

多时间尺度耦合下自备电厂与 风电发电权交易方法

喻祥¹, 李健华^{1,2}, 沈晓东¹, 刘继春¹

(1. 四川大学电气工程学院, 成都市 610065; 2. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院
有限公司, 成都市 610021)

摘要:【目的】为应对风电消纳不足以及燃煤自备电厂高能耗、高污染问题,进行风电与自备电厂发电权交易是一种可行的方案。目前针对风电与自备电厂发电权交易的研究较多,但缺乏对多时间尺度下不确定性进行精细化建模的决策行为研究。为此,提出了一种基于多时间尺度耦合的风电场与自备电厂的发电权交易方法。【方法】首先,分析各市场主体参与发电权交易前后的成本与收益,计算发电权交易的利润空间。其次,基于多时间尺度弃风预测,利用 Copula 函数计算实际弃风量的条件概率密度分布模型,进而分析风电场在多时间尺度下的决策行为并开展发电权交易。最后,以某省份运行数据进行算例仿真验证方法的合理性。【结果】多时间尺度耦合发电权交易模型相较于传统发电权交易模型,其风电消纳量提高了 3.7%,经济效益提高了 3.3%。【结论】所提多时间尺度耦合模型相较于传统发电权交易能够有效促进风电消纳,同时进一步发掘潜在利润空间,最大化发电权交易的总社会效益。

关键词:发电权交易;多时间尺度;新能源消纳;Copula 函数;自备电厂

中图分类号: TM614

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)05-0018-13

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.05.002

Generation Rights Trading Between Captive Power Plants and Wind Power Based on Multi-Time Scale Coupling

YU Xiang¹, LI Jianhua^{1,2}, SHEN Xiaodong¹, LIU Jichun¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. Southwest Electric Power
Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, China)

ABSTRACT: [Objective] To address the issues of insufficient wind power integration and the high energy consumption and pollution associated with coal-fired captive power plants, conducting generation rights trading between wind power and captive power plants represents a feasible solution. Although extensive research exists on generation rights trading involving wind power and captive power plants, studies on decision-making behavior that involves refined modeling of uncertainties across multiple time scales remain limited. To bridge this gap, this paper proposes a generation rights trading method for wind farms and captive power plants based on multi-time-scale coupling. [Methods] First, the costs and benefits of each market entity before and after participating in generation rights trading are analyzed to calculate the profit margin of such trading. Second, based on multi-time-scale wind curtailment forecasts, the Copula function is used to compute the conditional probability density distribution model of actual wind curtailment. This enables an analysis of the decision-making behavior of wind farms under multi-time-scale conditions and facilitates the implementation of generation rights trading. Finally, operational data from a provincial power system are used in a case study to validate the rationality of the proposed method. [Results] Compared with the traditional generation rights trading model, the multi-time-scale coupled generation rights trading model increases wind power integration by 3.7% and improves economic benefits by 3.3%. [Conclusions] The proposed multi-time-scale coupling model promotes wind power integration more effectively than traditional generation rights trading, while further exploring potential profit margins and maximizing the overall social benefits of generation rights trading.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52477113).

KEYWORDS: generation rights trading; multi-time scale; renewable energy accommodation; Copula function; captive power plants

0 引言

为应对新能源开发利用中存在的电力系统对大规模高比例新能源并网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等问题^[1-4]。国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发了《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，文件中指出在2030年要实现风电、太阳能发电总装机容量达到12亿kW以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。然而，在目前新型电力系统建设背景下，电源侧存在两大问题：一是风电的弃电问题，作为中国重要风电基地的内蒙古、甘肃、青海、新疆等地，由于电网调峰能力不足、网架结构和外送通道滞后，弃风现象严重^[5]；二是自备电厂的高污染、高耗能问题，近年来，随着企业自备电厂所占比例日渐攀升，高耗能、重污染的小燃煤机组占比较大，严重影响了新能源的消纳并造成较大污染^[6-9]。

自备电厂与风电之间进行发电权交易，一方面能有效降低新能源企业的弃风量，促进新能源消纳，另一方面能降低燃煤自备电厂的碳排放量，改善大气污染，其核心是让两者达到共赢。文献[10-11]提出了自备电厂与新能源企业之间发电权转让交易模式，双方在市场机制下可达到利益平衡，实现共赢。文献[12]针对新能源与自备电厂发电权交易以报价撮合，未考虑综合效益、交易空间具有局限性的问题，提出了一种新能源与自备电厂的多空间协调替代优化模式。文献[13-15]考虑将碳排放权交易与发电权交易整合，建立实现整体经济效益最大化的风火发电权交易模型。文献[16-17]分别结合准线型需求响应和综合能源系统进行分层博弈型发电权交易模型研究，以应对售电侧与用户的收益分配问题。文献[18-19]针对短期日前预测的弃风时段，考虑短时间尺度的发电权供需关系，为现货市场下的发电权交易提供了思路。文献[20-22]指出了中长期发电权交易的局限性，构建了短期发电权交易模型，但没有将中长期发电权交易融入发电权交易模型中，仍存在一定的局限性。上述文献的研究仍主要集中于单一日前尺度发电权交易的分析，而没有将不同时间尺度整合于同一市场框架内进行探讨，难以兼顾发电权交易与不同时间尺度电力交易之间的耦合关系，在复杂市场环境下发电权交易价格波动大，可能损害发电权交易市场主体的利益，进一步影响其参

与发电权交易的意愿，造成风电消纳量降低。

进行多时间尺度下的发电权交易研究，需要描述风电机组出力在不同时间尺度的耦合关系。Copula函数可以反映具有边缘分布的多元联合概率分布。与其他简单相关性模型相比，Copula函数能更好地捕捉尾部关系，同时将不确定性量化为可计算的条件期望收益模型，进而把随机优化问题转化为基于期望效益最大化的确定性优化问题。文献[23-25]针对风电出力的强不确定性，基于Copula函数对风电出力不确定性进行量化建模，以此为基础预留部分储能出力能力，从而降低由偏差功率产生的经济性风险。文献[26]在日前投标策略的基础上，基于Copula函数的量化建模在日内阶段根据超短期风电预测数据修正投标决策。文献[27]针对风电的较强随机性和波动性，提出了一种基于Copula函数的分位数回归模型，在超短期风电预测中比传统分位数回归模型具有更高精度。文献[28-29]考虑预测误差波动性聚集效应的风速不确定性分析模型，并利用Copula函数对预测风速和误差的分布特征进行表征。上述文献虽未涉及到发电权交易，但它们通过Copula函数建模来描述多时间尺度风电出力不确定性的方法，适用于多时间尺度不确定性之间的耦合，因此可以用于多时间尺度下风电与自备电厂的发电权交易。

