

文章编号:1006-2467(2021)12-1598-10

DOI: 10.16183/j.cnki.jsjtu.2021.295

碳交易环境下含风电电力系统短期生产模拟

刘明涛¹, 谢俊¹, 张秋艳¹, 包长玉¹
常逸凡¹, 段佳南¹, 施雄华², 鲍永²

(1. 河海大学 能源与电气学院, 南京 211100; 2. 南京南瑞继保电气有限公司, 南京 211102)

摘要: 为提高风电参与市场的竞争力,促进电力系统低碳化运行,满足风电出力不确定性对电力系统生产模拟模型的完善性、灵活性提出的新要求,从低碳经济角度分析电能成本构成,应用随机规划理论,提出一种含风电电力系统短期生产模拟模型,该模型以短期电能成本期望值最小为目标,考虑碳交易市场的参与,协同优化日前发电出力、实时功率调整、发电备用容量、弃风和切负荷。以改进的 IEEE-39 节点系统为例,量化评估了碳交易机制、碳交易价格、风电装机规模对短期电能成本的影响及对碳减排的贡献。结果表明,所提模型能够有效分析碳交易环境下含风电电力系统短期电能成本、碳排放、运行风险等情况,具有较好的应用前景。

关键词: 风电;生产模拟;低碳经济;随机规划;碳交易市场

中图分类号: TM 73; TM 614

文献标志码: A

Short-Term Production Simulation of Power System Containing Wind Power Under Carbon Trading Environment

LIU Mingtao¹, XIE Jun¹, ZHANG Qiuyan¹, BAO Changyu¹
CHANG Yifan¹, DUAN Jianan¹, SHI Xionghua², BAO Yong²

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: In order to improve the competitiveness of wind power in participating in the power market, promote low-carbon operation of the power system, and meet the new requirements for the completeness and flexibility of the production simulation model due to the uncertainty of wind power output, this paper analyzes the electricity cost composition from the perspective of low-carbon economy, and applies the stochastic programming theory to propose a short-term production simulation model of power system containing wind power. Considering the participation of the carbon trading market, this model aims to minimize the expected cost of electricity production in a short-term time scale, and coordinately optimize the day-ahead power output, real-time power regulation, power reserve capacity, wind curtailment, and load shedding. Taking the modified IEEE 39-bus system as an example, this paper quantitatively evaluates the impact of carbon trading mechanism, carbon trading price, and wind power installed capacity on electricity costs and their contributions to carbon emission reduction. The simulation results show that the proposed model can effectively analyze the short-term electricity cost, carbon emissions, and operational

收稿日期:2021-08-07

基金项目:国家重点研发计划(2019YFE0105200),国家自然科学基金(U1965104)资助项目

作者简介:刘明涛(1996-),男,河南省周口市人,硕士生,主要从事电力市场与电力系统安全经济运行研究。

通信作者:谢俊,男,教授,博士生导师,电话(Tel.):025-58099097;E-mail:jxie@hhu.edu.cn.

risks of the power system containing wind power under the carbon trading environment, thus has a promise application prospect.

Key words: wind power; production simulation; low-carbon economy; stochastic programming; carbon trading market

电力系统生产模拟是电力系统规划和运行的重要工具,通过对电力系统调度过程的模拟,预测最优运行方式下系统各机组运行状态、出力分配、备用预留和调用、生产成本及风险等情况,为验证规划方案或运行计划的合理性提供依据^[1],广泛应用于系统评估、电力市场、新能源、成本分析等领域^[2].常见的生产模拟方法分为随机性和确定性两类.随机性生产模拟难以考虑机组开停机时间和爬坡等复杂时序运行要求,确定性生产模拟通过对典型日的调度模拟,考虑各类复杂时序运行要求,分析给定方案下的系统运行情况.

低碳经济背景下,风电作为清洁能源的代表,取之不尽用之不竭,具有可观的经济和环境效益,成为推动电力低碳化发展的重要力量.然而,受自然等诸多因素的影响,风电出力具有显著的随机性、波动性时序特征^[3],为配合风电的消纳、维持电力系统运行的安全稳定,需频繁调整可控机组的出力甚至是启停状态,这不仅给生产模拟模型的完善性、灵活性提出了更高的要求,也增加了额外备用成本、功率平衡成本、启停成本等新的动态费用,削弱了风电参与电力市场的竞争力.如何在模型中计及动态费用对运行成本的影响、从低碳经济角度分析电能成本构成,对量化评估系统综合运行成本、提高清洁能源的竞争力、减小弃风量至关重要,对促进“碳达峰、碳中和”目标,实现、推动低碳经济发展具有重要意义.

目前关于电力生产模拟模型研究方面,已取得了一定研究成果.文献[4-5]将转移频率分析的概念引入生产模拟模型中,以评估风电场对常规机组造成的启停次数的影响.文献[6]进一步建立了机组降额、间歇、连续、停运4种多状态模型.但基于启发式原则安排机组启停的方法多适用于对精确度要求不高的中长期模拟,模型过度简化了运行约束,难以处理线路传输等复杂约束,也难以实现多能源的优化协调.文献[7]基于时序源-荷曲线进行模拟建模,保留了系统运行的时序性,能够详细考虑系统备用、启停、爬坡等复杂时序约束,可借助优化模型的求解实现多能源的协调运行,特别适合处理短期运行模拟问题.基于时序分析方法,文献[8]通过添加风电渗透率约束来限制风电波动性对系统可靠性的影响,

但随着风电装机规模的不断扩大,该方式会导致大量弃风.文献[9]在模型里额外引入正、负旋转备用以应对风电不确定性给电网运行带来的负面影响,但备用预留量的选定具有很强主观性,致使结果偏于保守或冒险.文献[10]为调动可控电源消纳新能源的积极性,认为考虑辅助服务的有偿性更合理.文献[11]将风电随机性引起的停电损失、弃风损失纳入风险成本,以备用容量成本和风险成本最小确定了系统最佳备用.文献[12]在模型中联合考虑了日前能量成本和备用容量成本,但未考虑备用容量在实时市场中被调用所产生的平衡成本.文献[13]将日前能量成本、备用容量成本、实时市场平衡成本、风险成本同时纳入优化目标,对电能成本做了更全面的考虑.以上文献多从经济角度对短期生产模拟进行建模和分析,缺乏对环境效益、电力低碳化方面的考虑,不利于低碳经济发展.碳交易是实现低碳经济发展的重要手段,也是目前最为有效的手段之一^[14],将为推动电力低碳化发展提供一个重要途径.

