

基于随机生产模拟的电力行业碳减排分析模型

谢典, 高亚静, 芦新波, 刘天阳, 赵良, 黄海威, 赵勇

(中国华能集团有限公司能源研究院, 北京 100031)

摘要: 深入研究电力行业的减排责任、减排潜力和减排路径, 是推进能源绿色低碳转型的重要参考, 也是实现全社会碳达峰碳中和目标的关键支撑。电力行业碳减排分析既要考虑经济、社会、资源、环境等外部因素影响, 又要考虑电力电量平衡、机组出力限制等电力系统运行约束影响, 是多目标、多约束、多参数的复杂非线性问题。首先分析了经济增长、产业结构调整、电能替代等因素, 以用电负荷、各类电源装机容量、储能装机容量、碳捕集规模、跨区电力输送容量等为变量, 以电力行业转型成本为目标函数, 以电力电量平衡、碳排放约束、新能源利用率、电制氢需求、低碳零碳负碳关键技术发展等为约束条件, 构建了电力行业碳减排分析模型, 提出 OpenMP 多核并行粒子群寻优算法与多方案任务并行求解的模型双层求解算法。最后, 基于构建的模型和算法, 开展了中长期逐年电源结构、电力电量平衡、新能源消纳、储能配置等计算分析, 提出了我国电力行业碳中和实现路径。

关键词: 碳达峰碳中和; 碳减排分析模型; 随机生产模拟; 双层优化

Carbon Emission Reduction Analysis Model for Power Industry Based on Stochastic Production Simulation

XIE Dian, GAO Yajing, LU Xinbo, LIU Tianyang, ZHAO Liang, HUANG Haiwei, ZHAO Yong

(China Huaneng Group Energy Research Institute, Beijing 100031, China)

Abstract: Thoroughly studying the emission reduction responsibilities, potential, and pathways of the power industry is an important reference for promoting the green and low-carbon transformation of energy, as well as a key support for achieving the goal of peak carbon emissions and carbon neutrality for the whole society. The analysis of carbon emission reduction in the power industry needs to consider external factors such as economy, society, resources, and environment, as well as the constraints of power system operation such as electricity balance and unit output limitations. It is a complex nonlinear problem with multiple objectives, constraints, and parameters. Firstly, factors such as economic growth, industrial restructuring, and energy substitution are analyzed. The variables included electricity load, installed capacity of various power sources, energy storage capacity, carbon capture scale, and cross regional power transmission capacity. The objective function is the transformation cost of the power industry, and the constraints include electricity balance, carbon emissions, new energy utilization, hydrogen production demand, and the development of low-carbon, zero carbon, and negative carbon key technologies. A carbon reduction analysis model for the power industry is constructed, and an OpenMP multi-core parallel particle swarm optimization algorithm and a dual layer solution algorithm for multi solution tasks are proposed. Finally, based on the constructed model and algorithm, calculations and analyses are conducted on the long-term power structure, electricity balance, new energy consumption, energy storage configuration, etc., and a path for achieving carbon neutrality in China's power industry is proposed.

Key words: carbon peak and carbon neutrality; carbon emission reduction analysis model; stochastic production simulation; bi-level optimization

基金项目: 国家重点研发计划资助项目“柔性直流海上换流平台轻型化关键技术研究”(2021YFB2400600); 国家自然科学基金面上项目“双碳目标下发电企业低碳技术创新扩散及其产业链协同”(72272050); 中国工程院战略研究与咨询品牌项目“我国碳达峰碳中和若干重大问题研究”(2022-PP-01)。

Foundation item: Supported by the National Key Research and Development Program of China (2021YFB2400600); the National Natural Science Foundation General Program of China (72272050); the Strategic Research and Consulting Brand Project of Chinese Academy of Engineering (2022-PP-01).

0 引言

为应对气候变化,全球已有多个国家、地区提出了碳中和目标,并实施了多项行动计划^[1-3],我国于 2020 年正式提出碳达峰、碳中和的战略目标^[4]。电力部门是我国最大的 CO₂ 排放部门,约占全国排放总量的 38 %^[5]。随着经济社会绿色转型深入推进,电力行业不仅要加强自身减排,还需要承接其他行业因增加用电量转移的碳排放^[6-8]。研究电力行业减排路径和制定相关政策,既要考虑全社会碳达峰碳中和目标、能源安全保障、资源禀赋条件、低碳技术进步、政策机制保障等外部约束与要求,又要考虑电源出力特性、电力系统安全稳定运行、电力设施建设周期等约束限制,还要考虑社会可承受的转型成本^[9-10],需要通过复杂模型进行科学评估分析。

国内外诸多研究机构和专家学者开展了中国电力行业低碳发展方向、政策及路径等方面的研究工作。模型方法方面,常采用已有的能源经济模型或在其基础上进行二次开发,典型代表有 MARKAL-MACRO^[11]、TIMES^[12]、C-GEM^[13]、C3IAM/NET^[14]、MESSAGE^[15]、MESSAGEix-GLOBIOM 综合评估模型^[16]等。国际能源署^[17](IEA)、国际可再生能源署^[18](IRENA)、国家发改委能源研究所^[19]等机构研究了中国能源电力低碳转型路径,主要聚焦于电力结构优化、终端电气化等问题。清华大学的李政^[20]、张希良^[21]等人在考虑全球 2 ℃、1.5 ℃ 目标背景下,结合我国碳中和战略,提出了可行的中国电力系统减排路径。北京理工大学魏一鸣^[22]研究了全国及不同行业实现碳达峰、碳中和的时间表与技术路线,特别针对电力等重点部门,提出了分阶段碳减排目标和实施方案。厦门大学林伯强^[23]立足于我国国情系统分析了碳中和目标下电力系统发展现状、面临的挑战及未来发展趋势。以上研究通常基于能源经济学方法,在社会绿色转型框架下提出电力发展路径,对电力系统刻画较为粗略,特别是缺乏对高比例新能源条件下的电力系统运行不确定性分析。

随着新能源渗透率提高,新型电力系统将在规划和运行方面面临更大挑战^[24],如何考虑新能源的不确定性和随机性,确保电力行业低碳转型和安全供应保障成为当前研究的热点。目前已有一些研究机构开发了用于我国电力系统减排研究的模型软

件。如国网能源研究院基于多区域电源和电力流优化系统 GESP 软件,以电力供应总成本最小为目标,综合考虑了技术和碳排放等约束,可开展多场景电力电量平衡、电源发展规划优化计算^[25]。清华大学采用 GTEP 模型基于典型场景可再生能源出力模拟,提出了我国电力行业碳达峰、碳中和优化路径^[26]。这些模型聚焦于电力系统自身特性开展研究,对于电力需求等与经济社会相关的部分通常简化处理,如直接估算相关参数作为模型外生输入数据等,这方面仍有进一步优化的空间。

