

DOI: 10.20103/j.stxb.202306301396

王雨菲,戴雨岐,杨钦琨,徐琳瑜.典型负供电地区电力行业隐含碳减排路径.生态学报,2025,45(1):445-460.

Wang Y F, Dai Y Q, Yang Q K, Xu L Y. The research on the embodied carbon emission reduction path of the power industry in typical negative power supply areas. Acta Ecologica Sinica, 2025, 45(1): 445-460.

典型负供电地区电力行业隐含碳减排路径

王雨菲,戴雨岐,杨钦琨,徐琳瑜*

北京师范大学环境学院,北京 100875

摘要:电力系统是我国能源系统的枢纽与核心,双碳目标主导下的电力系统正处于低碳转型期。而对于负供电地区,其高比例外来电产生的隐含碳排放未得到足够重视,仅通过直接碳减排已无法满足低碳转型要求,需要将隐含碳排放纳入考虑,从而实现用电减排两不误,这对推动我国经济高质量发展意义重大。集成经济-能源-社会三要素,基于电量供需平衡,综合调控“电源-电网-负荷”三侧,构建电力行业 LEAP 模型分析电力供需结构与碳排放变化趋势,以京津冀地区为例探究负供电地区电力行业隐含碳减排路径。结果表明,隐含碳排放是负供电地区不可忽视的碳排放来源。负供电地区电量缺口扩大将引起隐含碳排放增加,而引入高煤电占比的外购电力并不利于当地隐含碳减排。进一步探究发现充分发挥非化石能源的资源潜力,控制以第二产业为主的用电增速可有效弥补电量缺口,进而提升隐含碳减排效果。因此,未来负供电地区需加强源荷双向管理,加强本地风力和光伏等新能源电源支撑,同时加速推进负荷侧特别是工业领域的绿色节能管理,并引入高新能源比例的外购电力。

关键词:隐含碳减排;LEAP 模型;负供电地区;情景分析;电力行业

The research on the embodied carbon emission reduction path of the power industry in typical negative power supply areas

WANG Yufei, DAI Yuqi, YANG Qinkun, XU Linyu*

School of Environment, Beijing Normal University, Beijing 100875, China

Abstract: The power system serves as the cornerstone of China's energy system. Currently, as China strives to achieve carbon peaking and carbon neutrality goals, the power system is undergoing a transition towards low-carbon practices. However, for negative power supply areas, the embodied carbon emissions generated by high proportion of purchased electricity have not received enough attention. Only through direct carbon emission reduction cannot meet the needs of a successful low-carbon transformation. It is necessary to take embodied carbon emissions into account to balance the dual objectives of ensuring secure electricity consumption and reducing carbon emissions. This approach plays a crucial role in advancing the high-quality development of China's economy and society. This study integrated the three elements of economy-energy-society, and comprehensively regulated the three sides of 'source-grid-load' based on the balance of power supply and demand. The LEAP model of power industry was constructed to analyze the changes in power supply and demand structure and carbon emissions trends, and Beijing-Tianjin-Hebei region was taken as an example to explore the embodied carbon emission reduction path of power industry in typical negative power supply area. The results indicated that the embodied carbon emissions were one of the sources of carbon emissions from power industry that cannot be ignored in negative power supply areas. The expansion of the power gap in negative power supply areas would lead to an increase in embodied carbon emissions. However, while the introduction of purchased electricity with a high proportion of coal-fired

基金项目:北京市自然科学基金项目(9222018)

收稿日期:2023-06-30; 网络出版日期:2024-09-24

* 通讯作者 Corresponding author. E-mail: xly@bnu.edu.cn

power could relieve the power gap, it was not conducive to local embodied carbon emission reduction efforts. Further exploration revealed that giving full play to the resource potential of non-fossil energy power generation and controlling the growth rate of electricity consumption mainly in the secondary industry can effectively make up for the power gap, thereby improving the effect of electricity embodied carbon emission reduction. Therefore, in the future, the two-way management of power supply and load sides of the power industry needed to be strengthened in the negative power supply area, and the support of local new energy power supply such as wind power and photovoltaic power also needed to be enhanced. At the same time, the green energy-saving management on the load side needed to be accelerated, especially in the industrial field. Finally, the inter-provincial green power trade needed to be expanded, with a significant portion of new energy purchased power requiring importation.

Key Words: embodied carbon emission reduction; LEAP model; negative power supply area; scenario analysis; power industry

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》强调,要构建现代能源体系,推进能源革命,建设清洁低碳、安全高效的能源体系^[1]。电力是能源发展命脉,深刻影响能源转型进程。随着电力需求不断增长,发电结构的转型对能否按期实现双碳目标至关重要^[2-3]。在电力系统低碳转型过程中,以重要的负荷中心为主的许多地区面临用电需求激增和供电能力不足的矛盾。同时,在双碳目标背景下,传统火力发电受到一定制约,而新能源发电能力不足,使得地区内电量缺口不断扩大,部分地区出现用电荒现象,对居民日常生活造成极大影响。为缓解用电紧缺,多数受电地区会从邻近电力富裕省份购入电力,但跨省电力传输会造成地区间隐含碳排放转移。特别是一个省份在进口碳密集型电力的同时,很可能使其电力部门去碳化,造成“碳泄漏”现象^[4-6]。对于此类地区,直接碳排放无法反映地区整体碳排放情况,有必要将隐含碳排放纳入考虑,制定整体碳减排路径,进而支撑双碳目标的落实^[7]。

通过梳理近年电力行业碳减排研究现状可以得到,火电节能减排技术改进、燃料技术改进、优化电源结构及碳捕捉和封存是电源侧主要的减排措施^[8-10]。电网侧减少电力损失的方法主要包括降低线损率,加快各地间高压输电线路的建设,以及推动分布式发电来节约途中电力传输损失^[11]。负荷侧主要通过控制经济人口规模,推广节能电器,进行产业结构调整^[12-16]等方式节约电力,从而减少电力碳排放。国内外学者综合上述因素,开发利用多种建模工具进行电力行业碳减排路径探究,目前大多使用 EnergyPLAN^[17]、LEAP^[18-19]、TIMES^[20-21]、STIRPAT^[22-23]等各类数量化模型进行研究。LEAP 模型作为一种自下而上的模型,是一种用于研究能源系统建模和温室气体减缓评估的工具,能够有效描述不同时期技术细节,适用于分析技术或政策方面的精细变化,目前已成为交通^[24]、建筑^[25]和电力行业^[26-27]等部门较为常用的预测模型。Cai 等人基于 LEAP 模型,探讨了多种情景下发电企业实现碳达峰碳中和的路径^[28]。Wu 等人构建 LEAP 模型对中国电力行业碳减排潜力进行模拟,并预测不同情景未来电力需求及碳排放变化趋势^[29]。但大部分研究从生产侧或者消费侧单一视角出发,忽略了电力系统各环节通常紧密相连的特点,缺乏对整个流程的系统规划。且多数研究仅考虑电力直接碳排放,较少考虑跨省间的电力传输情况,特别是对电力对外依存度较高的受电地区,未将其外购电力产生的隐含碳排放纳入研究。

近年来,随着经济社会迅速发展,跨区输电量保持稳定增长,区域间电力贸易已成为我国常态化趋势^[30],这将进一步加剧区域间的排放转移问题^[31]。目前电力隐含碳排放已引起高度关注,且诸多研究表明京津冀地区是电力隐含碳转入的关键地区。Wei 等认为在发达省份中 20%—80% 的电力碳排放和 15%—70% 的增加值被外包给其他省份^[32]。蒯鹏等探究了西电隐含碳向东部转移的典型特征,发现北京、河北和山东是隐含碳转入的关键地区^[33]。Li 等人发现省际电力贸易中碳排放输出量大(即将电力碳排放转移至外地)的省份基本是京津冀等电力进口大省^[31]。现有研究多侧重基于历年数据进行隐含碳排放测算和碳转移特征分析,缺乏对未来情景的模拟预测,难以为后续电力行业隐含碳减排提供较为准确的建议。

作为拉动我国经济发展的核心引擎,京津冀地区是北方重要的负荷中心,近年来,京津冀地区电力对外依赖程度不断提高,成为隐含碳转入的关键地区。此外,由于需要确保北京电力供应的高度安全,京津冀电网可靠稳定运行也面临更严格的要求,而三地资源与需求的差异分布影响着整个地区的电力资源优化配置^[34]。因此,现有研究需要突破行政区边界限制,协同深挖绿电潜力,从而实现京津冀地区用电与减排的双向并行和协同发展。本研究以京津冀地区为例,集成“经济-能源-社会”三要素,引入经济人口规模、电器节能效率、输配电损失和电源结构等关键影响因素,构建电力行业 LEAP 模型,并设置基准、加强减排、高速减排三个减排力度逐步增加的情景,预测 2020—2035 年电力行业隐含碳排放变化趋势,深入分析碳减排效果,从而推进电力系统安全降碳和源网荷储一体化发展,为制订碳达峰背景下的电力行业整体碳减排路径提供理论支撑。

