

DOI: 10.19666/j.rlfed.202404107

# 基于 GD-Enduse 模型的广东电力行业 碳中和技术路径模拟研究

郑智童<sup>1,2</sup>, 陶海<sup>2</sup>, 任松彦<sup>2</sup>, 成贝贝<sup>2</sup>, 汪鹏<sup>2</sup>

(1.沈阳化工大学机械与动力工程学院, 辽宁 沈阳 110142;

2.中国科学院广州能源研究所, 广东 广州 510640)

**[摘要]** 广东电力行业的碳中和是落实总体碳中和目标的前提和重要途径。基于 GD-Enduse 模型, 以电力系统成本最小化为总目标, 刻画了 3 种广东电力碳中和技术路径并展开定量与定性分析。结果表明: 情景 CM3 为最优碳中和技术路径, 其可再生能源装机比例达到 60.2%, 发电占比达到 51.9%; 核电稳步发展, 其发电量达到总发电量的 25.0%; 火电机组持续退役, 保留一定装机容量的利用小时数减少, 留作灵活调峰电源使用; 煤电与气电 (carbon capture, utilization and storage, CCUS) 技术配比分别下降到 24.0% 和 44.0%, 生物质 CCUS 技术配比持续上升至 81.8%。广东电力行业碳中和需要 CCUS 技术大规模介入与以风电、光伏为首的可再生能源技术迅猛发展双管齐下, 以“风、光、核、储”为基础, 采用火电为灵活调峰电源的电力结构, 各类发电技术与负碳技术灵活调节互补短板, 从而实现各类电源的协同发展。

**[关键词]** 电力行业碳中和; GD-Enduse 模型; 技术路径; 电力结构; 碳排放与成本

**[引用本文格式]** 郑智童, 陶海, 任松彦, 等. 基于 GD-Enduse 模型的广东电力行业碳中和技术路径模拟研究[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 120-131. ZHENG Zhitong, TAO Hai, REN Songyan, et al. Simulation study on carbon neutrality technology path in Guangdong power industry based on GD-Enduse model[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 120-131.

## Simulation study on carbon neutrality technology path in Guangdong power industry based on GD-Enduse model

ZHENG Zhitong<sup>1,2</sup>, TAO Hai<sup>2</sup>, REN Songyan<sup>2</sup>, CHENG Beibei<sup>2</sup>, WANG Peng<sup>2</sup>

(1.School of Mechanical and Power Engineering, Shenyang University of Chemical Technology, Shenyang 110142, China;

2.Guangzhou Institute of Energy Research, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** Carbon neutrality of Guangdong power industry is the premise and important way to achieve the overall carbon neutrality goal. Based on GD-Enduse model, with the overall goal of minimizing the cost of power system, this paper describes three carbon neutral technology paths of Guangdong power and carries out quantitative and qualitative analysis. The results show that scenario CM3 is the optimal carbon neutral technology path, and its installed capacity of renewable energy will reach 60.2% and power generation will account for 51.9%. Nuclear power will grow steadily, generating 25.0% of its electricity. The continuous decommissioning of thermal power units will reduce the number of hours of utilization of retained installed capacity and be reserved for flexible peak-trimming power supply. The carbon capture, utilization and storage (CCUS) ratio of coal and gas power will decrease to 24.0% and 44.0% respectively, while the CCUS ratio of biomass will continue to rise to 81.8%. Therefore, carbon neutrality in Guangdong's power industry requires the large-scale intervention of CCUS technology and the rapid development of renewable energy technologies led by wind power and photovoltaic.

收稿日期: 2024-04-23 网络首发日期: 2024-10-30

基金项目: 中国科学院战略性先导科技专项项目 (XDA29010500)

Supported by: Strategic Pilot Science and Technology Project supported by Chinese Academy of Sciences (XDA29010500)

第一作者简介: 郑智童 (1996), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为能源战略及低碳发展, zhengzt@ms.giec.ac.cn.

通信作者简介: 成贝贝 (1980), 女, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为能源环境经济模型、能源环境及低碳发展能力建设, chengbb@ms.giec.ac.cn.

Based on “wind, light, nuclear and storage”, employing the power structure that thermal power is used as flexible peaking power supply, and various power generation technologies and negative carbon technologies flexibly adjust complementary shortboards, can achieve the coordinated development of various types of power supplies.

**Key words:** carbon neutrality in electricity industry; GD-Enduse model; technology pathways; power structure; carbon emissions and costs

目前,在中国几大行业部门中,电力行业的碳排放量位居首位,约占能源碳排放的40%<sup>[1-2]</sup>。因此,电力行业的低碳转型是实现碳中和目标的总前提<sup>[3-4]</sup>。广东省电力行业碳排放量占全省碳排放总量的将近一半,未来全省社会经济的增长和终端用能电气化水平的提高对广东电力能源的高质量发展提出了更高要求,因此,需寻求以“结构低碳、成本经济”为特点的电力系统最优动态平衡点<sup>[5-6]</sup>。

一方面,电力系统结构低碳化需要降低对传统化石能源发电的依赖,并提高可再生能源发电和碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)比例<sup>[7]</sup>。然而,由于可再生能源中的风电、光伏发电出力具有不确定性,大规模可再生能源并网会影响电力供应的安全可靠性。储能系统作为灵活调节资源,具有“削峰填谷”作用,是大力发展可再生能源的助推器<sup>[8-9]</sup>。储能系统如何配置对电力系统的供应安全性和经济性影响重大,其成本是制约储能系统规模化发展的关键因素<sup>[10-12]</sup>。另一方面,由于零碳能源不能完全替代化石能源,煤电未来势必将从主力电源演变为调峰电源,成为新能源产能伙伴,为新能源托底,同时以CCUS技术为代表的负碳技术将是必不可少的技术选择<sup>[13-14]</sup>。

现有大量对电力行业碳中和路径的模型研究,代表性的有动态可计算一般均衡(computable general equilibrium, CGE)模型、平准化发电成本(levelized cost of energy, LCOE)模型、长期能源替代规划系统(low emissions analysis platform, LEAP)模型、MARKAL-EFOM系统综合模型(the integrated

MARKAL-EFOM system)等<sup>[15-19]</sup>,为实现电力系统碳中和提供了理论指引和工具支柱。以上模型和方法或以自上而下的方式侧重宏观层面的模拟,或以自下而上的方式着重行业技术的仿真。在自下而上的模型中,AIM/Enduse模型能够详细刻画行业技术生产流程,在技术减排路径分析方面也具有独特优势<sup>[20]</sup>。目前暂缺应用AIM/Enduse模型对广东电力行业进行模拟优化的研究,因此基于AIM/Enduse模型原理构建了GD-Enduse模型,以广东电力行业总成本最小化为总目标进行模拟。通过此模型对不同发电技术和CCUS技术进行细致刻画,探究在碳中和目标下以风电、光伏为首的可再生能源发展与火电退役规模呈现何种趋势。通过对传统火电与火电CCUS技术利用程度的分析,说明火电在电力碳中和路径中发电角色的转变,并发掘CCUS技术的合理配比。基于此,结合碳排放趋势与总成本,定性与定量分析适合广东电力行业碳中和的最优技术路径。

## 1 研究方法 with 数据

AIM/Enduse模型在碳排放约束、技术更替等约束条件下,通过最小化一个国家能源-经济-环境的系统成本(包含技术初始投资成本、技术运营成本、能源成本等)来优化该系统的技术选择框架,具有动态递归特性,可同时计算多年份、多情景,并基于结果得出对策或建议。

