POWER TRANSFORMATION LAB

中国燃煤电厂容量电价机制

2026 年 1 月

报告团队

Zhenhua Zhang, Yuxin Zhang, Michael R. Davidson

加州大学圣地亚哥分校、华中科技大学

关于项目

本报告是由中国新型电力市场研究库（Electricity Market Tracker）项目完成的。这是一个为中国各省的电力市场设计之争提供独立的分析工具的项目。通过汇总公开的市场与电网的数据、开发仿真建模工具，并研究国际实践经验，中国新型电力市场研究库旨在探讨与政策息息相关的研究议题，并将研究成果广泛地分享给各方利益相关者。

要了解更多关于中国新型电力市场研究库项目的信息，请访问网址：www.emtracker.org

目录

摘要 4
背景 5
结果 7
政策建议 11
研究方法 13
参考资料 15
补充材料 17

摘要

从 2024 年 1 月起，中国正式实施燃煤电厂容量电价机制。但现行容量电价水平是否合理，仍缺乏系统评估。作为全球燃煤装机规模最大的国家，该机制的设计与实施将深刻影响电力部门脱碳转型及低碳能源消纳。本文评估了各省燃煤电厂的盈利水平。结果表明，在 2024 年引入容量电价后，燃煤电厂税前利润率在–33%至 26%之间。不同地区之间差异显著，且预计在 2035 年前进一步扩大。研究结果显示，容量电价水平应根据各电网区域的资源充裕需求和电网运行特征进行差异化设计。从长期来看，容量电价机制应从行政定价逐步转向市场化机制，以提升效率，并与电力市场改革目标保持一致。

背景

近年来，中国开始引入燃煤电厂容量电价机制，以改善煤电机组的成本回收情况，并保障电网可靠性。2022 年，国家发展改革委（NDRC）和国家能源局（NEA）联合印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（即“118 号文”），明确要求在开展电力现货市场的地区“建立市场化的发电容量成本回收机制”（NDRC, 2022）。随后，2023 年 11 月，国家发展改革委和国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，并于 2024 年 1 月正式实施（NDRC, 2023a）。在该框架下，燃煤机组的固定成本被统一设定为 330 元/千瓦·年。其中，约 30%的固定成本可在 2024-2025 年通过容量电价回收。在煤电转型较快的地区，该比例最高可达 50%（NDRC, 2023b）。自 2026 年起，所有地区通过容量电价回收的固定成本比例将至少提高至 50%。鉴于中国拥有全球规模最大的燃煤机组群，容量电价机制的设计与实施，将在中国电力系统向低碳转型过程中发挥关键作用。

引入容量电价机制主要基于两个方面的考虑。第一，燃煤电厂面临日益严峻的成本回收压力。尽管自 2023 年以来，可再生能源装机容量以每年超过 300 GW 的速度增长，但与此同时，新增燃煤电项目仍在推进。2024 年，在建燃煤装机约 94.5 GW，占全球新增燃煤装机的 93%（CarbonBrief, 2025）。然而，多重因素削弱了煤电盈利能力。燃料成本上升，电价成本传导受限。在可再生能源出力充裕时，煤电利用小时数下降。受上述因素影响，燃煤电厂普遍出现亏损。仅在 2021 年，就有超过 80%的燃煤机组未能覆盖其运行成本，全国累计亏损超过 3000 亿元人民币（Chen, 2022）。在甘肃等省份，燃煤电厂占银行剩余贷款额比重较高，且燃料成本高于全国平均水平（Wang et al., 2022）。随着可再生能源对煤电的进一步替代，煤电利用率下降可能加剧贷款违约风险，并对地方金融体系稳定性产生影响。

第二，燃煤电力低碳转型面临明显的财务约束。在 2030 年国家自主贡献（NDC）中，中国提出单位 GDP 碳排放较 2005 年下降 65%。最新的 2035 年 NDC 则要求到 2035 年全经济体温室气体排放量较峰值下降 7-10%（United Nations Climate Summit, 2025）。为推动煤电减排，中国于 2024 年发布《煤电低碳化改造建设行动方案》。该方案推动生物质或绿氨掺烧，以及碳捕集与封存（CCS）等技术（ARE, 2024）。然而，这些改造措施投资规模大，回收周期长。现有研究表明，完成改造后的煤电机组，可能以更低的利用小时运行，因其价值更多体现在提供灵活性和支撑可再生能源消纳（PKU, 2025）。

在上述背景下，本文聚焦两个核心研究问题：

（1） 在现行容量电价机制下，哪些地区煤电机组面临最大的成本回收压力，即盈利水平最低？

（2） 容量电价机制应如何调整，才能更好地适应脱碳目标与电力市场改革进程？

如果对煤电进行过度补偿，可能刺激新增煤电投资，并造成化石能源资产锁定。在中国煤电新增规模达到近十年高位的背景下，解决上述问题尤为关键。现有研究尚未系统评估容量电价机制对中国燃煤电厂财务可行性及转型风险的影响。

结果

为弥补上述研究空白，本文采用的研究方法如下。首先，我们在省级层面解析性地求解燃煤电厂的税前利润率。测算过程中，综合考虑基准电价、电煤中长期合同电价、年利用小时数、燃料成本以及容量电价收入等关键因素。在资本成本处理方面，我们使用中国人民银行公布的 5 年期贷款市场报价利率（LPR）估算各燃煤机组的资本回收系数（Capital Recovery Factor, CRF），并进一步计算各省的装机容量加权 CRF，从而刻画不同地区在煤电机组投资时间和融资条件上的差异。其次，我们采用前瞻性分析方法，评估未来情景下煤电盈利能力的变化。具体而言，基于符合全球升温 2°C 目标的中国电力系统最小成本脱碳路径，获取 2035 年各省的电源结构与装机规模（Z. Zhang et al., 2025）。在此基础上，更新煤电盈利测算结果，以评估在未来电力需求、可再生能源成本及政策不确定性条件下，2035 年煤电盈利能力的分布情况。最后，本文结合分析结果，并借鉴国际容量补偿机制的相关经验，对中国容量电价与容量市场设计提出政策建议。

图 1 展示了 2024 年各省燃煤电厂的税前利润率。相关运行与成本数据均来自当年的统计。我们分析了三种情景：（1）不引入容量电价；（2）引入容量电价，但不调整上网电价上限；（3）引入容量电价，并调整上网电价上限。其中，燃煤上网电价上限设定为各省基准电价的 120%（NDRC, 2021）。在第三种场景中，所谓“调整上网电价上限”，反映了当前市场实践：即容量电价被折算为等效电量价值（基于年利用小时数），并从上网电价上限中予以扣减。

总体来看，基准电价较低、利用小时数较少、燃料成本较高的地区，其煤电盈利能力普遍偏低。西北电网区域同时包含盈利能力最低的省份（如宁夏、甘肃、青海）和盈利能力最高的省份（如内蒙古），主要由燃料成本和年利用小时差异所驱动。不同区域的主导因素并不相同。中部地区燃料成本全国最高，而东北地区虽然基准电价高于全国平均水平，但煤电机组年利用小时数最低。

