81GW/58.60GWh，功率和能量规模同比分别下降 18% 和 16%。在累计规模持续增长与新增规模阶段性回落并存的情况下，储能产业正在从前期的“规模扩张”进入“价值重构”的关键阶段。今年上半年中国企业电力储能锂电芯全球市场出货量达 380GWh，全国已投产的储能电芯产能达到 809.5GWh，但新增产能增速已经明显放缓。中国储能企业全球化继续加速。2026 年上半年，中国企业储能海外订单签约规模达到 298GWh，同比增长 83%。欧洲仍是重要市场，中东、印度、智利等市场增长较快。企业出海正在从单纯的产品出口，进一步向海外建厂、本地化服务、技术合作与综合解决方案输出演进。





» 充换电、互联网数据服务用电量增速亮眼 »

国家能源局数据显示，7月份，全社会用电量10400亿千瓦时，同比增长1.7%，月度用电量规模突破万亿千瓦时，创月度用电量历史新高。第三产业用电增长最快，其中充换电服务业、互联网数据服务用电量分别为164亿、99亿千瓦时，增速分别达到50.3%、40.1%。工业板块中，高技术及装备制造业用电量同比增长8.9%。用电量被视作经济运行的晴雨表，用电数据变化可以反映产业结构、增长动力的变迁。数据表明，全社会用电总体增速温和，但高技术及装备制造业用电增速显著更高，先进制造业拉动作用增强。充换电、互联网数据服务用电大幅攀升，也反映绿色、数字化转型催生新的用电需求。

» 三部门发文调整节能汽车、新能源汽车车船税优惠政策 »

中国自2027年1月1日起，将取消部分新能源汽车、节能汽车的车船税优惠政策。纯电动商用车、插电式（含增程式）混合动力汽车、燃料电池商用车不再免征车船税，同时取消节能汽车车船税减半征收政策。纯电动乘用车、燃料电池乘用车不属于车船税征税范围，不征收车船税。车船税优惠政策自2012年起实施，对支持中国新能源汽车产业发展发挥了积极作用。随着新能源汽车产业快速壮大，2025年国内新能源汽车新车销量占比已突破50%，此次政策调整将有利于促进税收公平。

» 上半年煤电发电量占比首次跌破50% »

国家能源局数据显示，今年前6个月，中国煤电发电量为2.5万亿千瓦时，占总发电量的比重降至49.7%，半年发电量占比首次低于50%。与此同时，截至6月底，风电、太阳能发电装机容量合计达到19.5亿千瓦，较上年同期增长16.8%，前六个月风光发电量合计1.25万亿千瓦时，同比增长9.3%，占全社会用电量的24.6%。这些数据是中国长期以来推进非化石能源发电替代的阶段性成果，标志着能源绿色低碳转型步伐取得新的突破。



技术 创新

» 新材料有望大幅降低制氢设备成本 »

香港大学科学家研发出一种耐腐蚀不锈钢，有望替代氢电解槽中价格高昂的钛制零部件。这种名为 SS-H2 的新型材料，能够耐受水电解过程严苛的电化学环境，包括富含氯离子的腐蚀工况。材料依靠双重防护机制，在更宽工作区间内提升抗腐蚀性能。研究人员估算，采用 SS-H2 替代钛材，可将结构材料成本降至现有水平的约 1/40，有望使海水制氢具备更好的经济可行性。

» 全球热效率最高煤电机组在郓城投运 »

大唐郓城 630℃ 国家电力示范项目 1 号机组，圆满完成 168 小时满负荷试运行，正式投入商业运营。该机组作为世界首台 630℃ 等级二次再热超超临界百万千瓦煤电机组，一举刷新了同类型机组温度、压力、效率、煤耗等四项世界纪录。供电煤耗降至 256.28 克 / 千瓦时，相较同等体量机组，每年可节约标煤 20.8 万吨、减碳 54 万吨，每年节约的煤炭用来发电，可满足 25 万户家庭全年用电需求。该项目填补了多项国内外技术空白，推动国内煤电设计、装备制造、新型材料全领域整体升级。

» 百千瓦级竹基海上光伏平台“集林二号”正式落成 »

中国成功完成全球首座百千瓦级竹基海上光伏平台“集林二号”的建造工作，填补了该领域的全球技术空白。该创新平台突破传统建材应用局限，核心承重结构全部采用竹缠绕管与海竹管搭建而成。相较于常规木质复合材料，这款新型竹制构件的综合力学表现更为优异，同时兼具强度高、抗海水腐蚀、可循环再生等多重核心优势，为海上光伏设备用材创新提供全新方案。据悉，该平台后续将落地山东烟台高新区的中集集光海上光伏实证检测基地，投运后所产生的绿色电力，将专项供给当地海上能源岛氢氨醇示范项目使用，助力新能源综合示范工程落地。

» S4000 浮空风电系统完成全流程放飞验证 »

由中国自主研发的 S4000 平流层浮空风力发电系统（SAWES）近日在西北某试验基地顺利完成全流程放飞验证，升空海拔达 4000 米，可覆盖中国大部分地区的部署使用需求，空中有效载荷超过 1 吨，输出电压等级可覆盖 10 千伏至 35 千伏，设计使用寿命达 20 年。该系统外形类似飞艇，能够在传统风力发电机无法触及的高空捕获更强劲、更稳定的风能资源。本次试验完成升空、驻空、发电、受控回收全流程考核。该系统是在 3MW 级 S2000 机型基础上迭代升级而来，S2000 已于 2026 年 1 月在四川完成并网发电测试。S4000 采用全新构型，可直接适配主流电网供电需求，设计使用寿命最长可达 20 年。本次验证标志着高空风电迈向工程化落地阶段。



» 国常会核准 4 个核电项目共 8 台机组 »

经国务院常务会议审议，决定核准四个核电项目共 8 台核电机组，分别为辽宁庄河一期工程、山东莱阳一期工程、浙江金七门二期工程以及广东太平岭三期工程。此次核准的项目覆盖我国两项自主三代核电技术。莱阳核电一期工程拟建设 2 台“国和一号”机组，为中国自主研发的三代核电技术；其余三个项目则均采用“华龙一号”技术路线。“十四五”期间，中国共核准 46 台核电机组，保持了积极安全有序的发展势头。此次核准也是“十五五”首批获得核准的核电机组。

» 第二批氢能综合应用试点落地 »

近日，工信部、财政部、国家发展改革委联合批复，同意京津冀、大湾区、东北（含蒙东）—长三角、新疆—成渝双城经济圈、黄河几字弯—中原五大城市群开展氢能综合应用试点，试点周期 4 年，标志氢能产业从交通单点示范迈入交通与工业协同的全链条规模化发展新阶段。相较于此前以燃料电池汽车为主的第一批示范城市群，本次试点最大变化是打破省域界限，推行资源地与消费地跨区域组队模式，破解风光绿氢资源与工业消纳市场空间错配难题，五大城市群各有侧重。试点采用“1+N+X”场景架构，“1”为燃料电池汽车通用场景，重点推广重卡、冷链物流车，建设氢能高速走廊；“N”拓展工业主战场，覆盖绿氨醇、氢基化工替代、氢冶金、掺氢燃烧；“X”鼓励船舶、矿卡、氢储能等创新场景探索。财政上实行以奖代补、先预拨后清算，单个城市群 4 年奖励上限 16 亿元，总奖励规模约 80 亿元，资金不直接补贴基建设备，而是锚定终端用氢实际应用成效，设置退坡机制倒逼商业化落地。

国内首批批量退役风机再制造项目落地酒泉

中国资环集团国内首个批量退役风电机组梯次利用工程于甘肃酒泉正式开工。本次项目针对 25 台服役超 15 年、因设备老化、发电效率下降、运维成本上涨而退役的风机开展再制造作业，填补了中国批量风电设备高值化循环利用的产业空白。资环集团旗下资环新能源团队对风机各类核心构件开展全方位检测评估，运用自主研发的修复优化技术完成样机改造升级。改造后的机组综合性能大幅提升，核心部件品质对标市面新品，可应用于多类发电场景。该创新模式将风机资源综合利用率从 30% 提升至 70%，彻底摒弃传统填埋、焚烧的落后处理方式，兼顾生态与经济效益。现阶段企业携手酒泉打造一体化风电设备回收基地，还将搭建三级回收体系，助力新能源退役设备处置产业化、标准化升级。



全球首座 16 兆瓦浮式风电平台投用

中国海油官方宣布全球首座 16 兆瓦张力腿浮式风电平台“海油安澜号”顺利并网陆丰油田电网，正式实现深远海绿电直供海上油田，该深远海浮式风电核心技术为国内海上风电规模化开发开辟了全新路径。该风电平台坐落在水深 136 米、距岸 136 公里的陆丰海域，整体体量堪比 110 层高楼，搭载 16 兆瓦抗台风机组，可抵御 17 级极端台风，设计服役年限为 25 年。项目依托 4.3 公里海底电缆完成并网，创新打造风电、燃油发电与储能协同供电模式，破解风电波动难题，保障绿电高效稳定接入。据悉，平台投运后年发电量可达 5400 万度，每年可节约 1.5 万立方米燃料油，减排二氧化碳 3.5 万吨，绿色减碳效益十分显著。



超越技术本身理解中国绿色转型： 欧盟能源与住房委员 上海访问观察

文 / New Energy Nexus 中国



从清洁交通、工业人工智能，到能源系统和绿色建筑，欧盟委员会能源与住房委员丹·约根森阁下（H.E. Dan Jørgensen）为期两天的上海之行，为近距离了解中国清洁技术快速规模化部署背后的制度与市场条件提供了一个难得的观察窗口。

2026 年 7 月 19 日至 20 日，欧盟委员会能源与住房委员丹·约根森阁下（H.E. Dan Jørgensen）率领的欧盟高级别代表团访问上海，随行成员包括欧盟委员会高级顾问托马斯·安克·克里斯滕森（Tomas Anker Christensen），欧盟委员会能源总司国际关系处北美及东亚团队主管浦礼岳（Brieuc Posnic），欧盟驻华代表团绿色转型处处长骆浩君（Laurent Bardon），欧盟驻华代表团能源、交通和海洋事务一等参赞马瑞安（Maria Buzdugan），以及欧盟驻华代表团绿色转型处能源与交通政策官员谈婷婷（Serena Ting Ting Tan）。

两天的行程中，代表团与科研人员、公共技术平台、工业企业、在华欧洲企业以及参与低碳城市项目的团队进行了交流。当前，中国和欧洲都正处于能源转型和绿色产业升级的关键阶段。相较于单纯技术层面的交流，双方更需要相互了解彼此如何将绿色技术部署到实际应用场景之中：科研创新如何实现产业化落地、单点技术如何转化为系统性解决方案，以及不同主体如何齐力推进绿色转型。

观察能源转型可以从科研创新、产业实践、城市更新和国际合作四个视角切入。此次访问期间，欧盟代表团参观了包括电动汽车、电池与氢能、工业人工智能、风电与储能、绿色建筑以及生物多样性在内的多个技术领域。然而，贯穿此次访问的一个备受关注的问题是：在中国，究竟是什么推动了绿色技术从创新阶段走向规模化部署？

从这一角度看，上海之行所呈现的并不只是一个个技术示范项目，更重要的是支撑这些技术的制度与产业体系——大学、公共测试平台、产业园区、供应链、标准机构、企业与城市项目——以及这些主体在推动技术从科研成果走向商业应用的过程中如何相互作用。

此次交流也为比较中欧双方不同的能源转型视角提供了机会。欧洲参与者更多关注能源安全、产业竞争力、标准、既有基础设施以及部署经济性等议题；中国专家则更强调一个技术研发、工程化、制造和应用日益紧密衔接的产业体系，尤其是如何快速推动技术从研发阶段走向产业化应用。

