

# ■ 中国省区协同的电力系统碳中和转型路径评估

陈文颖<sup>1,2,\*</sup>, 张 枢<sup>1,2</sup>, 张 强<sup>1,2</sup>, 任晋辉<sup>1,2</sup>, 丁 琦<sup>1,2</sup>

1. 清华大学现代管理研究中心, 北京 100084;  
2. 清华大学能源环境经济研究所, 北京 100084



**摘要 :** 在应对气候变化和推动绿色发展的背景下, 运用中国分省区碳中和转型分析模型 China TIMES-30PE, 系统模拟了中国各省区在碳中和目标指引下的电力系统转型路径。研究涵盖了从电力生产、调度到输配的全链条, 并对实现碳中和转型所需的电源、电网投资进行了分析。研究发现, 各省区需立足自身能源资源禀赋持续推进电力部门深度脱碳, 加快低碳转型步伐, 尽早实现碳达峰。所有省区电力部门需在 2060 年贡献负排放, 其中吉林、青海、湖北、江西、四川、云南、广西等省区电力系统需在 2050 年前后实现碳中和。未来光伏、风电与储能装机容量增长迅速, 西北、西南、东北地区可再生能源基地快速发展, 跨省区电力传输和储能技术在平衡电力供需中发挥关键作用。研究指出经济、安全地实现气候目标需要在国家层面上统筹各省区减排目标的设定, 设计鼓励可再生能源资源丰富地区强化减排的激励机制, 并通过市场和转移支付手段实现资金向承担更多减排责任的省区转移, 以实现区域协同转型。

**关键词 :** 碳中和; 分省区能源模型; 电力系统转型; 可再生能源; 跨省区电力传输

**中图分类号 :** N945.12 文献标志码: A 文章编号: 2097-4981(出版年)0期-fpage-15  
DOI: 10.3724/j.issn.2097-4981.JECC-2024-0022

## Assessing China's Province-coordinated Power System Carbon-neutral Transition Pathway

CHEN Wenying<sup>1,2,\*</sup>, ZHANG Shu<sup>1,2</sup>, ZHANG Qiang<sup>1,2</sup>, REN Jinhui<sup>1,2</sup>, DING Qi<sup>1,2</sup>

1. Research Center for Contemporary Management, Tsinghua University, Beijing 100084, China;  
2. Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing 100084, China

**Abstract :** In the context of addressing climate change and promoting green development, this study employs the China TIMES-30PE model to systematically simulate the transition pathways of provincial electricity systems toward carbon neutrality in China. The research covers the entire chain from power generation, and dispatch, to transmission, and analysis of the power source and power grid investments needed to achieve a carbon-neutral transition. Findings indicate that provinces need to continue to promote the deep decarbonization of the power sector based on their own energy resource endowment, accelerate low-carbon transformation, and achieve an early carbon peak. Power sectors in all provinces need to contribute negative emissions by 2060, with power systems in Jilin, Qinghai, Hubei, Jiangxi, Sichuan, Yunnan, and Guangxi needing to be carbon neutral by around 2050. Solar, wind, and energy storage capacities are projected to grow rapidly, renewable energy bases will be formed rapidly in Northwest, Southwest, and Northeast China, with inter-provincial power transmission and energy storage technologies playing a crucial role in balancing the power supply and demand. The study suggests that achieving climate goals economically and safely requires national coordination for setting emission reduction targets across provinces, designing incentive mechanisms to encourage enhanced emission reductions in renewable energy resource-rich regions, and promoting the financial transfer to provinces that bear more responsibility for emission reduction through market instruments and transfer payment, so as to achieve coordinated provincial transition.

收稿日期: 2024-10-30; 接受日期: 2024-11-19

基金项目: 教育部人文社会科学重点研究基地重大项目 (22JJD480001)

通讯作者: 陈文颖 (1969—), 女, 教授, 从事能源环境经济模型与减缓气候变化对策研究。E-mail: chenwy@tsinghua.edu.cn

**Key Words :** carbon neutrality; provincial energy system; power system transition; renewable energy; inter-provincial power transmission

## 0 引言

近年来，我国以碳达峰碳中和工作为牵引，坚持降碳、减污、扩绿、增长协同推进，促进经济社会发展全面绿色转型。中国省区（省、自治区、直辖市，下同）间社会经济发展水平和能源资源禀赋差异明显，实现碳达峰碳中和的路径也各不相同。如何将全国的气候目标合理分解到各个省区以及各个部门，绘制科学的省区级、部门级脱碳路径图，是能源系统减排研究的重要关切。电力部门减排作为能源系统脱碳的关键，现有研究较少从整个能源系统的视角对碳中和目标下省区协同的电力转型路径、电力调度与输配进行综合评估。为此，本研究构建了中国分省区碳中和转型分析模型 China TIMES-30PE，对碳中和目标下各省区电力系统转型路径、电力调度格局、电网输配布局和转型投资需求进行了模拟分析，以期为我国碳达峰碳中和转型提供参考。

## 1 中国分省区电力系统碳中和转型进展

2020年，国家主席习近平在第75届联合国大会一般性辩论上提出了碳达峰碳中和的发展目标<sup>[1]</sup>。党和国家将其作为重要工作目标，构建起碳达峰碳中和“1+N”政策体系，支撑以及保障能源转型与节能减排工作扎实推进<sup>[2]</sup>。在当前的碳达峰碳中和政策体系中，国家重点关注构建现代能源体系，通过清洁稳定的化石能源供应与可再生能源的快速发展共同促进能源结构绿色低碳转型。在省区层面，地方政府以省委省政府碳达峰碳中和实施指导意见、碳达峰行动方案、碳达峰碳中和行动方案的方式出台政策，促进当地碳达峰与低碳转型工作顺利落实。通过对我国“1+N”政策体系的梳理，发现国家及各省区层面有如下3个共有的政策焦点：一是在国家碳达峰碳中和目标下，各省区的碳排放路径与能源转型目标设定；二是各省区在碳达峰碳中和行动中，风电、光伏、储能、输电等关键能源技术发展布局；三是多省区能源系统转型的协同策略，特别是省区间能源传输通道的发展与能源调度统筹规划。

国内外有大量的能源环境经济模型研究气候变化进程下的能源系统转型，也有部分模型采用多区域能源系统模型分析中国各区域/省区间的低碳转型。C-REM模型<sup>[3]</sup>是一个中国分省区的多区域CGE模型，能够对分省区分行业的能源经济发展进行动态模拟分析，但对于能源系统活动刻画仍有待细化。2024年

发布的GCAM-China-v6模型<sup>[4]</sup>，能够对碳中和目标下中国分省区经济社会绿色低碳转型路径进行模拟，但缺乏对未来低碳转型技术以及电力系统调度的精细建模。部分学者使用GTEP、REPO等电力系统模型<sup>[5-6]</sup>给出了碳中和情景下省区间输电格局，但电力需求依靠外生给定，无法明确电力系统减排对整个能源系统脱碳的贡献。总体而言，现有多区域模型的模拟期普遍较短，能够覆盖我国碳中和目标政策时点的模型较少；此外在碳达峰碳中和的政策目标下，许多深度脱碳技术在现有模型中缺乏详细刻画；多数能源环境经济模型时空分辨率较低，难以反映不同季度、日度中负荷和发电出力变化，从而难以形成稳健的电源电网跨区域协同规划。因此，有必要构建一个分省区、多部门、具有技术细节且覆盖整个碳中和政策区间的能源环境经济模型对我国碳中和转型路径进行系统评估。

## 2 中国分省区碳中和转型分析模型构建

本研究基于课题组已有的中国能源系统模型China TIMES 平台<sup>[7-8]</sup>和中国分省区能源系统模型China TIMES-30P<sup>[9-11]</sup>，开发了中国分省区碳中和转型分析模型China TIMES-30PE<sup>[12]</sup>。China TIMES-30PE模型在多个方面较China TIMES-30P模型进行了改进。功能方面，China TIMES-30PE模型采用多时序建模的方式重构电力部门，更详细地刻画了省间电力传输格局；数据方面，China TIMES-30PE模型将模拟期拓展至2060年，并增加了可再生能源离网制氢、氢冶金、氢能车辆等电力、工业、交通、建筑部门深度脱碳技术，能够从能源系统全部门视角（包括电力部门、工业部门、建筑部门及交通部门）对2020—2060年分省区深度脱碳转型路径进行动态模拟。

### 2.1 China TIMES-30PE 模型概述

China TIMES-30PE是一个自底向上的线性规划模型，模型的优化目标为系统折现总成本最小化，在最优化过程中做出技术投资和运行以及能源供应和消费的决策。China TIMES-30PE模型由于统计数据的原因仅包含全国30个省、自治区、直辖市，不包含西藏、台湾、香港及澳门。模型基于2020年中国分省区能源平衡表<sup>[13]</sup>和2020年统计数据、文献、报告、标准等数据源构建模型的能源系统与技术参数。China TIMES-30PE模型主要包含一次能源开发生产模块、区域间能源调配模块、能源加工转换模块以及终端用能模块，如图1所示。