综上所述，现有的发电权交易研究主要针对日前单一时间尺度，未充分考虑电力市场的结构，没有进一步挖掘发电权交易潜在的利润空间，因此，本文针对自备电厂与风电之间发电权交易研究的不足，在厘清自备电厂与风电场成本效益基础上，采用Copula函数对不同时间尺度风电出力不确定性进行建模，进一步提出月度与日前耦合的风电与自备电厂发电权交易方法与模型。首先，基于自备电厂和风电机组各类成本、收益因素和市场条件建立以总经济效益最大的自备电厂和风电场发电权交易模型，并根据边际收益为正的原则，计算两者参与发电权交易的申报价格。其次，选取合适的Copula函数，根据预测弃风量建立实际弃风量基于预测值的条件概率密度分布模型，进而确定风电场参与发电权交易的申报量。最后，根据确定的发电权交易主体申报量价，在月度交易的基础上，进一步对日前发电权交易的申报量价进行优化，实现多时间尺度发电权交易建模。

1 多时间尺度发电权交易框架

本文构建的多时间尺度耦合下风电场与燃煤自备电厂发电权交易框架包括发电权交易主体成本效益建模、风电场发电权交易量确定、多时间尺度发电权交易建模。

1) 发电权交易主体成本效益建模。

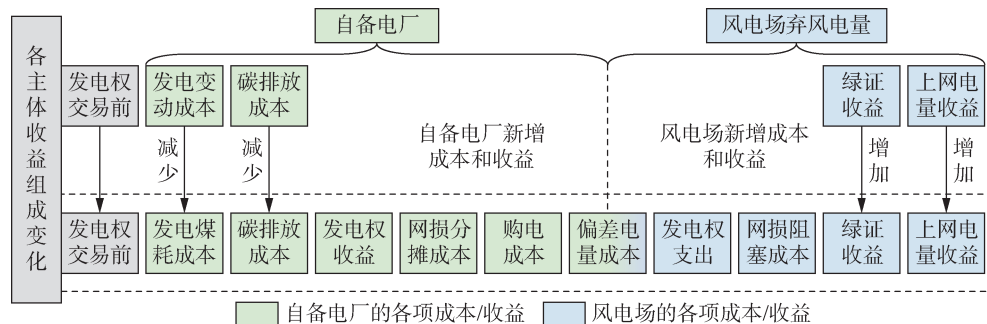


图 1 发电权交易前后各主体成本/收益变化

Fig. 1 Changes in costs/profits of each entity before and after electricity generation rights trading

2) 风电场发电权交易量确定。

在发电权交易中,自备电厂作为出让方向风电场转让发电权,自身则减少出力,风电场接受转让后,将增加因电网接入能力限制而减少的出力。由于风电场的发电权申报量与其弃风量密切相关,而弃风量通常可以采用预测出力减去预测负荷进行估算,因此,为提高弃风量预测的精确性,发电权交易将在电力交易之后进行。通过分析风电场历史数据中预测弃风量和实际弃风量的波动性、尾部依赖性选择对应的 Copula 函数,得到实际弃风量基于预测弃风量的条件概率密度分布模型。

3) 多时间尺度发电权交易建模。

市场主体对自身参与发电权交易的收益与成本进行计算,选择是否参与发电权交易,并进行报价。自备电厂发电权交易量取决于其用户负荷数量,根据不同负荷的发电变动成本有选择性地出让一部分发电权。

风电场所能购买的发电电量不能超出因电网接入能力限制所产生的弃风量。当发电权申报量超出弃风量时,风电场将从现货市场购电来满足自备电厂的需求,反之,则仍存在发电权交易空间,没有实现社会效益最大化。给定风电场月度预测弃风量,根据对应实际弃风量的条件概率密度函数计算风电场期望收益关于发电权申报量的函数,进而得到风电场的月度发电权申报量,并将总量分摊至每日。

网损分摊成本和阻塞调度成本作为实时调度成本,本文只考虑其对日前发电权交易的影响,并以此对日前发电权交易和月度发电权交易进行区分。日

在发电权交易中,自备电厂向风电场出售发电权,同时自身发电变动成本和碳排放成本减少,新增买电成本、网损分摊成本和偏差电量成本。风电场向自备电厂购买发电权,得到上网电量收益和绿证收益^[30],新增网损分摊成本、阻塞调整成本和偏差电量成本,同时还要承担因风电机组出力波动导致的违约成本。图 1 为发电权交易前后各主体成本收益变化。

前发电权交易将作为月度发电权交易的补充,当月度发电权交易量大于日前预测弃风量时,将不进行日前发电权交易,反之,则根据日前实际弃风量基于预测量的条件概率密度分布模型,计算日前发电权收益关于日前发电权申报量的函数,进而得到风电场的前日发电权申报量。风电场发电权决策流程如图 2 所示。

2 发电权交易主体成本效益建模

发电权交易涉及的市场主体包括自备电厂和风电场,本节构建系统整体的经济效益模型,为后续多时间尺度耦合模型奠定基础。

2.1 自备电厂成本效益

自备电厂通常为燃煤发电厂,变动成本受当地煤价的影响较大,煤炭富集地区自备电厂发电成本低,优势大;离煤炭基地远的地区煤价高,自发成本高。自备电厂在发电权交易中,向风电场出售发电配额,再从电网购电以弥补这一部分电量缺失。在发电权交易过程中,自备电厂获得发电权收益、发电变动成本减少、碳排放成本减少;因为要从电网额外购电,新增购电成本,购电成本包含电量本身的电价、输配电价以及基金费用,从电网购电可能产生偏差电量,包含偏差考核和超额回收费用;发电权交易对环境保护的贡献体现在风电场通过提高消纳量得到的绿证收入,这部分收入应由自备电厂支付;发电权交易造成系统潮流变化可能导致网损和阻塞,自备电厂和风电需要对网损成本进行分摊,风电场作为发电侧需要承担额外发电的阻塞调度成本。因此自备电厂参与发电权交易的收益模型为:

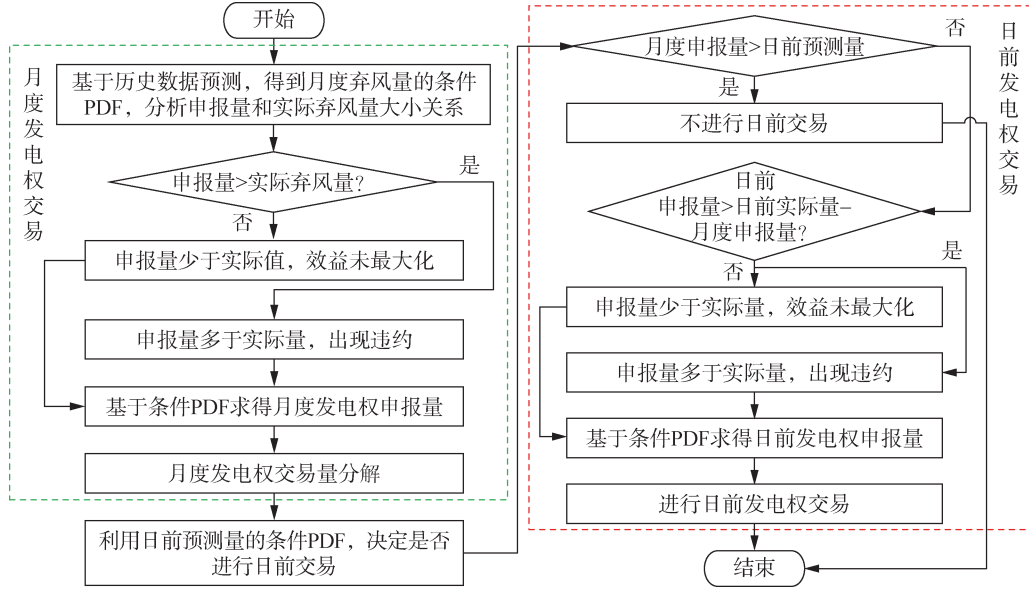


图 2 风电场决策流程

Fig. 2 Wind farm decision-making process

$$S_i = \sum_t (C_{i,t}^{GR} + C_{i,t}^{VA} + C_{i,t}^{CE} - C_{i,t}^{BU} - C_{i,t}^{GC}) Q_{i,t}^{GR} - \sum_t (S_{i,t}^{CL} + S_{i,t}^{GB}) - S_i^{DE} \quad (1)$$

式中: t 为交易时段, 下文 t_1, t_2, t_3 分别对应月度、日前和日内交易时段; S_i 为自备电厂 i 参与发电权交易的收益; $C_{i,t}^{GR}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的发电权单位电量收益; $C_{i,t}^{VA}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的单位发电变动成本; $C_{i,t}^{CE}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的单位电量碳排放成本; $C_{i,t}^{BU}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的单位购电成本; $C_{i,t}^{GC}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的单位电量绿证费用; $Q_{i,t}^{GR}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 发电权交易量; $S_{i,t}^{CL}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的网损成本; $S_{i,t}^{GB}$ 为自备电厂 i 在交易时段 t 的网络阻塞调整成本; S_i^{DE} 为自备电厂 i 在交易时段 t 偏差电量产生的额外成本。

对自备电厂参与发电权交易部分收益和成本进行具体分析。

1) 购电成本。

$$C_{i,t}^{BU} = C_{i,t}^{EL} + C_{i,t}^{TD} + C_{i,t}^{GF} \quad (2)$$

式中: $C_{i,t}^{EL}$ 为自备电厂 i 购电的单位电价, 不同时间尺度分别对应合约电价、日前现货电价、日内现货电价; $C_{i,t}^{TD}$ 、 $C_{i,t}^{GF}$ 分别为输配电价和政府基金。

2) 网损成本。

短期模式下的电力交易本质上属于实时调度, 存在网损成本, 本文基于功率分量理论的潮流追踪方法, 得到网损成本模型^[31]。根据费用守恒原则^[32-33], 网损成本是电源的上网电价和网损有功损耗的乘积, 由此得到自备电厂 i 的网损成本 $S_{i,t}^{CL}$ 为:

$$S_{i,t}^{CL} = \sum_{g=1}^{G_i} \Delta P_{g,i,t}^{GL} C_{g,t} \quad (3)$$

式中: g 为自备电厂进行供电的电源; G_i 为自备电厂供电的电源数量; $\Delta P_{g,i,t}^{GL}$ 为 t 时段电源 g 为自备电厂 i 供电产生的网损有功损耗; $C_{g,t}$ 为 t 时段电源 g 的上网电价, 对应自备电厂 i 购电的单位电价, 即 $C_{g,t} = C_{i,t}^{EL}$ 。

3) 偏差考核成本。

自备电厂的中长期偏差电量只需要考虑发电权交易产生的额外电量, 其计算模型为:

$$R_{i,T}^{REC} = \begin{cases} R_{i,T}^{OV}, Q_{i,T}^{DE} > Q_{i,T} \beta_1, \bar{C}_{i,t}^c > \bar{C}_{i,t}^s \\ R_{i,T}^{VA}, Q_{i,T} \beta_2 > Q_{i,T}^{DE}, \bar{C}_{i,t}^c > \bar{C}_{i,t}^c \\ 0, \text{其他} \end{cases} \quad (4)$$

$$R_{i,T}^{OV} = (Q_{i,T}^{DE} - Q_{i,T} \beta_1) (\bar{C}_{i,t}^c - \bar{C}_{i,t}^s) \quad (5)$$

$$R_{i,T}^{DE} = (Q_{i,T} \beta_2 - Q_{i,T}^{DE}) (\bar{C}_{i,t}^c - \bar{C}_{i,t}^c) \quad (6)$$

$$Q_{i,T}^{DE} = \sum_{t_1}^T Q_{i,t_1}^{GR} \quad (7)$$

式中: $R_{i,T}^{REC}$ 为自备电厂 i 在周期 T 内的偏差考核成本; $R_{i,T}^{OV}$ 、 $R_{i,T}^{VA}$ 分别为正、负偏差考核费用; $Q_{i,T}^{DE}$ 为自备电厂在结算周期 T 内签订的中长期合约总量, 对应中长期阶段发电权交易电量; $Q_{i,T}$ 为自备电厂在结算周期内的实际用电量; β_1 、 β_2 分别为允许的偏差比例上限和比例下限; $\bar{C}_{i,t}^s$ 为月度中长期合约签约均价; $\bar{C}_{i,t}^c$ 为本行业、本区域月度中长期交易加权均价。

