

电力系统节点边际碳势快速计算及碳排放波动性评估

王会继¹, 柯德平¹, 徐箭¹, 岳晓宇¹, 姜新雄¹, 王俊¹, 余强²

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北省 武汉市 430072;

2. 云南电网有限责任公司电网规划建设研究中心, 云南省 昆明市 650011)

Rapid Calculation of Locational Marginal Carbon Intensity and Carbon Emission Volatility Assessment for Power Systems

WANG Huiji¹, KE Deping¹, XU Jian¹, YUE Xiaoyu¹, JIANG Xinxiong¹, WANG Jun¹, YU Qiang²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei Province, China;

2. Grid Planning and Construction Research Center, Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650011, Yunnan Province, China)

ABSTRACT: This paper delved into in-depth modeling and analysis of locational marginal carbon intensity (LMCI) and developed a comprehensive set of indicators to assess carbon emission volatility from multiple perspectives. Firstly, starting from the locational marginal price and considering the characteristics of generator carbon emission intensity with load rate, a time-flexible definition of the LMCI was proposed along with corresponding fast computation methods. Subsequently, to explore the low-carbon driving force of the LMCI within the context of electricity and carbon markets, a bi-level low-carbon economic dispatch model based on the LMCI for transmission system operators and load aggregators was proposed. Then, three distinct indicators were introduced to capture carbon emission volatility from temporal, spatial, and market perspectives: locational marginal carbon intensity consistency probability, locational marginal carbon intensity volatility expectation, and producer carbon benefit volatility index. These depict the carbon emission volatility of each time interval, node, and system. Finally, an example analysis was carried out based on IEEE-30, IEEE-57, and IEEE-118 node systems to explore the characteristics of the LMCI and its effect on low carbonization and verify the effectiveness of the indicator system proposed in this paper.

KEY WORDS: locational marginal carbon intensity (LMCI); low-carbon economic dispatch; driving force; carbon emission volatility; assessment indicators

摘要: 该文对节点边际碳势(locational marginal carbon

intensity, LMCI)进行了深入建模和分析, 并从多元视角构建了系统碳排放波动性评估指标。首先, 从节点边际电价出发, 计及发电机碳排放强度随负载率变化的特性, 提出适应多时段的 LMCI 定义及相应的快速计算方法; 紧接着, 为了探究电力及碳市场背景下 LMCI 的低碳驱动力, 提出基于 LMCI 的输电网运营商-负荷聚合商的双层低碳经济调度模型; 然后, 从时间、空间以及市场 3 个层面提出节点边际碳势一致性概率、节点边际碳势波动性期望和生产者碳效益波动指数, 刻画系统各时段、各节点以及整体的碳排放波动; 最后, 基于 IEEE-30、IEEE-57 和 IEEE-118 节点系统开展算例分析, 探究了 LMCI 的特性及其低碳驱动作用, 并验证了该文所提指标体系的有效性。

关键词: 节点边际碳势; 低碳经济调度; 驱动力; 碳排放波动性; 评估指标

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1889

0 引言

在全球气候变暖的严峻挑战背景下, 我国积极响应, 于 2020 年提出“双碳”战略, 承诺力争在 2030 年前实现“碳达峰”, 2060 年前实现“碳中和”^[1]。鉴于电力行业在我国温室气体排放总量中占据主导地位^[2], 其碳管理及低碳转型成效对于全国 CO₂ 排放量的有效削减至关重要。实际运行中, 电力行业的碳排放主要源自电源侧化石能源消耗所导致的直接排放^[3]。然而, 电力行业负荷侧用电需求的变动, 会显著影响电源侧发电计划安排, 进而对系统整体碳排放产生影响。因此, 涵盖负荷侧在内的电力行业全环节碳管理显得尤为重要。

碳排放核算是电力行业全环节碳管理的关键^[4-5]。目前, 基于碳排放流理论的碳排放核算方

基金项目: 中国南方电网有限责任公司创新项目(YNKJXM2022 2100)。

Project Supported by the Innovation Project of China Southern Power Grid Company Limited (YNKJXM20222100).

法广泛应用于电力系统低碳规划^[6-8]、电力系统低碳调度^[9-11]，并逐步延伸至综合能源系统^[12-14]。该理论引入节点碳势(locational carbon intensity, LCI)这一核心概念，以量化特定电力节点处的碳排放强度^[15]。然而，LCI 仅表征了节点在既有负荷需求下的平均单位碳排放，未能捕捉到负荷需求变化的边际碳影响。换言之，LCI 并不包含系统当前运行状态的边际机组信息，基于 LCI 的低碳模型无法准确反映负荷需求改变对系统碳排放的影响。受节点边际电价(locational marginal price, LMP)的启发，节点边际碳势(locational marginal carbon intensity, LMCI)的概念被提出^[16]，基于 LMCI 的低碳模型能够灵敏且精确地捕捉并解析负荷需求变动对系统碳排放的即时影响^[17]。文献[18]为系统运营商和负荷聚合商设计了一种基于 LMCI 的负荷转移机制，以减少系统碳排放；文献[19]创新性地融合 LMP 与 LMCI，提出了节点边际电-碳价格概念，从电力与碳排放双重视角指导负荷调控；文献[20]融合 LCI 和 LMCI，建立了考虑碳责分摊的运营商和负荷聚合商双层优化模型。然而，发电机碳排放强度随运行工况变化的特性很少被考虑，LMCI 低碳驱动力与发电机成本-碳排放强度间的关系很少被探究。

目前 LMCI 的计算方法分为两类：1) 数学定义法^[19-21]；2) 解析表达式求解^[16-17,22]。数学定义法基于给定的运行条件(即负荷需求、新能源发电)进行经济调度，以确定最优发电方案及系统碳排放总量。随后，对某节点增加单位负荷需求，并重新求解经济调度问题，获得更新后的发电方案与碳排放总量。前后碳排放总量之差为该节点的 LMCI。这种方法简单直观，但在处理大规模电力系统时计算过程较为复杂。针对 LMCI 的解析表达式求解，文献[16]和[17]分析了边际机组与电源有功出力约束对偶算子的关系，并构建再调度问题，推导得到 LMCI 计算的解析表达式。但是，该方法依据各异的分析节点与运行工况，需利用功率转移分布因子矩阵构建相应的降阶灵敏度矩阵。然而，由于边际机组的变动，实际应用中需频繁重建此矩阵，过程较繁琐。文献[22]基于经济调度的结果，获得起作用约束集，并基于该约束集构建机组出力最优解与系数矩阵的关联关系，然后推导 LMCI 计算的解析表达式。但是起作用约束集随着运行工况的变化而变化，实际应用中也需要频繁重建机组出力最优解与系数矩阵的关联关系，LMCI 计算过程较繁琐。

在系统碳排放评估领域，当前研究普遍侧重于通过量化碳排放总量/削减量来衡量系统的碳排放

情况^[23]。文献[24]以系统常规火电机组减少的碳排放作为光热发电并入带来的碳减排效益；文献[25]以一个调度周期内实际碳排放总量作为节能环保指标；文献[26]以可再生能源装机占比、碳排放总量等参数构建了系统碳排放评估指标。然而，大规模可再生能源并网显著增加了电力系统的运行不确定性^[27]，同时也加剧了系统碳排放的波动性。当前针对碳排放波动性的评估侧重于碳价的波动性和风险评估。文献[28]基于谱估计技术分析了欧盟碳价均值回归周期和幅度；文献[29]基于小波多分辨率分析方法开展了中国碳价波动特性研究；以深圳、湖北、广东、上海及北京 5 个碳交易中心 2015—2020 年的日交易数据为基础，文献[30]基于风险价值模型对碳交易市场风险进行了研究；文献[31]针对电力-交通系统，基于条件风险价值模型刻画了碳交易风险。当前直接针对系统碳排放波动性评估的研究较少。文献[32]从系统碳排放总量变化的概率、频率和幅度 3 个维度构建碳排放变化风险指标。然而，这类用于衡量系统碳排放总量波动性的方法，无法有效揭示系统中各个节点在不同时间点上的具体碳排放波动情况，另外也未能构建一个将市场因素纳入考量的、能够全面反映系统整体碳排放波动性的评价指标。LMCI 作为衡量负荷需求单位增量碳排放的有效指标，能够精确描绘特定运行状态下各节点的碳排放水平。然而，基于 LMCI 从多角度构建考虑不确定性的电力系统碳排放波动性评估指标存在明显研究空白。

针对以上问题，本文特别考虑机组负载率与碳排放强度之间的关系，对 LMCI 进行了建模和低碳驱动力分析，并从多元视角构建了系统碳排放波动性评估指标。首先，从 LMP 出发，提出适应多时段的 LMCI 定义，基于对偶向量和互补松弛条件，推导电力负荷需求微增量与发电机组输出微增量之间的解析表达式，建立 LMCI 快速计算模型；紧接着，为了探究 LMCI 信号低碳驱动力与发电机成本-碳排放强度之间的关系，提出基于 LMCI 的双层低碳经济调度模型；然后，从时间、空间和市场角度构建系统碳排放波动性评估指标；最后，基于 IEEE-30、IEEE-57 和 IEEE-118 节点系统对 LMCI 性质、低碳驱动力以及系统碳排放波动性评估指标属性进行分析，验证了本文所提方法的有效性。

1 节点边际碳势快速计算模型

本章首先给出电力系统经济调度模型的一般形式，然后从 LMP 的定义出发，考虑发电机碳排放强度随负载率变化的特性，提出适应多时段的

LMCI 定义及相应的计算方法。

1.1 电力系统经济调度模型

经济调度模型应用广泛^[22],以系统成本最小为目标,其紧凑形式可由式(1)(2)表示,详细模型见附录 A。其中,式(2)代表系统功率平衡约束、输电线路功率传输极限约束、热力发电机爬坡约束、热力发电机有功出力约束和新能源场站有功出力约束。

$$\min_{\mathbf{X}} \mathbf{X}^T \mathbf{A} \mathbf{X} + \mathbf{b}^T \mathbf{X}, \mathbf{X} = [(\mathbf{P}^G)^T, (\mathbf{P}^R)^T]^T \quad (1)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{E} \mathbf{X} + \mathbf{D} \mathbf{P}^E \leq \mathbf{h} : \mathbf{v} \quad (2)$$

式中: $\mathbf{A}$ 和 $\mathbf{b}$ 分别为电源(包括热力发电机和新能源场站)的发电成本二次项系数矩阵(对角方阵)和一次项系数向量,其中新能源场站对应的系数为 0;

$\mathbf{P}^G$ 为全部热力发电机在所有时间段的有功出力向量,其元素为第 g 台热力发电机在时段 t 的有功出力 $P_{g,t}^G (\forall g, \forall t)$; $\mathbf{P}^R$ 为全部新能源场站在所有时间段的有功出力向量,其出力在 0 和功率预测向量 $\mathbf{P}^{R,\max}$ 之间; $\mathbf{P}^E$ 为全部节点在所有时间段的有功需求向量; $\mathbf{X}$ 是由 $\mathbf{P}^G$ 和 $\mathbf{P}^R$ 组成的电源出力向量, $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$; $\mathbf{E}$ 、 $\mathbf{D}$ 和 $\mathbf{h}$ 分别为相应的系数矩阵或向量,并且 $\mathbf{E} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ 、 $\mathbf{D} \in \mathbb{R}^{m \times z}$ 和 $\mathbf{h} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$; $\mathbf{v}$ 为约束条件的对偶向量, $\mathbf{v} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$ 。

