

引用格式: 李茹, 胡玉杰, 张辰. 基于成本分析的中国新型电力系统多能协同路径[J]. 资源科学, 2026, 48(4): 768-785. [Li R, Hu Y J, Zhang C. Multi-energy synergetic pathways for China's new power system based on cost analysis and carbon constraints[J]. Resources Science, 2026, 48(4): 768-785.] DOI: 10.18402/resci.2026.04.02

基于成本分析的中国新型电力系统 多能协同路径

李茹^{1,2}, 胡玉杰¹, 张辰³

(1. 成都理工大学商学院, 成都 610059; 2. 成都理工大学数字胡焕庸线研究院, 成都 610059; 3. 中国科学院成都文献情报中心, 成都 610299)

摘要:【目的】中国风、光资源开发潜力巨大,但资源禀赋与负荷中心呈空间错配。本文旨在揭示风、光技术学习效应的区域异质性,提出兼顾经济性与低碳性的跨区域多能协同路径,为构建新型电力系统提供科学支撑。【方法】本文运用学习曲线模型,量化2005—2021年中国六大区域风能与太阳能发电技术投资成本随装机容量的动态演化规律。在此基础上,整合资源、技术与政策多重因素,构建覆盖2022—2060年成本最优的自下而上动态优化模型,探讨不同电气化和碳减排约束下电力系统转型的多能协同路径,并分析其对系统成本和碳排放的影响。【结果】①为实现碳中和,在加速电气化情景下,2060年中国可再生能源装机占比达88.9%,且约63.1%分布在西北、华北及华中地区。届时,可再生能源渗透率将达到85.2%,导致系统成本上涨21.0%。②投资成本将逐步取代燃料成本的主导地位,从增速看,辅助服务成本增速最快,2060年其成本占比将增至24.7%,度电辅助服务成本达0.203元/kWh。③得益于可再生能源规模化发展,中国电力行业最早有望于2029年实现碳达峰,峰值约46.77亿tCO₂,到2060年累计可减排约1189亿tCO₂。【结论】西北、华北及东北地区风光成本下降的先行潜力是支撑系统低成本转型的核心,随着高比例可再生能源并网,系统成本结构将发生逆转,由此引发的辅助服务成本不可忽视。此外,电气化水平与碳减排强度共同决定了碳达峰时间与峰值量,协调负荷增长与碳减排之间的动态平衡,是保障电力系统有序脱碳的先决条件。

关键词:“双碳”目标;可再生能源;新型电力系统;成本下降潜力;辅助服务成本

DOI: 10.18402/resci.2026.04.02

1 引言

应对全球气候变化是国际社会共识。CO₂排放主要来源于化石燃料燃烧,其中电力行业碳排放量占中国碳排放总量的50%左右^[1]。为实现“双碳”目标,中国提出构建清洁低碳安全高效的能源体系,加快构建以风能、太阳能等可再生能源为主体的新型电力系统,形成多元化、清洁化的电力供应体系^[2]。

中国可再生能源资源开发潜力巨大且呈现区

域差异,西南地区水力资源、西北地区太阳能资源、“三北”地区和青藏高原风能资源优势显著。据统计,当前中国水力资源和太阳能资源技术可开发量分别约6.9亿和460亿kW^[3],陆上140 m高度风能资源技术可开发量超100亿kW^[4]。为推进可再生能源大规模开发利用,仅2025年中国清洁能源投资额便高达6280亿美元,占全球清洁能源投资总额的29.1%^[5]。尽管中国可再生能源总装机规模连续多年稳居世界首位,但人均可再生能源发电量全球

收稿日期: 2025-02-11; 修订日期: 2025-09-23

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(72204030); 国家社会科学基金后期资助项目(24FJYB034); 中国科学院成都文献情报中心创新基金项目(E4Z0000102)

作者简介: 李茹,女,四川成都人,博士,教授,研究方向为能源系统绿色低碳转型、技术经济与管理。E-mail: liru@cdu.edu.cn

通讯作者: 张辰,男,湖北武汉人,博士,副研究员,研究方向为复杂能源系统建模、能源经济与气候政策。E-mail: zhangc@clas.ac.cn

2026年4月

排名仍较靠后,可再生能源存在较大发展空间^[6]。大规模开发利用可再生能源资源,不仅需要巨额的前期资本投入,其固有的季节性、随机性等自然特征,也对能源的稳定供应构成挑战^[7]。为平抑这种能源波动性,需配置额外的灵活性设施,这不可避免地推高了整个能源系统的综合成本^[8]。

为实现“双碳”目标并促进可再生能源的消纳利用,本文首先基于学习曲线模型,分析中国六大区域^①风能和太阳能发电技术成本下降潜力。随后,构建了一个成本最小化的自下而上动态优化模型。该模型立足于区域资源禀赋差异,综合考虑了政策目标、碳排放约束、资源投资成本动态演变以及未来电力需求的不确定性,旨在探寻构建新型电力系统的多能协同路径,实现可再生能源的时空优化配置。最后,量化此转型过程对系统成本的冲击与碳减排的贡献。本文旨在回答以下问题:①风能和太阳能发电技术规模化开发对其投资成本下降的推动作用有多大?②在区域资源禀赋差异下,以可再生资源为主体的新型电力系统应呈现何种空间布局与技术组合?其最优技术发展路径如何?③在“双碳”目标约束下,能源结构优化将对电力系统的综合成本和碳排放轨迹产生多大的影响?研究结果可为中国大规模开发利用可再生能源提供理论框架和数据支撑,为电力部门制定能源资源发展战略提供决策依据。

2 文献评述

可再生能源规模化利用受其随机性、间歇性和波动性的制约,对电力系统稳定运行带来了较大冲击。为保障可再生能源并网消纳以及系统的可靠性、安全性,需要不断增加配套的辅助服务设施,进而导致系统成本不断上升。在新型电力系统转型成本的研究中,可再生能源投资成本作为关键要素备受关注。在低可再生能源成本情景下,实现90%的渗透率,系统成本仅增加2.8%;但在高可再生能源成本情景下,系统成本将激增14%^[9]。随着风电、光伏等可再生能源设施的大规模建设,总投资成本呈现上升趋势。如Mauleon等^[10]预测,全球风光投资成本到2030年将较2020年增加2.38万亿元;Li

等^[11]的研究显示,中国电力系统到2060年的转型投资成本将较2025年增加3.37万亿元。

现有研究普遍认为,能源投资成本的下降是推动可再生能源规模化发展的关键驱动力,而成本下降速率的区域差异则进一步决定了其规模化利用的实际进程。学界普遍认同风、光等资源的单位投资成本遵循学习曲线规律,即成本随经验积累(通常表现为累计装机容量的增长)而呈现下降趋势。例如,有研究指出中国陆上风电累计装机容量每翻一番,其投资成本约下降10.4%^[12];太阳能发电技术在其发展初期也展现出显著的规模效应^[13],且其发电成本与区域资源禀赋呈现显著负相关^[14]。针对未来成本,有预测显示欧洲海上风电单位投资成本将从2020年的2636欧元/kW下降至2030年的2090欧元/kW^[15];中国的光伏投资成本将从2020年的8000元/kW降至2040年的4100元/kW,同期风电投资成本也将由7800元/kW降至5500元/kW^[16]。然而,当前多数成本预测模型在处理中国情景时,仍停留在国家宏观层面,未能充分刻画区域层面技术投资成本演变的异质性,但其实这正是影响未来可再生能源时空布局的关键变量。

在可再生能源规模化发展的研究中,学者普遍依托自下而上的能源系统优化模型,围绕“双碳”目标展开多情景模拟,以探寻经济高效的布局路径。①在技术经济性层面,有学者运用EnergyPLAN等模型评估不同可再生能源渗透率下的经济性与可行性^[17,18]。②在长期脱碳路径层面,一些研究利用SWITCH^[19]、RESPO^[20]等模型模拟全国电力系统的脱碳进程,优化可再生能源、储能及碳捕集与封存等技术的时空部署,或采用C³IAM/NET模型在电力需求和技术不确定性下探寻最优技术组合^[21]。③在研究空间维度层面,Chen等^[22]开发了一个高分辨率的跨部门评估模型,用以量化2060年以前中国各省份在不同可再生能源投资水平下的逐年最优能源结构;Victor等^[23]则运用MARKAL能源系统模型,对美国能源部门中长期的可再生能源发展路径进行了预测。④在碳减排潜力层面,有研究运用China TIMES^[24]和LEAP^[25]等模型,分析宏观碳排放

① 区域划分依据中华人民共和国生态环境部发布的《中国电网基准线排放因子》。该文件将全国电网边界(因数据缺失,不含西藏及港澳台地区)统一划分为东北、华北、华东、华中、西北和南方六大区域,本文研究空间范畴及数据口径均遵循此划分标准。

轨迹与达峰路径。

综上所述,既有研究多侧重全国层面风光发电投资成本的学习效应,未能充分刻画其在区域层面的异质性演化特征。同时,缺乏对区域电力传输成本差异及可再生能源并网引发的辅助服务成本的考量,易导致对系统总成本的评估出现偏差。针对上述不足,本文立足区域资源禀赋差异,重点关注中国六大区域风能与太阳能发电技术投资成本下降潜力,深度整合区域电力传输、技术投资及辅助服务成本,构建成本最优的自下而上动态优化模型,旨在探索大规模可再生能源开发下,新型电力系统的多能协同路径及系统成本演变。主要贡献在于:①基于学习曲线模型揭示了六大区域风能与太阳能发电技术的异质性学习率,克服了以往研究采用全国均值化成本下降参数设定的局限,提升了系统成本模拟的真实度;②将区域电力传输成本差异、技术投资与辅助服务成本的动态演化嵌入优化模型,揭示了新型电力系统建设过程中的成本构成演变趋势;③聚焦六大区域间的资源互补与协同优化,量化了不同电-碳约束下各区域能源转型的成本冲击与减排贡献,为制定差异化的国家能源资源发展战略提供了决策依据。

3 模型构建

本文以中国六大电网区域能源电力系统为研究对象,假定区域间通过特高压网络实现资源互济。研究涵盖煤炭、天然气、风能、太阳能、核能、水能、生物质能发电的7类能源发电技术,并根据功率和炉压等参数,对煤电机组进一步细分为12种发电技术。本文总体框架如图1所示。首先,在厘清新电力系统特征的基础上,明确辅助服务成本、燃料价格、投资成本等关键技术经济参数,并结合区域资源禀赋,评估风能与太阳能发电技术投资成本演变趋势;其次,考虑电力需求与减排政策两大关键不确定性因素,设置6种不同的“电气化-碳减排”组合情景;然后,从“环境-技术-成本-政策”一体化的复合视角,构建成本最小的自下而上动态优化模型。模型规划期为2022—2060年,在区域资源容量、发电结构和碳排放总量等多重约束下,模拟可再生能源规模化发展下的多能协同路径,并优化资源的时空配置方案;最后,系统揭示可再生能源发