此次上海之行，五点观察尤为突出。

1

清洁交通：规模化发展需要一套“从创新到部署”的基础设施

代表团首站到访同济大学嘉定校区。同济大学汽车与能源学院周泉教授和魏学哲教授回顾了中国新能源汽车产业的发展历程：从早期的车辆动力系统技术攻关，到如今构建起一整套包含电池、燃料电池、智能汽车及新能源应用在内的综合性产业体系。

同济大学之行清楚表明：产业规模化依赖于围绕创新的一整套基础设施——基础研究与人才、测试与工程验证、概念验证、企业孵化、融资，以及与产业需求的对接。

然而，科研能力并不等同于部署能力。能够缩短两者之间距离的机构和机制，本身可能与技术同样重要。

2

工业脱碳：知识、数据与支撑性机构缺一不可

在漕河泾高新技术开发区和罗克韦尔自动化净零智造创新中心，代表团的讨论重点从交通转向工业脱碳。现场展示的案例涵盖自动化、数字孪生、工业人工智能和数据驱动优化，并涉及制造、水处理、能源等多个工业应用场景。

这些案例表明，工业数字化在创造效率收益的同时，也产生了新的相互依赖关系。在华欧洲企业并不只是设备或软件的出口商，许多企业已深度融入本地产业生态，并在其中形成了可能不同于欧洲运营体系的知识 and 数据。理解这种运营中的现实情况，是评估产业竞争力或技术转移时不可忽视的一部分。

3

系统整合：从规模制造走向系统集成施



欧盟代表团参观远景云中心展厅

7月20日上午，欧盟代表团到访远景科技集团，参观企业云中心展厅，并与远景科技集团董事长张雷及管理团队进行了闭门交流。双方围绕能源转型面临的现实挑战、全球清洁能源产业的发展路径，以及中欧企业如何开展更加务实的合作进行了深入讨论。

同济大学之行清楚表明：产业规模化依赖于围绕创新的一整套此次参访远景之行展示了中国新能源企业向综合性系统解决方案提供者和全球产业合作伙伴转型的发展路径。与会者认为，能源转型不仅需要风电、光伏、储能和氢能等新技术，还需要加快推广已经成熟、成本相对可控的能效解决方案，可以在较短时间内带来切实的减排成效。

4

建筑转型：关注成本、运营与人的需求

上海之行的最后一站聚焦建筑与环境。代表团参访了长三角一体化绿色科技示范楼和李子园公园。示范楼整合了高性能建筑围护结构、浅层地源热泵、光伏、智能照明、自然通风、雨水回收以及数字化运维等多项技术。

此次访问凸显了两个市场之间的差异。中国在快速集成和新建项目部署方面有着丰富的案例；欧洲则在建筑标准、既有建筑改造和法规实施方面积累了深厚经验。会谈中，双方一致认为不应简单照搬对方的任何模式，若要使建筑实现持续的节能效果，必须同时考虑技术性能、成本和用户行为等多重因素。

5

在华欧企：为创新技术部署提供现实校验

代表团还与欧洲在华企业的代表进行了深入讨论。与会嘉宾指出，中欧绿色产业合作存在很大的互补空间，但同时也面临政策、文化、融资和市场机制等方面的现实制约因素。这场讨论为理解清洁技术的跨境部署提供了有益参考。

对于政策制定者而言，这一点至关重要，因为贸易政策、产业政策和能源转型正在变得越来越相互交织。旨在提升韧性或支持本土制造的政策措施，可能会影响技术成本和投资激励；与此同时，对高度集中的供应链的过度依赖，则可能带来新的韧性风险。

欧洲在华企业正处于这种张力的直接交汇处，其运营经验可以为相关政策讨论提供重要的实证依据。

观察小结

短短两天的访问虽然无法平息围绕欧洲、中国以及全球清洁能源转型的宏观争议，但却可以清晰折射出这种差异背后的一些深层原因。

第一，中国推动创新技术规模化发展的能力只是故事的一部分。上海之行揭示了科研平台、测试基础设施、孵化机制、供应商体系和应用场景如何共同作用，助力技术从创新走向实际部署。这些机构和机制相较于制造工厂或装机统计数据而言虽然并不那么显眼，但对于理解为什么某些技术能够快速开发并实现规模化量产至关重要。

第二，欧洲和中国面临着不同的部署瓶颈。欧洲的挑战通常与存量基础设施升级、建筑改造融资、审批许可、电网投资和维持可负担性有关；中国的快速建设则带来了一组截然不同的压力，包括系统集成、电力市场改革以及对日益复杂的产业生态的管理。这些差异在比较中欧的政策工具或技术成本时是不容忽视的因素。

第三，人工智能、产业政策、数据治理等其他政策，如今已与能源转型深度绑定，日益影响着技术的研发、制造及部署格局。对于企业而言，供应链韧性、本地化、标准、数据治理和市场准入等问题，正在成为工程设计与投资商业论证的一部分。

因此，上海之行最有价值的成果，或许是让人更深入地理解了这些创新技术背后的支撑体系，包括它们的优势、短板，以及这些体系有效运转所依赖的条件。

对于中欧双方的政策制定者和企业而言，相较于假设相似的气候目标必然会催生相似的转型路径，这或许是一个更切合实际的起点。

关于 New Energy Nexus

New Energy Nexus (NEX) 是一家致力于加速全球能源转型的创新平台。作为 NEX 全球网络的重要组成部分，NEX 中国以创新驱动的跨界合作为核心，与地方政府、产业园区、企业及创新生态伙伴共同推动能源转型与碳中和进程。

NEX 中国的核心服务包括：研究、咨询与培训；企业创新与技术筛选；产业对接与试点落地；跨境合作与国际市场支持；以及策略传播与国际影响力建设。

更多详情可访问官网：www.newenergynexus.cn/zh 或关注微信公众号“New Energy Nexus”。

平价电力是实现欧盟电气化目标的关键

文 / Brent Wanner, IEA 电力部门主管

Max Schoenfisch, 电力系统建模师

Hans-Kristian Ringkjøb, 分析师兼顾问

本文依据知识共享协议 CC BY 4.0 Licence 转自国际能源署 (IEA)。



电源、电网以及税费相关的政策协同可大幅降低终端电价

对欧盟的家庭和企业而言，在当前电价水平下，热泵、电动汽车等电气化技术尚不具备明显的成本优势。因此，确保电价的可负担性对于电气化技术的普及至关重要，也是实现《欧盟电气化行动计划》中设定的到2030年将电力在终端能源消费中的比重提升至32%的目标的关键。在欧盟部分地区，仅靠降低电力供应成本就足以使这些电气化技术比使用其他能源更具成本竞争力；但在大多数国家，还需要采取更广泛的政策组合举措。

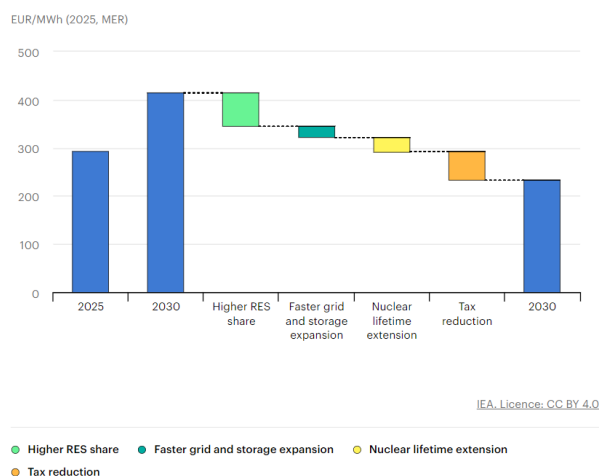
本文是IEA欧盟电气化观察系列的最后一篇。此前两篇内容，分别聚焦电气化技术的市场竞争力、各终端用能领域的用电需求增量空间，梳理了欧盟大规模电气化面临的机遇与挑战。本篇则重点分析有助于降低电价的实操性政策及供给侧举措。如果设计得当，这些举措不仅可以降低电力系统成本，还能保障供电的可靠性，并有力支持欧盟的长期电气化目标。

提高风电、太阳能发电等可再生能源在电力结构中的占比，同时确保新增发电投资与电力系统实际需求相匹配，有助于降低消费者承担的电力成本。此外，加强电网建设、扩大储能规模，以缓解电网拥堵并提高对波动性可再生能源的消纳能力，在安全、监管和经济条件允许的情况下延长现有核电机组运行寿命，也能够进一步放大降本效应，尤其是在能源税制同步改革的情况下。

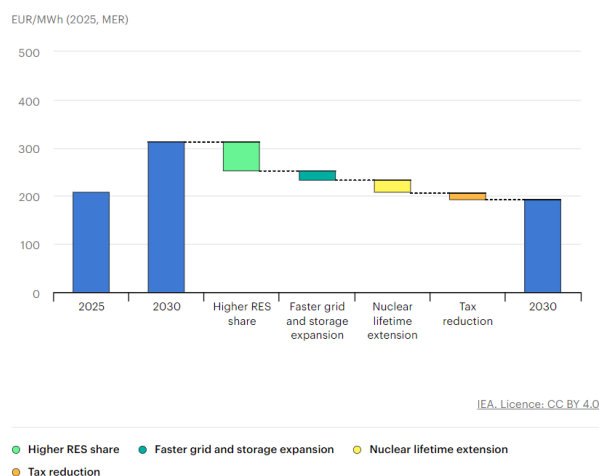
IEA测算显示，这套组合改革的降本效果十分可观。即便2030年天然气价格维持2025年的高位水平，欧盟居民电价仍有望较2025年下降约20%，工商业电价降幅可超5%。反之，若错失改革窗口、维持现有发展模式，全社会电价将较当前上涨超40%。届时新能源建设放缓、老旧核电批量退役、电网阻塞加剧，电力系统将重新依赖天然气发电，最终推高现货电价和终端用户电费，直接拖累电气化转型进程。

综合采取上述措施，到2030年，欧盟居民用户平均电价有望较2025年下降约20%，工商用户平均电价则可下降5%以上，即使天然气价格平均维持在2025年的水平。相比之下，如果不采取这些措施，到2030年所有用户的电价都可能比当前水平高出40%以上。在这一反事实情景下，可再生能源发展速度放缓，更多核电机组永久退出运行，电网拥堵进一步加剧，电力系统将更加依赖天然气发电，从而推高批发电价，并最终传导至终端用户电费。

2025–2030 年欧盟居民平均电价的潜在降幅
(按影响因素，与反事实情景相比)



2025–2030 年欧盟工业平均电价的潜在降幅
(按影响因素，与反事实情景相比)



扩大低排放电源、强化电网并提升系统灵活性，有助于降低电力成本

提高可再生能源占比，尤其是风电和太阳能光伏发电，是降低供电成本的关键。风电和光伏是目前欧盟新增电源中最具成本竞争力的发电方式之一。随着其占比提高，电力系统对成本相对较高的天然气发电的依赖正在下降，从而有助于降低整体的系统成本。

较高的可再生能源占比也有助于压低批发电价。在现货电力市场中，电价通常由某一时段实际运行的最高成本机组（即边际机组）决定，而在欧盟，这一角色往往由天然气发电机组承担。随着风电和光伏发电量增加，对天然气机组的需求相应减少，这不仅有助于拉低平均批发电价，也能够减少欧洲电力系统受国际天然气市场价格波动的影响。这在 2022 年能源危机期间已经得到充分印证。降低对天然气的依赖，有助于平抑电价波动，使消费者免受能源价格冲击。2025 年，风电和光伏发电量已占欧盟总发电量的 30%，标志着欧盟在波动性可再生能源的部署和并网消纳方面处于全球领先地位。要实现欧盟 2030 年可再生能源目标，意味着风电和光伏发电占比届时需要超过 50%。与风光部署缓慢且占比停留在当前水平、可再生能源发展速度较慢的反事实情景相比，这一变化可使终端用户平均电价降低近 20%。