1.2 从 LMP 到 LMCI

基于拉格朗日乘子法和 Karush-Kuhn-Tucker 条件,问题(1)(2)可以等效为

$$L = \mathbf{X}^T \mathbf{A} \mathbf{X} + \mathbf{b}^T \mathbf{X} + \mathbf{v}^T (\mathbf{E} \mathbf{X} + \mathbf{D} \mathbf{P}^E - \mathbf{h}) \quad (3)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} = 2\mathbf{X}^T \mathbf{A} + \mathbf{b}^T + \mathbf{v}^T \mathbf{E} = 0 \quad (4)$$

$$\mathbf{v} \circ (\mathbf{E} \mathbf{X} + \mathbf{D} \mathbf{P}^E - \mathbf{h}) = 0 \quad (5)$$

式中:“ $\circ$ ”表示哈达玛积。式(3)为问题(1)(2)的拉格朗日函数;式(4)为拉格朗日方程;式(5)为互补松弛条件。

LMP 定义为节点单位负荷需求增加导致的系统成本增量:

$$\pi = \frac{\partial(\mathbf{X}^T \mathbf{A} \mathbf{X} + \mathbf{b}^T \mathbf{X})}{\partial \mathbf{P}^E} = (2\mathbf{X}^T \mathbf{A} + \mathbf{b}^T) \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{P}^E} = -\mathbf{v}^T \mathbf{E} \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{P}^E} \quad (6)$$

式中: π 为系统节点边际电价。

LMCI 定义为节点单位负荷需求增加导致的系统碳排放增量:

$$\begin{aligned} \varpi &= \frac{\partial(\rho^T \mathbf{X})}{\partial \mathbf{P}^E} = \mathbf{X}^T \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{P}^E} + \rho^T \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{P}^E} = \\ & (2\mathbf{X}^T \frac{1}{2} \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}} + \rho^T) \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{P}^E} \end{aligned} \quad (7)$$

式中: ϖ 为系统节点边际碳势; ρ 为电源的碳排放

强度,其中新能源场站对应的碳排放强度为 0,需要指出 $\frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}}$ 也是对角方阵。

电力系统中新能源(即 $\mathbf{P}^{R,\max}$)和负荷需求(即 $\mathbf{P}^E$)存在不确定性,因而对应的 LMP 和 LMCI 也是不确定性的量。考虑到场景生成法是处理电力系统不确定性量化问题的有效手段^[33],本文采用场景法刻画电力系统经济调度模型中的不确定性。不同的运行场景($\mathbf{P}^{R,\max}$, $\mathbf{P}^E$)对应着不同的 LMP 和 LMCI,因此,本文第 3 节基于 LMCI 从多角度刻画电力系统碳排放波动性。

另外,机组负荷属于电厂实际运行中不可控的重要外部因素,又是影响机组能耗水平的主要因素^[34]。一般而言,在接近最佳效率点的负载率运行时,机组碳排放强度较低。换言之,机组碳排放强度是一个随负载率变化的量。基于实测数据,文献[35]探究了不同负载率下机组的碳排放强度,并采用高阶多项式对此进行了精确拟合,如附录 B 图 B1 所示。关于发电机碳排放强度随负载率变化的特性对 LMCI 的影响见附录 B。

观察式(6)–(7),可以发现 LMCI 在 LMP 的基础上仅仅是系数矩阵 $\mathbf{A}$ 替换为 $\frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}}$,系数 $\mathbf{b}$ 替换为 ρ ,二者的表达式非常相似。类似 LMP 的性质,在不考虑网损,且系统不发生阻塞时,系统各节点的 LMCI 相等^[22]。另一方面, $\mathbf{A}$ 和 $\mathbf{b}$ 是系统机组发电成本系数, $\frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}}$ 和 ρ 是系统机组碳排放系数。由此,若高成本机组同时为高碳排放机组,即机组的成本与碳排放强度成正比,则 LMCI 与 LMP 呈现正相关,反之则为负相关。

另外, $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial \mathbf{P}^E}$ 是电源功率相对于负荷需求的变化率,反映负荷需求微增时电源功率的变化,特定运行状态下只有边际机组才会承担负荷需求变化。考虑到对偶向量 $\mathbf{v}$ 包含有边际机组的信息,本文基于对偶向量 $\mathbf{v}$ 和互补松弛条件,提出一种电源功率相对于负荷需求变化率的快速计算方法。

1.3 LMCI 计算方法

针对互补松弛条件(5),通过考虑微增量 $d\mathbf{X}$ 和 $d\mathbf{P}^E$,并运用参数微分扰动法,可得 LMP 和 LMCI 的计算式如式(8)和(9)。具体的数学推导见附录 C。

$$\pi = \mathbf{v}^T \mathbf{E} (\text{diag}(\mathbf{v}) \mathbf{E})^{-1} \text{diag}(\mathbf{v}) \mathbf{D} \quad (8)$$

$$\varpi = -(2\mathbf{X}^T \frac{1}{2} \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}} + \rho^T) (\text{diag}(\mathbf{v}) \mathbf{E})^{-1} \text{diag}(\mathbf{v}) \mathbf{D} \quad (9)$$

可以注意到, $\mathbf{E}$ 和 $\mathbf{D}$ 与电源、网络参数密切

相关,它们通常是常数。因此,LMP和LMCI取决于对偶向量 $\mathbf{v}$ (某一运行点下, $\frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{X}}$ 是一个可获得方阵)。在求解问题(1)(2)获得对偶向量 $\mathbf{v}$ 后,无须构建差异化的降阶灵敏度矩阵,即可获得系统各节点各时段LMP和LMCI。另外,利用矩阵 $\mathbf{E}$ 和 $\mathbf{D}$ 的高度稀疏性,结合稀疏矩阵技术可以实现LMP和LMCI的快速计算,具体分析见附表C1。

2 基于节点边际碳势的低碳经济调度模型

目前,为助力经济提升、实现电力系统低碳排放,基于LCI的低碳经济调度模型在电力及综合能源系统领域受到广泛关注与研究。双层模型反映了市场环境下输电网和用户对应不同的利益主体,相比于单层模型,能够探究价格型需求响应机制下LCI的低碳驱动力。文献[11]所提出的多负荷聚合商(load aggregator, LA)参与的双层优化调度策略便融入了LCI需求响应机制。鉴于LMCI(类似于LMP的市场信号)在电力系统碳管理中的潜在作用,其具体效应亟待全面评估与分析,即将LMCI作为“碳信号”传递给电力负荷端时,相较于传统的LCI信号,能否更有效地引导负荷调整,从而实现系统碳排放实质性减少。这一分析维度超越了第1节LMCI计算方法的范畴,要求在市场机制的框架下深入剖析其潜在影响力。另一方面,前文提到各机组的成本与碳排放强度呈正比时,LMCI与LMP呈现正相关,即机组的成本-碳排放强度的相关关系会影响LMCI与LMP的相关关系,进而对LMCI低碳驱动力产生影响。这一发现为理解LMCI低碳驱动力的复杂机制提供了重要线索。

如附录D图D1所示,在市场环境下,作为管理和运营输电网络的实体,输电网运营商(transmission system operator, TSO)可以与整合电力需求侧资源的LA交互。具体而言,TSO可以基于电价信号,即通过向LA下发LMP信号,调节用户用电,实现发电成本最低。TSO也可以基于碳信号,即通过向LA下发LMCI信号,调节用户用电,实现系统碳排放量下降。因此,基于TSO和LA,本文提出了双层低碳经济调度框架,然后考虑LMP和LMCI双重驱动,建立基于LMCI的低碳经济调度模型,深入研究电力及碳市场背景下LMCI信号低碳驱动力与机组成本-碳排放强度相关性的关系。具体调度框架、模型和求解方法见附录D。

3 系统碳排放波动性评估

在逐步推进“双碳”目标的过程中,确保碳市场的有效运行已成为电力行业面临的一项重大挑

战。目前,全国碳市场主要覆盖发电行业,未来将扩展到包括电解铝、钢铁、水泥等行业。文献[36]指出,碳排放权价格与能源价格、极端天气以及宏观经济状况等因素之间存在着显著的相关性。然而,深入探究发现,这些因素实际上是通过影响供需来影响碳排放权价格的^[37]。具体而言,这些因素能够影响市场参与者的碳排放,从而使得排放权需求变化,最终导致碳排放权价格发生相应变化^[38]。也就是说,碳市场的有效运行与系统碳排放情况息息相关。如果系统碳排放出现较大波动,这可能导致市场对碳排放权的需求发生变化,进而引起价格波动。这意味着市场参与者需要更频繁地调整策略以应对市场变化,这种频繁调整不仅增加操作成本,还会降低市场参与者的盈利预期,从而影响信心。同时,政策制定者会面临更大的决策难度,政策执行的效果也会因市场波动而受到影响。

因此,从碳市场视角来看,精确评估系统碳排放波动性是TSO不可或缺的决策支持工具。这不仅赋予了TSO前瞻性洞察力,使其能够准确识别系统中的关键节点与敏感时段,并据此采取有针对性的策略,有效抑制市场剧烈波动,充分发挥LMCI的低碳驱动效应,维护市场的稳定性和可预测性,增强市场参与者的信心,促进碳市场的健康有序发展。更进一步讲,通过对各节点、各时段乃至整个系统的碳排放强度及其动态变化趋势进行精细化的量化分析,为碳市场的交易活动提供坚实的科学依据。此外,这些详尽的分析结果也为监管机构提供了有力的数据支持,帮助制定更为合理、有效的监管政策及干预措施。本节基于场景法和LMCI构建系统碳排放波动性评估指标,从时间、空间以及市场3个层面精确刻画系统面临的碳排放状况,量化系统各时段、各节点以及整体的碳排放波动。另外,所提出的碳排放波动性评估指标不仅在上文市场框架下的双层调度架构中具有适用性,而且同样适用于区域电网的单层调度体系,此时可以视为LA管理的负荷不具备上下调节资源。

3.1 时间层面：节点边际碳势一致性概率

如附录E图E1所示,某场景下,某一时段各节点的LMCI可能是不同的。因此,定义场景 s 时段 t 的节点边际碳势一致性指数(locational marginal carbon intensity consistency index, LMCICI)为

$$\psi_{t,s}^{\text{LMCICI}} = \frac{\min(\boldsymbol{\omega}_{t,s})}{\max(\boldsymbol{\omega}_{t,s})} \quad (10)$$

$$\boldsymbol{\omega}_{t,s} = \{\omega_{1,t,s}, \omega_{2,t,s}, \dots, \omega_{N,t,s}\} \quad (11)$$

式中: $\psi_{t,s}^{\text{LMCICI}}$ 为场景 s 时段 t 的LMCICI; $\boldsymbol{\omega}_{t,s}$ 为场景 s 在时段 t 各节点LMCI的集合,其元素 $\omega_{i,t,s}$ 为

场景 s 在时段 t 第 i 个节点的 LMCI; $\min(\cdot)$ 和 $\max(\cdot)$ 分别表示取集合最小值和最大值; N 为系统节点数。