展对构建新型电力系统的成本冲击和碳减排成效,并提出推动新型电力系统建设的政策建议。

3.1 学习曲线模型

考虑到煤电、水电、核电等成熟技术已进入产业稳定期,成本下降的边际效应已递减;而风能和太阳能资源开发潜力巨大,且仍处于技术快速迭代与规模化扩张时期,成本受“干中学”效应驱动具备持续的下降潜力,对未来能源转型路径与系统成本具有显著影响;因此,本文仅针对风能和太阳能,构建公式(1)所示的学习曲线模型^[26],定量刻画中国六大区域风能和太阳能发电技术单位投资成本随累计装机容量的动态演变规律,揭示各区域技术投资成本下降潜力的空间异质性。进而,将学习弹性系数代入公式(2),计算发电技术投资成本下降率,实现技术进步效应对长期能源转型路径的反馈。

$$Y(t) = \alpha \times X(t)^{-\theta} \times e^{\mu(t)} \quad (1)$$

$$LR = 1 - 2^{-\theta} \quad (2)$$

式中: t 为年份; $Y(t)$ 为单位机组投资成本; $X(t)$ 为累计装机容量; α 为初始单位机组投资成本; θ 为学习弹性系数; $e^{\mu(t)}$ 为随机干扰因素; LR 为技术投资成本下降率。

3.2 线性规划模型

3.2.1 目标函数

模型目标函数为规划期内总成本最小化,包括投资成本、运维成本、燃料成本、环境成本、传输成本和辅助服务成本。

$$\min TC = \sum_{i=1}^N \sum_{t=T_0}^{T_1} \sum_r (1+\varphi)^{-t} \cdot (IC_{i,t,r} + OM_{i,t,r} + FC_{i,t,r} + EC_{i,t,r} + TRC_{i,t,r} + AS_{i,t,r}) \quad (3)$$

$$t = T_0, \dots, T_1; r = 1, 2, \dots, 6; i = 1, 2, \dots, N$$

式中: TC 为规划期总成本; $IC_{i,t,r}$ 为 t 年 r 区域发电技术 i 的投资成本; $OM_{i,t,r}$ 为运维成本; $FC_{i,t,r}$ 为燃料成本; $EC_{i,t,r}$ 为环境成本; $TRC_{i,t,r}$ 为电力传输成本; $AS_{i,t,r}$ 为辅助服务成本; φ 为贴现率。成本计算方法如下:

(1)投资成本。投资成本是发电设施建设重要成本之一,主要包括机组建造安装、设备购置及其他相关费用,这与其单位造价及装机容量密切相关。公式如下:

$$IC_{i,t,r} = ic_{i,t,r} \times LR_i \times New_{i,t,r} \times \frac{\varphi \times (1+\varphi)^{Len_i}}{(1+\varphi)^{Len_i} - 1} \quad (4)$$

式中: $ic_{i,t,r}$ 为 t 年 r 区域每kW新建(或改进)技术 i 的

2026年4月

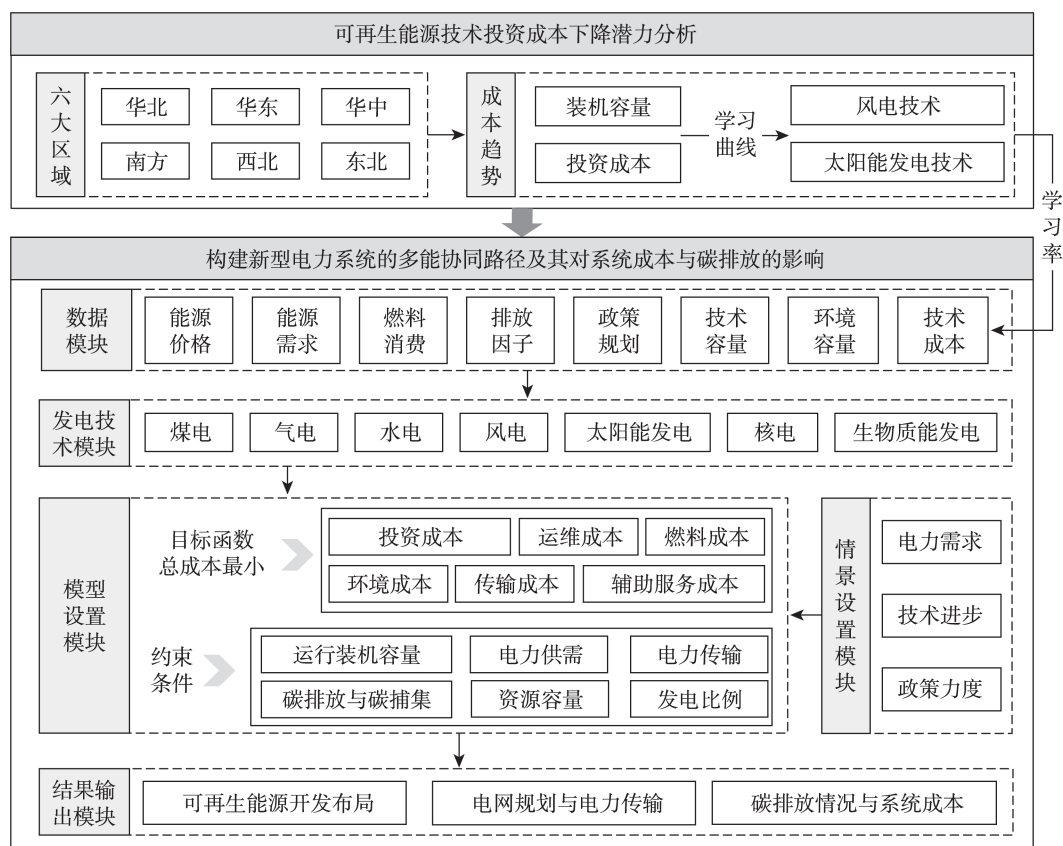


图1 研究框架

Figure 1 Research framework

投资成本; $New_{i,t,r}$ 为新建或改进装机容量; Len_i 为技术 i 的技术寿命^②; 值得注意的是, 风电和太阳能技术投资成本下降率 LR 由公式(2)计算得出。

(2) 运维成本。发电机组需要进行日常维护、定期保养、故障维修等, 因此会产生一定的运维成本, 其直接关联机组的实际发电行为, 通常用单位发电量产生的成本表征发电行为对设备损耗的边际影响。公式如下:

$$OM_{i,t,r} = \lambda_{i,t} \times AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \quad (5)$$

式中: $\lambda_{i,t}$ 为每发 1 kWh 电力的运维成本; $AT_{i,t,r}$ 为实际运行装机容量; $h_{i,t,r}$ 为技术利用小时数。

(3) 燃料成本。火电机组通过燃烧煤炭、天然气等燃料发电, 其燃料成本取决于其发电量 ($AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r}$)、燃料消费率 $\beta_{i,t,r}$ 以及燃料价格 $ep_{i,t,r}$ 。公式如下:

$$FC_{i,t,r} = AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \times \beta_{i,t,r} \times ep_{i,t,r} \quad (6)$$

(4) 环境成本。环境成本是通过货币化手段将火电生产中的大气污染物与温室气体排放的外部性损害内部化, 与排放量和单位排放成本有关。公式如下:

$$EC_{i,t,r} = \sum_k AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \times \beta_{i,t,r} \times ef_k \times (1 - \omega_i) \times pr_{k,r} \quad (7)$$

式中: ef_k 为排放因子, 排放物 k 包括 CO_2 、 SO_2 和 NO_x ; ω_i 为技术的碳捕集率; $pr_{k,r}$ 为单位排放成本, 如 SO_2 、 NO_x 的环境税和碳价。

(5) 传输成本。区域间电力传输成本是指将电力从发电侧区域 r 输送到用户侧区域 r' 过程中产生的各种费用, 包括电网建设、运行、维护、损耗等成本, 其与输电量密切相关, 通常用单位输电量产生的成本简化表征输电行为产生的经济投入。公式如下:

$$TRC_{i,t,r} = \sum_{r' \neq r} tp_{i,t,r,r'} \times luc_{i,t,r'} \quad (8)$$

② 技术寿命指发电设备在物理上能正常运行的最高年限, 据 IEA 数据, 风电和太阳能机组的寿命通常为 25 年, 气电为 30 年, 煤电和生物质发电为 40 年, 核电为 60 年, 水电为 80 年。

式中： $tp_{i,t,r,r'}$ 为区域 r 外送至区域 r' 的输电量； $luc_{i,t,r,r'}$ 为单位输电量的线路使用成本。

(6)辅助服务成本。为保障高比例可再生能源并网下系统的稳定性,需配置灵活性资源提供调频、备用、平衡等辅助服务。本文参考文献[11],将电化学储能等辅助服务设施整合为统一调节主体,将辅助服务成本简化为可再生能源每发1 kWh电力产生的辅助服务费用 $\zeta_{i,t,r}$ 与总发电量($AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r}$)之间的关系,以探究其为维护新型电力系统稳定所产生的成本。公式如下:

$$AS_{i,t,r} = \zeta_{i,t,r} \times AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \quad (9)$$

3.2.2 约束条件

为符合实际发电要求,模型的约束条件如下:

(1)总装机容量约束。受人力、物力及装备生产能力等因素制约,各区域的相关发电技术装机容量存在上下限。公式如下:

$$S_{i,t,r}^L \leq S_{i,t,r} \leq S_{i,t,r}^U \quad (10)$$

式中： $S_{i,t,r}$ 为技术库存量； $S_{i,t,r}^L$ 为技术容量下限； $S_{i,t,r}^U$ 为技术容量上限。

(2)运行装机容量约束。各区域发电技术每年实际运行的装机容量不超过该技术当年的库存量。公式如下:

$$AT_{i,t,r} \leq S_{i,t,r} \quad (11)$$

$$S_{i,t,r} = S_{i,t-1,r} \times \left(1 - \frac{1}{Len_i}\right) + New_{i,t,r} - Y_{i,t,r} \quad (12)$$