在引入外部成本考虑环境效益研究方面,已取得了一定研究成果.文献[15]将环境成本计入总生产成本当中,但环境成本是在发电总量的基础上计算的,没有区别清洁机组和高排放机组.文献[16]构建以能耗成本与碳排放成本最小为目标的节能减排模型,根据机组排放水平设置了不同碳排放系数,但未考虑风电接入.文献[17]考虑了风电并网对系统运行的影响,证明碳交易能够促进风电消纳、减小发电煤耗.文献[18]考虑了风电功率的不确定性,建立了基于场景概率的优化模型,有效处理了随机性问题.文献[14]考虑了风电不确定性对碳排放权分配的影响,但与排放权调整量相关的备用容量仍是采用比例法确定的,缺乏合理性.此外,以上文献仅考虑了短期时间尺度内的日前能量市场与备用辅助市场,忽略了平衡市场中可能产生的能量成本和环境成本.

基于上述研究背景,本文从低碳经济角度分析短期电能成本构成,将电能成本划分为反映经济效益的内部成本和反映环境效益的外部成本,应用随机规划理论,提出了一种碳交易环境下含风电电力

系统确定性的短期生产模拟模型. 该模型基于时序源-荷曲线进行, 可方便计及各类时序约束, 利用多场景来模拟风电不确定性, 以短期电能成本期望值最小为目标, 考虑了日前发电成本、实时平衡费用以及弃风、切负荷风险成本. 所提模型能够定量地反映系统运行的经济性、低碳性、风险等情况, 可为制定电力低碳化发展规划提供参考, 算例验证了模型的有效性.

1 碳交易的建模与分析

低碳经济是以低能耗、低排放、低污染为基础的发展模式^[19], 碳交易机制是通过建立合法的碳排放权并允许这种权利进行买卖, 从而实现碳排放量减少的交易机制^[20], 能够从低碳经济角度改变发电企业参与市场的电能成本, 为提高优质机组的市场竞争力、促进节能减排、改善能源结构提供一种调节手段. 碳交易的建模主要包括碳源排放、碳排放权分配、碳交易成本三部分.

1.1 碳源排放模型

在含风电电力系统中, 火电机组是碳排放的主要来源, 一般可用二次曲线建模^[21].

对于火电机组 i, t 时刻的碳排放量为

$$E_{i,1}(P_{i,t}) = \alpha_i + \beta_i P_{i,t} + \gamma_i P_{i,t}^2 \quad (1)$$

对于含风电电力系统, t 时刻的碳排放总量(电碳函数)为

$$E_1(P_t) = \sum_{i=1}^{N_G} E_{i,1}(P_{i,t}) \quad (2)$$

式中: $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的输出功率; P_t 为 t 时刻系统发电功率; N_G 为常规火电机组数目; $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ 为表征机组 i 碳排放强度的参数, 其值与机组燃料品质、燃烧效率、是否采用脱碳技术等多种因素相关, 由机组碳排放历史数据拟合而成. 风电属于清洁能源无碳排放, 无需进行碳源建模.

1.2 碳排放权分配原则

目前, 世界上广泛应用的碳排放权初始分配方式主要有免费配额和拍卖有偿分配两种. 我国碳交易市场尚处于初期阶段, 若采用拍卖方式对排放权进行有偿分配无疑会增加发电企业的经济负担, 在实施中容易受阻而难以推行. 因此, 对现有发电企业采用碳排放权与发电量成比例的免费配额方式会更合适.

对于火电机组 i, t 时刻分配到的碳排放额度为

$$E_{i,0}(P_{i,t}) = \eta P_{i,t} \quad (3)$$

对于风电场 j, t 时刻分配到的碳排放额度为

$$E_{j,0}(P_{j,t}) = \eta P_{j,t} \quad (4)$$

对于含风电电力系统, t 时刻分配到的碳排放总额为

$$E_0(P_t) = \sum_{i=1}^{N_G} E_{i,0}(P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{N_W} E_{j,0}(P_{j,t}) \quad (5)$$

式中: η 为单位电量碳排放权分配系数; $P_{j,t}$ 为风电场 j 在 t 时刻的输出功率; N_W 为系统风电场数目.

1.3 碳交易成本

碳交易把 CO_2 排放权看作是一种可以在碳交易市场上进行买卖交易的商品, 在实施过程中表现为: 实际碳排放量低于碳排放额度的企业可将剩余额度拿到市场出售而获益; 实际碳排放量高于碳排放额度的企业则需要到市场购买超额部分, 此购买费用可理解为对碳排放超标企业的惩罚.

对于火电机组 i, t 时刻的碳交易成本为

$$F^i(P_{i,t}) = K_{\text{CO}_2} [E_{i,1}(P_{i,t}) - E_{i,0}(P_{i,t})] \quad (6)$$

对于风电机组 j, t 时刻的碳交易成本为

$$F^j(P_{j,t}) = K_{\text{CO}_2} [0 - E_{j,0}(P_{j,t})] = -K_{\text{CO}_2} P_{j,t} \eta \quad (7)$$

对于含风电电力系统, t 时刻的碳交易总成本为

$$F(P_t) = \sum_{i=1}^{N_G} F^i(P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{N_W} F^j(P_{j,t}) = K_{\text{CO}_2} [E_1(P_t) - E_0(P_t)] \quad (8)$$

式中: K_{CO_2} 为碳交易价格.