2.2 风电场成本效益

风电场的发电变动成本很低, 尤其是弃风电量部分电量, 成本近乎为 0, 存在较大的发电权交易价格空间。风电场在发电权交易中, 向自备电厂购买发电配额, 再从电网出售这部分电量, 其总发电量分

为发电权电量和非发电权电量两部分。在发电权交易过程中,风电场新增上网收益、绿证收益,成本包括向自备电厂支付的发电权交易费用、网损成本以及阻塞调整成本,风电发电变动成本忽略不计。风电场由于包含两部分电量,其参与发电权交易会产生产额外的偏差电量,由于在参与发电权交易前,风电场已经有一部分偏差电量,所以额外的偏差电量可能为负。风电场参与发电权交易的收益 S_j 模型为:

$$S_j = \sum_t (C_{j,t}^{SE} + C_{j,t}^{GC} - C_{j,t}^{GR}) Q_{j,t}^{GR} - \sum_t (S_{j,t}^{GL} + S_{j,t}^{GB}) - S_j^{DE} \quad (8)$$

式中: $C_{j,t}^{SE}$ 为风电场 j 的单位售电收益; $C_{j,t}^{GC}$ 为风电场 j 的单位电量绿证收益; $C_{j,t}^{GR}$ 为风电场 j 的发电权单位电量支出; $Q_{j,t}^{GR}$ 为风电场 j 发电权交易量; $S_{j,t}^{GL}$ 为风电场 j 的网损成本; $S_{j,t}^{GB}$ 为风电场 j 的网络阻塞调整成本; S_j^{DE} 为风电场 j 额外偏差电量产生的考核成本和超额回收费用之和。

对风电场参与发电权交易部分收益和成本进行具体分析。

1) 网损成本。

同理由式(3)可得,风电场 j 的网损成本 $S_{j,t}^{GL}$ 为:

$$S_{j,t}^{GL} = \sum_{q=1}^{Q_j} \Delta P_{q,j,t}^{GL} C_{j,t}^{SE} \quad (9)$$

式中: q 为风电场发电权电量供电负荷; Q_j 为风电场 j 发电电量供电负荷数量; $\Delta P_{q,j,t}^{GL}$ 表示风电场 j 发电权电量为负荷 q 供电产生的网损有功损耗。

2) 阻塞调度成本。

发电权交易产生的额外发电可能导致系统阻塞。风电机组需要牺牲一部分出力对阻塞进行调度,因此减少风电机组出力的调度成本为机组出力调整成本和弃风成本之和,计算式为:

$$S_{j,t}^{GB} = \sum_{j=1}^J (C_{j,t}^{up} \Delta p_{j,t}^{up} + C_{j,t}^{down} \Delta p_{j,t}^{down}) + \sum_{j=1}^J \Delta p_{j,t}^{wa} C_{j,t}^{wa} \quad (10)$$

$$\Delta p_{j,t}^{wa} = p_{j,t}^{w,h} - p_{j,t}^{w,r} \quad (11)$$

式中: $C_{j,t}^{up}$ 、 $C_{j,t}^{down}$ 分别为风电增、减出力单位报价; $\Delta p_{j,t}^{up}$ 、 $\Delta p_{j,t}^{down}$ 分别为风电的增、减出力; $\Delta p_{j,t}^{wa}$ 为由发电权电量引起的阻塞调度导致的弃风电量; $C_{j,t}^{wa}$ 为对应电量单位成本; $p_{j,t}^{w,h}$ 为风电的出力上限; $p_{j,t}^{w,r}$ 为风电阻塞后的实际出力。

网损成本和阻塞调度成本主要来源于短期实时调度,因此本文只考虑日前发电权交易的网损和阻塞调度成本。

3) 偏差考核成本。

风电场作为发电侧,其中长期偏差考核的计算方式与自备电厂相同,区别在于风电场的发电量包含发电权电量和非发电权电量2个部分且两者允许

的偏差额度不同,具体数值将在算例中进行说明。以下为风电场电量组成:

$$\begin{cases} Q_{j,T}^{DE} = Q_{j,T,GR}^{DE} + Q_{j,T,OTH}^{DE} \\ Q_{j,T} = Q_{j,T,GR} + Q_{j,T,OTH} \end{cases} \quad (12)$$

$$Q_{j,T,GR}^{DE} = \sum_{t_1}^T Q_{j,t_1}^{GR} \quad (13)$$

式中: $Q_{j,T}^{DE}$ 为风电场 j 在结算周期 T 内签订的中长期合约总量,包括发电权交易产生的电量 $Q_{j,T,GR}^{DE}$ 和非发电权电量 $Q_{j,T,OTH}^{DE}$; $Q_{j,T}$ 为风电场 j 在结算周期内的实际用电量,包括发电权交易产生的电量 $Q_{j,T,GR}$ 和非发电权电量 $Q_{j,T,OTH}$ 。

现行电力市场结算规则通常会对新能源经营主体的短期功率预测进行偏差考核。发电权交易使得风电出力增加,而不同出力区间对应的风电预测误差是不同的,因此需要考虑预测偏差成本。从风电场不满足超短期功率预测允许偏差率时的上一个整点时刻起,至重新满足超短期功率预测允许偏差率时的下一个整点时刻,之间的时段计为超短期功率预测偏差时段,对应的结算费用为:

$$R_{j,t}^{PD} = \sum_{\tau} [p_{j,t,\tau}^{pr} \max(\Delta_{j,t}^{\tau} - \Delta_{cd}, 0) \times \frac{1}{4}] C_{j,t}^{SS} \lambda \quad (14)$$

$$\Delta_{j,t}^{\tau} = \frac{|P_{j,t,\tau}^{pr} - p_{j,t,\tau}|}{p_{j,t,\tau}} \times 100\% \quad (15)$$