引入容量电价后，煤电盈利能力显著改善。在在未调整电价上限的情况下，税前利润率绝对值提高了 4%-20%。改善幅度最大的省份，集中在基准盈利能力最低的地区，如青海、甘肃和云南。在假定煤电利用小时数和基准电价相近的条件下，提高容量电价水平，可使四川、广西等省份的利润率进一步提高 3%-5%。在实施上网电价上限调整后，对于中长期（MLT）合同电价已接近电价上限的省份（如宁夏、贵州、海南），容量电价对盈利能力的边际影响较小。关于不同容量电价水平下的详细结果见**补充材料**。

图 2 展示了 2035 年各省在引入容量电价（未调整上网电价上限）条件下的税前利润率分布、煤电装机规模区间，以及截至 2022 年的煤电剩余贷款规模（Wang et al., 2022）。相关结果基于符合 2°C 全球升温目标的中国电力系统最小成本脱碳路径，该路径为未来煤电装机规模和年利用小时提供了一组合理的情景假设。根据这些路径，全国煤电装机容量将

从 2024 年的约 1400 GW 下降至 2035 年的 880-1050 GW；煤电发电量将从 2024 年的 6940 TWh 下降至 2035 年的 3070-3450 TWh。相应地，全国平均煤电利用小时数将从约 5000 小时降至 3100-3900 小时。

随着煤电利用率下降，2035 年全国煤电税前利润率相较 2024 年将发生–25%至+5%的变化。利润上升主要源于更高水平的容量电价补偿。可再生能源资源质量较低的地区（如江西），煤电盈利能力可能小幅提升，最高可达 8%。相比之下，内蒙古和吉林等省份的盈利能力下降最为显著，主要原因是煤电发电量大幅下降，以及可再生能源大规模部署。

基于上述结果，我们进一步识别出了 2035 年可能出现两类截然不同的金融风险：第一类地区，煤电长期低盈利能力，但剩余未偿贷款规模中等（如甘肃、宁夏），从而面临成本回收不足和资产搁浅风险。第二类的确，煤电盈利高度不确定，同时未偿贷款规模庞大（如内蒙古、山东），在能源转型加速背景下，可能出现系统性金融脆弱性。