### 1.1 模型结构与技术框架

基于AIM/Enduse模型原理构建了GD-Enduse模型,整体结构如图1所示。其优化计算步骤如下。

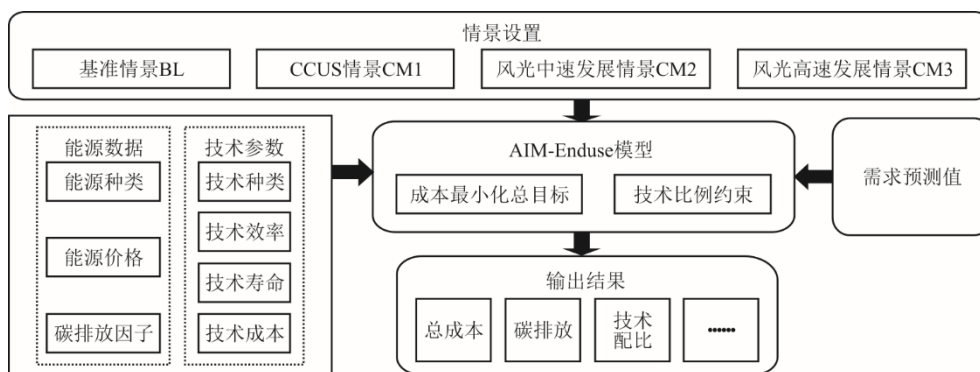


图1 GD-Enduse 模型结构

Fig.1 Structure of the GD-Enduse model

- 1) 结合现有和预测数据外生得到电力需求量;
- 2) 外生输入能源数据、技术参数与基准年装机数据, 通过情景设置不同技术发电比例最大值, 以成本最小化为总目标, 施加碳排放与技术更替双重约束条件来优化能满足电力需求的技术最佳组合;
- 3) 计算该技术组合电力生产所需的能源消耗量和生产过程中的 CO<sub>2</sub>排放量以及该技术路径下电

力行业的总成本。

基于广东电力行业发电结构现状及未来发展趋势, 在模型内部刻画了燃煤发电、天然气发电、生物质发电、核电、风电、光伏等发电技术(图 2)。其中燃煤发电、天然气发电和生物质发电设置了可配置 CCUS 技术。各发电技术发出的电力经过汇总, 通过输配电技术满足终端用户的用电需求。

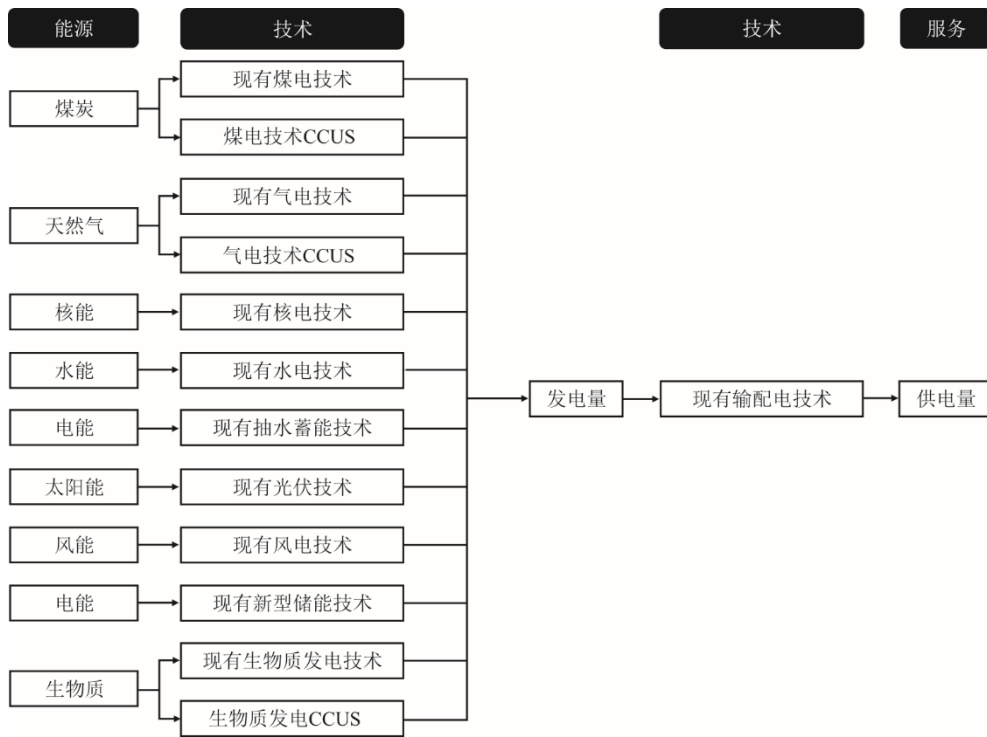


图 2 GD-Enduse 模型的电力技术框架

Fig.2 Power technology framework of the GD-Enduse model

## 1.2 模型公式

### 1.2.1 目标函数

目标函数是某一年所有可行的发电技术组合的总成本最小化, 包括技术的年度化初始投资成本、运行成本和碳排放成本, 如式(1)所示。

$$\min C_t = I_t + R_t + Q_t \quad (1)$$

式中:  $t$  为年份;  $C_t$  为折算到第  $t$  年的总成本;  $I_t$  为技术折算到第  $t$  年的年度化初始投资总成本;  $R_t$  为运行总成本;  $Q_t$  为第  $t$  年碳排放总成本。

#### 1) 年度化初始投资成本

计算时需考虑技术补贴率、贴现率、技术寿命因素, 如式(2)所示。

$$I_t = \sum_d^D B_{d,t} \times (1 - S_{d,t}) \times \frac{\alpha_d \times (1 + \alpha_d)^{T_d}}{(1 + \alpha_d)^{T_d} - 1} \quad (2)$$

式中:  $d$  为发电技术;  $D$  为技术总量;  $B_{d,t}$  为第  $t$  年

技术  $d$  的初始投资成本;  $S_{d,t}$  为技术补贴率;  $\alpha_d$  为贴现率;  $T_d$  为技术生命周期。

#### 2) 运行成本

某一年的运行成本包括技术使用的能源成本和运维成本, 如式(3)所示。

$$R_t = \sum_d^D \left[ O_{d,t} + \sum_k^K P_k \times (1 - \xi_d) \times E_{d,k,t} \right] \times (1 - A_{d,t}) \times X_{d,t} \quad (3)$$

式中:  $O_{d,t}$  为第  $t$  年技术  $d$  的单位运行和维护成本;  $k$  为能源品种;  $K$  为能源品种数量;  $P_k$  为能源  $k$  的价格;  $\xi_d$  为技术  $d$  效率提高带来的节能率;  $E_{d,k,t}$  为第  $t$  年技术  $d$  的单位能源消费量;  $A_{d,t}$  为运行补贴率;  $X_{d,t}$  为第  $t$  年技术  $d$  的装机容量。

#### 3) 碳排放成本

$$Q_t = \sum_d^D Q_d \times \zeta_d \quad (4)$$

式中： $Q_d$ 为技术  $d$  碳排放量； $\zeta_d$ 为碳排放税。

### 1.2.2 约束条件

#### 1) 技术更替约束

GD-Enduse 模型同时考虑了 3 种技术选择：

①在旧技术使用寿命结束时使用新技术，或者为了满足需求而增加技术；②提高现有技术的能源效率；③用新技术取缔旧技术，即使现有技术仍在使用，但由于情景约束或更具有成本收益而立即停用。技术选择过程可模拟真实生产过程的技术更替：

$$f_1 = \frac{T_1 + C_1}{T_2 + C_2} \quad (5)$$

$$f_2 = \frac{T_1 + C_1}{T_1 + T_3 + C_3} \quad (6)$$

式中： $f_1$  为使用寿命结束时更换新技术函数； $f_2$  为旧技术被新技术取缔函数； $T_1$  为旧技术的初始投资成本； $C_1$  为旧技术的运维成本； $T_2$  为新技术的初始投资成本； $T_3$  为旧技术使用寿命未到期被改善或取缔的初始投资成本； $C_2$ 、 $C_3$  为被改善或取缔的运维成本。当  $f_1$  或  $f_2 > 1$  时，旧技术被取缔或改善； $f_1$  或  $f_2 \leq 1$  时，旧技术继续保持。