对于火电机组 i , 当实际碳排放量 $E_{i,1}(P_{i,t})$ 不低于其分配到的碳排放额度 $E_{i,0}(P_{i,t})$ 时, 即 $F^i(P_{i,t}) \geq 0$, 需要在碳交易市场购买一定数量的碳排放权, 支付碳交易费用; 当实际碳排放量不高于其分配到的碳排放额度时, $F^i(P_{i,t}) \leq 0$, 可在碳交易市场出售一定数量的碳排放权, 获得碳交易收益. 风电场 j 无碳排放, 故 $F^j(P_{j,t}) \leq 0$, 在碳交易市场中属获益方. 碳交易机制实质上改变了电能成本构成, 为高排放机组带来额外成本, 为低碳环保型机组带来额外收益, 从而改变不同发电企业参与市场的竞争力和获得的发电权, 推动电力低碳化目标的实现.

2 风电模型的建立

2.1 风电不确定性的建模

本文将风电实际可用出力看作预测出力与预测误差之和, 由风电预测误差的不确定性来反映风电输出功率的不确定性. 通常认为风电功率预测误差服从均值为 0, 标准差为 $\delta_{j,t}$ 的正态分布, 当预测提前时间在 24 h 之内时, $\delta_{j,t}$ 可由下式计算^[22]:

$$\delta_{j,t} = \epsilon_j P_{j,t}^f + 0.02 Q_j^{\text{cap}} \quad (9)$$

式中: ϵ_j 为表征预测误差精度的一个参数, 值越小表示预测精度越高; $P_{j,t}^f$ 为 t 时刻风电出力预测值; Q_j^{cap} 为风电场 j 的装机容量.

根据得到的分布参数,利用蒙特卡罗法对风电预测误差进行抽样,得到多个预测误差场景,再采用基于高斯混合聚类的场景划分方法对众多原始场景进行高效削减,得到一组含有概率信息且反映误差分布特征的典型场景集,形式如下:

$$\{(P_{j,t,1}^{\Delta}, \pi_1), (P_{j,t,2}^{\Delta}, \pi_2), \dots, (P_{j,t,\omega}^{\Delta}, \pi_{\omega}), (P_{j,t,W}^{\Delta}, \pi_W)\} \quad (10)$$

式中: $P_{j,t,\omega}^{\Delta}$ 为风电场 j 在 t 时刻场景 ω 下的预测误差功率; π_{ω} 为该场景发生的概率; W 为典型场景集中场景的数量。

结合预测出力值,可得到一组风电出力场景集,形式如下:

$$\{(P_{j,t,1}, \pi_1), (P_{j,t,2}, \pi_2), \dots, (P_{j,t,\omega}, \pi_{\omega}), (P_{j,t,W}, \pi_W)\} \quad (11)$$

式中: $P_{j,t,\omega} = P_{j,t}^f + P_{j,t,\omega}^{\Delta}$, 为风电场 j 在 t 时刻场景 ω 下的可用功率。风电出力的不确定性即可用这些场景描述,每一种场景模拟了风电在实时运行中可能出现的某种结果。

2.2 风电引入的最优旋转备用

由于风电预测误差的存在,系统将时刻面临弃风、切负荷的风险。为保障系统安全,需在日前辅助服务市场购买一定的备用容量,预留给实时市场调用。若要完全不弃风、不切负荷,则需购买足够多的备用容量,此时系统安全性得到了保障却可能偏离经济性。而允许一定程度的弃风、切负荷可在安全性和经济性之间达成均衡。

成本效益分析法是以备用社会成本最小化为目标,通过比较备用引起的成本和效益来确定系统最优的备用设置^[23]。备用效益可用弃风、切负荷的风险成本来评估。通过调用旋转备用、弃风、切负荷三者协作消除风电出力偏差,将有利于备用资源的优化配置,增强模型的灵活性。

3 碳交易环境下含风电电力系统短期生产模拟模型

本文提出的一种碳交易环境下含风电电力系统短期生产模拟模型是基于多场景的随机规划模型,综合考虑了短期时间尺度内日前能量市场、辅助服务市场、实时有功功率平衡市场、碳交易市场,还将弃风、切负荷风险考虑在内,所提模型采用“一套机组组合+一套出力计划+多场景实时调整”的方式来应对风电不同场景的出力,避免了“不同场景不同机组组合”所面临的系统运行方式不明确问题。

3.1 目标函数

模型以短期电能成本期望值最小为目标,优化

目标中成本由内部成本和外部成本构成,也可按确定性成本与不确定性成本分类,具体如表 1 所示。

表 1 电能成本构成分类
Tab. 1 Cost composition classification

	内部成本	外部成本
确定性成本	日前电能燃料与启停成本 备用容量购买成本	日前碳交易成本
不确定性成本	火电出力调整部分的有功 平衡成本切负荷、弃风惩 罚成本	火、风电出力调整部 分的碳交易成本

目标函数如下式所示:

$$\min C = C_1 + C_2 + C_3 \quad (12)$$

式中: C 为总成本; C_1 为日前市场的成本; C_2 为实时市场的平衡成本期望值; C_3 为弃风、切负荷风险成本期望值。这三部分成本分别阐述如下:

(1) 日前市场成本。

$$C_1 = C_{1F} + C_{1C} + C_{1R} \quad (13)$$

$$C_{1F} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [u_{i,t}(a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2) + u_{i,t}(1 - u_{i,t-1})C_i^{\text{SU}} + u_{i,t-1}(1 - u_{i,t})C_i^{\text{SD}}] \quad (14)$$

$$C_{1C} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} F^i(P_{i,t}) + \sum_{j=1}^{N_W} F^j(P_{j,t}) \right] \quad (15)$$

$$C_{1R} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (C_i^{\text{RU}} R_{i,t}^{\text{U}} + C_i^{\text{RD}} R_{i,t}^{\text{D}}) \quad (16)$$