式中: $R_{j,t}^{PD}$ 为 t 时刻内风电场 j 短期功率预测偏差考核费用; $p_{j,t,\tau}^{pr}$ 为 t 时刻第 τ 个15 min的短期功率预测参考值; $\Delta_{j,t}^{\tau}$ 为 t 时刻内第 τ 个15 min的短期功率预测偏差; Δ_{cd} 为超短期功率预测允许偏差率; $C_{j,t}^{SS}$ 为风电场实时市场价格; λ 为短期预测偏差考核系数; $p_{j,t,\tau}$ 为 τ 时段短期实际上网功率。

2.3 发电权交易总经济效益

发电权交易的经济效益为所有自备电厂与风电场的效益之和。

$$S = \sum_{j=1}^J S_j + \sum_{i=1}^I S_i \quad (16)$$

式中: I 、 J 分别为参与发电权交易的自备电厂和风电场数量。

由于自备电厂的发电权出售量与风电的发电权购买量一一对应,可以得到:

$$S = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J [(C_{j,t}^{SE} + C_{i,t}^{VA} + C_{i,t}^{CE} - C_{i,t}^{BU}) Q_{ij,t}^{GR} - S_{ij,t}^{GL} - S_{ij,t}^{DE}] - \sum_{i=1}^I S_i^{DE} - \sum_{j=1}^J S_j^{DE} \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^I Q_{i,t}^{GR} = \sum_{j=1}^J Q_{j,t}^{GR} = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I Q_{ij,t}^{GR} \quad (18)$$

式中: $S_{ij,t}^{GL}$ 、 $S_{ij,t}^{GB}$ 分别为自备电厂 i 和风电场 j 在 t 时段进

行发电权交易产生的网损成本和阻塞调整成本; $Q_{ij,t}^{GR}$ 为自备电厂*i*和风电场*j*在*t*时段的发电权交易量。 $C_{j,t}^{SE}$ 、 $C_{i,t}^{VA}$ 、 $C_{i,t}^{CE}$ 、 $C_{i,t}^{BU}$ 由电力市场的供需关系决定,因此发电权交易的经济效益将由发电权交易量、网损成本和阻塞调整成本以及发电权偏差电量成本决定。

3 风电场发电权交易量确定

由于风电出力波动的因素,风电场中长期发电权交易的申报量很难把握,申报量过低可能出现实际弃风量远高于发电权交易量,申报量过高则可能导致无法履约而承受经济损失。利用短期发电权交易进行补充可以在一定程度上减少这一损失,然而短期交易的人工费用、调度成本往往更高,社会效益更低,且短期发电权交易难以及时应对大规模交易带来的网络阻塞而只能削减发电权交易量,因此需要结合中长期与短期耦合考虑,构建基于 Copula 函数的风电场在不同时间尺度的实际弃风量与预测弃风量的联合分布模型。

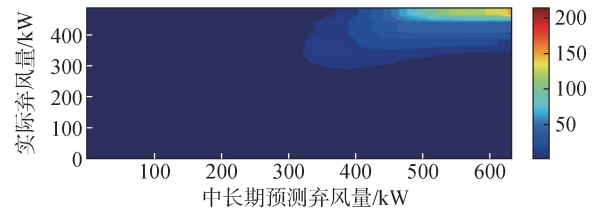
1) 中长期弃风量条件分布模型。

弃风量预测一般采用预测出力减去预测负荷计算得到,为提高预测的精确度,发电权交易应在电力交易之后进行,此时风电场的负荷已基本确定,本文以我国西北某地 2023 年大风季 3 月份弃风数据作为基础数据构建多时间尺度弃风量条件分布模型。中长期风电波动大,弃风量预测精度较低,上尾实际弃风量极端值频发且与预测值相关性弱,下尾部分由于最小发电量约束弃风概率极低,尤其在零弃风区域近乎无协同性,预测值与实际值符合以线性关联为主导的依赖结构。基于中长期弃风预测精度低、尾部依赖性弱的特点,本文选取高斯 Copula 函数进行中长期弃风量不确定性建模。

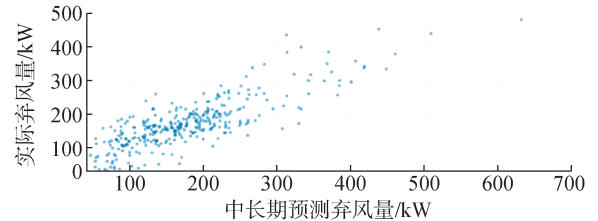
中长期模型预测精度低,要求一次性获得区间内全部时段的数据;短期模型预测精度高、时效性强。因此,本文结合月度预测弃风量,在月度申报策略中使用静态 Copula 函数,同时结合日前预测弃风量,在日前申报策略中使用动态 Copula 函数。

首先以运行前预测弃风量、运行时实际弃风量的历史数据为样本集,通过核密度估计法建立二者的边缘分布模型。其次,基于样本集尾部依赖性弱的特点,设计 Copula 函数,并通过 Kendall 秩相关系数计算得到 Copula 函数的相关系数。最后,采用 Sklar 定理整合边缘分布与 Copula 函数得到联合分布模型。图 3 为月度弃风数据对应静态高斯 Copula 函数的实际观察数据分布,月度预测弃风量与实际弃风量在中部位置具有较强的耦合性,预测弃风数据的

下尾(5%)依赖性为 2.20%,上尾(95%)依赖性为 20.42%,符合静态高斯 Copula 函数低尾部依赖性的特点。



(a) 中长期预测弃风量与实际弃风量的二维核密度分布热力图



(b) 中长期预测弃风量与实际弃风量散点图

图 3 基于静态高斯 Copula 的实际弃风量条件概率分布

Fig. 3 Conditional probability distribution of actual wind power curtailment based on static Gaussian Copula

在已知预测弃风数据的前提下,结合上述边缘分布模型与联合分布模型,构建对应日期实际弃风量的条件分布模型。假设风电场的月度实际弃风量为 x_1 , 预测弃风量为 x_2 , 则该风电场实际弃风量对月度预测弃风量的条件概率密度函数 $f_{12}(x_1|x_2)$ 可表示为:

$$f_{12}(x_1|x_2) = \frac{f_{12}(x_1, x_2)}{f_2(x_2)} \quad (19)$$

式中: $f_{12}(x_1, x_2)$ 为月度实际弃风量和预测弃风量的联合概率密度分布函数; $f_2(x_2)$ 为月度预测弃风量的边缘概率密度分布函数。

