



北京大学中国经济研究中心
China Center for Economic Research

讨论稿系列
Working Paper Series

C2026003

2026-04-28

电力现货市场改革、可再生能源消纳与火电调峰转型：来自机组层面的证据

张弛 王敏 杨宇彤 张文德 余淼杰

摘要：在“双碳”目标和新能源发电占比不断提升的背景下，如何通过电力现货市场机制解决新能源电力波动性问题，并支撑更多新能源消纳，已成为关键挑战。然而，关于电力现货市场对新能源消纳与发电结构调整的微观机制，当前缺乏直接的经验证据。本文利用山西省于2021年4月1日启动并持续运行的电力现货市场作为准自然实验，基于机组一日度高频数据，采用非参数与参数化事件研究方法识别改革对不同类型发电机组运行的动态影响。研究发现：现货市场启动后，风电与光伏发电量显著上升，且在风光资源条件较好时增幅更为明显；火电机组发电量持续下降，同时启停频次显著增加，表明其由基荷供给逐步转向系统调峰角色。进一步的异质性分析显示，中型及新建火电机组发电量受负面冲击最大，大型机组凭借较低边际成本维持基荷运行，小型与老旧机组凭借更高灵活性和更低的有效边际成本承担主要调节和调峰功能。本文从机组微观行为层面揭示了电力现货市场通过“新能源优先出清—火电调峰转型”推动能源结构优化的作用机制，为全国深化电力市场化改革提供了重要实证依据。

关键词： 电力现货市场；能源结构转型；新能源消纳；事件研究；碳达峰碳中和

*

电力现货市场改革、可再生能源消纳与火电调峰转型：

来自机组层面的证据*

张弛 王敏 杨宇彤 张文德 余淼杰

摘要：在“双碳”目标和新能源发电占比不断提升的背景下，如何通过电力现货市场机制解决新能源电力波动性问题，并支撑更多新能源消纳，已成为关键挑战。然而，关于电力现货市场对新能源消纳与发电结构调整的微观机制，当前缺乏直接的经验证据。本文利用山西省于 2021 年 4 月 1 日启动并持续运行的电力现货市场作为准自然实验，基于机组一日度高频数据，采用非参数与参数化事件研究方法识别改革对不同类型发电机组运行的动态影响。研究发现：现货市场启动后，风电与光伏发电量显著上升，且在风光资源条件较好时增幅更为明显；火电机组发电量持续下降，同时启停频次显著增加，表明其由基荷供给逐步转向系统调峰角色。进一步的异质性分析显示，中型及新建火电机组发电量受负面冲击最大，大型机组凭借较低边际成本维持基荷运行，小型与老旧机组凭借更高灵活性和更低的有效边际成本承担主要调节和调峰功能。本文从机组微观行为层面揭示了电力现货市场通过“新能源优先出清—火电调峰转型”推动能源结构优化的作用机制，为全国深化电力市场化改革提供了重要实证依据。

关键词：电力现货市场；能源结构转型；新能源消纳；事件研究；碳达峰碳中和

* 张弛，北京大学国家发展研究院，电子邮箱：zhangchi2022@nsd.pku.edu.cn；王敏（通讯作者），北京大学中国经济研究中心，北京大学国家发展研究院，邮政编码：100871，电子邮箱：wangmin@nsd.pku.edu.cn；杨宇彤，北京大学国家发展研究院，电子邮箱：ytyang2022@nsd.pku.edu.cn；张文德，北京大学国家发展研究院，电子邮箱：wdzhang2019@nsd.pku.edu.cn；余淼杰，辽宁大学中国经济研究院，电子邮箱：mjyu@lnu.edu。

一、引言

在气候变化问题日益严峻背景下^①，中国政府在 2020 年宣布“碳达峰、碳中和”（以下简称“双碳”）目标，并在 2025 年 9 月进一步宣布新一轮国家自主贡献目标：到 2035 年，全经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%-10%，非化石能源消费占比达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦。实现上述目标，能源结构的低碳转型是关键路径，其核心在于在电力部门形成清洁电力对火电的规模化替代，并同步推进终端用能电气化。而大幅提升风电和光伏发电占比、实现其对火电的规模替代是实现上述目标的必由之路^②。但风电和光伏发电天然带有间歇性和出力不确定性，从而对电力系统“实时平衡”的基本要求提出挑战。在现有技术条件下，高比例可再生能源接入主要依赖电网调度与系统灵活性资源，通过调整火电机组出力与启停行为，为风光波动提供调节支撑，从而实现新能源的有效消纳。

但在我国传统电力计划体制下，电力平衡主要以省为单位，发电计划在相当程度上以机组容量等指标为基础进行分配，机组运行遵循计划指令而非市场价格信号。尽管政策层面长期强调可再生能源电力的全额保障性收购，但在调度激励不足和风光装机快速扩张的双重作用下，“弃风、弃光”问题曾在 2015—2017 年间突显（北京大学国家发展研究院能源安全与国家发展研究中心等，2018；Auffhammer et al., 2021）。随着以风电和光伏为代表的间歇性电源占比持续提升，电力系统正由以可调节化石能源为主导的供给结构，转向由边际成本接近于零且出力高度不确定的间歇性电源所主导的新型结构。这一结构性变化不仅重塑了电力生产的技术约束，也对传统依赖行政计划配置发电权的调度机制提出了根本挑战：当供给具有显著波动性且不同电源边际成本高度异质时，如何通过市场价格机制实现有效资源配置与系统灵活性供给结构，成为能源转型进程中的核心经济学问题。

围绕这一转型约束，2015 年我国新一轮电力体制改革明确提出“逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场”^③。此轮改革的核心在于构建有效竞争的市场体系，使电力价格更充分地反映供需与系统约束，并为

^① 2021 年 8 月联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布的第六次全球气候变化评估报告指出：人类温室气体排放导致的全球气候变化和极端气象灾害都在加剧；当前全球大气二氧化碳浓度与地表温度分别处于过去 200 万和 12 万年中最高水平。2021 年以来，中国以及全球多地出现的极端高温、暴雨和干旱现象是气候变化风险加速的具体体现。

^② 在其它清洁电力中，核电受安全和选址约束，水电则受制于可开发资源边际递减，两者大规模扩张的潜力有限。

^③ 改革文件参见中共中央、国务院印发的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）。

机组灵活运行提供激励。在此政策框架下，国家发展改革委于 2017 年确定南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批电力现货市场建设试点，中国电力现货市场建设进入加速发展阶段。其中，山西于 2021 年 4 月 1 日启动电力现货市场不间断运行，成为我国最早实现不间断运行、且连续运行时间最长的省级电力现货市场。截至 2025 年 6 月，山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北等 6 个省级现货市场已转入正式运行。这些试点地区结合自身实际，在市场模式、价格机制、交易规则等方面进行了差异化探索，为全国统一电力市场建设积累了制度经验。

电力现货市场改革的本质，在于以实时价格信号替代行政分配规则，使电力系统能够在随机供给冲击下按照边际成本进行动态出清。从理论上讲，这一制度安排应当带来两方面的资源重配效应：其一，边际成本较低的新能源机组将在价格机制下获得更高的出清概率，从而促进可再生能源消纳；其二，具备调节能力的火电机组将通过出力调整与启停决策内生提供系统灵活性，实现对新能源波动性的市场化响应。由此，电力系统有望从“火电基荷—新能源补充”的传统格局，转向“新能源优先—火电灵活调节”的新型运行模式。然而，对于市场机制如何在机组层面内生改变发电行为与灵活性供给结构，现有研究多依赖省级或系统层面的宏观统计数据，或基于电力系统模拟方法进行反事实推演，尚缺乏直接的微观经验证据。本文利用山西省电力现货市场于 2021 年 4 月 1 日启动不间断运行这一准自然实验，基于参与现货交易的 547 台发电机组日度高频面板数据，采用事件研究框架识别现货市场改革对不同类型机组发电行为的动态影响。

本文结论如下。首先，基准回归结果表明，现货市场启动后，风电和光伏机组发电量呈现持续显著的正向增长，而火电机组发电量则逐步下降，且这一分化趋势在政策实施后第 4 至第 6 周趋于稳定并显著。上述结论在扩展时间窗口（±8 周）、剔除过渡期扰动的甜甜圈设定、加入政策前二次时间趋势、控制统调负荷，以及基于 100 次随机时点安慰剂分布的随机推断检验等多项稳健性设定下均保持成立。

其次，机制检验从三个层面进一步揭示了现货市场驱动能源结构转型的内在逻辑。第一，新能源资源禀赋条件与现货市场机制的交互结果显示：在风速较高或光照时长较长的时段，现货市场对新能源发电量的促进作用更为显著，尤其对出力不确定性更强的风电更为突出，印证了市场化出清机制在可发时段有效放大新能源出力优势的传导路径。第二，对火电机组运行行为的多维分析表明，现货市场通过缩减火电机组的发电量、降低发电概

率和提高日均启停频次推动实现调峰功能，体现出火电由稳定基荷供给向系统灵活调节角色的系统性转型。第三，基于装机容量与机组年龄的异质性分析表明现货市场推动了火电行业内部的结构重组。装机容量在 300-600MW 区间的中型机组受到的负向冲击最大，政策后平均发电量约下降 34%；大型机组（ $\geq 600\text{MW}$ ）凭借较低边际成本维持基荷运行，发电量总体未显著变化；小型机组（ $< 300\text{MW}$ ）日均启停频次提升约 8 倍，体现出更强的调峰参与特征。在机组年龄维度，新机组（投产不足 15 年）在现货市场启动后面临发电量显著收缩，政策后平均下降约 27%。而老旧机组（投产 15 年及以上）发电量总体稳定，但启停频次显著提高，表明老机组在摊薄资本成本后具备更低的有效边际成本，在现货竞争中承担了更多调峰职能。总体而言，电力系统正由传统火电基荷、新能源补充格局，向新能源优先出清、火电灵活调节的市场化运行模式加速转型，电力现货市场通过边际成本竞争机制在微观机组层面实现了发电资源的有效配置。

本文贡献主要体现在三个方面。首先，区别于依赖宏观统计或模拟分析的既有研究，本文基于机组层高频微观数据识别电力现货市场对新能源消纳与火电运行行为的因果影响，为理解电力市场化改革的微观基础提供直接证据。其次，在机制识别上，本文从资源禀赋交互、运行行为调整及机组异质性三个维度系统揭示了现货市场通过边际成本竞争重塑发电结构与火电调峰功能的微观路径，丰富了电力市场设计与新能源整合的经济学证据。最后，在政策含义上，研究结果表明现货市场在提升系统运行效率与促进新能源消纳方面具有显著作用，但同时也可能对新建火电投资形成短期财务压力，因而需要与容量补偿等长期投资激励机制相配套，以兼顾效率提升与供给安全。

本文余章节安排如下：第二节对相关文献进行梳理；第三节说明山西省电力现货市场建设背景；第四节说明数据来源与研究设计；第五节报告基准回归结果、稳健性检验和一系列机制检验结果；第六节总结。