1 负供电地区特征分析

本研究将年度内发电总量小于全社会用电量的地区定义为负供电地区,即该地区内发电能力无法满足电力需求,存在用电缺口,下文统一用负供电地区代称。截至 2019 年末,我国共有 15 个省市处于负供电状态,多位于京津冀、长三角、珠三角等东部发达地区,部分省份电力与资源禀赋基本情况如表 1 所示。

通过对负供电地区基本情况进行分析,其主要特征如下:(1)电力需求总量较大,增长速度较快。负供电地区多位于东部较发达地区,由于经济高速发展和人口规模扩大,地区内生产用电和居民生活用电等电力需求不断上升,特别是广州、浙江和河北等用电大省,较高的发电量仍无法满足地区内的用电需求。(2)资源禀赋开发程度不足,发电能力不足。受电煤紧缺及能耗双控的限制,部分火电机组被强制关停,发电能力受限。各省份均有某类资源禀赋较为丰富,例如河北的风能、北京和河北的太阳能、重庆的水能以及部分沿海省份的海上风能,却未得到充分开发。与此同时,新能源发电机组并网规模较小,导致发电能力不及电力需求增速,地区电力供应能力不足。(3)外购电力占比高。由于电量缺口较大,负供电地区需要外购电力,多依赖临近电力富裕省份或依托西电东送工程抽调电力,多个负供电省份外购电力占比达 20%以上,这意味着其外购电力产生的大量隐含碳排放转移至电力出口地区,给后者造成较大碳减排负担。在负供电地区的电力行业必须关注电力供需结构的安全稳定性,以及如何在规定时间实现整体碳排放达峰。因此,需将隐含碳排放纳入考虑,对碳减排路径进行合理设计,实现电力系统低碳转型的平稳过渡。

表 1 2019 年部分省份电力与资源禀赋基本情况

Table 1 The basic situation of power and resource endowments in some provinces in 2019

序号 Number	地区 Area	用电量/亿 kWh Power generation	外购电力占比/% Proportion of purchased power	风能资源分区 Wind energy resource classification area	太阳能资源分区 Solar energy resource classification area
1	北京	1166	61	IV	II
2	上海	1569	47	IV	III
3	重庆	1160	33	IV	IV
4	广东	6696	31	IV	III
5	浙江	4706	28	IV	III
6	河北	3856	27	II	II
7	天津	878	24	IV	II

发电数据来自《中国电力年鉴》,风能和光伏资源分区来自国家气象局与中国可再生能源学会光伏专业委员会,按资源丰富程度由高到低的顺序分为 I、II、III、IV 四个等级

2 方法与数据

2.1 模型构建

本研究根据负供电地区特征,搭建电力行业 LEAP 模型,并结合其内置的情景分析器设置三个减排力度逐渐增大的情景,对 2020—2035 年间的电力供需结构变化和碳减排效果进行预测分析。模型构架如图 1 所示,电力系统分为“源”(电源侧)、“网”(电网侧)、“荷”(负荷侧)三个模块。

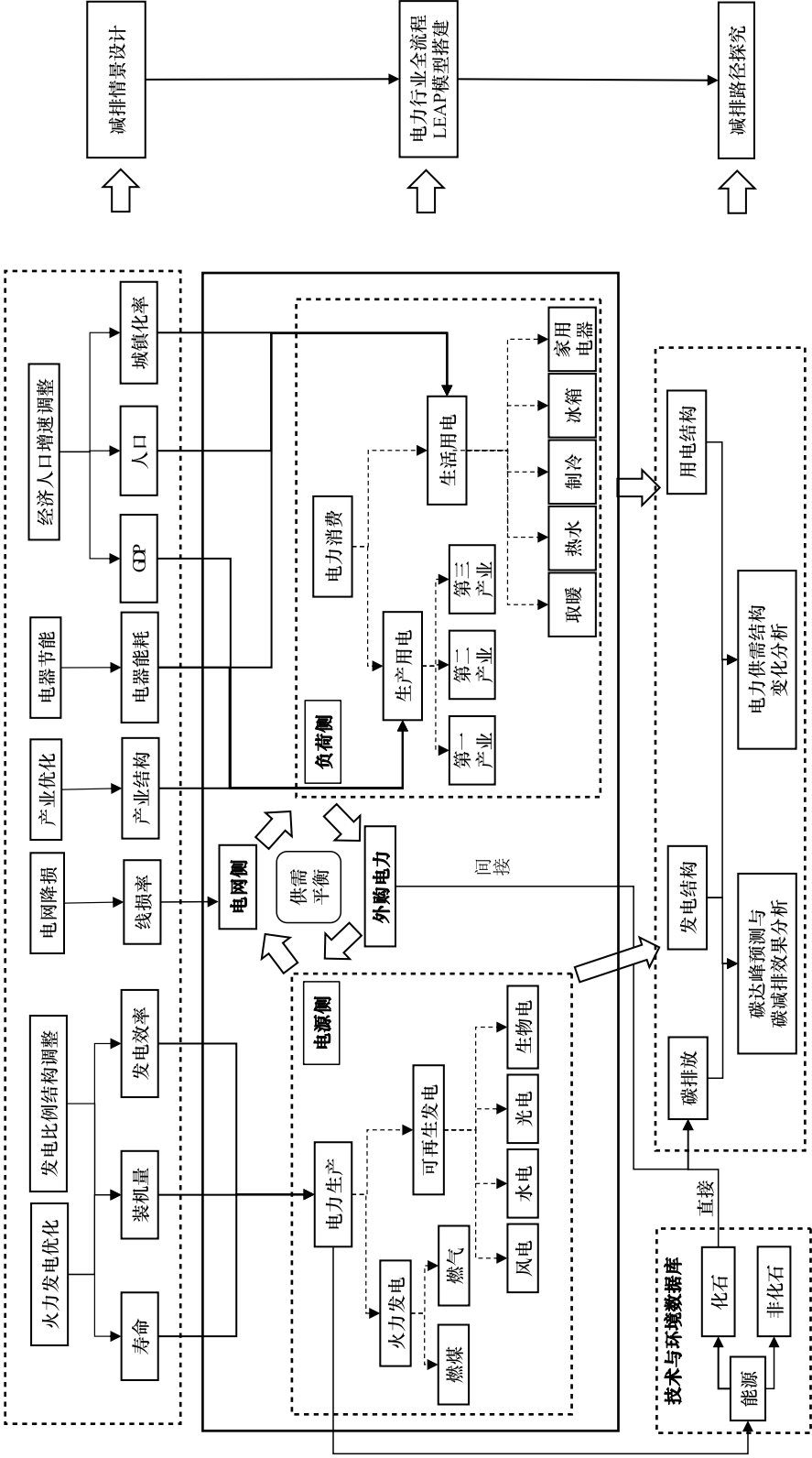


图1 电力行业模型分析框架构建
Fig. 1 Construction of power industry model analysis framework

在电源侧模块,发电类型分为火力发电、水力发电(包括抽水蓄能)、风力发电、光伏发电、生物质发电。为减少电力直接碳排放,本研究通过发电装机量、发电厂寿命和效率等关键因素调整优化电源结构,输出不同情景下的电力生产量。电网侧通过调整线损率计算输配电损失量。负荷侧划分为生产用电和生活用电,通过调整经济人口规模、产业结构和提高电器节能效率,合理控制电力需求增长。在模块内设置各类用电活动水平和最终能源使用强度,输出电力消费量。负供电地区电力供不应求,电力需求与生产量间的差值即为外购电量,通过调整关键因素可输出不同情景下的电力供需量和外购电量。需要说明的是,受模型所限,本研究假设省与省之间电力为单向一次流动,暂不考虑外购电力多级电网传输情况。

可再生发电被认为基本不产生碳排放,因此本研究仅考虑来自于火力发电产生的直接碳排放和外购电力产生的隐含碳排放。综合各模块输出结果,对不同情景下电力系统安全性稳定性进行评估,并对碳达峰时间和碳减排效果进行比较分析。

2.2 情景设定与关键参数设置

为探究不同情景下的碳减排效果,本研究设定碳减排力度逐渐加大的基准、加强减排和高速减排情景(表2)。考虑疫情影响及数据可获取性,将研究基准年设定为2019年。由于现有政策规划时限为中长期(5—15年),时间跨度过长会影响预测精度;且研究需跨过2030年国家碳达峰目标年,故将研究年限设定为2020—2035年。通过调整电源结构,控制燃煤发电规模,提高新能源发电比例,优化火力发电效率,推动电源侧直接碳减排并提高发电能力。通过调整负供电地区人口数目、经济规模、产业结构、城镇化率、电器节能程度以及线损率提高电力使用效率,降低电力损耗,缩小电量缺口并降低外购电力占比,推动电力隐含碳减排。