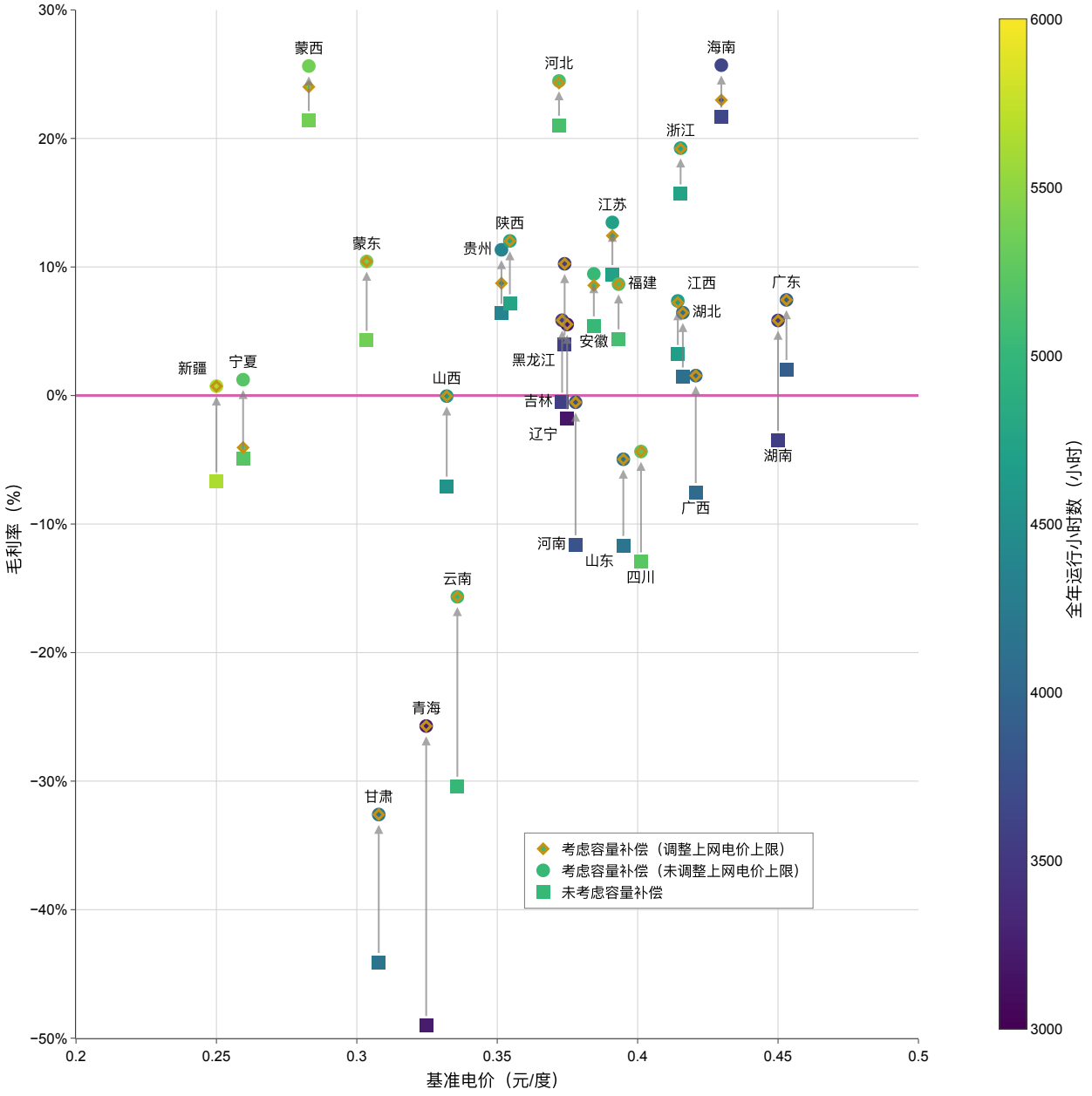


图 1 2024 年各省燃煤电厂税前利润率。颜色刻度表示燃煤电厂的年利用小时数，箭头表示在引入容量电价后煤电盈利能力的变化方向和幅度。

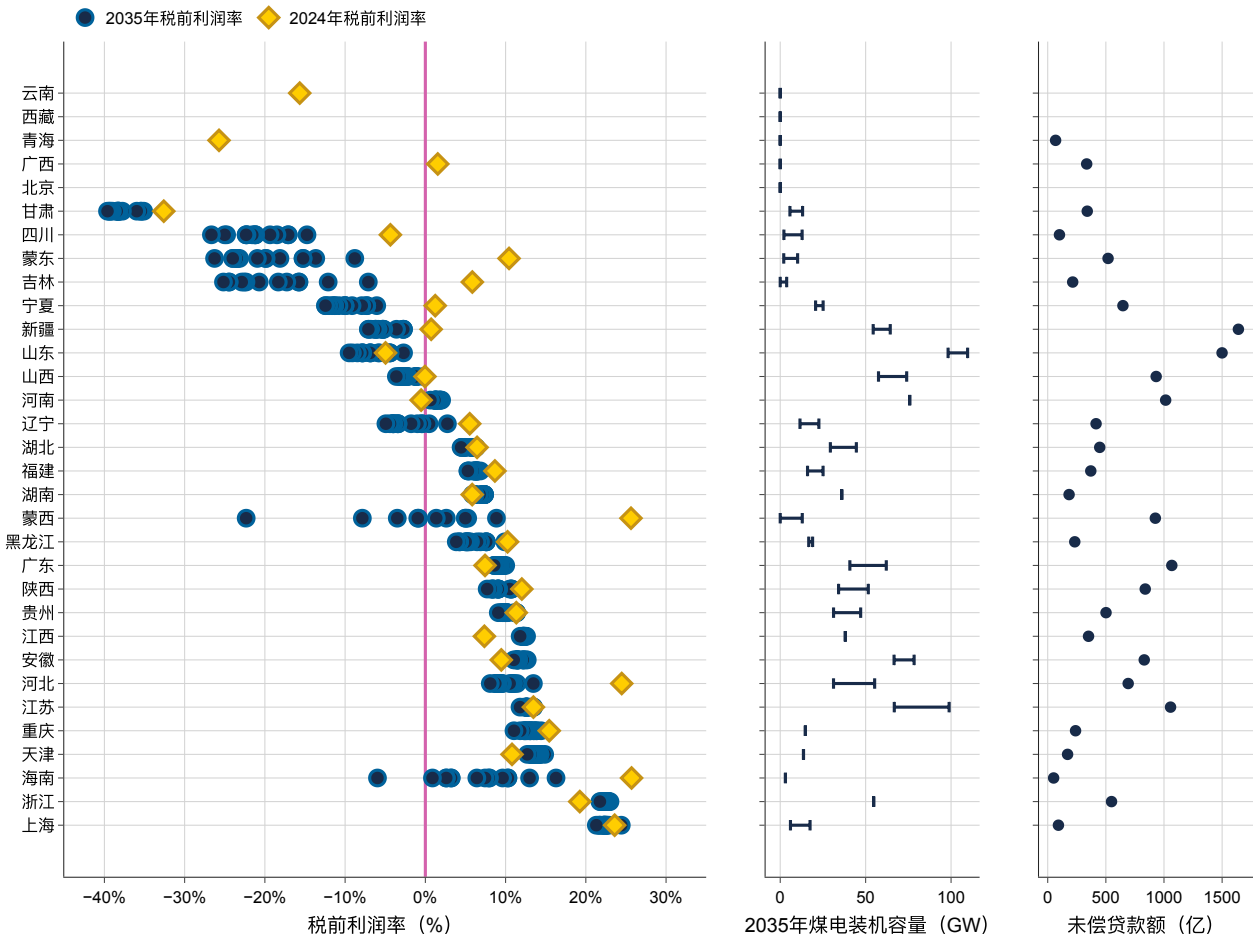


图 2 2035 年各省燃煤电厂税前利润率。左图展示税前利润率，其中圆形标记表示不同情景下 2035 年的税前利润率，菱形标记表示在引入容量电价（未调整上网电价上限）条件下的 2024 年水平；中图展示 2035 年各省燃煤电装机容量的区间范围；右图展示截至 2022 年的燃煤电厂剩余未偿贷款规模，数据来源于 Wang et al. (2022)。

本文的分析存在若干局限性。首先，省级层面燃煤机组实际利用小时数统计数据有限。我们通过将月度发电量除以省级燃煤装机容量的方式估算煤电利用小时数。为验证该估算方法在全国尺度上的合理性，我们使用国家能源局（NEA）发布的年度统计数据进行对比，结果显示 2013-2023 年全国平均燃煤利用小时数约为 4417 小时，与本文估算结果基本一致。其次，各省燃煤上网电价的实际成交价格相对于基准电价可能存在最高±20%的波动。本文基于行业报告和电力交易平台获取了年度平均中长期合同电价，但在企业或机组层面的精细化价格数据仍较为有限。最后，在 2035 年煤电盈利能力分析中，我们假设容量电价补偿水平提高至标准化固定成本的 50%。本文未特地考虑碳捕集与封存改造、提前退役以及灵活性改造等煤电转型路径。未来研究有必要将这些因素纳入容量市场建模框架。

政策建议

本文分析对完善中国容量电价机制具有重要启示。研究表明，在 2024 年引入容量电价后，各省煤电税前利润率介于–33%至 26%之间，且区域差异显著。这一差异预计将在 2035 年前进一步扩大。如果政策目标是部分补偿煤电固定成本，容量电价至少应在省级层面进行差异化设计。目前，国家发展改革委已明确将不符合能耗、环保及灵活调节能力要求的煤电机组排除在容量电价补偿范围之外。但在符合条件的机组中，现行机制尚未根据机组年龄、燃料效率及燃料成本等关键盈利驱动因素进行差异化定价（Hui, 2023）。将这些因素纳入容量电价设计，有助于提升政策精准性和成本效率，使补偿真正流向既面临财务压力、又对系统可靠性至关重要的机组。

其次，中国应探索更加多样化的容量补偿设计选项，以提升机制效率与适应性。本文结果显示，到 2035 年，可再生能源资源条件优越的省份，煤电盈利能力可能下降 15%；而资源条件相对较弱的省份，盈利能力则可能提高 8%。尽管全国煤电利用小时数呈下降趋势，但不同区域、不同时期的资源充裕度需求和运行模式仍将显著分化。这意味着，容量电价机制既需要具备对电网结构变化的动态适应能力，又不宜过度波动，以免削弱投资信心。例如，年度固定容量电价相较季度或月度支付，更可能影响现货市场报价行为；但若缺乏不履约惩罚机制，其激励效果可能受限。容量补偿的更新频率、跨年度波动幅度以及历史绩效回溯窗口等关键设计维度，均需进一步审慎评估。此外，在评估煤电容量价值时，可引入基于可靠性的指标（如有效负荷承载能力，ELCC），以确保资源补偿与其对系统资源充裕度的实际贡献相匹配。

从更长期来看，中国的容量电价机制应从当前的行政定价模式，逐步演进为市场化框架。市场化机制更有助于形成有效的价格信号，从而以更低成本保障资源充裕度（Joskow, 2008）。鉴于除煤电外的其他资源同样能够满足系统容量需求，未来机制应对所有资源类型保持开放，并反映其不同的技术经济特征（Kahrl et al., 2021），包括不对称风险暴露（Mays et al., 2019）。尽管国际电力市场尚未对最优容量机制设计形成共识，但中国市场设计者有必要系统地评估不同方案，包括资源准入条件、基于可靠性或基于绩效的补偿方式、分类型或按机组补偿，以及采用平均或边际容量价值等（Byers et al., 2018；Prete et al., 2024）。未来容量市场设计应遵循若干核心原则：竞争性、非歧视性、严格的不履约惩罚机制，以及尽量减少对现货市场的扭曲（Ming et al., 2023；RAP, 2023）。

最后，在中国迈向 2060 年碳中和目标的过程中，扩张后的煤电机组群如何被高效利用，仍存在不确定性。燃煤电厂，尤其是完成低碳改造、排放强度较低的机组，将在可再生能源占比持续提高的背景下，为系统资源充裕度和电网韧性提供重要支撑。然而，激励煤电改造决策的政策框架仍有待明确。未来容量电价机制的设计，应充分考虑其与脱碳政策、

现货市场改革以及全国碳排放交易体系之间的相互作用，以确保煤电角色演变与长期气候目标保持一致。

研究方法

为评估燃煤电厂的盈利能力，本文采用以下分析框架。我们同时考虑了发电收入和容量电价收入，以及由年化固定成本、燃料成本和其他可变成本构成的成本项。在此基础上，我们收集并整理了省级层面的基准电价、电煤中长期合同电价、利用小时数、燃料成本以及容量电价水平等数据，进而计算各省燃煤电厂的税前利润率。