二、 文献综述

与本文研究最相关的文献主要是以下两支：电力市场化改革，以及电力市场化改革对可再生能源电力消纳的影响。

（1）电力市场化改革。从国际经验来看，电力行业长期被视为自然垄断并接受成本加成式监管，但在需求波动、燃料价格冲击与技术进步背景下，传统体制往往伴随价格信

号扭曲与调度低效（Joskow & Schmalensee, 1986; Hunt, 2002; Joskow, 2008）。自 20 世纪 80 年代以来，英国、智利、北欧以及美国部分州陆续推进发输配售环节的分拆、引入竞争性批发市场并建立独立系统运营机构，相关研究围绕改革是否降低成本并改善福利展开系统评估（Borenstein, 2005; Newbery & Pollitt, 1997; Newbery, 2000; Newbery, 2002; Joskow, 2008）。在机组效率与成本层面，Fabrizio et al. (2007) 利用美国监管重组的自然实验发现市场化改革改善了发电效率；Mansur & White (2008) 发现美国 PJM 市场从双边交易转向集中式拍卖后，市场效率和总福利均大幅提升；Cicala (2022) 进一步表明市场化调度与跨区协调能够显著降低发电成本并提升跨区域交易收益。与此同时，市场化并不必然意味着充分竞争：围绕加州危机的研究指出，有限输电能力与市场势力会造成显著的配置无效率与价格扭曲（Borenstein et al., 2002; Borenstein, 2002），而纵向安排与长期合约能够在一定程度上抑制现货市场的市场势力（Bushnell et al., 2008; Mansur, 2008）。Borenstein & Holland (2005) 强调零售端价格刚性会削弱批发市场的效率并影响投资激励。进一步地，Ryan (2021) 利用印度电力市场的投标数据与结构模型表明输电扩容可显著提高市场盈余；Hausman (2025) 则从政治经济学角度研究美国中西部市场，揭示了市场整合带来的福利改进伴随显著的企业利润再分配，从而可能引发改革阻力。

与欧美相对成熟的批发市场不同，中国电力体制改革在计划调度、交叉补贴与省间壁垒等制度约束下渐进推进。既有研究一方面讨论改革对价格形成、资源配置与福利分配的总体影响。在宏观层面，郑新业等 (2022) 系统梳理了中国深化电力体制改革的整体进展与成效，为理解市场化建设的方向与面临的挑战提供了全局视角。在具体机制与微观影响层面，冯永晟 (2014) 从纵向结构配置效率出发强调竞争与监管的权衡。俞秀梅和王敏 (2020) 基于居民阶梯电价改革的微观证据表明价格信号能够引导用电行为调整。围绕广东等电力市场化改革试点的研究进一步从福利核算与成本传导角度评估市场化改革的效率改进与分配效应（宋枫等, 2023; 宋枫等, 2025a）。还有文献评估调度规则改革对机组运行效率与要素错配的影响（Cao et al., 2024; 金璐等, 2024），为理解中国改革的约束条件与潜在收益提供了证据。

另一方面，随着全国统一电力市场建设提速，越来越多研究聚焦于省间交易与跨区域调度的资源配置。模拟与结构化分析普遍发现，扩大交易范围、推进经济调度有助于降低系统供电成本，并可能通过电力流动重塑区域排放格局（Abhyankar et al., 2020; Chen et

al., 2022; 宋枫等, 2025b)。同时, 已有研究也提示在省间壁垒、输电拥塞与规则不一致条件下, 市场整合的效率收益与分配后果可能高度异质 (Davidson & Pérez-Arriaga, 2020; Liu, Jiang, & Guo, 2022)。总体而言, 中国相关文献仍以政策评述与事前模拟为主, 基于实际现货市场运行数据的因果识别证据相对稀缺。

(2) 电力市场化改革对可再生能源电力消纳的影响。随着可再生能源渗透率提升, 市场设计对新能源消纳的作用成为国际研究重点。已有文献表明, 扩大平衡区规模、建设跨区交易与引入更精细的实时价格机制, 能够降低备用与爬坡需求并提升系统灵活性, 从而促进风光电并网消纳 (DeCesaro et al., 2009; Milligan & Kirby, 2008; King et al., 2011)。例如, 智利市场整合使光伏发电增加 17%, 有力推动了该国的能源转型 (Gonzales et al., 2022)。但市场化对新能源的激励并非线性: 风光占比上升可能导致其市场价值下滑并加剧价格挤压 (Hirth, 2013), 间歇性电源还会带来需要由系统承担的外部性成本 (Gowrisankaran et al., 2016)。因此, 评估市场化改革对新能源消纳与结构转型的影响, 需要结合特定地区的资源禀赋、机组结构与市场规则进行微观识别。

从上述文献综述可以看到, 尽管国际与国内文献已从效率、福利与市场整合等角度积累了丰富认识, 但针对中国电力现货市场这一制度落地后的真实运行场景, 仍缺乏基于机组层级高频数据的微观因果证据, 尤其是关于现货机制如何改变新能源消纳与火电调峰行为的直接检验。本文基于山西现货市场建设的准自然实验与机组运行数据, 旨在从微观机制层面补充这一空白, 不仅丰富了电力市场化改革的研究文献, 也为理解大型发展中经济体能源转型的复杂性和特殊性提供了实证证据。

三、 制度背景

回顾我国电力工业发展历程, 从以“集资办电”为突破口的电力投融资体制改革、以政企分开为关键的电力管理体制改革、到以厂网分离为标志的电力工业体制改革, 这一系列渐进式制度变迁极大地发展了电力供给能力, 并为 2015 年“放开两头、管住中间”新一轮电力市场化改革与现代电力行业体制架构的构建奠定了基础 (林伯强, 2005)。自新一轮电改启动以来, 我国在探索符合国情的电力市场建设路径过程中, 相继推行了竞价上网、大用户直购电、节能发电调度、发电权交易、跨省区电能交易等多元化市场机制试点, 持续优化电价形成机制, 电力市场化交易取得显著进展。全国市场化交易电量由 2016 年

的 1.1 万亿千瓦时增长至 2024 年的 6.2 万亿千瓦时，占全社会用电量的比例由 17%提升至 63%，多元市场主体参与的竞争性格局初步形成。

伴随电力市场化改革的深化，我国电网规模与发电能力稳步提升，均居全球首位。截至 2025 年底，全国累计发电装机容量约 38.9 亿千瓦。其中，风电和光伏发电装机容量分别约 6.4 亿和 12 亿千瓦；两者发电量分别约为 1.13 万亿和 1.17 万亿千瓦时，占全社会用电量的 10.9%和 11.3%（国家能源局，2026）。随着“双碳”目标和 2035 目标的提出，风电和光伏装机及发电量占比预计将持续增长。考虑到电力部门二氧化碳排放约占全国能源消耗产生二氧化碳排放总量的 40%，电源结构向高比例风电和光伏转型是我国能源绿色低碳转型的关键环节。在这一过程中，持续推进的电力市场化改革，特别是电力现货市场建设，通过引入更能反映系统约束的价格信号，强化灵活性资源配置与调度激励，为高比例风光接入条件下的系统运行提供制度支撑。

山西省作为典型的资源型省份和重要的能源基地，具备发展电力现货市场的独特条件。第一，从电源结构来看，山西电网以火电为主体，但新能源发展较快，电源结构呈现“高煤电占比+新能源快速增长”的格局。在启动电力现货市场的 2021 年底为例，省调发电装机容量达 85.83GW，其中常规火电装机、风电和光伏装机容量分别为 49.04GW、21.12GW 和 11.03GW，占比分别为 57.13%、24.60%和 12.86%。新能源装机的快速扩张使得“如何在系统安全约束下提高风光消纳、强化火电灵活调节”成为现实而紧迫的问题。第二，从负荷和电力流向特征来看，山西是典型外送型电网。2021 年，山西省累计向省外输送电量 51.017TWh，占全社会用电量的 21.86%。外送特征一方面加剧了发电侧在传统调度模式下面临的运行压力，另一方面也使价格信号在引导发用电行为、优化系统运行方面具有更大的潜在作用空间。第三，从电网结构看，山西电网具有特高压“三交一直”、500kV“三纵四横”的骨干网架，网内阻塞相对较少，并与华东、华中、华北电网相联，形成了较为完整的省间电力交换网络。这为省内平衡市场与省间交易的衔接提供了物理基础（国家电力调度控制中心，2023）。

山西电力现货市场建设逐步推进。2016 年 1 月，山西成为国家确定的首批电力体制改革综合试点省份，现货市场建设被纳入重要改革内容。2017 年 8 月，国家发展改革委正式确定山西为电力现货市场试点。2018 年 12 月 27 日，山西电力现货市场正式启动模拟试运行。2021 年 4 月 1 日，山西电力现货市场启动不间断运行，成为我国首个实现连续运行

的省级电力现货市场。市场参与主体涵盖电力系统各个环节，包括各类发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务供应商、电网企业等。经过多年探索，山西确立了“全电量优化、新能源优先”的集中式现货市场框架，形成以中长期市场、现货市场和辅助服务市场的为核心的市场体系，并构建了“中长期+现货+辅助服务+零售市场+绿电绿证+容量补偿”六位一体、“省内+省间”协同运行的完整市场体系。改革推进过程中，省内直接交易电量从 2013 年 13.59 亿千瓦时增至 2024 年 1803 亿千瓦时，年均增速 55.9%；新能源装机占比由 2015 年 11% 提升至 2024 年 42%，电力供给结构发生显著转变。

在制度设计层面，山西现货市场具有以下三个突出特征。第一，在市场交易组织方式上，现货交易采用全电量集中竞价的模式，通过统一出清形成系统边际电价。发电侧实行差异化参与方式：新能源机组以“报量不报价”方式参与并优先出清；火电机组以“报量报价”方式参与，在现货交易周期内可根据机组约束和市场预期多次申报，通过价格竞争形成出清序列。在用电侧，批发用户和售电公司则通过申报用电曲线参与交易。第二，在时序安排上，山西建立了日前和实时两个时序的现货交易机制：日前市场根据负荷预测与机组可用容量出清形成次日分时电价与发电计划；实时市场在运行日根据日前计划与实际运行之间的偏差进行再平衡，增强对风光出力波动的响应能力。第三，山西还建立了与深度调峰辅助服务市场的协调机制，实现了电能量市场与辅助服务市场的联合优化。当系统调节能力不足时，通过启动深度调峰市场，引导火电机组进一步降低出力，为新能源释放发电空间，有效解决了高比例新能源系统的灵活性需求。

图 1 展示了山西电力现货市场在 2021 年 4 月 1 日启动不间断运行后六周内，每 15 分钟交易的每日实时价格波动区间。在此期间，现货市场的平均交易价格为每千瓦时 0.21 元，最高价格可高达每千瓦时 1.4 元，最低价格甚至降至每千瓦时 0 元。由此可见，现货价格波动幅度较大，展现了显著的高频波动特征及灵敏的供需响应能力。价格的剧烈波动为各类机组提供了明确的边际行为激励，其中波峰时的高价信号引导灵活性资源的参与，而波谷时的低价甚至零价信号则促使火电机组在新能源出力高峰时段进行调峰压降。这一高弹性的价格波动是市场出清机制的核心体现，它不仅通过价格信号有效引导了系统调节，还优化了不同电源类型间的灵活调度。