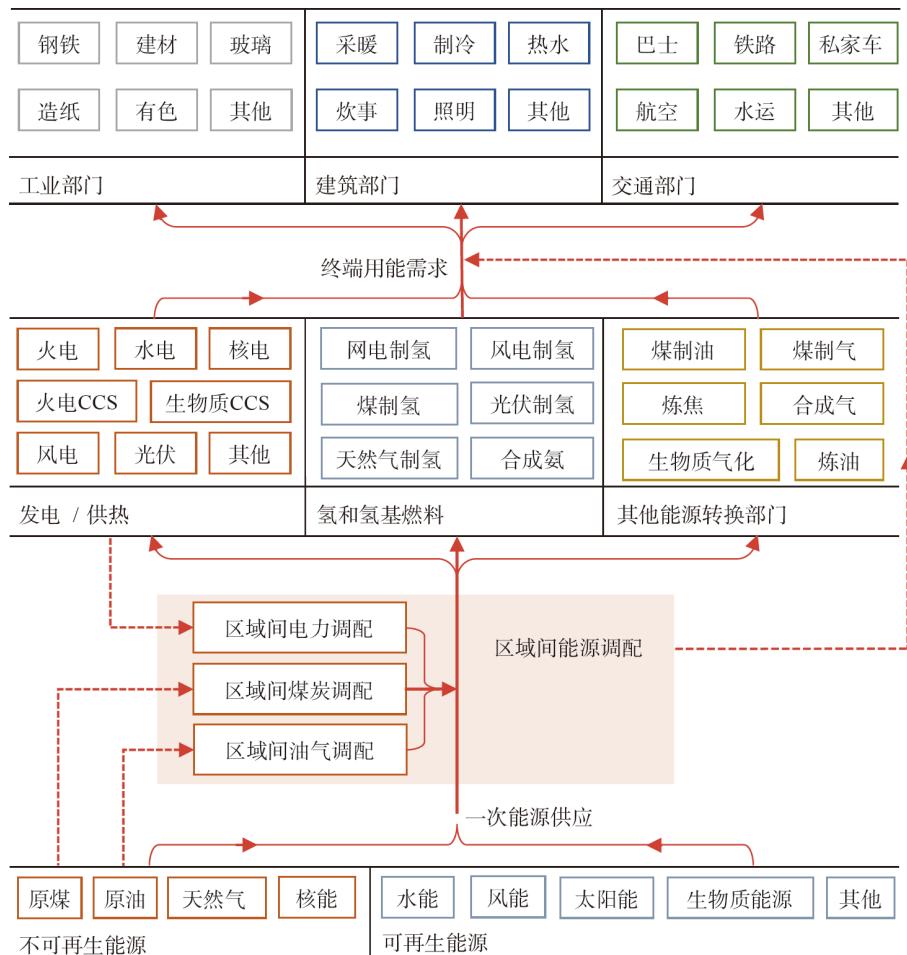


图1 中国分省区能源转型与碳中和分析模型架构示意图

Fig.1 Schematic diagram of China's provincial energy transition and carbon neutrality analysis model

China TIMES-30PE模型采用了多时序嵌套的建模方法，工业部门、建筑部门、交通部门、农业部门、上游部门均采用以年为时间单位的建模方式，电力部门对季度、日度的电力负荷和出力进行了刻画，结合模型内建的区域间电力传输与储能技术，更好地刻画了碳中和情景下高比例可再生能源并网的电力系统转型动态。

China TIMES-30PE模型在已有模型基础上建模了大量助力碳达峰碳中和实现的能源技术，如可再生能源制氢技术、交通和工业部门用氢技术、考虑实际省区间电网架构与不同电压等级的区域间电力传输技术、生物质能耦合碳捕集与封存（bioenergy with carbon capture and storage, BECCS）负排放技术等。

## 2.2 分省区多时序电力系统建模

风能、太阳能等时变可再生能源将是未来我国碳中和目标下能源结构中重要的组成部分。由于用电负荷、时变可再

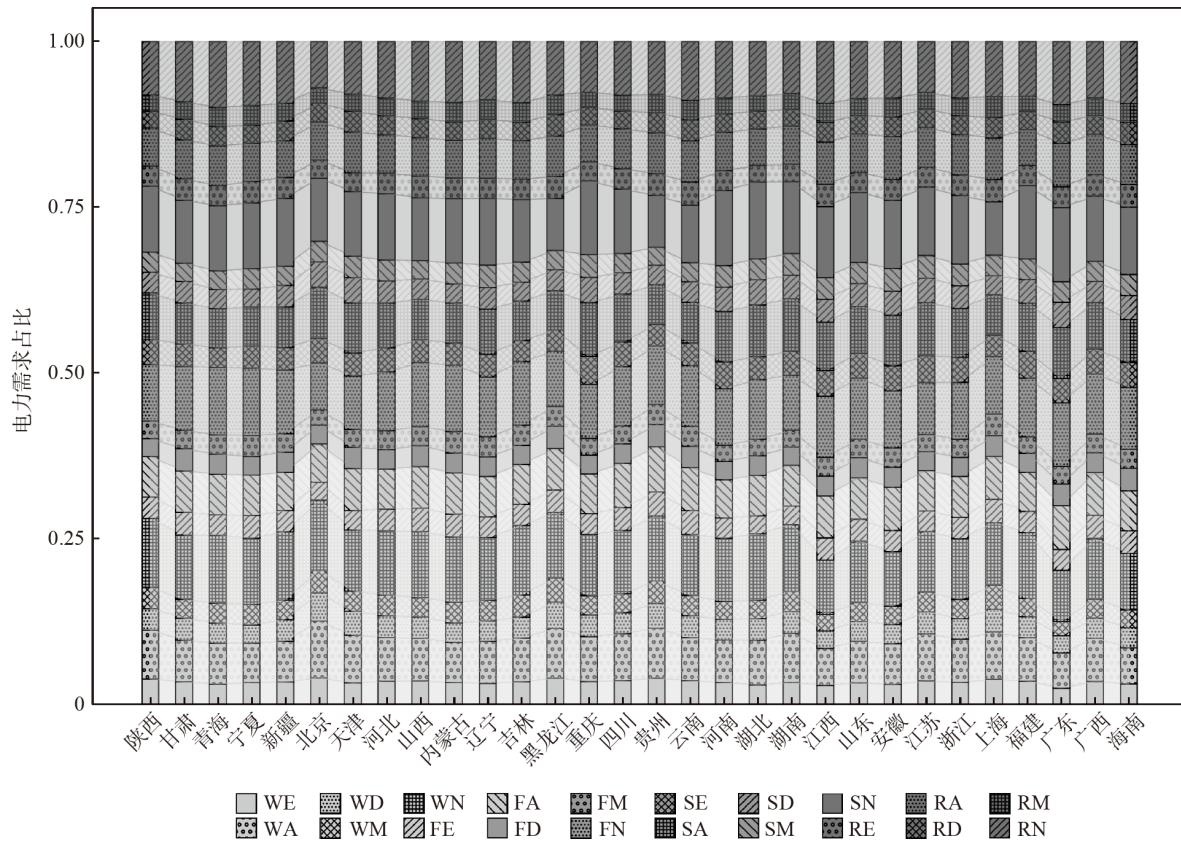
生能源出力存在时空异质性和波动性，本研究在模型中采用分省区多时序建模方法构建模型的电力系统模块。

根据发电技术和负荷曲线的波动特征，研究采用年度-季度-日度嵌套的多时序建模方法。对于电能供需，本研究在季度上区分春、夏、秋、冬4个季节；在日度上综合发电技术出力曲线<sup>[14]</sup>和各省区负荷曲线<sup>[15]</sup>，区分夜晚、上午、日间峰、下午与晚间峰5个时段，描述季度间与日度电力系统负荷与出力变化。经过组合表1中的季度与日度时序得出20个模型时序：RN、RM、RD、RA、RE、SN、SM、SD、SA、SE、FN、FM、FD、FA、FE、WN、WM、WD、WA和WE，用以刻画电力部门不同时序的电力供需变化。

对于用电负荷，本研究对各省级电网的典型电力负荷曲线进行分段线性化处理，获得各时序的电力需求占比。年负荷曲线根据年最大、最小负荷曲线的平均值获得，日度负荷曲线由工作日典型负荷曲线与节假日负荷曲线实际天数加权平均获得。**图2**为线性化处理后各省区各时序电力需求占比。

**表1** China TIMES-30PE模型中的时序设计  
**Table 1** Time slices design in China TIMES-30PE model

季度时序					日度时序				
描述	简称	起始	结束	天数	描述	简称	起始	结束	小时
春	R	03/01	05/31	92	夜晚	N	21:00	06:00	9
夏	S	06/01	08/31	92	上午	M	06:00	09:00	3
秋	F	09/01	11/30	91	日间峰	D	09:00	12:00	3
冬	W	12/01	02/28	90	下午	A	12:00	18:00	6
					晚间峰	E	18:00	21:00	3



**图2** 线性化处理后各省区各时序年内电力需求占比  
**Fig.2** Linearized proportional distribution of intra-year electricity demand by province and time slice

部分省区存在多个省级电网（例如冀北电网与河北南网），在模型中将其负荷加总后再进行线性化处理。

对于发电出力，模型为各省区各类发电技术设定不同时间段上的技术利用系数，表示发电技术的分时段出力情况。基于文献给出的中国各省区光伏电厂<sup>[16]</sup>和风电场<sup>[17-18]</sup>的全年及典型日出力曲线，线性化处理后得到风电与光伏电厂的出力曲线（图3）。

模型刻画了不同时间尺度下发电出力和用电负荷的动态变化，为保证电力系统电能和功率实时平衡，需要调节性电源和储能为系统提供灵活性。火电和水电出力能够在一定范

围内受人为调控，是重要的调节性资源。对于火电，模型将纯凝机组的调峰能力设为额定容量的50%，抽凝机组的调峰能力设为20%，灵活性改造后抽凝机组的调峰能力设为35%，热电联产机组的调峰能力为50%<sup>[19-20]</sup>。水电机组调峰性能优越，短时调峰能力可达100%<sup>[21]</sup>。储能能在用电负荷和发电出力不平衡时工作，起到保障能源安全稳定供应的重要作用。模型对抽水蓄能技术与电池储能技术进行了分省区详细建模。