对于某一省份的燃煤电厂，其年度收入可表示为：

$$\gamma_i Cap_i + \sum_t \lambda_i E_{i,t}$$

其中，Cap_i 表示省份 i的燃煤装机容量（kW），$E_{i,t}$ 表示省份 i在月份 t的燃煤发电量（kWh），λ_i 表示省份 i的燃煤上网电力平均中长期合同电价（元/kWh），γ_i 表示省份 i 的容量电价水平（元/kW·年）。本文未考虑辅助服务等其他潜在收入来源。

相应地，各省燃煤电厂的年度成本表示为：

$$\alpha Cap_i + \sum_t (\beta_{i,t} E_{i,t} + \eta E_{i,t})$$

其中，α 表示煤电的年化固定成本（元/kW），$\beta_{i,t}$ 表示省份 i在月份 t的燃料成本（元/kWh），η 表示其他可变成本（元/kWh）。

据此，各省燃煤电厂的税前利润率定义为：

$$\frac{\gamma_i Cap_i + \sum_t \lambda_i E_{i,t} - \left(\alpha Cap_i + \sum_t (\beta_{i,t} E_{i,t} + \eta E_{i,t})\right)}{\gamma_i Cap_i + \sum_t \lambda_i E_{i,t}}$$

进一步地，将月度发电量 $E_{i,t}$替换为装机容量与月度利用小时数的乘积，即$R_{i,t} \times Cap_i$，其中 $R_{i,t}$表示省份 i在月份 t的燃煤机组利用小时数，则税前利润率可进一步表示为：

$$ProfitMargin_i = 1 - \frac{\alpha + \sum_t (\beta_{i,t} + \eta) R_{i,t}}{\gamma_i + \sum_t \lambda_i R_{i,t}}$$

为获得 2035 年各省煤电盈利能力的可能分布区间，本文基于符合全球升温 2°C 目标的中国电力系统最小成本脱碳路径，获取 2035 年的装机结构与发电结构，并据此更新税前利润率测算（**见补充材料 4**）。上述脱碳路径来自可再生能源选址与电力系统优化模型（Renewable Energy Siting and Power-system Optimization，RESPO）的模拟结果，该模型在高空间与时间分辨率下，对可再生能源布局及电力系统关键变量进行联合优化（D.

Zhang et al., 2024）。本文共考虑 15 种脱碳情景，涵盖不同的电力需求水平、电力部门二氧化碳排放约束以及可再生能源成本演进路径。

本文使用的数据来源总结如下。燃煤发电量与利用小时数来自国家能源局（NEA）官方网站（**补充材料 2**）；电价基准与容量电价水平来自国家发展改革委（NDRC）官方网站（**补充材料 1**）。燃料成本采用 An et al. (2025) 提供的估算结果，用于计算 2024 年燃煤电厂的运行成本。在 An et al. (2025) 的研究中，作者首先对 2014-2020 年各省煤炭价格指数（CTCI）与全国煤炭价格指数进行了回归分析，随后利用 2023 年的全国煤炭价格指数（CECI 曹妃甸指数），预测 2023 年各省燃料成本（**补充材料 3**）。尽管存在其他煤炭价格指数，CECI 曹妃甸指数能够较好反映燃煤发电的实际燃料成本，因此本文采用该指标。资本回收系数（CRF）及年化固定成本的估算基于中国人民银行公布的历史贷款市场报价利率（LPR）（**补充材料 5**）。在 2035 年煤电盈利能力分析中，本文假设各省容量电价统一为 165 元/kW·年，与现行政策要求保持一致。更为详细的数据说明与参数假设见**补充材料**。

参考资料

An, K., Zheng, X., Shen, J., Xie, C., Wang, C., Cai, W., & Bu, C. (2025). Repositioning coal power to accelerate net-zero transition of China's power system. *Nature Communications*, *16*(1), 2311. https://doi.org/10.1038/s41467-025-57559-2

ARE. (2024). *China Coal Action Plan Offers Roadmap for Coal Phase-Out*. https://asiareengage.com/wp-content/uploads/2024/09/China-Coal-Action-Plan-Offers-Roadmap-for-Coal-Phase-Out.pdf

Byers, C., Levin, T., & Botterud, A. (2018). Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves. *The Electricity Journal*, *31*(1), 65–74. https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.01.006

CarbonBrief. (2025, February). *China's construction of new coal-power plants reached 10-year high in 2024*. https://www.carbonbrief.org/chinas-construction-of-new-coal-power-plants-reached-10-year-high-in-2024/

Chen, Z. (2022, March). *China's "Coal Power Concerns" in 2021*. https://m.bjx.com.cn/mnews/20220303/1207815.shtml

Hui, H. (2023, December). *Thoughts and Suggestions on Scientifically Promoting the Establishment of Capacity Pricing Mechanisms*. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-12/04/content_26031006.htm

Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, *16*(3), 159–170. https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003

Kahrl, F., Deorah, S. M., Alagappan, L., Sotkiewicz, P. M., & Abhyankar, N. (2021). *Policy and Regulatory Recommendations to Support a Least-Cost Pathway for India's Power Sector*. Lawrence Berkeley National Laboratory. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/fri_regulatory_recommendations_dec2021.pdf

Mays, J., Morton, D. P., & O'Neill, R. P. (2019). Asymmetric risk and fuel neutrality in electricity capacity markets. *Nature Energy*, *4*(11), 948–956. https://doi.org/10.1038/s41560-019-0476-1

Ming, Z., Li, R., Dupuy, M., & Gao, C. (2023). *A Brief Discussion on the Capacity Compensation Mechanism: International Experiences*. RAP. https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/Capacity-Mechanisms-Whitepaper_CN_layout.pdf

NDRC. (2021, October). *Notice of the National Development and Reform Commission on Further Deepening the Market-oriented Reform of On-Grid Electricity Prices for Coal-fired Power Generation*. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211012_1299461.html

NDRC. (2022, January). *Guiding Opinions on Accelerating the Establishment of a National Unified Electricity Market System*. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html

NDRC. (2023a, November). *Notice on Establishing a Coal Power Capacity Pricing Mechanism*. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202311/t20231110_1361899.html

NDRC. (2023b, November). *Provincial Power Grid Coal Power Capacity Price Table*. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202311/P020231110516150430728.pdf

Prete, C. L., Palmer, K., & Robertson, M. (2024). *Time for a Market Upgrade? A Review of Wholesale Electricity Market Designs for the Future*.