式中: C_{1F} 为日前火电机组的燃料与启停成本; C_{1C} 为日前碳交易成本; C_{1R} 为日前备用容量购买成本; a_i, b_i, c_i 为机组 i 的成本系数; $u_{i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的启停状态; $C_i^{\text{SU}}, C_i^{\text{SD}}$ 为机组 i 的启、停费用; $R_{i,t}^{\text{U}}, R_{i,t}^{\text{D}}$ 为机组 i 在 t 时刻向系统提供的上、下备用容量; $C_i^{\text{RU}}, C_i^{\text{RD}}$ 为机组 i 的上、下备用容量价格; T 为模拟运行周期,本文取为 24 h。

(2) 实时市场的功率平衡成本期望值。

$$C_2 = C_{2F} + C_{2C} \quad (17)$$

$$C_{2F} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} \{ b_i (r_{i,t,\omega}^{\text{u}} - r_{i,t,\omega}^{\text{d}}) + c_i [(P_{i,t} + r_{i,t,\omega}^{\text{u}})^2 - (P_{i,t})^2] - c_i [(P_{i,t})^2 - (P_{i,t} - r_{i,t,\omega}^{\text{d}})^2] \} \quad (18)$$

$$C_{2C} = \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} \left\{ \sum_{i=1}^{N_G} [F^i(P_{i,t} + r_{i,t,\omega}^{\text{u}} - r_{i,t,\omega}^{\text{d}}) - F^i(P_{i,t})] + \sum_{j=1}^{N_W} F^j(P_{j,t,\omega} - S_{j,t,\omega} - P_{j,t}) \right\} \quad (19)$$

式中: C_{2F} 为火电机组调用备用容量即出力调整部分的燃料成本期望值; C_{2C} 为火电机组与风电场出力调整部分的碳交易成本期望值之和; $r_{i,t,\omega}^{\text{u}}, r_{i,t,\omega}^{\text{d}}$

为机组 i 在 t 时刻场景 ω 下的上、下备用调用量;
 $S_{j,t,\omega}, P_{j,t,\omega} - S_{j,t,\omega} - P_{j,t}$ 分别为风电场 j 在 t 时刻
 场景 ω 下的弃风量、较计划出力的调整量。

(3) 弃风、切负荷惩罚成本期望值。

$$C_3 = C_{3sp} + C_{3sh} \quad (20)$$

$$C_{3sp} = \sum_{j=1}^{N_W} \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} V_{sp} S_{j,t,\omega} \quad (21)$$

$$C_{3sh} = \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^W \pi_{\omega} V_{sh} L_{sh,t,\omega} \quad (22)$$

式中: C_{3sp} 为弃风成本期望值; C_{3sh} 为切负荷成本期望值; V_{sp}, V_{sh} 分别为单位弃风量、切负荷的风险成本; $L_{sh,t,\omega}$ 为 t 时刻场景 ω 下的切负荷量。

3.2 约束条件

(1) 系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_G} u_{i,t} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_W} P_{j,t} = L_t \quad (23)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,t} + r_{i,t,\omega}^u - r_{i,t,\omega}^d) + \sum_{j=1}^{N_W} (P_{j,t,\omega} - S_{j,t,\omega}) = L_t - L_{sh,t,\omega} \quad (24)$$

式中: L_t 为 t 时刻系统的总负荷。

(2) 机组出力约束。

$$P_{i,\min} u_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} u_{i,t} \quad (25)$$

$$P_{i,\min} u_{i,t} \leq P_{i,t} + r_{i,t,\omega}^u - r_{i,t,\omega}^d \leq P_{i,\max} u_{i,t} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{j,t} \leq Q_j^{\text{cap}} \quad (27)$$

式中: $P_{i,\min}, P_{i,\max}$ 为机组 i 的最小、最大出力。

(3) 备用约束。

$$0 \leq R_{i,t}^U \leq u_{i,t} (P_{i,\max} - P_{i,t}) \quad (28)$$

$$0 \leq R_{i,t}^D \leq u_{i,t} (P_{i,t} - P_{i,\min}) \quad (29)$$

$$0 \leq r_{i,t,\omega}^u \leq R_{i,t}^U \quad (30)$$

$$0 \leq r_{i,t,\omega}^d \leq R_{i,t}^D \quad (31)$$

(4) 弃风和切负荷约束。

$$0 \leq L_{sh,t,\omega} \leq L_t \quad (32)$$

$$0 \leq S_{j,t,\omega} \leq P_{j,t,\omega} \quad (33)$$

(5) 机组爬坡约束。

$$-A_{\text{dw},i} \leq P_{i,t+1} - P_{i,t} \leq A_{\text{up},i} \quad (34)$$

$$-A_{\text{dw},i} \leq (P_{i,t+1} + r_{i,t+1,\omega}^u - r_{i,t+1,\omega}^d) - (P_{i,t} + r_{i,t,\omega}^u - r_{i,t,\omega}^d) \leq A_{\text{up},i} \quad (35)$$

式中: $A_{\text{up},i}, A_{\text{dw},i}$ 为机组 i 的正、负爬坡速率。

(6) 线路潮流约束。

$$-\bar{P}_{\text{line}} \leq X(P_t^{\text{in}} - P_t^{\text{out}}) \leq \bar{P}_{\text{line}} \quad (36)$$

$$-\bar{P}_{\text{line}} \leq X(P_{t,\omega}^{\text{in}} - P_{t,\omega}^{\text{out}}) \leq \bar{P}_{\text{line}} \quad (37)$$

式中: P_t^{in} 为 t 时刻系统各节点的注入功率向量, 当节点有电源时, 与这些节点相关的功率向量元素为

该节点上的火电机组出力和风电场出力, 若某节点无电源, 对应向量元素为 0; P_t^{out} 为 t 时刻系统各节点的流出功率向量, 当节点有负荷时, 与这些节点相关的功率向量元素为该节点上的负荷需求, 若某节点无负荷, 对应向量元素为 0; P_t^{in} 与 P_t^{out} 之差为 t 时刻系统各节点的净功率向量; X 为系统各节点的净功率对输电线路的功率转移分布因子; \bar{P}_{line} 为线路的最大传输功率向量; $P_{t,\omega}^{\text{in}}, P_{t,\omega}^{\text{out}}$ 分别为 t 时刻场景 ω 下各节点的注入功率与流出功率向量。