需要注意,基于场景法生成的各新能源场站各时段的功率预测值以及各节点各时段的负荷预测值,共同构成一个完整场景。本文基于蒙特卡洛抽样法生成场景。在实际应用系统碳排放波动性评估指标时,可根据数据特性选择适宜的场景生成方法。

LMCICI 衡量电力系统某场景下某一时段各节点 LMCI 的一致程度。LMCICI 值偏离 1 越远,该时段内各节点 LMCI 差异越显著,系统面临的碳排放波动性越高。另一方面,数值小于 0 意味着此时存在负 LMCI 节点。值得指出,类似于各节点的 LMP 一致性程度,LMCICI 也可以用于判断系统阻塞时段。另外,LMCICI 还可以用于判断阻塞节点边际机组的成本-碳排放强度相关性,其数值为正时意味着成本-碳排放强度正相关,反之则负相关。

为评估不确定性背景下某一时段碳排放波动性,本节引入节点边际碳势一致性概率(locational marginal carbon intensity consistency probability, LMCICP),该指标通过判断各场景下时段 t 各节点 LMCI 的一致性程度,以量化系统时段 t 的碳排放波动性。具体定义如下:

$$\psi_t^{\text{LMCICP}} = \frac{1}{M} \sum_{s=1}^M I(1 - \psi_{t,s}^{\text{LMCICI}} \geq \zeta) \quad (12)$$

式中: ψ_t^{LMCICP} 为系统时段 t 的 LMCICP,实质上刻画不确定性影响下时段 t 节点边际碳势一致性频率; $I(\cdot)$ 为示性函数,括号内命题成立时取值为 1,反之取值为 0; ζ 为一致性程度判定阈值; M 为场景数。

3.2 空间层面:节点边际碳势波动性期望

如附录 E 图 E2 所示,某场景下,某一节点不同时段 LMCI 可能是不同的,即类似 LMP,某节点的 LMCI 一般是时变的。基于变异系数(标准差与平均值的比值),定义场景 s 节点边际碳势波动性指数(locational marginal carbon intensity volatility index, LMCIVI)为

$$\psi_{e,s}^{\text{LMCIVI}} = \sqrt{\frac{1}{Q-1} \frac{\sum_{t=1}^Q (\varpi_{e,t,s} - \bar{\varpi}_{e,s})^2}{\bar{\varpi}_{e,s}}} \quad (13)$$

$$\bar{\varpi}_{e,s} = \frac{1}{Q} \sum_{t=1}^Q \varpi_{e,t,s} \quad (14)$$

式中: $\psi_{e,s}^{\text{LMCIVI}}$ 为场景 s 节点 e 的 LMCIVI; $\varpi_{e,t,s}$ 为场景 s 在时段 t 第 e 个节点的 LMCI; $\bar{\varpi}_{e,s}$ 为场景 s 第 e 个节点的平均 LMCI; Q 为时段数。

LMCIVI 衡量电力系统某场景下某节点在某一时间内 LMCI 波动性。指数越大,该节点的 LMCI 波动性越大。类似于变异系数,当 LMCIVI 数值超过 0.30,可合理推断该节点碳排放波动较高。

考虑系统运行不确定性,本节引入节点边际碳势波动性期望(locational marginal carbon intensity volatility expectation, LMCIVE),该指标通过计算各场景下同节点在某一时间内 LMCI 的平均波动程度,以量化系统节点 e 的碳排放波动性。具体定义如下:

$$\psi_e^{\text{LMCIVE}} = \frac{1}{M} \sum_{s=1}^M \psi_{e,s}^{\text{LMCIVI}} \quad (15)$$

式中: ψ_e^{LMCIVE} 为系统节点 e 的 LMCIVE。

3.3 市场层面:生产者碳效益波动指数

如附录 E 图 E3 所示,生产者剩余是衡量发电企业或电力供应商因出售电力产品而获得的额外收益,它等于市场售电收入与发电成本之间的差额。为了反映电力生产者在提供一定电量的电力服务时,其实际碳排放相较于按 LMCI 计算的碳排放水平所形成的“碳节约”或“碳效益”,如图 1 所示,定义场景 s 的生产者碳效益(producer carbon benefit, PCB) ψ_s^{PCB} 为

$$\psi_s^{\text{PCB}} = \sum_e \sum_t \varpi_{e,t,s} P_{e,t,s}^E - \sum_g \sum_t \rho_{g,t,s} P_{g,t,s}^G \quad (16)$$

式中: $\sum_e \sum_t \varpi_{e,t,s} P_{e,t,s}^E$ 为按 LMCI 计算的系统碳排放(即边际碳排放); $\sum_g \sum_t \rho_{g,t,s} P_{g,t,s}^G$ 为系统实际碳排放; $P_{e,t,s}^E$ 为场景 s 第 e 个节点在时段 t 的有功需求; $P_{g,t,s}^G$ 为场景 s 第 g 台热力发电机在时段 t 的有功出力; $\rho_{g,t,s}$ 为相应的碳排放强度。

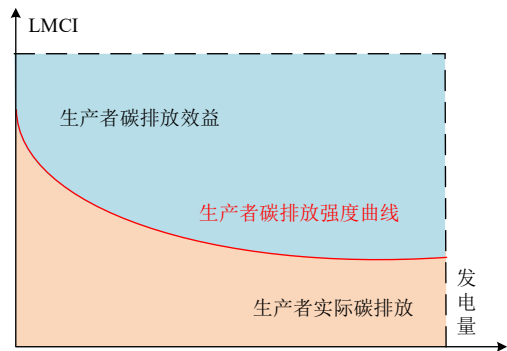


图1 生产者碳效益和实际碳排放关系示意图
Fig. 1 Diagram of the relationship between carbon benefit and actual carbon emissions of producer

电力市场的供给规律通常体现为发电量增长导致供给价格上升的曲线形态,其内在逻辑在于热力发电机的成本函数遵循单调递增的二次函数特性。前文指出,热力发电机的碳排放强度与其负载率之间的关系先呈递减而后转递增,转折点位于最

佳效率点。因而,生产者碳效益和实际碳排放的关系,与电力供给曲线中生产者剩余和实际发电成本的关系有所不同。换句话说,PCB虽然是类比生产者剩余的概念产生的,但二者随供给量的变化所对应的效益或剩余的变化规律是不同的,也就是说PCB不是生产者剩余概念的简单拓展。

当系统存在不确定性时,PCB也是波动的。基于变异系数,本节定义系统生产者碳效益波动指数(producer carbon benefit volatility index, PCBVI) ψ^{PCBVI} 为

$$\psi^{\text{PCBVI}} = \sqrt{\frac{1}{Q-1} \frac{\sum_{s=1}^M (\psi_s^{\text{PCB}} - \psi^{\text{PCBM}})^2}{\psi^{\text{PCBM}}}} \quad (17)$$

$$\psi^{\text{PCBM}} = \frac{1}{M} \sum_{s=1}^M \psi_s^{\text{PCB}} \quad (18)$$

式中: ψ^{PCBM} 为系统PCB的期望。 ψ^{PCBVI} 处于0~0.15之间,认定系统整体的碳排放波动较低; ψ^{PCBVI} 处于0.15~0.30之间,认定系统整体的碳排放波动中等; ψ^{PCBVI} 处于0.30之上时,认定系统整体的碳排放波动较高。

注意到,LMCICI从时间层面量化某一场景下某时段碳排放波动性,以及LMCICP从时间层面量化不确定性下某时段碳排放波动性;LMCIVI从空间层面量化某一场景下某节点碳排放波动性,以及LMCIVE从空间层面量化不确定性下某节点碳排放波动性;PCB从市场层面量化某一场景下系统的生产者碳效益,以及PCBVI从市场层面量化不确定性下系统整体碳排放波动性。另外,碳排放波动性评估指标LMCICP、LMCIVE和PCBVI的阈值设定对系统波动等级评定至关重要。实践中,TSO可根据其特定风险承受能力和投资导向,灵活设定各指标的评估界限。

4 算例分析

本文基于Matlab R2020b平台编程求解,求解器选择Gurobi 11.0.0,收敛精度设定为 10^{-4} ,测试环境CPU为Intel Core i7 2.1GHz, 16GB RAM。此外,一天分为24个时段,时段时长为1h。

4.1 LMCI快速计算方法的有效性

本节基于标准的IEEE-30、IEEE-57和IEEE-118^[39]开展LMCI快速计算方法的有效性验证。附表F1列出了这些系统中 E 、 $\text{diag}(\mathbf{v})E$ 和 D 的稀疏度,数据显示LMCI计算的相关矩阵高度稀疏,达98%左右。其中,IEEE-118系统 $\text{diag}(\mathbf{v})E$ 稀疏度甚至达到99.99%。附表F2比较了不同系统规模下问题(1)(2)的求解时间和式(9)的计算时间。结果显示,随着系统规模的增加,问题(1)(2)求解时间

仅略有增加。而在常规矩阵计算框架(不采用稀疏矩阵技术)下,LMCI的计算时间大大增加,IEEE-118系统的计算时间接近IEEE-30系统的100倍,达7.70s。然而,应用稀疏矩阵技术后,IEEE-118系统的LMCI的计算时间缩短至0.11s,是常规矩阵计算的七十分之一,效率大幅提升。这表明结合式(8)(9)与稀疏矩阵技术可以实现系统各节点各时段LMP和LMCI的高效计算。

4.2 LMP和LMCI的相关性分析

由于篇幅限制,本节及后文基于IEEE-30系统开展算例分析。本节以修改的IEEE-30开展LMP和LMCI的相关性分析。其中,机组最小技术出力均为最大技术出力的20%,其他参数见附表G1。另外,在系统的节点4、节点7和节点8分别接入容量为24、22和50MW的风电场。基准场景下,系统负荷曲线和风电场的有功出力预测曲线见附录G图G7。参考文献[35],本文采用六阶多项式来刻画热力发电机碳排放强度与负载率之间的关系。后文中提及的IEEE-30系统均指该修改后的系统。为了探究热力发电机的发电成本-碳排放强度相关关系对LMP和LMCI相关关系的影响,基于单层调度体系,即仅考虑问题(1)(2),在基准场景下,本节考察两种极端情景:1)热力发电机发电成本-碳排放强度高度负相关,即发电成本越高的机组,碳排放强度越低。2)热力发电机发电成本-碳排放强度高度正相关,即发电成本越高的机组,碳排放强度越高。两种情景下的碳排放强度相对于负载率的六阶多项式系数分别见附表G2和附表G3。

情景一LMP和LMCI相关关系见附录G图G1。附录G图G1(a)展示了基准场景下各时段的LMCI一致性指数,即LMCICI。可以发现时段14和时段21的LMCICI为负,其他时段的LMCICI为1。这意味着系统于时段14和时段21发生了阻塞,且阻塞节点边际机组的成本-碳排放强度负相关,此时系统面临较高的碳排放波动性。附录G图G1(b)和附录G图G1(c)分别展示了时段14和时段21各节点的LMP和LMCI。可以发现同一时段内LMP较高节点普遍伴随着较低LMCI。尤其是节点8,其LMP显著上升,而LMCI则急剧下降至低于 $-1000 \text{ kgCO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 的负值。相比之下,其他节点的LMCI在 $1000 \text{ kgCO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 附近,差异明显。附录G图G1(d)展示了时段12各节点的LMP和LMCI。此时LMCICI为1,系统无阻塞,全系统各节点的LMP或LMCI均相等。

