



EEIST

中国电力部门转型动态

系统映射研究

执行摘要

编辑: 张达, Max Collett, Simon Sharpe, Michael Grubb, Katrina Salmon



执行摘要

电力部门清洁技术转型正在从根本上重塑全球能源体系，并对电力成本、碳排放和供电安全产生重要影响。

在这一结构性变革过程中，因果关系往往表现为非线性，带来预期外结果，或助力、或阻碍政策目标的实现。因此，理解电力系统的因果反馈回路至关重要，包括放大变化的增强反馈 (reinforcing feedbacks)，以及抑制变化、维持稳定的调节反馈 (dampening feedbacks)。通过分析这些反馈回路，我们可以更好地预判政策的动态效应，区分自增强型政策和自限型政策措施，并探究在不同政策“组合拳”下所产生的相互协同/抵消作用。

在推进清洁电力转型的过程中，中国的实施规模空前，而英国的速度也一马当先。目前，中国正在大力深化电力市场化改革，英国正将目光转向电力批发市场自由化的全面政策调整。尽管两国起点不同、规模各异、体制有别，但在利用新技术重塑电力系统的进程中，都面临着诸多类似的难题。

本报告运用系统映射方法，结合因果回路图 (causal loop diagrams, CLDs)，聚焦于反馈回路的技术分析，为理解中国电力行业转型动态提供全新视角，并适时补充英国相关经验作为借鉴。



在电力市场化背景下维持新能源电力的持续快速增长

图1展示了“投资-部署-成本下降-盈利能力”之间的增强反馈，推动了风光发电远超预期的非线性增长。保持这一增强反馈回路的持续发展，对于实现电力部门的“双碳目标”（碳达峰和碳中和）以及持续降低电力成本至关重要。

随着新能源（本文特指风光能源）在电力结构中的占比持续增长，以及越来越多的新能源电力通过市场进行交易，而非保障性收购，一系列调节回路开始显现，可能会影响未来的新能源投资。其具体表现为：新能源渗透率提高，将导致1) 新能源供电高峰时段电价降低；2) （电力）现货市场价格波动加剧，收益的可预测性降低，融资成本可能上升；3) 销量风险增加，即由于技术弃电、经济弃电或新能源供过于求，导致项目售电受阻。

在一些新能源发电占比最高的省份，这些负面效应已初现端倪：尽管煤电价格仍是主导因素，但电价已受

到一定的下行压力。在电力现货市场较发达的省份，已出现了价格波动加剧迹象，下降多年的新能源弃电率也出现了反弹。

出售绿色电力证书（绿证）从原则上能让新能源企业增收，从而刺激相关投资。但当前绿证价格过低，仅为煤电基准价的0-3%，只有大幅提高绿证价格，才能真正实现激励效果。然而，将绿证价格稳定在足以吸引投资的高位绝非易事，主要原因在于该政策存在调节回路机制：新能源项目开发越成功，绿证供应也就越充足，绿证价格反而越走低。即便绿证价格固定不变，也只能部分抵消威胁新能源投资的三种调节回路中的一种。

英国的实践证明，差价合约（contract for difference，简称CfD）能有效打破价格风险与波动的调节回路，并持续护航新能源投资。自2013年引入差价合约，在短短的十年间，英国海上风电装机容量和签约容量均增长了近七倍，同时成本下降了三分之二以上。