### 2.3 跨区域能源资源传输建模

我国各省区间能源资源分布差异明显，省区间能源供需

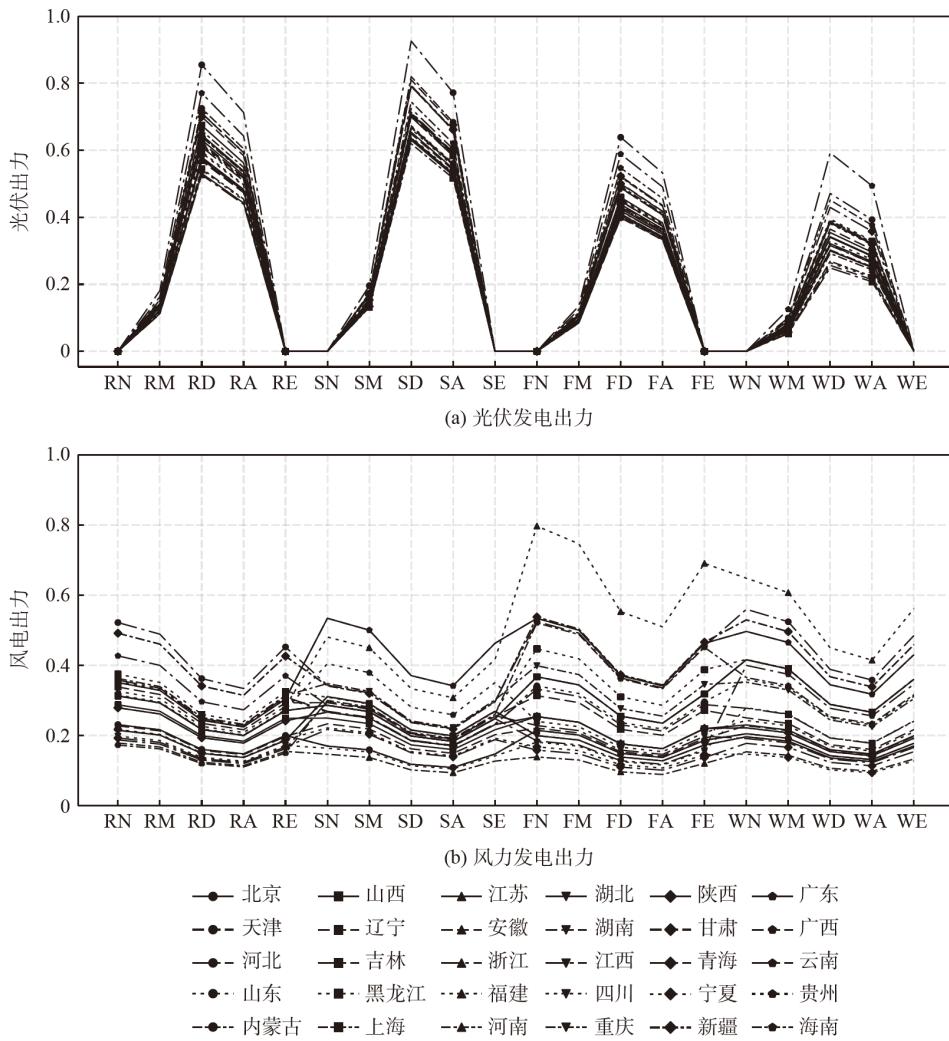


图3 线性化处理后时变可再生能源发电出力容量因子

Fig.3 Linearized time-varying renewable energy generation capacity factor

互补性强，促进区域协同的能源跨省传输日益受到重视。

China TIMES-30PE模型构建了省区间煤炭、石油、天然气传输模块与电力传输模块，并根据最新数据进行了校核。

省区间煤炭传输的主要方式是铁路运输或铁水联运，石油传输主要依靠公路运输与管道运输，天然气传输主要依靠管道运输。省区间的煤炭运输成本主要参考铁道部颁布的《铁路货物运价规则》及交通运输部颁布的《直属水运货物运价规则》进行设定<sup>[22]</sup>；石油、成品油以及天然气的省区间管道传输矩阵及传输价格按照国家发展和改革委员会和国家能源局颁布的《中长期油气管网规划》及中国石油天然气集团与国家管道集团的信息公开文件<sup>[23-26]</sup>设定。不同省区间煤炭、石油、天然气传输的距离以二者省会城市间的距离代替<sup>[11]</sup>。模型中基年省区间煤炭、石油、天然气调入调出的情况根据《中国能源统计年鉴2021》<sup>[13]</sup>进行校核。

China TIMES-30PE模型建立了不同电压等级（特高压、超高压和高压）的电力传输技术。基于政府和行业的统计数据和报告<sup>[27]</sup>，模型考虑了所有特高压和跨电网区域（表2）超高压线路的起止省区、经济参数、传输电量和传输容量设施级信息<sup>[28]</sup>。对于电网区域内的超高压线路和高压线路，使用平均容量和线路数来校准模型中的传输电量和传输线路容量。

China TIMES-30PE模型中的省间输电成本包括建设成本和运营维护成本。建设成本包括线路建设成本与变电站/换流站的建设成本。根据输电能力、线路平均容量、电压等级、线路长度和线路建设单价，可以计算出China TIMES-30PE模型省区间电力传输技术中的线路成本。变电站/换流站的成本可以根据输电过程的容量和变电站/换流站的单价计算。输电过程的总成本如式（1）所示，参数如表3所示。运营维护成本可按建设成本的固定比例估算<sup>[29-30]</sup>。

表2 电网分区

Table 2 Power grid zoning

电网区域	省区电网刻画
西北电网	新疆、甘肃、青海、宁夏、西藏、陕西
北部电网	北京、天津、河北、山西、山东、内蒙古西部
东北电网	辽宁、吉林、黑龙江、内蒙古东部
东部电网	上海、江苏、浙江、福建、安徽
南方电网	广东、广西、云南、贵州、海南
中部电网	湖北、湖南、江西、四川、重庆、河南

表3 不同电压等级电力传输线路成本参数

Table 3 Cost parameters of power transmission lines with different voltage levels

成本参数	特高压线路	超高压线路	高压线路
线路平均容量/MW	4000	1500	300
线路单位建设成本/(万元/km)	468.35	248.80	111.49
变电/换流站单位建设成本/(万元/MW)	579.95	117.04	224.24
运维成本占比/%	1.5	2.0	2.0

$$C_{A,B} = l \times \frac{P_{A,B}}{C_{avg}} \times D_{A,B} + r \times P_{A,B} \quad (1)$$

式中:  $C_{A,B}$  为 China TIMES-30PE 模型中 A 省至 B 省间的电力传输成本 (万元);  $l$  为电力传输线路单位建设成本 (万元/km);  $P_{A,B}$  为 A 省至 B 省间的电力传输容量 (MW);  $C_{avg}$  为给定电压等级下单条电力传输线路平均容量 (MW);  $D_{A,B}$  为 A 省省会城市至 B 省省会城市间的距离 (km);  $r$  为给定电压等级下变电站/换流站的单位建设成本 (万元/MW)。

模型的电力传输模块中考虑了电力传输线路损耗。线性化的省区间的电力线路传输损耗与线路传输距离成正比, 如式 (2) 所示。

$$\Delta P_{A,B} = r_l D_{A,B} \quad (2)$$

式中:  $r_l$  为简化后的电力线路传输损耗系数。其中, 特高压线路输电损耗率为 0.7%; 超高压线路输电损耗率为 2.0%; 高压线路输电损耗率为 2.7%<sup>[31-32]</sup>。

## 2.4 中国分省区碳达峰碳中和情景假设

随着我国的社会发展阶段变化, 经济增长速度将逐渐放缓<sup>[33-34]</sup>。2022 年我国总人口首次出现下降 (自 1961 年), 国家积极出台了多项提高生育率的政策, 促进人口长期平稳发展。本研究基于已有文献, 综合多种经济、人口预测方法, 形成了未来分省区国内生产总值<sup>[35]</sup>和人口<sup>[11]</sup>发展假设, 如图 4

所示。

本研究基于当前政策、碳达峰碳中和目标、路径设计方式等方面设计了一个碳达峰情景和两个碳中和情景 (表 4), 考虑了 2022 年前颁布的国家层面及省区层面的能源与气候政策。国家层面上, 当前政策组合包含我国近期能源强度与碳强度目标、非化石能源占比目标与煤炭消费总量目标。省区层面上, 考虑各省区“十四五”规划及其他政策文件中提出的碳减排目标、非化石能源占比目标、可再生能源发电装机目标、储能装机目标等。所有情景的优化目标均为全国能源系统总成本最小, 但不同情景设置了差异化的约束条件。研究根据当前政策与碳达峰目标设计了 CP30 情景, 以模拟中国实现全国碳达峰目标的转型路径。在 CP30 情景基础上添加全国实现碳中和目标的碳排放约束, 设计了 CN60 情景模拟全国成本最优时各省区的碳中和路径。CN60P 情景是对 CN60 情景的补充。CN60P 和 CN60 情景具有相似的 2020 年至 2060 年全国累计排放量, 但 CN60P 情景在各省“十三五”和“十四五”期间碳排放强度目标基础上, 为各省区分别设置了碳强度和碳排放量约束。CN60 情景代表了全国整体转型成本最低的减排方案, 该情景将优先在减排成本较低的地区进行减排, 通常是西部可再生能源资源较丰富的省区, 从而可能造成经济落后省区承担更多的减排责任, 拉大省区间发展差距。CN60P 情景则保持现有的省区间减排目标力度分布, 并使每个省区的未来减排目标与历史减排目标能够衔接, 尽管转型成本比 CN60 略高, 但使转型过程能够促进各省区的协调发展。