式中： $Y_{i,t,r}$ 为技术淘汰量。

(3)电力供需平衡约束。各区域年度总发电量与净输入电量之和应不低于该区域当年的电力需求量,如公式(13)所示。此外,各技术的年发电量不得超过其库存量与利用小时数的乘积,如公式(14)所示。

$$\sum_i \left[Z_{i,t,r} + \sum_{r' \neq r} tp_{i,t,r',r} \times (1 - \tau_r) - \sum_{r'' \neq r} tp_{i,t,r,r''} \right] \geq D_{i,t,r} \quad (13)$$

$$Z_{i,t,r} \leq S_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \quad (14)$$

式中： $Z_{i,t,r}$ 为总发电量； $tp_{i,t,r',r}$ 为区域 r 的输入电量； τ_r 为输电线路损； $tp_{i,t,r,r''}$ 为区域 r 的输出电量； $D_{i,t,r}$ 为电力需求量。

(4)发电比例约束。根据国家对部分能源发电技术的规划目标及技术本身的发展趋势,设置发电比例约束。公式如下:

$$\sigma_{i,t,r}^{\min} \leq \frac{AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r}}{\sum_i AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r}} \leq \sigma_{i,t,r}^{\max} \quad (15)$$

式中： $\sigma_{i,t,r}^{\min}$ 为发电量占比下限； $\sigma_{i,t,r}^{\max}$ 为发电量占比上限。

(5)电力传输约束。中国资源禀赋与需求负荷呈逆向分布,大规模开发利用可再生能源,必然要求通过跨区电力传输实现更大范围的源荷匹配与资源互济。因此,本文设定区域每年调入的电量占该区域当年用电量的比例不低于基准年比例,且优先调度具有显著成本优势的远端可再生能源,确保区域间资源共享的通道始终畅通。公式如下:

$$\frac{\sum_{r' \neq r} \sum_i tp_{i,t,r',r}}{D_{i,t,r}} \geq \psi_r \quad (16)$$

式中： ψ_r 为基准年调入电量占该区域用电量的比例。

(6)CO₂捕集约束。为了完成《巴黎协定》设定的目标,需要在电力行业安装大量碳捕集与封存(CCS)技术,且CCS技术在规划期内的累计捕集量不得低于于捕集目标,即:

$$\sum_t \sum_i \sum_r AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \times \beta_{i,t,r} \times ef_{CO_2} \times \omega_i \geq CAP \quad (17)$$

式中： CAP 为CO₂的捕集目标。

(7)碳排放总量约束。为实现“双碳”目标,中国电力系统在规划期内需满足碳排放总量限制,系统累计净碳排放总量应严格控制在预设的排放限额之内。公式如下:

$$\sum_t \sum_i \sum_r AT_{i,t,r} \times h_{i,t,r} \times \beta_{i,t,r} \times ef_{CO_2} \times (1 - \omega_i) \leq TCE \quad (18)$$

式中： TCE 为规划期内碳排放总量上限。

本文构建的线性规划模型采用GAMS 25.1.3平台调用CPLEX求解器,针对模型中35361个连续型决策变量与29483个线性约束方程组成的大规模稀疏矩阵,基于对偶单纯形法进行优化计算。由于目标函数与约束均为线性,可行域为凸集,根据线性规划基本定理,CPLEX通过在可行域的顶点进行系统性搜索,以确保所求得解为全局最优解。

4 数据来源与情景设置

4.1 数据来源

本文根据中国电力企业联合会2005—2021年发布的《电力工业统计资料汇编》数据,计算了2005

—2021年中国六大区域在风能和太阳能资源开发方面的单位投资成本与累计开发规模的演变关系(图2)。受数据的可得性限制,风能与太阳能资源开发学习曲线的研究时域分别为2005—2021年和2010—2021年。结果显示,随着风能与太阳能资源开发利用的规模化推进与技术成熟,单位投资成本呈现显著的下降趋势,除华北和东北区域外,其余区域太阳能技术学习率普遍高于风能。西北地区

凭借其优越的资源禀赋和产业集聚效应,在风、光两种资源的开发上均展现出最快的成本下降速度和技术进步潜力。从全国层面看,风能和太阳能发电技术的综合学习率分别为13%和28%,该结果与现有文献[27-30]预测的风电学习率在13%~22%之间、太阳能学习率在22%~42%之间相吻合,研究结果具有合理性。

电力需求受多方面因素影响,本文根据《电力

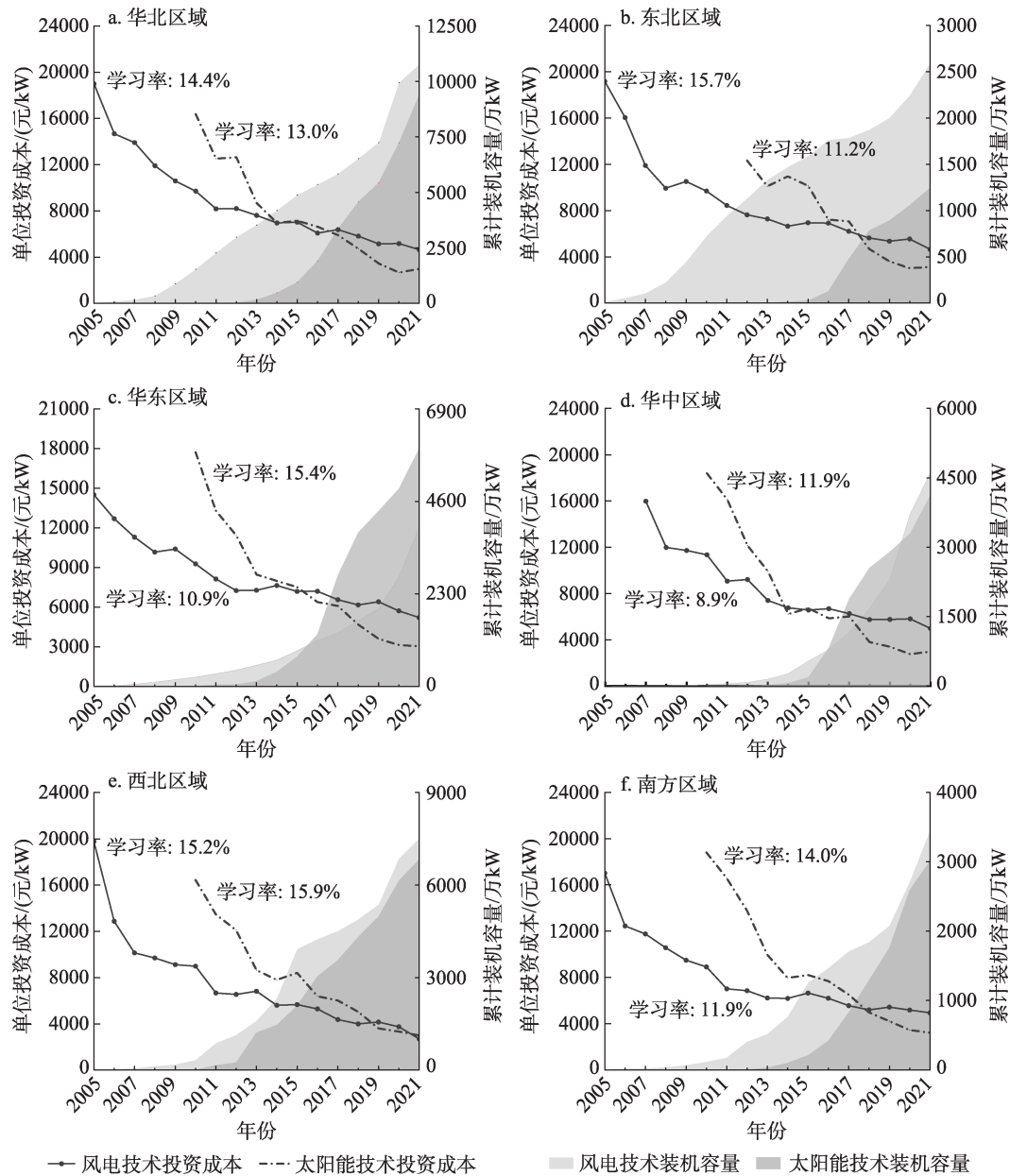


图2 2005—2021年风电与2010—2021年太阳能技术的单位投资成本(2010年不变价)与累计装机容量

Figure 2 Unit investment costs (at constant 2010 prices) and cumulative installed capacity of wind power (2005-2021) and solar power (2010-2021) technologies

工业统计资料汇编2021》^[31]统计了六大区域基准年的用电量,并参考已有研究的预测结果,设置了未来六大区域常规电气化用电需求和加速电气化用电需求两种情景(表1)。

本文设定各区域风能与太阳能资源开发的初始单位投资成本如表2。该成本涵盖了项目前期设

备购置、建安工程及其他相关费用。风能和太阳能资源固有的随机性、波动性与间歇性特征,决定了其大规模开发利用必须配备相应的系统灵活性服务设施(如调频、备用等),以保障能源供应的稳定性。由此产生的辅助服务成本见表3。发电技术利用小时数及其他关键参数见表4。

表1 六大区域用电需求(亿kWh)

Table 1 Electricity demand of six regions (10⁸ kWh)

地区	2030年		2040年		2050年		2060年	
	常规	加速	常规	加速	常规	加速	常规	加速
华北	29346	36423	33887	42060	38259	47486	39826	49431
东北	9312	11558	12325	15297	13647	16938	14206	17632
华东	27151	33699	32081	39818	34322	42599	35728	44344
华中	21560	26759	24948	30964	26455	32835	27537	34178
西北	12618	15661	15294	18983	17331	21510	18041	22392
南方	18813	23350	22665	28131	24786	30764	25801	32023

注:数据引自文献[32-35],假设2060年各区域用电量占全国总用电量的比例与2050年保持一致。

表2 风电和太阳能技术的初始投资成本(元/kW)

Table 2 Initial investment costs for wind and solar power technologies (yuan/kW)

技术类型	华北区域	东北区域	华东区域	华中区域	西北区域	南方区域
风电技术	5426	5233	6497	6224	4069	6561
太阳能技术	3938	4163	3557	3690	4195	4179

注:数据引自文献[31]。

表3 不同可再生能源渗透率下的风电和太阳能技术辅助服务成本

Table 3 Ancillary service costs of wind and solar power technologies under different penetration rates

技术类型	渗透率/%					
	10	20	30	40	50	75
风电技术辅助服务成本/(元/kWh)	0.09	0.17	0.23	0.27	0.29	0.35
太阳能发电技术辅助服务成本/(元/kWh)	0.03	0.06	0.08	0.09	0.10	0.35