本文深入全面考虑经济社会发展关键要素,通过 LEAP 模型分析了我国“双碳”目标下能源电力需求、分行业碳排放变化趋势等指标。在此基础上,建立了新能源和传统能源的随机时序生产模拟模型,设定目标函数为规划期内的电力供应总成本,约束条件主要包括电力电量平衡、二氧化碳排放限制、新能源消纳、低碳零碳负碳关键技术发展水平等为约束条件,进而构建电力行业碳减排分析模型。提出了包含“投资决策”和“生产模拟”的双层分解求解方法,兼顾计算的速度和精度,并行求解多方案任务。最后,采用所提模型和算法研究了我国电力系统低碳转型路径,分析转型关键节点的电源结构、电量平衡、新能源消纳等关键指标。

1 随机时序生产模拟

电力行业的低碳转型路径,重点要考虑转型目标和转型节奏。转型目标与碳排放预算密切相关,已有较多文献开展了相关研究^[27-30],根据 IPCC 报告,2 ℃ 情景下,2011—2050 年全球和中国碳预算分别为 14 000 亿 t、3 700 亿 t,1.5 ℃ 情景则分别为 9 000 亿 t、2 300 亿 t。电力行业碳预算需要综合考虑全社会不同行业碳减排难度、潜力及技术经济性差异,转型节奏受资源禀赋和技术水平限制。为深入研究高比例新能源对电力低碳转型的影响,需重点考虑机组灵活调节能力、多种电源的协同以及输电容量等因素,开展电力系统随机生产模拟,以科学指导为电源规划、系统调度运行^[31-33]。

1.1 电源模型

1.1.1 火电及核电机组模型

传统火电及核电的发电原理均基于同步发电机,具有强可控性特征,这类机组出力模型包括出力限制模型、随机状态模型等。中长期模拟一般需要考

虑机组检修次数、检修持续时间、最大最小出力等约束,短期模拟主要考虑机组连续开停机时间、机组出力范围、机组爬坡速率等^[34-35]。出力约束为:

$$\begin{cases} P_{\text{the, min}} \leq P_{\text{the, } t} \leq P_{\text{the, max}} \\ P_{\text{the, down}} \leq P_{\text{the, down max}} \\ P_{\text{the, up}} \leq P_{\text{the, up max}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{the, min}}$ 、 $P_{\text{the, max}}$ 分别为火电/核电的最低、最高输出功率; $P_{\text{the, up}}$ 、 $P_{\text{the, down}}$ 分别为火电/核电的爬坡、下坡功率; $P_{\text{the, up max}}$ 、 $P_{\text{the, down max}}$ 分别为火电/核电的最大爬坡和下坡功率。

火电机组运行状态具有随机特征,包括正常运行、计划检修、故障检修等,根据历史大数据获得某型号发电机组的逐时历史运行状态序列,根据发电机组处于每种状态的时间长度,可计算每种状态的概率 p_i ,形成状态概率向量 $\mathbf{P}$;通过逐小时之间两种状态转换频次的统计,可计算两种状态之间的转移概率 p_{ij} ,进而得到转移概率矩阵 $\mathbf{T}_R$ 。

$$\mathbf{P} = [p_1 \ p_2 \ p_3 \ \cdots \ p_N] \quad (2)$$

$$\mathbf{T}_R = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} & \cdots & p_{1N} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} & \cdots & p_{2N} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} & \cdots & p_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{N1} & p_{N2} & p_{N3} & \cdots & p_{NN} \end{bmatrix} \quad (3)$$

1.1.2 水电机组模型

水电作为电量给定机组,其发电量由水文情况、来水量和水库调度决定。径流水电站的运行模拟只需根据来水过程预测水电机组出力,按预测电量安排水电机组运行。可调节水电站的运行以水库容量为约束,尽可能以零成本的水能替代高成本的火电进行调峰。功率约束为:

$$\begin{cases} P_{\text{hyd, min}} \leq P_{\text{hyd, } t} \leq P_{\text{hyd, max}} \\ P_{\text{hyd, down}} \leq P_{\text{hyd, down max}} \\ P_{\text{hyd, up}} \leq P_{\text{hyd, up max}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{\text{hyd, min}}$ 、 $P_{\text{hyd, max}}$ 分别为水电最低、最高输出功率; $P_{\text{hyd, up}}$ 、 $P_{\text{hyd, down}}$ 分别为水电爬坡、下坡功率; $P_{\text{hyd, up max}}$ 、 $P_{\text{hyd, down max}}$ 分别为水电最大爬坡和下坡功率。

1.1.3 风电模型

由于规划水平年的风电出力未知,在工程中需要基于历史风电出力的随机性、波动性规律抽样形成未来的时序出力序列。风速一般遵循 Weibull 分

布,其概率密度函数 $f(v)$ 表示为:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (5)$$

式中: v 为实时风速; k 为形状参数; c 为尺度参数。将切入风速 v_{ci} 和切出风速 v_{co} 之间平均分成 W_n 份^[36],即 $\Delta v = (v_{co} - v_{ci})/W_n$ 。

风电机组的输出功率 P_w 可表达为:

$$P_w = \begin{cases} 0, & v \leq v_{ci}, v > v_{co} \\ \frac{v - v_{ci}}{v_N - v_{ci}} \cdot P_{w,N}, & v_{ci} < v \leq v_N \\ P_{w,N}, & v_N < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{w,N}$ 为机组额定功率; v_N 为额定风速。按式(6)可计算不同风速下的风电场输出功率,将整个研究周期内的风电场划分成 W_n 个状态。

1.1.4 光伏发电模型

光照强度 γ 在一定时期内服从 Beta 分布^[37],其概率密度函数为:

$$f(\gamma) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \gamma^{\alpha-1} (1 - \gamma)^{\beta-1} \quad (7)$$

式中: α 、 β 为形状参数; $\Gamma(\cdot)$ 为 Gamma 函数。

光伏的输出功率 P_{PV} 与光照强度 γ 的关系为:

$$P_{PV} = \begin{cases} P_{PV,N}, & \gamma > \gamma_N \\ P_{PV,N} \cdot \frac{\gamma}{\gamma_N}, & \gamma \leq \gamma_N \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{PV,N}$ 为光伏额定功率; γ_N 为额定光照强度。

1.2 负荷及跨区联络线模型

1.2.1 负荷模型

常见负荷模型有时序负荷曲线、持续负荷曲线和分块负荷曲线3种。本文采用时序负荷建模方法,以日负荷曲线为基础,通过逐日时间序列拼接,形成年度/月度负荷时间序列。对于典型日负荷,采用长短期记忆神经网络(LSTM)的聚类法获得,该方法适合处理较长时间间隔的时间序列,相较于传统方法能更好地挖掘出负荷时间序列的内在变化规律^[38]。