情景二LMP和LMCI相关关系见附录G图G2。碳排放波动性较高时段和情景一相同。观察附录G

图 G2(b)和附录 G 图 G2(c), 与情景一相反, 此情景下同一时段内 LMP 较高节点普遍伴随着较高 LMCI。特别地, 节点 8 的 LMP 显著增长, LMCI 同步急剧上升至接近 $2000 \text{ kgCO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$, 而其他节点的 LMCI 约 $400 \text{ kgCO}_2/(\text{MW}\cdot\text{h})$, 相差 4~5 倍, 差异明显。类似地, 这是因为当前运行状态下阻塞节点边际机组成本-碳排放强度正相关。附录 G 图 G2(d)也表明 LMCI 为 1, 系统无阻塞, 系统各节点的 LMP 或 LMCI 均相等。

系统各节点 LMP 和 LMCI 相关关系见附录 G 图 G3, 实际上展示系统发生阻塞的位置。其中, 附录 G 图 G3(a)给出了基准场景下各节点的 LMCI 波动性指数, 即 LMCI VI。值得注意的是, 无论情景一还是情景二, 系统 LMCI VI 均在节点 8 出现显著飙升, 揭示该节点 LMCI 波动剧烈。此外, 节点 25 和节点 28 较高的 LMCI VI 亦表明这两个节点 LMCI 的较大波动性。附录 G 图 G3(b)—(d)分别展示了节点 8、节点 25 和节点 28 各时段的 LMP 和 LMCI, 可以发现: 1) 两种情景下, 这 3 个节点的 LMP 和 LMCI 均在时段 14 和时段 21 出现突变。2) 在情景一下, LMP 和 LMCI 随时间的变化趋势相反, 即 LMP 较高时段普遍伴随着较低 LMCI。3) 在情景二下, LMP 和 LMCI 随时间的变化趋势相同, 即 LMP 较高时段普遍伴随着较高 LMCI。该现象与附录 G 图 G1 及附录 G 图 G2 所示结果相互印证。

基于以上分析, 可以验证 LMCI 的两个性质: 1) 当系统不发生阻塞, 类似 LMP, 系统各节点的 LMCI 相等。2) 机组发电成本-碳排放强度正相关时, LMCI 和 LMP 正相关, 值得指出的是, 该性质可以用来判断系统是否有必要开展低碳经济调度。可以认识到, 若系统内机组的发电成本系数与其碳排放强度呈现高度正相关性, 低碳经济调度实质上等同于常规经济调度, 可以理解为目标函数仅被乘以一个常数因子, 因此实施低碳经济调度并无额外实际意义。下一节将对该现象做深入探讨。

此外, LMCI 与 LMCI VI 能有效标示出系统在特定运行状态下的碳排放关键时段和节点。且 LMCI 的正负可以用于指示关键节点在关键时段的 LMCI 的正负。

4.3 LMCI 的低碳驱动力分析

本节以 IEEE-30 为例开展 LMCI 的低碳驱动力分析。本节引入两个 LA, 分别管理节点 1—15 和节点 16—30, 各节点的负荷需求上调和下调极限均为 5%, 碳排放成本系数为 $80\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$, 双层调度收敛阈值为 10^{-3} 。基准场景下, 分别基于两种极端

碳排放强度情景开展 TSO-LA 双层低碳经济调度。模型求解性能见附表 G4, 两种情景求解结果见附录 G 图 G4。

附表 G4 表明, 模型具备迭代次数少、收敛速度快的特性, 这意味着通信成本和时间成本低。附录 G 图 G4(a)和附录 G 图 G4(c)分别展示了情景一系统和节点 8 的功率优化结果。可以发现在时间 14 和时段 21 时, 二者优化功率均没有位于功率下限(需求响应后的功率下限), 其中节点 8 的优化功率位于功率上限。此现象源于此刻负值 LMCI 所诱发的反常效应: 增加用电量反而能实现 LA 总成本的缩减。附录 G 图 G4(b)和附录 G 图 G4(d)分别展示了情景二系统和节点 8 的功率优化结果, 可以发现二者优化功率均位于功率下限, 这也印证了 4.2 节的结论: 系统内机组的发电成本系数与其碳排放强度呈现高度正相关性时, 低碳经济调度实质上等同于常规经济调度, LMCI 低碳驱动力弱。

基准场景下, 机组碳排放强度取附录 G 表 G2。进一步研究基于 LCI 低碳经济调度模型(model 1)和基于 LMCI 低碳经济调度模型的差异性(model 2)。两者共享同一调度架构, 前者仅需将 TSO 下发 LMCI 替换为下发 LCI 即可实现模型转换。其中, LCI 基于碳排放流理论计算^[4]。

基于 LCI 模型的系统功率优化结果和附录 G 图 G4(b)一致, 这一现象说明基于 LCI 的模型和常规经济调度并无太大差异。这是因为 LCI 没有反映边际效应, 其数值恒为正, 故在优化过程中未能引入额外的差异化影响。附录 G 图 G5 展示两种模式下节点 8 的 LMP、LCI 和 LMCI。可以发现基于 LCI 的模型下节点 8 在时段 14 和时段 21 的 LMP 未发生突变, 这是因为优化功率落在下边界导致。反之, 基于 LMCI 模型下节点 8 在时段 14 和时段 21 发生阻塞, LMP 和 LMCI 突变, 这是因为优化功率落在上边界导致。

两种模式下 TSO 发电成本和碳排放见附表 G5。可以发现基于 LMCI 模型相比于基于 LCI 模型, TSO 发电成本高了 400\$, 但实际碳排放减少了 250kg。两种模式下 LA 运行成本见附表 G6, 可以发现基于 LMCI 模型相比于基于 LCI 模型, LA 的购电成本和碳排放成本均增加了。上述现象表明, 基于 LMCI 模型的系统发电量增加了而碳排放减少了。这是因为 LA 管理的少部分节点(具体而言出现负 LMCI 的节点, 本例是节点 8)优化功率落在功率上边界所致。类似于 LMP, 大部分节点 LMCI 是大于实际碳排放因子, 这会导致 LA 整体边际碳排放大于实际碳排放, 使得碳排放成本较高。TSO 呈现

出的边际碳排放与实际碳排放之间高达 789785kg 的差值，进一步证实了上述分析。

综上，因为 LMC_I 更精确地揭示了节点碳排放与负荷需求之间的关联性。据此构建的低碳经济调度模型，能有效利用节点边际效益，展现出更强的系统碳排放削减潜力。然而，该模型的应用可能导致用户承担较高的碳排放成本。

为了探究双层模型的收敛性，本文分别设置了不同数量的 LA，分别为 3、5、7、9 和 11 个，以此来探究 LA 数量对双层模型收敛性的影响。不同 LA 数量下各 LA 管理的节点见附表 G7，仿真结果如附录 G 图 G6 所示。结果显示，LA 数量为 3、7、9、11 时，双层模型的迭代次数为 2；LA 数量为 5 时，双层模型的迭代次数为 3。这表明 LA 数量不会显著影响本文双层模型的收敛性。

4.4 系统碳排放波动性分析

本节以 IEEE-30 为例开展系统碳排放波动性分析。在 4.3 节的基础上(LA 数量取 2)，机组碳排放强度取附表 G2。本节考察系统各时段、各节点和全局层面的碳排放波动性。假设系统不确定变量相互独立，系统负荷预测误差和可再生能源预测误差分别服从 $N(0, 0.02)$ 和 $N(0, 0.03)$ 的正态分布。LMC_{ICP} 的一致性程度判定阈值取 0.95。依据基准场景，本节通过蒙特卡洛抽样随机生成 1000 个场景。并行计算框架下可以节约大量时间(单个场景计算时间见附表 G4)。

LMC_{ICP}、系统负荷和风电场功率(基准场景)的关系如附录 G 图 G7 所示。观察显示，LMC_{ICP} 与系统负荷、新能源出力相关性较高。具体而言，在系统负荷处于高位而风电场功率相对较低的段(例如时段 12—15、时段 20 和 21)，LMC_{ICP} 值显著下降，最低下降至约 0.7。这意味这些时段内碳排放波动性较高。因此，对于 TSO 而言，此类时段尤为重要，需强化对其不确定性的把控，降低市场的不确定性。究其原因，这是因为本例风电场配置在负荷中心区域(节点 4、7、8)，使得在风电输出功率偏低而系统整体负荷需求高的时段，易出现阻塞现象，从而直接导致 LMC_{ICP} 值降低。这表明 LMC_{ICP} 具备从时间层面揭示系统碳排放波动性的能力。具体而言，LMC_{ICP} 作为一个关键指标，可为 TSO 识别敏感时段，可为电力系统运行提供有价值指导，特别是在需求响应这一关键领域。

LMC_{IVE} 和节点负荷占比的关系如附录 G 图 G8 所示。可以发现两者并未呈现出显著的相关性。这一现象源于系统阻塞节点的形成受制于多元因素，包括但不限于网络结构、线路传输容量限制以

及节点净负荷状况。聚焦于负荷节点，节点 8 的 LMC_{IVE} 值超过 0.60，超出阈值 0.30 一倍，表明节点 8 具有较高的碳排放波动性；节点 26、29 及 30 的 LMC_{IVE} 值在 0.10 左右，低于 0.15，波动性低。这意味着需强化节点 8 的碳排放管理，降低市场的不确定性。具体而言，LMC_{IVE} 作为一个关键指标，可以为 TSO 识别关键节点，并往往意味着该节点处存在输电阻塞，可为电力系统规划提供有价值指导，如输电通道新建或扩容等方面。

1000 个场景的 PCB 均值和各个场景的 PCB 见附录 G 图 G9。当前的不确定性条件下，系统生产者碳效益波动指数 PCBVI 为 0.118，处于 0~0.15 之间，可以认为系统整体的碳排放波动性较低。基于 LMC_{ICP} 和 LMC_{IVE} 的分析显示，仅节点 8 在时段 12—15、时段 20 和 21 存在较大的碳排放波动，而其他节点波动性较低。这一发现表明当前系统中仅少数节点在少数时段内存在较高的碳排放波动，也验证了系统整体碳排放波动性的低水平状态，与 PCBVI 的评估结果相吻合。这也表明 LMC_{ICP}、LMC_{ICE} 与 PCBVI 具备从时间、空间维度及市场视角精准捕捉和反映系统碳排放波动性的能力。

另外，表 1 展示了 1000 个场景下 PCB、实际碳排放和边际碳排放的均值、方差和变异系数。可以发现，实际碳排放的波动性仅为边际碳排放波动性的 1/4 以及 PCB 波动性的 1/20。这意味着系统实际碳排放波动性相对较低，但生产者因电能供应获得碳效益波动性却相当大。换句话说，即使实际碳排放的波动较小，也可能导致生产者碳效益的显著波动，进而可能引起碳市场的较大波动。基于前述仿真发现，这主要与系统网络结构和源荷分布密切相关。这也表明基于实际碳排放构建的指标无法真正反映市场特性，而本文构建的碳效益波动性指数则具备这种属性。