加强和扩大电网基础设施，同时扩大储能规模，对于整合消纳不断增长的波动性可再生能源发电、满足欧盟持续增长的电力需求至关重要。到 2030 年，如果由于电网拥堵导致可再生能源弃电率比预期高 5 个百分点，欧盟消费者平均电价将提高约 8%。近年来，全球电网投资持续增长，2025 年增幅达到 11%，但整体投资水平仍不足以满足电力系统日益增长的需求。电网和储能项目如果因规划、许可审批或建设等环节进展滞后，将导致更多可再生能源被迫弃电，并推高电力系统整体成本。在这一背景下，欧盟委员会近期推出的《欧盟电网一揽子计划》正旨在解决相关问题。

核电延寿在降低欧盟电价方面也扮演着重要角色。在经过适当的独立安全审查的前提下，延长现有反应堆的运行寿命是供应低排放电力的一种极具成本效益的方式。延寿 20 年的平均发电成本约为 45 欧元 / 兆瓦时，不到新建核反应堆平均发电成本的三分之一。在欧盟，近 40GW 即将达到许可寿命的核电装机已获延期批准，这些产能到 2030 年仍可继续供电，其中近一半的反应堆已完成或正在进行必要的升级改造。与反事实情景相比，仅对其余即将到期的核反应堆进行升级，就能使欧盟终端电价在 2030 年下降约 10%。

能源税制深刻影响用电经济性

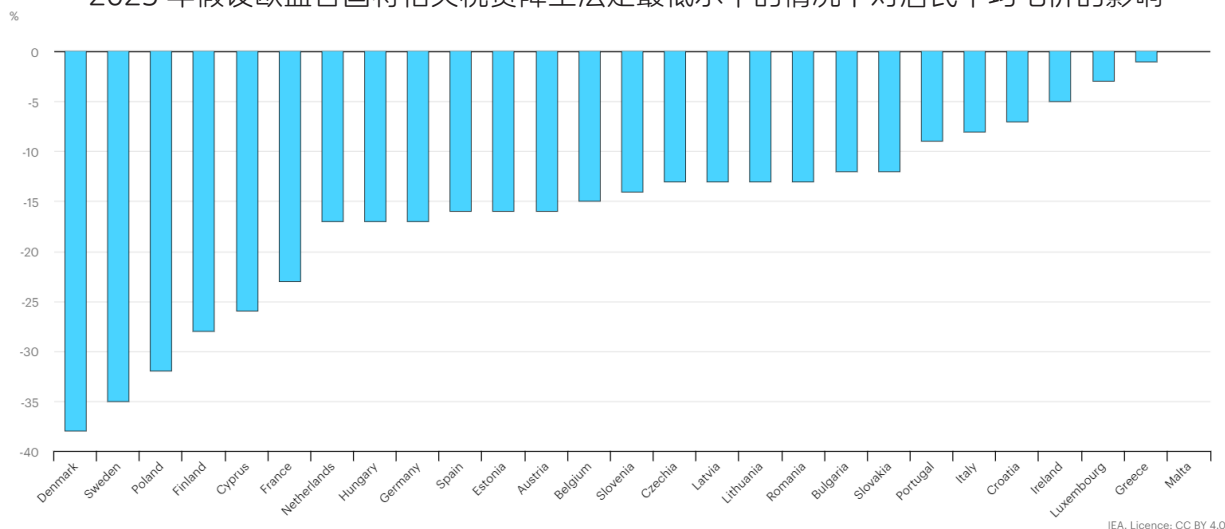
税费在终端电价中占据较大比重，而且与其他能源相比，电力往往面临更高的税负。将欧盟各国的电力增值税（VAT）和消费税降至欧盟法律允许的最低水平，将直接降低居民用户的平均电价。

对于工商业用户而言，增值税通常可以转嫁给下游客户或进行抵扣，因此其实际承担的电力增值税税率通常为零。但工商业用户仍需承担电力相关的环境税和消费税，如果将这些税费降至欧盟法律允许的最低水平，也能够进一步降低其用电成本。

2025 年，消费税和增值税合计占欧盟居民平均电价的 28%，占工商业用户电价的 14%，而大型用户通常可以享受更低的税率。欧盟各国的电力税制在税种结构和税率水平上存在较大差异。一些国家对电力征收较高比例的环境税和消费税，而另一些国家仅征收少量附加税，因此终端电价存在明显差异。增值税税率同样差异显著。尽管欧盟法律规定最低税率为 5%，但部分国家的电力增值税率甚至超过 20%，还有部分国家则为居民用户提供优惠税率。除此之外，一些国家的政府还提供税收抵免、退税或针对特定群体的补贴方案。这些措施可以显著降低部分用户的实际用电成本，但也使电价和税费体系更加复杂。

总体而言，欧盟大多数国家仍有进一步降低电力消费税和增值税的空间。2025 年，欧盟的平均电力增值税率为 15%，居民用户平均承担的其他电力税费为 38 欧元 / 兆瓦时。如果将增值税和消费税降至法律允许的最低水平，可以大大地降低居民的用电成本。如果欧盟各国均采取这一措施，2025 年的平均电价可降低 16% 以上；到 2030 年，与反事实情景相比，平均电价

2025 年假设欧盟各国将相关税费降至法定最低水平的情况下对居民平均电价的影响



仍有望降低近 15%。不过，降低税率对政府财政收入的影响需要结合各国实际情况审慎评估，并与其他公共支出需求统筹考虑。对于消费税或增值税明显高于欧盟法律最低水平的国家而言，出台配套措施来弥补减税带来的财政收入缺口尤其重要。

降低电价需要多层举措协同推进

天然气价格下降可以降低电价，但也可能削弱电气化动力

天然气价格是影响电力成本的重要因素。2025 年，天然气仍占欧盟发电结构的 17%，在欧洲多个批发电力市场中天然气发电机组仍常发挥边际定价机组的作用。2025 年，欧盟约 50% 的小时电价由天然气、煤炭或石油发电机组主导。近年来，欧盟天然气市场经历了多次供应危机。2022 年天然气价格一度创下历史高位，2025 年和 2026 年价格仍处于较高水平，反映出欧洲天然气市场极易受到地缘政治事件的影响。

然而到 2030 年，多个因素可能推动欧盟天然气价格下降。未来五年，全球液化天然气（LNG）出口产能预计将大幅增加，美国和卡塔尔将成为新增产能的主要来源。如果全球 LNG 出口产能增速超过需求增长速度，天然气价格可能面临下行压力。例如，如果 2030 年天然气价格降至约 6 美元 / 百万英热单位（MMBtu），欧盟整体发电成本可能下降约 10%。若叠加前述供给侧及税收改革举措，终端用户的平均电价有望进一步下降 15% 至 20%。

然而，天然气价格下降也可能会削弱电气化的动力。在其他条件不变的情况下，天然气价格下降将会推高电 - 气价格比，从而可能削弱热泵等部分电气化技术的成本竞争力。换言之，即使电价下降，如果天然气价格也同步下降，消费者“气改电”的意愿就有可能被削弱，尤其是在供暖等终端用能领域。因此，为了真正降低电价并加速实现符合欧盟既定目标的电气化进程，必须坚定推进上述供给侧行动和减税政策等额外措施。

降低欧盟电价需要供给侧措施与能源税制改革协同推进。扩大低成本、低排放电源的供应规模，提高电网和电力系统灵活性，同时维持现有的核电产能，都能够实质性地降低电力成本。此外，改革能源税制以更好地服务于电气化目标，也将有助于确保降本成果真正传导至终端消费者。与此同时，天然气市场变化也可能为降低电价提供一定空间，但其影响仍存在较大不确定性且很大程度上取决于外部市场因素。综合来看，这些举措能够有效提高电气化技术的经济性和吸引力，并增强欧盟的能源安全与系统韧性，为构建一个更加电气化、可持续的能源体系提供一条具有成本效益的路径，助力实现欧盟能源与气候目标。



人工智能（AI）的飞速发展正在改变着我们的日常生活和经济活动，能源领域亦不例外。一方面，承载算力、数据库的数据中心，以及人工智能系统的开发、训练与运行，已成为局部地区新增电力需求和电网拥堵的主要来源。另一方面，人工智能技术可以催生新的工具，优化电力系统的规划与运行，提升系统运行效率与可靠性。

在能源系统与人工智能技术深度融合的“AI+ 能源”背景下，一系列问题随之浮现：人工智能系统如何运作？在电力系统中有哪些已有和潜在的应用场景？训练、开发此类人工智能系统需要哪些类型的能源数据？能源业务原始的运行、交易数据，能否复用用于人工智能模型训练？可信、透明、安全的能源数据交换体系应当适用怎样的法律框架？

在本文中，佛罗伦萨监管学院（FSR）的分析师们对上述问题进行了深入剖析，以厘清人工智能与欧盟电力系统之间的联系。

AI

人工智能 与欧盟电力系统

1 欧盟政策议程中的 人工智能与电力

第一部分，我们先将“AI+ 能源”的议题置于欧盟宏观政策框架之下，重点解读欧盟近期出台的《能源行业数字化与人工智能战略路线图》。该路线图是《欧洲技术主权一揽子方案》的重要组成部分。

文 / Alessandra Porcari, FSR 研究助理

Lucila de Almeida, FSR 兼职教授

本文由佛罗伦萨监管学院（FSR）授权转载。

AI 与能源的交叉关系

人工智能正日益被视为建设更加高效、灵活、低碳电力系统的重要赋能工具，其潜在应用覆盖电力系统的多个层级。在电网管理方面，AI 可支持实时监测、预测性维护和电网平衡调节。在需求侧，AI 能助力实现智慧能源服务、动态定价和需求侧灵活性服务。同时，AI 技术在新能源出力预测方面也发挥着日益重要的作用，促进波动性可再生能源消纳。据 SmartEN 和 DNV 在 2022 年的预测，欧盟能源系统数字化每年可为消费者直接节省 710 亿欧元的成本，带来超过 3000 亿欧元的系统整体效益。

然而，这些效益取决于数据的可用性、可及性和数据质量。能源专用 AI 系统需要海量的异构数据，既包括电网运行数据、电力批发市场数据、智

能计量与用电消费数据，也包含气象、气候等非能源数据。这些数据通常必须标准化，并且具备可访问性和互操作性。训练能源领域 AI 模型需要汇集大规模、高质量、具备代表性及统计可靠性的数据集，同时还要有可信且安全的数据共享环境。

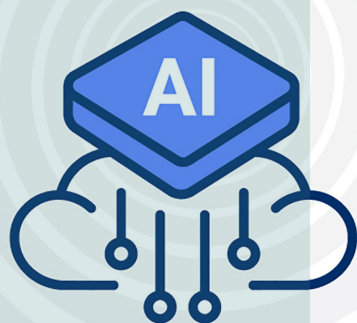
与此同时，人工智能本身属于高耗能业务。大规模数据中心内，模型训练与推理的算力消耗，会带来显著的新增用电负荷。这就形成了一个根本性的困境：人工智能被用来改善能源系统的运行，同时却又会加重电力系统负担。这种双向交叉的关系通常被称为“AI-Energy Nexus”。