1.2.2 跨区联络线模型

由于不同区域电源分布和电力需求差异显著,需要考虑电力跨区输送问题。当各送端发电成本基本相当情况下,按照就近支援的原则,目标函数设定为联络线有功功率损耗最小,表示为:

$$\min f = \sum_i P_i^2 r_i \quad (9)$$

式中： P_l 为联络线 l 的输送功率； r_l 为线损率。

交换功率 $P_{l,i}$ 应满足如下约束。

$$P_l^{\min} \leq P_{l,i} \leq P_l^{\max} \quad (10)$$

式中 $P_l^{\min}$ 、 $P_l^{\max}$ 分别为联络线 l 输送功率下、上限值。

同时，还需考虑在某些跨省联络线运行中，希望一个结算周期内交换的总电量受到协议的约束。在结算周期 T 内总协议电量 E 应满足：

$$E = \sum_T P_l \quad (11)$$

1.3 求解流程

基于新能源时间序列建模的随机生产模拟方法的计算流程如图1所示。

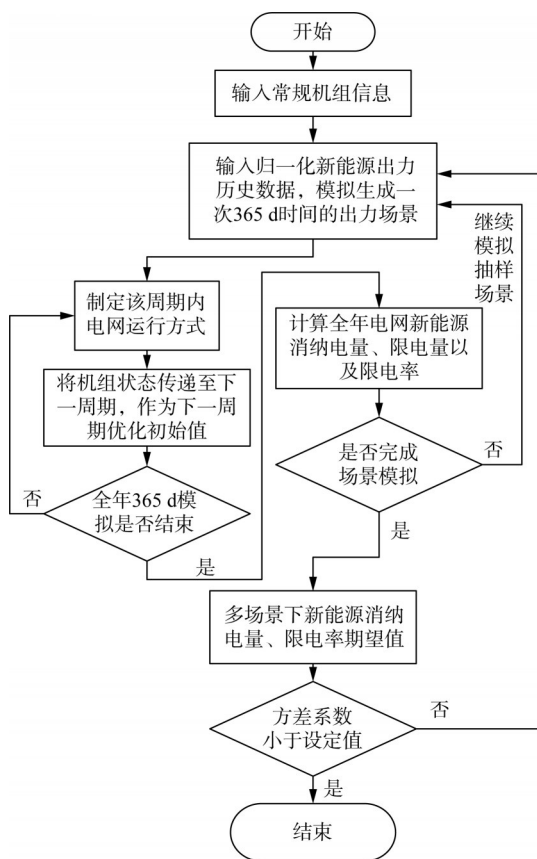


图1 随机生产模拟求解流程

Fig. 1 Solve process of the stochastic production simulation

详细步骤为：

1) 输入常规机组信息，包括所有火电机组的装机容量、爬坡速率、最小启停机时间、最大最小技术出力、供热火电机组的供热参数、供热负荷等；

2) 输入归一化风电、光伏发电出力历史数据，分别模拟生成一次时间长年度为一年365 d的风电、

光伏发电出力场景、负荷场景；

3) 对于设定时间长度 L 周期内机组发电出力进行优化计算，得到机组的启停机方式及计划发电出力大小，计算的优化目标为新能源消纳能力最大；

4) 制定该周期内电网运行方式，计算电网新能源消纳电量和新能源限电量；

5) 将机组状态传递至下一周期，作为下一周期优化初始值；

6) 重复步骤4和步骤5，滚动更新计算365次，判断全年365 d模拟是否结束，若结束计算全年电网新能源消纳电量、限电量以及限电率；

7) 继续模拟抽样风电、光伏场景，并计算多个场景下新能源消纳电量、限电率的期望值，当新能源消纳电量或限电率的方差系数小于设定值时即完成计算，得到该年新能源消纳电量以及限电率的期望值。

2 考虑多影响因素的电力系统碳减排模型

2.1 模型架构

电力系统碳减排模型要解决的核心问题，是在满足经济社会发展的能源电力需求前提下、在实现全社会碳中和目标下，如何科学合理规划分区电源装机与结构、跨区域输电工程建设等^[39]。通常以规划期电力供应总成本最低为优化目标，以电力电量平衡、碳排放等为约束条件，其中，碳排放约束一般指净排放，即若火电厂安装了碳捕集装置，可以抵消相应排放。模型采用分阶段规划优化方法，将总时间40 a划分为若干阶段（例如每个阶段5 a或10 a），考虑前后阶段的有效衔接，各阶段依次进行优化。

模型架构如图2所示，包括输入规划基础参数、约束条件、优化规划、随机生产模拟、输出规划结果等部分。

经济及能源相关数据外生给定，通过LEAP软件构建中国能源系统模型，充分考虑了新发展阶段的经济增长、产业转型、人口与城镇化变化、能源效率等因素，分析能源电力需求及碳排放趋势，作为电力系统转型路径优化的基础条件。基于发电装机现状、可再生能源出力特性、各类机组单位建设运营成本等参数，考虑包括碳排放在内的相关约束条件，在电力优化规划时同时开展随机生产模拟。最后，提出我国电力系统碳减排路径。

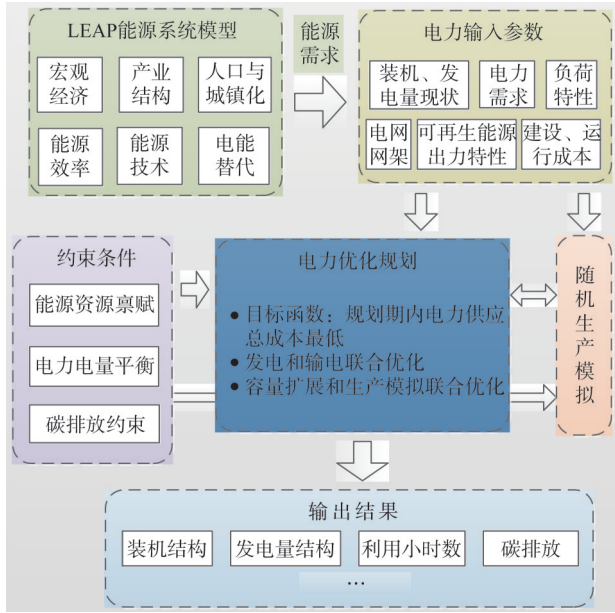


图2 电力碳减排模型框架

Fig. 2 Framework for power emission reduction model

2.2 目标函数

以规划期内电力供应总成本最小(以年化费用形式给出)为目标, 函数表达如式(12)所示。年费用由投资建设、固定运维和可变运行等3部分费用组成, 其中, 可变运行费用包含了购买燃料、输电、损失负荷、必要的碳捕集技术应用等各方面费用。如结果表示为规划期内等年值, 则要整体乘以资金回收系数 $K(r_0, N)$, 对于新建工程, 其投资建设费用应在全工程寿命周期分摊, 系统固定及可变运行费用只需要在规划周期内分摊。