表 1 PCB、实际碳排放和边际碳排放的相关统计量			
Table 1 Relevant statistics for PCB, actual carbon emissions and marginal carbon emissions			
指标	方差/kgCO ₂	均值/kgCO ₂	变异系数
PCB	97959	830108	0.118
实际碳排放	19409	3509196	0.006
边际碳排放	103942	4339305	0.024

附表 G8 展示了不同可再生能源预测误差标准差(0.03~0.07)情景下 PCBVI 的数值变化。结果显示，随着标准差的增加，PCBVI 相应上升，且增势随标准差增大而渐趋平缓。需要指出，本文所提的系统碳排放波动性评估指标的的实际应用中，场景生成是至关重要的一步。考虑到不确定性因素间往往存在相关性，实际应用中，基于 Copula 理论的场景

生成方法是一种有效的手段^[40]。另外,本文所提的系统碳排放波动性评估指标的应用前景分析见附录H。

5 结论

本文首先考虑发电机碳排放强度随负载率变化的特性,提出了适应多时段的LMCI定义及相应的计算方法;并建立了基于LMCI的低碳经济调度模型;最后从时间、空间以及市场3个层面构建了系统碳排放波动性评估指标。所得结论如下:1)当高成本机组同时为高碳排放机组时,即系统机组的发电成本-碳排放强度正相关时,低碳经济调度实质上等同于常规经济调度,LMCI低碳驱动力弱。2)在系统内机组的发电成本-碳排放强度非高度正相关时,相比基于LCI的模型,基于LMCI的低碳经济调度模型展现出更为显著的系统碳排放削减潜力。3)LMCICP和LMCIVE可以分别定位系统运行的碳排放波动时段和节点,且LMCICI的正负可以用于指示关键节点在关键时段的LMCI的正负,可为电力系统规划和运行提供理论指导。同时,PCBVI从市场角度有效揭示了系统碳排放波动和系统不确定性的相关特性,促进碳市场的健康有序发展。

LMCI模型使用户面临较高碳排放成本风险,未来可聚焦于TSO-LA补偿机制的创新设计。同时,鉴于当前LA体系以成本最小化为导向,转向探索以最大化消费者剩余为目标时,LMCI模型促进低碳转型的潜力亦具有重要意义。此外,将LMCICP、LMCIVE和PCBVI融入低碳经济规划与调度模型中作为新兴研究方向,也值得深入探索。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 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):1663-1671.
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): 1663-1671(in Chinese).
- [2] 高建强,宋铜铜,杨东江.燃煤发电机组碳排放折算方法研究与应用[J].热力发电,2020,49(2):88-92.
GAO Jianqiang, SONG Tongtong, YANG Dongjiang. Research and application of carbon emission conversion method for coal-fired generating units[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(2): 88-92(in Chinese).
- [3] 刘昱良,李姚旺,周春雷,等.电力系统碳排放计量与分析方法综述[J].中国电机工程学报,2024,44(6):2220-2235.
LIU Yuliang, LI Yaowang, ZHOU Chunlei, et al. Overview of carbon measurement and analysis methods in power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(6): 2220-2235(in Chinese).
- [4] LI Yaowang, YANG Xuxin, DU Ershun, et al. A review on carbon emission accounting approaches for the electricity power industry[J]. Applied Energy, 2024, 359: 122681.
- [5] 王婧婷,王宇扬,周明,等.考虑绿电交易的用户间接碳排放核算方法[J].电网技术,2024,48(1):29-38.
WANG Jingting, WANG Yuyang, ZHOU Ming, et al. Accounting method of users' indirect carbon emissions considering green electricity trading[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 29-38(in Chinese).
- [6] ZHOU Quan, SUN Tao, DING Teng, et al. Application of carbon intensity in generation expansion planning: a comparative study [C]//2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Denver: IEEE, 2015: 1-5.
- [7] WEI Xiang, ZHANG Xian, SUN Yuxin, et al. Carbon emission flow oriented tri-level planning of integrated electricity-hydrogen-gas system with hydrogen vehicles[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(2): 2607-2618.
- [8] 冯翼晗,郑宇鹏,陈权威,等.基于负荷碳排放特征的配电网源荷协同规划方法[J/OL].电网技术,1-14[2024-11-21].<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0888>.
FENG Yihan, ZHENG Yupeng, CHEN Quanwei, et al. A source-load collaborative planning method for distribution network based on load carbon emission characteristics[J/OL]. Power System Technology, 1-14[2024-11-21]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0888>(in Chinese).
- [9] HUA Haochen, CHEN Xingying, GAN Lei, et al. Demand-side joint electricity and carbon trading mechanism[J]. IEEE Transactions on Industrial Cyber-Physical Systems, 2024, 2: 14-25.
- [10] 严金炜,谭露,刘念,等.基于碳流追溯的多微电网系统电碳耦合交易方法[J].电网技术,2024,48(1):39-49.
YAN Jinwei, TAN Lu, LIU Nian, et al. Electricity-carbon coupling trading for multi-microgrids system based on carbon flow tracing[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 39-49(in Chinese).
- [11] 梁宁,方茜,徐慧慧,等.基于节点碳需求响应的电力系统双层优化调度[J].电力系统自动化,2024,48(9):44-53.
LIANG Ning, FANG Qian, XU Huihui, et al. Bi-level optimal dispatching of power system based on demand response considering nodal carbon intensity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 44-53(in Chinese).
- [12] YANG Weijia, HUANG Yuping, ZHANG Tianren, et al. Mechanism and analytical methods for carbon emission-exergy flow distribution in heat-electricity integrated energy system[J]. Applied Energy, 2023, 352: 121980.
- [13] YAN Zhichao, LI Chunyan, YAO Yiming, et al. Bi-level carbon trading model on demand side for integrated electricity-gas system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4): 2681-2696.
- [14] HUA Haochen, SHI Junbo, CHEN Xingying, et al. Carbon emission flow based energy routing strategy in energy internet[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2024, 20(3): 3974-3985.
- [15] 张显,汤亚宸,李达,等.考虑绿电交易的电力碳排放定量测算[J].电网技术,2024,48(5):1957-1966.
ZHANG Xian, TANG Yachen, LI Da, et al. Carbon emission evaluation for green power transaction[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1957-1966(in Chinese).
- [16] RUIZ PA, RUDKEVICH A. Analysis of marginal carbon intensities in constrained power networks[C]//2010 43rd Hawaii International Conference on System Sciences. Honolulu: IEEE, 2010: 1-9.
- [17] CHAPARRO I, WATTS D, GIL E. Modeling marginal CO₂ emissions in hydrothermal systems: efficient carbon signals for renewables[J]. Applied Energy, 2017, 204: 318-331.
- [18] PARK B, DONG Jin, LIU Boming, et al. Decarbonizing the grid:

- Utilizing demand-side flexibility for carbon emission reduction through locational marginal emissions in distribution networks[J]. *Applied Energy*, 2023, 330: 120303.
- [19] YANG Zhikang, QIN Zhijun. Demand response model by locational marginal electricity-carbon price considering wind power uncertainty and energy storage systems[J]. *Energy Reports*, 2023, 9(S7): 742-752.
- [20] 陈芷萌, 雷舒娅, 魏仁杰, 等. 面向双碳目标的“位置公平”用户侧碳责任分摊方法研究[J]. *电网技术*, 2024, 48(9): 3544-3553. CHEN Zhimeng, LEI Shuya, WEI Renjie, et al. Research on "location-fair" approach for user-side carbon responsibility allocation in the context of dual carbon goals[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(9): 3544-3553(in Chinese).
- [21] HAWKES A D. Long-run marginal CO₂ emissions factors in national electricity systems[J]. *Applied Energy*, 2014, 125: 197-205.
- [22] 马铭辰, 李姚旺, 杜尔顺, 等. 多时段边际碳排放因子及其不确定性分析[J/OL]. *电力系统自动化*, 1-15[2024-04-21]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240208.1543.006.html>. MA Mingchen, LI Yaowang, DU Ershun, et al. Analysis for the marginal carbon intensity and its uncertainty[J/OL]. *Automation of Electric Power Systems*, 1-15[2024-04-21]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240208.1543.006.html>(in Chinese).
- [23] 陈艳波, 张宁, 李嘉祺, 等. 零碳园区研究综述及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(14): 5496-5516. CHEN Yanbo, ZHANG Ning, LI Jiaqi, et al. Review and prospect of zero carbon park research[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(14): 5496-5516(in Chinese).
- [24] 方宇晨, 杜尔顺, 余扬昊, 等. 太阳能光热发电并网的综合效益量化评估方法[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(13): 5135-5146. FANG Yuchen, DU Ershun, YU Yanghao, et al. Comprehensive benefit analytical evaluation of grid-connected concentrating solar power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(13): 5135-5146(in Chinese).
- [25] 李志伟, 赵雨泽, 吴培. 碳交易机制下绿氢蓝氢协调优化对综合能源系统的影响评估[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(10): 37-47. LI Zhiwei, ZHAO Yuze, WU Pei. Impact assessment of coordinated optimization of green hydrogen and blue hydrogen on integrated energy system under carbon trading mechanism[J]. *Acta Energetica Sinica*, 2024, 45(10): 37-47(in Chinese).
- [26] 胡博, 谢开贵, 邵常政, 等. 双碳目标下新型电力系统风险评述: 特征、指标及评估方法[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(5): 1-15. HU Bo, XIE Kaigui, SHAO Changzheng, et al. Commentary on risk of new power system under goals of carbon emission peak and carbon neutrality: characteristics, indices and assessment methods[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(5): 1-15(in Chinese).
- [27] 姜新雄, 徐箭, 廖思阳, 等. 基于增强进化计算的电力系统暂态稳定关键特征智能选择方法[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(14): 5358-5371. JIANG Xinxiong, XU Jian, LIAO Siyang, et al. An intelligent selection method for power system transient security key features based on enhanced evolutionary computation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(14): 5358-5371(in Chinese).
- [28] 曾悦, 杨星, 蒋金良. 碳排放权价格均值回归的周期及振幅[J]. *控制理论与应用*, 2018, 35(4): 506-516. ZENG Yue, YANG Xing, JIANG Jinliang. Period and amplitude of mean reversion of carbon price[J]. *Control Theory & Applications*, 2018, 35(4): 506-516(in Chinese).
- [29] LYU Jingye, CAO Ming, WU Kuang, et al. Price volatility in the carbon market in China[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 255: 120171.
- [30] 刘红琴, 胡淑慧. 不同情境下中国碳排放权交易市场的风险度量[J]. *中国环境科学*, 2022, 42(2): 962-970. LIU Hongqin, HU Shuhui. Risk measurement of China's carbon emissions trading market in different circumstances[J]. *China Environmental Science*, 2022, 42(2): 962-970.
- [31] LI Zepeng, WU Qiuwei, LI Hui, et al. Distributed risk-averse optimal dispatch for integrated power and transportation system considering carbon trading[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2024, 15(6): 5583-5594.
- [32] YANG Huiyuan, TANG Aihong, ZHANG Kanjun, et al. Regional power grid carbon emission change risk assessment based on dynamic carbon emission factors[J/OL]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 1-11[2024-07-03]. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2023.03280>.
- [33] 陈凡, 陈刘明, 王曼, 等. 基于改进信息最大化生成对抗网络的风光出力场景可控生成方法[J]. *电网技术*, 2024, 48(4): 1477-1486. CHEN Fan, CHEN Liuming, WANG Man, et al. Controllable scenario generation method for wind power and photovoltaic output based on improved infoGAN[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(4): 1477-1486(in Chinese).
- [34] 马学礼, 王笑飞, 孙希进, 等. 燃煤发电机组碳排放强度影响因素研究[J]. *热力发电*, 2022, 51(1): 190-195. MA Xueli, WANG Xiaofei, SUN Xijin, et al. Influence factors of carbon emission intensity of coal-fired power units[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(1): 190-195(in Chinese).
- [35] LYONS S, WHALE J, WOOD J. Wind power variations during storms and their impact on balancing generators and carbon emissions in the Australian national electricity market[J]. *Renewable Energy*, 2018, 118: 1052-1063.
- [36] ZHOU Kaile, LI Yiwen. Influencing factors and fluctuation characteristics of China's carbon emission trading price[J]. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2019, 524: 459-474.
- [37] 夏睿瞳. 我国碳排放交易价格波动及其影响因素研究——兼析履约日附近价格突变与日常价格波动规律[J]. *价格理论与实践*, 2022(11): 129-132, 210. XIA Ruitong. Research on the fluctuation of carbon emission trading price and its influencing factors in China——Also analyzes the law of sudden price change and daily price fluctuation near the performance date[J]. *Price: Theory & Practice*, 2022(11): 129-132, 210(in Chinese).
- [38] 马文萱, 毛中明. 国内碳排放权市场价格的影响因素及作用分析[J]. *中国商论*, 2024, 33(14): 153-156. MA Wenxuan, MAO Zhongming. Factors affecting and impacts of domestic carbon emission allowance market prices[J]. *China Business & Trade*, 2024, 33(14): 153-156(in Chinese).
- [39] ZIMMERMAN R D, MURILLO-SÁNCHEZ C E, THOMAS R J. MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(1): 12-19.
- [40] XIE Min, XIONG Jing, KE Shaojia, et al. Two-stage compensation algorithm for dynamic economic dispatching considering copula correlation of multiwind farms generation[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2017, 8(2): 763-771.