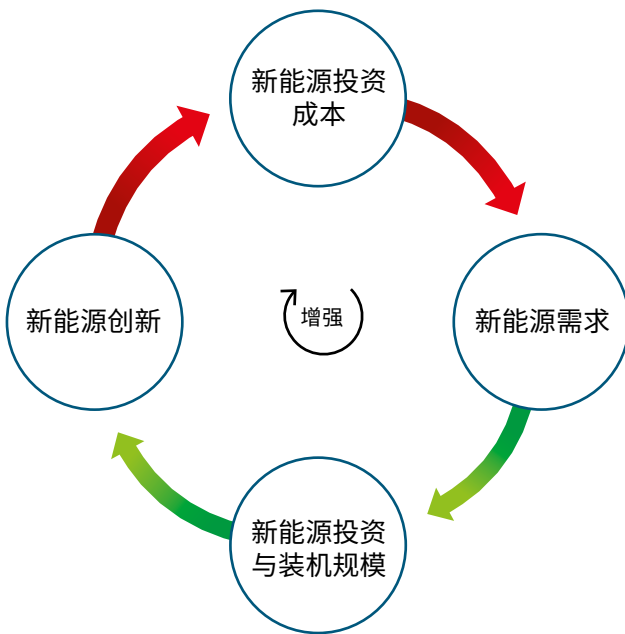


图1: 新能源成本与部署之间的“干中学”反馈回路。

注: 新能源成本, 采用平准化能源成本 (LCOE) 衡量。绿色箭头表示正向关系, 红色箭头表示负向关系。

然而，随着新能源发电在英国发电结构中的占比突破三分之一，销量风险日益凸显。2023年，大不列颠（GB）电力日前交易中出现了214小时的负电价，是2022年的三倍。若系统缺乏调节机制，到2030年，新能源发电可能有近一半时间超过电力需求，届时27-37%的风电可能面临弃电。由于英国现行差价合约的价格保障仅适用于能售出的电量，无法解决电量无法售出所带来的风险。因此，英国政府正在考虑替代性差价合约设计，如基于预期发电量或装机容量的差价合约，从而打破或约束销量风险的调节回路，同时增强电力系统调节能力，更好地利用过剩电力。

中国电力中长期市场（MLT）中也存在类似差价合约的机制，尽管其中部分电力通过现货市场销售，但其目的是可为新能源发电企业中长期合约覆盖的电量提供价格保障。但由于中长期合约通常为一年期，这一机制难以覆盖新能源电厂在20年生命周期内所需的保障。因此，这些合约更适用于预算预测，难以指导投资。

近日，中国发改委、能源局联合印发的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通

知》（发改价格〔2025〕136号，以下简称“136号文”）引入了新的差价结算的机制（类似于差价合约），为此前受到保障性收购政策覆盖的新能源电量提供部分机制电价，执行期限根据项目回本周期而定。随着新能源发电企业需逐渐参与市场交易，推广这一机制可以控制价格风险并缓解波动性，从而为新能源的持续投资护航。

尽管在国家层面，中国新能源发电占比约为英国一半（2024年中国是19%，英国是36%），但在电力转型走在最前沿的省份（如青海和甘肃），新能源电力占比已接近或超过英国，并且各省新能源占比增长趋势相近。预计到2030年，中国将有九个省份可能频发新能源过剩情况（约占全年时长的20%-30%）。这将对项目回报带来重大销量风险，鉴于新能源项目投资回收期较长，可能会侵蚀现有新能源项目的市场收益预期。

与英国相比，中国的优势在于可以在省级层面开展不同政策的“先行先试”。我们建议各省可尝试不同的差价合约机制，包括基于预期发电量或装机容量的差价合约，从而找到限制销量风险调节回路最有效的方法，助力新能源的持续投资。





在技术变革中保障供电安全

新能源在电力结构中的占比快速增长，为电力系统的平衡和供电安全带来了新挑战（图2）。随着煤电厂的收入减少，部分亏损的燃煤电厂可能被迫关停，导致可调度电源容量减少，威胁供电安全。同时，电力系统对运行调节能力的要求日益提升，发电机组需要具备更强的调峰能力，以应对风光发电的波动。

当前用于燃煤电厂的容量补偿机制，虽然能在一定程度上缓解收入下降的问题，但也存在明显弊端。首先，存在过度支付补贴的风险，进而导致煤电产能过剩。其次，若无其他措施引导煤电有序退出，补贴可能会促使部分煤电厂在中长期市场以低于边际成本的报价来增加发电量，阻碍煤电向“备用电源”的角色转型。这种做法可能会加强对传统技术的依赖，而不利于推动提供系统安全保障的新技术，例如中长时储能、需求侧响应等——这些新型灵活性资源有利于提升系统调节能力，同时有助于降低成本与碳排放。

英国自2014年起实施了容量市场机制，允许现有和新建发电厂通过竞标获得合约，承诺在系统电力紧张时提供可调度电力，以换取固定容量费。在这一机制下，从新建电厂的购电量远低于预期，成本也低于预期（前七个交付年度不到20英镑/千瓦/年，预期为50英镑/千瓦/年），电力系统所需的可用容量也得到了保障。这一成功部分归功于容量市场机制支持了更加多元化的技术。尽管现有的燃气电厂通过竞标获得了大多数合约，但也有核电厂、电网互联（interconnector）、电池储能和需求侧响应赢得了合同。近年来，采购的大部分新增容量来自电池储能系统。