注:数据引自文献[11]。

4.2 情景设置

为分析“双碳”目标下,中国构建新型电力系统的可再生能源协同配置方案和对电力供应成本的冲击,本文围绕电力需求与减排政策两大关键不确定性因素,设置了6种“电气化-碳减排”组合情景(表5)。在减排政策维度,设置零碳、低碳和无碳排放限制3种情景。零碳发展情景要求电力系统在2030年前后实现碳达峰,至2060年非化石能源发电装机将占比达90%左右,发电量占比超过85%,基本实现电力生产过程的净零排放。低碳发展情景则对应更为宽松的

减排路径,要求在2035年前后实现碳达峰,至2060年非化石能源发电装机与发电量占比分别达85%和80%以上。本文假定不同情景下,各区域碳排放总量及电力需求存在差异,但各类能源资源发电技术及其他关键参数设定保持一致。后文情景分析主要以5年为间隔(起自2025年),以匹配各五年计划;部分分析受篇幅所限,以10年为间隔(起自2030年)。

5 结果与分析

5.1 新型电力系统的多能协同技术发展路径

随着投资成本下降、可再生能源开发利用的技

2026年4月

表4 发电技术利用小时数及其他关键参数

Table 4 Utilization hours of power generation technologies and other key parameters

参数	发电技术	华北	东北	华东	华中	西北	南方
利用小时数/h	传统低于300 MW级小火电技术	4189	3538	3974	3640	3868	3310
	低于300 MW级亚临界技术	4189	3538	3974	3640	3868	3310
	300 MW级亚临界技术	4358	3681	4136	3787	4025	3444
	600 MW级亚临界技术	4639	3917	4401	4030	4283	3665
	低于300 MW级超临界技术	4189	3538	3974	3639	3868	3310
	300 MW级超临界技术	4359	3681	4136	3787	4025	3444
	600 MW级超临界技术	4639	3918	4401	4030	4283	3666
	300 MW级超超临界技术	4359	3681	4136	3787	4025	3444
	600 MW级超超临界技术	4639	3918	4401	4030	4283	3666
	1000 MW级超超临界技术	5145	4345	4881	4470	4750	4065
	新建的1000 MW级超超临界技术	5145	4345	4881	4470	4750	4065
	1000 MW级超超临界技术改进后	5145	4345	4881	4470	4750	4065
	1000 MW超超临界技术+CCS技术	5145	4345	4881	4470	4750	4065
	循环流化床发电技术	7133	6024	6767	6197	6586	5636
	整体煤气化联合循环技术	6864	5796	6512	5963	6337	5424
	整体煤气化联合循环技术+CCS技术	6864	5796	6512	5963	6337	5424
	天然气发电技术	4752	4013	4508	4128	4387	3755
	水电技术	1195	1808	1315	3458	4289	2491
	风电技术	2100	1844	2330	2144	1986	2083
	太阳能发电技术	1213	1239	1139	1080	1414	1147
核能发电技术	7864	7083	7772	—	—	7576	
生物质能发电技术	4414	3364	5679	5185	3782	4602	
资源潜力/亿kW	水电技术			6.87			
	风电技术			100			
	太阳能发电技术			460			
	核能发电技术			2.5			
输电线损/%	—	4.36	4.97	4.09	6.04	8.8	4.4
燃煤价格/(元/tce)	—	622	664	789	851	577	778
天然气价格/(元/m ³)	—	3.2	3.5	3.5	2.7	2.2	3.5
SO ₂ 和NO _x 排放成本/(元/kg)	—	7.33	1.26	3.17	3.19	1.26	2.36
碳价/(元/t)	—			345			
SO ₂ 排放因子/(kg/tce)	—			0.66			
NO _x 排放因子/(kg/tce)	—			0.62			
火电CO ₂ 排放因子/(t/tce)	—			2.77			

注:各发电技术的利用小时数及输电线损率为各区域所含省份的平均值,数据引自文献[31,36];各区域的水电、风电、太阳能和核能可开发潜力数据源自文献[3,4,37];各地区燃煤和天然气价格来自中国煤炭市场网(<https://www.cctd.com.cn/>)、CEIC数据库(<https://www.ceicdata.com.cn/zh-hans/products>)、Li等^[11]及作者整理;SO₂和NO_x排放成本为大气污染物适用税额,为各区域内所含省份的平均值,数据来自《中华人民共和国环境保护税法》(https://www.mee.gov.cn/ywggz/fgbz/fl/201811/t20181114_673632.shtml);碳价引自文献[38];SO₂和NO_x排放因子引自文献[39];火电CO₂排放因子引自文献[40]。

表5 构建新型电力系统的主要情景

Table 5 Key scenarios for constructing the new power system

情景	电力需求		累计碳排放总量目标		
	常规电气化	加速电气化	零碳	低碳	无碳排放限制
S1	√		√		
S2		√	√		
S3	√			√	
S4		√		√	
S5	√				√
S6		√			√

术经济性不断提升,未来中国电源结构将发生深刻改变(图3)。从全国层面看,气候政策的强度是决定能源结构转型速度的关键。无碳排放限制情景下(图3e、3f),转型进程缓慢,火电装机容量仍占据重要地位;而随着碳减排约束的收紧,可再生能源技术部署加速、化石能源快速退出,可再生能源装机容量占据主导地位。总体而言,在S1-S4情景下,新型电力系统演进路径呈明显的阶段性特征:2030年前,系统处于以煤电存量优化为主的控碳期;2030—2050年,随着风电与太阳能装机规模的爆发

式增长,系统进入可再生能源深度替代期;2050—2060年,通过多种低碳能源的协同发展,最终实现近零碳电力结构。

特别地,在S2情景下,火电装机容量占比从2025年的52.0%持续下降至2060年的6.9%,非化石能源装机占比从2025年的48.0%持续增长至2060年的93.1%,届时风、光资源的合计开发规模将比常规电气化S1情景高出21.3%。为推动电力行业深度脱碳,CCS技术有望从2030年开始大规模商业化应用,至2060年约3.22亿kW火电机组将通过与

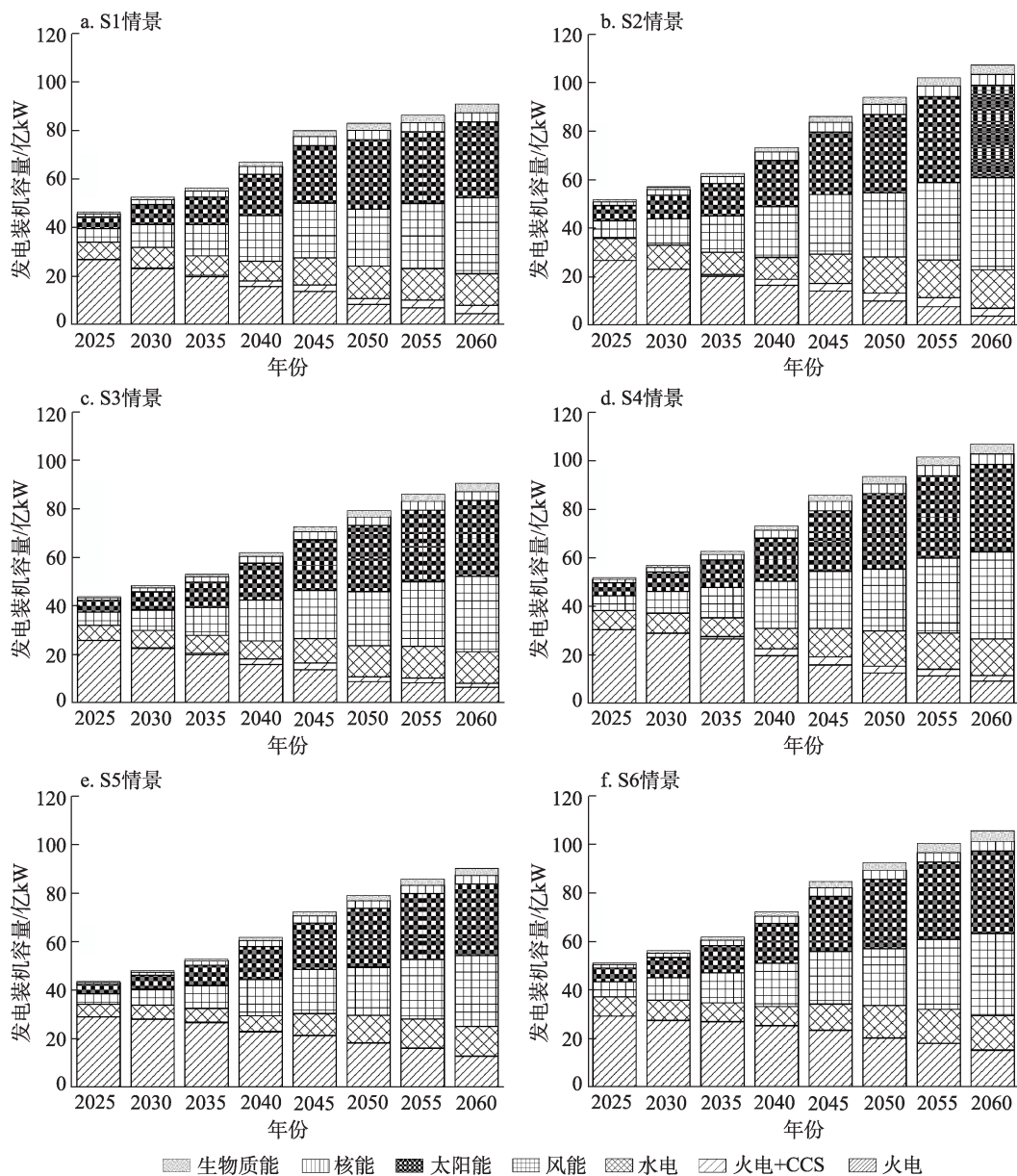


图3 2025—2060年不同情景下电力系统装机结构

Figure 3 Installed capacity structure of power system under different scenarios, 2025-2060

2026年4月

CCS技术耦合,转变为低碳的灵活性与支撑性电源。由此可见,随着电气化的加速发展,总装机规模更大、火电退出更快、风光资源占比显著提升,特别是在低碳和零碳目标下,清洁能源同步加速部署,推动能源系统更快向高比例可再生能源转型。

分区域看,在S2情景下,中国六大区域未来电源结构将呈现出基于资源禀赋的空间分化格局(图4)。依托卓越的资源优势,未来华北和西北地区风能和太阳能资源的开发程度进一步加大,成为拉动能源结构转型的核心增长极。与此同时,华中和南方地区将继续发挥其水力资源的传统优势,东北地区以风电为主,华东地区则侧重于太阳能技术的发展,且华东与南方地区将深化其在核能技术方面的布局。这种空间格局也受到地理条件的约束,例如华中与西北地区因特定原因始终未被规划为核能发展区。到2060年,华北、华中和西北地区的可再生能源发电装机容量将超过全国总量的50%。其