RAP. (2023). *Key Considerations in Capacity Compensation from European and American Practices*. https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/11/%E5%AE%B9%E9%87%8F%E8%A1%A5%E5%81%BF%E6%9C%BA%E5%88%B6%EF%BC%9A%E5%85%B3%E9%94%AE%E8%80%83%E8%99%91%E5%9B%A0%E7%B4%A0layout.pdf

United Nations Climate Summit. (2025). *Xi announces China's 2035 Nationally Determined Contributions to beef up climate response*. http://en.cppcc.gov.cn/2025-09/25/c_1128276.htm

Wang, K., Liu, J., Wang, Y., Zhang, N., Wang, T., Wang, D., & Qiu, Y. (2022). *Cost Analysis and Risk Assessment of Coal-fired Plants in China*. Renmin University of China. https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20211020/%E4%B8%AD%E5%9B%BD%E7%85%A4%E7%94%B5%E6%88%90%E6%9C%AC%E4%B8%8E%E9%A3%8E%E9%99%A9%E5%88%86%E6%9E%90.pdf

Zhang, D., Zhu, Z., Chen, S., Zhang, C., Lu, X., Zhang, X., Zhang, X., & Davidson, M. R. (2024). Spatially resolved land and grid model of carbon neutrality in China. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *121*(10), e2306517121. https://doi.org/10.1073/pnas.2306517121

Zhang, Z., Zhu, Z., Lu, X., Zhang, D., & Davidson, M. R. (2025). Ratcheting up wind and solar targets for decarbonizing the power sector in China and beyond. *Cell Reports Sustainability*, 100389. https://doi.org/10.1016/j.crsus.2025.100389

补充材料

补充材料 1　电价、基准电价与容量电价

自 2020 年 1 月 1 日起，中国燃煤发电上网电价实行“基准电价+浮动区间”的市场化定价机制。基准电价以各地原有燃煤发电标杆上网电价为基础制定，并已包含脱硫、脱硝和除尘等环保成本（NDRC，2019）。自 2021 年 10 月 15 日起，燃煤发电基准电价的浮动区间由“上浮不超过 10%、下浮不超过 15%”，调整为“上下浮动不超过 20%”。电力现货市场交易价格不受上述浮动区间限制（NDRC，2021）。

2023 年 11 月，国家发展改革委和国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，明确自 2024 年 1 月起实施煤电容量电价机制（NDRC，2023a）。政策规定，煤电机组固定成本按照 330 元/千瓦·年的全国统一标准执行。2024 和 2025 年，多数地区通过容量电价回收约 30%的固定成本；煤电转型较快的地区，该比例可提高至 50%（NDRC，2023b）。自 2026 年起，各地区通过容量电价回收的固定成本比例不得低于 50%。

本文采用的各省基准电价和容量电价水平见**表 S1**。受数据可得性限制，本文在测算中未考虑上网电价的浮动区间。对于 2026 年及以后的情景分析，本文假设容量电价统一为 165 元/千瓦·年，相当于固定成本的 50%。

表 S1 各省基准电价和容量电价水平

Province	Electricity benchmark tariff (RMB/MWh)	Capacity payment price in 2024 and 2025 (RMB/kW-yr)	Capacity payment price in 2035 (RMB/kW-yr)
Beijing	0.3598	100	165
Tianjin	0.3655	100	165
Hebei	0.372	100	165
Shanxi	0.332	100	165
Shandong	0.3949	100	165
West Inner Mongolia	0.2829	100	165
East Inner Mongolia	0.3035	100	165
Liaoning	0.3749	100	165
Jilin	0.3731	100	165
Heilongjiang	0.374	100	165
Shanghai	0.4155	100	165
Jiangsu	0.391	100	165
Zhejiang	0.4153	100	165
Anhui	0.3844	100	165
Fujian	0.3932	100	165
Jiangxi	0.4143	100	165
Henan	0.3779	165	165
Hubei	0.4161	100	165
Hunan	0.45	165	165
Chongqing	0.3964	165	165
Sichuan	0.4012	165	165
Shaanxi	0.3555	100	165
Xinjiang	0.25	100	165
Qinghai	0.3247	165	165
Ningxia	0.2595	100	165
Gansu	0.3078	100	165
Guangdong	0.463	100	165
Yunnan	0.3358	165	165
Hainan	0.4298	100	165
Guizhou	0.3515	100	165
Guangxi	0.4207	165	165
Xizang	0.4993	N/A	N/A

补充材料 2　煤电装机、发电量与利用小时数

表 S2.1 展示了 2024 年各省燃煤装机容量、年度发电量和年利用小时数。年利用小时数通过年度燃煤发电量除以对应省份的燃煤装机容量计算得到。内蒙古自治区的燃煤发电量按照装机容量比例，划分为蒙西和蒙东两部分。

表 S2.2 给出了 2024 年各省燃煤发电量的月度分解结果。

表 S2.1 2024 年各省燃煤装机容量、年度发电量和年利用小时数

Province	Coal capacity (GW)	Annual electricity generation (10^8 kWh)	Annual run hours (hours)
Beijing	11.53	420.2	3645
Tianjin	18.94	763.6	4032
Hebei	56.47	2887.6	5113
Shanxi	80.93	3660.8	4524
Shandong	121.02	5048.5	4172
West Inner Mongolia	73.71	3938.5	5343
East Inner Mongolia	41.33	2208.5	5343
Liaoning	39.61	1254.9	3168
Jilin	18.91	674.5	3567
Heilongjiang	25.77	913.6	3545
Shanghai	25.42	983.9	3870
Jiangsu	108.25	5084.7	4697
Zhejiang	71.48	3396.4	4751
Anhui	63.07	3160.2	5010
Fujian	38.49	1907.0	4954
Jiangxi	31.61	1395.7	4415
Henan	74.21	2797.1	3769
Hubei	40.78	1665.7	4085
Hunan	28.97	1032.7	3565
Chongqing	17.20	924.3	5372
Sichuan	21.47	967.0	4504
Shaanxi	61.30	2754.8	4494
Xinjiang	68.69	3862.9	5623
Qinghai	4.12	133.1	3227
Ningxia	33.30	1726.4	5184
Gansu	25.85	1075.1	4159
Guangdong	117.41	4891.0	4166
Yunnan	11.36	598.9	5272

Hainan	8.53	310.2	3637
Guizhou	37.40	1624.6	4344
Guangxi	29.24	1193.4	4081
Xizang	0.43	3.9	912