战略自主与技术主权

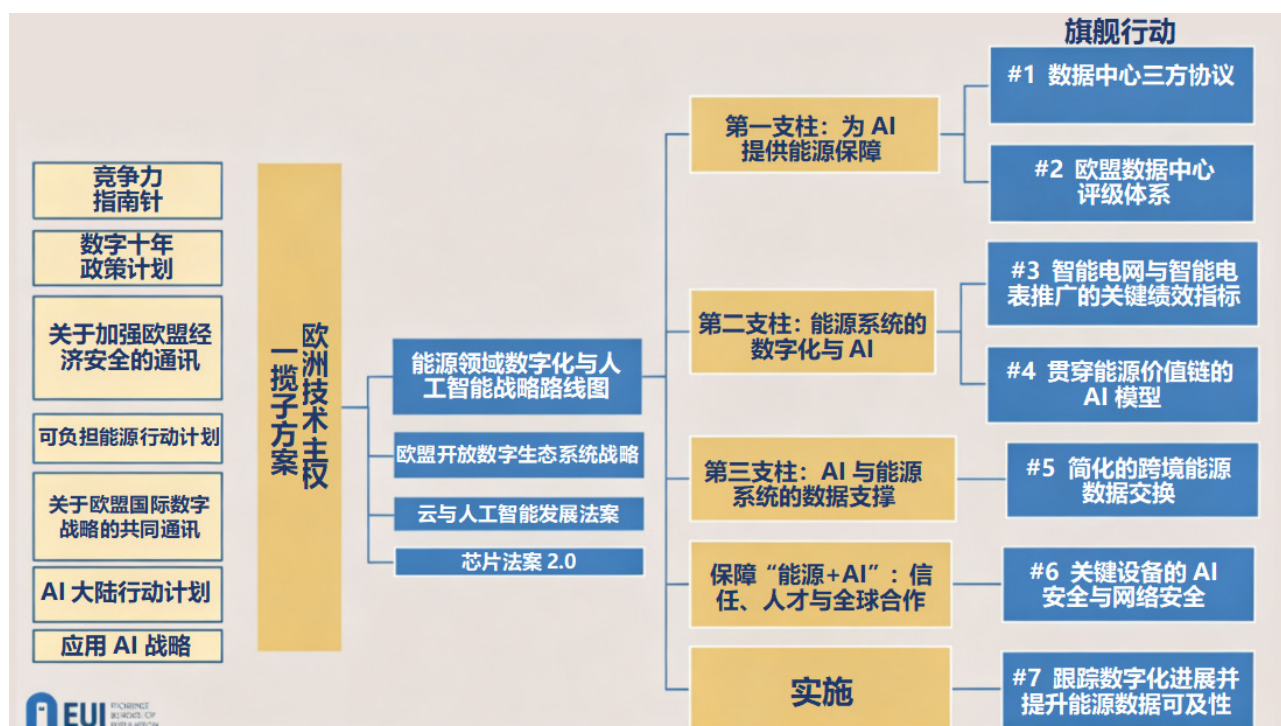
人工智能的发展建立在高度全球化的供应链之上。软件和硬件层面的关键组件，包括用于数据存储和处理的数据基础设施，以及支撑模型训练的算力底座。产业链关键环节催生了全新的结构性依赖，集中体现在硬件制造、软件设计、标准制定、数据流基础设施管控等领域。人工智能最初由私营部门创新驱动，如今已演变为塑造全球经济竞争与地缘政治格局的关键变量，其中美国和中国目前占据主导地位。当前，欧盟数字体系的多数关键环节由非欧盟企业掌控，这些企业掌握着操作系统、云平台、芯片架构、机器学习框架等“卡脖子”环节的知识产权。

若考虑能源基础设施的关键属性，现实局面则更为复杂。尽管人工智能等数字技术的融合可以提升系统性能和运行效率，但也同时带来了新的风险，包括安全隐患、混合威胁和网络安全漏洞。

正是在此背景下，“战略自主”和“技术（或数字）主权”的概念在欧盟政策话语中日益凸显。欧盟战略自主的概念起源于安全与防务领域，但现已扩展至能源和数字政策等更广范畴。它通常指欧盟在重要战略领域独立行动的能力，减少对第三国关键商品与服务的依赖，但这并不意味着闭关自守。与之密切相关（且略有重叠）的是“技术主权”的概念，它强调欧盟及其成员国能够自主开发或获取关乎其民生福祉、产业竞争力和政策行动力的关键技术，而避免陷入单方面的结构性依赖。



能源领域数字化与人工智能战略路线图



欧盟委员会 2026 年 6 月 3 日发布的《欧洲技术主权一揽子方案》，将战略自主与技术主权定位为“相互促进的目标”。该一揽子方案包含《能源领域数字化与人工智能战略路线图》、《欧盟开源战略》，以及《芯片法案 2.0》与《云与人工智能发展法案》两项立法提案。

该战略路线图建立在数字和能源领域已出台的一系列倡议和举措之上，围绕三大核心支柱展开：第一支柱聚焦于数据中心在能源系统内的可持续整合；第二支柱概述了在整个能源系统中部署数字化与人工智能解决方案的相关举措；第三支柱围绕能源数据治理框架展开，旨在为落地智慧能源服务和 AI 应用的规模化推广创造条件。这三大支柱之外，该路线图还设置了跨领域章节，围绕保障“AI+ 能源”融合的安全性展开论述，并在最后的章节中提出了落地实施举措。

总体而言，该路线图勾勒出欧盟能源系统数字化的发展愿景，而人工智能将在为所有消费者提供安全、清洁且具有竞争力的能源方面发挥核心作用。路线图还提出了七项旗舰行动，与其支柱和战略目标相对应。2026 年 6 月 3 日欧盟委员会发布该战略路线图时，同时启动了两项与旗舰行动 1 和行动 4 相关的倡议：相关行业协会签署了合作意向声明，将在欧盟委员会引导下共同推进数据中心在能源系统中的可持续整合；同时，行业相关方建立了一个实践社区，以专门开发服务电网管理和规划的 AI 模型。

路线图对能源领域的 AI 部署意味着什么？

文 / Ellen Beckstedde, FSR 研究助理

Alessandra Porcari, FSR 研究助理

本文由佛罗伦萨监管学院（FSR）授权转载。

第二部分中，我们将围绕欧盟委员会近期发布的《能源领域数字化与人工智能战略路线图》，探讨三个问题：（1）人工智能可部署在能源行业哪些场景？（2）可以开发哪些类型的 AI 模型？（3）欧盟委员会计划采取哪些后续行动？讨论将重点聚焦路线图的第二支柱，特别是旗舰行动 4：促进能源价值链 AI 模型的开发。

人工智能可部署在能源行业哪些场景？

人工智能可以优化决策流程、提升运行效率、提高计算精度、降低成本，为欧洲能源行业带来显著价值。为支撑路线图的编制，能源转型专家中心 2 期项目（ENTEC2）开展的研究，梳理了五大重点应用场景：

- ◆ 电网规划、运行和实时控制优化
- ◆ 需求侧管理以及灵活性资源的智能化激活
- ◆ 能源需求、可再生能源发电出力和电网状态预测
- ◆ 能源资产的预测性维护与异常检测
- ◆ AI 辅助的能源基础设施许可审批

这份应用场景清单有两点值得思考。首先，这些应用场景围绕人工智能可承接的任务而非能源价值链的细分板块来划分。因此，能源价值链同一环节，可能会对应多个应用场景。例如，电网就贯穿全部五大应用场景，覆盖实时优化、灵活性资源激活、预测分析、预测性维护以及项目许可审批。

其次，能源行业人工智能的潜在应用范围，并不局限于 ENTEC2 研究所列的五类场景。之所以选取上述场景，是因为它们代表了人工智能有望在性能、可靠性和成本效益方面率先创造价值的领域。该路线图本身也提及了若干额外的应用方向，例如保障核设施的安全和运营效率，以及为建筑和能源贫困家庭的住房改造规划提供支持。

综合来看，人工智能可广泛应用于能源行业各个环节，除上述优先场景外仍具备拓展空间。

可以开发哪些类型的 AI 模型？

能够为能源行业创造价值的人工智能模型种类繁多，但战略路线图重点提及了基础大模型和生成式 AI 两类模型。

基础大模型通常指基于海量多样化数据集训练而成的模型，可广泛用于各种下游任务。生成式 AI 通常指能够自主生成文本、图像、音频、视频、数据或代码等新内容的人工智能系统。从定义上看，两个模型的侧重点有明显的不同：基础大模型强调作为通用的基础底座，支撑各类应用的开发；而生成式人工智能强调系统“生成全新内容”的核心功能。二者侧重点不同，但相互之间的逻辑关系并不简单。

我们目前的理解是，基础大模型和生成式 AI 密切相关，但分属不同概念。许多基础大模型具备强大的生成能力，而生成式 AI 的性能往往依托海量多样化训练数据集。但部分基础大模型可以改造用于非生成类任务，而部分生成式 AI 则未必具备基础大模型的全部特征。虽然这两类概念经常存在交叉，但不存在完全包含关系，因此不应混淆。

最后，必须指出的是，人工智能领域仍在快速迭代。随着模型、应用和术语的不断演变，这些概念之间的边界也可能随之变化。

后续计划 推出哪些举措？

为加速人工智能在能源行业的部署，欧盟在路线图旗舰行动 4 下提出了三项关键倡议。

第一项倡议是启动“AI grids”实践社区，以开发用于改善电网管理和规划的 AI 模型，该社区在战略路线图发布当日已签署成立。AI grids 汇聚了 48 家合作伙伴，包含系统运营商、科研机构和技术服务商，致力于打造覆盖整个欧洲的电网运行领域 AI 基础大模型。

第二项倡议聚焦为成员国开发数字化门户，利用生成式 AI 简化可再生能源、储能和电网项目的许可审批流程。这一倡议与《欧洲电网一揽子计划》，尤其是与委员会关于加速许可审批程序的提案一脉相承。战略路线图提出预计 2027 年完成相关 AI 工具的设计，并于 2028 年交付公共机构使用。

第三项倡议是通过“地平线欧洲”计划支持能源领域人工智能技术的研发与创新。具体而言，《2026-2027 年地平线欧洲气候、能源与交通工作计划》将设置两项专项课题征集：一是“致力于能源领域 AI 基础大模型训练与开发的数据共享”，二是“为下一代数字化能源系统赋能的先进（生成式）AI 工具与模型的大规模实操验证及规模化推广”。两项征集表明，欧盟委员会将持续聚焦基础大模型与生成式 AI，研究边界也将拓展至前两项倡议举措之外的更多场景。

中国氢能政策 迎来战略转向

文 / Anders Hove

本文原载于 [Oxford Energy Forum](#)（第 150 期），由牛津能源研究所（OIES）授权转载。

中国是全球最大的氢气生产国与消费国，长期以来一直将氢能作为国家发展战略一部分提供重要的政策支持。作为全球最大的可再生能源生产国，中国将绿氢视作消纳风光富余电力的重要路径。在交通领域，多年政策始终致力于推动燃料电池乘用车与长途重卡的发展。如今，中国氢能战略正迈入一个全新的阶段，发展重心由早期对燃料电池汽车和交通领域的关注，逐步转向更加重视工业脱碳与能源系统的深度融合。

这一战略重心的转移是多重因素共同作用的结果。电池价格的持续下行早已挤压了燃料电池在乘用车领域的发展空间。自 2025 年以来，电动汽车开始迅速向重卡领域渗透，尤其是在短途运输场景。即便是在长途运输领域，顺丰、阿里巴巴等大型物流企业也依托自建充电网络，逐步将旗下车队替换为电动重卡。在港口、工业园区、矿区等场景，换电模式已成为确保电动重卡连续作业的可行方案，而无需等待漫长的充电时间。