王会继

在线出版日期: 2025-02-13。

收稿日期: 2024-10-21。

作者简介:

王会继(1995), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制, E-mail: wanghuiji@whu.edu.cn;

柯德平(1983), 男, 副教授, 博士生导师, 通信作者, 研究方向为电力系统运行与控制, E-mail:

kedeping@whu.edu.cn。

(责任编辑 徐梅)

附录 A

对于任何一个区域电网, 经济调度模型可表述为

$$\min_{P_{g,t}^G, P_{r,t}^R, \forall t, \forall g, \forall r} \sum_t \sum_g f_g^G(P_{g,t}^G) \quad (A1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_g P_{g,t}^G + \sum_r P_{r,t}^R = \sum_e P_{e,t}^E, \forall t \quad (A2)$$

$$\begin{aligned} -f_l &\leq \sum_g F_{gl}^G P_{g,t}^G + \sum_r F_{rl}^R P_{r,t}^R \\ &\quad - \sum_e F_{el}^E P_{e,t}^E \leq f_l, \forall l, \forall t \end{aligned} \quad (A3)$$

$$-r_g^{\text{dn}} \leq P_{g,t}^G - P_{g,t-1}^G \leq r_g^{\text{up}}, \forall g, \forall t \quad (A4)$$

$$P_{g,t}^{\text{G,min}} \leq P_{g,t}^G \leq P_{g,t}^{\text{G,max}}, \forall g, \forall t \quad (A5)$$

$$P_{r,t}^{\text{R,min}} \leq P_{r,t}^R \leq P_{r,t}^{\text{R,max}}, \forall r, \forall t \quad (A6)$$

式中: $f_g^G(P_{g,t}^G)$ 表示第 g 台热力发电机的发电成本, 通常是关于 $P_{g,t}^G$ 的二次函数; $P_{g,t}^G$ 为第 g 台热力发电机在时段 t 的有功出力; 式(A2)表示系统功率平衡约束, $P_{r,t}^R$ 为第 r 个新能源场站在时段 t 的有功出力, $P_{e,t}^E$ 为第 e 个节点在时段 t 的有功需求; 式(A3)表示输电线路功率传输极限约束, F_{gl}^G 为第 g 台热力发电机相对于第 l 条输电线路的功率转移分配因子 (power transfer distribution factor, PTDF), 类似地, F_{rl}^R 和 F_{el}^E 分别为第 r 个新能源场站和第 e 个节点相对于第 l 条输电线路的 PTDF, f_l 为第 l 条输电线路的功率传输极限; 式(A4)表示热力发电机爬坡约束, r_g^{dn} 和 r_g^{up} 分别为第 g 台热力发电机的向下和向上爬坡极限; 式(A5)表示热力发电机有功出力约束, $P_{g,t}^{\text{G,min}}$ 和 $P_{g,t}^{\text{G,max}}$ 分别为第 g 台热力发电机最小和最大技术出力; 式(A6)表示新能源场站有功出力约束, $P_{r,t}^{\text{R,min}}$ 和 $P_{r,t}^{\text{R,max}}$ 分别为第 r 个新能源场站在时段 t 的有功出力的下限和上限, 其中下限为 0, 上限为功率预测值。

附录 B

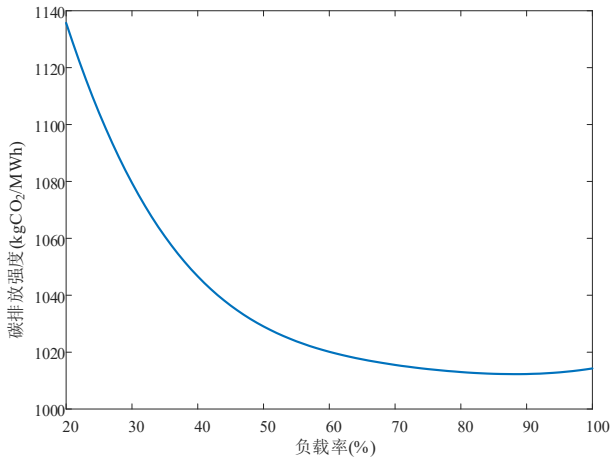


图 B1 热力发电机碳排放强度随负载率的变化

Fig. B1 Carbon emission intensity with load ratio of thermal generator

当前研究一般采用静态碳排放强度的方式进行碳排放核算, 即各台机组取固定的碳排放强度 (本文采用的是动态碳排放强度方法)。在此框架下, 式 (7) 中的 $\frac{\partial \rho}{\partial X}$ 为零矩阵, ρ 为常向量。假设所有机组的静态碳排放强度取其在最佳效率点时的碳排放强度, 考虑两种情况: 1) 当所有机组均运行在最佳效率点时, 此时实际的 $\frac{\partial \rho}{\partial X}$ 也为零矩阵 (斜率为 0), 实际的 ρ 也由各台机组最佳效率点的碳排放强度构成, 此时传统的静态碳排放强度方式与本文动态碳排放强度方式一致。2) 当存在火电机组未运行在最佳效率点时, 实际的 $\frac{\partial \rho}{\partial X}$ 不为零矩阵; 由附录 B 图 B1 可知, 运行在最佳效率点左侧的机组对应的 $\frac{\partial \rho}{\partial X}$ 为负, 运行在最佳效率点右侧的机组对应的 $\frac{\partial \rho}{\partial X}$ 为正; ρ 由各台机组的实际运行点的碳排放强度构成; 显然地, 此时传统的静态碳排放强度方式不等于动态碳排放强度方式, 这意味着传统静态碳排放强度的方式会导致系统各节点 LMCI 的高估或者低估。实际运行中, 机组很难同时运行在最佳效率点, 也就是说传统静态碳排放强度的方式难以实现准确的碳排放计量。

附录 C

基于参数微分扰动法, 针对互补松弛条件 (5) 考虑微增量 dX 和 dP^E , 则有:

$$v * (EdX + DdP^E) = 0 \quad (C1)$$

进一步地, 通过移项并结合矩阵表示, 可得:

$$\frac{\partial X}{\partial P^E} = -(\text{diag}(v)E)^{-1} \text{diag}(v)D \quad (C2)$$

式中: $\text{diag}(\cdot)$ 表示基于向量构建对角阵。

联立式 (6)(7)(C2), 得 LMP 和 LMCI 的计算式:

$$\pi = v^T E (\text{diag}(v)E)^{-1} \text{diag}(v)D \quad (C3)$$

$$w = -(2X^T \frac{1}{2} \frac{\partial \rho}{\partial X} + \rho^T) (\text{diag}(v)E)^{-1} \text{diag}(v)D \quad (C4)$$

表 C1 常规矩阵运算框架下 LMCI 计算的时间复杂度

Tab.C1 Time complexity for calculating the LMCI under a general matrix operation framework

步骤	计算式	复杂度
1	$2X^T \frac{1}{2} \frac{\partial \rho}{\partial X} + \rho^T$	$O(n^2)$
2	$\text{diag}(v)$	$O(m)$
3	$\text{diag}(v)E$	$O(mn)$
4	$(\text{diag}(v)E)^{-1}$	$O(n^3)$
5	$(\text{diag}(v)E)^{-1} \text{diag}(v)$	$O(mn)$
6	$(2X^T \frac{1}{2} \frac{\partial \rho}{\partial X} + \rho^T) (\text{diag}(v)E)^{-1} \text{diag}(v)$	$O(mn)$

附表 C1 给出了常规矩阵运算框架(即不采用稀疏矩阵技术)下 LMCI 计算的时间复杂度。表中 m 为系统运行约束(2)的行数, n 为系统电源出力向量 X 的维度, z 为系统节点有功需求向量 P^E 的维度。通常情况下, n 不会远小于 m 和 z , 故整体计算式的时间复杂度由 $(\text{diag}(u)E)^{-1}$ 决定。考虑到电力系统经济调度模型中系数矩阵 E 和 D 为高度稀疏矩阵, 且 $\text{diag}(u)$ 为对角阵, 所以 $\text{diag}(u)E$ 同样保持高度稀疏性。而稀疏矩阵求逆的复杂度通常由非零元素的数量决定, 设 $\text{diag}(u)E$ 的非零元素数目为 $\text{nnz}(\text{diag}(u)E)$, 其理论复杂度大约为 $O(\text{nnz}(\text{diag}(u)E)^3)$ 。由于极高的稀疏度(接近 98%), 该运算的实际执行将异常迅速。因此, 结合式(C3)一(C4)与稀疏矩阵技术, 可以实现系统各节点各时段 LMP 和 LMCI 的快速计算。

附录 D

如附图 D1 所示, TSO 作为调度框架上层主体, 承担 LMP 与 LMCI 的信号制定者角色, 并将信号传递给下层。LA 作为调度框架下层主体, 承担 LMP 与 LMCI 的信号接受者角色, 并传导负荷需求到上层。其中, TSO 以发电成本最低为目标, 考虑系统功率平衡约束、输电线路功率传输极限约束、热力发电爬坡约束、热力发电机有功出力约束和新能源场站有功出力约束; LA 以购电和碳排放成本之和最低为目标, 考虑需求响应约束。需要强调, 本研究提出的调度框架充分考虑了多 LA 共存的情景。该框架下, 各 LA 在接收到 TSO 发布的信号后, 能够独立且并行地对其内部负荷需求进行优化处理。完成优化后, 各 LA 将修订后的负荷需求方案及时回传至 TSO, 实现调度过程的高度协同与效率提升。