表 S2.2 2024 年各省月度燃煤发电量

Province (10^8 kWh)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Beijing	46.3	46.3	35.0	23.3	22.8	33.4	42.4	36.9	23.8	22.6	38.7	48.7
Tianjin	72.1	72.1	61.7	53.8	49.2	62.7	75.8	76.8	58.3	50.1	57.3	73.8
Hebei	268.7	268.7	227.5	208.4	212.3	249.4	262.9	267.1	225.5	208.4	227.0	261.8
Shanxi	332.1	332.1	291.8	252.0	256.7	300.4	349.7	332.3	277.0	269.0	312.8	354.9
Shandong	438.0	438.0	387.5	371.4	371.0	420.9	446.4	515.4	431.7	383.7	403.2	441.4
West Inner Mongolia	330.8	330.8	310.3	286.6	295.1	324.8	388.8	376.5	315.7	307.0	322.8	349.2
East Inner Mongolia	185.5	185.5	174.0	160.7	165.5	182.2	218.0	211.1	177.0	172.2	181.0	195.8
Liaoning	118.5	118.5	101.7	81.1	75.8	91.8	122.7	132.0	91.3	91.3	108.6	121.7
Jilin	68.0	68.0	60.7	44.4	39.9	42.1	62.3	63.1	41.7	50.8	63.4	70.1
Heilongjiang	86.6	86.6	81.3	64.7	58.6	63.8	81.0	77.4	59.3	72.7	85.9	95.8
Shanghai	87.5	87.5	84.9	66.8	61.4	55.2	100.4	116.1	98.0	64.8	69.2	92.1
Jiangsu	393.0	393.0	408.6	383.7	404.6	404.5	486.6	545.9	450.9	377.8	391.3	444.8
Zhejiang	224.2	224.2	290.0	264.3	257.1	222.1	346.3	363.3	328.7	277.0	275.0	324.3
Anhui	273.2	273.2	242.7	218.3	227.0	260.7	306.3	334.0	268.0	221.3	248.2	287.3
Fujian	132.3	132.3	167.3	129.0	142.9	145.6	197.8	203.4	191.5	151.9	146.3	166.7
Jiangxi	119.1	119.1	109.0	95.8	96.8	96.4	124.6	135.7	133.4	106.1	117.9	141.9
Henan	257.4	257.4	199.0	179.1	197.8	251.2	260.0	309.8	230.2	197.0	199.2	259.0
Hubei	140.3	140.3	117.4	102.2	111.7	136.7	116.2	169.1	179.1	134.3	143.9	174.6
Hunan	99.5	99.5	74.8	48.1	54.7	49.5	93.2	110.4	113.6	77.5	96.0	115.9
Chongqing	80.6	80.6	77.5	62.8	62.5	56.9	70.6	96.0	103.7	71.7	73.9	87.5
Sichuan	91.7	91.7	106.6	82.6	66.7	46.4	50.9	86.7	104.1	70.5	74.1	95.0
Shaanxi	252.3	252.3	218.5	180.9	180.0	224.6	243.4	258.8	231.1	199.3	227.4	286.2
Xinjiang	359.0	359.0	342.2	286.6	277.8	291.6	312.9	319.6	279.3	296.6	338.2	400.1
Qinghai	15.7	15.7	14.5	10.1	8.3	5.2	5.2	3.4	11.6	11.8	13.9	17.8
Ningxia	147.5	147.5	144.2	121.8	128.3	140.2	155.4	150.7	135.7	121.0	161.7	172.5
Gansu	114.1	114.1	97.2	66.6	53.4	69.9	90.4	85.2	77.8	83.3	100.2	122.9
Guangdong	333.6	333.6	420.3	412.0	375.5	389.4	485.0	470.4	481.6	387.9	392.7	409.1
Yunnan	53.1	53.1	63.0	56.5	58.4	43.9	34.3	27.6	43.1	54.1	54.8	57.1
Hainan	21.4	21.4	26.4	29.0	25.5	26.9	28.1	29.9	28.3	25.9	22.9	24.6
Guizhou	144.9	144.9	147.2	124.9	107.9	98.2	102.7	153.3	158.2	130.2	136.0	176.2
Guangxi	114.4	114.4	117.6	110.9	92.8	82.9	88.6	90.5	102.0	82.8	90.8	105.7
Xizang	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3

补充材料 3　燃煤效率与燃料成本

表 S3 汇总了 2013 至 2023 年全国燃煤发电的供电煤耗和年利用小时数数据，数据来源为国家能源局和国家发展改革委。供电煤耗指装机容量不低于 6000 千瓦的燃煤机组单位发电量对应的标准煤消耗量。在本文分析中，假设所有燃煤电厂的燃料效率统一为 300 g/kWh。

各省燃煤燃料成本见**表 S4**。原始数据以美元/吉焦（$/GJ）为单位，来源于 An et al. (2025)。该研究基于 2014 至 2020 年各省煤炭价格指数（CTCI）与全国煤炭价格指数之间的回归关系，并利用 2023 年的全国煤炭价格指数（CECI 曹妃甸指数，Q5000）预测各省煤价。本文采用 1 美元 = 7.1 元人民币的汇率，并假设每吨煤的热值为 21 GJ。未来情景下的燃料成本假定维持在 2023 年水平不变。

表 S3 2013 至 2023 年全国燃煤发电的供电煤耗和年利用小时数数据

Year	Fuel efficiency (g/kWh)	Annual run hours (hours)
2013	N/A	5012
2014	318	4706
2015	315	4329
2016	312	4165
2017	309	4209
2018	308	4361
2019	307	4293
2020	305.5	4216
2021	302.5	4448
2022	301.5	4379
2023	303	4466
Average	308	4417

表 S4 各省燃煤燃料成本（数据来源为 An et al., 2025）

Province	Fuel costs ($/GJ)	Fuel costs (RMB/tonne)
Beijing	5.51	821.54
Tianjin	5.51	821.54
Hebei	4.4	656.04
Shanxi	4.03	600.87
Shandong	5.93	884.16
West Inner Mongolia	2.49	371.26
East Inner Mongolia	2.63	392.13
Liaoning	5.36	799.18
Jilin	5.58	831.98
Heilongjiang	5.09	758.92
Shanghai	5.44	811.10
Jiangsu	5.81	866.27
Zhejiang	5.63	839.43
Anhui	6.11	911.00
Fujian	5.71	851.36
Jiangxi	6.89	1027.30
Henan	6.01	896.09
Hubei	6.6	984.06
Hunan	6.93	1033.26
Chongqing	6.09	908.02
Sichuan	6.49	967.66
Shaanxi	4.44	662.00
Xinjiang	2.4	357.84
Qinghai	4.85	723.14
Ningxia	3.92	584.47
Gansu	5.29	788.74
Guangdong	5.93	884.16
Yunnan	4.23	630.69
Hainan	4.8	715.68
Guizhou	4.95	738.05
Guangxi	6.85	1021.34
Xizang	N/A	N/A

补充材料 4　2035 年煤电装机与利用小时数

本文采用可再生能源选址与电力系统优化模型（Renewable Energy Siting and Power-system Optimization，RESPO），获取符合全球升温 2°C 目标的中国电力系统最小成本脱碳路径。模型共设置 15 种情景，覆盖不同的电力需求增长水平、电力部门二氧化碳排放约束，以及可再生能源成本变化路径。情景设置概述见**表 S4.1**，全国层面的装机与发电结果见**表 S4.2**。

各省在 2035 年的燃煤装机容量和利用小时数结果，分别列示于表 **S4.3** 和**表 S4.4**。

表 S4.1 模拟情景设置

Group	Electricity demand and emission targets	Scenario ID	Key variations
Moderate Growth	• 12.5 PWh in 2030, 13.5 PWh in 2035 • 2°C emission trajectory (4,200 $MtCO_2$/yr in 2030 and 3,300 $MtCO_2$/yr in 2035)	A1	Reference renewable costs
		A2	Conservative renewable costs
		A3	Low wind costs
		A4	Low battery costs
		A5	2035 demand uncertainty (14.85 PWh)
Rapid Electrification	• 13.5 PWh in 2030, 15 PWh in 2035 • 2°C emission trajectory (4,200 $MtCO_2$/yr in 2030 and 3,300 $MtCO_2$/yr in 2035)	B1	Reference renewable costs
		B2	Conservative renewable costs
		B3	Low wind costs
		B4	Low battery costs
		B5	2035 demand uncertainty (14.5 PWh)
Ambitious Decarbonization	• 12.5 PWh in 2030, 13.5 PWh in 2035 • More ambitious 2°C emission trajectory (5% lower emissions in 2030 and 10% lower emissions in 2035 than 2°C)	C1	Reference renewable costs
		C2	Conservative renewable costs
		C3	Low wind costs
		C4	Low battery costs
		C5	2035 demand uncertainty (14.85 PWh)