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G F_{\text{CIV}, g, t} \cdot (1+r)^{-t} + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G F_{\text{FOE}, g, t} \cdot (1+r)^{-t} + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{M+M_{\Sigma}} F_{\text{FUEL}, g, t} \cdot (1+r)^{-t} + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{EX}}} F_{\text{TRAN}, l, t} \cdot (1+r)^{-t} + \\ & K_{\text{p,LOAD}} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{ZN}}} F_{\text{LOAD}, n, t} \cdot (1+r)^{-t} + \\ & K_{\text{p,CCUS}} \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{ZN}}} F_{\text{CCUS}, n, t} \cdot (1+r)^{-t} \end{aligned} \quad (12)$$

式中: G 为火电厂的集合; $F_{\text{CIV}, g, t}$ 为第 g 个新建项目在第 t 年的投资费用(construction invest); $F_{\text{FOE}, g, t}$ 为第 g 个新建项目在第 t 年的固定运维费用(fixed

operation expense), 一般可用投资费用的固定比例来表示, 例如取值为投资费用的 3%~5%; $F_{\text{FUEL}, g, t}$ 为第 g 个火电厂在第 t 年的燃料费用; $F_{\text{TRAN}, l, t}$ 为第 l 个联络线在第 t 年的输电费用, 为输送电量与度电费乘积; $F_{\text{LOAD}, n, t}$ 为第 n 个区域在第 t 年的负荷损失费; $F_{\text{CCUS}, n, t}$ 为第 n 个区域在第 t 年的碳捕集、利用及封存费用; N_{EX} 、 N_{ZN} 分别为联络线数量、供电分区数量; T 为规划期的年数, 若分成多个阶段求解, 则为阶段年数, 取 1 时表示逐年规划; M 为新建电源和电网项目的数量; M_{Σ} 为已建成项目数量; r 为贴现率, 是给定值, 如 5%; $(1+r)^{-t}$ 为贴现系数, 表示将第 t 年资金贴现到当前年份, 当前年份时, 取 $t=0$; $K_{\text{p,LOAD}}$ 、 $K_{\text{p,CCUS}}$ 分别为负荷损失、碳捕集费用的惩罚系数。

资金回收系数 $K(r_0, N)$ 表达为:

$$K(r_0, N) = \frac{r_0(1+r_0)^N}{(1+r_0)^{N+1} - 1} \quad (13)$$

式中: r_0 为资金回收率, 可取 $r_0 = r$; N 为回收年限, 这里即为规划期年数。

对于项目建设费用 $F_{\text{CIV}, g, t}$, 为考虑各种方案中, 由于使用设备寿命不同带来的可比性问题, 本文采用将设备达到寿命时进行反复重启直至无穷远的方式进行处理。对于现役机组退役, 并不产生新的建设费用, 直接省去了固定运行费用, 将固定运行费用处理为负值。

$$\begin{aligned} F_{\text{CIV}, g, t} &= C_{\text{CAP}, g} \cdot C_{\text{cost}, g} \sum_{k=0}^{\infty} (1+r)^{-kY_g} \\ &= C_{\text{CAP}, g} \cdot C_{\text{cost}, g} \cdot \frac{1+r}{1-(1+r)^{-Y_g}} \end{aligned} \quad (14)$$

式中: $C_{\text{CAP}, g}$ 为第 g 个新建项目的容量, MW; $C_{\text{cost}, g}$ 为第 g 个新建项目的单位容量价格, 万元/MW; Y_g 为第 g 个新建项目的工程寿命; k 为设备达到寿命后的重建次数。

2.3 约束条件

1) 电力平衡。电源可用总容量需要高于负荷及备用要求, 各类电源参与平衡调节的容量取决于其可靠出力。

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^J Y_{jt} \Delta C_{\text{CAP}, jt} \geq L^{\max}(1+R_t) \\ \sum_{j=1}^J \delta_j^{\min} Y_{jt} \Delta C_{\text{CAP}, jt} \leq L^{\min}(1-R_t) \end{cases} \quad (15)$$

$$\Delta C_{\text{CAP}, jt} = C_{\text{CAP}, j0} + C_{\text{CAP}, jt} - C_{\text{CAP}, j1} \quad (16)$$

式中： $\Delta C_{CAP, jt}$ 为 j 类电源在第 t 年末的装机容量； $C_{CAP, jt0}$ 、 $C_{CAP, jt}$ 、 $C_{CAP, jt1}$ 分别为 j 类电源在第 t 年已有装机容量、新增装机容量和退役容量； $\delta_j^{\min}$ 为 j 类电源的出力下限系数； Y_{jt} 为各类电源的置信度； $L^{\max}$ 和 $L^{\min}$ 分别为规划年份的最高、最低负荷水平； R_l 为容量备用系数； J 为电源种类。

2) 电量平衡。各类电源发电量之和应不低于负荷需求及网络损耗，并充分考虑新能源弃电量。

$$\sum_{j=1}^J H_j \Delta C_{CAP, jt} - E_{cur} \geq E_t (1 + R_s + R_{loss}) \quad (17)$$

式中： H_j 为第 j 类电源的年利用小时数； E_t 为规划年份的负荷用电量； R_s 为备用率； R_{loss} 为线损率； E_{cur} 为新能源弃电量。

3) 发电机组出力。各类电源输出功率不高于额定容量，火电厂还需要满足最小技术出力要求，水电站尽可能提高利用率、减少弃水。

$$\delta_j^{\min} \Delta C_{CAP, jt} \leq \Delta P_{jt, t'} \leq \delta_j^{\max} \Delta C_{CAP, jt} \quad (18)$$

式中 $\delta_j^{\min}$ 、 $\delta_j^{\max}$ 和 $\Delta P_{jt, t'}$ 分别为机组最小、最大出力系数和机组运行模拟中各时刻的实际出力，这里主要指火电、水电机组。

4) 输电能力。各条输电通道的实际安排功率不超过额定容量限制。

$$P_l \leq P_l^{\max} \quad (19)$$

式中 P_l 、 $P_l^{\max}$ 分别为第 l 条输电通道的安排功率和额定限制容量。

5) 资源禀赋。各类可再生能源开发潜力均受到资源条件限制，通常还与开发成本相关。

$$\Delta C_{CAP, RE, jt} \leq \Delta C_{CAP, RE, jt}^{\max} \quad (20)$$

式中 $\Delta C_{CAP, RE, jt}$ 、 $\Delta C_{CAP, RE, jt}^{\max}$ 分别为可再生能源的装机容量和可开发资源。