#### 2) 碳排放约束

电力行业总  $\text{CO}_2$  排放量不得超过允许的最大排放限制值：

$$\sum_d Q_d \leq Q_{\max} \quad (7)$$

式中： $d$  为发电技术； $D$  为技术总量； $Q_d$  为技术  $d$  碳排放量； $Q_{\max}$  为碳排放最大值。

#### 3) 电力需求约束

$$Z_t \leq \sum_d G_{d,t} \times X_{d,t} \times \varepsilon_{d,t} + G_{in,t} \quad (8)$$

式中： $Z_t$  为第  $t$  年的电力需求量； $G_{d,t}$  为第  $t$  年技术  $d$  的单位技术发电量； $\varepsilon_{d,t}$  为第  $t$  年技术  $d$  的利用率； $G_{in,t}$  为第  $t$  年的西电东送电量。

## 1.3 模型主要参数设置

使用 GD-Enduse 模型模拟广东电力行业时，需设置某些重要参数，如电力需求量、技术参数等。以 2020 年为基准年，优化年份为 2021—2060 年。

### 1.3.1 电力需求预测

根据 2020 年全国人口普查结果，结合《广东省人口发展规划(2017—2030 年)》<sup>[21]</sup>等，预测 2025 年广东常驻人口约为 1.32 亿，年均增速 0.9% 左右，

高于全国 0.3% 的平均预期；2030、2035 年左右广东人口将达到峰值，约为 1.35 亿，年均增速为 0.5%~0.1%；2035 年后广东人口将缓慢下降，根据全国年均增速预测值 0.1%~−0.3% (2035—2060 年)，2060 年广东人口约为 1.25 亿。

2020 年广东省人均用电量约为 5 496 (kW·h)/人，参考世界发达国家用电水准并对比全国用电水平，预计 2035 年广东省人均用电量将达到 9 000 (kW·h)/人左右，将超过 2020 年德国 (6 727 (kW·h)/人)、日本 (7 850 (kW·h)/人) 的水平，2060 年将接近美国 2020 年水平 (12 748 (kW·h)/人)，电力需求预测如表 1 所示。

表 1 广东电力需求预测

Tab.1 Electricity demand forecast for Guangdong Province

年份	人口/万人	人均用电量/(kW·h·人 <sup>-1</sup> )	电力需求/(亿 kW·h)
2020	12 601	5 496	6 926
2025	13 200	6 970	9 200
2030	13 500	8 000	10 800
2035	13 550	9 000	12 195
2040	13 300	10 000	13 300
2045	13 100	10 500	13 755
2050	12 900	11 000	14 190
2055	12 700	11 500	14 605
2060	12 500	12 000	15 000

### 1.3.2 发电技术参数设置

技术参数包括纳入模型中基准年发电技术设备的装机容量、寿命、初始投资成本、运维成本等，见表 2。各发电技术的初始投资成本参考文献<sup>[22-23]</sup>，技术运维成本设置为初始投资成本的 3%<sup>[24]</sup>，技术年利用率参考年利用小时数<sup>[25]</sup>，技术效率通过调研和相关论文获得<sup>[26]</sup>。火电 CCUS 技术配置成本为初始投资成本的 60%，技术效率将降低 30%<sup>[27]</sup>。

传统发电技术如火电与核电、水电等已趋于成熟，其成本未来不会有较大变化。随着 CCUS 技术进步与可再生能源的发展，风电、光伏与火电 CCUS 配置成本会持续下降。光伏发电建设成本将降至 2050 年的 280 美元/kW<sup>[28]</sup>，2060 年有小幅下降空间，降至 1 595 元/kW；2050 年风电成本将下降 37%~49%<sup>[29]</sup>，预计 2060 年会降到 50% 左右；电力行业 CCUS 技术成本将由 250 元/t (以  $\text{CO}_2$  排放量计，下同)<sup>[27]</sup>降至 150 元/t<sup>[30]</sup>，见表 3。

表 2 基准年发电技术参数  
Tab.2 Technical parameters of power generation in base year

技术名称	装机容量/万 kW	寿命/a	初始投资成本/(万元·(万 kW) <sup>-1</sup> )	运维成本/(万元·a <sup>-1</sup> )	技术效率/%	年利用率/%
输配电		40			96.4	100
燃煤发电	6 427	40	3 835	115.05	38.0	49.8
燃煤发电 CCUS	0	40	6 136	184.08	30.4	0
天然气发电	2 838	40	2 157	64.71	45.0	31.4
天然气发电 CCUS	0	40	3 451	103.53	36.0	0
核电	1 614	40	14 000	420.00	35.0	87.2
水电	926	40	9 000	270.00	90.0	27.0
抽水蓄能	728	40	6 250	187.50	80.0	13.8
光伏	797	40	3 737	112.11	25.0	11.8
风电	565	40	3 947	118.41	45.0	22.2
生物质发电	282	40	9 000	270.00	38.0	66.5
生物质发电 CCUS	0	40	14 400	432.00	30.4	0
新型储能	0	40	1 500	45.00	80.0	0

表 3 风电、光伏与 CCUS 技术进步的成本变化  
Tab.3 Changes in costs of wind power, photovoltaic power generation and CCUS technology with technical advance

单位: 万元/万 kW

技术名称	初始投资成本			运维成本		
	2020 年	2030 年	2060 年	2020 年	2030 年	2060 年
光伏	3 737	2 900	1 595	112.11	87.00	47.85
风电	3 947	3 063	1 974	118.41	91.89	59.21
燃煤发电 CCUS	6 136	5 939	5 237	184.08	178.16	157.12
天然气发电 CCUS	3 451	3 254	2 888	103.53	97.61	86.65
生物质发电 CCUS	14 400	10 315	9 877	432.00	309.44	296.30

### 1.3.3 能源参数设置

考虑的能源消耗品种主要为煤、天然气和生物质燃料,其价格参考相关网站数据<sup>[31-33]</sup>。煤炭、天然气的碳排放系数参考《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》推荐值,分别为 2.66、1.52 t/t (以单位质量标准煤的 CO<sub>2</sub> 排放量计,下同)。碳排放税设置为 100 元/t<sup>[34]</sup>。各参数见表 4。

表 4 能源参数  
Tab.4 Energy parameter

能源种类	碳排放系数	能源价格
煤炭	2.66	550 元/t
天然气	1.52	4.16 元/m <sup>3</sup>
生物质	0	131 元/t

### 1.4 情景设置

根据《广东省碳达峰实施方案》《广东省能源发展“十四五”规划》等若干政策文件<sup>[35-37]</sup>,2025 年广东非化石能源消费占比达 32%,2030 年要达到 35%,2060 年则提高到 80%。电源结构方面,2022 年后新增规划的海上风电项目以及 2023 年 7 月 1 日后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目,按照不低于发电装机容量 10%、时长 1 h 配置新型储能,争取到 2025 年,储能电站规模 100 万 kW 以上,“十五五”期末达到 300 万 kW 以上。2025 年新型

储能装机容量达到 200 万 kW,2030 年风电、光伏发电装机容量达到 7 400 万 kW,生物质发电装机达到 600 万 kW,抽水蓄能电站超过 1 500 万 kW。本研究综合考虑广东电力行业现状与政策,以满足维持未来发展基本要求为前提构建基准情景(BL),并在此基础上设立 3 种碳中和情景,分别为 CCUS 情景(CM1)、风光中速发展情景(CM2)和风光高速发展情景(CM3),见表 5。

表 5 广东电力行业碳中和路径模拟主要情景  
Tab.5 Main scenarios of carbon neutral path simulation in Guangdong power industry

情景名称	情景描述
情景 BL	根据广东现有政策维持未来发展要求,2025 年广东电力行业非化石能源消费量达到 32%以上,2030 年达到 35%以上,2060 年提高到 80%左右。各类新能源新增装机容量均能达到要求,西电东送电量在优化年间均为 2 000 亿 kW·h (参考 2020 年广东西电东送电量 2 057 亿 kW·h)
情景 CM1	在情景 BL 基础上,将火电与生物质发电配置 CCUS 技术。设置碳排放约束,目标 2060 年达到碳中和
情景 CM2	在情景 BL 基础上,将火电与生物质发电配置 CCUS 技术,同时主动提高风电、光伏的发电比例上限。设置碳排放约束,目标 2060 年达到碳中和
情景 CM3	在情景 BL 基础上,将火电与生物质发电配置 CCUS 技术,风电、光伏的发电比例上限被进一步提高。设置碳排放约束,目标 2060 年达到碳中和