表2 研究设定情景及描述

Table 2 The settings of scenarios and descriptions

情景名称 Scenario name	情景相同点 Similarities of the scenarios	情景差异性 Differences in scenarios
基准情景 Baseline scenario	推动负荷侧减少电力消耗;电网侧减少电力损失;电源侧优化电源结构,提高发电效率,提高新能源并网消纳能力	各类参数按现有政策文件目标设定,若无相关政策规划则按现有速度和趋势预测
加强减排情景 Strengthen emission reduction scenario		在基准情景基础上,保持现有经济和人口目标值,降低燃煤机组增速,但仍保留一定火电规模
高速减排情景 High-speed emission reduction scenario		在加强减排情景基础上,不再新装火电机组并加速现有燃煤机组退役,将现有政策中经济和人口目标值适当下调。

2.2.1 电源侧参数设置

本研究以京津冀地区为例,结合地区发展情况设置参数。为调整电源结构,降低火力发电比例,各情景关键时间节点的电源结构设置如表3所示。火力发电方面,根据北京出台的《北京市新增产业的禁止和限制目录(2022年版)》,设定三个情景下均无新增火力发电。由于北京燃煤机组属于应急机组且规模较小,故在本研究中不考虑燃煤发电部分,且北京的燃气发电机组建设较晚,在研究年限内不涉及退役情况。天津和河北按照电力发展规划和在建项目统计综合整理得到^[35—36],并按照正常速度退役。水力发电方面,由于京津不具备继续开发水电的条件,故认为三种情景下两地水电规模均无增加。此外,本研究将储能纳入考虑,目前京津冀地区仍以抽水蓄能为主的储能方式,特别是河北省具备较大的开发潜力,因此河北省的抽水蓄能规模依据《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》待建项目规模设置,计入水力发电规模,暂不考虑其他种类的储能项目。生物质发电方面,基准情景下京津冀三地装机量按照当前发展速度设定,加强减排情景机组规模均提升10%,高速减排情景机组规模均提升20%。风力和光伏发电方面,2025年装机量按照规划^[35,37]相关要求制定,2035年装机量根据京津冀资源禀赋,预计在基准情景下风力和太阳能开采程度能够达到50%,加强减排情景下开采程度达到60%,高速减排情景下开采程度达到70%。若发电量不满足电力需求,则由外购电力弥补。

表 3 京津冀地区电源结构设置/万 kW

Table 3 Settings of power supply structure in the BTH region

发电类型 Type of power generation	情景类别 Scenario category	北京		天津		河北	
		2025	2035	2025	2035	2025	2035
燃气发电 Gas-fired power generation	基准情景	946	946	517	658	960	1120
	加强减排情景	946	946	552	693	1120	1378
	高速减排情景	946	946	382	382	800	800
燃煤发电 Coal-fired power generation	基准情景	—	—	1245	1124	4589	4248
	加强减排情景	—	—	1159	1089	4589	3976
	高速减排情景	—	—	1089	490	4316	3704
生物质发电 Biomass power generation	基准情景	55	100	45	69	315	715
	加强减排情景	60	110	50	76	347	787
	高速减排情景	66	120	54	83	378	858
水力发电 Hydropower generation	基准情景	99	99	1	1	662	922
	加强减排情景	99	99	1	1	480	1440
	高速减排情景	99	99	1	1	480	1580
风力发电 Wind power generation	基准情景	65	230	200	336	4300	7729
	加强减排情景	92	276	206	403	4608	9275
	高速减排情景	147	322	213	470	5123	10821
光伏发电 Photovoltaic power generation	基准情景	200	725	560	700	5400	13830
	加强减排情景	385	1032	560	780	6070	16596
	高速减排情景	529	1463	560	860	8028	19705

目前火力发电的主要技术与参数如表 4 所示^[38–39]。京津冀地区的燃煤发电技术主要采用亚临界、超临界和超超临界技术。自 2018 年起,地区内新增发电机组普遍采用超临界和超超临界技术。因此,在基准情景下假设新增机组均为超临界水平,加强减排情景下假设新增机组全部达到超超临界水平,高速减排情景下,假设所有机组均优化至超超临界水平。燃气技术方面,京津冀地区多数燃气电厂采用燃气蒸汽联合循环为主要燃气发电技术。根据标准《热电联产(燃气)单位产品能源消耗限额》(DB11/T 1456—2017)的技术发展水平,假设基准、加速和高速减排情景下燃气发电效率分别提升 1.5%、3%、4.5%。

表 4 火力发电常用技术与供电效率典型值

Table 4 Typical values of common technology and power supply efficiency of thermal power generation

发电类型 Type of power generation	主流技术形式 Mainstream technical forms	供电效率/% Transmission efficiency
燃煤发电 Coal-fired power generation	亚临界	38—39
	超临界	41—42
	超超临界技术	42—45
	高参数超超临界技术	45—50
	整体煤气化联合循环	45—50
燃气发电 Gas-fired power generation	F 级燃气轮机单循环	38
	G/H/J 级燃气轮机单循环	41
	F 级燃气轮机联合循环	58
	G/H/J 级燃气轮机联合循环	61

重型燃气轮机按照燃气工作温度可以分为 E、F、G/H、J 级,其中 E 级燃气初温约 1300℃,F 级燃气初温约 1400℃,G/H 级燃气初温约 1500℃,J 级燃气初温约 1600℃

2.2.2 电网侧参数设置

输配电过程线损率设置见表 5,参考近五年线损率变化速度和中电联预测值^[40],假设加速推进特高压电网建设,智能电网逐步投入使用,在基准情景下线损率降至 4.00%,在加强减排情景下线损率降至 3.50%,高速减排情景下降至 3.00%。

表 5 京津冀输配电线路损耗率设置/%

Table 5 Settings of transmission and distribution line loss rate in the BTH region

情景类别 Scenario category	2019	2035
基准情景 Baseline scenario	5.93	4.00
加强减排情景 Strengthen emission reduction scenarios	5.93	3.50
高速减排情景 High-speed emission reduction scenario	5.93	3.00

2.2.3 负荷侧参数设置

负荷侧的关键影响因素设置如表 6 所示。经济规模方面,通过各地 GDP 反映经济发展情况,基准和加强减排情景依照各地十四五规划纲要中的经济发展速度设置。高速减排情景下,GDP 相较 2019 年经济规模翻两倍。人口规模方面,基准和加强减排情景依照十四五规划纲要设定,高速减排情景则降低人口增速。城镇化水平方面,结合三地发展差距,参考现有发展速度、各省市十四五规划和姚士谋等人^[41]对城镇化率增长水平的预测,在加强减排情景下,城镇化率将依据规划的预期水平进行设定。基准和高速减排情景城镇化率增加水平上下波动 20%。产业结构方面,通过调节京津冀地区三次产业 GDP 增长率来预测产业结构变化,基准情景中各产业 GDP 增长率参考近五年平均增长率设置,并结合地区总 GDP 增长情况进行调整。加强减排情景和高速减排情景下,预计三省市协同发展程度提高,优势产业错位发展,产业结构加速优化,进一步下调第二产业增长率。结合各地总 GDP 预测情况,整理得到京津冀地区产业结构占比。

表 6 负荷侧社会经济关键影响因素设置

Table 6 Settings of the key influencing factors of social economy in electricity consumption link

参数 Parameter	地区 Area	基准情景 Baseline scenario		加强减排情景 Strengthen emission reduction scenario		高速减排情景 High-speed emission reduction scenario	
		2025	2035	2025	2035	2025	2035
国内生产总值/亿元 Gross domestic product	北京	46077	77372	46077	77372	46077	71683
	天津	18847	35706	18847	35706	18847	28425
	河北	48453	88858	48453	88858	48453	70740
常住人口/万人 Permanent population	北京	2300	2300	2300	2300	2200	2200
	天津	1500	2000	1500	2000	1470	1624
	河北	7618	7910	7618	7910	7618	7653
城镇化水平/% Urbanization level	北京	87.91	89.51	88	90	88.09	90.49
	天津	85.74	88.14	86	89	86.26	89.86
	河北	64.01	68.01	65	70	65.99	71.99
产业结构/% Industrial structure	北京	—	(0.05,14,86.18)	—	(0.04,12.15,87.81)	—	(0.04,11.15,88.81)
	天津	—	(0.67,23.11,76.22)	—	(0.66,20.89,78.45)	—	(0.75,20.12,79.13)
	河北	—	(7.66,34.16,58.18)	—	(7.32,30.33,62.35)	—	(6.95,24.14,68.91)

通过调节电器节能效率模拟负荷侧节能情况,居民生活用电划分为冰箱、取暖、家用电器、制冷和热水五个部分。我国电器设备能效标识分为五个等级,在居民生活用电方面,假定制冷(按变频热泵空调计)和热水(按电热水器计)在基准情景下能效全部提升至 3 级,加速减排情景下全部提升至 2 级,高速减排情景下全部提升至 1 级;冰箱资料来自于中国家用电冰箱产业技术路线图(2019 年版);取暖、家用电器资料来自于 Khanna 等人^[42]对中国此类产品能效标准的计算。此外,在产业用电设备方面,由于第一产业用电量相对较小,故暂不考虑;第二、三产业参考规划^[43—44]设置。整理得到各类用电设备节能效率提升情况如表 7 所示。