(7) 机组最小启停时间约束。

$$t_{i,t}^{\text{on}} \geq t_{i,\min}^{\text{on}}, \quad t_{i,t}^{\text{off}} \geq t_{i,\min}^{\text{off}} \quad (38)$$

式中: $t_{i,t}^{\text{on}}, t_{i,t}^{\text{off}}$ 为机组 i 从上一状态改变到 t 时刻的持续开机、停机时间; $t_{i,\min}^{\text{on}}, t_{i,\min}^{\text{off}}$ 为机组 i 的最小启、停时间。

约束(23)~(24)是功率平衡方程, 具体而言, 约束(23)是日前发电计划的功率平衡, 而约束(24)是实时运行中的功率平衡, 它是在计划运行点附近的功率平衡, 不平衡偏差靠调用备用、弃风、切负荷来消除; 约束(25)~(27)是机组出力范围; 约束(28)~(31)保证机组在实时运行时出力调整量不超过预留的备用容量; 约束(32)~(33)是常识性界限, 切负荷、弃风量不应大于实际负荷需求与风电可用功率; 约束(34)~(35)为机组爬坡约束, 用于描述机组灵活性; 约束(36)~(37)为线路传输约束, 采用的是直流模型; 约束(38)是机组最小连续运行、停机时间约束。

4 算例分析

4.1 算例原始数据

选用文献[24]中的 IEEE-39 节点测试系统进行生产模拟仿真, 该系统由 10 台火电机组、39 条母线和 46 条线路组成, 装机容量为 1 662 MW, 在节点 8、16、21 处分别接入一个等效装机容量为 100 MW 风电场, 假设各风电场出力一致, 各时段负荷需求与风电出力预测值如图 1 所示, 其中: $P_{\text{wind},t}^f$ 为 t 时刻各风电场预测出力之和。假定风电预测精度系数 ϵ 为 0.2, 利用场景生成和削减法得到 30 个风电出力场景如图 2 所示, 其中: $P_{\text{wind},t,\omega}$ 为 t 时刻场景 ω 下各风电场可用出力之和。算例中其他参数取值如下: 碳交易价格取 20 美元/t, 单位电量碳排放权分配额取 0.7 t/(MW · h), 切负荷惩罚取 1 000 美元/(MW · h), 弃风惩罚取 100 美元/(MW · h)^[25], 上、下旋转备用容量价格均取 20 美元/(MW · h); 电碳函数排放系数取自参考文献[26]。机组具体参数如表 2 所示。

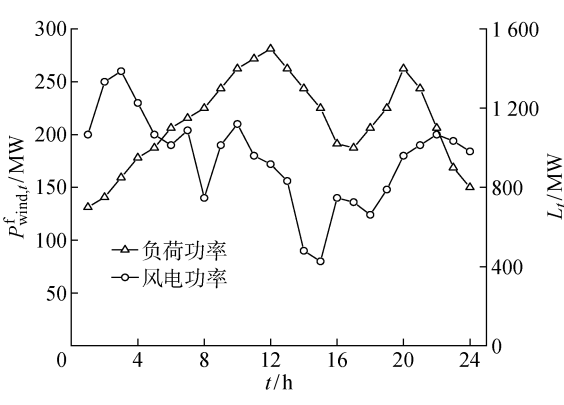


图 1 各时段风-荷预测值

Fig. 1 Hourly load and forecasted wind power

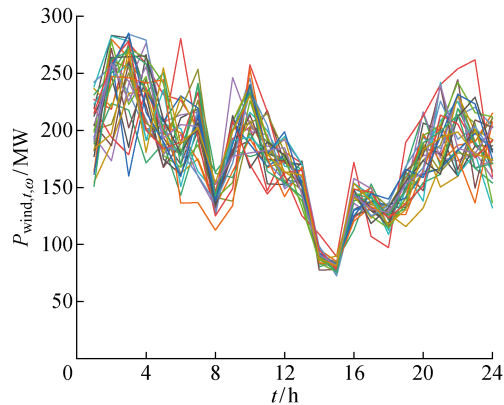


图 2 不同场景下风电可用出力

Fig. 2 Available wind power outputs in different scenarios

表 2 发电机组参数
Tab. 2 Parameters of each thermal unit

机组 <i>i</i>	$P_{i, \max} /$ MW	$P_{i, \min} /$ MW	$a_i / (\text{美}$ $\text{元} \cdot \text{h}^{-1})$	$b_i / (\text{美元} \cdot$ $\text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	$c_i / (\text{美元} \cdot$ $\text{MW}^{-2} \cdot \text{h}^{-1})$	$A_{\text{up/dw}, i} /$ $(\text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	$t_{i, \min}^{\text{on/off}} /$ h	$C_i^{\text{SU/SO}} /$ 美元	$\alpha_i /$ $(\text{t} \cdot \text{h}^{-1})$	$\beta_i / (\text{t} \cdot$ $\text{MW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	$\gamma_i / (\text{t} \cdot$ $\text{MW}^{-2} \cdot \text{h}^{-1})$
G1	455	150	1 000	16.19	0.000 48	130	8	4 500	10.339 08	−0.24444	0.003 12
G2	455	150	970	17.26	0.000 31	130	8	5 000	10.339 08	−0.24444	0.003 12
G3	130	20	700	16.60	0.002 00	60	5	550	30.039 10	−0.40695	0.005 09
G4	130	20	680	16.50	0.002 11	60	5	560	30.039 10	−0.40695	0.005 09
G5	162	25	450	19.70	0.003 98	90	6	900	32.000 06	−0.38132	0.003 44
G6	80	20	370	22.26	0.007 12	40	3	170	32.000 06	−0.38132	0.003 44
G7	85	25	480	27.74	0.000 79	40	3	260	33.000 56	−0.39023	0.004 65
G8	55	10	660	25.92	0.004 13	40	1	30	33.000 56	−0.39023	0.004 65
G9	55	10	665	27.27	0.002 22	40	1	30	35.000 56	−0.39524	0.004 65
G10	55	10	670	27.79	0.001 73	40	1	30	36.000 12	−0.39864	0.004 70

4.2 算例结果分析

4.2.1 运行模式对短期电能成本与碳排放的影响

为验证所提模型的有效性和先进性,对引入碳交易机制前后两种运行模式的结果进行分析,利用商用求解器 CPLEX12.2 对模型进行求解.图 3 和表 3 分别对比展示了两种运行模式下系统的碳排放情况和电能生产成本.