参考已有研究<sup>[11]</sup>中使用的对各省区进行分类并设定不同减排路径的方法, 按照现有政策强度目标对省区进行分类加强, 以设计 CN60P 情景中各省区的排放路径。例如现有碳强度下降目标中, 北京、上海、江苏、浙江等省区碳强度下降目标为 20.5%, 高于其他省区; 海南、青海和新疆碳强度下降目标为 12.0%, 低于其他省区 (表 5)。CN60P 情景中, 始终保持北京、上海等省区的碳强度下降率高于其他省区, 海南、青海和新疆等省区的碳强度下降率低于其他省区。由于临近碳中和时碳强度下降率可能大于 100%, 2050 年后改用减排量的方式延续路径, 保持每个省区减排量占全国减排量的比重与上一个模型模拟期内的比重不变。CN60P 情景中 2050 年后的全国排放量根据全国碳中和路径计算。

2020 年中国能源相关碳排放约为 99 亿吨, 在考虑碳达峰目标的 CP30 情景中, 中国预计在“十五五”时期实现碳达峰, 2030 年时碳排放强度较 2005 年下降超 65% (图 5)。CN60 与 CN60P 情景下全国碳排放量在 2060 年实现中和, 2050 年时碳排放分别为 26 亿吨与 22 亿吨, 相较于 CP30 情景排放量下降 70%

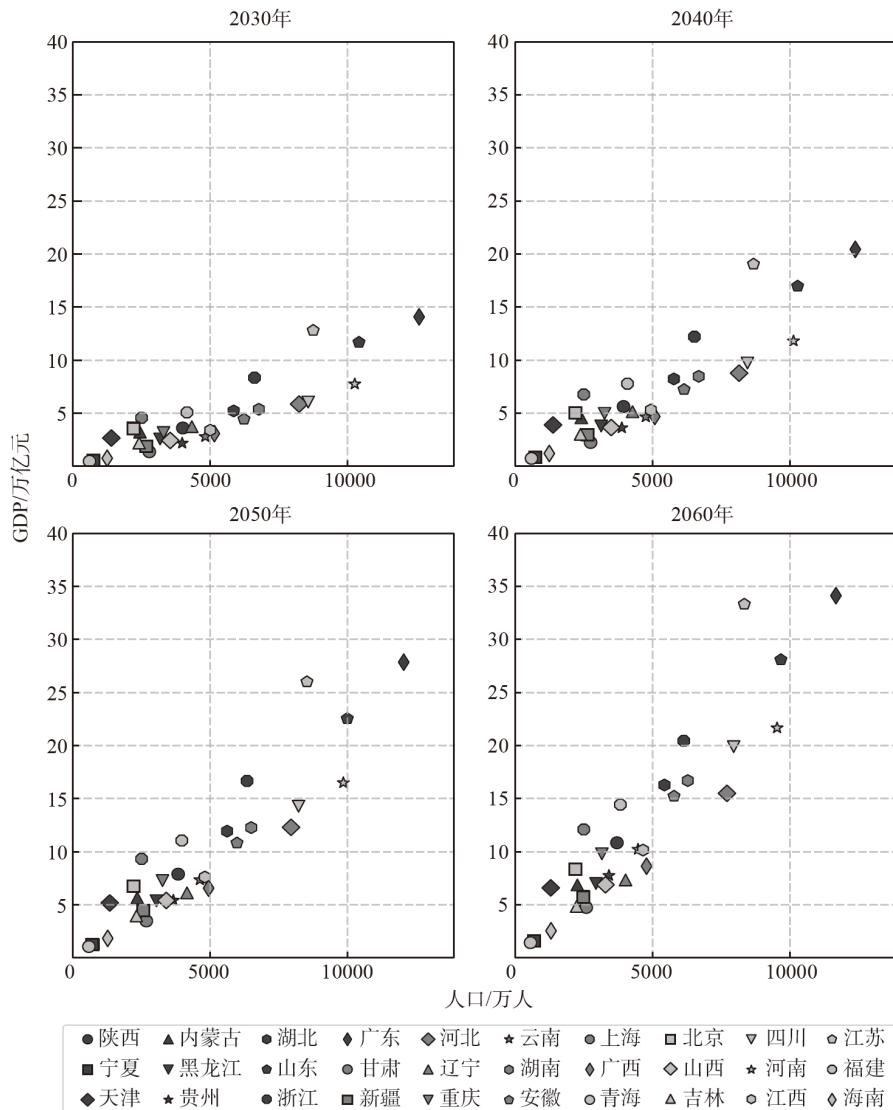


图4 社会经济发展假设  
Fig.4 Assumption of socio-economic development

表4 碳达峰碳中和情景设计

Table 4 Scenario design for carbon peaking and carbon neutrality

情景名称	情景描述	当前政策	碳达峰目标	碳中和目标	路径设计方法
CP30	实现全国碳达峰	√	√		
CN60	全国实现碳中和	√	√	√	全国碳排放约束
CN60P	分省区约束下实现碳中和	√	√	√	分省碳排放约束

以上，要求能源系统更快实现深度脱碳。

### 3 中国省区协同的电力系统碳中和转型路径评估

为综合评估省区协同的电力系统碳中和转型路径，本研

究基于构建的中国分省区碳中和转型分析模型，从整个能源系统的视角，对分省区能源供需、电力生产、调度、输配中的减排路径、技术组合和投资需求进行了模拟。

#### 3.1 碳中和转型的核心是电力部门深度脱碳

为实现碳中和目标，各省区需要实现大量减排。图6为

表5 分省区“十三五”规划中碳强度下降目标

Table 5 Carbon intensity reduction target in the  
13th Five-Year Plan of different provinces

省区	碳强度下降目标/%
海南、青海、新疆	12.0
内蒙古、黑龙江、广西、甘肃、宁夏	17.0
山西、辽宁、吉林、安徽、湖南、湖北、贵州、云南、陕西	18.0
福建、江西、河南、重庆、四川	19.5
北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、山东、广东	20.5

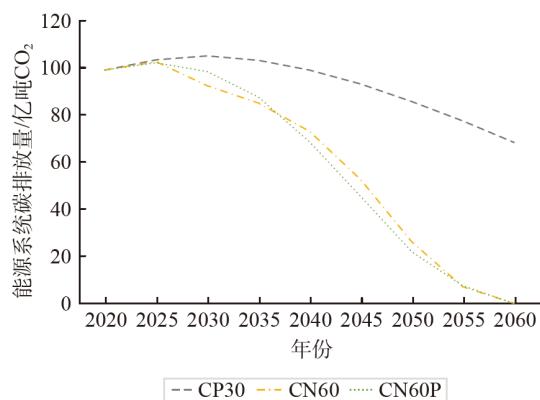


图5 不同情景下全国能源系统二氧化碳排放路径

Fig.5 CO<sub>2</sub> emission pathways of the national energy system under different scenarios

2020—2060年各省区碳中和情景较碳达峰情景的累计减排量。河北、内蒙古、新疆、江苏和山西累计减排量最高。在CN60情景下，广西、黑龙江、湖南、吉林、江西、云南在2055年实现净零；重庆、甘肃、河南、湖北、宁夏、青海、陕西、四川和新疆在2060年实现净零；其他省区则在2060年后实现碳中和。可以看出，减排成本优先的减排目标设置方法导致西部、东北及中部地区实现碳中和早于东部地区。造成省区间碳中和时间差异的原因一方面是大部分西部省区的可再生能源资源较为丰富；另一方面是西部省区工业和交通部门剩余排放水平相对更低。对比CN60P情景与CN60情景，如果各省区强化历史碳强度下降目标，则大部分东部省区需要承担更大的减排量。

碳中和目标下中国能源转型的核心是电力部门深度脱碳。当前电力部门排放在全国总排放中占比超过40%。碳中和情景下，2020—2060年，电力部门累计减排量占能源系统累计减排量近60%。其中，安徽、江苏、江西、山西、新疆70%以上的减排量均来自于电力系统脱碳。

各省区电力部门排放路径如图7所示。相较于碳达峰目

标，碳中和目标要求各省区电力部门加快低碳转型，尽早实现达峰。内蒙古、山东和江苏的电力部门碳排放峰值较高，分别为5.7、3.5和3.0亿吨。在CN60P情景下，新疆、内蒙古等省区电力部门排放达峰时间可延后至2030年。

### 3.2 立足资源禀赋的电力部门碳中和转型路径

碳中和情景下电力装机与发电量快速增长。由于碳中和目标下更高的电力需求，碳中和情景下电力总装机在2030年、2060年分别增长至3221~3599GW和6434~7173GW。碳中和目标下，2060年风电与光伏装机容量将占据主要地位，容量占比将超过85%。CN60、CN60P情景下风电和光伏装机容量将进一步提升至5522、6393GW。2060年，大部分省区需要依靠BECCS等技术实现负排放。2060年全国BECCS电厂装机将达到143~159GW。

碳达峰碳中和目标促使清洁电力加速发展，可再生能源装机容量快速增长。碳中和情景下，2030年全国发电量达到10.9~11.7PWh，2060年增长至17.8~19.5PWh。2030年清洁电力（包含带有碳捕集装置的化石能源发电）发电量占比将从CP30情景的41.7%提升至碳中和情景的47.8%~49.6%，2060年所有电力来自于清洁能源。