## 2 结果与讨论

### 2.1 电力装机与发电结构分析

随着广东电力需求的持续增长,不同情景下的电力总装机容量与总发电量迅速提高,各技术装机规模与发电量存在较大差异,如图 3、图 4 所示。

情景 BL 的总装机容量为 54 527 万 kW,总发电量为 14 689 亿 kW·h(不考虑西电东送)。火电装机容量由 2035 年的峰值 17 263 万 kW 下降到 2060 年的 11 296 万 kW,退役规模为 5 867 万 kW,发电

占比降至 20.0%。其中煤电利用小时数降至 2 405 h,气电则维持在基年水准(图 5)。核电装机容量与发电占比增长较大,2060 年核电装机容量增长到 7 232 万 kW,发电量为 5 524 亿 kW·h,占总发电量的 37.6%;风电、光伏装机容量分别达到 11 980 万 kW 和 14 214 万 kW,新型储能配置容量为 3 019 万 kW。生物质发电作为零碳电源,其装机容量增长到 1 362 万 kW。此情景下可再生能源装机占比为 52.2%(表 6),发电占比为 36.9%,电力结构以核电与可再生能源发电为主,火电为辅。

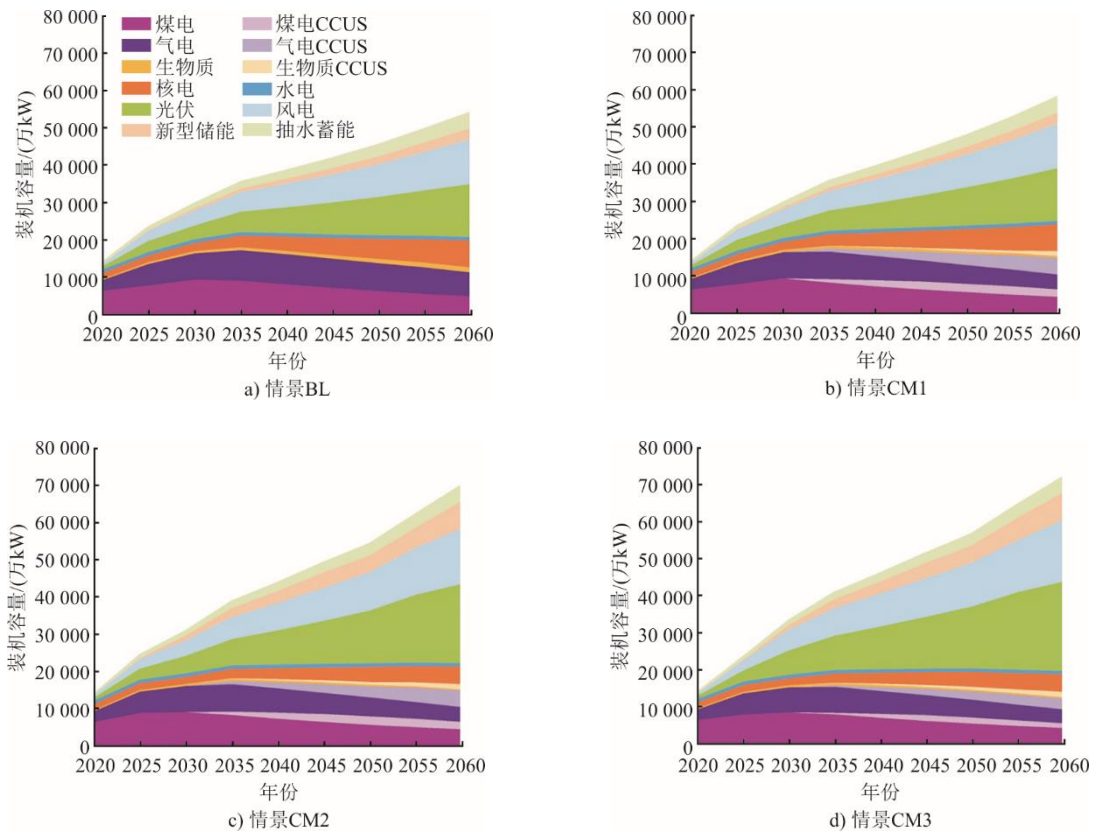
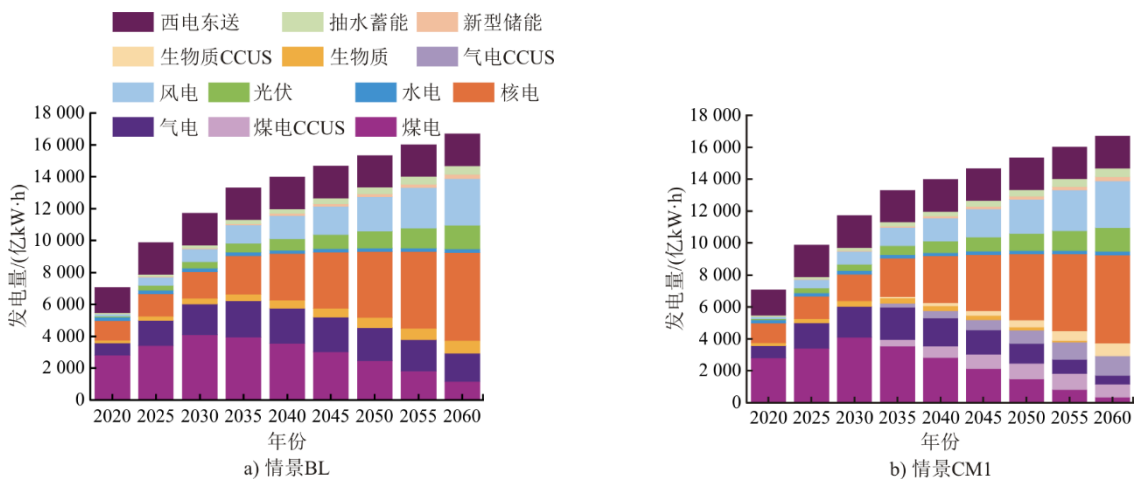