尽管官方没有正式宣布放弃将交通领域燃料电池作为氢能技术的重点发展方向，但行业发展的主线显然正朝着绿氢的工业应用方向偏移。这一转变既源于工业领域提升可再生能源消纳占比的现实诉求，也受到了全球市场绿色燃料需求增长的深刻影响。



氢能汽车：早期的政策倡导

中国氢能战略的早期发展，与一位关键的政策推动者密切相关——万钢，2007 至 2018 年担任科技部部长，被誉为“中国电动汽车之父”。万钢曾赴德国求学，并在英戈尔施塔特的奥迪总部担任工程师，回国后主持 863 计划，主导了中国电动汽车与燃料电池汽车（FCVs）的早期研发工作。在科技部任职期间，万钢大力倡导发展燃料电池汽车，将其视作继混合动力汽车、纯电动汽车等“过渡技术”之后的乘用车领域的“下一发展方向”。¹ 在这一时期，中国动力电池与电动汽车产业还未展现出 2021 年之后那样的爆发式增长势头，国内电动汽车市场基本局限于廉价的城市代步车或昂贵的进口车型。

与此同时，对燃料电池的重视也体现出更宏观的制度考量，即推动技术多元化，布局多种动力技术路线以分散战略风险。行业发展初期，中国通过国家级研发和早期示范项目推动了氢能与燃料电池汽车的发展，指定了六座燃料电池汽车示范城市，其中包括 2008 年奥运会的承办城市北京。2010 年代初期，工信部与国家发改委更倾向于发展电动汽车与锂离子电池；而 2016 年丰田 Mirai 车型进入中国市场，又重新唤起各界对燃料电池汽车的关注。

中国 2016 年发布的《节能与新能源汽车技术路线图》提出，到 2020 年燃料电池汽车保有量达到 5000 辆，2025 年达到 5 万辆，2030 年达到 100 万辆。² 中央财政随后为燃料电池乘用车、客车、重卡以及加氢站划拨了专项资金。2016 年《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》将质子交换膜燃料电池、固体氧化物燃料电池列为研发资金的支持重点。此外，2022 年冬奥会承办城市张家口以及佛山等城市也被新增纳入燃料电池汽车试点示范城市。

在“十四五”规划（2021-2025 年）中，燃料电池、氢能基础设施相关发展目标仍占据重要位置。2022 年，国家发改委、国家能源局印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，为 2025 年、2030 年、2035 年的燃料电池汽车与加氢站设定了量化发展目标。

几乎所有省份都将氢能纳入了省级五年规划。例如四川省提出“健全强化氢能产业链，培育国内领先企业 25 家，覆盖制氢、储运氢、加氢、氢能利用等领域”；广东省提出“推进氢能燃料电池产业园区建设，形成集氢能技术‘制、储、输、用’于一体的产业集聚”；内蒙古推动建设风、光、氢、储“多能互补项目”。³ 各省的规划都普遍涵盖了燃料电池汽车、加氢站的量化指标，但并未对绿氢生产及利用设定具体目标。

在地方层面，地方政府同样将氢能视为一条极具前景的经济发展赛道，出台相关政策布局氢能基础设施，同时通常为氢燃料提供补贴，以拉平与柴油之间的价格差。多个地方打造了“氢能产业集群”，布局整车制造、燃料基础设施以及本地氢燃料公交和卡车运输走廊。

中央政府将部分集群列为国家级试点，并通过补贴与低息贷款的形式给予支持。这套激励机制的设计很大程度上解释了地方政府为何将重点投向加氢基础设施与燃料电池汽车。城市公交的购置补贴最高可达 300 万元，燃料电池卡车补贴接近 40 万元。⁴ 中央对地方试点城市的指标考核，以车辆投放规模和基础设施建设规模为依据。这种制度设计促使地方更重视氢能在交通领域的应用，而非工业利用或绿氢的规模化发展。

1. Bloomberg News (2019, 12 June), 'China's father of electric cars says hydrogen is the future', <https://www.bloomberg.com/news/videos/2019-06-12/china-s-father-of-electric-cars-says-hydrogen-is-the-future-video>.
 2. Jane Nakano (2022, 3 February), 'China's hydrogen industrial strategy', Center for Strategic & International Studies, <https://www.csis.org/analysis/chinas-hydrogen-industrial-strategy>.
 3. Wang Ju (2017, 16 October), Overview of Fuel Cell Vehicle Development in China, International Hydrogen Fuel Cell Association, https://cdn.lbma.org.uk/downloads/S5_JW.pdf.
 4. Lingzhi Lin (2023, December), Accelerating New Energy Vehicle Uptake in Chinese Cities: A 2023 Policy Update in a Post-Subsidy Era, International Council on Clean Transportation, https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/12/ID-24-%E2%80%9393-NEVs-2023-briefing-A4-70114-v4_final.pdf.

战略重心向工业领域悄然转移

尽管政府规划和政策文件层出不穷，但政策的转向往往是微妙的，通常会避免流露出任何关于战略失败或技术走向死胡同的暗示。相较于前瞻性地引领市场，能源政策往往具有被动性，尤其是在某项技术出人意料地取得成功时——电动重卡的崛起便是如此。

2025 年是中国电动重卡发展的分水岭。多年来，液化天然气 (LNG) 重卡一直在蚕食柴油重卡的市场份额，同时氢能重卡也开始小批量落地。燃料电池汽车一度被视作重型车辆尤其是长途货运车辆的可行替代路径。受高额置换补贴的拉动，2025 年，中国新能源重卡销量呈现爆发式增长，市场份额从不足 10% 跃升至接近 30%，甚至超过了 LNG 重卡。业内人士预测，新能源重卡将在几年内占据卡车市场的半壁江山。

新能源重卡最初主要用于港口、工业园区的短距离运输，以及矿区至交通枢纽的固定线路。这一局面在 2025 年中期也开始发生改变。得益于新能源重卡的总拥有成本优势、主干通道快充与换电基础设施的逐步完善，大型货运车队开始大规模向新能源重卡转型，甚至包括长途货运场景。

尽管中国国内仍在继续出台支持交通领域氢能发展的政策文件，且部分地区仍在持续扩建氢能基础设施，但高昂的前期投入成本、燃料成本以及有限的基础设施网络，制约了氢能在卡车领域的普及。截至 2025 年年中，中国境内的加氢站数量仅有 559 座，约半数集中在广东、河南、河北、山东、浙江等少数省份，真正实际投入运营的仅有 400 座。⁵ 氢燃料基础设施集中在少数地方产业集群或运输走廊，且许多加氢站建在拥有危化品经营资质的封闭式工业园区内，因此尚未形成真正意义上的全国加氢网络。

尽管中国将绿氢视作极具潜力的重点发展方向，但相比传统灰氢，可再生氢的高昂成本限制了其大规模应用。按照当前氢气价格每公斤 30-40 元计算，氢燃料重卡每公里的燃料成本较柴油和 LNG 高出至少 25%。⁶ 正因如此，中国的许多氢能产业集群都严重依赖政府的燃料价格补贴。⁷ 相比之下，新能源重卡每公里的运行成本则比柴油卡车低 40%。

受成本高昂以及主要可再生能源基地距离较远等因素的制约，中国仅有 1% 的氢气来自电解水制氢。尽管制氢结构每年存在波动，但 2025 年的数据显示，56% 来自煤炭，21% 来

自天然气，21% 来自工业副产氢。⁸ 虽然多个省份已经布局了绿氢项目，但目前配套的可再生能源装机规模仅为约 1.5GW，这与全国超 1500GW 的风光总装机容量相比微不足道。⁹ 不少可再生制氢项目位于内蒙古、新疆等北部省份，与主要的工业集群和加氢基础设施相距较远。

正如“十五五”规划中所提到的那样，作为推动绿氢发展战略的一部分，中央政府仍在继续倡导氢能在交通领域的应用。¹⁰ 虽然氢气作为危险化学品的分类并未改变，且大多数加氢站仍设立在化工园区内部，但部分省份已经开始放宽监管。2025 年出台的《能源法》首次在法律层面明确了氢气的能源属性。部分加氢站现已落地港口以及获批的氢能高速走廊沿线。¹¹

种种强烈迹象表明，中国氢能政策的重心已经从交通领域向工业利用倾斜。首先，燃料电池汽车目标已经历多次下调：原先设定的 2030 年 100 万辆的宏伟目标在 2025 年已被下调至 50 万辆，2026 年 3 月发布的《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》进一步下调至 10 万辆。截至 2025 年年底，中国氢燃料电池汽车保有量为 3 万辆，未能达到政府设定的 5 万辆目标。目前，氢燃料电池汽

5. Fuel Cell China (2025, 8 July), 'China Hydrogen Alliance: half-year report on China's hydrogen industry development 2025', Fuel Cell China, https://www.fuelcellchina.com/Industry_information_details/6767.html.
6. Mingyue Hu et al. (2024, 7 August), 'Competitive analysis of heavy trucks with five types of fuels under different scenarios—a case study of China', *Energies*, 17(16), <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/16/3936>.
7. Fuel Cell China (2022), '2022 年国内部分省市氢能政策汇总', https://cn.fuelcellchina.com/Industrial_research_details/2.html; Metal.com (2025, 27 August), 'Supporting measures for the promotion and application of hydrogen fuel cell vehicles in Chongqing by 2025', <https://news.metal.com/newscontent/103499697>; Jiaxin Lin (n.d.), 'How China's hydrogen industry benefit from regulatory flexibility on hydrogen production?', *Integral*, <https://www.integralnewenergy.com/?p=39047>, accessed 27 February 2026.
8. National Energy Administration (2025, 30 April), '中国氢能发展报告 2025', <https://www.nea.gov.cn/20250430/96022785b3a747248288ad1c57d3a025/83d863317f2f44edb605348e4de40993.pdf>.
9. Fuel Cell China (2025, 8 July), 'China Hydrogen Alliance: half-year report'.
10. Zheng Xin (2025, 4 November), 'Hydrogen upping ante in green energy portfolio', *China Daily*, <https://www.chinadaily.com.cn/a/202511/04/WS69095ac8a310f215074b8d00.html>.
11. Vera Zhang (2024, 21 November), 'Hydrogen law, regulations & strategy in China', CMS Law, <https://cms.law/en/int/expert-guides/cmsexpert-guide-to-hydrogen/china>.