碳中和目标要求各省区立足自身能源资源禀赋持续推进电力部门深度脱碳。图8为各省区不同情景下的分类型发电量。碳中和情景下，西北地区省区立足于丰富的风能与太阳能资源，成为重要的可再生能源基地。内蒙古、新疆、甘肃的风电、光伏发电量较高，2060年CN60情景下分别达到3478、1365、1488TWh，位居全国前列。东部省区风能和太阳能资源有限，需要依靠可再生能源发电与核电实现电力部门低碳转型，具有核电开发条件的沿海省区积极建设核电厂。广东、浙江和江苏核电发展较快，2060年核电发电分别达到299、462、231TWh，约占全国总核电发电量的70%。西南地区立足丰富的水能、风能和太阳能资源，实现电力部门深度脱碳。2060年，云南水力发电达到142TWh，四川水力发电达到310TWh。

### 3.3 促进省区协同的电力调度与电力传输

借助China TIMES-30PE模型对可再生电力与负荷波动性的详细刻画，本研究分析了季度与日度尺度各类电源的出力变化情况，进而为电力调度和跨省区电力传输提供依据。电力供应的波动性主要来源于风电和光伏。风电与光伏发电在季度与日度层次体现出较强的互补性。2060年，风电与光伏的年发电量分别达到9.0PWh和4.4PWh。光伏电厂夜晚出力为

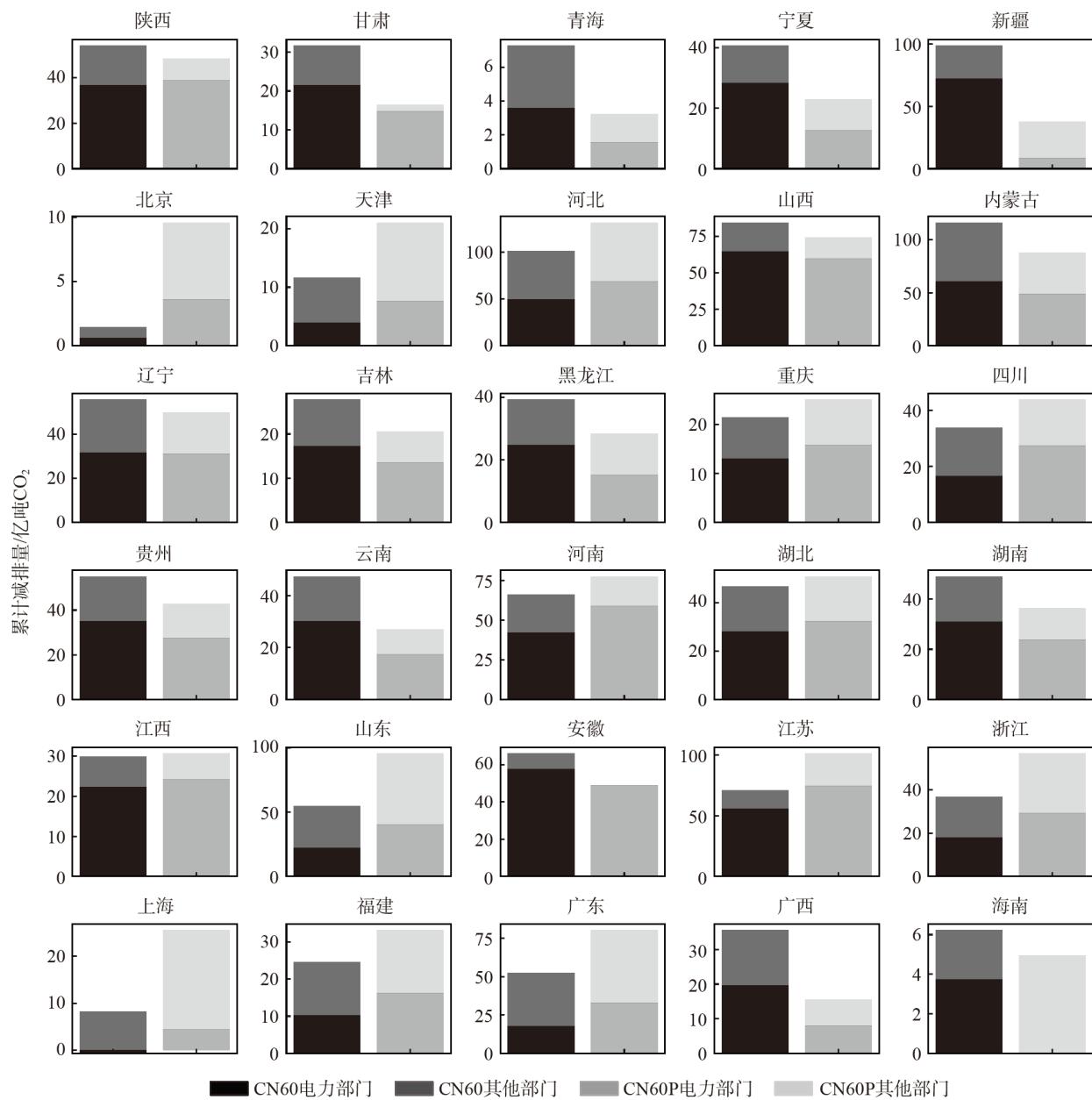


图6 碳中和情景各省区2020—2060年较碳达峰情景累计减排量及电力部门贡献

Fig.6 Cumulative emission reductions and contributions of the power sector of carbon neutrality scenarios compared to carbon peaking scenarios by provinces from 2020 to 2060

且在日间峰时段达到峰值，2060年春季、夏季、秋季和冬季的峰值出力分别为1457、1617、1071、807GW。风电场在夜晚的出力高于白天的出力，春季、夏季、秋季和冬季的出力范围分别为725~1149、685~1069、808~1258、881~1377GW。在高比例可再生能源并入的电力系统中，储能起到“削峰填谷”的作用。以春季为例，日间峰时段储能平均充电功率最高为701GW，晚间峰时段平均放电功率最高为444GW。

图9以西北地区和东部地区为例给出了CN60情景下2060年

分时段的电力供应情况。西北省区可再生能源装机增长迅速，是我国重要可再生能源基地。内蒙古、新疆和甘肃2060年的风电和光伏装机容量分别超过1213、584、587GW。东部地区电力需求快速增长但可再生资源有限，是我国电力负荷中心。山东、广东和江苏2060年的电力消费分别增长到1.8、1.3、1.1PWh。西北地区大量向东部地区输送电力，2060年新疆电力外送量占发电量的61%，山东的电力调入量占其电力消费量的58%。