由图 3 可知,引入碳交易机制后的低碳运行模式,其碳排放量要明显低于传统运行模式,经计算,传统运行模式在模拟运行周期内的碳排放总量为 22 693 t,低碳运行模式下为 11 051 t,实现减排 11 642 t.

由表 3 可知,传统运行模式下系统燃料与启停成本较低而碳交易成本较高,需在碳交易市场购买碳排放权而支出 7.49 万美元;低碳运行模式下系统通过压低排放强度较高机组出力的方式减少了 CO₂

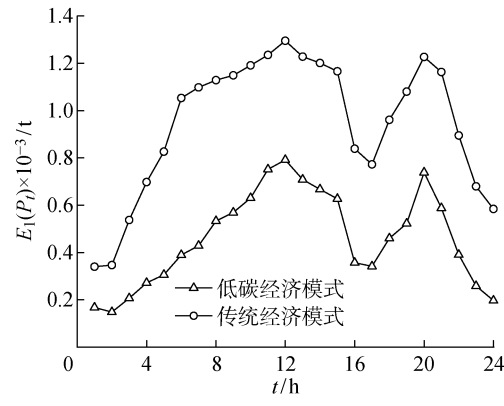


图 3 不同运行模式下各时段系统碳排放量

Fig. 3 Hourly carbon emissions in different operation modes

排放量,获得碳交易收益 15.8 万美元,燃料与启停成本较高但综合效益较传统模式更优;两种运行模

表 3 不同运行模式下的成本对比
Tab. 3 Cost comparison in different operation modes

运行模式	总运行成本/ 万美元	碳交易成本/ 万美元	燃料与启停 成本/万美元	备用容量 成本/万美元	弃风风险 成本/万美元	切负荷风险 成本/万美元
传统运行模式	56.60	7.49	47.18	1.69	0.25	0
低碳运行模式	36.44	-15.80	53.47	1.83	0.17	0

式下弃风量期望值略有差别,低碳运行模式更能发挥出风电碳交易的净收益优势,弃风量更少. 由于风电的不确定性,消纳更多风电也使得系统对备用容量的需求变得更多.

4.2.2 碳交易价格对短期电能成本与碳排放的影响 为分析碳交易价格对运行结果的影响,将碳交易价格设置为 0~85 美元/t,模拟所得结果如图 4~7 所示,其中: P_i^{tot} 为机组 i 在模拟周期内的总出力期望值; E_1^{tot} 为碳排放总量期望值; C_F^{tot} 为燃料总成本期望值; C_{int} 为内部成本期望值; C_{ext} 为外部成本期望值.

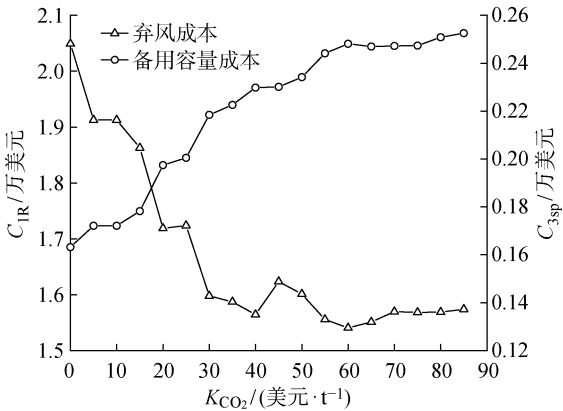


图 6 备用容量成本、弃风成本随碳价变化曲线
Fig. 6 Reserve capacity costs and wind spillage costs at different carbon prices

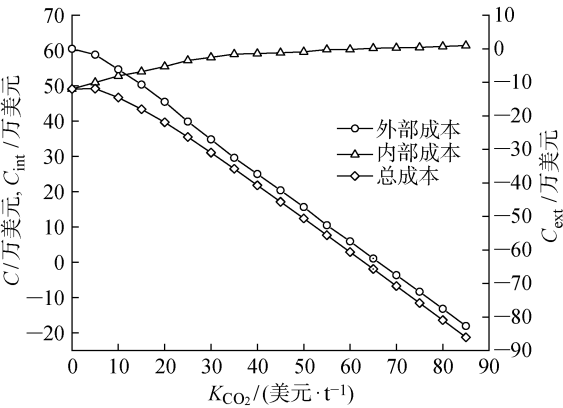


图 7 系统内外部成本、总成本随碳价变化曲线
Fig. 7 System internal-external and total costs at different carbon prices

由图 4 可知,从整体来看,随着碳交易价格的升高,经济效益较好但清洁性差的机组 G1~G2 竞争力降低,出力逐渐减少;经济效益较差但清洁的机组 G6~G10,其竞争优势在碳交易价格高于一定值时才会显现;经济效益较好且相对清洁的发电机组 G3~G5 竞争优势明显,出力不断增大,获得更多上网电量.