结语

车的年销量仅为约 5000 辆，且基本以重卡和客车为主。¹²

其次，工信部 2026 年 3 月 16 日发布的《氢能综合应用试点方案》，明确将全产业链一体化融通发展放在优先位置。¹³ 试点城市群想要获得中央补贴，必须落地至少一个产能不低于 10 万吨/年的绿氢项目，或者产能不低于 5 万吨/年的绿色甲醇项目，配套绿氢产能占比不低于 20%。¹⁴ 政策明确禁止以绿色氢醇名义建设煤基氢醇项目，同时对新型氢能产业集群提出降低绿氢成本的新目标。这标志着中央政府对氢能项目的考核逻辑发生了根本性转变：不再考核车辆和加氢站的数量，而是考核工业产出与绿色燃料产量。

随着可再生能源弃电增多、省间可再生能源电力交易存在壁垒，国家能源局也将氢能纳入战略考量。国家能源局在 2026 年工作报告中提出重点推动可再生能源非电利用，包括用于合成氨和甲醇生产。2026 年 3 月 3 日，美伊冲突爆发后不久，国家能源局将氢能列为可替代石油的绿色燃料之一，提出氢能政策的定位已从原来气候政策范畴升级为国家能源安全政策。¹⁵ 这种战略定位上的转变，将氢能与中国降低石油对外依赖的长期诉求直接联系起来，从而将脱碳工作从电力部门延伸到工业燃料与原料领域。

部分政策本身也是市场发展的客观反映。受欧盟碳边境调节机制等因素驱动，国内外绿氢需求持续上涨，中国企业正在紧锣密鼓地扩大产能，以匹配新增的市场需求。2026 年年初，中国风电企业远景能源完成了其首批符合非生物来源可再生燃料（RFNBO）认证标准的绿氢出口，从内蒙古基地顺利发往韩国乐天集团。¹⁶ 该项目采用一体化设计，打通了内陆可再生能源、运输基础设施与规划港口出口终端的完整链条。吉林省松原项目依托 GW 级风光发电配套制氢，每年可稳定供应数十万吨绿氢和绿色甲醇。¹⁷

这一发展路径也与能源主管部门近期的政策导向高度契合：扩大可再生能源的应用场景，从发电领域拓展至氢、氨和合成燃料领域。氢能的发展正越来越多地与工业脱碳以及可再生发电量消纳深度绑定。鉴于中国可再生能源的成本与规模优势，绿氢被普遍视为中国能够在国际竞争中脱颖而出的优势赛道。¹⁸

中国的氢能战略正在经历一场深刻重塑。早期的政策倾向于将氢能作为下一代交通技术（特别是重卡）的破局点，并依靠对燃料电池汽车和加氢基础设施的大额补贴来提供支撑。然而事实证明，这一愿景在规模化落地上困难重重，而纯电动汽车已在重卡领域异军突起，甚至开始在长途货运领域与柴油车分庭抗礼。

一套更加务实的系统性战略布局正在成型。氢能已不再被视为电气化的直接竞争对手，而是被重新定位为一种互补的技术路线，其核心使命在于消纳可再生能源富余电力、支撑工业脱碳、助力生产氨和甲醇等具有贸易属性的绿色燃料。中国近期的政策动向释放了氢能战略重心转移的明确信号：从车辆投放转向工业产出，从地方基础设施建设转向产业链一体化发展，从技术示范转向降本与商业化落地。

正如中国以往的能源转型进程那样，氢能政策的演变注定是一个不均衡的渐进发展过程，在扶持新重点方向的同时，仍会对原有应用场景继续给予支持。但未来的发展方向已经愈发清晰：氢能不再被视为能源系统的万能解决方案，而是更加聚焦于特定场景；其发展逻辑不再服务于早期的技术理想，而是更多由经济可行性与系统整合需求所驱动。

12. Adrian Leung (2025, 28 December), 'China 2025 hydrogen vehicle report: fleet around 30,000, core components 70 percent localized', Car News China, <https://carnewschina.com/2025/12/28/china-publishes-2025-hydrogen-fuel-cell-vehicle-report-fleet-around-30000-core-components-70-percent-localized/>.
 13. Ministry of Industry and Information Technology (2026, 16 March), '工信部等三部门部署开展氢能综合应用试点工作', https://mp.weixin.qq.com/s/_297tzEAr7p_gtADScToEw.
 14. Kai Yu (2026, 19 March), 'China's hydrogen "subsidy" 2.0 design: all you need to know', Energy Iceberg, <https://energyiceberg.substack.com/p/chinas-hydrogen-subsidy-20-design>.
 15. Of Week, (2026, 4 March), '重大政策动向：我国将用绿色燃料替代进口石油'.
 16. Polly Martin (2026, 27 February), 'Envision ships first cargo of green hydrogen-based ammonia from China to South Korea', Hydrogen Insight, <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/envision-ships-first-cargo-of-green-hydrogen-based-ammonia-from-china-to-south-korea/2-1-1950787>.
 17. Yin Yeping (2025, 16 December), 'World's largest integrated green hydrogen-ammonia-methanol project officially begins operations', <https://www.globaltimes.cn/page/202512/1350756.shtml>.
 18. Edward White (2025, 22 December), 'China uses green tech dominance to take early lead in clean fuels race', Financial Times, <https://www.ft.com/content/77283ccf-5a50-41e1-b6b9-9741ac3e7309>.



煤炭大国波兰正计划依托“煤改核”（Coal-to-Nuclear, C2N）推进电力系统的清洁转型，这绝非简单的技术替代，而是一场系统性变革。西里西亚工业大学教授、DEsire 项目负责人 Łukasz Bartela 博士近日接受了 ECECP 的专访，向我们讲述了 C2N 理念如何从学术研究层面升级为波兰国家战略。

煤改核 重塑波兰能源转型轨迹

文 / 赤洁乔，《中欧能源杂志》主编

处在转型十字路口的煤炭大国

长久以来，煤炭一直是波兰的重要经济命脉。对煤炭的深度依赖使得波兰成为欧洲清洁转型最具挑战性的国家之一。尽管波兰拥有丰厚的煤炭资源，但当前具备经济与技术可采条件的资源已经相当有限。随着开采深度不断增加，采矿条件日益恶化，大量煤矿与煤电机组正陆续逼近设计运行寿命的终点，绝大多数煤电机组的运行年限已达 42 年之久。此外，要兑现 2050 年实现碳中和的政治承诺，波兰必须对其能源结构进行根本性重塑，这意味着未来 25 年内，现有煤电机组的大部分产能将被其他电源所替代。

从煤电走向核电

波兰的退煤进程已经取得了明显成效：煤电发电量占比已经从 2020 年的 70% 降至 2025 年的 50.8%¹，而风电（13.8%）、光伏（11.8%）和天然气发电占比（9.7%）则均实现了稳步增长。

截至目前，波兰已累计建成 27 GW 的光伏和 10 GW 的风电装机容量，风光装机已经超过了当前的煤电装机规模（28.5 GW）²。然而，仅仅依靠大规模发展波动性可再生能源，仍无法完全替代过去由煤电提供的稳定可调度电力，并且可能使电力系统运行面临失衡风险。虽然天然气可以作为中期理想的过渡性替代电源，但长期来看，“煤改气”却存在明显的战略短板。2025 年，波兰国内天然气供应占比仅为 17%³，对外存在高度依赖。因此，使用进口天然气替代本土煤炭作为主力电源，虽然可以降低碳排放，但却会换来极高的地缘安全风险。

与许多其他国家一样，核电重新回到了人们的视野。由于核电能够提供稳定、清洁的基荷电力，并与间歇性可再生能源形成良好互补，核电顺理成章地成了波兰未来能源结构的一个可行选项。

但在能源转型之外，煤电退出还伴随着复杂的社会经济问题：采煤、发电以及相关的上下游产业链，维系着当地一代又一代人的生计。

“这也是为什么在波兰，能源转型路径的选择从来不只在于纸面上的财务成本。更关键的问题是：怎样才能最有效地替代煤电，且不至于对电力系统与煤炭地区的安定带来巨大冲击，”波兰 DEsire 项目负责人 Łukasz Bartela 博士评论道。在他的主导下，波兰正计划通过引入核电来推动电力工业的现代化和脱碳转型。

波兰历史上从未运营过商用核电站。受政治变动以及全球核事故引发的民众反对情绪影响，早期的核电发展计划曾屡遭搁置。⁴

2014 年出台的《国家核电计划》（PPEJ⁵）成为重要的战略转折点，为波兰本国核电产业的发展搭建起制度框架。波兰于 2020 年对该计划进行了更新⁶，提出到 2040 年建成 6-9 GW 大型水冷反应堆的目标。这相当于替换国内近三分之一的现有煤电装机⁷。这一政策框架为波兰首座核电站的规划建设铺平了道路，项目选址位于波罗的海沿岸的 Lubiatowo-Kopalino 地区，规划装机容量 3.75GW，计划于 2028 年启动混凝土浇筑。这一选址经过精心的战略考量，既有助于满足该地区强劲的用电需求并填补大型可调度电源缺口，同时还靠近冷却水源，并且具备便利的海运条件。

然而，2026 年发布的更新版核电计划草案⁸中，波兰的核电战略发生了明显变化。波兰政府明确提出，第二座核电站应布局在正在经历转型的传统煤炭产区。该草案现已完成公众咨询，并获得能源部领导层的批准，接下来将进入政府决议修订流程。草案指出，这一布局思路旨在最大限度复用电网等现有的基础设施，同时保护并激活地方经济。

新版计划草案评估了 27 个备选地址，最终筛选出四个燃煤电厂厂址作为第二座核电站的潜在选址位置，其中贝尔哈图夫（Bełchatów，欧洲最大燃煤电厂所在地）和科宁（Konin）被列为优先选址，科济埃尼采（Kozienice）与波瓦涅茨（Połaniec）则作为备选方案。按照拟定的时间表，波兰计划于 2027 年敲定第二座核电站的战略合作伙伴，2028 年确定具体选址，2032 年正式开工建设。

1. 波兰能源机构 ARE 2020 年和 2025 年电力统计数据: <https://www.are.waw.pl/en/oferta/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej>
 2. ARE, <https://www.are.waw.pl/en>
 3. Plan of decarbonisation of the domestic power industry through modernization with the use of nuclear reactors, DEsire project, September 2025, translated by the RePower Initiative. <https://projektdesire.pl/en/raporty/decarbonization-plan-for-the-national-power-sector-through-modernization-using-nuclear-reactors/>
 4. <https://www.blue-europe.eu/analysis-en/full-reports/polands-energy-transition-overcoming-the-coal-myth-and-embracing-nuclear-power/>
 5. <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej>
 6. <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej-2020-r>
 7. <https://www.are.waw.pl/en>
 8. <https://www.gov.pl/web/energia/program-polskiej-energetyki-jadrowej>

这份规划草案表明，波兰国内逐步形成共识：用核电替代煤电（Coal-to-Nuclear, C2N）不仅可以借助清洁的核电实现电力系统的现代化升级，还能为传统煤炭地区的绿色转型、振兴地方经济提供可行路径。

虽然将退役煤电厂改造成核电站的理念在国际上已有不少讨论，但将 C2N 明确写入国家战略，波兰尚属首例。Łukasz Bartela 博士评价道：“在波兰，煤改核已经不再是孤立的试点探索，而是代表着系统性变革的重要方向。”

波兰核电战略思路的转变并非一蹴而就，而是 DEsire 项目⁹与 Repower 倡议¹⁰多年来扎实的数据分析、技术研判与战略沟通的结果。

DEsire 项目：推动 C2N 从概念走向落地

DEsire 项目于 2022 年启动，从立项之初就定位为跨行业的联合项目。项目由共五家机构组成的联合体共同执行，其中西里西亚工业大学负责牵头，其他参与方包括波兰能源部、卡托维兹能源工程设计公司、核化学与技术研究所以及索别斯基研究所基金会，集学术研究、公共政策、工程实践、核技术、社会经济分析等多重能力于一体。项目由波兰国家研究与发展中心 GOSPOSTRATEG 计划资助，核心任务是评估煤改核的技术经济潜力、社会接受度以及人力资源储备情况，并将这些研究成果转化为波兰电力部门脱碳的可行实操方案。¹¹

煤改核的概念很容易理解：在原有煤电厂址建设核电项目，以替代煤电产能。该模式可以复用煤电厂原有的输电线路、冷却水系统、本地工业配套等存量资产，从而大幅降低新建核电站的投资成本，缩短项目周期。¹²

学界根据对原有煤电厂资产的复用程度，总结出煤改核的四条实施路径，不同路径对原有设施的改造深度各有差异。

绿地、棕地模式主要是复用煤电厂的场地与配套辅助设施；而直接和间接改造则属于更深层次的技术重构，涉及对煤电厂核心热力系统的直接复用。但 DEsire 项目研究认为，直接和间接改造现阶段在波兰尚不具备落地条件，原因在于需要使用第四代高温核反应堆才能产出匹配原有燃煤汽轮机工况的高温高压蒸汽，而目前此类核电机组在欧洲尚未实现成熟商用。此外，在运行数十年的煤电核心设备上接入全新的核反应堆，无论从监管还是设备安全层面，都存在决策者难以承受的巨大风险。因此，DEsire 项目将研究重点放在实操性更强的棕地改造路径，并且假定如果能证明复杂的棕地模式具备投资合理性，那么在临近场址新建核电厂的绿地模式也将同样可行。¹⁴

煤改核的实施路径		
C2N 路径	改造策略与基础设施复用模式	核心优势
绿地模式	在退役煤电厂附近新建核电项目，复用区域电网节点与本地劳动力资源。	设计自由度高，不受原有厂址的物理空间限制。
棕地模式	在煤电厂场地直接建设核电站，复用电网、冷却供水，以及配套的建设和交通运输资源。	可缩短投资周期，减少整体建设成本。
直接改造模式	仅用核反应堆替代燃煤锅炉，保留煤电厂原有的蒸汽轮机与冷却系统。	可大大节约投资成本，节省 35% 以上的资本投入。
间接改造模式	与直接改造模式基本相同，在核反应堆和汽轮机之间加装储热装置。	反应堆可保持基荷稳定运行，同时可实现出力的灵活调节。

来源：根据 DEsire 研究综合整理¹³

9. <https://projektdesire.pl/en/domowa/>

10. <https://www.repower.world/news/the-end-of-coal-the-rise-of-the-atom-repowering-poland>

11. <https://projektdesire.pl/en/domowa/>

12. Coal to Nuclear: Supporting a Clean Energy Transition, International Atomic Energy Agency (IAEA), October 2025, <https://doi.org/10.61092/iaea.spu2-yaz1>.