图 3 分情景电源装机容量  
Fig.3 Installed capacity of sub-scenario power supply



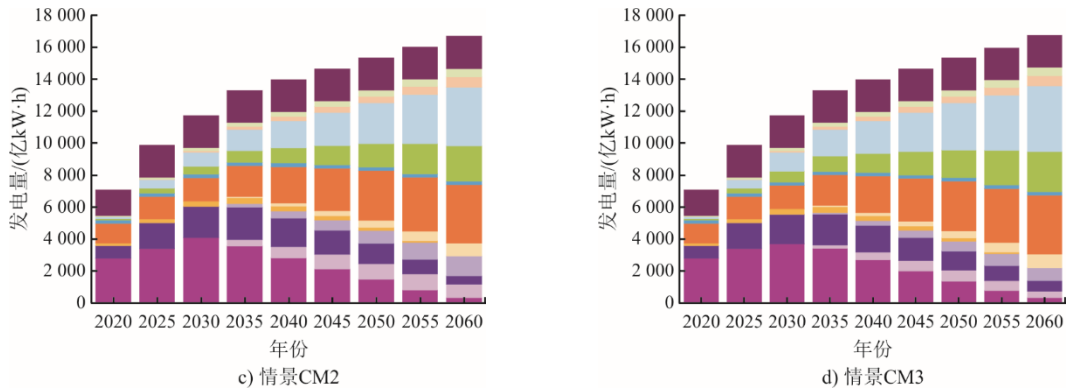


图 4 分情景发电结构

Fig.4 Sub-scenario power generation structure

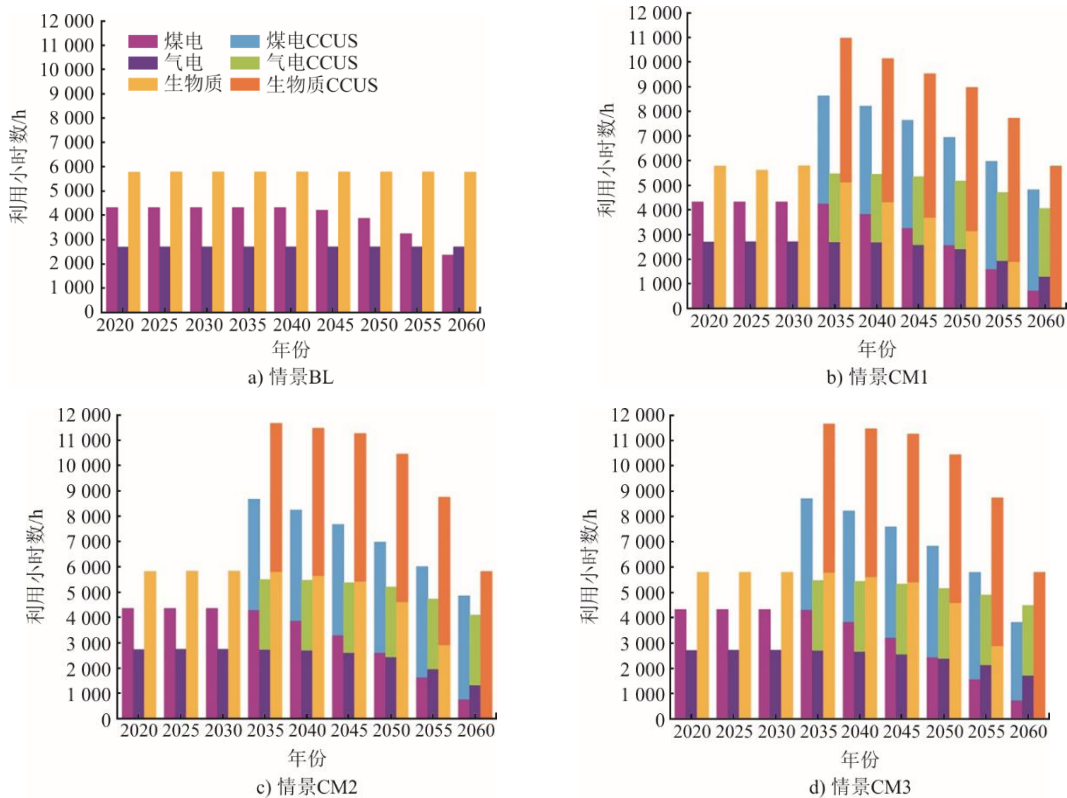


图 5 分情景火电与生物质发电年利用小时数

Fig.5 Annual utilization hours of thermal power and biomass power generation by sub-scenario

表 6 分情景 2060 年电力装机占比 单位: %  
Tab.6 Proportion of installed electricity in 2060 by sub-scenario

发电技术	情景 BL	情景 CM1	情景 CM2	情景 CM3
煤电	9.0	11.0	9.1	7.6
气电	11.8	14.4	12.0	9.2
生物质发电	2.5	3.2	2.4	2.5
核电	13.3	12.3	6.8	6.6
水电	1.7	1.6	1.3	1.3
光伏	26.1	24.3	30.2	33.3
风电	22.0	20.4	21.3	23.1
新型储能	5.5	5.2	10.5	10.2
抽水蓄能	8.2	7.7	6.4	6.2

相比情景 BL: 在情景 CM1 下, 由于 CCUS 技术的大规模介入, 火电退役规模大幅减小, 2060 年为 2 512 万 kW, 传统火电年利用小时数全面降低, 火电 CCUS 利用小时数维持在基年水准, 火电总发电量、非化石能源装机容量与发电量保持不变; 情景 CM2 中, 核电装机规模增至 4 808 万 kW, 发电占比 (25.0%) 有较大下降, 其下降的发电份额被风电、光伏和新型储能替代。情景 CM2 下火电退役规模至 2 552 万 kW, 火电与火电 CCUS 利用小时数较情景 CM1 变化不明显。2060 年风电、光

伏装机与新型储能容量分别增至 14 975 万 kW、21 320 万 kW 和 7 380 万 kW，生物质发电总装机容量增长到 1 692 万 kW。可再生能源装机容量占比提高到 55.2%，发电占比提高到 46.9%。此情景下电力结构以可再生能源发电为主，核电与火电 CCUS 为辅，传统火电充当灵活调峰电源。随着风电、光伏装机规模进一步扩大，火电的发电占比被压缩，导致火电总装机规模大幅下降，退役规模增至 3 522 万 kW，火电 CCUS 利用小时数有小幅下降，发电占比降至 15.0%（情景 CM3）。生物质发电总装机容量有小幅增加，2060 年可再生能源装机占比达到 60.2%，发电占比达到 51.9%。

由于高比例可再生能源装机与发电量，以及较大的火电退役规模，情景 CM3 为电力结构最优的碳中和路径。通过加速退役并保留一定容量的火电机组充当灵活调峰电源，扩大以风电、光伏为主的可再生能源与新型储能规模，配置一定规模的生物质电源充当零碳、负碳电源，可实现电力行业的净零排放。

### 2.2 碳排放与 CCUS 技术利用

不同情景的碳排放量均呈现先增后减的趋势。情景 BL 下，碳排放量（以 CO<sub>2</sub> 排放量计，下同）于 2030—2035 年进入平台期，2035 年达到峰值（43 836 万 t），随后由于可再生能源与核电的规模扩大，2060 年碳排放量减少到 17 884 万 t（图 6）。

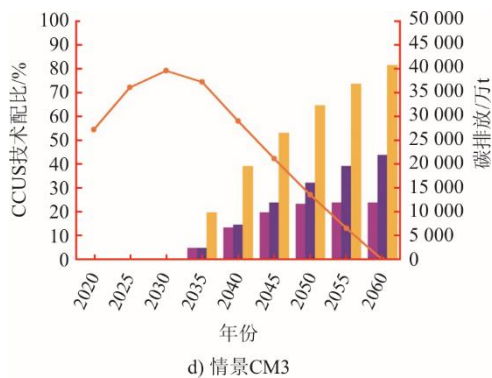
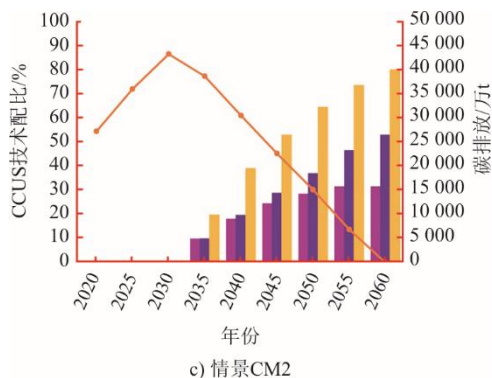
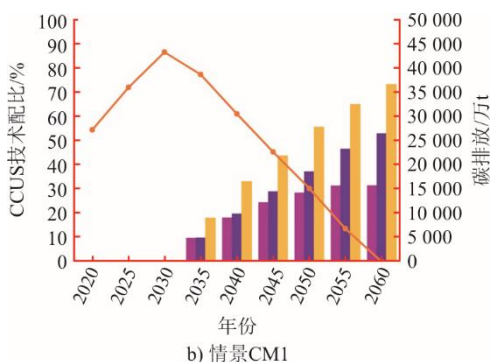
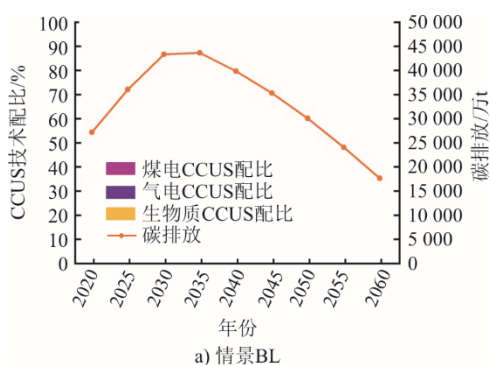