中,华北地区的能源开发规模将尤为庞大,达到25.9亿kW,且约43.4%来自太阳能,这直接反映了该区域巨大的光照资源。整体而言,为实现“双碳”目标和能源可持续发展,中国可通过因地制宜、发挥各区域资源比较优势的差异化发展,逐步构建“传统化石能源有序退出、可再生能源主导、多元化清洁能源协同互补”的新型电力系统。

5.2 新型电力系统发电结构及跨区域电力传输方案

从电力构成来看,随着新型电力系统的构建,6种情景下可再生能源发电占比在实现碳达峰后迅速增加。到2060年,全国非化石能源发电占比介于76.6%~95.8%之间(图5)。随着碳减排限制逐级加严,呈现“火电发电量递减、非化石能源发电占比不断提升、电力系统碳排放逐渐趋零”的递进趋势。特别地,在S2情景下,全国发电结构持续调整,火电发电量占比由2025年的47.3%逐渐降低到2060年的4.2%;与此同时,风、光、水、生物质4种可再生能

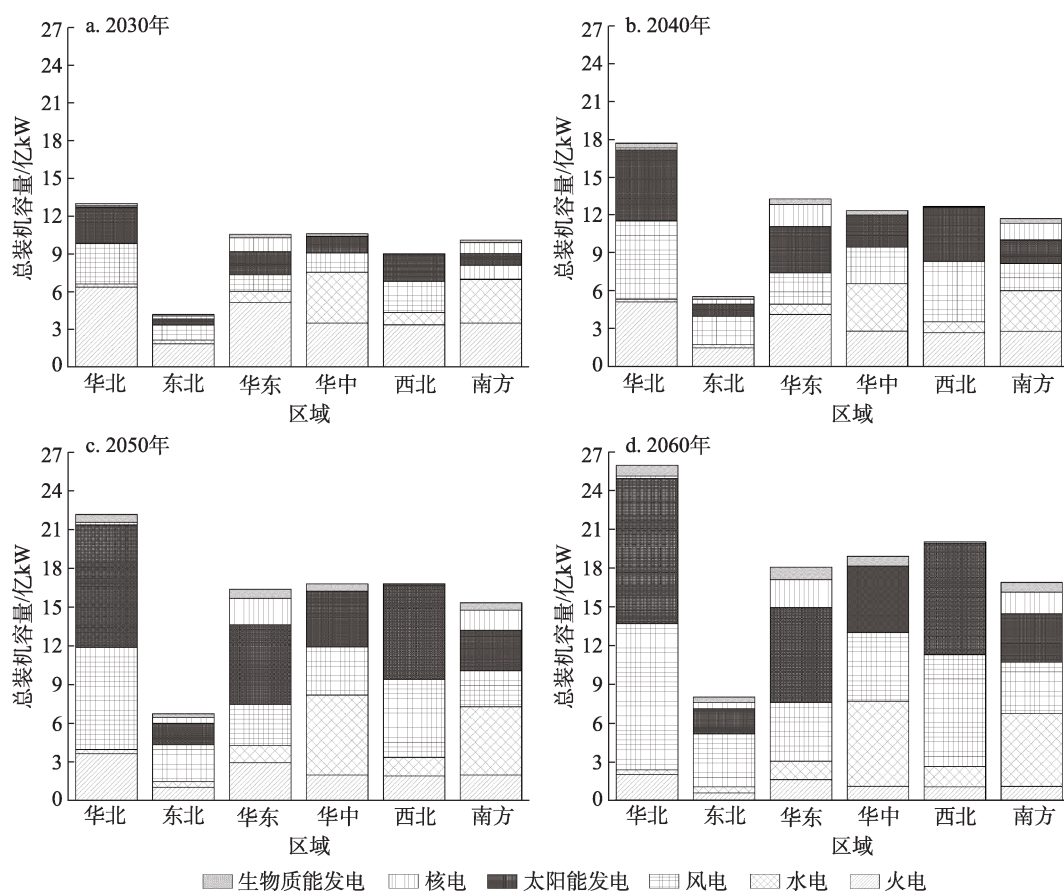


图4 2030—2060年S2情景下中国六大区域发电技术路径

Figure 4 Power generation technology pathways of six regions in China under scenario S2, 2030-2060

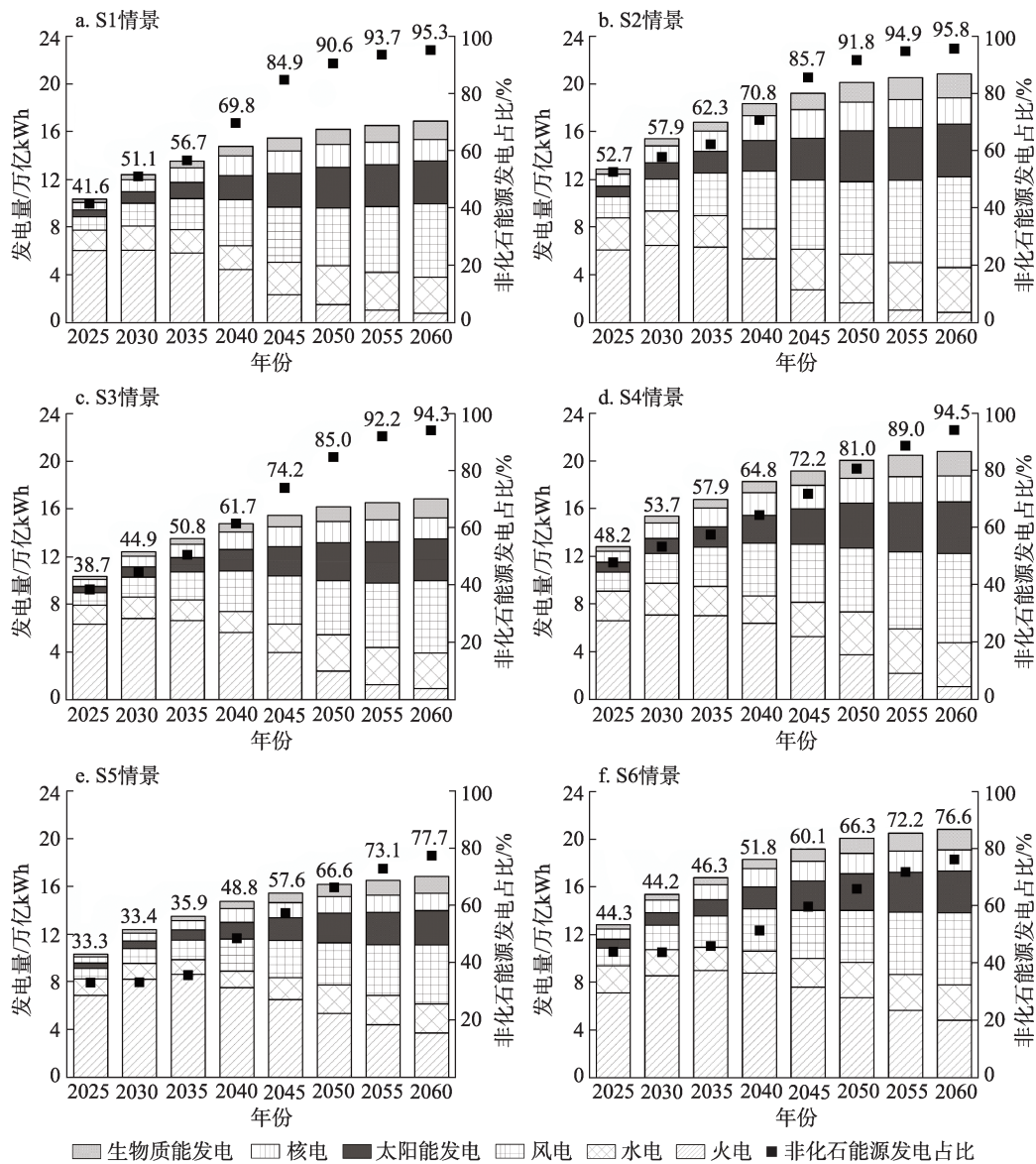


图5 2025—2060年不同情景下的发电量构成

Figure 5 Power generation composition under different scenarios, 2025-2060

源发电量占比,则从44.8%跃升至85.2%。到2060年,风能和太阳能将取代煤炭,成为中国电力供应体系的绝对主体,二者合计贡献全国近58%的发电量,比常规电气化S1情景高出23.6%。可见,加速的电气化进程将推动能源体系更快地完成这场以可再生能源驱动的深度脱碳革命。

跨区域能源资源调配是解决中国能源资源禀赋与用电负荷逆向分布问题的关键。随着可再生能源的优化布局,未来跨区域电力传输将以可再生能源为主导,且资源流动规模将显著增长。在S2情景下,2060年区域间电力调度情况如表6所示。西北

地区将凭借其资源优势,成为最主要的清洁电力输出基地;而华东地区则作为主要的电力输入区,其输入电力将占自身总需求的21.0%,体现了区域间高度的能源依存关系。总体来看,华东、南方和华中地区为电力净输入区域,西北、东北和华北地区为电力净输出区域,与中国长期以来坚持的“西电东送”“北电南送”等资源空间优化战略高度吻合。

5.3 可再生能源规模化发展对新型电力系统成本的冲击

伴随着以风、光为代表的可再生资源开发规模的扩张与全社会电力需求的增长,构建新型电力系

2026年4月

表6 2060年S2情景下区域间电力传输情况(万亿kWh)

Table 6 Inter-regional electricity transmission under scenario S2, 2060 (10¹² kWh)

区域	调入区域					
	华北区域	东北区域	华东区域	华中区域	西北区域	南方区域
调出区域						
华北区域	—	—	0.27 (0.25)	—	—	0.30 (0.28)
东北区域	0.56 (0.49)	—	0.23 (0.20)	0.21 (0.18)	—	—
华东区域	—	—	—	—	—	—
华中区域	—	—	0.23 (0.18)	—	0.24 (0.19)	0.12 (0.09)
西北区域	0.46 (0.44)	—	0.20 (0.18)	0.21 (0.20)	—	0.09 (0.08)
南方区域	—	—	—	0.13 (0.12)	—	—