英国现在面临的挑战是，在未来五到十年内，如何让容量市场与“实现零碳电力系统”的目标相一致。英国政府正在考虑在容量市场拍卖中创建独立的竞标“窗口”，分别针对高排放或低排放的技术，或具有运行特性的技术（如响应速度、持续时间，以及所处区域是否受限于输电距离和电网互联可用性），设定不同的结算价格和最低购电目标。其他政策选项还包括：在容量市场内设置排放上限；或为燃气电厂改造使用氢能燃料、配置碳捕获与封存（CCS）设施提供额外支持等。

对中国而言，用容量市场替代现有煤电容量补偿机制，有望降低过度支付和过度投资的风险，并促进电力系统调节技术的发展。由于新技术相对于煤电在单一无差别容量市场尚无显著竞争力，可考虑设立分技术类别的拍卖窗口，例如将成熟技术（如煤炭、天然气和抽水蓄能等）与系统调节技术（如储能、需求侧响应和虚拟电厂等）分开竞标。电池储能的容量价值则可以通过动态的“折减系数”来体现，该系数可按照各省电网的特点和储能持续时间来动态调整。



风电 光伏发电 煤电 其他技术发电 新能源发电 净负荷 电力需求

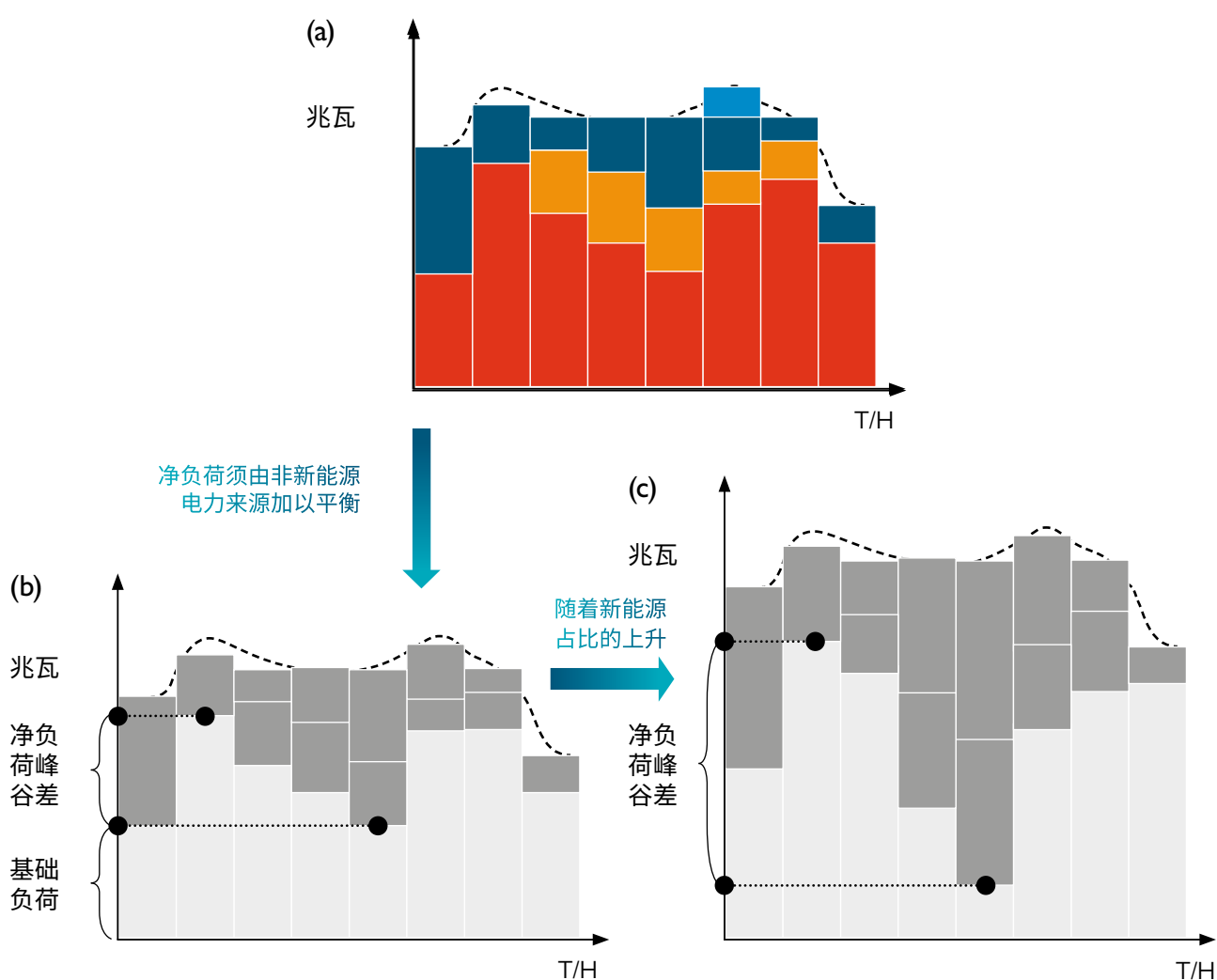


图3:新能源渗透率增长背景下,净负荷峰谷差的变化趋势。

注: (a) 典型的日调度电源结构与负荷曲线; (b) 在此情景下的净负荷, 以及净负荷的日内峰谷差; (c) 随着电力需求与新能源渗透率同步增长, 净负荷的日内峰谷差不断扩大。

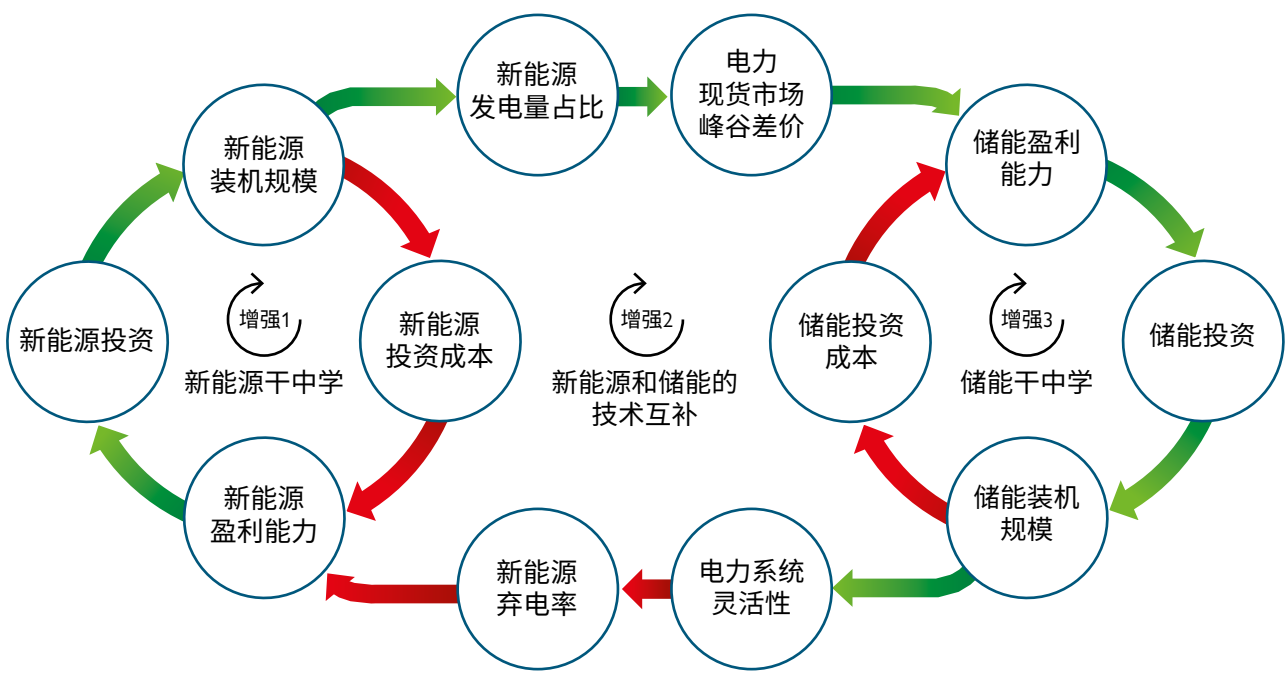
充分释放储能潜力, 把握市场机遇

储能系统(包括电池储能BESS)能够多维度提升电力系统安全性和稳定性。在供电安全方面,储能系统可提供额外的发电能力从而在系统压力事件中快速响应;在系统稳定方面,储能系统可以提供调频服务增强系统稳定性。除此之外,不同时长的储能系统还可以吸收过剩的新能源电力,减少风光弃电,并根据新能源电力批发价变化,通过“低储高放”的电能跨时转移,进行套利。新能源的发展增加了电池储能套利机会,反之,电池储能的增加也提升了新能源发电的盈利空间,这种增强回路将极大推动电力系统向碳中和、低成本与安全性方面发展(图3)。