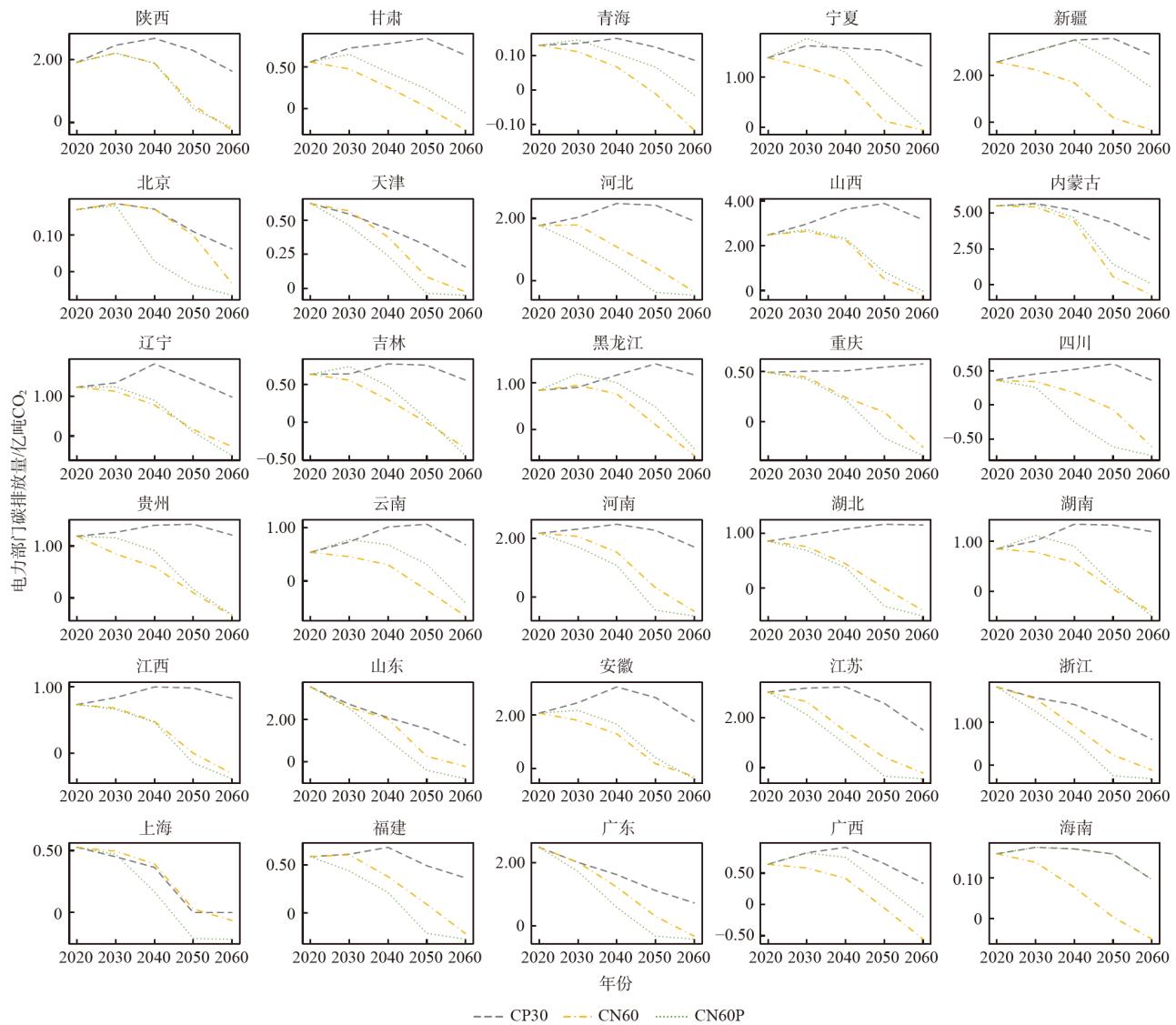


图7 各省区电力部门排放路径

Fig.7 Carbon emission pathways of power sector by province

由于风能和太阳能资源与电力需求时空分布不匹配，碳中和目标下，跨省跨电网区域的传输电量不断上涨，输电线路容量不断增加。2020年跨省传输电量为1536TWh。2030年CP30、CN60、CN60P情景下分别增长至1851、2120、2225TWh。2060年，CN60和CN60P情景省间传输电量将增长至6747TWh和6893TWh，分别占当年发电量的38%和35%。由于中西部可再生能源基地距离东部负荷中心距离较远，跨区电力传输在省间电力传输中占比不断增加（图10）。2020年跨区传输电量为613TWh，占省间传输电量的39.9%。CN60情景下，2060年跨区传输电量增长至3796TWh，在省间传输电量中占比增至55.2%。西北地区外送电量较大，内蒙古、甘肃、新疆外送电量分别达到2114、1140、525TWh。

碳中和目标下省区间输电线路容量也快速增长。2020年跨省输电线路容量为449GW，其中，跨区输电能力为162GW。2030年，CP30、CN60、CN60P情景下跨省输电线路容量分别增长至485、518、532GW。2060年，CN60、CN60P情景下省间传输电量分别达到1637、1702GW。CN60情景下跨区输电线路装机占比在2030年增长至38.7%，2060年增长至52.9%。凭借输送距离远、传输容量高与输电损耗小的优点，特高压输电技术在省区间电力传输中承担起骨干作用。2060年CN60、CN60P情景下特高压输电电量在全国跨省传输电量中的比重分别达到42.3%、50.2%。

低碳转型过程中大规模部署可再生电力将使储能技术的需求不断增加。碳中和目标下储能装机将快速发展。随着排

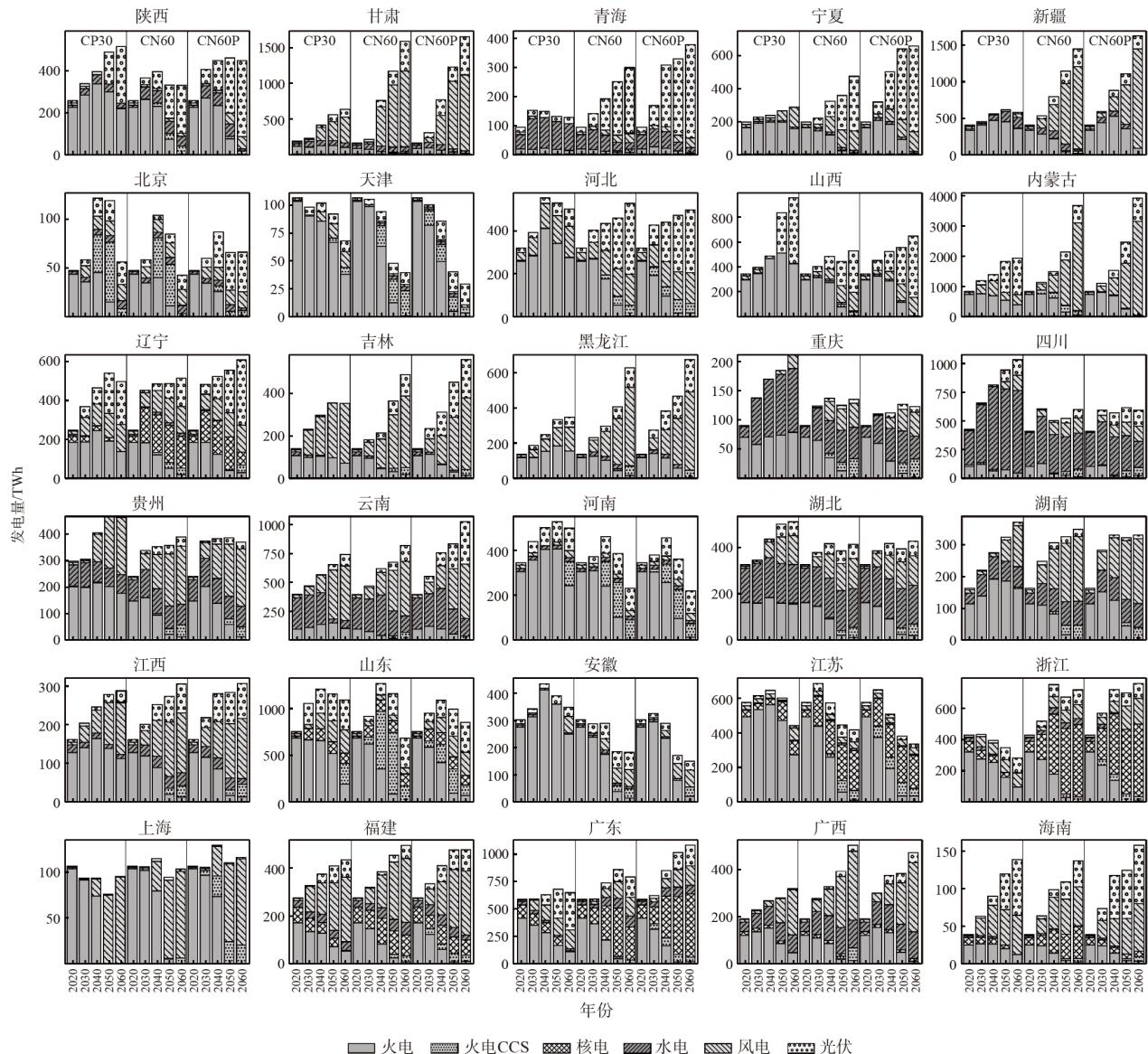


图8 各省区分类型发电量

Fig.8 Electricity generation by technology and province

放约束的增强，电池储能装机占比逐渐提高。2030年，在CP30、CN60、CN60P情景下，储能技术装机总量分别达到193、201、237GW，其中电池储能占比相较于2020年的6%容量占比分别增长至38%、40%、49%。2060年，在CN60、CN60P情景下，储能技术装机总量分别达到935、1114GW，其中电池储能装机容量分别增长至692、843GW。抽水蓄能主要分布在青海、云南、四川等抽水蓄能资源与可再生能源资源丰富的省区。电池储能主要分布在内蒙古、甘肃、新疆及其他风电和光伏装机较多的省区。

### 3.4 支撑电力部门碳中和转型的投资需求

碳达峰碳中和目标下的能源转型创造巨大的投资与技术创新需求。2020—2060年，CP30情景下发电与供热部门需要投资5.5万亿美元，CN60情景下投资增长至7.4万亿美元。碳中和情景下发电与供热部门中化石能源投资显著下降，风电、光伏、BECCS发电投资增长明显。

如图12所示，碳中和情景下西北地区作为可再生能源基地需要大量投资，内蒙古、新疆、甘肃发电与供热部门投资位居全国前列。由于可再生能源电力投资需求增长，大部分省区在碳中和情景下的发电与供热部门投资均高于CP30情景，