6) 年新增电源容量。受到装备制造、投资建设、投资等产能约束，每年新增装机容量受到限制。

$$C_{CAP, jt} \leq C_{CAP, jt}^{\max} \quad (21)$$

7) 新能源利用率。

$$\frac{G_{NEW, jt}^{\max} - G_{NEW, jt}}{G_{NEW, jt}^{\max}} \leq \beta_{NEW, jt} \quad (22)$$

式中 $G_{NEW, jt}$ 、 $G_{NEW, jt}^{\max}$ 和 $\beta_{NEW, jt}$ 分别为在第 t 年各类新能源的实际发电量、最大发电量和最大弃电率。

8) 碳排放。电力系统碳排放主要由火电产生，碳排放约束一般外生给定，当不能满足逐年碳排放约束时，需要考虑电源结构调整或采用碳捕集

技术。

$$\sum_{j=1}^J G_{jt} \xi_{jt} \leq C_t^{\lim} \quad (23)$$

式中： G_{jt} 、 ξ_{jt} 分别为第 j 类电源在第 t 年的发电量和单位发电量碳排放； $C_t^{\lim}$ 为第 t 年的电力碳排放限制。

2.4 双层交互求解

综合考虑计算速度、计算精度，将电力碳减排模型求解分解为投资决策层和生产模拟层。在投资决策层，根据研究实际情况，把规划期分成多个阶段，每个阶段均形成多个不同的规划方案；在生产模拟层，逐一对生成的规划方案开展时序运行模拟，将结果反馈给投资决策层；最后，投资决策层对不同规划方案进行评价、取舍和优化，直至得到最终满足需求的结果。其中，生产模拟层还具备扩展电力市场、碳市场等市场机制的能力。

本文采用 OpenMP 多核并行的粒子群寻优算法进行求解，通过设定两代之间变化量最小数值作为收敛依据。OpenMP 方法主要优势是大幅提升计算效率，还可降低编程难度和复杂程度，同时具备更强灵活性，可较容易适应不同并行系统配置。将生产模拟层作为一个独立子程序，为实现多任务并行求解提供了可行性。求解本文模型时，每个求解年相关数据均被拷贝成独立的 N 份 (N 为粒子数量)，保证多线程并行的安全性。详细的求解步骤如图 3 所示。

3 我国电力系统碳减排路径研究

基于构建的电力系统碳减排模型，结合我国“双碳”战略目标，开展我国电力低碳发展研究，提出相应的转型路径，并以 2025 年为例进行电力系统的随机生产模拟分析。

3.1 基本条件设置

电力系统减排路径制定需要综合考虑经济社会发展的用电需求、碳中和目标下电力行业碳预算约束、电力相关的低碳零碳负碳技术进步等诸多因素，随着碳达峰碳中和深度推进，中远期能源系统中的化石能源占比将极大下降，电力行业需要努力实现零碳。到 2060 年，建成零碳电力系统，保留的火电产生的 CO_2 排放将全部通过 CCUS、BECCS 等技术移除。主要边界条件设置如表 1 所示。

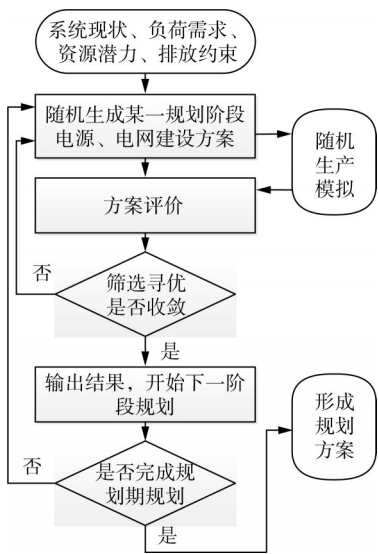


图 3 电力碳减排模型的双层求解框架

Fig. 3 A two-level solution framework for power carbon emission reduction models

表 1 电力碳减排部分边界条件

Tab. 1 Basic boundary conditions for carbon reduction in power system

关键因素	主要设定
经济	2035 年前年均增速约 5 %, 随后逐步降至 3 %~4 % 区间。
人口	近期人口变化较小, 中长期出现负增长, 2050 年和 2060 年将分别降至 13.4 亿人和 12.8 亿人。城镇化率于 2030 年达到 70 %, 2050 年达到 80 % 后基本趋于稳定。
产业结构	压减高耗能产业产能, 战略性新兴产业与服务业发展加快。随着生活水平提升, 建筑、交通用能进一步增长。
能效	循环经济发展、工艺流程再造、建筑与交通节能技术等助推能效水平大幅提升。
电能替代	在工业生产、建筑供暖和道路运输等重点领域, 电能替代持续推进。
技术进步	2030 年后, CCUS 技术逐步在煤电、工业过程等领域规模化应用。2030 年后, 绿电制氢技术具备商业应用条件。光伏发电、陆上风电、海上风电、新型储能成本持续下降, 2060 年分别降至 1 800、3 500、7 000、700 元/kW。
能源环境政策	2030 年单位 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 65 % 以上, 新能源装机规模 1.2 TW 以上, 非化石能源占一次能源消费比重将达到 25 % 左右。2060 年, 非化石能源消费占比达 80 % 以上。

3.2 电力低碳转型路径

电力系统绿色转型需要处理好电力安全供应与

减排的关系。西部北部地区, 重点建设多能互补的大型清洁能源基地, 东部沿海地区大力发展海上风电, 东中部地区着力发展分布式光伏、分散式风电, 西南地区积极推进水电开发, 安全有序发展核电, 推动火电从基础性电源向基础性电源和调节性电源并重发展。同时, 推动碳捕集封存与利用技术研发应用, 为电力系统实现零碳提供兜底保障。我国电源装机变化趋势如图 4 所示。2030 年、2050 年和 2060 年, 电力系统总装机分别达 3.92、6.46 和 7.06 TW, 新能源装机(含生物质)占比分别提升至 44.8 %、67.5 % 和 74.2 % (2020 年为 27 %); 煤电装机占比分别降至 33.1 %、12.4 % 和 5.7 %。2030 年, 抽水蓄能和新型储能分别达 0.12 TW 和 0.08 TW, 2050 年分别为 0.38 TW 和 0.16 TW, 2060 年分别为 0.4 TW 和 0.2 TW。