中国自2017年实施的储能配置要求(后被“136号文”叫停)对上述增强回路的影响较为复杂。一方面,电

池储能设施利用率极低,2023年平均利用率仅为9%,另一方面,储能配置要求也增加了新能源项目的成本,太阳能项目成本提高了10%,风电项目则高达20%。要提升电池储能利用率,应从三方面推进市场化改革:1. 加快现货市场建设,放宽现货电价上下限,扩大套利空间;2. 进一步完善竞争性辅助服务市场准入机制和参与标准;3. 将电池储能系统纳入容量补偿机制。此外,储能成本应由电力系统所有用户共同分摊,而非仅由新能源企业承担,从而更加真实地体现其系统价值。

长时储能(Long-duration energy storage, 简称LDES)将是构建全面脱碳电力系统的关键技术之一,且其中短期也可用于平衡新能源电力盈余。目前长时储能技术种类多样,但所处发展阶段各异。由于其投资成本



高、使用频率低，因此需要政策大力扶持，以推动初期部署来验证、展示和优化性能。

英国政府于近期提出了“收入上下限保障政策 (revenue cap-and-floor policy)”，通过减少收入不确定性来支持长时储能投资。此举借鉴了英国在促进电网互联投资方面的做法：在收入上下

限政策的规制范围内，电网容量增长了近三倍，而且由于其实际收益始终高于下限，从未触发对“收入底价”的补贴支付。对中国而言，在推进众多长时储能技术示范项目的同时，需落实有效的配套政策。在山东试点的包括专项容量补偿机制在内的一揽子政策，如果能在全国范围予以推广，则可能具有变革性意义。



推动煤电有序退出

火电在中国电力结构中的占比已从2015年的73.7%降至2024年的63.2%，且这一下降趋势仍在持续。与此同时，2024年的新建煤电装机容量近95吉瓦（GW）。目前在政策层面面临的最大问题是，如何以成本可控的方式有效降低煤电比例：既要保留足够的煤电以确保供电安全，又要避免对过剩产能追加不必要的投资。

全国碳排放权交易市场（ETS）在提升煤电厂效率方面发挥了作用，但其效果受到调节回路机制的限制，即低效煤电厂被其他电源替代后，碳排放配额的净需求也会减少，导致碳价下跌，从而削弱进一步替代煤电的动力。目前碳价仍处于低位水平，通常低于100元人民币/吨二氧化碳（约13欧元/吨二氧化碳），加上ETS实际对高效煤电机组形成的净补贴效应，意味着现阶段ETS在抑制不必要煤电投资方面的作用仍然较弱（图4）。