综上，山西电力现货市场在价格形成、时序交易与辅助服务联动等方面提供了相对完整的制度环境，使价格信号更可能转化为机组运行与调度行为的边际激励，从而为提升风

电、光伏等间歇性电源的消纳创造条件。因此，山西省为识别电力现货市场改革如何通过价格信号影响机组运行与调度行为、进而提升风电和光伏消纳提供了较为理想的制度场景。

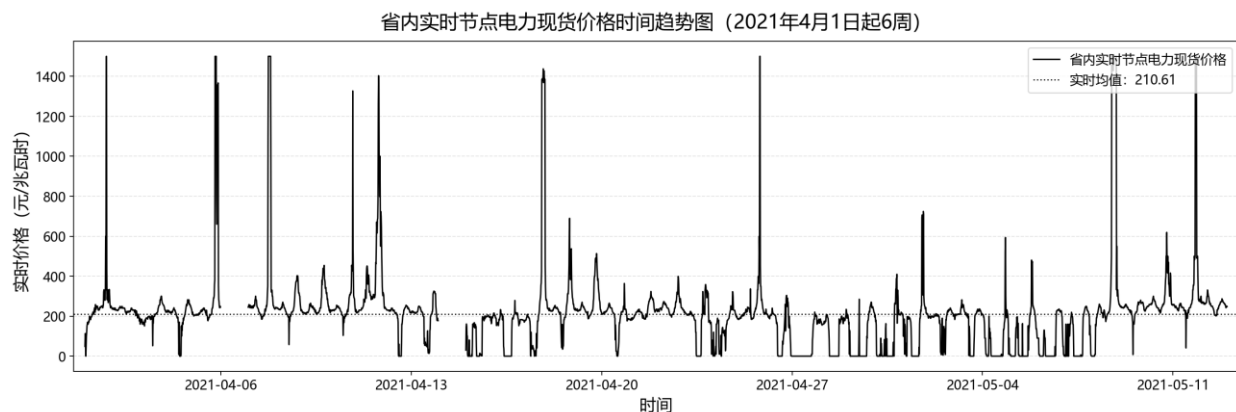


图 1：山西电力现货市场启动后实时电价走势

四、数据与研究设计

(一) 数据

本研究使用的数据来自山西省电力系统的多个数据源。电力机组的基础信息及发电量数据来自国家电网山西省电力公司。机组基础信息包括机组所在区县、装机容量、并网时间、火电机组技术类型等特征变量。发电量数据覆盖山西省内所有火电、风电及光伏机组^④的 15 分钟高频发电量。鉴于山西省电力现货市场于 2021 年 4 月 1 日启动不间断运行，本文获取了该省当年所有发电机组的 15 分钟级发电量数据，并将其加总至机组一日层面，构建日度发电量指标。考虑到本文主要依赖事件研究方法识别政策实施前后的动态变化，事件时间窗口不宜设定过长，基准分析采用政策实施日前后各 6 周的样本区间。一方面，这一时间区间避开了春节假期影响；另一方面，该区间截止于同年下半年煤炭供应危机引发的电荒之前，有效排除了非市场化行政干预及极端供需失衡对机组行为识别的潜在干扰。最后，我们得到山西省参与电力现货市场的 133 台火电机组、286 台风电机组和 128 台光伏机组日度发电量的平衡面板数据^⑤，共计 45,948 个机组-日观测值。在数据预处理过程中，本文对发电量进行了 1%和 99%分位数的缩尾处理，以降低极端值对估计结果的影响。

^④ 对于光伏发电机组，考虑到太阳能发电的时间特性以及避免夜间非发电时段的干扰，我们使用 5 时至 20 时的日度发电量作为因变量。

^⑤ 样本涵盖了山西省 2021 年所有入市机组。根据政策规定，除小容量保供机组外，所有火电机组于 2021 年 4 月 1 日强制入市；新能源机组可自主选择是否参与现货市场，本研究覆盖全程参与的 286 台风电机组和 128 台光伏机组。

基于火电机组 15 分钟高频发电量数据，本文进一步构造火电机组日度启停次数变量。具体地，当火电机组小时发电量低于其 5%装机容量时，将其识别为关机状态；反之则识别为开机状态。启停次数定义为机组在一天内在开机与关机状态之间的转换次数。5%的阈值设定与火电机组最小技术出力的行业特征一致：火电机组通常需要维持一定的最小稳定出力以保障安全运行，低于该阈值往往意味着机组停机或处于极低负荷的非正常运行状态。除此之外，本文还构造火电机组是否发电（0/1）的哑变量，用以刻画改革对火电机组广延边际的影响：若机组日度发电量等于 0，该变量取 0，否则取 1。最后，为控制天气因素对发电出力与用电需求的潜在影响，本文匹配了中国气象局提供的气象数据，涵盖山西省各区县日度温度、风速达到 2 级-3 级的小时数、风速达到 3 级及以上的小时数、光照时长、降水与湿度等指标^⑥。表 1 汇报了电力现货市场启动前后机组层面变量的对比。

表 1：描述性统计：电力现货市场改革前后对比

改革前	均值	标准差	最小值	最大值
火电机组发电量(MWh)	4264.99	3497.38	0	13806.25
风电机组发电量(MWh)	404.98	284.54	0	2125.98
光伏机组发电量(MWh)	148.27	102.18	13.51	488.19
火电机组日启停次数	0.02	0.15	0	2
火电机组是否发电（0/1）	0.77	0.42	0	1
改革后	均值	标准差	最小值	最大值
火电机组发电量(MWh)	3194.68	3266.46	0	13806.25
风电机组发电量(MWh)	519.73	474.05	0	4137.84
光伏机组发电量(MWh)	263.70	212.39	-0.14	1293.60
火电机组日启停次数	0.10	0.67	0	13
火电机组是否发电（0/1）	0.65	0.48	0	1

注：光伏机组发电量的最小值是0.14的负数。这是因为机组运行本身需要耗电，当机组耗电大于发电量时就有可能出现负数。

^⑥ 根据文献的惯例做法，本文通过以下办法将气象站数据加权平均到区县：首先，根据经纬度计算各区县中心到每个气象站的距离；其次，保留距离区县中心 80 公里之内的气象站；最后，利用距离平方的倒数作为气象站的权重，将 80 公里内气象站的气象数据加权平均到区县。

表 1 描述性统计表明：改革前 6 周火电机组日均发电量为 4265MWh，日均启停次数 0.02，日发电量大于 0 的天数比例为 77%；改革后 6 周火电机组日均发电量降至 3195MWh，日均启停次数上升为 0.1，日发电量大于 0 的天数比例则下降为 65%。上述描述性统计表明，在现货市场启动后，火电机组发电量与发电日数出现下降，而启停更为频繁，机组运行呈现更强的调节特征。与此形成鲜明对比的是，现货市场启动后，风电和光伏日均发电量明显上升，分别从 401MWh 和 148MWh 上升到 520MWh 和 264MWh。下文将采用计量模型对这些变化是否可归因于现货市场改革进行严格的因果识别。

最后，图 2 展示了火电、风电和光伏发电机组日度发电量的分布图。从中可以看到，火电机组日发电量存在较高比例的零值。此外，三类机组发电量的分布整体呈右偏分布。

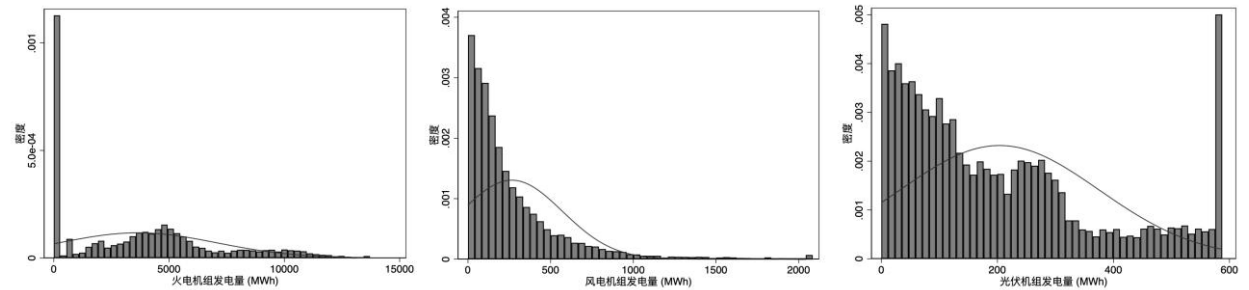


图 2：各类机组发电量分布

注：日度发电量均进行了（1%，99%）缩尾处理，所有分布均呈现明显右偏特征。

（二）研究设计

本文利用山西省于 2021 年 4 月 1 日正式启动电力现货市场不间断运行这一准自然实验，识别电力现货市场改革对发电结构及机组运行行为的影响。由于所有机组在同一时间进入现货市场交易，潜在的识别策略主要包括时间断点回归设计（RDit）与事件研究法（event study）。考虑到市场启动初期可能存在规则磨合与行为调整过程，政策实施当日机组发电行为未必呈现显著的瞬时跳跃。因此，为更好刻画政策影响的动态调整路径与中期稳定效应，本文采用事件研究框架，通过引入政策实施前后的相对时点虚拟变量识别政策触发的变化，并将基准时间窗口设定为改革前后各 6 周，以覆盖现货市场由启动转入稳定运行的关键阶段。由于本文所有机组在同一时点进入现货市场，识别并不依赖标准双重差分意义下的平行趋势假设，而是依赖政策前结果变量在局部时间窗口内具有平滑、可外推的演化路径。基于此，本文借鉴 Dobkin et al.（2018）的处理思路，先估计非参数事件

研究模型以刻画政策实施前后的动态路径，再在参数化模型中显式控制政策前线性趋势，并进一步加入二次趋势、采用 donut 设定和扩展窗口进行稳健性检验。因此，政策后系数应解释为相对于政策前趋势外推路径的偏离，而非相对于零趋势的偏离。

首先，本文采用非参数事件研究模型检验政策实施前是否存在系统性趋势。尽管回归使用机组一日度面板数据，但本文将事件时间按周分箱（binned event time），即以某日是否属于政策实施前后第 r 周作为事件时间指标，从而以更为简洁的方式刻画动态效应路径。该处理不改变识别逻辑，但能够降低日度高频波动对图形呈现的干扰。选择现货市场启动前后 6 周分箱时间的相应回归方程如下：

$$y_{it} = \exp\left(\sum_{r=-6, r \neq -1}^6 \mu_r I[w_t = r] + \mathbf{X}_{ct}\alpha + \phi Coal_{it} + \gamma_i + \gamma_d + \gamma_h + \epsilon_{it}\right) \quad (1)$$

其中， y_{it} 为机组 i 在日期 t 的运行指标； w_t 为日期 t 所在的相对于政策实施日的周度时间，取值范围为 $\{-6, -5, -4, -3, -2, -1, 1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ ； $I[w_t = r]$ 为日期 t 是否属于第 r 个相对周的虚拟变量； μ_r 刻画 y_{it} 在政策实施后前后第 r 周相对于基期（ $r = -1$ ，即政策前一周）的偏离程度。 $\mathbf{X}_{ct}$ 为机组 i 所属区县 c 在日期 t 的气象条件向量，包括平均气温及其平方项、风速达到 2 级—3 级的小时数、风速达到 3 级及以上的小时数、光照小时数、降水量和湿度等。其中，气温主要用于控制用电需求负荷变化，而风速与光照等变量用于控制风电和光伏发电的自然条件。此外，本文进一步控制可能影响火电机组发电行为的动力煤价格。具体而言， $Coal_{it}$ 为火电机组 i 周边最近 3 个城市在日期 t 的动力煤价格按距离加权得到的平均值^⑦。模型中还控制了多维固定效应： γ_i 为机组固定效应， γ_d 表示星期几固定效应（周一至周日）， γ_h 为节假日固定效应。上述控制变量与固定效应在较大程度上吸收了可能影响机组发电行为的共同冲击，从而使 μ_r 的估计能够更准确地反映电力现货市场改革带来的动态影响。标准误在日期层面进行聚类。