表 S4.2 全国层面的装机与发电结果

Scenario ID	Renewable capacities (GW)	Storage capacities (GW)	Total transmission capacities (GW)	Renewable generation shares (%)	Coal capacities (GW)	Coal power generation (TWh)
A1	2976	240	1228	49.64%	934	3431
A2	2913	240	1279	49.60%	931	3438
A3	2921	240	1199	49.68%	911	3420
A4	2976	240	1228	49.64%	934	3431
A5	3612	258	1403	54.40%	1040	3437
B1	3686	267	1417	54.89%	1047	3437
B2	3615	264	1462	54.87%	1043	3441
B3	3616	240	1410	54.89%	1137	3429
B4	3686	267	1417	54.89%	1047	3437
B5	3440	245	1358	53.25%	1025	3435
C1	3141	242	1284	52.36%	941	3080
C2	3072	240	1338	52.33%	910	3087
C3	3089	240	1260	52.39%	887	3071
C4	3141	242	1285	52.36%	914	3080
C5	3801	303	1448	56.97%	973	3084

表 S4.3 各省在 2035 年的燃煤装机容量

Province (GW)	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5	C1	C2	C3	C4	C5
Anhui	73.0	78.4	66.6	73.0	78.4	78.4	78.4	72.7	78.4	78.1	73.6	78.4	66.7	73.7	78.4
Beijing	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fujian	16.8	16.9	16.0	16.8	23.8	24.5	25.1	22.7	24.5	21.6	16.5	16.9	16.0	16.4	22.4
Gansu	10.7	11.1	9.2	10.7	13.1	11.6	11.2	10.4	11.6	11.3	8.0	8.8	5.7	8.3	9.9
Guangdong	48.9	49.6	43.2	48.9	60.4	61.1	62.1	57.6	61.1	57.3	45.0	45.7	40.8	44.9	55.9
Guangxi	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Guizhou	34.8	35.1	31.2	34.8	46.5	47.0	47.1	41.4	47.0	42.3	35.5	35.9	31.4	35.5	43.6
Hainan	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Hebei	39.4	34.2	43.3	39.4	52.7	54.8	52.3	55.3	54.8	49.8	32.8	31.2	35.5	32.8	41.3
Heilongjiang	19.0	19.0	17.0	19.0	19.0	18.0	17.6	17.8	18.0	19.0	19.0	19.0	17.3	19.0	16.7
Henan	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8
Hubei	38.0	39.1	31.0	38.0	44.6	44.6	44.6	44.6	44.6	44.6	37.7	40.0	29.4	37.9	44.6
Hunan	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
Jiangsu	78.1	81.4	66.8	78.1	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	83.6	87.8	74.4	83.4	98.9
Jiangxi	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
Jilin	1.7	0.7	3.8	1.7	0.1	0.0	0.2	2.3	0.0	0.0	0.3	0.0	1.6	0.3	0.0
Liaoning	13.4	14.5	17.1	13.4	18.4	18.8	18.3	22.6	18.8	20.5	14.2	14.4	16.2	14.1	11.6
Ningxia	22.8	22.8	21.8	22.8	24.6	24.3	24.3	25.1	24.3	24.8	22.4	21.7	20.8	22.4	20.7
Qinghai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Shaanxi	38.7	40.2	34.2	38.7	47.5	48.9	51.6	43.8	48.9	44.4	40.4	42.2	36.5	40.3	46.1
Shandong	109.7	109.6	109.7	109.7	109.7	109.7	109.7	109.7	109.7	109.7	106.1	98.3	109.7	106.2	105.3
Shanghai	7.7	6.4	16.6	7.7	14.5	15.5	16.4	17.5	15.5	10.6	6.4	6.0	10.8	6.4	10.8
Shanxi	64.0	65.0	57.5	64.0	72.6	74.0	74.0	70.4	74.0	71.7	66.7	65.9	60.6	66.6	69.1
Tianjin	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Xinjiang	56.8	54.9	54.4	56.8	63.6	64.4	63.3	61.4	64.4	62.1	55.9	56.0	54.6	55.9	58.0
Xizang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Yunnan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Zhejiang	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Chongqing	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
Sichuan	11.7	7.5	12.8	11.7	8.5	8.4	7.2	12.8	8.4	11.4	6.4	2.2	8.3	6.2	2.2
East Inner Mongolia	8.7	7.9	10.2	8.7	7.2	7.7	5.4	7.4	7.7	9.2	7.6	4.0	7.9	7.4	2.1
West Inner Mongolia	4.5	0.5	12.9	4.5	0.0	0.0	0.0	6.8	0.0	1.7	0.0	0.0	7.3	0.0	0.0

表 S4.4 各省在 2035 年的利用小时数

Province (hours)	**A1**	**A2**	**A3**	**A4**	**A5**	**B1**	**B2**	**B3**	**B4**	**B5**	**C1**	**C2**	**C3**	**C4**	**C5**
Anhui	5245	5542	5160	5245	4748	4763	5167	4601	4763	4718	4856	5446	4743	4856	4522
Beijing	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Fujian	3131	3156	3315	3131	3195	3206	3200	3228	3206	3146	2926	2968	3108	2932	3064
Gansu	2048	1985	2092	2048	1743	1744	1644	1668	1744	1718	1732	1613	1788	1721	1633
Guangdong	3551	3652	3579	3551	3353	3343	3399	3435	3343	3401	3212	3296	3305	3214	3204
Guangxi	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Guizhou	3454	3463	3385	3454	3122	3074	3062	3013	3074	3135	3178	3133	3187	3170	2960
Hainan	1407	1264	1813	1407	1069	1091	819	1069	1090	1010	1290	1218	1570	1285	1372
Hebei	1590	1576	1816	1590	1441	1428	1382	1554	1428	1447	1474	1423	1628	1476	1486
Heilongjiang	1946	1842	2360	1946	1630	1613	1489	1784	1613	1681	1646	1531	1949	1646	1531
Henan	4729	4763	4835	4729	4481	4472	4521	4667	4472	4567	4408	4433	4513	4409	4197
Hubei	2779	2756	2902	2779	2797	2832	2913	2576	2832	2733	2478	2459	2562	2488	2565
Hunan	4107	4116	4156	4107	4219	4208	4191	3929	4208	4189	3690	3638	3575	3695	3656
Jiangsu	3642	3624	3503	3642	3366	3344	3381	3358	3344	3340	3377	3268	3418	3373	3134
Jiangxi	6814	6995	6599	6814	6563	6519	6694	6408	6519	6653	6476	6635	6363	6477	6124
Jilin	791	648	1164	791	607	545	560	712	560	743	602	N/A	924	595	N/A
Liaoning	1477	1366	1805	1477	1214	1206	1152	1430	1206	1209	1247	1183	1559	1249	1244
Ningxia	2364	2294	2519	2364	2007	1959	1865	1935	1960	2076	2079	1899	2164	2077	1864
Qinghai	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Shaanxi	3373	3388	3327	3373	2901	2898	2844	2867	2897	3014	3027	3008	3009	3027	2766
Shandong	2913	2559	3444	2913	2192	2181	1993	2588	2181	2367	2354	2084	2892	2354	1936
Shanghai	2390	2341	3067	2390	2412	2380	2216	2541	2379	2454	2261	2154	2482	2257	2448
Shanxi	3147	3110	3317	3147	2800	2782	2764	2943	2782	2881	2905	2842	3106	2905	2699
Tianjin	4228	4109	4563	4228	3767	3736	3685	4021	3736	3922	3862	3756	4202	3860	3520
Xinjiang	3572	3570	3425	3572	3075	3032	2949	2917	3032	3176	3154	3155	3027	3156	2912
Xizang	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Yunnan	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Zhejiang	5682	5703	5843	5682	5447	5325	5322	5521	5325	5464	5179	5016	5373	5181	4957
Chongqing	4423	4243	4720	4423	3931	4059	3752	4053	4059	4263	3827	3578	3754	3828	3330
Sichuan	1773	1634	2050	1772	1338	1331	1081	1384	1331	1412	1413	1181	1557	1407	1167
East Inner Mongolia	1288	1168	1622	1288	982	967	901	1066	967	984	1104	984	1360	1101	993
West Inner Mongolia	1655	1524	1909	1655	N/A	1359	N/A	1461	1250	1354	1096	N/A	1672	734	N/A