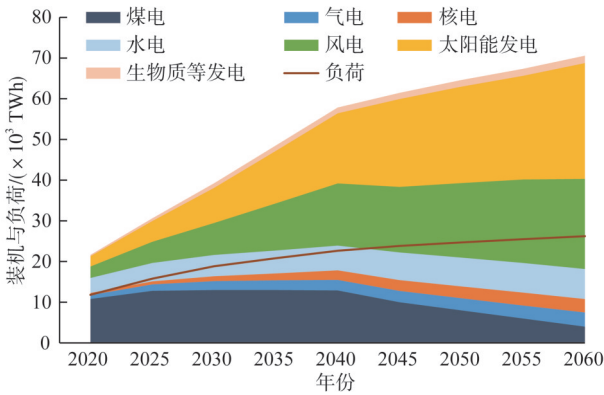


图 4 各类电源装机容量

Fig. 4 Installed capacities of various power sources

2020 年, 我国非化石能源发电量占比全国发电总量的 34 %, 未来发电量结构变化详见图 5。电能可在终端领域应用的深入推进以及电制氢大规模发展都将推动发电量的大幅提升。氢能将成为难以直接电能替代领域的控碳脱碳的重要途径, 电制氢也将是新型电力系统调峰、调频、跨季节储能的有效手段, 成为保障能源电力可靠供应的重要手段之一。总发电量增速呈现先快后慢的特征, 2050 年后发电量基本接近饱和。2030 年、2050 年和 2060 年, 总发电量分别为 11 800 TWh、15 300 TWh 和 15 700 TWh。发电量结构方面, 2030 年, 非化石能源发电量占比和新能源(含生物质)发电量占比分别为 48.9 % 和 25.8 %, 2050 年分别为 72.9 % 和 49.6 %, 2060 年分别达到 87.2 % 和 63.3 %。

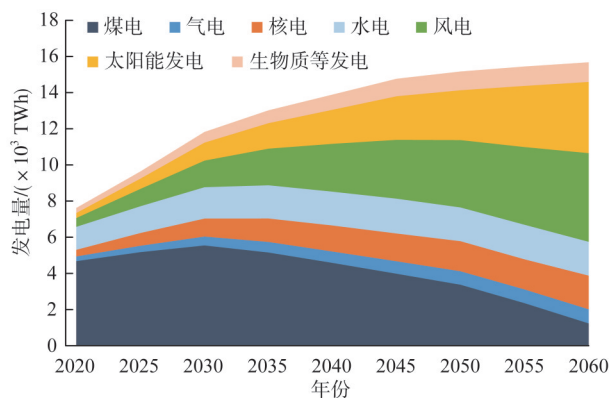


图5 各类电源发电量

Fig. 5 Power generations from various types of power sources

电力碳排放趋势如图6所示。2020年,我国电力系统碳排放 CO_2 42亿t,预计2028年左右达到峰值,约 CO_2 46亿t,随后逐步下降,2050年实现深度低碳,排放量为5亿t左右(已考虑CCUS捕集量),2060年实现零碳排放。2030年、2050年和2060年,单位发电量 CO_2 排放将分别为 $382 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ 、 $72 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ 和 $0 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ 。该指标受到非化石能源发电量占比以及CCUS应用规模的双重影响,低碳能源发电比重升高、化石能源发电占比降低或CCUS的应用规模增加,该指标均将下降。

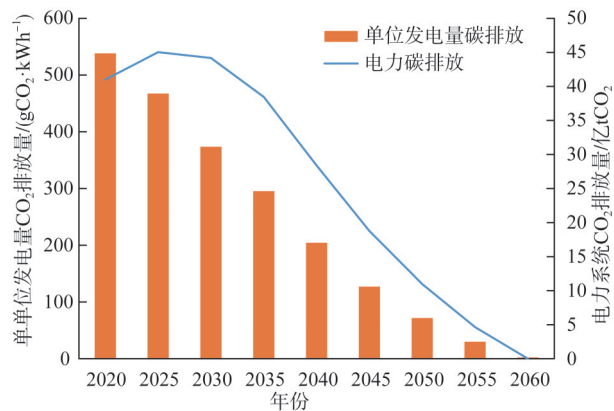


图6 电力行业碳排放趋势

Fig. 6 Carbon emission trends in the power industry

3.3 随机模拟生产分析

高比例新能源接入是新型电力系统面临的最大挑战之一,为更加全面系统研究新能源发展对电力系统运行的影响,本文按照保留足够的事事故备用模型来处理常规机组强迫停运的不确定性,重点考虑新能源出力随机性,将对指导电力系统规划更有参考意义。

以2025年全国7个区域系统为算例,负荷备用、事故热备用、事故冷备用均分别取5%,进行新能源随机性蒙特卡洛时序生产模拟,以新增50个样本之后LOLP(全年期间存在电力缺口的概率值)计算偏差不超过收敛判据,主要以LOLP、ENEUR(新能源利用率期望值)这两个计算指标进行分析,结果如表2所示。

对随机生产模拟的结果指标说明如下。

1)LOLP指标,给出全年期间存在电力缺口的概率值。华北地区的LOLP样本均值为0.021 10,即存在电力缺口的平均概率为2.11%,年电力缺口时长期望值为184.8 h(不满足备用率15%的时长);华东区域为7.1 h;华中区域为13.3 h。

2)ENEUR指标表征新能源消纳情况,以百分比的形式给出新能源利用率。由表2可知,西北地区新能源利用率为99.5%,西南为93.2%。需要说明的是,这里的消纳指标是按照整个区域作为建模对象,因此分析结果偏乐观,同时,没有区分弃水和弃新能源的差别,西南区域的弃水也统计在新能源弃电范围内,因而利用率偏低。

表2 2025年随机生产模拟主要结果(考虑新能源随机性)

Tab. 2 Results of 2025 stochastic production simulation (considering the randomness of new energy)

区域	LOLP值		ENEUR值	
	均值	方差	均值	方差
华北	0.021 10	0.004 53	1	0
华东	0.000 81	0.000 54	1	0
华中	0.001 52	0.000 40	1	0
西北	0	0	0.995 08	0.001 07
东北	0	0	1	0
西南	0	0	0.932 02	0.012 32
南方	0.005 27	0.003 61	1	0

同时考虑新能源及常规机组的随机性,负荷仍按照给定曲线,并考虑适当的负荷备用(应对负荷预测不确定性及随机波动)及事故热备用(应对联络线故障停运)。这种方法对于确定合适的事事故备用,特别验证冷备用率具有指导意义。

对2025年规划方案进行蒙特卡洛随机时序生产模拟,LOLP的收敛精度取 10^{-6} ,经过1 000次抽样达到收敛要求,得到4个指标的期望值、方差值结果,如表3所示。分析如下。