注:括号内为非化石能源电力调度量。

统需要付出高昂的成本。如图6所示,在所有情景下,电力系统的总成本均呈持续上涨态势,到2060年将突破11万亿元大关。S2情景下,为实现碳中和目标,系统总成本在2030年将突破10万亿元;至2060年,系统总成本比无碳排放约束的S6情景高出21.0%。在常规电气化发展下,S1情景的可再生能源渗透率从2030年的43.0%提升至2060年的84.7%,其导致的系统成本比无碳排放约束的S5情景高出20.2%~26.1%。在加速电气化发展S2情景下,当中国可再生能源渗透率达到更高水平时(2060年为85.2%),与无碳排放约束的S6情景相比,其成本增幅反而更低(9.9%~21.0%)。由此可见,加速电气化发展通过提前规模化部署可再生能源,能够更快地催熟产业链、加速技术学习并摊薄单位投资,从而更有效地平抑因高比例资源替代而产生的系统性成本。换言之,在能源转型中,“先发”具有显著的长

期成本优势。

为进一步分析可再生能源规模化发展对系统各项成本的影响,本文剖析了新型电力系统的成本结构演变(图7)。结果表明,随着电力系统退煤脱碳进程持续推进和可再生能源的大力发展,其成本结构也发生了转变。在S2情景下,资源开发的投资成本成为最主要的构成部分,其占系统总成本的比重从2025年的19.5%增至2060年的30.0%。尽管风、光伏发电技术的单位投资成本持续下降,但由于其建设规模不断增长,导致总体投资成本保持稳定增长趋势。同时,为应对可再生能源固有的波动性、实现时空上的供需平衡,系统辅助服务成本成为所有成本中增速最快的一项,从2030年的0.98万亿元增至2060年的4.25万亿元,占总成本的比重也从9.4%增至24.7%。当2060年可再生能源渗透率达到85.2%时,其平均度电辅助服务成本达到0.203元/kWh。

5.4 可再生能源规模化发展对碳排放的影响

以可再生能源替代化石能源,是控制能源活动碳排放的根本途径。本文研究显示,即便未来40年中国电力需求将保持增长,但通过科学有序地发展火电先进产能、并大力推进可再生能源的规模化开发与结构优化,依然能够有效控制碳排放总量。然而,由于用电需求与气候政策约束的差异,电力行业的碳达峰路径也有一定的区别(图8a)。中国电力行业最早有望于2029年达峰,峰值约46.77亿tCO₂;最晚于2038年达峰,峰值约69.81亿tCO₂。总体而言,同一碳排放总量限制下,未来用电需求越高,碳达峰时间越晚,峰值也越高;而在相同的电力需求下,碳排放总量限额越低,达峰时间越早,达峰峰值越低。从碳减排潜力来看,在用电侧持续电气化

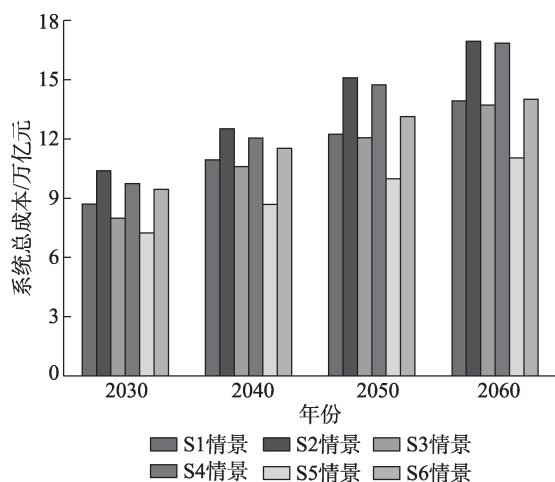


图6 2030—2060年不同情景下电力系统总成本变化情况

Figure 6 Variation in total cost of power system under different scenarios, 2030-2060

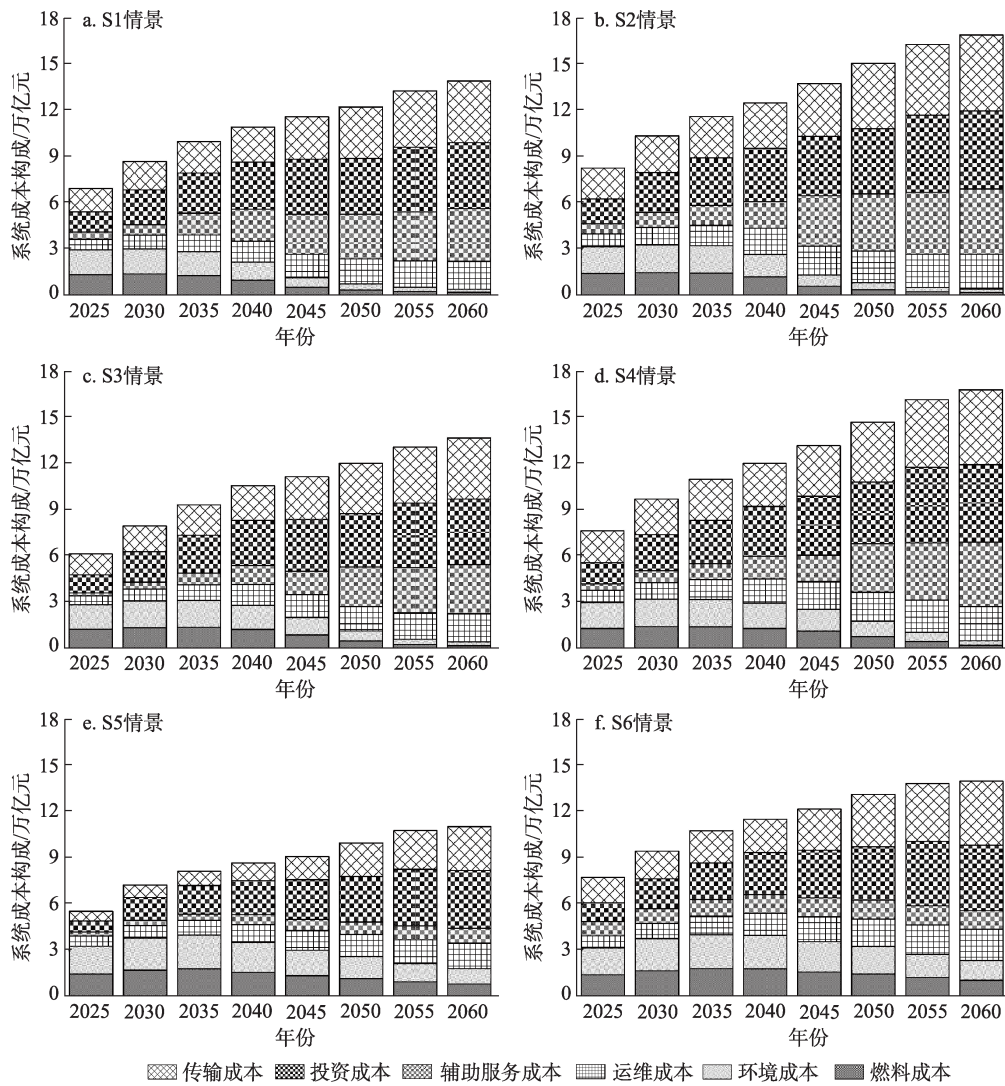


图7 2025—2060年不同情景下电力系统的成本构成

Figure 7 Cost components of power system under different scenarios, 2025-2060

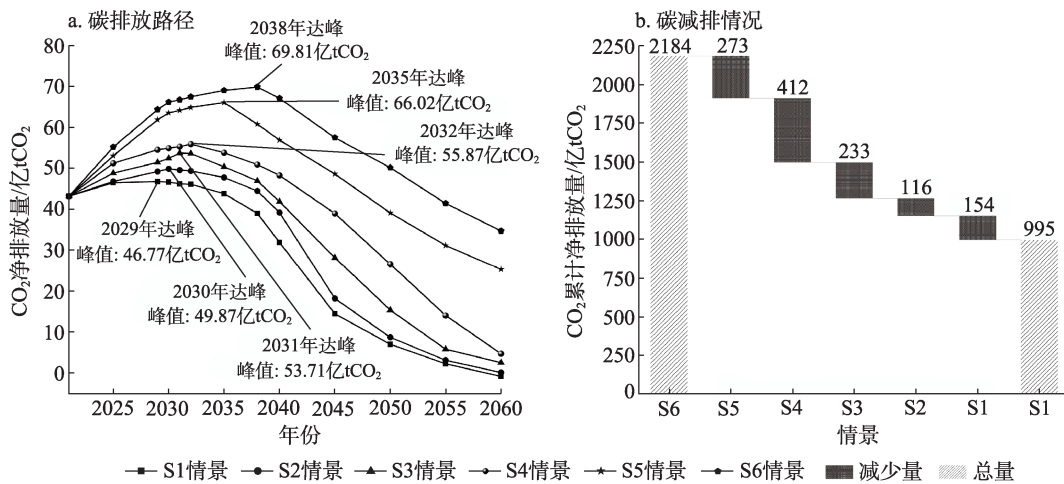


图8 2022—2060年不同情景下电力系统碳排放路径及碳减排总量

Figure 8 CO₂ emission pathways and total CO₂ emission reduction of power system under different scenarios, 2022-2060

2026年4月

条件下,由于可再生能源大规模发展,S1情景相较于S6情景可实现高达1189亿tCO₂的累计减排(图8b);在零碳发展目标下,加速电气化S2情景推动CCS技术捕集约107亿tCO₂,比常规电气化S1情景高出约11亿tCO₂,主要在于能源结构清洁化的进程更快、对负碳技术的需求也更迫切,从而驱动了更大规模的CCS技术部署。

6 讨论、结论与政策建议

6.1 讨论

为了探究结果的可靠性,本文从非化石能源装机占比、单位供电成本及碳达峰情况3个维度,与现有研究结果进行对比(表7)。

①在非化石能源装机占比方面,已有研究对2030年、2050年和2060年的预测主要集中在38%~99%之间,本文结果整体处于该范围内,但中远期的装机占比下限略高,主要源于本文考虑了区域投资成本下降潜力的空间异质性,资源禀赋优越的地区凭借其成本优势,带动全国非化石能源装机在2030年后加速扩张。

②在单位供电成本增幅方面,已有研究认为随着新能源发电占比提升,供电成本将显著上涨,2030年和2060年成本增幅分别处于8%~32%和16%~31%区间。本文测算结果与既有研究基本一致,但在中远期略高,主要源于本文进一步纳入了辅助服务成本,更全面地捕获了高比例可再生能源并网所引发的系统成本压力增加。