上层 TSO 运行优化模型为式(1)-(2), 以下建立下层 LA 的运行优化模型, 其目标函数为

$$\min_{P_{e,t}^{E,a}, \forall t, \forall e \in \Omega^{LA}} \sum_t \sum_e (\pi_{e,t} P_{e,t}^{E,a} + p^{CE} \varpi_{e,t} P_{e,t}^{E,a}) \quad (D1)$$

式中: $P_{e,t}^{E,a}$ 为需求响应后节点 e 在时段 t 的有功需求, $\pi_{e,t}$ 为节点 e 在时段 t 的 LMP, $\varpi_{e,t}$ 为节点 e 在时段 t 的 LMCI, Ω^{LA} 为 LA 管理的负荷节点集合, p^{CE} 为碳排放单位成本。

LA 具备优化用户用电行为, 即被管理的节点负荷需求可以在一定程度上调或下调:

$$(1 - R_{e,t}^{dn}) P_{e,t}^E \leq P_{e,t}^{E,a} \leq (1 + R_{e,t}^{dn}) P_{e,t}^E, \forall t, \forall e \in \Omega^{LA} \quad (D2)$$

式中: $R_{e,t}^{dn}$ 和 $R_{e,t}^{du}$ 分别为节点 e 在时段 t 的需求上调

和下调极限。

为了保护 LA 的数据隐私, 本文采用上下层交替迭代, 持续求解直至收敛的方式。本文以前后两次迭代获得的 $P_{e,t}^{E,a}$ 是否足够接近作为收敛判据。收敛条件如下:

$$|P_{e,t,k+1}^{E,a} - P_{e,t,k}^{E,a}| \leq \varepsilon, \forall t, \forall e \in \Omega^{LA} \quad (D3)$$

式中: $P_{e,t,k+1}^{E,a}$ 和 $P_{e,t,k}^{E,a}$ 分别表示第 $k+1$ 次和第 k 次迭代的 $P_{e,t}^{E,a}$, ε 为收敛阈值。求解流程如下:

- 1) 初始化: 输入节点负荷需求和新能源场站有功出力的预测数据, 记录节点负荷需求为 $P_{e,t,0}^{E,a}$, 令 $k=1$;
- 2) 上层 TSO 求解问题(1)-(2), 并基于式(8)(9)获得 LMP 和 LMCI, 然后下发给 LA;
- 3) 下层 LA 求解问题(D1)-(D2), 获得 $P_{e,t,k}^{E,a}$, 基于式(D3)判断是否收敛。若收敛, 结束迭代; 若不收敛, 将 $P_{e,t,k}^{E,a}$ 作为修订的负荷需求 $P_{e,t}^{E,a}$ 上传给 TSO, 令 $k=k+1$, 返回步骤 2)。

本文仅聚焦于节点负荷需求的具体功率值, 而不涉及如何将该功率指令分配至各分散式资源, 以及具体的调控方法。因此本文不考虑 LA 的内部特性。显然地, 问题(D1)-(D2)的解 $P_{e,t}^{E,a}$ 必定落在需求响应约束(D2)的上边界或者下边界, 具体情况取决于 $\pi_{e,t} + p^{CE} \varpi_{e,t}$ 。当该值为正时, 解 $P_{e,t}^{E,a}$ 落在下边界, 反之落在上边界。

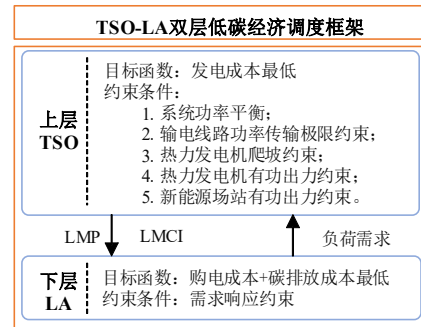


图 D1 TSO-LA 双层低碳经济调度框架

Fig. D1 Framework of TSO-LA two-layer low-carbon economic dispatch

附录 E

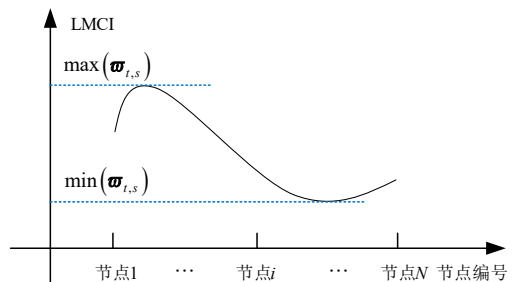


图 E1 场景 s 时段 t 各节点的 LMCI 的示意图

Fig. E1 Schematic diagram illustrating the LMCI of all nodes in scenario s during time period t

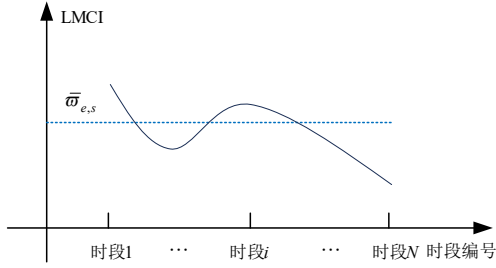


图 E2 场景 s 节点 e 各时段的 LMCI 的示意图

Fig. E2 Schematic diagram illustrating the LMCI of node e across all time periods in scenario s

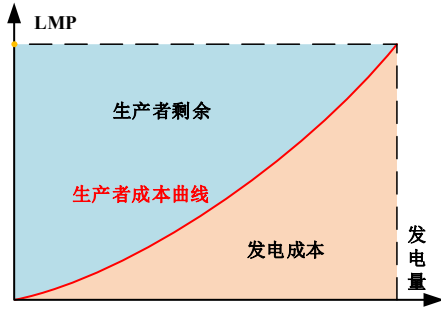


图 E3 生产者剩余和发电成本关系示意图

Fig. E3 Diagram of the relationship between surplus and generation cost of producer

附录 F

表 F1 LMCI 计算相关矩阵的稀疏度

Table F1 Sparsity of the matrixes related to the LMCI calculations

系统	E	$\text{diag}(\nu)E$	D
IEEE-30	98.20%	99.86%	97.92%
IEEE-57	98.00%	99.98%	97.71%
IEEE-118	97.93%	99.99%	97.91%

表 F2 $\text{diag}(\nu)E$ 的维度及 LMCI 计算时间

Table F2 Dimensionality of $\text{diag}(\nu)E$ and cost time for calculating the LMCI

系统	$\text{diag}(\nu)E$ 的维度		(1)-(2)		式(9)计算时间/s	
	行数	列数	求解时间/s	常规	稀疏	
IEEE-30	3744	144	0.12	0.08	0.03E-01	
IEEE-57	6960	168	0.17	0.23	0.01	
IEEE-118	17232	1296	0.27	7.70	0.11	

附录 G

表 G1 热力发电机参数

Table G1 Parameters of the thermal generators

机组	最大技术出力/MW	二次项系数(\$/MWh ²)	一次项系数(\$/MWh)
1	80	0.02	20
2	80	0.017 5	17.5
3	50	0.062 5	10
4	55	0.008 34	32.5
5	30	0.025	30
6	40	0.025	30

表 G2 热力发电机碳排放强度系数(情景一)

Table G2 Coefficients of carbon emission intensity of the thermal generators (Case 1)

机组	多项式系数(kgCO ₂ /MWh)						
	六次	五次	四次	三次	二次	一次	常数项
1	-624	2159	-2142	-480	2246	-1496	1352
2	-624	2159	-2142	-480	2246	-1496	1352
3	-390	1349	-1339	-300	1404	-935	845
4	-429	1484	-1472	-330	1544	-1029	929
5	-234	809	-803	-180	842	-561	507
6	-312	1079	-1071	-240	1123	-748	676

表 G3 热力发电机碳排放强度系数(情景二)

Table G3 Coefficients of carbon emission intensity coefficient of the thermal generators (Case 2)

机组	多项式系数(kgCO ₂ /MWh)						
	六次	五次	四次	三次	二次	一次	常数项
1	-208	720	-714	-160	749	-499	451
2	-208	720	-714	-160	749	-499	451
3	-130	450	-446	-100	468	-312	721
4	-143	495	-491	-110	515	-343	655
5	-78	270	-268	-60	281	-187	1202
6	-104	360	-357	-80	374	-249	901

表 G4 求解性能

Table G4 Solution performance

性能指标	数值
迭代次数	2
求解时间/s	3.56

表 G5 两种模式下的 TSO 发电成本和碳排放

Table G5 TSO power generation cost and carbon emissions under the two models

方法	发电成本/\$	实际碳排放/kgCO ₂	边际碳排放/kgCO ₂
LCI	79322	3510670	~
LMCI	79722	3510410	4300195

表 G6 两种模式下的 LA 运行成本

Table G6 LA operation costs under the two models

方法	聚合商	购电成本/\$	碳排放成本/\$	总成本/\$
LCI	LA1	57970	180210	238180
	LA2	36662	100643	137306
LMCI	LA1	63732	206562	270294
	LA2	37277	137453	174731

表 G7 不同 LA 个数下各 LA 管理的节点

Table G7 Nodes managed by each LA under different numbers of LAs

LA 个数	管理节点
3	LA1 管理节点 1-10、LA2 管理节点 11-20、LA3 管理节点 21-30
5	LA1 管理节点 1-6、LA2 管理节点 7-12、LA3 管理节点 13-18、LA4 管理节点 19-24、LA5 管理节点 25-30
7	LA1 管理节点 1-3、LA2 管理节点 4-6、LA3 管理节点 7-11、LA4 管理节点 12-16、LA5 管理节点 17-21、LA6 管理节点 22-25、LA7 管理节点 26-30
9	LA1 管理节点 1-3、LA2 管理节点 4-5、LA3 管理节点 6-9、LA4 管理节点 10-13、LA5 管理节点 14-17、LA6 管理节点 18-21、LA7 管理节点 22-24、LA8 管理节点 25-27、LA9 管理节点 28-30
11	LA1 管理节点 1-2、LA2 管理节点 3-5、LA3 管理节点

6-8、LA4 管理节点 9-11、LA5 管理节点 12-14、LA6 管理节点 15-17、LA7 管理节点 18-19、LA8 管理节点 20-21、LA9 管理节点 22-24、LA10 管理节点 25-27、LA11 管理节点 28-30

表 G8 PCBVI 随可再生能源预测标准差的变化
Table G8 PCBVI changes with standard deviation of renewable energy forecast

标准差	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07
PCBVI	0.118	0.124	0.126	0.127	0.128

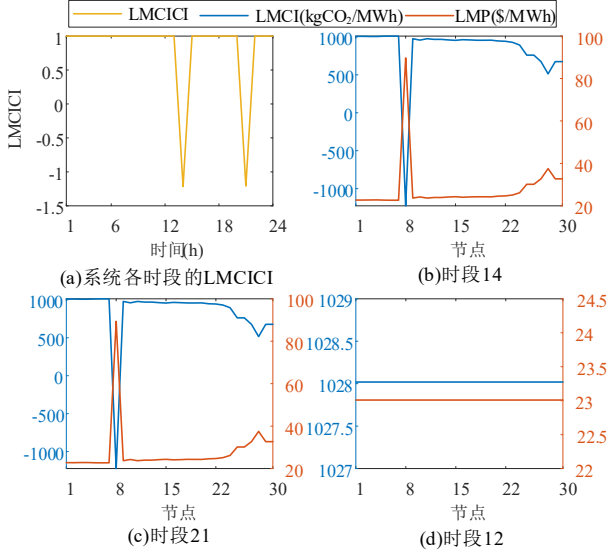


图 G1 情景一 LMP 和 LMCI 相关关系: (a)系统各时段的 LMCICI; (b)、(c)和(d)分别展示时段 14、时段 21 和时段 12 各节点的 LMP 和 LMCI