1)LOLP指标,在计算时则用常规机组的随机

停运替代了系统冷备用需求比例,各系统电力不足的概率有所变化。例如,华北区域 LOLP 期望值为 0.021 36,相当于年电力不足时间为 187.1 h,比仅考虑新能源随机性的情况多 2.3 h。

2) ENEUR 指标,计算结果与仅考虑新能源随机性的情况偏差很小,可认为基本一致。

表 3 2025 年随机生产模拟主要结果(考虑新能源及常规机组随机性)

Tab. 3 Results of 2025 stochastic production simulation (considering the randomness of new energy and conventional units)

区域	LOLP 值		ENEUR 值	
	均值	方差	均值	方差
华北	0.021 36	0.004 75	1	0
华东	0.000 79	0.000 57	1	0
华中	0.001 50	0.000 40	1	0
西北	0	0	0.995 03	0.001 07
东北	0	0	1	0.000 01
西南	0	0	0.931 39	0.012 07
南方	0.005 02	0.003 45	1	0

4 结论

本文在综合考虑电力低碳发展的主要影响因素基础上,构建了电力系统减排分析模型,提出了优化求解算法,并通过模型研究了我国电力行业碳减排路径。主要结论如下。

1) 本文综合考虑经济、社会、技术、政策等多要素,构建了电力系统碳减排分析模型,提出 OpenMP 多核并行粒子群寻优算法与多方案任务并行求解的模型双层求解算法,以此为基础提出了我国零碳电力系统实现路径。在模型中提出了“投资决策”和“生产模拟”相结合的双层计算方法,把生产模拟层独立成为一个子程序,在实现多任务并行求解的同时加快计算速度;采用基于新能源时序的方法求解,充分考虑新能源和常规机组随机性,对以新能源为主体的新型电力系统规划和运行分析具有重要参考价值。

2) 在我国 2060 年实现碳中和的条件设定下,采用构建的模型研究了电力系统减排路径。2030 年、2060 年,我国全社会用电量将分别达到 11 800、15 700 TWh,2060 年,发电装机总量超过 7 TW,其中,新能源(含生物质)装机占比达到

74.2%,发电量占比达到 63.3%。实现碳中和时,仍需要保留一部分煤电和天然气发电机组用作调峰,煤电年利用小时数降至 1 500 h,火电产生 CO₂ 约 10 亿 t,通过 CCUS 技术移除。

3) 为在电力安全可靠供应前提下建设零碳电力系统,一是统筹确定各省、各行业碳减排预算,特别是需进一步明确电力行业碳预算,满足电力系统分阶段、有计划转型的碳预算需求;二是要高度重视未来煤电产业发展,统筹协调好短期政策和长期政策,匹配煤电占比及功能定位的转变;三是提前布局重大技术研发,如氢能、CCUS 等;四是加快完善市场政策体系,做好电力市场与碳市场等机制的有机协调,通过市场手段疏导转型成本。

4) 本文提出的电力系统碳减排模型,较全面考虑了经济社会绿色发展与电力减排和安全稳定运行的关系,能为电力行业低碳发展提供有效决策支撑。此外,模型还可用于国家、省级层面的宏观分析以及能源大基地的规划运行分析等,具有较好可扩展性,应用前景广阔。同时,为不断提升电力规划的科学合理性,保障绿色转型的稳步推进,未来,还需要持续开展模型完善工作。一是在电力系统碳减排模型中,进一步细化技术刻画程度,特别是加强电制氢、CCUS 等新技术发展的分析;二是更加重视经济社会发展和能源环境政策对电力系统减排进程和路径的影响研究,深度融合经济模型和电力系统技术模型,实现模型之间灵活交互,确保研究结果的合理性和完备性。

参考文献

- [1] MAHONE A, SUBIN Z, MANTEGNA G, et al. Achieving carbon neutrality in California [R]. New York: Energy and Environmental Economics, 2020.
- [2] Natural Capital Partners. The carbon neutral protocol [R]. London: Natural Capital Partners, 2020.
- [3] SALVIA M, RECKIEN D, PIETRAPERTOSA F, et al. Will climate mitigation ambitions lead to carbon neutrality? An analysis of the local-level plans of 327 cities in the EU [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020 (135): 110253.
- [4] 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]. http://www.xinhuanet.com/world/2020-09/22/c_1126527652.htm, 2020-09-22.
- [5] 杨昆. 推动实现“碳达峰、碳中和” 加快构建以新能源为主体的新型电力系统[J]. 中国电力企业管理, 2021(13): 50-53. YANG Kun. Promote the realization of "Carbon Peak and Carbon Neutrality" accelerate the construction of new power systems based on new energy [J]. China Power Enterprise