③在碳达峰情况方面,已有研究普遍认为中国电力行业在2025—2030年前后实现碳达峰,峰值排放量约为41亿~52亿tCO₂。本

文结果显示达峰时间处于2029—2038年,排放峰值约为47亿~70亿tCO₂,达峰时间略有后移且峰值区间更宽;主要源于本文考虑了不同的电气化程度,加速电气化在增加全社会用电需求的同时,也加重了电力系统的短期减排负担,进而推后了达峰时间并拉高了排放峰值。总体来看,本文在核心指标上与主流研究保持逻辑一致,但通过整合区域投资成本异质性、辅助服务成本及不同的电气化水平,提供了更具空间精度和成本全面性的转型路径,研究结论具有较高的可靠性与前瞻性。

本文存在以下局限性,值得在后续工作中进一步探讨:一方面,当前模型中,风能与太阳能发电技术的学习率是外生变量。未来研究可考虑将其内生,构建一个动态迭代框架,使学习率与系统新增装机容量形成双向反馈机制,从而更真实地模拟技术进步与市场扩张的互动关系。另一方面,由于准确预判未来火电机组运营模式存在较大难度,本文假定在规划期内火电利用小时数保持不变。这一简化处理可能忽略了政策调整、市场结构变化或可再生能源大规模并网等因素对火电利用小时数的潜在影响。

6.2 结论

本文构建了一个中国能源电力体系时空优化模型,该模型结合了可再生资源开发的技术经济性演变,并统筹了区域资源禀赋、气候政策与能源需求等多重约束。基于此框架,本文探究了中国电力系统的深度脱碳路径,识别了其空间布局、经济成

表7 本文与已有研究成果的比较

Table 7 Comparison of this study with existing research results

文献来源	非化石能源装机占比/%			单位供电成本增幅/%			碳达峰情况	
	2030年	2050年	2060年	2030年	2050年	2060年	达峰时间	峰值排放量/亿tCO ₂
郝敏等 ^[1]	38~43	67~80	—	—	—	—	—	—
舒印彪等 ^[33]	61	78	81	—	—	—	2025—2030年	41~47
张雅娟等 ^[41]	58	85	93	—	—	—	2025—2030年	48~52
杨晓文等 ^[42]	47~53	80~93	84~99	—	—	—	2025—2030年	48~52
孙启星等 ^[43]	48	69	73	12~19	—	16~31	—	—
华志刚等 ^[44]	61~69	—	—	23~32	—	—	2025—2030年	43~48
Zhuo等 ^[45]	—	65~87	—	8	19.9	—	2025年左右	45~46
本文结果	41~59	77~87	85~93	12~19	16~25	22~32	2029—2038年	47~70

注:现有研究多关注单位供电成本,即每发1 kWh电力的平均系统成本,为便于与现有研究进行横向对比,本文基于测算的系统总成本与总发电量,计算逐年的单位供电成本及其增幅。

本与环境效益。主要结论如下:

(1)在加速电气化趋势下,为实现碳中和目标,中国新型电力系统的构建将呈现显著的阶段性演进与空间分化特征。遵循2030年前控碳、2030—2050年可再生能源深度替代及2050—260年近零碳转型的演化趋势,预计到2060年,火电装机容量占比将降至6.9%,而可再生能源装机比重将增至88.9%;从空间维度看,西北与华北地区主攻风、光资源开发,华中与南方地区继续以水电为基石,东北、华东地区则分别侧重风电与太阳能技术的发展,这种因地制宜的开发模式进一步深化了“西电东送、北电南送”的资源空间优化格局。

(2)构建以可再生能源为主的新型电力系统将使系统总成本上升。当可再生能源渗透率在2060年达到85.2%时,电力供应成本预计将上涨约21.0%。随着转型深入,投资成本将逐步取代燃料成本占据主导地位,2060年其占总成本的比重将达到30.0%。同时,为平抑资源波动性,辅助服务成本增长最快,其占系统成本的比重将从2030年的9.4%增至2060年的24.7%,届时平均度电辅助服务成本达0.203元/kWh。

(3)由于用电需求及减排政策力度的差异,电力行业的碳达峰时间和达峰值具有一定的差别。中国电力行业碳达峰时间窗口介于2029—2038年之间,峰值则在47亿~70亿tCO₂范围内。在同等气候政策约束下,电力需求越高,达峰越晚、峰值越高;而在同等电力需求下,气候政策越严格,达峰越早、峰值越低。加速电气化是实现深度减排的关键路径,相比无碳排放约束的情况,零碳发展目标通过推动高比例可再生能源利用,可促使电力行业累计减排1189亿tCO₂。

6.3 政策建议

基于上述结论,为推动中国能源资源体系的成功转型,本文提出以下建议:

(1)发挥区域可再生能源资源禀赋优势,大力推广新能源发电技术。西北继续扩大集中式风光基地建设,华北、东北、南方地区加大对太阳能发电技术研发投入,华东、华中地区加强清洁电力就近消纳能力。通过制度化手段放大“规模扩张—技术学习—成本下降”的良性循环,推动风能和太阳能成

为国家能源供应中的主力。

(2)将传统以火电为主的发电结构转变为以可再生能源为主的发电结构,提高可再生能源的高比例并网与消纳能力。在满足用电需求快速增长的基础上,为尽早实现碳达峰,2030年全国风、光资源的开发规模至少应分别达到10.9亿和9.7亿kW;2060年,全国电力装机总量至少达到107亿kW,其中风电37.9亿kW、太阳能电38.0亿kW,二者发电量占比需提高到60%左右。

(3)推进火电机组灵活性改造,保障电力稳定供应。为应对高比例可再生能源并网带来的出力波动性与消纳挑战,需分阶段提升电力系统调节能力并增强运行灵活性。2030年前,对煤电机组“应改尽改”,通过低负荷运行优化和顶峰能力提升并举,完成煤电机组灵活性改造;2030年后,推动新型储能技术与改造后的煤电机组协同运行,通过现货市场价格信号引导灵活性资源优化配置,稳步推进煤电由主体电源向调节型电源转变。

(4)构建合理有效的成本分摊机制,促进电力市场公平竞争。构建新型电力系统将导致系统成本不断上升,需要建立规则明晰、监管有力、科学透明的电价体系,合理分摊上涨的系统成本。例如,把新能源增量投资与辅助服务费用按“谁受益、谁付费”在发电侧和用电侧均摊;适度拉大现货市场峰谷价差,引导储能、虚拟电厂主动调峰;跨省输电采用两部制定价,降低区域壁垒,促进西北绿电向负荷中心输送,以此实现新能源高比例并网与市场公平竞争的协同。

参考文献(References):

- [1] 郝敏,汪鹏,陈伟强.中国电力系统低碳转型的铜资源需求预测[J].资源科学,2025,47(7):1449-1461.[Hao M, Wang P, Chen W Q. Copper resource demand prediction for low-carbon transition of China's power system[J]. Resources Science, 2025, 47(7): 1449-1461.]
- [2] 吴蒙,周冯琦,程进,等.中国区域终端能源电气化与社会公平耦合协调时空格局及影响因素[J].资源科学,2024,46(9):1793-1806.[Wu M, Zhou F Q, Cheng J, et al. Spatiotemporal patterns and influence factors of coupling coordination between regional final energy electrification and social equity in China[J]. Resources Science, 2024, 46(9): 1793-1806.]

2026年4月

- [3] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2023 年度[R/OL]. (2024-07-11) [2026-03-23]. <http://www.creei.cn/web/content.html?id=6460>. [China Renewable Energy Engineering Institute. China Renewable Energy Development Report 2023[R/OL]. (2024-07-11) [2026-03-23]. <http://www.creei.cn/web/content.html?id=6460>.]
- [4] 生态环境部环境规划院. 中国风电和太阳能发电潜力评估(2024)[R/OL]. (2024-06-14) [2026-03-23]. http://www.caep.org.cn/sy/tdftzhyjzx/zxdt/202406/t20240614_1075803.shtml. [Chinese Academy of Environmental Planning. Assessment of China's Wind and Solar Power Potential (2024) [R/OL]. (2024-06-14) [2026-03-23]. http://www.caep.org.cn/sy/tdftzhyjzx/zxdt/202406/t20240614_1075803.shtml.]
- [5] IEA. World Energy Investment 2025[M]. Paris: International Energy Agency, 2025.
- [6] 南士敬, 李方东, 汪金伟, 等. 中国可再生能源发展水平的区域差异、分布动态与收敛性[J]. 资源科学, 2023, 45(7): 1335-1350. [Nan S J, Li F D, Wang J W, et al. Regional differences, distribution dynamics, and convergence of renewable energy development in China[J]. Resources Science, 2023, 45(7): 1335-1350.]
- [7] 潘家华, 吉治璇. 可再生能源“产-储-用”多功能融合的零碳单元体形态特征与方案构建[J]. 中国人口·资源与环境, 2025, 35(5): 1-12. [Pan J H, Ji Z X. Zero-carbon energy prosumerage system integrating renewable generation, storage and consumption: Modalities, characteristics, and system design[J]. China Population, Resources and Environment, 2025, 35(5): 1-12.]
- [8] 衣博文, 范英. 高比例可再生能源接入下的电力系统规划研究[J]. 管理科学学报, 2023, 26(10): 21-35. [Yi B W, Fan Y. Power system planning with a high share of renewable energy[J]. Journal of Management Sciences in China, 2023, 26(10): 21-35.]
- [9] Cole W, Gates N, Mai T. Exploring the cost implications of increased renewable energy for the US power system[J]. The Electricity Journal, 2021, DOI: 10.1016/j.tej.2021.106957.
- [10] Mauleón I, Hamoudi H. Photovoltaic and wind cost decrease estimation: Implications for investment analysis[J]. Energy, 2017, 137: 1054-1065.
- [11] Li R, Hu Y J, Wang X Y, et al. Estimating the impacts of a new power system on electricity prices under dual carbon targets[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.140583.
- [12] Zhang M, Cong N, Song Y, et al. Cost analysis of onshore wind power in China based on learning curve[J]. Energy, 2024, DOI: 10.1016/j.energy.2024.130459.
- [13] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源工程造价管理报告 2024 年度[R/OL]. (2025-06-03) [2026-03-24]. <http://www.creei.cn/web/content.html?id=7283>. [China Renewable Energy Engineering Institute. China Renewable Energy Engineering Cost Management Report 2024[R/OL]. (2025-06-03) [2026-03-24]. <http://www.creei.cn/web/content.html?id=7283>.]
- [14] Rezaee E, Silva S R P. Solar energy in 2025: Global deployment, cost trends, and the role of energy storage in enabling a resilient smart energy infrastructure[J]. Energy & Environmental Materials, 2026, DOI: 10.1002/eem.2.70199.
- [15] Schwanitz J V, Wierling A. Offshore wind investments: Realism about cost developments is necessary[J]. Energy, 2016, 106: 170-181.
- [16] Zhang M M, Tang Y M, Liu L Y, et al. Optimal investment portfolio strategies for power enterprises under multi-policy scenarios of renewable energy[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, DOI: 10.1016/j.rser.2021.111879.
- [17] Ross-Hopley D, Rahman S, Ugwu L, et al. Techno-economic opportunities for integration of renewable energy into the Saskatchewan energy system using EnergyPLAN[J]. Energy, 2025, DOI: 10.1016/j.energy.2025.134903.
- [18] Joyo F H, Groppi D, Kumar L, et al. Achieving energy sustainability of Pakistan's power sector through long-term scenario modeling and analysis[J]. Energy, 2025, DOI: 10.1016/j.energy.2025.136549.
- [19] Su R, Duan C C, Chen B. Impact of climate change on interregional transmission during China's power system decarbonization[J]. Environmental Science & Technology, 2025, 59(35): 18550-18561.
- [20] Zhang D, Zhu Z H, Chen S, et al. Spatially resolved land and grid model of carbon neutrality in China[J]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2024, DOI: 10.1073/pnas.2306517121.
- [21] 吴娜, 余碧莹, 邹颖, 等. 碳中和愿景下电力部门低碳转型路径研究[J]. 中国环境管理, 2021, 13(3): 48-55. [Wu Y, Yu B Y, Zou Y, et al. The path of low-carbon transformation in China's power sector under the vision of carbon neutrality[J]. Chinese Journal of Environmental Management, 2021, 13(3): 48-55.]
- [22] Chen X Y, Liu Y X, Wang Q, et al. Pathway toward carbon-neutral electrical systems in China by mid-century with negative CO₂ abatement costs informed by high-resolution modeling[J]. Joule, 2021, 5(10): 2715-2741.
- [23] Victor N, Nichols C. Future of hydrogen in the US energy sector: MARKAL modeling results[J]. Applications in Energy and Combustion Science, 2024, DOI: 10.1016/j.jaecs.2024.100259.
- [24] Zhang S, Chen W Y. China's energy transition pathway in a carbon neutral vision[J]. Engineering, 2022, 14(7): 64-76.
- [25] 刘丹丹, 张燕娟. 能源转型对浙江省碳达峰拐点影响的实证模拟[J]. 资源科学, 2024, 46(9): 1699-1708. [Liu D D, Zhang Y J. Empirical simulation research on the impact of energy transition