2) 短期弃风量条件分布模型。

与中长期相比,短期弃风预测的特点是即时性强、预测精度高,能够捕捉到短期极端大风天气,因此上尾部分相关性强,下尾部分同样受到发电量约束,相关性弱。针对数据所呈现的显著上尾依赖性和弱下尾依赖性,本文选取 Gumbel Copula 函数,并通过最大似然估计法计算 Copula 函数的相关系数。

日前弃风数据对应动态 Gumbel Copula 函数的实际观测数据分布如图 4 所示。预测精确度较中长期预测提升了近 40%,预测弃风数据的下尾(5%)依赖性为 0,上尾(95%)依赖性为 78.38%,上尾依赖性强,能够预测极端情况的发生。

在已知预测弃风数据的前提下,结合上述边缘分布模型与联合分布模型,构建对应日期的实际弃风量的条件分布模型。假设风电场的前日预测弃风量为 x_3 , 参照式(19)可得该风电场实际弃风量对日前预测弃风量的条件概率密度函数。

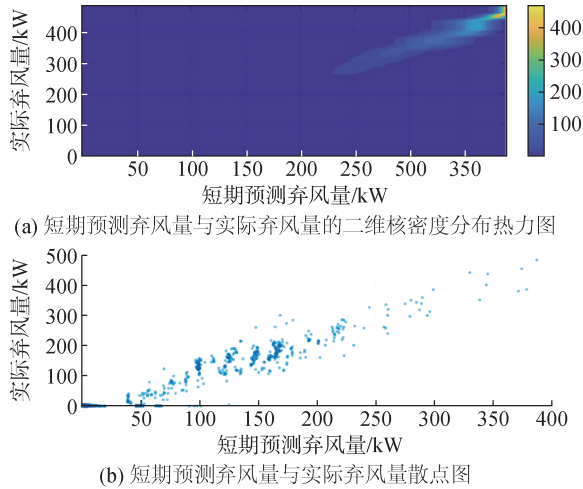


图4 基于动态 Gumbel Copula 的实际弃风量条件概率分布
Fig. 4 Conditional probability distribution of actual wind power curtailment based on dynamic Gumbel Copula

月度弃风量和日前弃风量条件分布建模流程如图5所示。

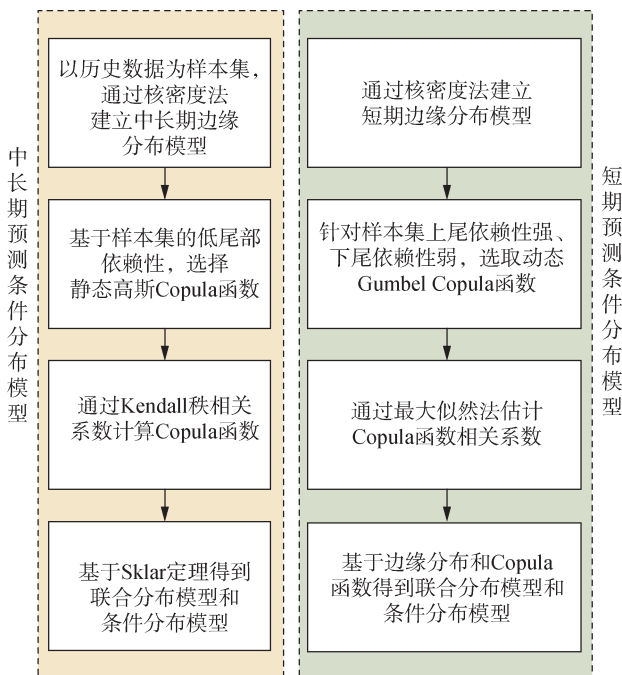


图5 多时间尺度弃风量建模

Fig. 5 Multi-timescale wind curtailment modeling

4 多时间尺度发电权交易建模

本章首先论述多时间尺度发电权交易方法的基本特征和流程,进一步构建多时间尺度发电权交易模型,通过将经济模型与概率模型耦合,实现了在经济可行性与风电不确定性下的系统效益最大化。

4.1 发电权交易方法特征与流程

市场主体根据自身参与发电权交易的收益和成本,结合实际弃风量基于中长期预测量的条件概率

分布模型,在电量交易之后,进行月度发电权交易,交易结果采用出让方报价从低到高,受让方报价从高到低的方式高低匹配,进行集中竞价交易。

首先,基于历史数据和当月天气情况得到月度预测弃风量 X_m ,基于此预测弃风量可以得到实际弃风量 y_m 的条件概率分布模型,风电侧将基于这一模型确定其月度发电权的申报量 x_m ,当 $x_m < y_m$ 时,此时仍有发电权未被交易,未实现社会效益最大化;当 $x_m > y_m$ 时,申报量过多,风电场一部分发电权将无法交付,出现违约,此时风电场需要从现货市场购电来满足这一部分需求。

令 $x_m = aX_m$,代入月度发电权期望收益 $S_m(x_m)$ 中,得到 S_m 关于 a 的函数,对该函数进行求导, $dS_m/da=0$ 时, S_m 取最大值,从而得到风电场的最佳月度发电权申报量。月度发电权交易量基于条件概率分布模型选择边际收益为正的置信区间分摊到每日进行。

其次,对日前弃风量进行预测,得到日前预测弃风量 X_d 和对应日前实际弃风量 y_d 的条件概率分布模型。日前发电权交易基于日前新一轮弃风量预测,在月度发电权交易量的基础上,市场主体根据自身参与日前发电权交易的收益和成本,进行日前发电权量价申报。日前发电权作为月度发电权交易的补充,目的是实现经济效益最大化,当总发电权交易量超出风电场的功率上限时,超出的部分将会出现亏损。日前发电权交易同样在日前电力交易之后进行,日前发电权申报量 x_d 将基于 X_d 已知时 y_d 的条件概率分布模型确定。

发电权交易量的波动性主要取决于风电场弃风量波动,因此与之对应的经济损失将由风电场承担,自备电厂参与发电权交易的收益应为其实际成交量所带来的收益。

4.2 多时间尺度发电权交易模型及其求解方法

本文构建的模型主要聚焦于揭示多时间尺度决策与不确定性建模本身对发电权交易的影响机理。因此,在基础模型中采用了无输电阻塞、单一节点市场的简化假设,以清晰呈现时间维度的耦合效应。