补充材料 5　资本回收系数估算方法

为估算各省燃煤电厂的资本回收系数（Capital Recovery Factor，CRF）及年化固定成本，本文采用如下方法。首先，利用中国人民银行公布的 2001 至 2025 年 5 年期贷款市场报价利率（LPR），近似推算对应的 20 年期贷款利率（People's Bank of China，2025）。其次，根据燃煤电厂的开工建设年份（Global Energy Monitor，2025），计算单个机组的资本回收系数。

资本回收系数由摊销年限和建设当年的加权平均资本成本（WACC）共同决定。WACC 由当年 5 年期 LPR 以及区域利差和风险溢价构成。

在省级层面，本文进一步计算按装机容量加权的 CRF，并据此估算各省的年化固定成本。计算过程中，假设摊销期为 20 年，全部采用债务融资，单位投资成本为 4000 元/千瓦。对于 2000 年以前投运的机组，假设其不存在剩余资本回收成本。

为保证结果的一致性，本文通过调整各省贷款利率的附加基点，使全国平均年化固定成本与政策设定的 330 元/千瓦·年基准水平相一致。各省装机容量加权的 CRF 见**表 S5.1**。

表 S5.1 各省煤电装机容量加权 CRF

Province	CRF (%)
Beijing	N/A
Tianjin	7.44%
Hebei	7.81%
Shanxi	8.76%
Shandong	7.69%
West Inner Mongolia	8.90%
East Inner Mongolia	8.52%
Liaoning	7.35%
Jilin	7.74%
Heilongjiang	6.83%
Shanghai	6.26%
Jiangsu	8.35%
Zhejiang	8.42%
Anhui	8.59%
Fujian	8.51%
Jiangxi	8.53%
Henan	8.87%
Hubei	7.76%
Hunan	8.40%
Chongqing	8.38%

Sichuan	8.39%
Shaanxi	8.75%
Xinjiang	9.30%
Qinghai	9.22%
Ningxia	8.92%
Gansu	8.59%
Guangdong	8.29%
Yunnan	8.50%
Hainan	9.34%
Guizhou	9.11%
Guangxi	9.00%
Xizang	N/A

补充材料 6　税前利润率

图 S6.1 展示了 2024 年各省燃煤电厂的税前利润率。图中颜色刻度表示燃煤电厂的年利用小时数，图形符号表示各省容量电价水平的差异。箭头表示在引入容量电价后，燃煤电厂盈利能力的变化方向和幅度。

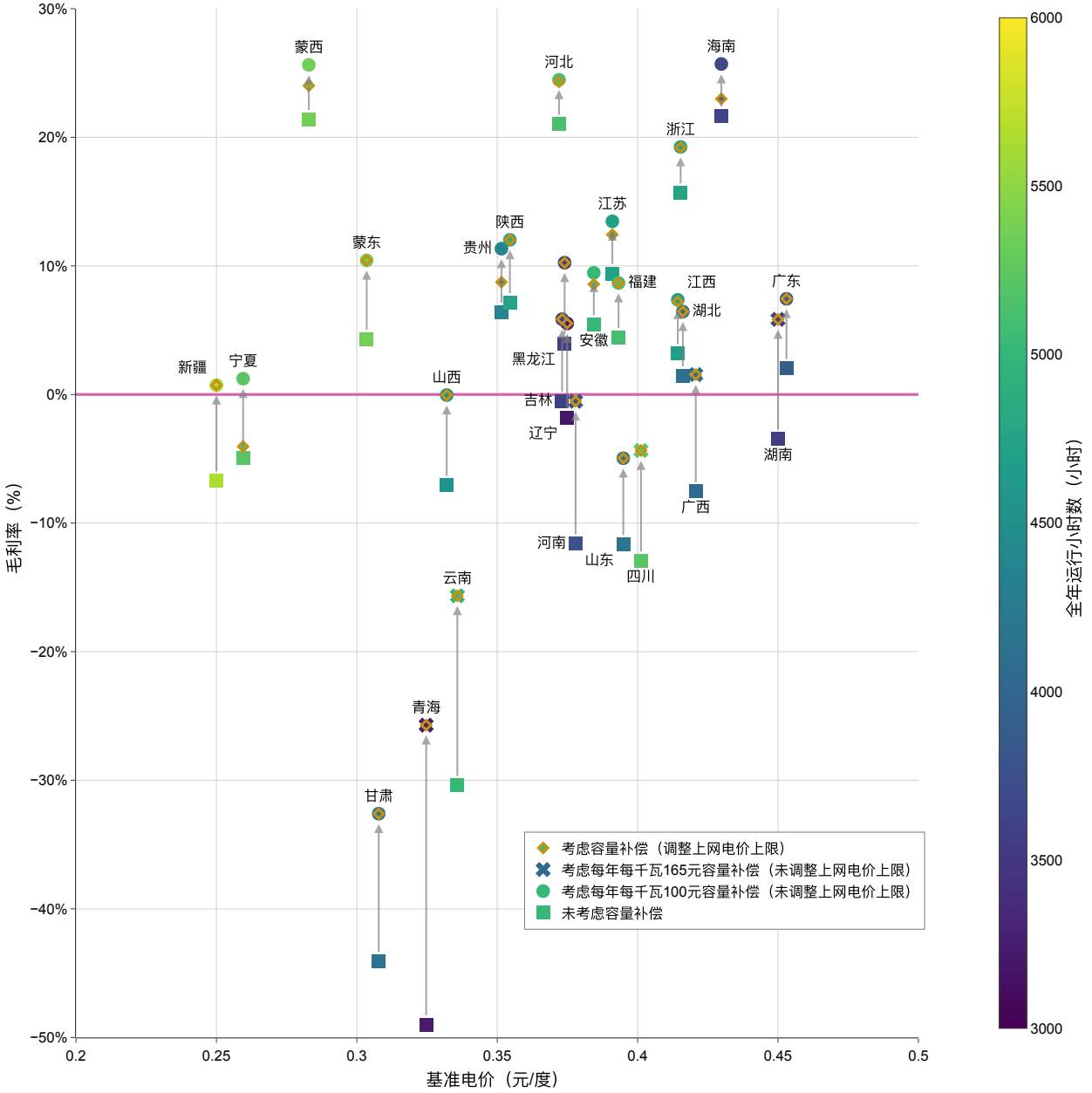


图 S6.1 2024 年各省燃煤电厂的税前利润率