图 6 分情景碳排放趋势与火电、生物质发电 CCUS 技术配比

Fig.6 Sub-scenario carbon emission trend and CCUS technology ratio of thermal power and biomass power generation

由于 CCUS 技术的介入，3 种碳中和情景均于 2030 年实现碳达峰，最低峰值为 39 790 万 t（情景 CM3）。情景 CM1 在情景 BL 的基础上将部分火电与生物质发电于 2030 年后逐渐配置 CCUS 技术，技术配比由 2035 年的 9.9%（煤电）、10.0%（气电）、18.1%（生物质发电）分别上升至 2060 年的 31.7%、53.3%、73.7%。生物质发电 CCUS 技术起到负碳作用，减排量为 4 792 万 t。情景 CM2 下，由于火电装机规模与发电占比未发生改变，火电 CCUS 技术配比变化不明显，生物质发电 CCUS 配比上升至 80.5%。相较其他情景，情景 CM3 在优化年间碳排放量与火电 CCUS 规模均低于其他情景，其中 2060 年煤电与气电 CCUS 技术配比分别降至 24.0% 和 44.0%，生物质 CCUS 技术配比继续上升至 81.8%，贡献了 5 766 万 t 碳减排量。

由此可见，情景 CM3 的 CCUS 技术配比更合理，考虑到 CCUS 技术的配置成本与能源消耗，生物质发电装机与发电占比较少，因此若要实现电力行业净零排放，生物质 CCUS 技术配比至少要达到其总装机规模的 80.0% 以上，高于火电配置水准。

### 2.3 一次能源消费量与总成本

各情景的一次能源消费量与总成本均呈先增后减趋势(图7、图8),情景BL能源消费量(以标准煤计,下同)于2035年达到峰值(约20384万t,电热当量计算法,下同),2060年降至11183万t,其中煤、天然气和生物质燃料消费占比分别为34%、43%和23.0%。电力系统总成本由2035年的4736亿元下降到2060年的3788亿元。由于CCUS技术配置所导致的技术整体效率下降与成本增加,优化年间成本整体趋势高于情景BL(情景CM1)。此情景2060年一次能源消费量增加约2156万t,电力系统总成本也增加约340.91亿元,减排成本为190.6元/t。情景CM2由于以风电、光伏为首的低成本可再生能源快速发展而导致高成本核电装机减少,相较情景BL总成本增加约329.5亿元,总成本整体趋势与情景CM1不相上下,2060年减排成本有小幅降低,为184.2元/t。情景CM3中,风电、光伏更早布局,使火电规模缩小,火电CCUS配比与利用率也同步降低。相较于其他情景,情景CM3的一次能源消费量更少,2060年减少约421万t,电力系统总成本也是3种碳中和情景的最低值,约为3855亿元,减排成本降至375元/t。

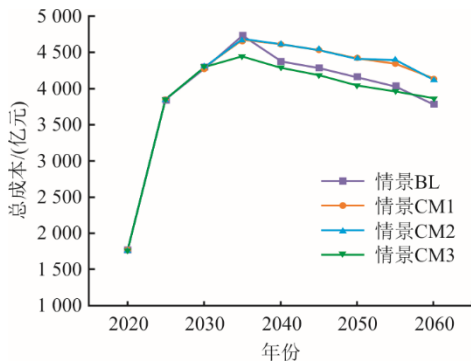
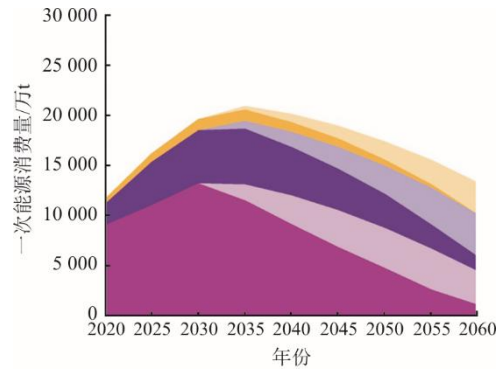
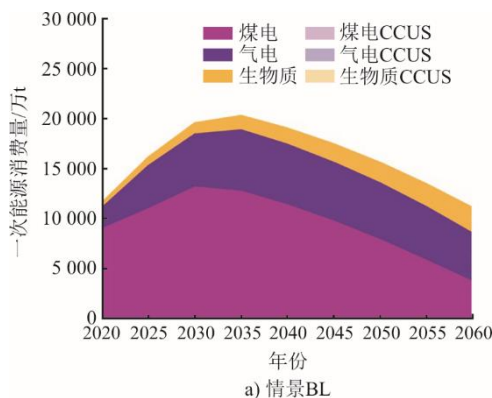
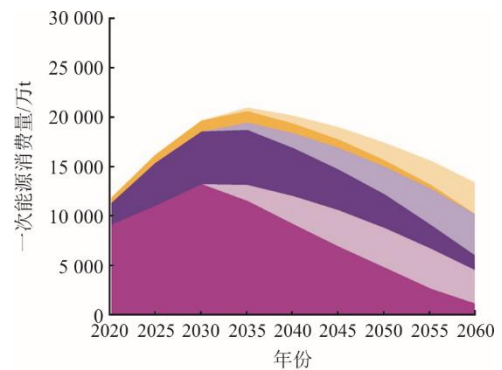


图7 分情景电力系统总成本

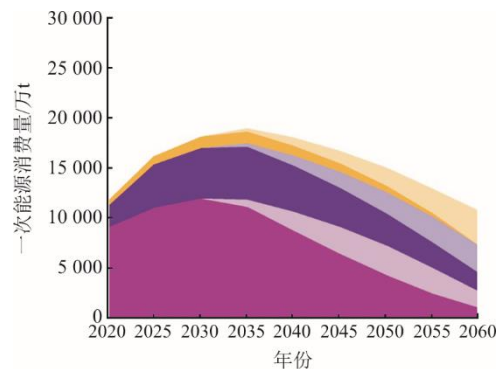
Fig.7 Total cost of power system by sub-scenario



b) 情景CM1



c) 情景CM2



d) 情景CM3

图8 分情景一次能源消费量

Fig.8 Primary energy consumptions by sub-scenario

### 2.4 碳中和技术路径不确定性分析

为同时满足电力需求与电力碳中和,电力装机总量在2060年需达到基准年的4~5倍(图3),当以风、光为首的高比例可再生能源实现碳中和时,电力装机总量需扩大至72541万kW(情景CM3)。火电需在现有部分机组上配置CCUS技术使用,2060年火电装机规模最高不超过14847万kW。火电机组均需在2035年前后开始快速退役,尤其是风光发展情景,2060年留有12181万~14847万kW火电作为灵活调峰电力。

以风电、光伏为主导的可再生能源电力对实现碳中和目标至关重要。当主要依靠火电配置CCUS

技术达到电力碳中和目标时(情景 CM1), 2060 年风光装机总量至少达到 26 194 万 kW; 如果可再生能源电力比例持续增高(情景 CM2、CM3), 风电、光伏需于 2025 年前后开始高速扩建, 2060 年风光装机容量至少占总装机比重的一半以上(表 6)。新型储能作为可再生能源的助推器, 配置容量应为风光装机容量的 10%~20% (图 3); 生物质发电所有情景下都作为零碳、负碳技术, 2060 年装机容量应在 1 692 万~1 868 万 kW。

CCUS 技术对所有电力碳中和路径都不可或缺, 2030—2060 年至少累计减排 77 485 万 t (情景 CM1), 只有在可再生能源发展的情况下(情景 CM2、CM3), CCUS 技术配置规模有所降低, 2060 年煤电 CCUS 配置比例应为 24.0%~31.7%, 气电为 44.0%~53.3%, 生物质为 80.5%~81.8% (图 7), 减排能力仍需保持在 12 813 万~17 884 万 t。