2.3 碳排放量核算

本研究参照《企业温室气体排放核算与报告指南发电设施》,将区域内电力行业产生的碳排放分为两部分,包括本地火力发电企业化石燃料燃烧产生的直接碳排放和外购电力产生的隐含碳排放。其中直接碳排放

利用 LEAP 模型内置的技术与环境数据库,根据电力生产量自动计算出本地发电所需能源总量,并使用 IPCC 排放因子法计算出对应的碳排放量。外购电力产生的隐含碳排放利用排放因子计算。京津冀地区属于华北电网,隐含碳排放计算公式如下所示:

$$E_i = (D_i + T_i - P_i) \times EF_i$$

式中, E_i 表示第*i*年外购电力产生的碳排放量, D_i 表示第*i*年负荷侧的电力需求量, T_i 表示第*i*年的输配电损失, P_i 表示第*i*年本地电源侧的发电量, EF_i 表示第*i*年的电网排放因子,取华北区域电网的电量边际排放因子,使用指数平滑法对后续年份数值进行预测。

表 7 设备节能效率提升设置/%
Table 7 Settings of improving device energy saving efficiency

情景类别 Scenario category	冰箱 Refrigerator	取暖 Heating	家用电器 Household appliance	制冷 Cooling	热水 Water heating	第二产业 Secondary industry	第三产业 Tertiary industry
基准情景 Baseline scenario	20	0	10	12	11	3	5
加强减排情景 Strengthen emission reduction scenarios	25	2	20	18	22	6	10
高速减排情景 High-speed emission reduction scenario	30	4	30	27	33	9	15

2.4 数据来源

本文所需数据主要分为四部分,包括资源数据、发电数据、用电数据和碳排放核算数据。资源数据中,京津冀地区的风能资源数据来自国家气象信息中心和 Gang He^[45],太阳能资源数据来自 Gang He^[46]。发电数据中,各类发电方式的发电量、装机容量及输配电过程线损率来自《中国能源统计年鉴》、《中国电力统计年鉴》、Global Energy Monitor 数据库、地方统计年鉴和统计公报,发电厂寿命、生产效率和容量信度相关数据来自文献^[47]。用电数据中,各种类用电量来自《中国电力统计年鉴》和文献^[48],GDP、常住人口、城镇化率、产业结构来自《中国统计年鉴》。碳排放核算数据中,电量边际排放因子来自《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》。

3 结果与分析

3.1 电力供需结构分析

3.1.1 电源结构与电力需求分析

基于不同情景参数设置,京津冀地区电源结构预测结果如图 2 所示。基准、加速减排和高速减排情景下整体发电量均逐步上升,2035 年相较基准年分别上涨 49.6%、60.7%、60.7%。从不同情景下的电源结构来看,基准情景下京津冀仍以火力发电为主,燃煤发电仍是地区内主要的发电方式,随着燃煤机组新旧更迭,燃煤发电量缓慢上升至 2030 年后开始回落,2035 年占比降至 46%。加强减排情景下,由于燃煤机组退役速度有所提升,自 2030 年起燃煤发电量占比开始低于 50%,与此同时可再生发电机组规模提升,风力和光伏发电量快速上升,进而带动整体发电量的上升。受机组效率和资源限制,燃气机组规模增加对整体发电量提升贡献较低。由于河北省抽水蓄能项目加速推进,储能占比相较基准情景提高三倍,地区内电源灵活调节能力进一步上升。高速减排情景下,虽然总体发电量相较加速减排情景变化不大,但电源结构加速清洁化,河北省依托其风光资源成为京津冀地区清洁电力的主要供应来源,2030 年起风力和光伏发电将成为主导,风力光伏发电量累积占整个地区发电量 56.17%以上,带动地区内可再生能源电力占比上升至 62.6%,实现发电主体由火力发电向可再生能源发电过渡。受华北地区水资源限制,京津冀水力发电量较少。生物质发电方面,京津冀地区以垃圾焚烧发电为主,河北还存在一定规模的农林生物质发电,但由于现有装机规模和技术限制,仍存在一定发展空间。

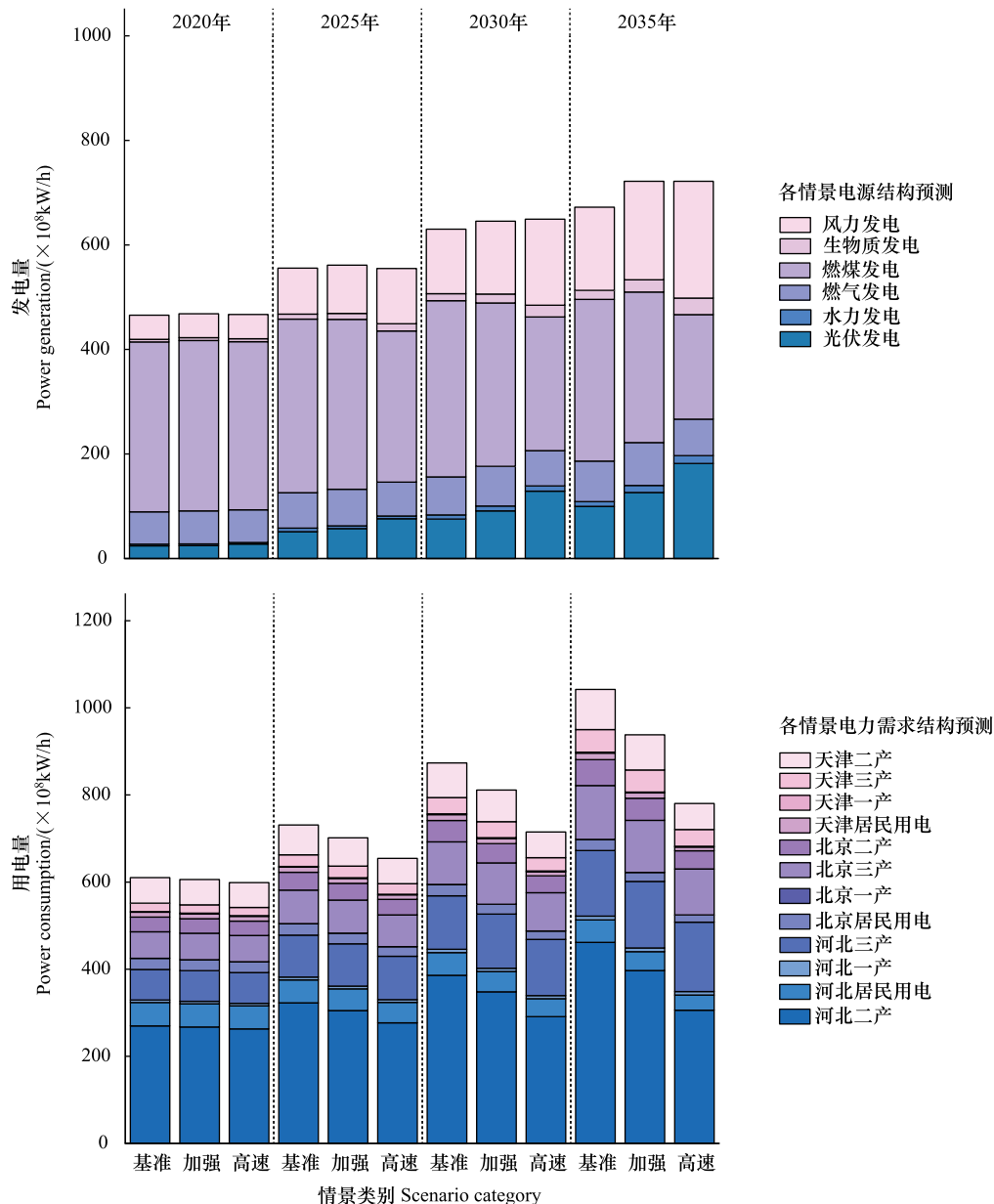


图2 京津冀地区每五年电力供需情况

Fig.2 Power supply and demand structure in the BTH region every five years

图2中京津冀电力需求结构预测情况显示,基准、加强减排和高速减排情景中整体电力需求均处于上升趋势,分别上涨76.4%、58.8%、32.1%。表明在产业结构优化升级的前提下促进经济高质量发展,可有效控制电力需求增速处于合理区间,缓解发电压力。三个情景下的电力需求结构变化较为类似,第二产业用电量增速有所下降且占比持续走低,但在未来一段时间内仍将占据绝对主体地位。河北省作为以制造业为第二产业主体的省份,拥有庞大的制造业规模,其中存在部分高耗能产业带动工业用电量上升,并进一步影响着整个地区用电量的变化。加速减排情景下,河北省第二产业用电量在最初五年内保持较高增长速率,但随着产业结构的持续优化和节能减排技术的推进,这一增长趋势有所放缓。而在高速减排情景下,通过优化资源配置,逐步减少高耗能产业比重并进一步推动高效节能产业发展,第二产业用电量增幅得到有效控制,相较基准情景节约电量33.7%。而受产业结构优化的影响,第三产业用电量以高于第二产业的增速不断提升,成为全社会