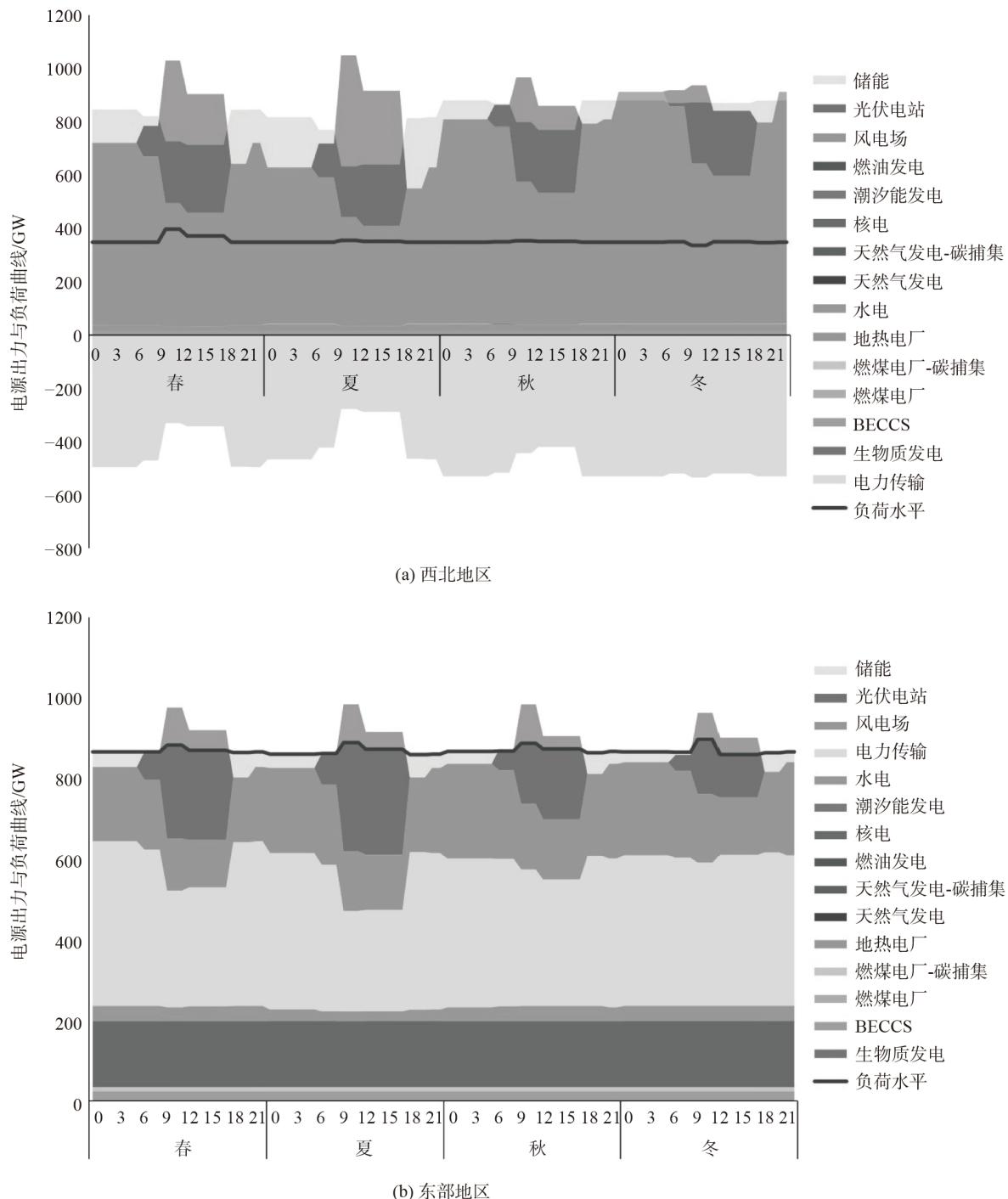


图9 2060年CN60情景下西北地区和东部地区分时段的电力供应

Fig.9 Electricity supply by time slice in 2060 in the northwest and eastern regions under the CN60 scenario

江苏、北京、天津等少数省区由于调入电力占比增加，反而投资有所下降。

较CN60P情景，CN60情景下西北省区等经济相对落后的省区需要更大力度减排，并需要更多的发电与供热部门投资。

CN60情景下内蒙古、新疆和甘肃发电与供热部门投资分别较CN60P情景高106亿美元、727亿美元和367亿美元。但是从全国视角看，将风电和光伏电力部署在具有资源优势的西北地区省区能够降低全国发电与供热部门总投资5222亿美元。

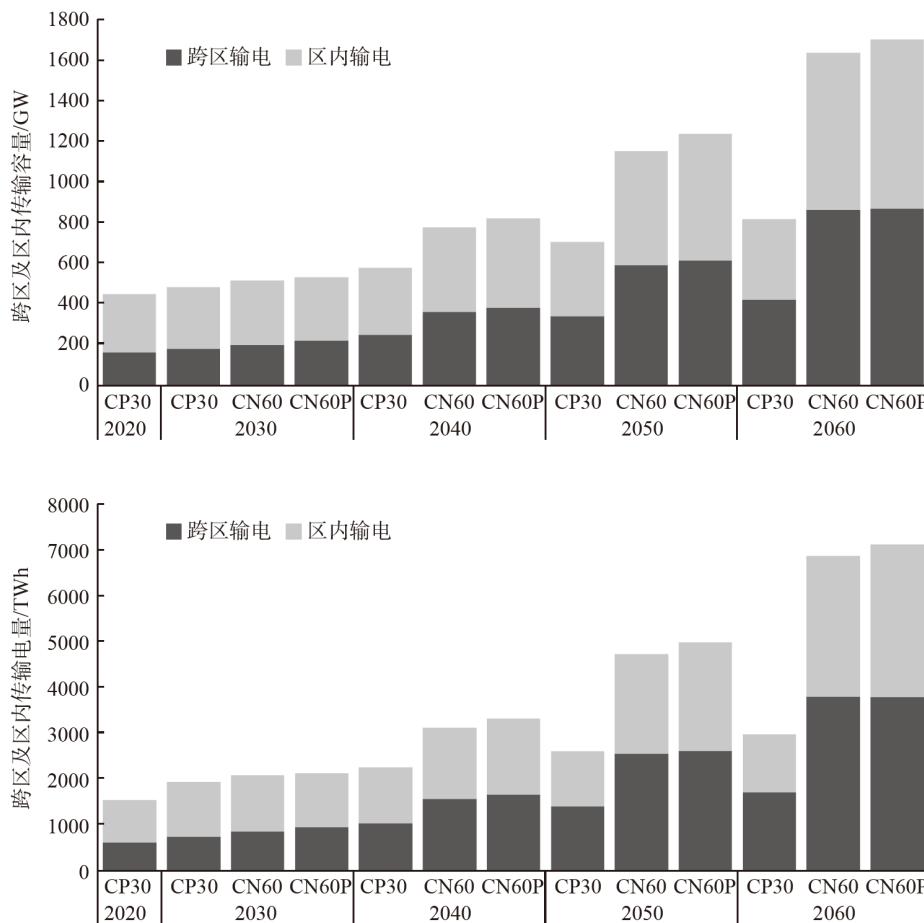


图 10 跨电网区域与区内输电线路容量与传输电量  
Fig.10 Transmission line capacity and transmission power of inter-grid lines and intra-gird lines

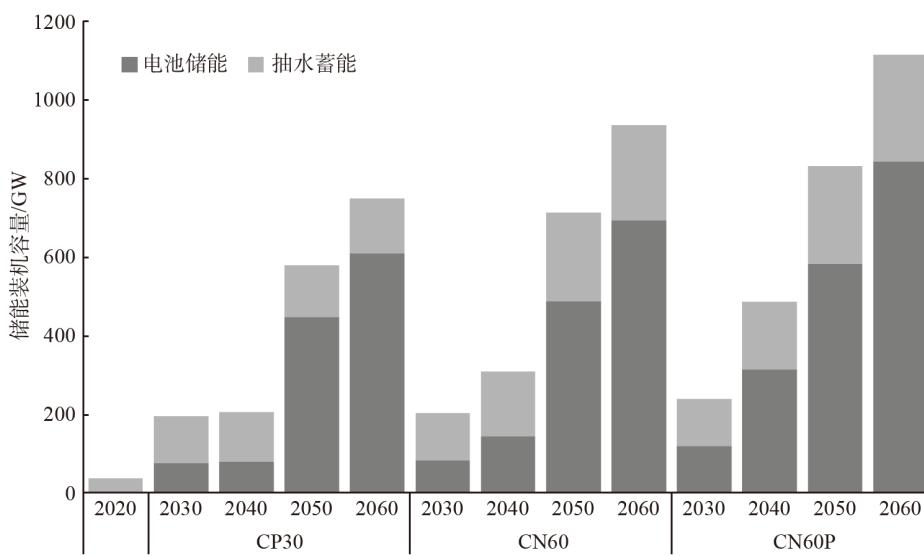


图 11 全国及主要电网储能装机容量  
Fig.11 National and major power grid energy storage installed capacity

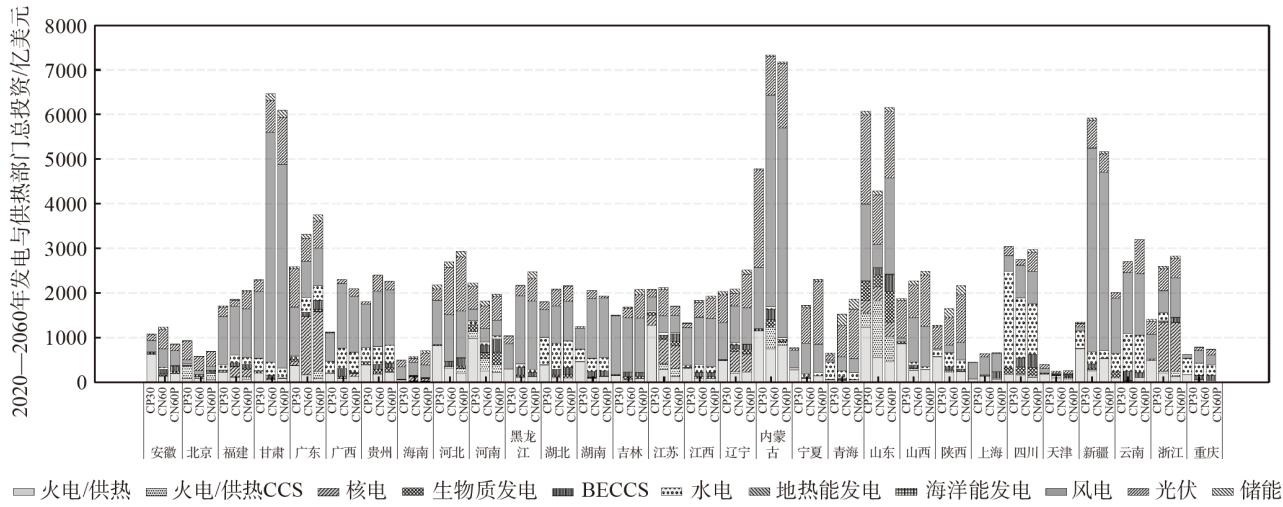


图 12 各省区发电与供热部门总投资  
Fig.12 Investment of power and heat sectors by province

碳中和目标下，跨省区电力传输特别是特高压线路将成为省区间能源优化配置的重要手段，投资需求不断增长。CN60 情景下，2020 年全国特高压输电线路投资达到 84.5 亿美元，2030 年增长至 95 亿美元以上，2060 年增长至超过 180 亿美元。随着可再生电力的增长，储能技术投资也快速增加。CN60 情景下 2030 年储能年度投资总量增长至 93 亿美元，2060 年增长至 162 亿美元。