由图 5 可知,随着碳交易价格的升高,系统碳排放量逐渐减小趋近于最小值 9 100 t,燃料成本逐步升高趋近于最大值 59 万美元(此值可通过设置一个

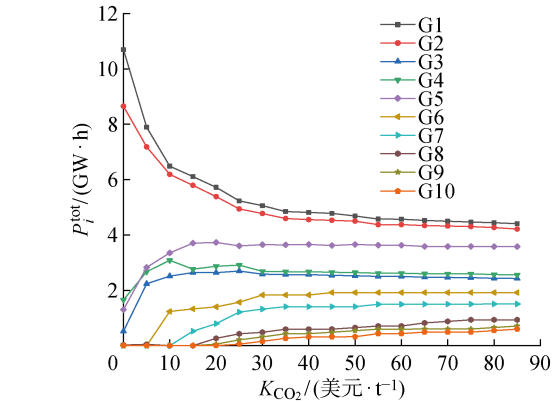


图 4 火电机组出力随碳价变化曲线
Fig. 4 Outputs of thermal units at different carbon prices

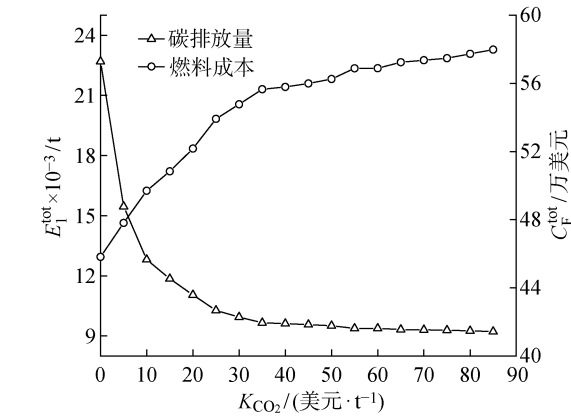


图 5 系统电能生产燃料成本、碳排放量随碳价的变化曲线
Fig. 5 Fuel costs and carbon emissions at different carbon prices

足够大的碳交易价格计算得出).这是由于碳交易价格的增加提高了外部环境成本在电能成本里的比重,为减小支付高昂的碳交易费用,系统增加了相对清洁机组的出力.当价格足够高时,系统将完全按照机组的排放强度安排其出力,碳排放量趋近最小值不再变化.

由图 6 可知,弃风成本随碳交易价格上升而减小,备用容量购买成本随碳交易价格上升而增大.这是由于碳交易价格增加后,风电的低碳净收益优势更突出,提高风电消纳有助于降低碳交易部分的成本,于此同时为维持系统可靠运行,需预留更多的备用容量.

由图 7 可知:① 内部成本主要受燃料成本和备用容量成本的影响,随碳交易价格上升呈递增趋势,原因已在图 5 和 6 中解释.② 外部成本随碳交易价格增加呈递减趋势.价格为 0 时,系统需支付的碳交易成本为 0;价格较低时,系统实际碳排放量小于分配给火电机组、风电场免费排放额度之和,碳交易成本为负获得收益;价格的上升促使清洁机组利用率得到提高,系统实际碳排放量进一步降低,因而碳交易成本继续降低.③ 系统总成本随碳交易价格上升呈递减趋势,这是内外部成本综合作用的结果.碳交易价格由 0 逐渐上升过程中,内部成本逐渐增大而外部成本逐渐减小,由于清洁机组得到更充分的利用,使得外部成本下降幅度高于了内部成本上升幅度;当价格提高到 40 美元/t 附近时,清洁机组的出力基本达到上限,系统内部成本、碳排放总量变化幅度减小趋于定值;价格继续增加,外部成本会继续减小,总运行成本也继续下降,但此时价格信号已基本失去实际的调节作用.

4.2.3 风电渗透率对短期电能成本与碳排放的影响 改变风电并网的装机容量即风电渗透率,分析不同风电渗透率下的模拟结果,如表 4 所示.由表 4

表 4 不同风电渗透率下的优化结果

Tab. 4 Optimization results in different wind power penetration

风电装机容量/MW	总运行成本/ 万美元	燃料成本/ 万美元	备用容量 成本/万美元	碳排放量/t
0	55.51	64.24	0	14 581.19
100	50.05	60.47	0.82	13 310.34
200	44.66	57.30	1.30	11 941.67
300	39.68	53.47	1.83	11 051.28
400	34.69	49.90	2.35	10 076.92
500	30.09	46.73	2.96	9 035.56

可知:风电场未并网时(即风电渗透率为 0 时),系统的电能生产燃料成本、碳排放量均比风电接入后要高.原因在于,风电并网后挤占了火电机组的发电份额,替代了部分火电机组的出力,减少了燃料消耗和碳排放.随着风电渗透率的增加,由风电不确定性所引致的偏差值也逐渐增加,系统对备用容量的需求增大.

5 结论

发展清洁能源,推动电力低碳化是缓解能源短缺和实现双碳目标的有效途径之一.本文结合碳交易机制、风电、火电具体运行特性,提出了一种碳交易环境下含风电电力系统确定性短期生产模拟模型.仿真结果获得如下 3 个结论.

(1) 碳交易机制的引入等效改变了电能成本构成,能够增强清洁能源的市场竞争力,提高清洁机组、风电的上网电量,对降低碳排放量有明显作用,有助于推动电力低碳化发展.

(2) 对系统实时运行出力调整部分进行碳源建模,可以更全面地考虑风电随机性对外部环境的影响.

(3) 风电接入后,节省燃料费用、减小碳排放的同时增加了备用成本.所提模型目标清晰、考虑全面,能够有效分析和量化不同电能成本构成、碳交易价格、风电装机规模对系统短期运行经济、减排、风险等指标的影响,具有较好的应用前景.

参考文献:

[1] 王锡凡. 电力系统规划基础[M]. 北京: 中国电力出版社, 1994.
WANG Xifan. Power system planning fundamentals [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1994.

[2] 顾颖中, 李慧杰, 史保壮. 生产模拟仿真在电力市场环境下的应用案例及建议[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 77-82.
GU Yingzhong, LI Huijie, SHI Baozhuang. Application and suggestions of power system production simulation in deregulated electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 77-82.

[3] 崔杨, 穆钢, 刘玉, 等. 风电功率波动的时空分布特性[J]. 电网技术, 2011, 35(2): 110-114.
CUI Yang, MU Gang, LIU Yu, et al. Spatiotemporal distribution characteristic of wind power fluctuation[J]. Power System Technology, 2011, 35(2): 110-114.