用电量增长的主要边际驱动因素。其次是居民生活用电,但在高速减排情景下受人口政策调控和节能电器普及影响,用电占比略有下降。后续应着重关注电力消耗较高的河北第二产业,推动先进制造业的发展与节能减排技术的应用。同时北京和河北的第三产业,作为整个地区电力需求新的增长点,也应重点关注其节能减排效率的提升。

3.1.2 地区间电力转移变化分析

作为负供电地区,京津冀较为依赖外来输入电力。各地区间电力转移情况见图 3,通过对比三个情景可以得到,随着情景减排力度逐渐加大,本地电源结构的优化,尤其是新能源发电能力的提升,抑制了外购电力占比的上升。高速减排情景下,河北将由电力净输入省份转变为电力净输出省份,承担京津冀地区部分供电任务。基准情景下,2035 年外购电力是京津冀地区最大的电力来源,相较于 2019 年,三地外购电力占比均有所上升,北京仅有 27% 的电力来自本地生产。随着各省市本地发电能力的提升和电力需求的有效调节,加速减排情景下,河北省的外购电力占比下降后趋于稳定,处于电量供需紧平衡状态,而京津仍处于高于基准年的水准。高速减排情景下,河北省能够承担起供给北京近 39.5% 的用电需求,同时,京津外购电力占比已下降至 21.1% 和 22.5%,说明河北省若对电力供需结构进行合理规划设计,加强对地区内资源禀赋的合理开发力度,未来将成为北京和天津的主要供电基地之一。

综上可得,北京电力需求增长较为迅速,但因其已基本完成燃煤向燃气机组的转变,火力发电结构稳定,且新能源发电发展较缓,只能依赖提升外购电力占比实现供需平衡,进一步开发延庆至怀柔一带的生态涵养区太阳能可有效增加本地电源支撑,降低外购电力占比增速。天津 2025 年前发电和用电能力同步增长,外购电力占比较为稳定,但因现有新能源储备和开发水平无法满足快速增长的以二产、三产为主的电力需求。高速情景中,加速火电退出使得天津发电结构遭受冲击,发电水平不增反降,因此,必须提高外购电力占比,以保障本地电力安全。而河北依托省内沿海风能和西北部太阳能开发,能够有效满足省内以第二产业为主的用电需求增加,降低外购电力占比,提高供电安全性,通过增加风光资源的开采程度,能够实现净电力输出,承担起供给京津两市用电的任务。因此,以保障供电安全为前提,河北应大力发展风力与光伏发电,天津需适当降低火电退出速度,北京应进一步提高外购电力占比。

3.2 电力行业碳排放预测及减排效果分析

3.2.1 碳达峰时间预测

基于各情景碳排放量情况,分析可得三个情景下本地产生的直接碳排放均能完成 2030 年前达峰目标,如图 4 所示,基准情景下京津冀地区电力行业在 2030 年实现直接碳排放达峰,加强减排情景下由于加速将燃煤机组转变为燃气机组,碳达峰时间相应提前 5 年。高速减排情景则是先进入 10 年的相对稳定期而后加速下降,直接碳排放减少效果最为显著。

但仅对比三个情景下的直接碳排放量,结果并不全面。这是因为京津冀地区属于负供电地区,外购电量不断上升,其产生的隐含碳排放量不容忽视,需要对隐含碳排放进行探究分析。若将外购电力产生的隐含碳排放纳入考虑,只有高速减排情景能够实现 2030 年前电力行业碳达峰,其他两个情景无法在 2035 年前实现碳达峰。基准情景下的总碳排放在未来十五年内仍处于上升趋势,2035 年外购电力隐含碳排放量占比超过 50%,成为京津冀地区最大的碳排放来源。加强减排情景下碳排放量下降至 2027 年后又重新回升,相较基准情景 2035 年累计碳排放量降低 12%。高速减排情景则通过控制电力需求和加速调整电源结构实现碳排放不断下降,有效削减了隐含碳排放量。2035 年相较基准情景累计碳排放量降低 31.8%,这对于后续碳中和进程意义重大。

3.2.2 电力隐含碳排放趋势与差异性分析

分析京津冀地区电力行业主要碳排放来源可得(图 4、图 5)。基准情景中,从 2031 年开始,外购电力产生的隐含碳排放取代燃煤发电,成为带动整个地区电力行业碳排放的主要来源。此情景下,北京和天津以隐含碳排放为主,河北以燃煤直接碳排放为主。加强减排情景中,由于燃煤机组向燃气机组转变,本地火力发电碳