13. <https://projektdesire.pl/en/raporty/decarbonization-plan-for-the-national-power-sector-through-modernization-using-nuclear-reactors/>

14. Plan of decarbonisation of the domestic power industry through modernization with the use of nuclear reactors, DEsire project, September 2025, translated by the RePower Initiative.

DEsire 研究团队对波兰 23 座燃煤电厂及热电联产电厂进行了全面的筛选和评估，综合考量了电网接入与送出能力、冷却水源、地质和水文条件、人口密度、物流交通、核安全法规限制以及区域整体转型潜力等多方面因素。此外，他们还针对 Kozienice、Dolna Odra 和 Opole 三座分别代表不同煤改核实施路径的典型厂址，开展了详细的预可研分析。

Lukasz Bartela 博士解释称：“我们做场址评估和预可研研究，不是为了排出高下，选出一个最优选址，而是为了测试不同的厂址类型，厘清 C2N 具备可行性的前提条件。这三个厂址成为了我们的参考基准，使我们能够提炼出具有广泛推广价值的政策建议。”

基于这一广泛深入的研究，项目团队提出了“核电就绪（Nuclear Ready）”理念，以标准化此类评估框架，处理复杂的场址研判，这为全球政策制定者评估具体燃煤电厂改建核电的可行性提供了有力工具。Bartela 博士表示：“在我们看来，‘核电就绪’理念填补了煤改核从理念走向落地

的关键短板。目前业内关于特定煤电厂址是否适合开展核电投资的认知还远远不够。没有客观的评估工具，就很难对全国范围内的厂址进行横向比较，也容易让政策制定者对相关改造方案产生质疑。”DEsire 团队提出的“核电就绪”评估框架立足全球视角，尤其面向化石能源发电仍在扩张的国家。“对于这些国家的投资者而言，核电就绪理念的核心启示在于：如果仍要新建煤电，那么在项目选址阶段就应当考虑这个地点未来有没有条件改建核电。这需要提前谋划布局，而不是等燃煤电厂快要退役才开始考虑。”

但退役燃煤电厂改建核电是否真的具有经济性呢？DEsire 项目的研究得出了一个令人清醒的结论：“在燃煤电厂内部或者周边布局核电站，并不会带来惊人的成本节约，Bartela 强调，原有基础设施可直接重复利用的范围有限，C2N 项目的收益更多来自物流、现有输电线路的利用，以及更广泛的社会经济效应，而非简单复用原有物理资产。”

煤改核的真正价值，需要放在系统层面来理解。“C2N 项目的经济合理性主要在于其能够避免无序转型带来的各类成本，包括可调度电源流失带来的系统风险、煤矿关停引发的社会代价，以及从零建设能源基础设施、重建地方经济底座的巨大投入。这是系统层面的经济学，虽然可能在财务报表上并不那么亮眼，但却更贴近经济的实际情况，”巴特拉博士说道。

Site evaluation criteria

Political aspects

- level of public acceptance
- political ideology
- acceptance of neighboring countries

Technical aspects:

- power output **infrastructure** (electrical grid capacity)
- access to transport **infrastructure** (sea, railroad, highways)
- access to **cooling water** (sea, lakes, rivers)
- **area availability** (dates, complexity)
- **demand for heat** (district heating systems, industrial heat demand)

Safety aspects:

- **formal requirements** and recommendations imposed by international and national organizations on the design and operation of nuclear power systems (e.g. seismic activity, floods, mineral deposits, selected types of facilities)
- potential **nuclear hazards** to the personnel of the unit and the **local population** (e.g. population density)
- applied solutions for **reactor protection systems**, steam turbine thermal cycle, and auxiliary infrastructure (technology advancement, redundancy of safety systems)
- management of **spent nuclear fuel and radioactive waste** (management technology/facilities, enrichment of nuclear fuel)



来源：DEsire 项目

支撑煤炭地区的公正转型

煤炭的逐步退出绝不仅是简单的技术替代，更是产业劳动力、技能结构、区域身份认同的深度重塑。为了梳理相关人力资源的迁移路径，DEsire 项目团队对比了燃煤电厂与核电站的岗位设置，分析了现有煤电从业人员转岗至煤改核项目的潜力，以及哪些岗位需要具备全新的技能。研究发现，现有煤电从业人员具备很大的转岗潜力。汽轮机技工、电工、重型设备的操作人员，已经掌握核电站非核常规系统运维所需的大部分技能。毕竟核电站大量的日常运维工作，本质上是对热力和机械设备的维护，并不直接接触核工艺环节。

值得注意的是，煤改核甚至有望使当地原有的就业岗位实现翻倍，因为核电项目会引入大批核专业工程师以及规模庞大的安保团队，并且会带动相关供应链和培训岗位的扩张。

为避免转型期出现结构性失业，DEsire 项目研究建议，应当在燃煤电厂计划关停前的五到六年，启动全面的人员资质与技能审计工作。通过超前布局，电力企业能够充分梳理员工能力，推出定制化的培训，在反应堆投运的数年之前就做好人才招聘规划。

就业与民生，恰恰是地方社区最关心的议题。Bartela 博士谈道：“DEsire 的社会评估显示，当地民众关心的不只是核安全和核废料处理问题，他们同样在意就业岗位、技能培训、对区域的影响，以及项目究竟能给当地社区留下些什么。”

煤改核项目可以将当地原有的工业技能优势迁移至核电产业，并创造新的教育和就业机会，从而帮助煤炭地区留住劳动力，减少人才外流，并重塑当地可持续长期经济未来。



打造协同生态

波兰在核能计划更新草案中明确将 C2N 路径纳入战略考量，并非是凭空形成的决策，而是建立在 DEsire 团队长期的研究和分析，以及多方沟通的基础之上，同时也受到了此前与 Repower 倡议合作研究的启发¹⁵。项目团队向波兰各级政府、地方机构和能源企业推介煤改核方案，持续通过各类出版物、专题研讨以及数百场与专家和决策者的对话来扩大共识。

“如果不是能源部许多领导敏锐意识到 C2N 方案的巨大潜力，煤改核就很难在国家决策层面获得认可，” Bartela 博士回忆道。

“DEsire 项目最重要的价值在于把煤改核从学术讨论，转变成一套可正在落地的实施方法。我们没有仅仅停留在探讨 C2N 听起来是否合理，而是进一步评估 C2N 可以落地在哪些地点、建设多大规模、采用什么技术、存在哪些风险、能带来什么社会效益、面临怎样的监管约束。项目不仅包含了技术研究，还涵盖了社会诊断、经济分析、法规建议，并搭建了一个连接学术界、产业界与公共管理部门的开放协作平台。这种基于实证的沟通有助于促进不同的利益方形成共识。这一点非常重要，因为煤改核不能仅靠单一论点就说服所有人，需要一套完整自洽的证据体系，从而为投资者、政府、电网运营商、监管机构、地方

15. Plan of decarbonisation of the domestic power industry through modernization with the use of nuclear reactors, DEsire project, September 2025, translated by the RePower Initiative.

社区构建一套通用的沟通语言。在我看来，打造这样一个务实的合作生态，是 DEsire 项目推动煤改核从概念走向广泛认可的最大贡献。”

对于像中国这样同样正在探索清洁转型路径的国家而言，DEsire 项目沉淀的这套方法和经验，为评估燃煤电厂改建核电的潜力提供了重要参考。Bartela 博士继续补充道：“Repower 倡议开发的 RepowerScore¹⁶ 等评估工具同样极具价值，它们能够对具体厂址进行结构化、基于证据的初步评估，并推动投资者进一步开展更深入的研究，”

Repower 中国项目主任吴倩表示：“波兰 DEsire 项目之所以能够产生如此大的影响，是因为它促进形成了国家层面的共识，让人们认识到 C2N 可以成为煤炭地区公正转型的可行路径选择。对于中国而言，创建一个类似的多方协作空间，让政策制定者、能源企业、电网运营商、研究人员和地方决策者能够坐在一起探讨，对于探索 C2N 推动煤炭地区公正转型的潜力具有重要价值。此外，C2N 只是燃煤电厂复用改造的众多可行选项之一。各种转型举措都有望成为未来产业蓬勃发展的基石。归根结底，Repower 意味着致敬过往，同时建设更加美好的未来。”

给中国的建议	
建议	实践含义
从场址评估入手	建立国家层面的系统性评估方法，对燃煤电厂场址及区域条件开展评估。在确定转型路径前，先厘清技术约束和存量资产现状。
对技术路线保持开放态度	将煤改核与其他改造方案一起评估，如地热、热储能、可再生能源整合及混合解决方案。只有在完成综合评估后，才针对具体项目匹配相应的技术与商业模式。
从评估迈向验证	在宏观评估的基础上，推进厂区级的深度研究、技术示范与试点项目，以验证技术与商业可行性。
跳出单纯的能源转型视角	将煤改核及其他改造路径视为煤炭地区更广泛转型的一部分，助力保留工业基础、培养新技能并培育未来产业。
完善配套制度生态	建立协作机制，汇聚政府、能源企业、电网运营商、监管机构、研究人员、金融机构和地方社区的力量，同时确保监管和融资框架的稳定。
尽早谋篇布局	核电项目需要漫长的筹备周期。因此，对煤电资产、基础设施和就业未来的规划应在燃煤电厂退役之前尽早启动。

16. <https://www.repower.world/news/the-end-of-coal-the-rise-of-the-atom-repowering-poland>
17. <https://www.repower.world/repowerscore>

数说中国“十五五” 能源专项规划



2026年3月，中国正式发布了《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（简称“十五五”规划），为到2030年的经济社会发展指明了总体方向。5月以来，一系列国家级的十五五专项规划密集出台，旨在将宏观的决策部署转化成切实的政策行动。

能源领域是最早受到详细部署的领域。今年6月，《新型能源体系建设“十五五”规划》正式出台，作为指导2026-2030年期间能源转型发展的总体蓝图，我们在上期杂志中对此已进行过详细梳理。