#### 4 中国省区协同的电力系统碳中和转型总结与政策建议

基于所构建的中国分省区碳中和转型分析模型，本研究在已有碳达峰碳中和政策的基础上分析了碳中和目标下各省区的电力低碳转型路径。研究发现，实现碳达峰仍需全国进一步强化减排目标，北京和上海等东部经济发达省区尽早达峰，其他省区力争在“十五五”期间实现达峰。各省区在实现碳达峰后需要大幅减排，2050 年各省区碳强度较 2020 年下降 81% 以上。当前电力在全国总排放中占比超过 40%，碳中和情景下，2020—2060 年，电力部门累计减排量占能源系统累计减排量近 60%。碳中和目标要求各省区电力部门加快低碳转型，并在 21 世纪中叶实现负排放。随着电能逐渐替代化石燃料，电力需求将不断增加，2060 年电力装机容量增至 6434GW；发电量增至 17.8PWh。2060 年，可再生能源发电将成为主要电力来源，风电和光伏发电持续发展，装机容量超过 5522GW，占总装机容量的 85% 以上。西北地区省区风电和光伏装机容量位居全国前列。电力部门深度脱碳过程中风能

和太阳能资源与电力需求时空错配的矛盾将会日益加剧，需要持续发展省区间电力传输来提升省区间资源配置能力。2060 年，碳中和情景下省间传输电量由 2020 年的 1536TWh 增长至 6747TWh，跨省输电线路容量由 449GW 增长至 1637GW。碳中和转型拉动大量投资，为实现碳中和，2020—2060 年发电与供热部门投资增至 7.4 万亿美元，较碳达峰情景增长超 50%。作为可再生能源基地的内蒙古和新疆等省区发电与供热部门投资位居全国前列。为实现安全、经济、协调的中国电力系统脱碳和能源系统转型，应在以下重点方向加大资源投入和政策支持。

1) 考虑到资源禀赋和减排成本，国家在下达“十五五”目标时，应鼓励西部省区挖掘可再生能源资源潜力，驱动西部省区生产与消费模式绿色转型与可再生电力建设，同时通过市场和财政手段实现资金向承担更多减排责任的省区转移，促进省区间均衡发展。

2) 各省应因地制宜制定电力部门转型策略，东部地区主要依靠风电、光伏、核能实现脱碳，并且需要大量调入电力满足需求；西北地区通过发展风电和光伏实现脱碳，并需要大量部署储能和电力外送网络；西南地区立足丰富的水能、风能和太阳能资源实现电力部门深度脱碳。

3) 进一步发展和应用特高压输电技术，建立和完善内蒙古至山东、北京、天津，新疆至河南、江苏、安徽和浙江，青海至江苏和河南，宁夏至湖北，甘肃至江苏、浙江、湖南，四川至上海，云南至广东的特高压输电骨干线路。

4) 为保障大规模接入可再生电力的能源系统安全稳定，储能需要得到快速发展。其中，抽水蓄能主要分布在云南、

四川、青海等省区，电池储能主要分布在内蒙古、河北等省区。

5) 大规模可再生能源接入的能源系统需要统筹布局。当前可再生能源电力消纳主要依靠火电机组调频调峰和电力跨省传输，未来可再生能源基地需要将可再生电力、输电、储能、制氢与储运氢工程统筹规划。根据风电、光伏电力的分布位置与装机规模，配套建设其需要的电力外送通道（特别是特高压输电通道）与储能设施，保障可再生能源安全稳定供应的同时，也能够利用可再生能源发展氢能产业，向工业与交通部门供应绿氢，助推新型能源体系建设。

## 参考文献

- [1] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. 2020. (2020-09-22)[2022-10-30]. [http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-09/22/c\\_1126527652.htm](http://www.xinhuanet.com/politics/leaders/2020-09/22/c_1126527652.htm).
- [2] 新华社. 中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰 碳中和工作的意见[EB/OL]. 2021. (2021-10-24)[2022-10-30]. [http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content\\_5644613.htm](http://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm).
- [3] 张达. 中国分区能源经济模型 (C-REM) 的开发与应用[D]. 北京: 清华大学, 2014.
- [4] Sun Y S, Jiang Y Q, Xing J, et al. Air quality, health, and equity benefits of carbon neutrality and clean air pathways in China[J]. Environmental Science & Technology, 2024, 58(34): 15027–15037.
- [5] 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, 13: 3172.
- [6] Xiong W M, Yang Y Z, Wang Y, et al. Marginal abatement cost curve for wind power in China: A provincial-level analysis[J]. Energy Science & Engineering, 2016, 4(4): 245–255.
- [7] Zhang S, Chen W Y, Zhang Q, et al. Targeting net-zero emissions while advancing other sustainable development goals in China[J]. Nature Sustainability, 2024, 7(9): 1107–1119.
- [8] Zhang S, Chen W Y. Assessing the energy transition in China towards carbon neutrality with a probabilistic framework[J]. Nature Communications, 2022, 13: 87.
- [9] Li N, Chen W Y, Zhang Q. Development of China TIMES-30P model and its application to model China's provincial low carbon transformation[J]. Energy Economics, 2020, 92: 104955.
- [10] Zhang Q, Chen W Y. Modeling China's interprovincial electricity transmission under low carbon transition[J]. Applied Energy, 2020, 279: 115571.
- [11] 黎楠. 中国分省区低碳协同发展模型的构建与应用[D]. 北京: 清华大学, 2018.
- [12] Zhang Q, Zhang S, Chen W Y. Provincial pathways to carbon-neutral energy systems in China considering interprovincial electricity transmission development[J]. Applied Energy, 2024A, 375: 123953.
- [13] 国家统计局能源统计司. 中国能源统计年鉴2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2022.
- [14] Tong D, Farnham D J, Duan L, et al. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power worldwide[J]. Nature Communications, 2021, 12: 6146.
- [15] 国家发展改革委. 各省级电网典型电力负荷曲线[EB/OL]. 2019. (2020-11-25)[2022-10-30]. <https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202012/P02020120254604487586.pdf>.
- [16] He G, Kammen D M. Where, when and how much solar is available? A provincial-scale solar resource assessment for China[J]. Renewable Energy, 2016, 85: 74–82.
- [17] He G, Kammen D M. Where, when and how much wind is available? A provincial-scale wind resource assessment for China[J]. Energy Policy, 2014, 74: 116–122.
- [18] 张宁, 周天睿, 段长刚, 等. 大规模风电场接入对电力系统调峰的影响[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 152–158.
- [19] 韩陶亚, 王建军. 深度调峰需求下火电机组运行的挑战及对策[J]. 电子元器件与信息技术, 2019, 3(10): 89–91.
- [20] 张广才, 周科, 鲁芬. 燃煤机组深度调峰技术探讨[J]. 热力发电, 2017, 46(9): 17–23.
- [21] 谢俊, 白兴忠, 甘德强. 水电/火电机组调峰能力的评估与激励[J]. 浙江大学学报(工学版), 2009, 43(11): 2079–2084.
- [22] 李宏. 中国煤炭运输: 能力、消耗和价格[M]. 北京: 中国市场出版社, 2008.
- [23] 中国石油天然气集团有限公司. 天然气管道运输成本相关信息公开专栏[EB/OL]. 2019. [2022-10-30]. <http://www.cnpc.com.cn/cnpc/trq2019/trqgdyscbxgxgkzl.shtml>.
- [24] 中国石油天然气集团有限公司. 天然气管道运输收费价格公开专栏[EB/OL]. 2020. [2022-10-30]. <http://www.cnpc.com.cn/cnpc/jggk2020/trqgdysfjggkzl.shtml>.
- [25] 中国石油天然气集团有限公司. 油气管网设施公平开放信息公开平台[EB/OL]. 2020. [2022-10-30]. [http://www.cnpc.com.cn/cnpc/yqgwssxwzx/gkxx\\_listh.shtml](http://www.cnpc.com.cn/cnpc/yqgwssxwzx/gkxx_listh.shtml).
- [26] 国家石油天然气管网集团有限公司. 油气管网设施公平开放信息公开[EB/OL]. 2020. [2022-10-30]. <https://www.pipechina.com.cn/jtgg.html>.
- [27] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告2021[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2021.
- [28] 国家能源局. 2020年度全国可再生能源电力发展监测评价报告[R]. 2021.
- [29] 窦金良, 耿庆申, 李仕明. 特高压和超高压交流输电经济优选分析[J]. 中国工程咨询, 2018, (9): 47–52.
- [30] 徐政, 程斌杰. 不同电压等级直流输电的适用性研究[J]. 电力建设, 2015, 36(9): 22–29.
- [31] 国家能源局. 2011–2013年全国跨区跨省输电线路损耗情况通报[R]. 2015.
- [32] 中国电力企业联合会. 电力工业统计资料汇编2015[R]. 2016.
- [33] International Monetary Fund. World economic outlook: The great lockdown[R]. 2020.
- [34] World Bank Group. Global economic prospects 2023[R]. 2023.
- [35] 张强, 黎楠, 陈文颖, 等. 基于省区协调发展的GDP预测模型[J]. 气候变化研究进展, 2019, 15(1): 54–61.