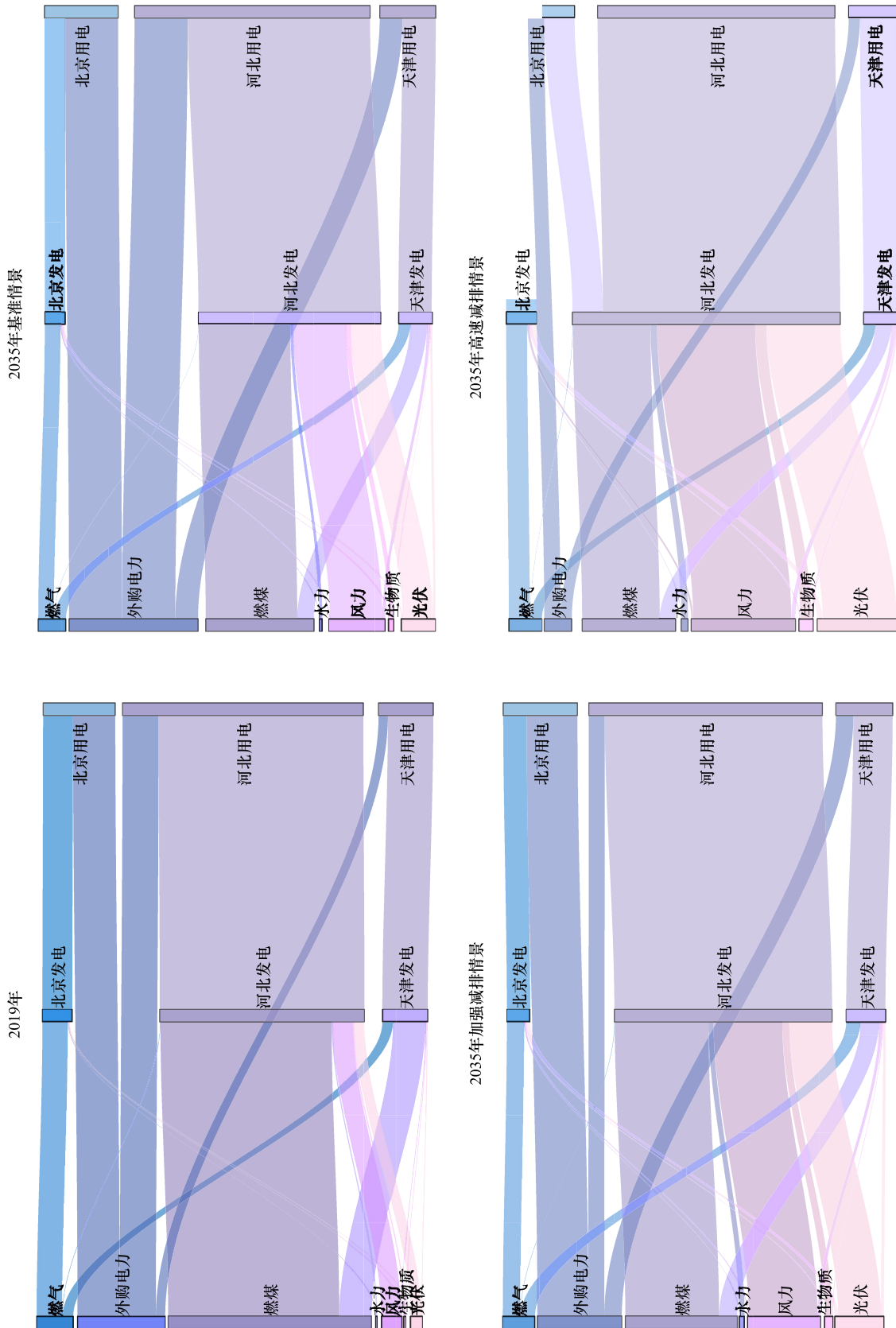


图3 京津冀地区各情景电力转移桑基图
Fig.3 Sankey diagram of power transfer in the BTH region

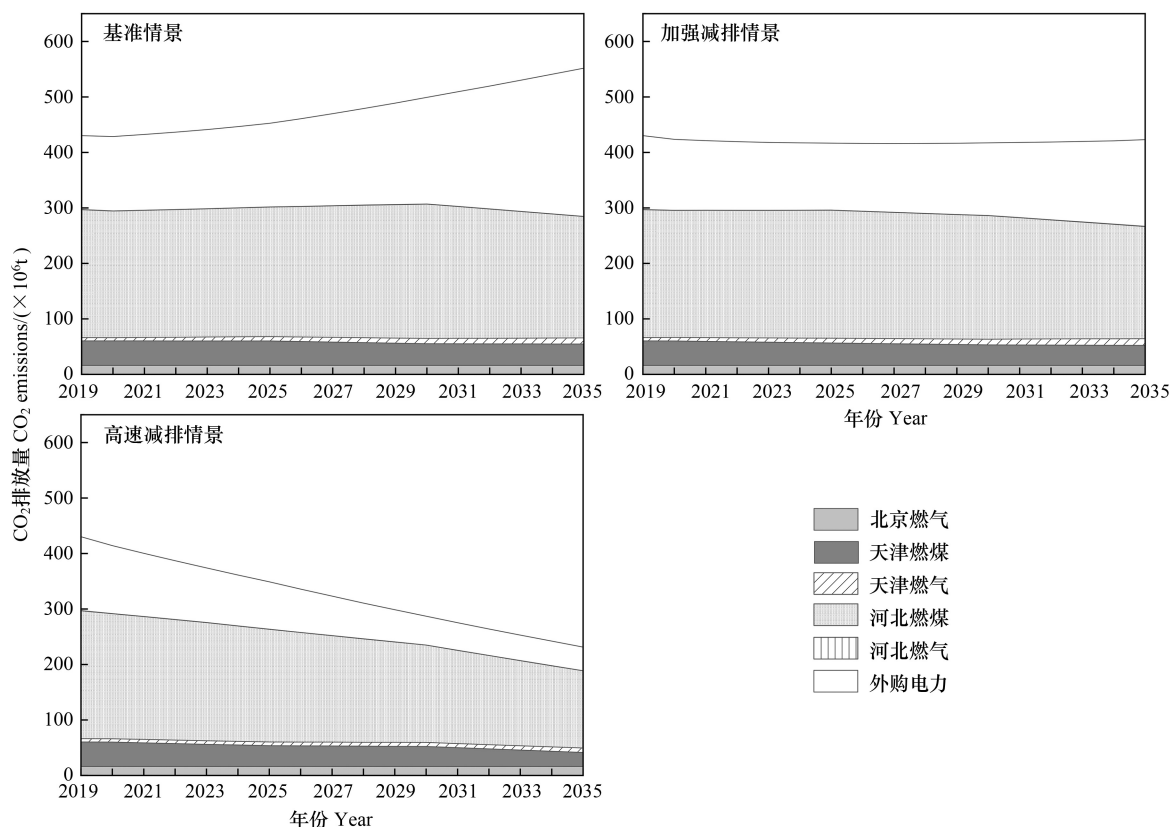


图4 京津冀地区各情景电力碳排放变化

Fig.4 Changes of power carbon emission under different scenarios in the BTH region

排放整体有所下降,隐含碳排放随新能源发电水平提升有所下降,而2028年外购电量的回升再次带动总碳排放量回升。此情景下,北京仍以隐含碳排放为主,天津和河北以燃煤直接碳排放为主,主要由天津调整电源结构引起外购电力占比下降所致。高速减排情景中,以河北省燃煤机组为主的燃煤发电净装机量逐渐下降,本地火力发电碳排放量进入负增长阶段,相较基准年下降24%。在此基础上,电力需求增速放缓和新能源发电水平提升使得隐含碳排放量大幅下降。此情景下,由于河北已实现由电力净输入地向净输出地的转变,认为整体上不产生隐含碳排放。同时,由于其承担起向北京供电的任务,北京的隐含碳排放由地区外主导转移至河北主导(65.2%),未来河北省的电源清洁程度将对北京的隐含碳排放变化造成极大影响。

加大外购电力会将本地火力发电的直接碳排放转嫁至外购电力的隐含碳排放。因此,负供电地区本地火力发电产生的直接碳排放达峰不是真正意义上的达峰,其电力行业的隐含碳排放需要引起重视。京津冀地区处于西电东送北线,依托“锡盟-山东”、“蒙西-天津南”、“榆横-潍坊”等特高压输电线路。但据国家能源局报告显示^[49],目前线路中输送的电力中仍以煤电为主,可再生电力占比几乎为0,外购电力碳排放系数高于本地电力碳排放系数,在现有条件下加大高煤电比例的外购电力输入即为碳排放转嫁,对电力行业整体实现碳减排具有不利影响。此外,河北电源结构的清洁化,不仅可以减少河北的直接碳排放,还将间接降低北京的隐含碳排放。因此,负供电地区不能盲目依赖外购电力而忽略本地电源建设,应当加强本地电源支撑能力,并适当控制电力需求增速缓解电量缺口。同时应加大力度引入高新能源比例的外购电力,降低外购电力碳排放因子,减少隐含碳排放。

3.2.3 电力行业隐含碳减排效果分析

通过比较电力行业各环节对隐含碳排放的减排贡献率,进行碳减排效果分析(图6)。相较于基准情景,

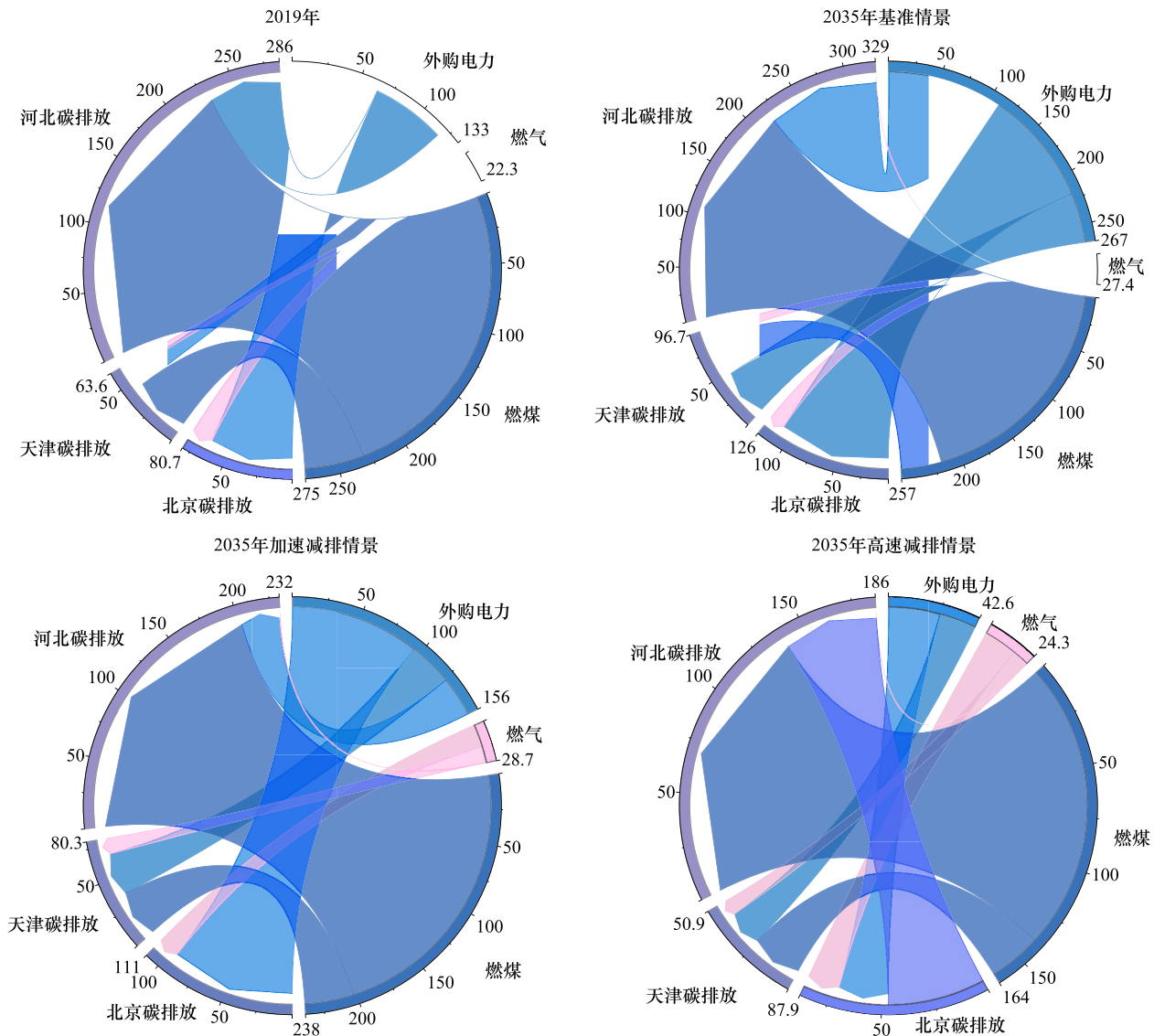


图5 各情景电力隐含碳排放流变化情况

Fig.5 The change of power embodied carbon emission flow in each scenario

图中弦的宽度表示电力隐含碳排放量大小,不同的颜色用于区分不同的电力隐含碳排放流向

加强减排情景中碳减排贡献率最高的是第二产业用电的下降,通过优化高污染高能耗的传统产业,引导其绿色低碳转型,通过技术改造和采用更节能高效的生产工艺和设备来提高生产效率,大幅节约了京津冀地区特别是河北省第二产业的电力消耗,减排贡献率达到51%。其次是风力发电和光伏发电,由于电源结构的调整优化,大幅提高了风力和光伏等新能源发电能力,有效替代了本应由火力发电补充的电量并使得碳排放量相应降低,碳排放贡献率均达15%。同时,提高电器节能效率,对居民生活用电进行合理控制对碳减排的作用也十分显著,相较基准情景城镇和农村居民节约用电的碳减排贡献率共计达到10.8%。