考虑到发电量数据的非负特征和右偏分布，以及样本中存在较高比例的零值观测（火电机组零发电量占比 30%，风电机组占比 4.1%，光伏机组占比 2.6%），公式（1）采用泊松伪最大似然（PPML）方法进行估计。当结果变量存在较多零时，使用对数类变换如 $\log(1+Y)$ 或 $\text{arcsinh}(Y)$ 存在固有的问题。这些变换虽然在数学上定义了零点，但由此估计

^⑦ 动力煤价格数据来源：<https://d.qianzhan.com/xdata/list/xCxpwx0xw-4.html>。

的平均处理效应（ATE）并不能被解释为近似的百分比效应，因为它们依赖于结果变量的单位选择（Chen & Roth, 2024）。相比之下，PPML 方法能够有效处理这一问题：首先，该方法能够有效处理因变量的非负约束和零值问题，无需进行对数变换或人为剔除零值观测，从而避免了样本选择偏误和单位依赖性问题；其次，PPML 估计量对于异方差具有稳健性，能够处理发电量数据中普遍存在的方差随均值变化的问题；最后，该方法对于具有大量零值和极值的右偏分布数据具有良好的统计性质，确保了参数估计的一致性和有效性（Santos Silva & Tenreiro, 2006）。在本文的应用场景中，由于电力现货市场改革既可能影响机组是否发电（外延边际），也可能影响发电量的多少（内涵边际），PPML 方法能够同时捕捉这两个边际的效应，并提供具有明确经济含义的处理效应估计。

其次，借鉴 Dobkin et al. (2018) 的处理思路，本文在公式（1）的非参数设定基础上进一步引入政策前的时间趋势项，从而构建参数化事件研究模型。该设定的核心逻辑在于：首先利用公式（1）的非参数估计结果及其可视化路径检验政策实施前机组发电量是否存在系统性趋势；随后依据非参数事件研究图的实际表现，确定在参数化回归中是否需要控制事前趋势以及相应的函数形式。该方法在不引入日期固定效应的前提下，以最小化函数形式假设刻画政策前的平滑演化，并将政策实施后的逐周系数解释为相对于该趋势外推路径的偏离。根据下文图 1—图 3 所示的事前动态特征，本文的参数化事件研究模型与 Dobkin et al. (2018) 一致，仅需控制政策前的线性时间趋势项，具体回归方程为：

$$y_{it} = \exp \left(\sum_{r=1}^6 \beta_r I[w_t = r] + \delta w_t I[w_t < 0] + X_{ct} \alpha + \phi Coal_{it} + \gamma_i + \gamma_d + \gamma_h + \epsilon_{it} \right) \quad (2)$$

其中， $I[w_t < 0]$ 表示日期 t 所在周是否处于政策实施前， $w_t I[w_t < 0]$ 刻画仅由政策前样本识别的线性周度时间趋势，其余变量定义与公式（1）一致。本文核心关注系数为 β_r ，刻画了政策实施后第 r 周相对于政策前线性时间趋势所对应的反事实路径的净偏离，从而识别电力现货市场改革的动态因果效应。

最后，相较于新能源机组主要受资源禀赋约束的被动发电特征，火电机组在现货市场中具有更强的主动调节能力，能够根据价格信号灵活调整出力水平和运行策略。因此，深入分析火电机组在市场化环境下的调峰行为及其异质性响应，对于理解现货市场的资源配置机制具有重要意义。因此，本文开展了多维度的拓展分析：（1）从是否发电（外延边际）和发电强度（内涵边际）两个维度分析火电机组的响应行为，并检验火电机组日度启

停次数的变化；（2）通过引入政策与气象条件的交互项，检验在不同可再生能源发电条件下现货市场机制的调节作用，具体包括政策与各级别风速时长、政策与光照时长的交互效应；（3）按装机容量将火电机组分为小型（ $<300\text{MW}$ ）、中型（ $300\text{-}600\text{MW}$ ）和大型（ $\geq 600\text{MW}$ ）三类，以及按使用年限分为新机组（ <15 年）和老机组（ ≥ 15 年）两类，分别识别不同类型机组对电力市场化改革的差异化响应。

五、 实证结果

本节首先依据公式（1）与公式（2）的估计结果，分析电力现货市场启动对不同类型发电机组日度发电量的动态影响；随后在参数化设定下进行多项稳健性检验；最后进一步探讨电力现货市场改革影响发电结构与机组运行行为的作用机制。

（一）基准回归结果

1. 非参数事件研究估计结果

图 3-5 展示了基于公式（1）非参数事件研究模型的估计结果，即火电、风电和光伏机组发电量在电力现货市场启动前后各 6 周的动态变化路径^⑧。

首先，从图 3 和图 4 可以看到，火电机组和风电机组在政策实施前各周的估计系数均围绕零值小幅波动，未呈现显著的单调上升或下降趋势。该结果表明，在控制气象条件、动力煤价格以及多维固定效应后，两类机组在政策实施前不存在系统性的时间趋势。相比之下，图 5 显示光伏机组发电量在政策实施前呈现一定程度的上升趋势，说明其事前动态具有平滑演化特征。基于上述差异，参数化事件研究模型（公式（2））仅需控制政策前的线性时间趋势项，即可在不引入时间固定效应的前提下刻画事前变化路径。

^⑧ 图中展示的系数区间为 95%置信区间。

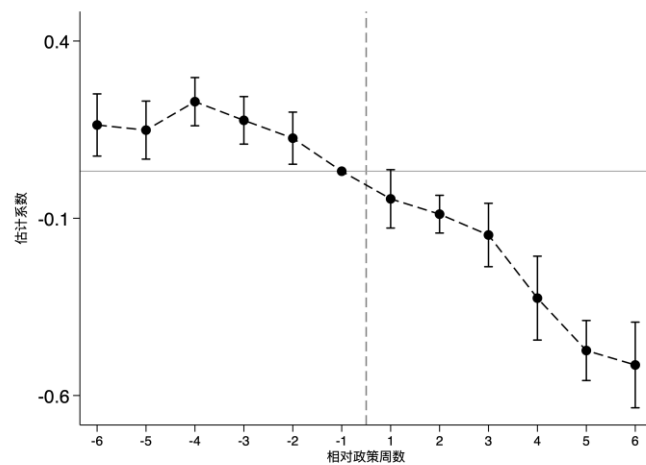


图 3: 火电机组发电量动态效应

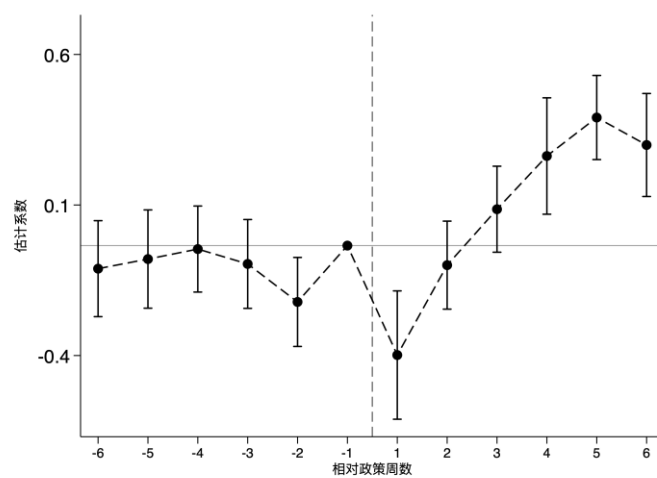


图 4: 风电机组发电量动态效应

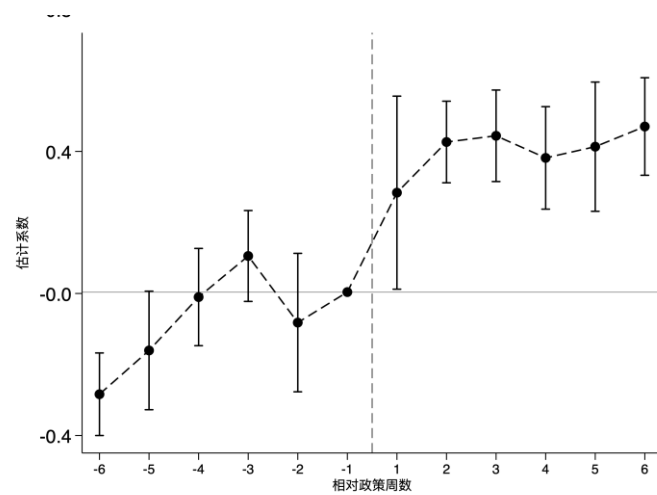


图 5: 光伏机组发电量动态效应

其次，从图 3—图 5 所示的事后动态来看，三类机组的发电量均呈现出较为清晰的单调变化趋势：电力现货市场启动后，火电发电量持续下降，而风电与光伏发电量持续上升。其中，风电机组在政策实施后第一周的估计系数出现短暂的负向偏离，随后迅速转为正向增长。该现象表明，发电机组在现货市场由启动转入稳定运行的初期可能经历短期制度磨合与行为调整过程。在下文的稳健性检验中，本文也尝试甜甜圈（donut）设定，即剔除政策实施前后各 1 周的机组观测值后重新估计。

2. 参数化事件研究估计结果

表 2 汇报了基于公式（2）的参数化事件研究回归结果。总体来看，三类机组的估计系数呈现出方向一致但调整节奏不同的变化特征：火电机组发电量持续下降，而风电与光伏机组发电量则逐步上升，反映出电力现货市场通过边际成本排序机制推动电力结构向新能源方向优先调整。

表 2：机组发电量动态回归结果

	(1) 火电机组	(2) 风电机组	(3) 光伏机组
Panel A: 政策后各周效应			
政策后第1周	-0.107 (0.104)	-0.290*** (0.023)	0.181*** (0.030)
政策后第2周	-0.144 (0.119)	0.010 (0.016)	0.333*** (0.030)
政策后第3周	-0.187 (0.125)	0.199*** (0.019)	0.370*** (0.025)
政策后第4周	-0.366*** (0.140)	0.366*** (0.025)	0.289*** (0.029)
政策后第5周	-0.495*** (0.153)	0.496*** (0.029)	0.342*** (0.025)
政策后第6周	-0.507** (0.229)	0.399*** (0.028)	0.406*** (0.024)
Panel B: 政策后平均效应			
政策后1-6周	-0.137 (0.111)	0.106*** (0.016)	0.302*** (0.026)
政策前均值	4263.797	400.336	148.270
观测值数量	7976	23143	9378

注：样本为政策实施前后各6周。政策断点为2021年4月1日电力现货市场启动。控制变量为机组所在区县日平均温度、温度平方、湿度、降水量、风速达到2级-3级的小时数、风速达到3级及以上的小时数、光照时长。火电机组回归同时控制了动力煤价格。采用机组、星期、节假日固定效应。采用泊松伪最大似然估计（PPML）方法。采用时间聚类标准误。 $*p < 0.1$, $**p < 0.05$, $***p < 0.01$ 。下同