[4] 张节潭, 程浩忠, 胡泽春, 等. 含风电场的电力系统随机生产模拟[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29

- (28): 34-39.
- ZHANG Jietan, CHENG Haozhong, HU Zechun, *et al.* Power system probabilistic production simulation including wind farms[J]. **Proceedings of the CSEE**, 2009, 29(28): 34-39.
- [5] 曲翀, 王秀丽, 谢绍宇, 等. 含风电电力系统随机生产模拟的改进算法[J]. **西安交通大学学报**, 2012, 46(6): 115-121.
- QU Chong, WANG Xiuli, XIE Shaoyu, *et al.* An improved algorithm for probabilistic production simulation of power systems with wind power[J]. **Journal of Xi'an Jiaotong University**, 2012, 46(6): 115-121.
- [6] 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.
- [7] 曹阳, 李鹏, 袁越, 等. 基于时序仿真的新能源消纳能力分析及其低碳效益评估[J]. **电力系统自动化**, 2014, 38(17): 60-66.
- CAO Yang, LI Peng, YUAN Yue, *et al.* Analysis on accommodating capability of renewable energy and assessment on low-carbon benefits based on time sequence simulation[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2014, 38(17): 60-66.
- [8] 郑漳华, 艾芊, 徐伟华, 等. 基于伪并行 SPEA2 算法的含风电场多目标负荷调度[J]. **上海交通大学学报**, 2009, 43(8): 1222-1227.
- ZHENG Zhanghai, AI Qian, XU Weihua, *et al.* Multi-objective load dispatch in wind power integrated system based on pseudo-parallel SPEA2 algorithm[J]. **Journal of Shanghai Jiao Tong University**, 2009, 43(8): 1222-1227.
- [9] CHEN C L. Optimal wind-thermal generating unit commitment[J]. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 2008, 23(1): 273-280.
- [10] 罗超, 杨军, 孙元章, 等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. **中国电机工程学报**, 2014, 34(34): 6109-6118.
- LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, *et al.* Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. **Proceedings of the CSEE**, 2014, 34(34): 6109-6118.
- [11] 赵晋泉, 唐洁, 罗卫华, 等. 一种含风电电力系统的日前发电计划和旋转备用决策模型[J]. **电力自动化设备**, 2014, 34(5): 21-27.
- ZHAO Jinquan, TANG Jie, LUO Weihua, *et al.* Day-ahead generation scheduling and spinning reserve decision-making model for power grid containing wind power[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2014, 34(5): 21-27.
- [12] DOOSTIZADEH M, AMINIFAR F, GHASEMI H, *et al.* Energy and reserve scheduling under wind power uncertainty: An adjustable interval approach[J]. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016, 7(6): 2943-2952.
- [13] 王志成, 王秀丽, 王帅. 考虑实时市场平衡费用的含风电日前市场电能-备用联合出清模型[J]. **中国电力**, 2020, 53(9): 19-27.
- WANG Zhicheng, WANG Xiuli, WANG Shuai. Day-ahead market energy-reserve joint clearing model considering real-time market balancing cost under participation of wind power generation[J]. **Electric Power**, 2020, 53(9): 19-27.
- [14] 范振亚. 考虑碳交易的含风电场的电力系统经济调度研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
- FAN Zhenya. Research on economic dispatch of power system integrated with wind power considering carbon trading[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [15] 丁明, 楚明娟, 毕锐, 等. 基于序贯蒙特卡洛随机生产模拟的风电接纳能力评价方法及应用[J]. **电力自动化设备**, 2016, 36(9): 67-73.
- DING Ming, CHU Mingjuan, BI Rui, *et al.* Wind power accommodation capability evaluation based on sequential Monte Carlo probabilistic production simulation and its application[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2016, 36(9): 67-73.
- [16] 檀勤良, 丁毅宏. 考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式[J]. **电力自动化设备**, 2018, 38(7): 175-181.
- TAN Qinliang, DING Yihong. Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2018, 38(7): 175-181.
- [17] 张程飞, 袁越, 张新松, 等. 考虑碳排放配额影响的含风电系统日前调度计划模型[J]. **电网技术**, 2014, 38(8): 2114-2120.
- ZHANG Chengfei, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, *et al.* Day-ahead dispatching scheduling for power grid integrated with wind farm considering influence of carbon emission quota[J]. **Power System Technology**, 2014, 38(8): 2114-2120.
- [18] 张晓辉, 闫柯柯, 卢志刚, 等. 基于场景概率的含风电系统多目标低碳经济调度[J]. **电网技术**, 2014,

38(7): 1835-1841.

ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, *et al.* Scenario probability based multi-objective optimized low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind farms[J]. **Power System Technology**, 2014, 38(7): 1835-1841.

[19] 张坤民, 潘家华, 崔大鹏. 低碳经济论[M]. 北京: 中国环境科学出版社, 2008.

ZHANG Kunmin, PAN Jiahua, CUI Dapeng. Introduction to low carbon economy[M]. Beijing: China Environment Science Press, 2008.

[20] 张晓辉, 闫柯柯, 卢志刚, 等. 基于碳交易的含风电系统低碳经济调度[J]. **电网技术**, 2013, 37(10): 2697-2704.

ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, *et al.* Carbon trading based low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind power system[J]. **Power System Technology**, 2013, 37(10): 2697-2704.

[21] TALAQ J H, EL-HAWARY F, EL-HAWARY M E. A summary of environmental/economic dispatch algorithms[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1994, 9(3): 1508-1516.

[22] BOUFFARD F, GALIANA F D. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2008, 23(2): 306-316.

[23] YU C W, ZHAO X S, WEN F S, *et al.* Pricing and procurement of operating reserves in competitive pool-based electricity markets[J]. **Electric Power Systems Research**, 2005, 73(1): 37-43.

[24] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2006, 21(3): 1371-1378.

[25] LIU G D, TOMSOVIC K. Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration[J]. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2012, 27(4): 2385-2393.

[26] SABER A Y, VENAYAGAMOORTHY G K. Plug-in vehicles and renewable energy sources for cost and emission reductions[J]. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2011, 58(4): 1229-1238.

(本文编辑:石易文)