4.2.1 目标函数

基于风电场弃风量多时间尺度耦合模型,可以得到发电权交易的经济效益。为实现多时间尺度发电权交易耦合,兼顾考虑不同时间风电预测出力误差,建立经济效益最大的目标函数 f_1 。

$$\max f_1 = S_{ts} = \sum_{j=1}^J [S_m(x_m^j) + S_d(x_d^j)] + \sum_{i=1}^I S_i - \sum_{j=1}^J \Delta S_j \quad (20)$$

式中: $S_m(x_m^j)$ 为风电场 j 的月度发电权期望收益; $S_d(x_d^j)$ 为风电场 j 的日前发电权期望收益; ΔS_j 为风电场 j 发电权交易量误差的经济损失。

发电权交易量的波动性主要取决于风电场弃风量波动,因此与之对应的经济损失将由风电场承担,自备电厂参与发电权交易的收益应为其实际成交量所带来的收益。

1) 月度发电权期望收益。

基于 X_m 的条件概率分布模型,可以得到月度发电权期望收益:

$$S_m(x_m) = M(x_m) - \beta \int_0^{x_m} (x_m - y_m) P(y_m) dy_m - \alpha \int_{x_m}^{+\infty} (y_m - x_m) P(y_m) dy_m \quad (21)$$

式中: $M(x_m)$ 为当 $x_m = y_m$ 时的发电权收益; $P(y_m)$ 为当 X_m 已知时实际弃风量的条件概率分布函数; β 为风电场无法满足其申报的发电权时的单位违约系数,即为现货电价; α 为单位弃风量的经济损失。

2) 日前发电权期望收益。

基于 X_d 的条件概率分布模型,可以得到日前发电权的期望收益:

$$S_d(x_d) = M(x_d) - \mu \int_0^{x_d} (x_d + x_m - y_d) P(y_d) dy_d - \nu \int_{x_d}^{+\infty} (y_d - x_d - x_m) P(y_d) dy_d \quad (22)$$

式中: $M(x_d)$ 为当 $x_d + x_m = y_d$ 时的发电权收益,满足 $M(x_m^j) + M(x_d^j) = S_j$; $P(y_d)$ 为当 X_d 已知时实际弃风量的条件概率分布函数; μ 为风电场无法满足其申报的发电权时的单位违约系数,同样为现货电价; ν 为单位弃风量的经济损失。

3) 风电场经济损失。

风电场的经济损失来源于发电权申报量与实际弃风量的误差,包括发电权申报量少于实际弃风量时无法实现发电权经济效益最大化,发电权申报量高于实际弃风量时风电场需要通过现货市场购电来填补差值。

$$\begin{aligned} \Delta S_j = & \beta \int_0^{x_m^j} (x_m^j - y_m^j) P(y_m^j) dy_m^j + \\ & \alpha \int_{x_m^j}^{+\infty} (y_m^j - x_m^j) P(y_m^j) dy_m^j + \\ & \mu \int_0^{x_d^j} (x_d^j + x_m^j - y_d^j) P(y_d^j) dy_d^j + \\ & \nu \int_{x_d^j}^{+\infty} (y_d^j - x_d^j - x_m^j) P(y_d^j) dy_d^j \end{aligned} \quad (23)$$

4.2.2 约束条件

1) 月度发电权约束条件。

(1) 机组常规约束。

$$\begin{cases} p_{n,t}^G - p_{n,t-1}^G \leq r_{un} \\ p_{n,t-1}^G - p_{n,t}^G \leq r_{dn} \end{cases} \quad (24)$$

$$p_{n,\min}^G < p_{n,t}^G < p_{n,\max}^G \quad (25)$$

$$0 \leq p_{m,t}^W \leq \hat{p}_{m,t}^W \quad (26)$$

式中: $p_{n,t}^G$ 为发电权交易后第 n 台自备电厂机组 t 时刻的出力; r_{un} 、 r_{dn} 分别为第 n 台自备电厂机组的最大增加和减少出力速率; $p_{n,\max}^G$ 、 $p_{n,\min}^G$ 分别为第 n 台机组的出力上、下限; $\hat{p}_{m,t}^W$ 为风电场在 t 时刻的日前功率预测值; $p_{m,t}^W$ 为发电权交易后第 m 台风电机组在 t 时刻的实际出力。

式(24)、(25)分别表示自备电厂机组的爬坡约束和常规出力约束;式(26)表示风电出力约束。

(2) 发电权交易前后功率平衡约束。

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^N p_{n,t}^{G0} + \sum_{m=1}^M p_{m,t}^{W0} = p_{l,t} \\ \sum_{n=1}^N p_{n,t}^G + \sum_{m=1}^M p_{m,t}^W = \sum_{n=1}^N p_{n,t}^{G0} + \sum_{m=1}^M p_{m,t}^{W0} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $p_{n,t}^{G0}$ 、 $p_{m,t}^{W0}$ 分别为 t 时刻第 n 台自备电厂机组和第 m 台风电机组的初始出力; $p_{l,t}$ 为 t 时刻系统负荷预测结果; M 、 N 分别为参与发电权交易的自备电厂机组数量和风电机组数量。

(3) 启停时间约束。

$$\begin{cases} t_{n,on}^{\min} \geq T_{n,on}^{\min} \\ t_{n,off}^{\min} \geq T_{n,off}^{\min} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $t_{n,on}^{\min}$ 、 $t_{n,off}^{\min}$ 分别为在研究时段内,机组 n 最短开机、停机持续时间; $T_{n,on}^{\min}$ 、 $T_{n,off}^{\min}$ 分别为机组 n 允许的最短开机、停机时间。

(4) 申报条件约束。

$$S_i > 0, S_j > 0 \quad (29)$$

$$\frac{\partial S_i}{\partial t} > 0, \frac{\partial S_j}{\partial t} > 0 \quad (30)$$

式(30)表示自备电厂和风电场单位时间收益为正。

(5) 集中竞价约束。

$$C_{i,t,\max}^{BI} \leq C_{j,t,\min}^{BI} \quad (31)$$

$$\begin{cases} Q_{i,t}^{BI} \leq Q_{i,t}^{QU} \\ Q_{j,t}^{BI} \leq Q_{j,t}^{CU} (1 - \delta^-) \end{cases} \quad (32)$$