表 2 第（1）列回归结果表明，火电机组在政策实施初期的系数虽为负值但不显著，至第 4 周开始出现显著下降，并在随后数周持续扩大。这表明火电机组发电量的收缩具有渐进式特征，其运行方式逐步由基荷供给转向承担系统调峰功能。这一动态过程与火电机组在现货市场中通过报价策略调整、启停频次变化以及调峰参与程度提升等行为适应新制度环境的机制相一致。需要指出的是，在指数模型下，火电机组发电量的变化率为 $\exp(\beta_r - 1)$ 。例如，第 6 周系数约为 -0.51，对应的发电量变化率为 $\exp(-0.15) - 1 \approx 40\%$ 。尽管这一数值较大，但该结果反映的是所有机组平均日发电量的收缩，并不意味着系统层面火电总发电量按该比例下降。从经济机制看，这一结果更可能源于现货市场启动后，高边际成本或灵活性不足的边际火电机组被快速挤出出清序列，从而使这些机组发电量明显下降，而承担基荷功能的低成本机组和灵活性高的机组仍保持运行。这一解释与电力现货市场通过边际成本排序实现新能源优先消纳、并推动火电由基荷供给向灵活调峰角色转型的理论预期一致。下文容量异质性分析也支持上述机制：在现货市场启动后，装机容量大于 600MW 的大型火电机组（边际成本较低、主要承担基荷功能）发电量在统计上基本不变；装机容量小于 300MW 的小型机组虽出现下降，但统计显著性较弱；相比之下，装机容量处于 300—600MW 区间的中型机组发电量则出现显著且幅度较大的收缩。

表 2 第（2）列所展示的风电机组的动态路径呈现出明显的阶段性特征：政策实施当周出现显著负向偏离，但自第 2 周起迅速转为正向，并在第 3 周以后保持显著增长。该结果表明，现货市场启动初期可能存在调度规则磨合或结算机制调整带来的短期冲击，而随着市场运行趋于稳定，价格信号开始有效促进风电优先出清，从而推动其发电量持续提升。相比之下，表 2 第（3）列所展示的光伏机组在政策实施后即表现出显著正向效应，且各周系数均保持在较高水平，显示出电力现货市场对光伏发电消纳具有即时且稳定的促进作用。这一结果意味着，在边际成本接近于零且出力相对可预测的条件下，光伏发电能够更快地从市场化出清机制中受益。

综合图 1—图 3 与表 2 的结果可以看到，电力现货市场启动后，各类型机组发电行为呈现出系统性分化：风电与光伏因边际成本较低，在基于边际成本排序的市场出清机制中更易获得优先发电机会，其发电量随之上升；与此同时，火电机组发电量相应下降，反映其在电力系统中的角色由基荷供给逐步向灵活调节与调峰支持转变。整体而言，电力系统正由传统火电主导逐步向新能源优先的运行模式过渡。

（二）稳健性检验

为检验上述回归结果是否受到样本窗口、趋势控制或其他设定的影响，本文在不同稳健性设定下重新估计公式（2）。

1. 更换时间窗口

为检验基准结果对事件时间窗口设定的敏感性，本文将回归样本由政策前后 ±6 周扩展至 ±8 周，相应估计结果见表 3。该检验旨在排除由于观察窗口较短可能带来的局部趋势或短期波动干扰。从表 3 可以看到，在扩大样本窗口后，火电、风电与光伏机组的主要估计系数在符号、显著性及相对大小上均与基准回归保持一致，表明核心识别结果对时间窗口选择并不敏感。进一步地，在政策实施后的第 7—8 周，火电机组发电量仍呈现下降趋势，且下降幅度较此前阶段有所扩大；而风电与光伏机组的发电量在扩展窗口下依然表现出显著正向效应。总体而言，不同时间窗口下估计结果的一致性说明，本文关于电力现货市场推动火电收缩与新能源发电上升的因果推断具有较强稳健性，而非由局部样本区间或短期波动所驱动。

表 3：机组发电量 8 周窗口动态回归结果

	(1) 火电机组	(2) 风电机组	(3) 光伏机组
Panel A: 政策后各周效应			
政策后第1周	-0.122 (0.099)	-0.278*** (0.023)	0.176*** (0.029)
政策后第2周	-0.147 (0.111)	-0.001 (0.016)	0.306*** (0.030)
政策后第3周	-0.185 (0.118)	0.179*** (0.018)	0.342*** (0.025)
政策后第4周	-0.363*** (0.130)	0.341*** (0.025)	0.265*** (0.028)

政策后第5周	-0.505*** (0.151)	0.511*** (0.026)	0.347*** (0.025)
政策后第6周	-0.450** (0.209)	0.350*** (0.027)	0.379*** (0.026)
政策后第7周	-0.626** (0.266)	0.249*** (0.026)	0.276*** (0.028)
政策后第8周	-0.606** (0.272)	0.527*** (0.033)	0.345*** (0.029)
Panel B: 政策后平均效应			
政策后1-8周	-0.128 (0.099)	0.121*** (0.016)	0.277*** (0.026)
政策前均值	4246.357	416.495	144.351
观测值数量	10510	30857	12514

2. 甜甜圈设定（Donut Specification）

考虑到电力现货市场启动初期可能存在制度磨合与行为调整过程，政策实施前后第 1 周的机组发电行为可能受到过渡期因素的影响，从而对参数估计产生短期扰动。例如，图 2 中风电的发电量在电力现货市场启动后的第一周就出现了显著的大幅下滑。为降低该过渡期波动对估计结果的影响，本文采用“甜甜圈”（donut）方法，即剔除政策实施前后各 1 周的样本后重新估计参数化事件研究模型——公式（2）。该设定保留了政策实施后第 2 周至第 6 周的观测值，从而聚焦于现货市场进入相对稳定运行阶段后的政策效应。表 4 汇报了甜甜圈设定下的回归结果。与基准回归（表 2）相比，三类机组的估计系数在符号、显著性和变化趋势上保持高度一致。

表 4：机组发电量甜甜圈回归结果

	(1) 火电机组	(2) 风电机组	(3) 光伏机组
Panel A: 政策后各周效应			
政策后第2周	-0.253*** (0.042)	0.141 (0.091)	0.251** (0.106)
政策后第3周	-0.292*** (0.061)	0.296*** (0.099)	0.292** (0.124)
政策后第4周	-0.484***	0.460***	0.198*

	(0.065)	(0.119)	(0.120)
政策后第5周	-0.642***	0.650***	0.276**
	(0.057)	(0.093)	(0.121)
政策后第6周	-0.651***	0.507***	0.313**
	(0.078)	(0.121)	(0.123)
Panel B: 政策后平均效应			
政策后2-6周	-0.231***	0.280***	0.242**
	(0.048)	(0.088)	(0.108)
政策前均值	4341.877	404.930	147.158
观测值数量	6467	19010	7708

3. 时间安慰剂检验

为进一步验证基准回归结果，本文采用随机推断方法构造安慰剂分布，检验在不存在真实政策干预的情况下观察到类似效应大小的概率。具体而言，在 2021 年 7 月 1 日至 11 月 15 日的政策稳定期中随机抽取 100 个假政策时点，对每个假政策时点重复基准回归设定，提取政策后每一周的估计系数，从而构建安慰剂系数的经验分布。若真实政策效应位于该分布的极端位置，则表明在随机时点不太可能观察到如此大的效应，从而为因果推断提供更强的统计支持。

图 6-8 分别展示了火电、风电和光伏机组政策后第 5 周系数的安慰剂分布。图中横轴为安慰剂系数的取值，左侧纵轴为频数，刻画灰色柱形图的取值；右侧纵轴对应密度，刻画黑色平滑曲线的取值。灰色柱状图展示了 100 次随机抽样得到的安慰剂系数的频数分布，直观反映了不同系数区间的观测次数。黑色平滑曲线为基于核密度估计的非参数拟合曲线，刻画安慰剂系数的分布特征。垂直虚线标识了真实政策时点下的估计系数。可以看到，不同类型机组的真实系数均位于安慰剂分布的左/右侧极端位置，表明真实政策效应在统计上显著区别于随机时点的估计结果。上述结果为基准回归的因果识别提供了基于分布的显著性证据。需要说明的是，政策后其他各周的随机推断检验结果与第 5 周类似，真实系数均位于相应安慰剂分布的极端位置，限于篇幅不再具体展示。

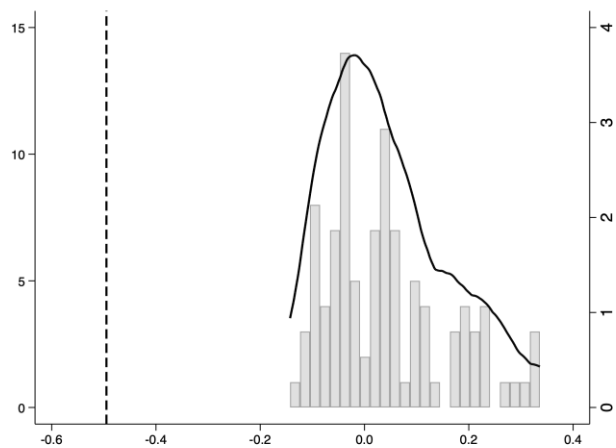


图 6: 火电机组政策后第 5 周系数的安慰剂分布

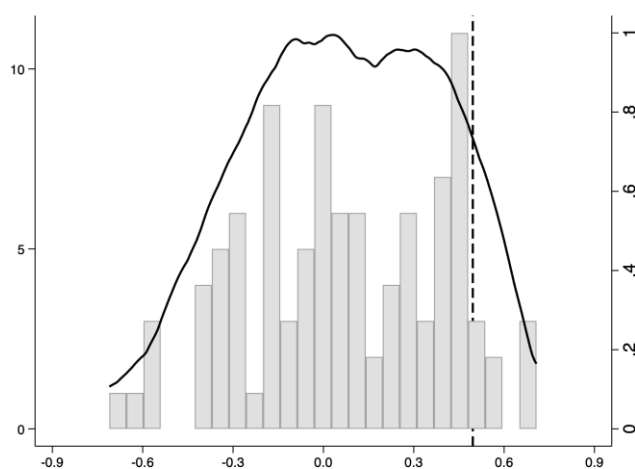


图 7: 风电机组政策后第 5 周系数的安慰剂分布

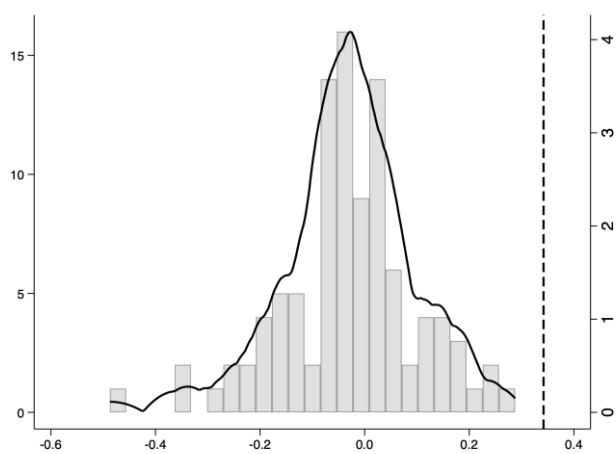


图 8: 光伏机组政策后第 5 周系数的安慰剂分布

4. 控制政策前周度二次时间趋势

基准回归已通过引入政策前周度线性时间趋势项和多维固定效应，在较大程度上吸收了政策实施前的趋势性变化。但为进一步验证结果对时间趋势设定的稳健性，本文在参数化事件研究模型公式（2）的基础上进一步加入政策前周度二次时间趋势项，以更精细地控制政策实施前可能存在的时间趋势，从而在最大程度上排除其他时间变化因素对估计结果的影响。表 5 展示了控制政策前周度二次时间趋势后的回归结果。结果显示，周度二次时间趋势项本身在火电和光伏机组中均具有较高统计显著性。这表明在控制所有其他因素后，不同类型机组确实存在一定的政策前二次时间趋势。在控制这一趋势之后，政策效应的估计结果仍然相对稳健。与基准回归相比，估计系数的方向和显著性保持一致，进一步证实了电力现货市场改革对发电结构调整的因果效应。