近两个月来，国家发改委和能源局陆续发布了四份能源不同领域的专项规划，覆盖电力、可再生能源、煤炭和油气，进一步细化了各领域的具体任务和发展目标。这些专项规划旨在细化落实发展规划对特定领域提出的战略任务，是指导特定领域发展、布局重大工程项目、配置公共资源、引导社会资本投向、制定相关政策的重要依据。本期杂志将继续透过数字梳理四份能源专项规划中的主要目标。



新型电力系统

目标类别	指标	2025 年数据	2030 年目标
总体要求	电能占终端能源消费比重	30%	35%
	总发电装机容量	3890 GW	5400 GW
绿色低碳电力供给	非化石能源发电装机占比	61.70%	65%
	非化石能源发电量占比	42.30%	50%
	全国新能源利用率	—	≈ 90%
	新能源高水平消纳	—	>2800 GW
	常规水电装机	—	≈ 410 GW
	核电装机	—	≈ 110 GW
	生物质、光热、地热能、海洋能等发电装机	—	≈ 65 GW
电力系统可靠性	全国电力供应充裕度	<1.1	>1.1
	省间电力互济能力	80 GW	120 GW
	全国非化石电源电力支撑水平	—	≈ 40%
	60 万千瓦等级及以上清洁高效煤电机组占比	—	提高 10 个百分点以上
电网发展	西电东送规模	340 GW	>420 GW
	配电网承载分布式新能源能力	500 GW	900 GW
用电侧协同	需求侧削峰能力占最大负荷比重	>3%	>5%
	全国需求侧削峰能力	—	>100 GW
	虚拟电厂最大调节能力	16.85 GW	>50 GW
系统灵活性调节	新型储能装机	136 GW	300 GW
	可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能装机	—	140 GW
	抽水蓄能电站装机	—	≈ 160 GW
	车网互动聚合可调充电规模	10 GW	50 GW
	热电联产机组最小发电出力	—	<40%
电力市场	市场交易电量占比	64%	70%
	跨省跨区交易电量	1590 TWh	2000 TWh
电力公共服务与保障	城市用户平均供电可靠率	99.98%	99.99%
	充电基础设施	2009 万个	>4000 万个
	大功率充电设施	—	≈ 30 万个



可再生能源

目标类别	指标	2025 年数据	2030 年目标
可再生能源消费	可再生能源消费总量	11.8 亿吨标准煤	18 亿吨标准煤
可再生能源 电力供给	可再生能源发电总装机	2340 GW	≈ 3500 GW
	风电和太阳能发电装机	1840 GW	>2800 GW
	光热发电装机	1.82 GW	15 GW
	水电装机	450 GW	570 GW
	常规水电装机	—	≈ 410 GW
	抽水蓄能电站装机	66 GW	≈ 160 GW
	海洋能装机	—	400 MW
	“三北”风电光伏基地新增装机	基线	>370 GW
	分布式新能源新增装机	基线	>300 GW
	海上风电新增开工规模	基线	≈ 100 GW
	抽水蓄能新增投产规模	基线	≈ 100 GW
	可再生能源年发电量	4000 TWh	≈ 6000 TWh
	风电和太阳能年发电量	2300 TWh	>4000 TWh
	风电和太阳能发电量占比	—	30%
可再生能源 非电利用	可再生能源非电利用规模	0.6 亿吨标准煤	1.5 亿吨标准煤
	可再生能源制氢规模	25 万吨	200 万吨
可再生能源电力 可靠替代	全国风电光伏（含源侧配建储能）平均置信出力 ¹	—	8%
	新建集中式风光电站置信出力	—	原则上应不低于 10%
	迎峰度夏度冬晚高峰风电光伏（含源侧配建储能）电量占比	—	≥ 20%
	新增可再生能源可靠顶峰发电能力	基线	>300 GW

1. 风电光伏置信出力是省级电网或场站范围风电、光伏发电（含源侧配建储能）在保供控制时段、95% 置信水平下的保证发电功率与风电、光伏发电装机的比值。全国风电光伏平均置信出力是各省区风电光伏（含源侧配建储能）置信出力按本地利用并网装机容量容量的加权平均值。



煤炭工业

目标类别	指标	2025 年数据	2030 年目标
总体要求	煤炭消费	—	达峰
	全国大型现代化煤矿产能比重	—	87%
	智能化煤矿产能比例	—	75%
煤炭供应安全	五大煤炭供应保障基地产量占全国比重	—	>80%
	煤炭产能储备	—	>1 亿吨 / 年
煤层气 (煤矿瓦斯) 开发利用	煤层气产量	—	260 亿立方米
	瓦斯利用量	—	65 亿立方米



石油和天然气

目标类别	指标	2025 年数据	2030 年目标
供应和储备	国内油气供应量	—	4.4 亿吨油当量
	石油储量接替率 (RRR) ²	—	≥ 1.0
	天然气储备规模占全国消费比重	—	>13%
消费	石油消费	—	达峰
管网基础设施	全国油气长输管网规模	20 万公里	22 万公里
	液化天然气接收站接卸能力	—	2 亿吨 / 年
	陆上管道进口天然气能力	—	1140 亿立方米 / 年
	CCS/CCUS 年注入二氧化碳	—	1000 万吨 / 年

2 RRR = 年新增探明可采储量 ÷ 当年产量（或同期开采消耗储量）

出版物推荐

01

灵活性即服务

随着欧洲电力系统中可变可再生能源占比不断提高、各领域电气化进程的深入推动用电需求持续增长，灵活性正成为愈发重要的系统调节资源。欧洲能源转型智能网络技术与创新平台（ETIP SNET）近日发布的这份白皮书，系统性地探讨了灵活性即服务（FaaS）这一理念，将灵活性从部分能源设备本身固有的技术属性，转变为一种可以根据时间和地点需求进行定义、采购、交付、计量和付费的标准化系统服务。报告围绕实现FaaS所需的合约机制、数字化基础设施与市场规则展开研究，研究对象覆盖发电、储能、需求响应以及分布式资源聚合等各类灵活性资源。同时，报告还深入分析了输配电运营商协同、数据互操作性、网络安全以及多能协同在保障灵活性可靠供给方面所起的作用。当前的政策与监管环境已认识到需要对灵活性资源进行统筹规划与市场化采购。在此背景下，白皮书建议推动灵活性产品和接口标准化，完善用于服务交付核验的数字基础设施，同时构建合理的报酬机制，真实反映灵活性在时间、空间维度的系统价值。

→ [More](#)



02

2026 清洁氢谷现状报告

清洁氢的规模化发展眼下正面临多重考验：项目进度滞后、制氢成本居高不下、政策不确定性依然存在，敲定具有约束力的承购协议也并非易事。欧洲清洁氢伙伴关系 (Clean Hydrogen Partnership) 发布的这份报告，重点研究了氢谷 (Hydrogen Valleys) 模式在推动清洁氢产业发展方面所起的作用。氢谷是覆盖氢能生产、运输、终端应用的区域性 / 本地化综合产业生态。虽然全球整体市场热度有所回落，但氢谷相关项目的建设仍在稳步推进。据该机构 H2V 平台对全球 106 个相关项目的跟踪统计，已有相当一部分的氢谷项目进入投产运行阶段或是达成最终投资决策。报告结合项目实测数据以及对开发企业的调研发现，氢能承购市场、融资环境、项目经济效益、监管政策稳定性，是决定此类项目成败的四大关键因素。报告最后对项目开发商、政策部门以及投资机构分别给出建议，呼吁培育和扩大终端用氢需求、进一步降低项目风险与建设成本、拓宽融资渠道，以推动氢能产业链的协同发展。



→ [More](#)

地表之下：地热能在清洁冷热电供应中的价值

03



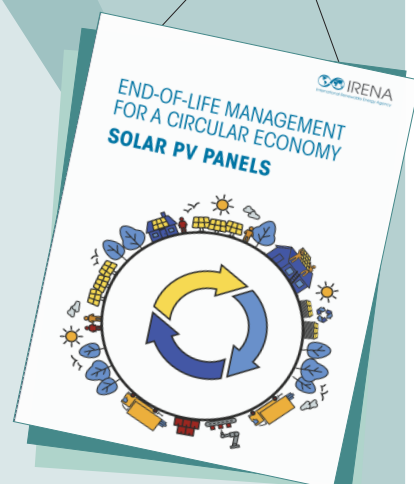
这份由能源转型委员会撰写的洞察简报，剖析了各类地热技术的发展潜力，以及实现大规模推广应用所需具备的现实条件。报告探讨了地热能三大主流技术路线，三者在技术成熟度、成本水平、适用场景和地理条件限制方面差异显著。分析表明，浅层地热技术，如地源热泵 (GSHP) 与地下储热 (UTES)，已经具备规模化推广条件，但实际落地规模依旧不足；传统水热型地热技术已经相对成熟且具备市场竞争力，但受地质条件制约，仅适宜在含有天然高温、透水含水层的区域开发。下一代地热技术有望把地热能的开发利用拓展至更多地区，但其技术成本与长期运行表现目前仍存在较大不确定性。报告同时梳理了制约地热能推广的环境、融资及政策层面障碍，强调政策举措需要匹配不同的技术路线与地方实际情况。该简报同时配有四份技术说明书，分别介绍了上述地热技术在助力清洁供热、供冷与供电方面的潜力。

→ [More](#)

04

循环经济视角下的退役光伏组件管理

太阳能光伏装机规模的快速扩张，在推高原材料需求的同时，也将带来大量退役组件的管理问题。据预测，到 2050 年，全球每年产生的光伏废弃物总量将超过 2500 万吨。国际可再生能源署（IRENA）发布的这份报告从循环经济视角为应对上述问题展开研究。报告探讨了多条可行路径，包括降低原材料消耗、减少废弃物产生；通过维修复用延长光伏组件的使用寿命；以及对组件中的高价值材料进行回收利用。分析指出，光伏组件材料回收具备可观的经济潜力，但行业仍面临诸多现实阻碍，如回收基础设施不足、存在技术短板、下游市场需求乏力以及相关监管制度不完善等。报告认为，构建一套协同的政策体系，包括引入生产者责任延伸制、行业标准以及配套的激励机制，是打造可持续光伏退役管理体系的关键。

→ [More](#)从规模扩张到系统价值重塑：
中国电池储能迈向下一阶段

05

From scale to system: navigating the next phase of China's battery storage

A major shift is now unfolding across China's battery energy storage sector, as the industry transitions from policy-driven capacity expansion to an increasingly market-tested system integration.

Published date: 10 July 2020
Lead author: Biqing Yang

中国已经快速建成了全球规模最大的电池储能系统，而行业下一阶段的发展，将越来越取决于储能资产能否得到高效的整合利用。全球能源智库 Ember 发布的这份报告深度剖析了中国储能行业的重心转移，即从追求装机高速扩张，向提升电池利用效率和挖掘系统价值转型。报告指出，储能项目正从原有的“新能源配储”模式逐步向独立储能项目倾斜，从而为电力系统提供更高的灵活性。两种模式在利用率方面存在显著差距，主要在于二者市场准入条件与运行机制上的差异。通过推进电力市场改革、完善储能相关配套政策，将有助于激励电池储能资产通过参与多样化的市场交易实现价值叠加，并且更加高效地响应电力系统需求的动态变化，从而充分释放其系统价值。

→ [More](#)



info@ececpc.eu



北京市朝阳区东方东路19号
DRC 亮马桥外交办公大楼 D1 座 1291A 室
邮编 100600

www.ececpc.eu

主编: 赤洁乔

英文编辑: Helen Farrell

反馈及投稿: magazine@ececpc.eu

中欧能源合作平台项目（ECECP）由欧盟提供资助。



Funded by
the European Union