### 3 结论与建议

1) 情景 BL 按照广东现有政策维持未来发展要求, 2035 年将实现碳达峰, 峰值为 43 836 万 t, 2060 年仍有 17 884 万 t 碳排放。发电结构以核电与可再生能源为主, 火电为辅。

2) 情景 CM1、CM2 虽完成碳中和目标, 但电力系统总成本较高, 火电 CCUS 技术规模程度较大, 一次能源消费量较高, 不作为最优路径考虑。

3) 情景 CM3 的电源结构最优、CCUS 技术配比最合理、成本最小、能源消费量最少, 是广东电力行业碳中和的最优技术路径。

4) 广东电力行业若实现碳中和目标, 电源结构方面: 可再生能源装机比例应至少达到 60.0%, 发电占比至少达到 50.0%; 核电要稳步发展, 其发电量应至少达到总发电量的 25.0%; 火电机组要持续退役, 保留一定装机容量的同时缩小利用小时数, 留作灵活调峰电源使用。CCUS 技术利用方面: 火电 CCUS 技术配比不宜过高, 一是会增加能耗降低效率, 二是会增加电力系统总成本; 生物质 CCUS 技术配比要高于火电, 至少达到总容量的 80.0% 才能达到零碳电力的效果。

5) 广东电力行业碳中和需要 CCUS 技术大规模介入与以风电、光伏为首的可再生能源技术迅猛发展双管齐下。火电与可再生能源并非简单的此消彼长, 而应是协调互补的发展关系, 解决好火电发展与有序退出以及火电与生物质发电 CCUS 规模合

理配置的问题是稳妥实现电力碳中和目标的关键。

6) 由于广东缺煤、少气的资源禀赋, 加速了电力行业的能源转型, 火电应由发电主力转变为灵活调峰, 为广东风电、光伏和新型储能发展腾出空间, 降低对煤、气的依赖, 提供灵活调节能力以确保电力供应安全。

7) 未来广东风电、光伏的发展是电力行业碳中和的焦点问题。单纯依赖风电、光伏的增长并不科学, 需在统筹平衡、功能互补的前提下, 明确各类型电源发展定位。可再生能源电力是广东电力行业转型的关键一环, 但不能单一推动可再生能源电力大规模扩张, 必须结合新型储能技术共同发展。

8) 核电在广东发电结构中的作用不容小觑, 要稳定核电的有序发展态势。要灵活调节各类发电技术, 补足短板, 以“风、光、核、储”为基础, 火电为灵活调峰电源是广东电力行业实现碳中和的最优路线。

#### [参考文献]

- [1] 张浩楠. 面向碳中和的电力低碳转型规划与决策研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2022: 1-4.  
ZHANG Haonan. Research on low-carbon power transition planning and decision making aligned with China's carbon neutral target[D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2022: 1-4.
- [2] 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 Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14.
- [3] 任晨星, 任清洁, 高翔. “双碳”背景下我国低碳电力发展研究[J]. 热力发电, 2024, 53(2): 1-7.  
REN Chenxing, REN Qingjie, GAO Xiang. Research on low-carbon electric power development in China under “carbon neutralization and carbon peak” background[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(2): 1-7.
- [4] 中共中央国务院. 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]. (2021-10-24)[2024-04-21]. [https://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content\\_5644613.htm](https://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm).  
CPC Central Committee and State Council. Opinions of the Central Committee of the Communist Party of China and The State Council on the complete, accurate and comprehensive implementation of the new development concept to do a good job of carbon peak carbon neutrality[EB/OL]. (2021-10-24)[2024-04-21]. [https://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content\\_5644613.htm](https://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm).
- [5] 张佳鑫, 王增翔, 田中华. 碳达峰碳中和背景下广东省电力行业降碳路径研究[J]. 科技和产业, 2022, 22(8): 61-67.  
ZHANG Jialuan, WANG Zengxu, TIAN Zhonghua. Research on the carbon reduction path of the power industry in Guangdong Province under the background of carbon peak and carbon neutrality[J]. Science

- Technology and Industry, 2022, 22(8): 61-67.
- [6] 郑敏嘉, 吴伟杰, 李逸欣, 等. 广东电力碳达峰路径研究[J]. 广东电力, 2023, 36(1): 29-34.  
ZHENG Minjia, WU Weijie, LI Yixin, et al. Research on carbon emission peak path for power industry in Guangdong[J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(1): 29-34.
- [7] 姜洪殿, 杨倩如, 董康银. 中国电力行业低碳转型政策的经济-能源-环境影响[J]. 中国人口·资源与环境, 2022, 32(6): 30-40.  
JIANG Hongdian, YANG Qianru, DONG Kangyin. Socio-economic, energy, and environmental effects of low-carbon transition policies on China's power industry[J]. China Population, Resources and Environment, 2022, 32(6): 30-40.
- [8] ARBABZADEH M, SIOSHANSI R, JOHNSON J X, et al. The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production[J]. Nature Communications, 2019, 10(1): 3413.
- [9] 黎博, 陈民铀, 钟海旺, 等. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 555-581.  
LI Bo, CHEN Minyou, ZHONG Haiwang, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555-581.
- [10] 姜华, 蒋科, 蔡博戎. 储能电站能效分析及优化设计[J]. 电工电气, 2020(12): 19-23.  
JIANG Hua, JIANG Ke, CAI Borong. Energy efficiency analysis and optimal design of energy storage station[J]. Electrotechnics Electric, 2020(12): 19-23.
- [11] 文军, 刘楠, 裴杰, 等. 储能技术全生命周期度电成本分析[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 24-29.  
WEN Jun, LIU Nan, PEI Jie, et al. Life cycle cost analysis for energy storage technology[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 24-29.
- [12] 张楚, 陈栋才, 陈湘萍, 等. 多应用场景下储能最优配置经济性效益分析[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(6): 2078-2088.  
ZHANG Chu, CHEN Dongcai, CHEN Xiangping, et al. Economic benefit analysis of optimal allocation of energy storage in multiple application scenarios[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(6): 2078-2088.
- [13] 董瑞, 高林, 何松, 等. CCUS 技术对我国电力行业低碳转型的意义与挑战[J]. 发电技术, 2022, 43(4): 523-532.  
DONG Rui, GAO Lin, HE Song, et al. Significance and challenges of CCUS technology for low-carbon transformation of China's power industry[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(4): 523-532.
- [14] 冯伟忠, 李励. “双碳”目标下煤电机组低碳、零碳和负碳化转型发展路径研究与实践[J]. 发电技术, 2022, 43(3): 452-461.  
FENG Weizhong, LI Li. Research and practice on development path of low-carbon, zero-carbon and negative carbon transformation of coal-fired power units under "Double Carbon" targets[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(3): 452-461.
- [15] AMORIM F, PINA A, GERBELOVÁ H, et al. Electricity decarbonisation pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling[J]. Energy, 2014, 69: 104-112.
- [16] 马晓明, 段滢, 李鑫, 等. 深圳市电力部门碳减排路径研究[J]. 生态经济, 2018, 34(2): 24-29.  
MA Xiaoming, DUAN Ying, LI Xin, et al. Research on the carbon mitigation path of power sector in Shenzhen[J]. Ecological Economy, 2018, 34(2): 24-29.
- [17] 汪鹏, 许鸿伟, 任松彦, 等. 基于 CGE 模型的粤港澳大湾区电力低碳转型路径评估[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, 31(10): 90-104.  
WANG Peng, XU Hongwei, REN Songyan, et al. Assessment of low-carbon transition path of power in GBA based on the CGE model[J]. China Population, Resources and Environment, 2021, 31(10): 90-104.
- [18] 杨坤. “双碳”目标下的电力结构低碳转型研究[D]. 太原: 山西财经大学, 2022: 26-27.  
YANG Kun. Low carbon transformation of power structure under the goal of "Double Carbon"[D]. Taiyuan: Shanxi University of Finance and Economics, 2022: 26-27.
- [19] 范师嘉, 许光清, 赵庆, 等. 考虑储能的电力系统优化与中国碳中和情景分析[J]. 中国环境科学, 2024, 44(5): 2833-2846.  
FAN Shijia, XU Guangqing, ZHAO Qing, et al. Power system optimization with energy storage and carbon neutrality scenario analysis of China[J]. China Environmental Science, 2024, 44(5): 2833-2846.
- [20] 陈敏, 温宗国, 杜鹏飞. 基于 AIM/enduse 模型的水泥行业节能减排途径分析[J]. 中国人口·资源与环境, 2012, 22(增刊 1): 234-239.  
CHEN Min, WEN Zongguo, DU Pengfei. Analysis of energy saving and emission reduction ways in cement industry based on AIM/enduse model[J]. China Population, Resources and Environment, 2012, 22(Suppl.1): 234-239.
- [21] 广东省人民政府. 广东省人民政府关于印发广东省人口发展规划(2017—2030年)的通知[EB/OL]. (2018-03-07)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/gkmlpt/content/0/146/post\\_146685.html#7](https://www.gd.gov.cn/gkmlpt/content/0/146/post_146685.html#7).  
People's Government of Guangdong Province. Population Development Plan of Guangdong Province (2017-2030)[EB/OL]. (2018-03-07)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/gkmlpt/content/0/146/post\\_146685.html#7](https://www.gd.gov.cn/gkmlpt/content/0/146/post_146685.html#7).
- [22] 国家能源局. 2011-2012 年投产电力工程项目造价情况[EB/OL]. (2014-05-30)[2024-05-27]. <https://www.nea.gov.cn/pdf/0608nyj.pdf>.  
National Energy Administration. The cost of power engineering projects put into operation in 2011-2012 [EB/OL]. (2014-05-30)[2024-05-27]. <https://www.nea.gov.cn/pdf/0608nyj.pdf>.
- [23] 电力规划设计总院. 火电工程限额设计参考造价指标(2022)[EB/OL]. (2023-09-05)[2024-05-30]. <https://www.guifanku.com/tushushouce/764513.html>.  
Electric Power Planning and Design General Institute. Thermal power project Quota design reference cost Index(2022)[EB/OL]. (2023-09-05)[2024-05-30]. <https://www.guifanku.com/tushushouce/764513.html>.
- [24] LIU X, LI N, MU H, et al. Techno-energy-economic assessment of a high capacity offshore wind-pumped-storage hybrid power system for regional power system[J]. Journal of Energy Storage, 2021, 41: 102892.
- [25] 中国电力企业联合会. 中国电力统计年鉴 2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2021: 8-248.