表 5：控制日度时间趋势项回归结果

	(1) 火电机组	(2) 风电机组	(3) 光伏机组
Panel A: 政策后各周效应			
政策后第1周	0.047 (0.058)	-0.310** (0.147)	0.443** (0.172)
政策后第2周	0.002 (0.045)	-0.009 (0.121)	0.586*** (0.104)
政策后第3周	-0.058 (0.053)	0.182 (0.113)	0.603*** (0.096)
政策后第4周	-0.235*** (0.069)	0.348*** (0.127)	0.530*** (0.106)
政策后第5周	-0.385*** (0.048)	0.479*** (0.107)	0.564*** (0.124)
政策后第6周	-0.427*** (0.060)	0.385*** (0.113)	0.614*** (0.096)
政策前二次项	-0.017*** (0.005)	0.002 (0.010)	-0.028*** (0.009)
Panel B: 政策后平均效应			
政策后1-6周	-0.091** (0.041)	0.250** (0.125)	0.580*** (0.101)
政策前二次项	-0.005	-0.016	-0.032***

	(0.004)	(0.013)	(0.009)
政策前均值	4263.797	400.336	148.270
观测值数量	7976	23143	9378

5. 控制统调负荷

基准回归已通过控制气象条件和多维固定效应在较大程度上吸收了影响发电行为的共同冲击，但电力总需求的变化仍可能对机组发电量产生直接影响。考虑到统调负荷可能受政策影响，存在潜在的内生性问题，因此基准回归未对其进行控制。为排除需求侧因素对估计结果的潜在干扰，本文在参数化事件研究模型中进一步加入山西省日度统调负荷的对数值作为控制变量，以更精确地识别电力现货市场改革的净效应。

表 6 展示了控制统调负荷变量后的回归结果。结果显示，统调负荷变量本身在所有类型机组中均具有较高统计显著性。这表明在控制所有其他因素后，电力需求变化确实对不同类型机组的发电行为存在影响。然而，即使控制了电力需求的直接作用，政策效应的估计结果仍然相对稳健。具体而言，火电机组政策后平均效应为-0.119，对应-11.2%的发电量降幅，风电机组为 0.045，对应 4.6%的发电量增幅，光伏机组为 0.261，对应 29.8%的发电量增幅。与基准回归相比，估计系数的方向和绝对值基本保持一致，进一步证实了电力现货市场改革对发电结构调整的因果效应。

表 6：控制统调负荷变量回归结果

	(1) 火电机组	(2) 风电机组	(3) 光伏机组
Panel A: 政策后每周效应			
政策后第1周	-0.113** (0.045)	-0.302*** (0.109)	0.159 (0.141)
政策后第2周	-0.150*** (0.033)	-0.004 (0.086)	0.306*** (0.063)
政策后第3周	-0.199*** (0.054)	0.154* (0.087)	0.316*** (0.076)
政策后第4周	-0.378*** (0.063)	0.317*** (0.112)	0.233*** (0.080)
政策后第5周	-0.517*** (0.056)	0.395*** (0.095)	0.232** (0.098)
政策后第6周	-0.530***	0.313***	0.325***

	(0.073)	(0.099)	(0.078)
统调负荷	-0.224	-1.341**	-1.494***
	(0.243)	(0.524)	(0.439)
Panel B: 政策后平均效应			
政策后1-6周	-0.119***	0.045	0.261***
	(0.034)	(0.080)	(0.066)
统调负荷	0.616**	-2.632***	-1.564***
	(0.279)	(0.591)	(0.398)
政策前均值	4263.797	400.336	148.270
观测值数量	7976	23143	9378

（三）机制检验

为进一步揭示电力现货市场通过何种运行机制促进新能源优先消纳并推动火电机组向灵活调节与调峰支持转型，本文围绕电力系统调度与机组运行行为的关键环节开展机制检验。核心思路在于，从可再生能源出力条件、火电调节方式以及承担调峰功能的机组类型三个层面，系统刻画现货市场影响发电结构的内在传导路径。

首先，从资源禀赋角度考察在风速较高或日照时长较长的条件下，现货市场是否进一步强化风电与光伏机组的发电响应，从而验证市场机制通过价格信号放大新能源出力优势的作用渠道。其次，从火电机组运行行为出发，区分其通过启停频次调整还是发电量压缩实现调峰，以识别火电承担系统灵活调节功能的具体方式。最后，基于机组容量等特征的异质性分析，识别不同类型火电机组在调峰过程中的分工差异，从而刻画电力现货市场对火电内部结构的重塑机制。

1. 风电与光伏出力条件下的现货市场消纳机制

自 2006 年《可再生能源法》实施以来，我国制度上已要求对新能源发电实行全额保障性收购。然而，在原有以“三公调度”为核心的计划体制下，发电权主要通过计划方式配置，火电机组承担新能源波动性调峰的激励机制不足（北京大学国家发展研究院能源安全与国家发展研究中心等，2018）。特别是相较于光伏发电，风电的出力对气象条件依赖更强、预测难度更高，其波动性与不确定性更为显著，从而在传统调度体制下更容易受到消纳约束。电力现货市场通过基于边际成本的市场出清机制以及基于 15 分钟出清周期形

成的实时价格信号，在理论上将产生两方面作用：其一，实时价格信号能够提升新能源在可发时段的出清优先级，从而促进风电与光伏发电的消纳；其二，由于风电出力不确定性更高、对调度灵活性的依赖更强，在风光资源条件较好时，现货市场对风电发电量的促进作用可能相对强于光伏发电。

为识别上述资源禀赋机制，本文在基准回归模型（公式（2））中进一步引入政策变量与气象条件的交互项，重点考察电力现货市场改革在不同风速与光照条件下对新能源机组发电行为的差异化影响。表 7 汇报了该交互项估计结果。其中，二级风速、三级风速和日照时长分别指代当日风速处于 2 级到 3 级之间（1.6 - 3.3 米/秒）的小时数、风速 3 级以上（3.3 米/秒以上）小时数和光照小时数。

表 7：新能源机组发电机制分析——气象变量交互

	(1)	(2)
	风电机组	光伏机组
政策后×二级风速	0.013*** (0.003)	
政策后×三级风速	0.052*** (0.003)	
政策后×光照时长		0.009*** (0.000)
政策前均值	400.336	116.383
观测值数量	23143	9462

从表（7）的估计结果看，风电机组中“政策后×二级风速”和“政策后×三级风速”的交互项均显著为正，且高风速等级对应的系数更大；光伏机组中“政策后×光照时长”的交互项同样显著为正。上述结果表明，在风光资源条件更为有利的时段，电力现货市场改革对新能源发电量的促进作用更为明显，即改革通过提升市场出清效率与实时调度激励，使新能源在可发时段能够更充分释放出力。进一步地，风速交互项估计系数在量级上表现出更为突出的响应特征。这意味着现货市场机制对出力不确定性更高、系统灵活性依赖更

强的风电的边际消纳促进作用更为显著。相比之下，光伏发电由于出力相对平稳且光照条件可预测性更高，其对市场化调度激励的敏感性相对较低。整体来看，上述结果与前文关于现货市场通过强化灵活调节激励以优先消纳波动性更强新能源的理论预期保持一致。

2. 火电机组运行行为调整与调峰机制

在现货市场改革中，火电机组的调整行为尤为突出。这一现象的背后反映了不同类型机组在市场化改革中的角色差异：火电机组作为可调节电源，能够参与报价竞争并主动调整出力，在市场机制下承担着平衡电力供需、保障系统安全的重要功能；而风电和光伏机组的发电主要受自然资源禀赋外生决定，且在当前政策框架下多采用“报量不报价”模式，其市场化调整空间相对有限。基于这一认识和公式（2）回归方程，本文进一步聚焦火电机组发电行为。表 8 从发电量、运行状态与调节频率等多个维度揭示了现货市场如何推动火电机组运行方式转变，从而配合电力结构的绿色转型。

表8：火电机组运行行为与调节特征

	(1) 日发电量	(2) 是否发电	(3) 条件发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后各周效应				
政策后第1周	-0.107 (0.104)	-0.016 (0.073)	-0.120** (0.053)	0.718* (0.374)
政策后第2周	-0.144 (0.119)	-0.027 (0.081)	-0.150*** (0.052)	1.269* (0.744)
政策后第3周	-0.187 (0.125)	-0.069 (0.094)	-0.209*** (0.051)	1.909*** (0.626)
政策后第4周	-0.366*** (0.140)	-0.144 (0.100)	-0.318*** (0.056)	2.279*** (0.695)
政策后第5周	-0.495*** (0.153)	-0.317*** (0.119)	-0.297*** (0.063)	2.421*** (0.889)
政策后第6周	-0.507** (0.229)	-0.325** (0.156)	-0.253*** (0.080)	2.665*** (0.938)
Panel B: 政策后平均效应				
政策后1-6周	-0.137 (0.111)	-0.013 (0.078)	-0.179*** (0.050)	1.279** (0.500)
政策前均值	4263.797	0.770	5537.328	0.020
观测值数量	7976	7976	5750	7095

注：对于第2列是否发电变量的回归，采用logit模型进行估计，结论也一致。

表 8 第（1）列重复了表 2 基准回归中电力现货市场改革对火电机组日发电量的整体影响；第（2）—（4）列则分别从外延边际与内涵边际两个维度对该结果展开机制分析。其中，第（2）列与第（4）列刻画外延边际变化，被解释变量分别对应机组当日是否发电的哑变量（日发电量大于 0 为 1，否则为 0）与日度启停频次；第（3）列则刻画内涵边际，被解释变量为条件发电量，指代维持发电状态条件下的日度发电量，即日发电量大于零时的日度发电量。

从列（2）和列（4）的外延边际看，政策实施后火电机组日发电量为零的概率显著上升，同时日启停频次显著增加，表明火电机组更频繁退出并重新进入发电序列，运行状态由持续稳定转向间歇性调节。从列（3）的内涵边际看，在维持发电状态的条件下，火电机组发电量同样显著下降，说明机组不仅通过停机参与系统调节，也通过主动压低出力实现灵活响应。进一步比较第（2）—（4）列系数的动态变化还可以发现：电力现货市场启动后，发电概率呈逐周下降趋势，启停频次逐周上升，而条件发电量的下降幅度则呈现先扩大后收敛的特征。这表明火电机组在政策初期经历了对市场规则的适应与学习过程；随着交易机制趋于稳定，机组逐步形成更为清晰的运行策略：要么退出发电序列，要么在保持开机状态时减少出力收缩幅度。

整体而言，以上结果表明现货市场通过价格信号促使火电由稳定基荷供给转向承担系统调峰与灵活调节功能。上述运行方式转变具有明确的经济动因。在中长期合同与现货市场并存的制度框架下，当风光资源条件较好、现货供给增加时，现货价格可能低于中长期合约价格，火电机组通过降低出力甚至停机，并在现货市场购电以履行合约，可实现成本最小化；反之，在新能源出力不足、现货价格高于合约价格时，机组启动发电更具收益优势。由此，现货市场价格机制为火电机组提供了基于相对价格进行启停与出力调整的激励，在系统层面释放调峰能力并促进新能源消纳。