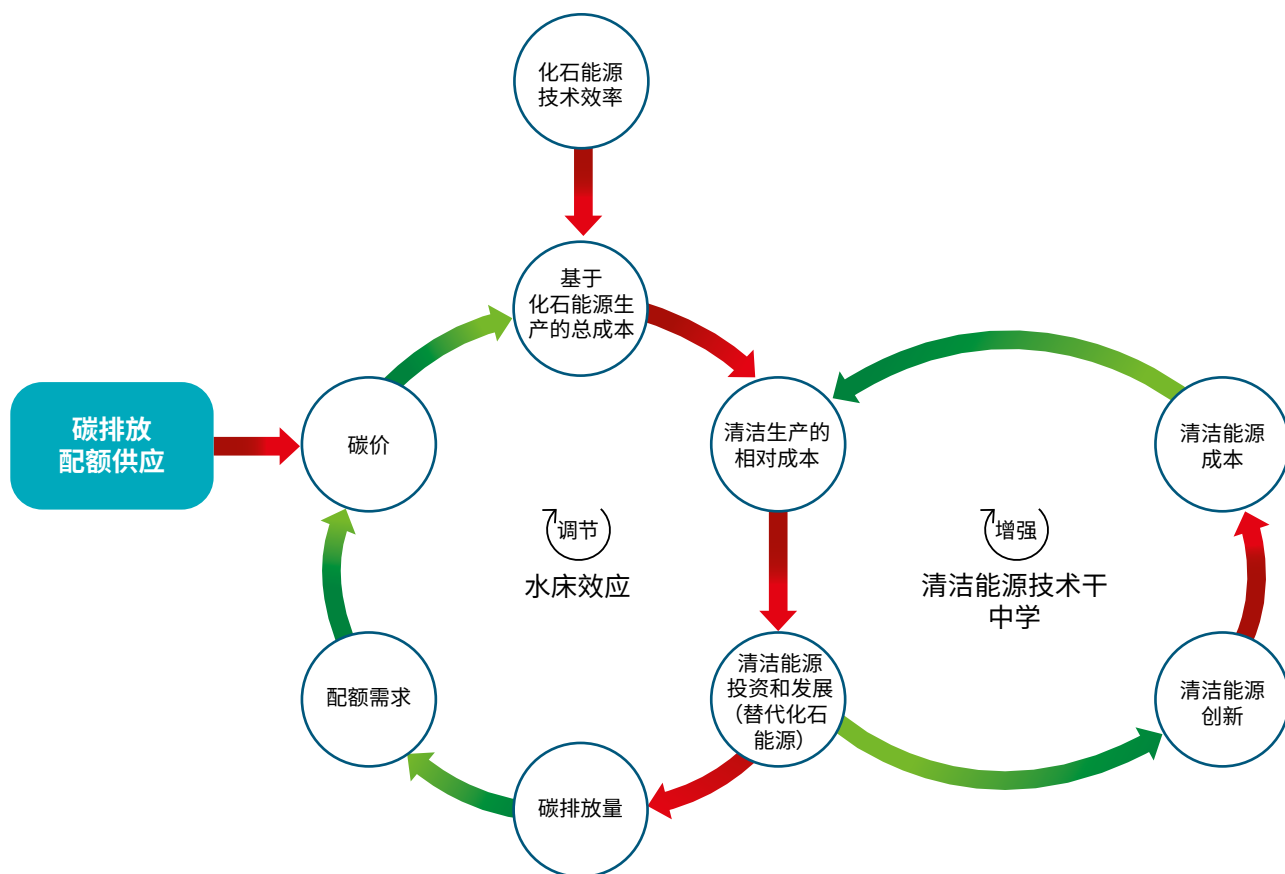


图4：“总量控制”型ETS的反馈回路示意图。

注：图中左侧的调节回路体现了“水床效应（Waterbed Effect）”，即市场主体减排导致碳排放许可证价格下跌，从而削弱进一步减排激励。右侧的调节回路代表清洁技术部署的“干中学”机制。绿色箭头代表正向关系，红色箭头代表负向关系；白色节点为系统变量，蓝色矩形节点代表政策因素；“调节”代表调节回路，“增强”代表增强回路。

通过设置严格的碳排放总量上限可以防止过度投资，但考虑到电力需求仍在不断增长，新技术替代煤电以保障供电安全的进程尚不确定的背景下，设定严格的减排路径较为困难。若排放上限过于宽松，则不仅与国家的减排目标冲突，还可能导致ETS碳价低迷。因此，作为排放总量约束的补充，可以考虑设定碳价底线，抑制ETS内的调节回路，推动低效煤电的出清。碳价底线可以根据实际减排超预期或不足的情况，每年动态调整。

此外，将部分煤电厂纳入战略备用机制而非直接退役，既可以增强省级地方政府对供电安全的信心，降低为保障电力稳定而出现的煤电过度投资风险，同时允许改进的ETS机制引导煤电有序退出。指导备用煤电逐步退出市场，可为其他电力系统调节技术（如储能和需求侧响应）的发展创造更多空间。

电力行业政策与市场改革的系统性互动

几乎所有电力部门政策都需要在“能源不可能三角（energy trilemma）”的各项目标之间进行权衡取舍——即降本、减排和确保供电安全。尽管新能源成本持续下降，使得低成本与低排放这两个长期目标日益趋同，但政策制定仍需谨慎平衡。其中，有两类政策干预措施尤为关键，若能合理控制政策成本，可同时对三大目标产生积极效应：一是推动储能部署并由全系统层面承担成本；二是促进跨省电力交易。这两类政策均能提升电力系统调节能力，增强系统吸纳大规模、低成本新能源的能力。