高速减排情景中,各环节碳减排量进一步提高,但占比变化幅度较小。碳减排贡献率最高的是第二产业用电下降,随着绿色低碳新兴产业逐步替代传统“双高”产业,京津冀地区进一步聚焦第二产业的节能减碳,引进先进清洁生产工艺,发展先进制造业和高新技术产业等,持续进行产业升级和减污降碳技术优化,大幅带动电力隐含碳排放下降,相较加强减排情景减少152%的二氧化碳排放当量。而光伏发电上升至第二大碳减排贡献因素,风力发电降至第三位,可能是由于光伏机组的容量信用度更高,且京津冀地区的太阳能资源相对更

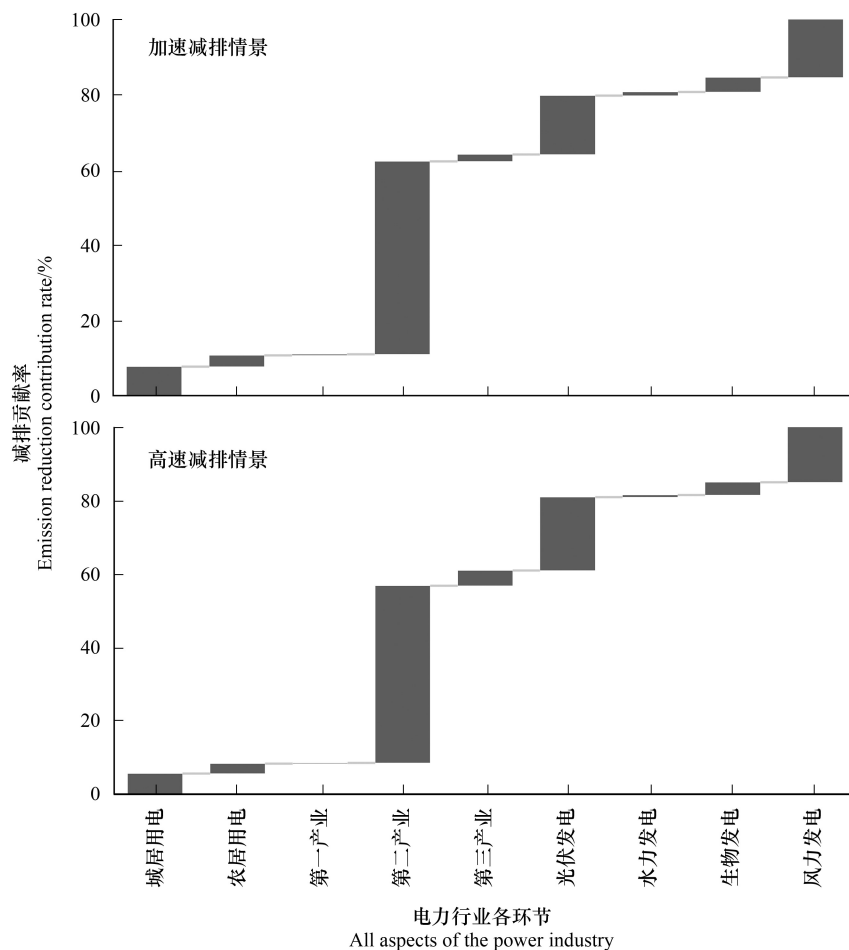


图6 电力行业各环节减排贡献率瀑布图

Fig.6 Waterfall diagram of emission reduction contribution rate in all aspects of the power industry

图中阴影部分长度代表各因素贡献率的大小

丰富,光伏发电能力提升相对较快造成。此外,由于产业结构进一步优化,结合经济规模调整,产业用电下降带动的碳减排效应继续扩大,累计碳减排贡献率达到 52.54%。表明京津冀地区电力行业碳减排的关键在于,在大力发展新能源发电的同时,合理控制第二产业用电增长。

4 结论与讨论

本研究构建了负供电地区电力行业 LEAP 模型,综合经济-能源-社会三要素,进一步预测了地区电力供需结构和隐含碳排放变化,并对减排效果进行分析。得到以下结论:第一,隐含碳排放是负供电地区主要的碳排放来源之一,且其未来排放情况受地区电力供需结构影响,具有时空异质性。第二,源荷双向调节对负供电地区直接碳排放的减排效果影响不大,但可通过弥补电量缺口对隐含碳减排产生显著效果。为实现电力供应安全和电力行业碳减排两不误,未来负供电地区电力行业隐含碳减排路径应为:加强源荷双向调节,推进以风力和光伏发电为主的本地新能源电源建设,合理控制负荷侧特别是第二产业的用电需求增速;加大省际间绿色电力贸易,电量缺口由高新能比例的外购电力填补,这对后续碳中和进程意义重大。

以京津冀地区为代表的负供电地区隐含碳减排路径的制定可从以下几方面入手:(1)在电源侧方面,需立足地区资源禀赋,加强本地区新能源发电支撑,京津冀地区应充分发挥河北省沿海风能和西北部光能资源优势,并推进储能项目的配套落实,加强清洁电力外送能力;同时加速推广火电节能减排技术的应用,合理控

制火电退出速度,避免出现为减碳而盲目关停燃煤电厂的现象,防止影响地区供电安全和减低碳中和经济性等情况发生。(2)在电网侧方面,考虑到负供电地区会引入大量外购电力来平衡地区电量缺口,后续将会加大省际间绿色电力贸易,实现清洁电力大范围、跨省市优化配置。因此,需进一步完善特高压电网建设,做好连接发电基地和负荷中心的大容量、远距离输电通道的规划,京津冀地区需持续优化与山西、内蒙古等临近发电大省间的跨省高比例新能源外送通道,提高新能源电力消纳能力。(3)在负荷侧方面,负供电地区的电力需求目前仍处于高速增长的阶段,加强需求侧管理可有效缓解用电压力,减少电力隐含碳排放。京津冀地区应根据各城市定位规划,加速产业结构优化,从而节约生产用电。特别是加速河北省制造业为主的工业领域绿色节能发展。推动河北省产业结构转型升级,大力发展先进制造业,加速推广工业领域的电机高效节能技术,以制止电力浪费,降低电耗。另外,应加强监管河北省的煤炭开采和洗选业、石油煤炭及其他燃料加工业、化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业等高耗能行业的电力负荷管理,借助大数据和人工智能等新一代信息技术,实现全方位需求侧管理。此外,还可在工业园区内建设分布式能源发电系统,充分利用绿色电力。特别是推动河北省钢铁或冶金企业充分利用生产过程伴随的高炉煤气等低热值能源进行发电,不但能够实现能源的回收利用,同时还能提高经济效益。同时还应推动家用节能电器的普及并提高其节能效率,进而节约生活用电。综上所述,本研究可以为其他负供电地区电力行业隐含碳减排政策的制定提供一定参考和借鉴。在未来的研究中,需要结合具体地区资源禀赋、社会经济条件及电力结构的差异性,并充分考虑储能、碳捕捉与封存等技术的发展,进一步完善情景设计,继续探索如何将综合规划的理念与方法灵活应用于不同地域。

致谢:感谢中国科学院广州能源研究所陈磊、北京师范大学袁江杰、张晓蓉、董一鸣等人对本研究的帮助。

参考文献 (References):