需要指出的是，调峰行为的增强虽提升了电力系统的灵活性，但频繁启停亦可能对机组设备寿命与运行效率产生潜在影响。鉴于火电机组调节行为在能源转型中的关键作用，下文将进一步从装机容量与机组年龄等维度考察其异质性响应，以更系统地刻画现货市场驱动下的火电调峰机制。

3. 火电机组调峰响应的异质性

电力现货市场通过价格信号实现资源优化配置，不同类型机组的市场响应因其成本结构、运行效率与灵活性差异而呈现系统性分化。首先，在成本层面，大型机组通常具有更低的单位燃料成本与运维成本，在基于边际成本排序的现货出清中更具竞争优势；小型机组则由于规模不经济面临更高的边际成本，在价格竞争中处于劣势。其次，在技术特性上，不同规模与投产年限的机组在启停灵活性、爬坡速度及最小技术出力等方面存在显著差异，这直接影响其承担调峰服务的能力。一般而言，小型机组虽成本较高，但启动速度更快、运行灵活性更强，体现出典型的“高成本—高灵活性”权衡。最后，在财务约束方面，新建机组承担更高资本成本，而老机组多已完成折旧，两者对市场价格波动的承受能力亦存在差异。基于上述机制差异，本文通过装机容量与机组特征两个维度的异质性分析，揭示现货市场改革如何推动火电行业内部结构调整。

(1) 装机容量异质性

为分析不同规模火电机组对现货市场改革的差异化响应，本文将火电机组划分为小型（<300MW）、中型（300-600MW）和大型（≥600MW）三类，并分别基于公式（2）进行分样本估计。回归结果见表 9。

表 9a：装机容量<300MW 的火电机组发电行为

	(1) 发电量	(2) 是否发电	(3) 条件发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后每周效应				
政策后第1周	-0.027 (0.243)	-0.069 (0.185)	0.010 (0.093)	0.935 (1.049)
政策后第2周	-0.146 (0.256)	-0.055 (0.164)	-0.056 (0.118)	3.053*** (1.147)
政策后第3周	-0.300 (0.298)	-0.219 (0.225)	-0.097 (0.130)	3.166*** (1.024)
政策后第4周	-0.507* (0.293)	-0.232 (0.205)	-0.165 (0.163)	4.170*** (1.049)
政策后第5周	-0.689** (0.331)	-0.538* (0.289)	-0.061 (0.169)	4.622*** (1.109)
政策后第6周	-0.481 (0.377)	-0.208 (0.328)	-0.048 (0.222)	5.085*** (1.121)
Panel B: 政策后平均效应				

政策后1-6周	-0.144 (0.277)	-0.103 (0.181)	-0.066 (0.109)	2.208*** (0.790)
政策前均值	1880.869	0.806	2333.048	0.020
观测值数量	1538	1538	1010	1388

表 9b: 装机容量 300-600MW 的火电机组发电行为

	(1) 发电量	(2) 是否发电	(3) 条件发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后各周效应				
政策后第1周	-0.367*** (0.100)	-0.076 (0.076)	-0.274*** (0.061)	0.774 (0.538)
政策后第2周	-0.415*** (0.106)	-0.104 (0.091)	-0.305*** (0.059)	0.763 (0.528)
政策后第3周	-0.497*** (0.119)	-0.165 (0.111)	-0.357*** (0.061)	1.973*** (0.738)
政策后第4周	-0.688*** (0.121)	-0.261** (0.117)	-0.464*** (0.065)	2.066*** (0.769)
政策后第5周	-0.790*** (0.143)	-0.439*** (0.143)	-0.390*** (0.070)	1.992** (0.968)
政策后第6周	-0.865*** (0.175)	-0.496*** (0.167)	-0.397*** (0.097)	2.239** (0.941)
Panel B: 政策后平均效应				
政策后1-6周	-0.420*** (0.110)	-0.088 (0.090)	-0.335*** (0.059)	1.158** (0.580)
政策前均值	5131.543	0.851	6031.911	0.017
观测值数量	4452	4452	3467	4032

表 9c: 组装机容量 ≥ 600 MW 的火电机组发电行为

	(1) 发电量	(2) 是否发电	(3) 条件发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后各周效应				
政策后第1周	0.271 (0.195)	0.157 (0.200)	0.144*** (0.026)	0.023 (0.614)
政策后第2周	0.278 (0.240)	0.195 (0.231)	0.117*** (0.033)	-0.472 (0.711)
政策后第3周	0.295	0.285	0.026	-0.260

	(0.265)	(0.251)	(0.037)	(0.869)
政策后第4周	0.185	0.258	-0.057	0.094
	(0.320)	(0.296)	(0.052)	(0.881)
政策后第5周	0.083	0.210	-0.094	-0.305
	(0.350)	(0.324)	(0.083)	(0.977)
政策后第6周	0.081	0.101	0.010	-0.471
	(0.545)	(0.497)	(0.071)	(1.174)
Panel B: 政策后平均效应				
政策后1-6周	0.297	0.240	0.083***	-0.102
	(0.210)	(0.209)	(0.028)	(0.653)
政策前均值	4729.439	0.534	8863.979	0.026
观测值数量	1986	1986	1273	1675

首先，从第（1）列发电量结果看，三类机组在现货市场改革后呈现显著分化：中型机组发电量下降最为明显，政策后平均效应为 -0.420 ，对应发电量约下降 34%；小型机组降幅相对较小，且多数周系数未达统计显著；相比之下，大型机组整体发电量呈上升趋势，虽在总量指标上不显著，但在第（3）列条件发电量回归中显著增加约 8.7%。这一结果表明，现货市场运行后，基荷供给逐步向高效率大型机组集中。

其次，从广延边际的调峰行为看（第（2）与第（4）列），现货市场启动后，中小型机组处于发电状态的概率下降，而大型机组发电概率有所上升。但其中，仅中型机组的发电概率下降在统计上显著。与此同时，中小型机组启停频次显著提高，而大型机组基本保持稳定：小型机组日均启停频次提高约 8 倍，中型机组提高约 2 倍。上述差异表明，小型机组在现货市场环境下更趋向承担系统调峰功能，频繁根据价格信号与系统需求进行启停调节，而大型机组仍主要承担稳定基荷供给。因为如此，这两类机组的发电量并未像中型机组那样出现显著下降。

再次，从内涵边际的发电行为调整看（第（3）列），现货市场启动后，小型机组的条件发电量总体未发生显著变化，中型机组条件发电量显著下降，而大型机组在改革初期条件发电量显著上升、随后趋于稳定。这表明，不同规模机组在出力收缩与运行调整上的策略存在明显差异。

总体而言，上述分化过程既体现了现货市场通过价格信号实现资源优化配置的核心机制，也反映出火电行业内部正在经历的结构性重组：高效率、低边际成本的大型机组逐步

强化基荷功能，灵活性更强的中小型机组转向承担调峰服务，而处于成本与灵活性之间的中型机组受到的改革冲击最为显著。由此，电力系统运行由原有的均衡分配模式，转向以效率与灵活性分工为特征的市场化配置格局。

（2）机组使用年限异质性

机组投产年限决定其资本成本负担与运行约束，从而影响其在现货市场中的竞争策略。一般而言，新机组尚处于资本回收阶段，承担较高的利息与折旧成本；老机组多已完成设备折旧，其短期决策更接近基于燃料与变动运维成本的边际成本最优化。因此，现货市场基于短期边际成本的出清机制，可能对新老机组产生差异化影响。表 10 报告了按投产年限（15 年为界）划分的新老机组分样本回归结果。

表 10a：火电新机组（<15 年）的发电行为

	(1) 发电量	(2) 是否发电	(3) 条件发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后各周效应				
政策后第1周	-0.326*** (0.102)	-0.117 (0.077)	-0.161** (0.071)	0.070 (0.479)
政策后第2周	-0.349*** (0.109)	-0.121 (0.087)	-0.190*** (0.069)	-0.187 (0.482)
政策后第3周	-0.314*** (0.122)	-0.108 (0.099)	-0.220*** (0.068)	0.358 (0.559)
政策后第4周	-0.520*** (0.140)	-0.222* (0.113)	-0.329*** (0.073)	0.580 (0.599)
政策后第5周	-0.603*** (0.177)	-0.370** (0.145)	-0.271*** (0.081)	0.801 (0.817)
政策后第6周	-0.678*** (0.258)	-0.443** (0.194)	-0.223** (0.103)	0.400 (0.748)
Panel B: 政策后平均效应				
政策后1-6周	-0.318*** (0.103)	-0.086 (0.079)	-0.215*** (0.066)	0.137 (0.476)
政策前均值	5547.941	0.834	6649.999	0.018
观测值数量	4516	4516	3371	4012

表 10b：火电老机组（≥15 年）的发电行为

	(1) 发电量	(2) 是否发电	(3) 发电量(>0)	(4) 启停频次
Panel A: 政策后每周效应				
政策后第1周	0.260 (0.183)	0.119 (0.125)	-0.056 (0.071)	0.801 (0.662)
政策后第2周	0.212 (0.229)	0.098 (0.139)	-0.080 (0.071)	2.351** (0.962)
政策后第3周	0.027 (0.259)	-0.031 (0.175)	-0.184** (0.074)	2.970*** (0.789)
政策后第4周	-0.107 (0.275)	-0.043 (0.174)	-0.291*** (0.085)	3.551*** (0.808)
政策后第5周	-0.342 (0.275)	-0.258 (0.197)	-0.358*** (0.105)	3.557*** (1.042)
政策后第6周	-0.199 (0.415)	-0.160 (0.250)	-0.314*** (0.120)	4.247*** (0.987)
Panel B: 政策后平均效应				
政策后1-6周	0.176 (0.217)	0.082 (0.143)	-0.110 (0.071)	1.993*** (0.584)
政策前均值	3078.481	0.711	4331.687	0.021
观测值数量	3460	3460	2379	3083

首先，从列（1）发电量变化看，新老机组在现货市场改革后呈现出明显分化：新机组发电量显著下降，政策后平均效应为-0.318，对应发电量下降约 27.2%；而老机组发电量在改革后呈现上升趋势，虽然该效应在统计上不显著。其次，从广延边际的调峰行为看（第（2）与第（4）列），现货市场启动后，老机组处于发电状态的概率基本保持稳定，而新机组的发电概率自第 4 周起出现统计意义上的显著下降。与此同时，老机组启停频次显著增加约 634%，而新机组启停频次增幅相对较小且不显著。再次，从内涵边际的发电行为调整看（第（3）列），现货市场启动后，老旧机组的条件发电量均显著下降。但从动态趋势看，随着时间推移，老机组条件发电量的下降幅度由早期低于新机组逐步转为高于新机组。以上结果表明，老机组在现货市场中通过更为频繁的启停承担了主要调峰功能，在维持发电概率基本稳定的同时实现出力压降；而新机组则面临发电量显著收缩、调峰参与度相对有限的局面。