- on the carbon peak inflection point in Zhejiang Province[J]. Resources Science, 2024, 46(9): 1699–1708.]
- [26] 张为荣. 基于情景模拟的电力脱碳路径优化与转型成本测度研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023. [Zhang W R. Research on the Optimization of Decarbonization Pathways for Power Sector and the Measurement of Transition Costs based on Scenario Simulation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.]
- [27] 侯金鸣, 孙蔚, 肖晋宇, 等. 电力系统关键技术进步与低碳转型的协同优化[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(13): 1–9. [Hou J M, Sun W, Xiao J Y, et al. Collaborative optimization of key technology progress and low-carbon transition of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(13): 1–9.]
- [28] 陈洪波, 杨来. 碳中和目标下中国氢能产业发展的路径选择[J]. 中国人口·资源与环境, 2024, 34(10): 94–105. [Chen H B, Yang L. Path selection for China's hydrogen industry development under the goal of carbon neutrality[J]. China Population, Resources and Environment, 2024, 34(10): 94–105.]
- [29] 宋栋, 何永秀. 基于双因素学习曲线的风力发电成本研究[J]. 东北电力技术, 2017, 38(9): 1–3. [Song D, He Y X. Study on cost of wind power generation based on double-factors learning curve [J]. Northeast Electric Power Technology, 2017, 38(9): 1–3.]
- [30] 袁潮清, 董鸿源. 光伏组件技术进步的“干中学”与“研中学”效应研究[J]. 中国软科学, 2024, (7): 49–58. [Yuan C Q, Dong H Y. Study on the “learning by doing” and “learning by researching” effects of technological progress of photovoltaic module[J]. China Soft Science, 2024, (7): 49–58.]
- [31] 《二〇二一年电力工业统计资料汇编》编委会. 电力工业统计资料汇编2021[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021. [The Editorial Board of Compilation of Statistical Data of the Power Industry in 2021. Compilation of Statistical Data of the Power Industry 2021 [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2021.]
- [32] 梁媛媛. 电力行业低碳技术发展路径模拟方法及其应用研究[D]. 北京: 北京理工大学, 2018. [Liang Y Y. Study on the Simulation Method for Low-carbon Technology Development Pathway in Power Industry and its Application[D]. Beijing: Beijing Institute of Technology, 2018.]
- [33] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 1–14. [Shu Y B, Zhang L Y, Zhang Y Z, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1–14.]
- [34] 朱琼峰, 李家腾, 乔骥, 等. 人工智能技术在新能源功率预测的应用及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(8): 3027–3048. [Zhu Q F, Li J T, Qiao J, et al. Application and prospect of artificial intelligence technology in renewable energy forecasting[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(8): 3027–3048.]
- [35] 程晓春, 张辰达. 我国绿电交易的问题挑战及前景展望[J]. 中国电力企业管理, 2023, (16): 70–72. [Cheng X C, Zhang C D. Issues, challenges, and prospects of green electricity trading in China[J]. China Power Enterprise Management, 2023, (16): 70–72.]
- [36] Tang B J, Li R, Yu B Y, et al. Spatial and temporal uncertainty in the technological pathway towards a low-carbon power industry: A case study of China[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 230: 720–733.
- [37] 邓旭. “双碳”背景下电力系统灵活性资源协同规划及优化配置研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2022. [Deng X. Flexibility Resource Collaborative Planning and Optimization Allocation of Power System in the Context of Carbon Emission Peak and Carbon Neutrality[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2022.]
- [38] Tang B J, Ji C J, Hu Y J, et al. Optimal carbon allowance price in China's carbon emission trading system: Perspective from the multi-sectoral marginal abatement cost[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119945.
- [39] Li R, Tang B J, Shen M, et al. Low-carbon development pathways for provincial-level thermal power plants in China by mid-century [J]. Journal of Environmental Management, 2023, DOI: 10.1016/j.jenvman.2023.118309.
- [40] 程亚美. 工业化住宅建筑墙板能耗与碳排放研究[D]. 北京: 北方工业大学, 2019. [Cheng Y M. Study on Energy Consumption and Carbon Emission of Prefabricated Residential Building Wall-board[D]. Beijing: North China University of Technology, 2019.]
- [41] 张雅娟, 王铮, 李双成. 能源电力系统转型对中国环境影响评估[J]. 资源科学, 2023, 45(9): 1830–1843. [Zhang Y J, Wang Z, Li S C. Environmental impact assessment of energy and power system transformation in China[J]. Resources Science, 2023, 45(9): 1830–1843.]
- [42] 杨晓文, 袁家海, 张健, 等. 中国电力转型对宏观经济影响的部门分异与区域溢出[J]. 资源科学, 2025, 47(9): 1821–1838. [Yang X W, Yuan J H, Zhang J, et al. Sectoral differences and regional spillovers of macroeconomic impact of power transition in China[J]. Resources Science, 2025, 47(9): 1821–1838.]
- [43] 孙启星, 张超, 李成仁, 等. “碳达峰、碳中和”目标下的电力系统成本及价格水平预测[J]. 中国电力, 2023, 56(1): 9–16. [Sun Q X, Zhang C, Li C R, et al. Prediction of power system cost and price level under the goal of “carbon peak and carbon neutralization”[J]. Electric Power, 2023, 56(1): 9–16.]
- [44] 华志刚, 侯勇, 吴水木, 等. 我国电力行业碳达峰实施路径研究[J]. 能源, 2022, (4): 44–49. [Hua Z G, Hou Y, Wu S M, et al. Research on the implementation path of carbon peak in China's power industry[J]. Energy, 2022, (4): 44–49.]
- [45] Zhuo Z Y, Du E S, Zhang N, et al. Cost increase in the electricity supply to achieve carbon neutrality in China[J]. Nature Communications, 2022, DOI: 10.1038/s41467-022-30747-0.

Multi-energy synergetic pathways for China's new power system based on cost analysis

LI Ru^{1,2}, HU Yujie¹, ZHANG Chen³

(1. School of Business, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. Digital Hu Huanyong Line Research Institute, Chengdu University of Technology, Chengdu, 610059, China; 3. National Science Library (Chengdu), CAS, Chengdu 610299, China)

Abstract: [Objective] China has vast development potential for wind and solar resources, but there is a spatial mismatch between resource endowments and load centers. This study aims to reveal the regional heterogeneity of learning effects in wind and solar power technologies and propose inter-regional multi-energy synergistic pathways that balance economic efficiency and low-carbon performance, thereby providing scientific support for the construction of new-type power system. [Methods] A learning curve model was employed to quantify the dynamic evolution patterns of investment costs of wind and solar power technologies with installed capacity across six regions in China during 2005-2021. On this basis, by integrating multiple factors including resources, technology, and policy, a cost-optimal bottom-up dynamic optimization model covering 2022-2060 was developed to explore multi-energy synergistic pathways of power system transition under different electrification and carbon emission reduction constraints, and to analyze their effects on system costs and carbon emissions. [Results] (1) To achieve carbon neutrality, under an accelerated electrification scenario, the proportion of renewable energy installed capacity in China was projected to reach 88.9% by 2060, with approximately 51.8% located in Northwest China, North China, and Northeast China. By then, the renewable penetration rate was projected to reach 85.2%, leading to a 21.0% increase in total system costs. (2) Investment costs would gradually replace fuel costs as the dominant cost component. In terms of growth rate, ancillary service costs increased the fastest, with their share reaching 24.7% by 2060, and the unit ancillary service cost reaching 0.203 yuan/kWh. (3) Benefiting from the large-scale development of renewable energy, China's power sector was projected to peak its carbon emissions as early as 2029, at approximately 4.68 billion tCO₂, with a cumulative emission reduction of approximately 118.9 billion tCO₂ by 2060. [Conclusion] The leading potential for cost reduction of wind and solar power in Northwest China, North China, and Northeast China is the core supporting the low-cost system transition. With the grid integration of a high proportion of renewable energy, the system cost structure will undergo a reversal, and the resulting ancillary service costs cannot be ignored. Furthermore, the electrification level and carbon emission reduction intensity jointly determine the timing and magnitude of peak carbon emissions. Maintaining a dynamic balance between load growth and carbon emission reduction is a prerequisite for ensuring the orderly decarbonization of the power system.

Key words: “dual carbon” goal; renewable energy; new-type power system; cost reduction potential; ancillary service costs