电力市场化改革对能源不可能三角目标的影响存在高度不确定性，很大程度上取决于多重因素的相互作用。要确保市场化改革实现降本和减排目标，关键是要建立新能源合约结构，从而打破或限制上文所述的调节回路机制。为了确保市场化改革同时在保障供电安全方面产生正面效果，还需出台相应措施确保储能和需求侧响应充分参与市场。若能逐步取消燃煤电厂的保障性收购合同，并同步放宽电价管制，则可能激活一个良性的增强回路：新能源的盈利能力提升，部署规模的增长，将进一步推动燃煤发电占比的下降。此外，允许省内及跨省实施差异化电价，则可以启动多种反馈机制——通过更大范围的区域供需平衡来实现降本增效。

在现行政策中，燃煤容量补偿机制与ETS之间的相互抵消关系最为显著。若在容量市场引入碳强度或能效标准，作为煤电厂获得补贴的依据，二者的关系就可从相互抵消转化为协同增效。ETS内部的反馈机制也会使其与其他转型政策产生抵消效应。随着ETS覆盖范围从电力部门向其他行业扩展，可采用行业差异化碳价底线来控制这种效应，防止某一行业的转型进展削弱其他行业的转型动力。

在特定情况下，当考虑系统内反馈效应时，一项政策对电力系统成本、排放或供电安全的直接影响，可能与其间接影响方向相反。这反映了边际变化和结构性变革之间的差异，凸显了在电力部门技术转型过程中进行动态政策分析的必要性。

有两类政策干预措施尤为关键，若能合理控制政策成本，可同时对三大目标产生积极效应：一是推动储能部署并由全系统层面承担成本；二是促进跨省电力交易。这两类政策均能提升电力系统调节能力，增强系统吸纳大规模、低成本新能源的能力。



About EEIST

The Economics of Energy Innovation System Transition (EEIST) project began in 2020 as a three-year collaboration between researchers in the UK, China, India and Brazil, with funding from the Department of Business, Energy and Industrial Strategy and the Children's Investment Fund Foundation. The aim of the EEIST project is to apply a complex systems understanding of economics to inform policymaking on the low-carbon transition.

Following this initial phase, two subsequent projects—EEIST Phase II and the EEIST China Power Sector Reform project—were launched. This report contains the main findings of the China Power Sector Reform project. The partners in this project are University College London, S-Curve Economics CIC, the University of Oxford, the Energy Research Institute of the Chinese Academy of Macroeconomic Research, Tsinghua University, Beijing Normal University, and the World Resources Institute China

Sponsors

This work was funded by Quadrature Climate Foundation (QCF) and the UK Government's Department for Energy Security & Net Zero, as part of the Economics of Energy Innovation and System Transition (EEIST) programme.

The contents of this report represent the views of its authors and should not be taken to represent the views of the UK government, QCF, or the organisations to which the authors are affiliated.

Acknowledgements

The authors wish to thank QCF and the UK Department for Energy Security & Net Zero for their support as sponsors of the EEIST project. We also wish to thank all those who contributed their time and expertise to developing and refining the analysis, concepts, and ideas presented in this report and bringing it to publication. This includes, but is not limited to Claudia Brown, Cai Yuanji, Eric Chen, Deng Yanan, Max Dupuy, Erlend Ek, David Fishman, Guo Hongye, Anders Hove, Guy Liu, Camille Paillard, Kaare Sandholt, Xu Qingyu, Yang Biqing, Zhao Jiakun, Zhu Yanlei (ordered alphabetically based on surname).

图片来源

Cover Jan Kopriva/Unsplash; pg. 1 Katherine Gu/Unsplash;
pg. 3 Soren H/Unsplash; pg. 4 Sungrow EMEA/Unsplash;
pg. 7 Octavian Catană/Unsplash; pg. 8 Diego PH/Unsplash;
pg. 11 Dmitriy Zarivniy/Unsplash;

EEIST

Economics of Energy Innovation and System Transition

The Economics of Energy Innovation and System Transition (EEIST) project develops cutting-edge energy innovation analysis to support government decision making around low-carbon innovation and technological change. By engaging with policymakers and stakeholders in Brazil, China, India, the UK and the EU, the project aims to contribute to the economic development of emerging nations and support sustainable development globally.



Find out more at:
eeist.co.uk



All documents can be found
online here: eeist.co.uk/downloads