Fig. G1 LMP and LMCI under Case 1: (a) shows LMCICI over time intervals; (b), (c) and (d) show the LMP and LMCI of each node for the 14th, 21th and 12th time intervals

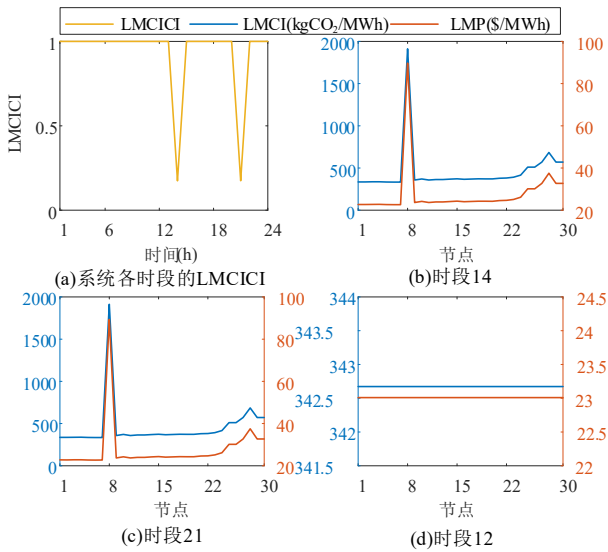


图 G2 情景二 LMP 和 LMCI 相关关系: (a)系统各时段的 LMCICI; (b)、(c)和(d)分别展示时段 14、时段 21 和时段 12 各节点的 LMP 和 LMCI

Fig. G2 LMP and LMCI under Case 2: (a) shows LMCICI over time intervals; (b), (c) and (d) show the LMP and LMCI of each node for the 14th, 21th and 12th time intervals

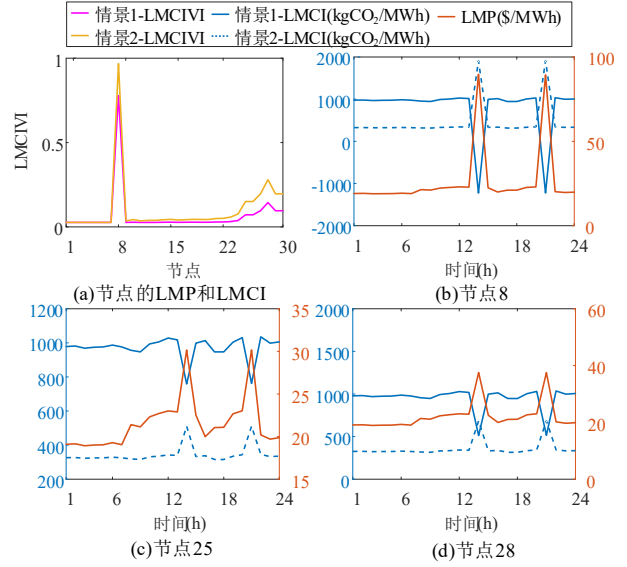


图 G3 系统各节点 LMP 和 LMCI 相关关系: (a)系统各节点的 LMCICI; (b)、(c)和(d)分别展示节点 8、节点 25 和节点 28 各时段的 LMP 和 LMCI

Fig. G3 Relationship between LMP and LMCI: (a) shows the LMCICI for each node; (b), (c) and (d) show the LMP and LMCI of each time interval for the 8th, 25th and 28th nodes

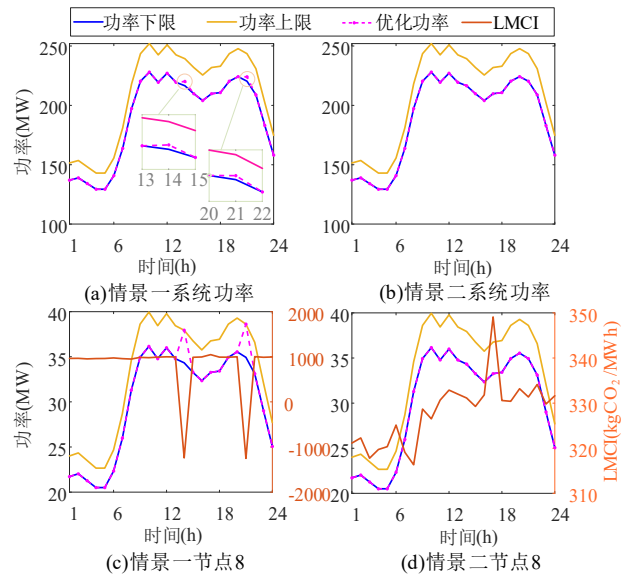


图 G4 两种情景下的优化功率: (a)和(b)分别为情景一和情景二的系统功率优化结果; (c)和(d)分别为情景一和情景二的节点 8 功率优化结果

Fig. G4 Optimized power under the two cases: (a) and (b) show system power optimization results; (c) and (d) display the optimized power at the 8th node

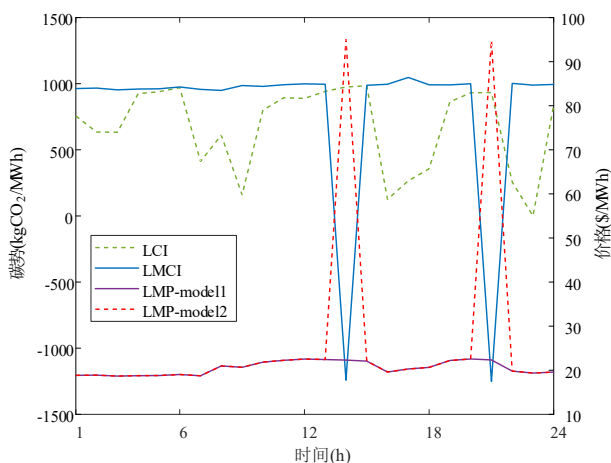


图 G5 两种模式下节点 8 的 LMP、LCI 和 LMCI
Fig. G5 LMP, LCI and LMCI for the 8th node under the two models

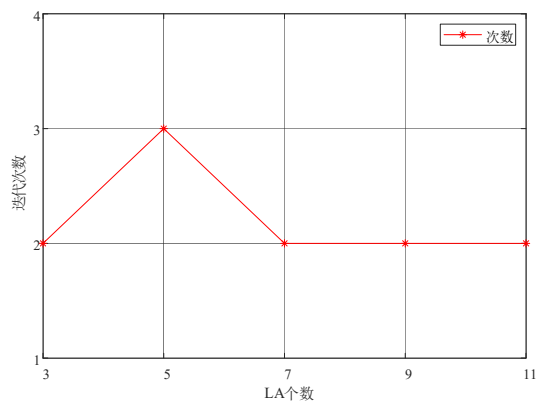


图 G6 迭代次数和 LA 个数之间的关系
Fig. G6 Relationship between the number of iterations and the number of LAs

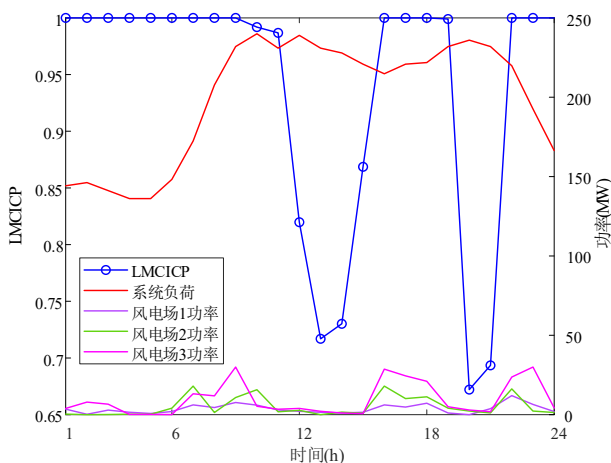


图 G7 LMCICP、系统负荷和风电场功率的关系
Fig. G7 LMCICP, system load and wind farm power

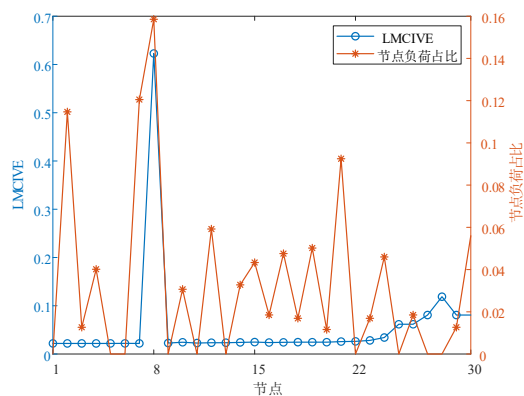


图 G8 LMCIVE 和节点负荷占比的关系
Fig. G8 Relationship between the LMCIVE and node load level

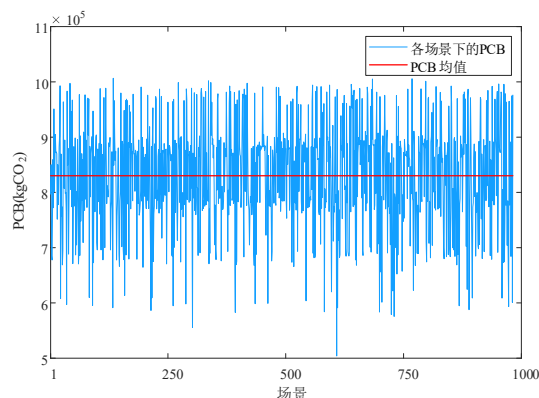


图 G9 PCB 均值和各场景 PCB
Fig. G9 PCB mean value and the PCB for each scenario
附录 H

综上所述，碳排放波动性评估能够在一定程度上反映电力系统的运行状态。这一研究成果在实际应用中具有广阔的前景。1) LMCICP 的应用：识别碳排放敏感时段后，可针对性调整这些时段的发电组合，优先调度低碳排放的发电机组，或增加储能系统的使用。另外，也可与需求侧响应机制结合，调整负荷用电，避免剧烈的市场波动。2) LMCIVE 的应用：识别出网络中的碳排放关键节点，有助于优化电网结构，通过增建输电线路、提高电网灵活性等方式，减少这些节点的碳排放压力和阻塞情况。另外，在关键节点附近推广分布式能源系统(如屋顶光伏、储能设施)，既能缓解节点压力，又能提高能源利用效率，避免剧烈的市场波动。3) PCBVI 的应用：利用 PCBVI 作为低碳经济调度的一个关键输入参数，通过算法优化不同时段的发电组合，在保障经济性的同时最小化系统整体的碳排放波动性。这有助于实现更平稳的碳排放曲线。在电力系统的长期规划中，考虑 PCBVI 的趋势变化，可以指导新能源(如风电、光伏)的接入容量和布局，以及传统能源的逐步替代计划。