- [1] 蒋洪德,任静,李雪英.重型燃气轮机现状与发展趋势.中国电机工程学报,2014,34(29):5096-5102.
- [2] 汪斌,张欣欣,解玉磊.京津冀电力结构调整大气污染物及CO₂减排效应研究.安全与环境学报,2018,18(2):734-738.
- [3] Yu Y, Dai Y Q, Xu L Y, Zheng H Z, Wu W H, Chen L. A multi-level characteristic analysis of urban agglomeration energy-related carbon emission: A case study of the Pearl River Delta. Energy, 2023, 263: 125651.
- [4] Qu S, Liang S, Xu M. CO₂ Emissions Embodied in Interprovincial Electricity Transmissions in China. Environmental Science & Technology, 2017, 51(18): 10893-10902.
- [5] Chen L, Wemhoff A P. Predicting embodied carbon emissions from purchased electricity for United States counties. Applied Energy, 2021, 292: 116898.
- [6] Qu S, Wang H X, Liang S, Shapiro A M, Suh S, Sheldon S, Zik O, Fang H, Xu M. A Quasi-Input-Output model to improve the estimation of emission factors for purchased electricity from interconnected grids. Applied Energy, 2017, 200: 249-259.
- [7] 舒印彪,陈国平,贺静波,张放.构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究.中国工程科学,2021,23(6):61-69.
- [8] Shrestha R M, Timilsina G R. Factors affecting CO₂ intensities of power sector in Asia: A Divisia decomposition analysis. Energy Economics, 1996, 18(4): 283-293.
- [9] Gu B H, Tan X C, Zeng Y, Mu Z K. CO₂ Emission Reduction Potential in China's Electricity Sector: Scenario Analysis Based on LMDI Decomposition. Energy Procedia, 2015, 75: 2436-2447.
- [10] 马昭,赵会茹,霍慧娟.基于实现碳达峰目标的电力系统优化配置研究——以山西省为例.现代管理科学,2022(1):79-90.
- [11] 马喜平,贾嵘,梁琛,王维洲,徐瑞.高比例新能源接入下电力系统降损研究综述.电网技术,2022,46(11):4305-4315.
- [12] 苏王新,孙然好.中国典型城市群城镇化碳排放驱动因子.生态学报,2018,38(6):1975-1983.
- [13] Zhang Y Y, Chen Q T, Chen B, Liu J F, Zheng H B, Yao H L, Zhang C H. Identifying hotspots of sectors and supply chain paths for electricity conservation in China. Journal of Cleaner Production, 2020, 251: 119653.
- [14] Lin J, Kahl F, Liu X. A regional analysis of excess capacity in China's power systems. Resources, Conservation and Recycling, 2018, 129: 93-101.
- [15] 郑颖,逯非,刘晶茹,王效科.我国典型城市化石能源消费CO₂排放及其影响因素比较研究.生态学报,2020,40(10):3315-3327.
- [16] 陈慧灵,高子恒,王振波.省级尺度工业碳排放影响因素及碳转移格局.生态学报,2023,43(14):5816-5828.
- [17] Luo S H, Hu W H, Liu W, Zhang Z Y, Bai C G, Huang Q, Chen Z. Study on the decarbonization in China's power sector under the background of carbon neutrality by 2060. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 166: 112618.
- [18] Emodi N V, Chaiechi T, Beg A B M R A. Are emission reduction policies effective under climate change conditions? A backcasting and exploratory scenario approach using the LEAP-OSeMOSYS Model. Applied Energy, 2019, 236: 1183-1217.

- [19] Li Z, Cai Y P, Lin G. Pathways for sustainable municipal energy systems transition: A case study of Tangshan, a resource-based city in China. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 330: 129835.
- [20] Yao X L, Lei H T, Yang L L, Shao S, Ahmed D, Ismaail M G A. Low-carbon transformation of the regional electric power supply structure in China: A scenario analysis based on a bottom-up model with resource endowment constraints. *Resources, Conservation and Recycling*, 2021, 167: 105315.
- [21] Zhang Q, Chen W Y. Modeling China's interprovincial electricity transmission under low carbon transition. *Applied Energy*, 2020, 279: 115571.
- [22] 丁甜甜, 李玮. 经济增长与减排视角下电力行业碳峰值预测. *科技管理研究*, 2019, 39(18): 246-253.
- [23] 侯丽朋, 唐立娜, 王琳, 钱瑶. 闽三角城市群碳达峰的多情景模拟分析. *生态学报*, 2022, 42(23): 9511-9524.
- [24] 黄莹, 郭洪旭, 廖翠萍, 赵黛青. 基于 LEAP 模型的城市交通低碳发展路径研究——以广州市为例. *气候变化研究进展*, 2019, 15(6): 670-683.
- [25] 洪竞科, 李沅潮, 郭恩悦. 全产业链视角下建筑碳排放路径模拟: 基于 RICE-LEAP 模型. *中国环境科学*, 2022, 42(9): 4389-4398.
- [26] Perwez U, Sohail A, Hassan S F, Zia U. The long-term forecast of Pakistan's electricity supply and demand: An application of long range energy alternatives planning. *Energy*, 2015, 93: 2423-2435.
- [27] 张颖, 王灿, 王克, 陈吉宁. 基于 LEAP 的中国电力行业 CO₂ 排放情景分析. *清华大学学报: 自然科学版*, 2007, 47(3): 365-368.
- [28] Cai L Y, Duan J L, Lu X J, Luo J, Yi B W, Wang Y, Jin D, Lu Y H, Qiu L Y, Chen S, Zhang H, Wang L. Pathways for electric power industry to achieve carbon emissions peak and carbon neutrality based on LEAP model: A case study of state-owned power generation enterprise in China. *Computers & Industrial Engineering*, 2022, 170: 108334.
- [29] Wu Q, Peng C. Scenario Analysis of Carbon Emissions of China's Electric Power Industry Up to 2030. *Energies*, 2016, 9(12): 988.
- [30] Liu L, Yin Z H, Wang P, Gan Y W, Liao X W. Water-carbon trade-off for inter-provincial electricity transmissions in China. *Journal of Environmental Management*, 2020, 268: 110719.
- [31] Li W B, Long R Y, Zhang L L, He Z X, Chen F Y, Chen H. Greenhouse Gas Emission Transfer of Inter-Provincial Electricity Trade in China. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 2020, 17(22): 8375.
- [32] Wei W D, Hao S J, Yao M T, Chen W, Wang S S, Wang Z Y, Wang Y, Zhang P F. Unbalanced economic benefits and the electricity-related carbon emissions embodied in China's interprovincial trade. *Journal of Environmental Management*, 2020, 263: 110390.
- [33] 蒯鹏, 徐梦昕, 李影, 邓明翔. 西电东送北通道碳转移特征研究. *中国环境科学*, 2023, 43(7): 3766-3774.
- [34] Gao S Q, Wang H J. Analysis of Industrial Carbon Transfer in Beijing-Tianjin-Hebei City Cluster and Surrounding Areas. *Frontiers in Environmental Science*, 2022, 10: 895142.
- [35] 天津市发展和改革委员会. 天津市电力发展“十四五”规划. [2022-08-04]. http://fzgg.tj.gov.cn/zwgk_47325/zcfg_47338/zcwjx/fgwj/202201/t20220127_5791194.html.
- [36] Global Energy Monitor. Category:Existing coal plants in China.//Global Energy Monitor. (2022-08-04) [2022-08-04]. https://www.gem.wiki/Category:Existing_coal_plants_in_China.
- [37] 国家发展和改革委员会. 河北省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要. [2022-08-04]. https://www.ndrc.gov.cn/fggz/fzzlgh/dfzgh/202106/t20210611_1283092.html-code=&state=123.
- [38] 杨倩鹏, 林伟杰, 王月明, 何雅玲. 火力发电产业发展与前沿技术路线. *中国电机工程学报*, 2017, 37(13): 3787-3794.
- [39] EA-International Energy Agency//IEA. (2012-12-04) [2024-05-30]. <https://www.iea.org>.
- [40] 中国电力企业联合会. 电力行业“十四五”发展规划研究. [2023-04-16]. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?2-292231>.
- [41] 姚士谋, 陆大道, 王聪, 段进军, 武清华. 中国城镇化需要综合性的科学思维——探索适应中国国情的城镇化方式. *地理研究*, 2011, 30(11): 1947-1955.
- [42] Nina K, Nan Z, David F, Michael M N. Prospective Evaluation of the Energy and CO₂ Emissions Impact of China's 2010-2013 Efficiency Standards for Products: LBNL——1005921, 1345198. United States: Lawrence Berkeley National Lab, 2016: LBNL——1005921, 1345198 [2022-08-04]. <http://www.osti.gov/servlets/purl/1345198/>.
- [43] 工业和信息化部. 2013 年工业节能与绿色发展专项行动实施方案. (2013-03-21) [2022-08-04]. http://www.gov.cn/gzdt/2013-03/27/content_2363321.htm.
- [44] 中国网. 世界能源远景——能源效率技术报告概述. [2022-08-04]. http://www.china.com.cn/opinion/think/2015-01/12/content_34536570.htm.
- [45] He G, Kammen D M. Where, when and how much wind is available? A provincial-scale wind resource assessment for China. *Energy Policy*, 2014, 74: 116-122.
- [46] He G, Kammen D M. Where, when and how much solar is available? A provincial-scale solar resource assessment for China. *Renewable Energy*, 2016, 85: 74-82.
- [47] Zhang W H, Yan Q Y, Yuan J H, He G, Teng T L, Zhang M J, Zeng Y. A realistic pathway for coal-fired power in China from 2020 to 2030. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 275: 122859.
- [48] 郑业新. 中国家庭能源消费研究报告(2015). 北京: 科学出版社, 2016.
- [49] 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. [2023-04-18]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-06/20/c_1310039970.htm.