新老机组的差异化表现揭示了电力市场改革中短期市场机制与长期投资激励之间的潜在张力。在实际报价决策中，火电企业面临年度财务约束，其有效边际成本不仅包含燃料与变动运维成本，也包含以利息和折旧形式分摊的资本成本。因此，在企业决策层面，固定成本并非完全沉没，而是通过年度化成本进入报价函数。一方面，老机组多已完成设备折旧，资本成本约束显著减弱，其边际成本主要由燃料与变动运维成本构成，在短期边际成本竞争中具有明显优势；同时，由于对启停磨损的财务敏感性较低，老机组更倾向于通过频繁启停获取调峰收益。另一方面，新机组通常承担较重的债务与折旧负担，平均成本显著高于老机组。尽管其在技术效率与环保性能方面具有优势，但在以（包括折旧在内的）短期边际成本为核心的现货定价机制下，这些长期优势难以在短期市场竞争中充分体现，从而面临更大的价格竞争压力与财务风险。

上述发现表明，电力现货市场通过短期边际成本竞争提升了资源配置效率和系统运行效率，但同时可能对新投资机组形成短期财务挤压，进而影响行业的长期投资激励与可持续发展。为在短期效率提升与长期供给安全之间实现平衡，推进市场化改革的同时，有必要完善容量补偿机制与过渡期制度安排，以保障新机组的合理投资回报并维护电力系统的长期稳定运行。

六、 结论

本文以山西省于 2021 年 4 月 1 日启动电力现货市场不间断运行为准自然实验，基于 547 台火电、风电和光伏发电机组的日度高频面板数据，采用非参数与参数化事件研究方法，在泊松伪最大似然（PPML）估计框架下，系统识别了电力现货市场改革对不同类型发电机组运行行为的动态因果效应，并从资源禀赋交互、火电机组调峰行为和火电机组异质性三个层面深入揭示了市场化机制推动能源结构转型的微观传导路径。

本文研究表明，基于边际成本排序的电力现货市场改革显著促进了风电与光伏机组发电量的增长，并对火电机组发电量形成抑制。而在风速更高或光照条件更好的时段，现货市场对新能源发电量的促进效应更为明显，表明市场化出清机制能够在可发时段提升新能源出力释放程度。再者，从发电量、运行状态与启停行为等维度的分析发现，现货市场强化了火电机组的灵活调节功能：火电机组发电强度下降、停机概率上升且启停频次提高，其运行方式由稳定基荷供给逐步转向承担系统调峰与灵活支撑角色。最后，基于装机容量

与机组年龄的异质性分析表明，现货市场改革在火电行业内部引发差异化调整：中型及新建机组受到的负向冲击相对更大；大型机组凭借较低的边际成本维持基荷运行，其发电量与启停频次均未出现显著变化；而小型与老旧机组依托更高的运行灵活性或更低的有效边际成本，更多承担系统调节与调峰功能，表现为启停频次显著上升，但其发电量未出现显著下降。

上述研究结论对于深化全国电力市场化改革、推进能源系统绿色低碳转型具有重要政策启示。第一，完善辅助服务市场与灵活性补偿机制。现货市场推动火电由基荷向调峰转型的同时，频繁启停导致机组运维成本上升，当前辅助服务补偿标准难以覆盖市场化参与下调峰成本的全貌。应尽快建立反映系统灵活性价值的调峰补偿定价机制，对承担深度调峰与快速爬坡的机组给予合理报酬，以维持调节能力供给的可持续性。第二，建立差异化的机组转型支持政策。本文异质性分析表明，中型机组受现货市场冲击最大，而这部分机组在技术参数上具备一定的改造潜力。应通过专项技改补贴和融资政策，推动中型机组实施灵活性改造，提升其调峰参与能力；对大型基荷机组应保障稳定运行空间，防止一刀切的市场竞争挤压低碳高效机组；同时，加快出台针对小机组的有序退出机制，以财政过渡性补偿引导老旧低效机组合理退市，降低市场摩擦成本。第三，健全对新建机组的长期投资保护机制。研究发现新建机组在现货市场短期边际成本竞争中面临更大的财务压力，其资本成本难以在现货价格中得到充分覆盖，可能形成对新增清洁高效电力装机的抑制。应配套构建科学合理的容量补偿机制或差价合约制度安排，保障新机组在合理运行年限内实现投资回收，从而在提升市场运行效率的同时维护电力系统长期供给安全。第四，推进跨省跨区现货市场一体化建设。山西作为典型外送型电网，其现货改革效果在一定程度上受制于省间市场壁垒与输电阻塞约束。全国统一电力市场的加快推进，有助于进一步扩大新能源优先消纳的地理空间，并通过区域互济降低系统灵活性需求，从而增强现货机制对新能源消纳的促进效力。山西电力现货市场的实践经验为全国尤其是资源禀赋相似、转型压力突出的内陆煤炭大省提供了具有参考价值的制度样本，对于加快建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型具有重要的示范意义。

参考文献

- 北京大学国家发展研究院能源安全与国家发展研究中心, 中国人民大学经济学院能源经济系联合课题组, & 王敏. (2018). 关于中国风电和光伏发电补贴缺口和大比例弃电问题的研究. *国际经济评论*, (4), 67-85.
- 冯永晟. (2014). 纵向结构的配置效率与中国电力体制改革. *财贸经济*, (7), 128-137.
- 国家电力调度控制中心. (2023). 电力现货市场实务. 中国电力出版社.
- 国家能源局. (2026). 2025 年可再生能源并网运行情况. 国家能源局.
- 金璐, 刘一然, 王绍钰, & 陈浩. (2024). 电力市场化改革对煤电行业错配的影响——来自南方电网五省的证据. *煤炭经济研究*, 44(2).
- 林伯强. (2005). 中国电力工业发展: 改革进程与配套改革. *管理世界*, (8), 65-79.
- 宋枫, 崔健, & 蒋志高. (2023). 效率提升、租金转移与市场化改革——基于电力行业改革的社会福利分析. *经济学(季刊)*, 23(2), 464-480.
- 宋枫, 兰梓艺, 郭伯威, & 崔健. (2025a). 电价市场化改革与市场势力——基于成本传导率视角的经验证据. *管理世界*, 41(11), 43-68.
- 宋枫, 冯彦博, 黄阳华, & 崔健. (2025b). 协同视角下构建全国统一大市场的事前评估研究——以电力市场为例. *经济研究*, 60(6), 152-169.
- 俞秀梅, & 王敏. (2020). 阶梯电价改革对我国居民电力消费的影响——基于固定电表月度面板数据的研究. *经济学(季刊)*, 19(2), 731-756.
- 郑新业, 张阳阳, & 宋枫. (2022). 中国深化电力体制改革的进展、成效与方向. *经济发展研究*, (1), 62-76.
- Abhyankar, N., Lin, J., Liu, X., & Sifuentes, F. (2020). Economic and environmental benefits of market-based power-system reform in China: A case study of the Southern grid system. *Resources, Conservation and Recycling*, 153, 104558.
- Auffhammer, M., Wang, M., Xie, L., & Xu, J. (2021). Renewable electricity development in China: Policies, performance, and challenges. *Review of Environmental Economics and Policy*, 15(2), 323-339.
- Borenstein, S. (2002). The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster. *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191-211.

- Borenstein, S. (2005). Time-varying retail electricity prices: Theory and practice. In S. Borenstein, J. Bushnell, & F. Wolak (Eds.), *Electricity deregulation: Choices and challenges* (pp. 317-356). University of Chicago Press.
- Borenstein, S., Bushnell, J. B., & Wolak, F. A. (2002). Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review*, 92(5), 1376-1405.
- Borenstein, S., & Holland, S. P. (2005). On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices. *RAND Journal of Economics*, 36(3), 469-493.
- Bushnell, J. B., Mansur, E. T., & Saravia, C. (2008). Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured US electricity markets. *American Economic Review*, 98(1), 237-266.
- Cao, J., Ho, M. S., Ma, R., & Zhang, Y. (2024). Transition from plan to market: Imperfect regulations in the electricity sector of China. *Journal of Comparative Economics*, 52(2), 509-533.
- Chen, H., Cui, J., Song, F., & Jiang, Z. (2022). Evaluating the impacts of reforming and integrating China's electricity sector. *Energy Economics*, 108, 105912.
- Chen, J., & Roth, J. (2024). Logs with zeros? Some problems and solutions. *Quarterly Journal of Economics*, 139(2), 891-936.
- Cicala, S. (2022). Imperfect markets versus imperfect regulation in US electricity generation. *American Economic Review*, 112(2), 409-441.
- Davidson, M. R., & Pérez-Arriaga, I. (2020). Avoiding pitfalls in China's electricity sector reforms. *Energy Journal*, 41(3), 119-142.
- DeCesaro, J., Porter, K., & Milligan, M. (2009). Wind energy and power system operations: A review of wind integration studies to date. *Electricity Journal*, 22(10), 34-43.
- Dobkin, C., Finkelstein, A., Kluender, R., & Notowidigdo, M. J. (2018). The economic consequences of hospital admissions. *American Economic Review*, 108(2), 308-352.
- Fabrizio, K. R., Rose, N. L., & Wolfram, C. D. (2007). Do markets reduce costs? Assessing the impact of regulatory restructuring on US electric generation efficiency. *American Economic Review*, 97(4), 1250-1277.

- Gonzales, L. E., Ito, K., & Reguant, M. (2022). *The dynamic impact of market integration: Evidence from renewable energy expansion in Chile* (NBER Working Paper No. 30016). National Bureau of Economic Research.
- Gowrisankaran, G., Reynolds, S. S., & Samano, M. (2016). Intermittency and the value of renewable energy. *Journal of Political Economy*, 124(4), 1187-1234.
- Hausman, C. (2025). Power flows: Transmission lines, allocative efficiency, and corporate profits. *American Economic Review*, 115(8), 2574-2615.
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38, 218-236.
- Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons.
- Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *Energy Journal*, 29(S2), 9-42.
- Joskow, P. L., & Schmalensee, R. (1986). Incentive regulation for electric utilities. *Yale Journal on Regulation*, 4(1), 1-49.
- King, J., Kirby, B., Milligan, M., & Beuning, S. (2011). *Flexibility reserve reductions from an energy imbalance market with high levels of wind energy in the Western Interconnection* (NREL/TP-5500-52330). National Renewable Energy Laboratory.
- Liu, Y., Jiang, Z., & Guo, B. (2022). Assessing China's provincial electricity spot market pilot operations: Lessons from Guangdong province. *Energy Policy*, 164, 112912.
- Mansur, E. T. (2008). Measuring welfare in restructured electricity markets. *Review of Economics and Statistics*, 90(2), 369-386.
- Mansur, E. T., & White, M. W. (2008). *Market organization and efficiency in electricity markets*. Unpublished manuscript.
- Milligan, M., & Kirby, B. (2008). The impact of balancing area size and ramping requirements on wind integration. *Wind Engineering*, 32(4), 379-398.
- Newbery, D. M. (2000). *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*. MIT Press.
- Newbery, D. M. (2002). Problems of liberalising the electricity industry. *European Economic Review*, 46(4-5), 919-927.
- Newbery, D. M., & Pollitt, M. G. (1997). The restructuring and privatisation of the CEEB: Was it worth it? *Journal of Industrial Economics*, 45(3), 269-303.

Ryan, N. (2021). The competitive effects of transmission infrastructure in the Indian electricity market. *American Economic Journal: Microeconomics*, 13(2), 202-242.

Santos Silva, J. M. C., & Tenreyro, S. (2006). The log of gravity. *Review of Economics and Statistics*, 88(4), 641-658.