- China Electricity Council. China electricity statistics yearbook 2021[M]. Beijing: China Statistics Press, 2021: 8-248.
- [26] 张全斌, 周琼芳. 基于“双碳”目标的中国火力发电技术发展路径研究[J]. 发电技术, 2023, 44(2): 143-154. ZHANG Quanbin, ZHOU Qiongfang. Research on the development path of China's thermal power generation technology based on the goal of "Carbon Peak and Carbon Neutralization"[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(2): 143-154.
- [27] 全球碳捕集与封存研究院, 清华大学. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2023)[EB/OL]. (2023-03-01)[2024-04-22]. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/CCS-Progress-in-China-CN.pdf>. Global Carbon Capture and Storage Institute, Tsinghua University. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2023)[EB/OL]. (2023-03-01)[2024-04-22]. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/CCS-Progress-in-China-CN.pdf>.
- [28] IEA. Global net-zero emissions roadmap for the energy sector to 2050[EB/OL]. (2021-09-01)[2024-05-30]. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/f4d0ac07-ef03-4ef7-8ad3-795340b37679/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_Chinese\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/f4d0ac07-ef03-4ef7-8ad3-795340b37679/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_Chinese_CORR.pdf).
- [29] SAFARI F, DINCER I. A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205: 112182.
- [30] 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)——中国CCUS路径研究[EB/OL]. (2021-07-26)[2024-05-30]. <https://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>. Institute of Environmental Planning, Ministry of Ecology and Environment, Wuhan Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences. China carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) annual report (2021): China CCUS pathway study[EB/OL]. (2021-07-26)[2024-05-30]. <https://www.caep.org.cn/sy/dqhj/gh/202107/W020210726513427451694.pdf>.
- [31] 广州市南沙区人民政府. 《关于2023年第二次启动广州市非居民管道燃气销售价格动态调整》[EB/OL]. (2023-08-11)[2024-04-22]. [https://www.gzns.gov.cn/zw/gk/zdlyxxgk/jghsf/jgbz/content/post\\_9154668.html](https://www.gzns.gov.cn/zw/gk/zdlyxxgk/jghsf/jgbz/content/post_9154668.html). Nansha District People's Government of Guangzhou. On the second launch of Guangzhou non-resident pipeline gas sales price dynamic adjustment in 2023[EB/OL]. (2023-08-11)[2024-04-22]. [https://www.gzns.gov.cn/zw/gk/zdlyxxgk/jghsf/jgbz/content/post\\_9154668.html](https://www.gzns.gov.cn/zw/gk/zdlyxxgk/jghsf/jgbz/content/post_9154668.html).
- [32] 广东省财政厅. 广东省政府采购网[EB/OL]. (2022-01-27)[2024-04-22]. <https://gdgpo.czt.gd.gov.cn/freecms/site/gd/ggxx/info/2022/8a7e6fcf7e81631b017e95777e097139.html?noticeType=001025>. Guangdong Provincial Department of Finance. Guangdong Provincial Government procurement network[EB/OL]. (2022-01-27)[2024-04-22]. <https://gdgpo.czt.gd.gov.cn/freecms/site/gd/ggxx/info/2022/8a7e6fcf7e81631b017e95777e097139.html?noticeType=001025>.
- [33] 中国电力企业联合会. 中国电力企业联合会电煤指数[EB/OL]. (2024-04-22)[2024-04-22]. <https://www.cec.org.cn/dmzs/index.html>. China Electricity Council. China Electricity Council power coal index[EB/OL]. (2024-04-22)[2024-04-22]. <https://www.cec.org.cn/dmzs/index.html>.
- [34] 黎倩婷, 高辉. 基于碳税机制的碳市场与电力市场协同建模[J]. 现代电子技术, 2024, 47(4): 76-84. LI Qianting, GAO Hui. Collaborative modelling between carbon market and electricity market based on carbon tax mechanism[J]. Modern Electronics Technique, 2024, 47(4): 76-84.
- [35] 广东省人民政府. 广东省促进新型储能电站发展若干措施[EB/OL]. (2023-06-06)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/zw/gk/zcjd/snzcsd/content/post\\_4192777.html](https://www.gd.gov.cn/zw/gk/zcjd/snzcsd/content/post_4192777.html). People's Government of Guangdong Province. Measures to promote the development of new energy storage power stations in Guangdong Province[EB/OL]. (2023-06-06)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/zw/gk/zcjd/snzcsd/content/post\\_4192777.html](https://www.gd.gov.cn/zw/gk/zcjd/snzcsd/content/post_4192777.html).
- [36] 广东省人民政府. 广东省能源发展“十四五”规划[EB/OL]. (2022-04-13)[2024-04-22]. <https://www.gd.gov.cn/attachment/0/486/486725/3909371.pdf>. People's Government of Guangdong Province. 14th Five-Year Plan for energy development of Guangdong Province[EB/OL]. (2022-04-13)[2024-04-22]. <https://www.gd.gov.cn/attachment/0/486/486725/3909371.pdf>.
- [37] 广东省人民政府. 广东省碳达峰实施方案[EB/OL]. (2023-02-07)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/zw/gk/wjk/qbwj/yf/content/post\\_4091117.html](https://www.gd.gov.cn/zw/gk/wjk/qbwj/yf/content/post_4091117.html). People's Government of Guangdong Province. Guangdong carbon peak implementation plan[EB/OL]. (2023-02-07)[2024-04-22]. [https://www.gd.gov.cn/zw/gk/wjk/qbwj/yf/content/post\\_4091117.html](https://www.gd.gov.cn/zw/gk/wjk/qbwj/yf/content/post_4091117.html).

(责任编辑 李园)