- Management, 2021(13): 50 – 53.
- [6] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663 – 1672.
- SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663 – 1672.
- [7] 杜效鹄, 王继琳, 张妍. 电力系统碳排放预测与分析[J]. 中国能源, 2022, 44(8): 12 – 19.
- DU Xiaohu, WANG Jilin, ZHANG Yan. Prediction and analysis of carbon emissions in the electric power industry[J]. Energy of China, 2022, 44(8): 12 – 19.
- [8] 张益兵, 朱朝勇, 武美辰, 等. 基于全生命周期评价的变压器碳足迹研究与分析[J]. 高压电器, 2024, 60(11): 57 – 67.
- ZHANG Yibing, ZHU Chaoyong, WU Meichen, et al. Research and analysis of carbon footprint of transformer based on full life cycle assessment[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(11): 57 – 67.
- [9] 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.
- [10] 孙元章, 张鹏成, 柯德平, 等. 碳达峰条件下能源互联网系统规划设计与优化运行[J]. 南方电网技术, 2022, 16(1): 1 – 13.
- SUN Yuanzhang, ZHANG Pengcheng, KE Deping, et al. Planning, design and optimal operation of energy internet system under the condition of peak carbon dioxide emissions[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(1): 1 – 13.
- [11] CHEN W Y. The costs of mitigating carbon emissions in China: findings from China MARKAL-MACRO modeling[J]. Energy Policy, 2005, 33(7): 885 – 896.
- [12] LI N, CHEN W Y, ZHANG Q. Development of China TIMES-30 P model and its application to model China's provincial low carbon transformation[J]. Energy Economics, 2020(92): 104955.
- [13] MIT. The China-in-global energy model[R]. Cambridge: MIT, 2014.
- [14] 余碧莹, 赵光普, 安润颖, 等. 碳中和目标下中国碳排放路径研究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2021, 23(2): 17 – 24.
- YU Biying, ZHAO Guangpu, AN Runying, et al. Research on China's CO₂ emission pathway under carbon neutral target[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2021, 23(2): 17 – 24.
- [15] MA Z Y, ZHANG S N, HOU F X, et al. Exploring the driving factors and their mitigation potential in global energy-related CO₂ emission[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 413 – 422.
- [16] 周原冰, 杨方, 余潇潇, 等. 中国能源电力碳中和实现路径及实施关键问题[J]. 中国电力, 2022, 55(5): 1 – 11.
- ZHOU Yuanbing, YANG Fang, YU Xiaoxiao, et al. Realization pathways and key problems of carbon neutrality in China's energy and power system[J]. Electric Power, 2022, 55(5): 1 – 11.
- [17] IEA. Power system transition in China[R/OL]. (2020 – 10 – 01) [2020– 11 – 01]. <https://webstore.iea.org/china-power-system-transformation>.
- [18] IRENA. Global energy transformation: a roadmap to 2050[R/OL]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018. <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Globalenergytransformation-A-roadmap-to-2050> – 2019Edition.
- [19] Energy Research Institute of National Development and Reform Commission. China 2050 high renewable energy penetration scenario and roadmap study[R]. Beijing: ERI, 2015.
- [20] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 现实可行且成本可负担的中国电力低碳转型路径[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 1 – 7.
- LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Feasible and affordable pathways to low-carbon power transition in China[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 1 – 7.
- [21] 张希良, 黄晓丹, 张达, 等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J]. 管理世界, 2022(1): 35 – 51.
- ZHANG Xiliang, HUANG Xiaodan, ZHANG Da, et al. Research on the pathway and policies for China's energy and economy transformation toward carbon neutrality[J]. Management World, 2022(1): 35 – 51.
- [22] 魏一鸣, 余碧莹, 唐葆君, 等. 中国碳达峰碳中和时间表与路线图研究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2022, 24(4): 13 – 26.
- WEI Yiming, YU Biying, TANG Baojun, et al. Roadmap for achieving China's carbon peak and carbon neutrality pathway[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2022, 24(4): 13 – 26.
- [23] 林伯强, 杨梦琦. 碳中和背景下中国电力系统研究现状、挑战与发展方向[J]. 西安交通大学学报(社会科学版), 2022, 42(5): 1 – 10.
- LIN Boqiang, YANG Mengqi. China's power system research in the context of carbon neutrality: current status, challenges, and development direction[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University (Social Sciences), 2022, 42(5): 1 – 10.
- [24] 黎博, 陈民铄, 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 – 580.
- 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 – 580.
- [25] 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.
- [26] 魏泓屹, 卓振宇, 张宁, 等. 中国电力系统碳达峰·碳中和转型路径优化与影响因素分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(19): 1 – 12.
- WEI Hongyi, ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, et al. Transition path optimization and influencing factor analysis of carbon emission peak and carbon neutrality for power system of China[J]. Automation of Power Systems, 2022, 46(19): 1 – 12.
- [27] MEINSHAUSEN M, MEINSHAUSEN N, HARE W, et al. Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C[J]. Nature, 2009, 458(7242): 1158 – 1162.
- [28] 郭炜, 赵腾, 李隽, 等. 考虑碳预算与碳循环的能源规划方法及建议[J]. 电力建设, 2021, 42(10): 1 – 8.

- WU Wei, ZHAO Teng, LI Jun, et al. Energy planning methods and proposals considering carbon budget and carbon cycle [J]. *Electric Power Construction*, 2021, 42(10): 1–8.
- [29] 崔学勤,王克,傅莎,等. 2℃和1.5℃目标下全球碳预算及排放路径[J]. *中国环境科学*, 2017, 37(11): 4353–4362.
- CUI X Q, WANG K, FU S, et al. Global carbon budget and emissions pathway of 2℃ and 1.5℃ target [J]. *China Environmental Science*, 2017, 37(11): 4353–4362.
- [30] NYAMBUU U, SEMMLER W. Climate change and the transition to a low carbon economy: carbon targets and the carbon budget[J]. *Economic Modelling*, 2020(84): 367–376.
- [31] 刘俊磊,刘新苗,姜源媛,等. 考虑源荷储不确定性的新型电力系统随机生产模拟方法[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(6): 36–42.
- LIU Junlei, LIU Xinmiao, LOU Yuanyuan, et al. Stochastic production simulation method for new power system considering uncertainty of source network load and storage [J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(6): 36–42.
- [32] 邵成成,冯陈佳,傅旭,等. 多能源电力系统生产模拟:现状与挑战[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(6): 2029–2039.
- SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, FU Xu, et al. Multi energy power system production simulation: state of arts and challenges [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(6): 2029–2039.
- [33] 丁明,林玉娟,潘浩. 考虑负荷与新能源时序特性的随机生产模拟[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(23): 6305–6314.
- DING Ming, LIN Yujuan, PAN Hao. Probabilistic production simulation considering time sequence characteristics of load and new energy [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(23): 6305–6314.
- [34] MORALES-ESPAÑA G, LATORRE J M, RAMOS A. Tight and compact MILP formulation for the thermal unit commitment problem [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(4): 4897–4908.
- [35] HOSSEINI S H, KHODAEI A, AMINIFAR F. A novel straightforward unit commitment method for large-scale power systems [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(4): 2134–2143.
- [36] 陈亚博,盛戈俾,黎建,等. 含光伏和风电的电力系统随机生产模拟[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2015, 27(5): 1–6.
- CHEN Yabo, SHENG Gehao, LI Jian, et al. Probabilistic production simulation of power system with photovoltaic power and wind power [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2015, 27(5): 1–6.
- [37] KAYAL P, CHANDA C K. Optimal mix of solar and wind distributed generations considering performance improvement of electrical distribution network [J]. *Renewable Energy*, 2015(75): 173–186.
- [38] 张未,余成波,王士彬,等. 基于VMD-LSTM-LightGBM的多特征短期电力负荷预测[J]. *南方电网技术*, 2023, 17(2): 74–81.
- ZHANG Wei, YU Chengbo, WANG Shibin, et al. Multi-featured short-term power load forecasting based on VMD-LSTM-LightGBM [J]. *Southern Power System Technology*, 2023, 17(2): 74–81.
- [39] 张彦涛,施浩波,潘蓉,等. 一种考虑碳排放约束的电力系统规划方法及系统: 202310760299.X[P]. 2023–06–25.

收稿日期: 2024-01-22; 网络首发日期: 2024-06-30

作者简介:

谢典(1990),男,高级工程师,博士,研究方向为能源电力低碳转型、电气化、综合能源, xie_dian@chng.com.cn;

高亚静(1980),女,通信作者,副教授,博士,研究方向为能源电力经济、电力低碳转型, gao_yajing@chng.com.cn;

芦新波(1988),男,工程师,硕士,研究方向为电力系统分析、能源电力规划, xinbo_lu@chng.com.cn.