式中: $Q_{i,t}^{BI}$ 、 $Q_{j,t}^{BI}$ 分别为自备电厂 i 和风电场 j 在 t 时刻的发电权申报量; $Q_{i,t}^{QU}$ 为自备电厂 i 在 t 时刻允许出售的配额; $Q_{j,t}^{CU}$ 为风电场 j 在 t 时刻预测的弃风量; δ^- 为预测误差的下限; $C_{i,t,\max}^{BI}$ 、 $C_{j,t,\min}^{BI}$ 分别为 t 时刻成交序列中自备电厂的最高报价和风电的最低报价。

2) 日前发电权约束条件。

日前申报量价约束为:

$$C_{i,d,\max}^{BI} \leq C_{j,d,\min}^{BI} \quad (33)$$

$$\begin{cases} Q_{i,t,d}^{\text{BI}} + Q_{i,t,m}^{\text{BI}} < Q_{i,t}^{\text{QU}} \\ Q_{j,t,d}^{\text{BI}} + Q_{j,t,m}^{\text{BI}} < Q_{j,t,d}^{\text{CU}}(1 - \varepsilon^-) \end{cases} \quad (34)$$

式中： $Q_{i,t,d}^{\text{BI}}$ 、 $Q_{j,t,d}^{\text{BI}}$ 分别为自备电厂*i*和风电场*j*在*t*时刻的日前发电权申报量； $Q_{i,t}^{\text{QU}}$ 为风电场*j*预测的*t*时刻日前弃风量； ε^- 为日前发电权预测误差的下限； $C_{i,d,\max}^{\text{BI}}$ 、 $C_{j,d,\min}^{\text{BI}}$ 分别为日前发电权成交序列中自备电厂的最高报价和风电的最低报价。

日前发电权其他约束条件同式(24)–(30)。

4.2.3 求解方法

在本文所构建的发电权交易模型中,由于风电场出力的波动性以及不同时间尺度弃风量预测误差,多时间尺度发电权交易模型为混合整数非线性模型,为能够在MATLAB软件中通过YALMIP工具箱调用GUROBI求解器计算得到仿真结果,本文采用广义析取规划方法中的大*M*松弛法将逻辑条件转化为混合整数约束条件,同时将实际弃风量的条件概率模型分段线性化处理为累计概率超过95%的多个区间,采用加权求和的方法分析发电权交易量,并基于效益模型计算发电权交易的经济效益。

5 算例分析

5.1 基本参数

本文以我国西北某省2023年3月某节点的实际运行数据为研究对象,该节点相关经济参数见表1,风电场具体弃风数据如图6所示,3月份作为春季大风季节,风资源丰富、风电出力高,但波动性显著,同时也是弃风现象最为集中和严重的时期,因此作为研究对象具有合理性与代表性。该省火电厂偏差电量考核上、下限分别为90%、110%,新能源偏差电量考核上、下限分别为85%、115%,该节点因发电权交易导致的网损系数为0.055,由自备电厂和风电场按发电权交易量比例进行分摊。风电场因发电权交易导致的阻塞调整电量占日前发电权交易的0.047。

表1 算例参数

Table 1 Case study parameters

参数	数值
输配电价/(元/kWh)	0.045 5
政府基金/(元/kWh)	0.001 0
合约均价/(元/kWh)	0.338 0
现货均价/(元/kWh)	0.494 0
自备电厂变动成本/(元/kWh)	0.426 0
绿证价格/(元/kWh)	0.030 0
月度发电权成交价格/(元/kWh)	0.137 0
日前发电权成交价格/(元/kWh)	0.205 0

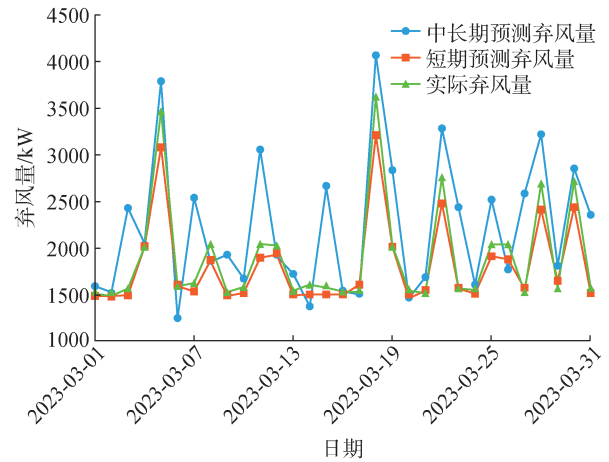


图6 风电场弃风数据

Fig. 6 Wind farm curtailment data

5.2 风电消纳量分析

根据传统发电权计算方法,考虑到月度弃风量预测具有较大的波动性,因此基于月度弃风量预测的85%进行月度发电权交易,再与日前预测弃风量进行对比,如果存在缺额,则进行日前发电权交易,具体如图7所示。

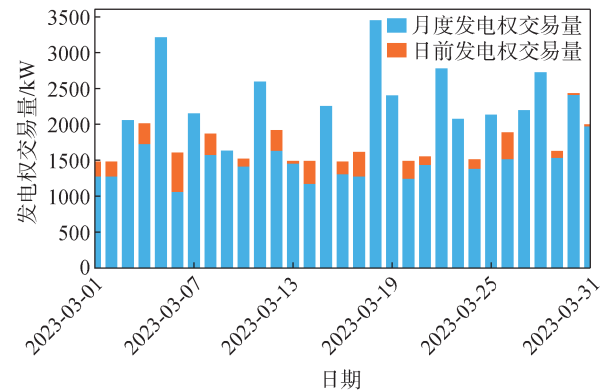


图7 传统模型发电权交易量

Fig. 7 Traditional model generation rights trading volume

多时间尺度耦合模型发电权交易量如图8所示。从图8中可以看出,由于采用相同的预测数据,2种模型在实施日前发电权交易的日期高度重合,且均在节假日出现明显波动,但本文所提模型中月度发电权交易量与实际弃风量更为接近。通过更多地将发电权交易量在月度阶段进行分解,能够有效提高发电权交易的经济效益,同时避免因风电机组出力波动带来的发电权交易量出现较大偏差的情况,进一步提高风电场决策行为的准确性。

2种模型风电消纳量对比如图9所示。多时间尺度耦合模型由于实际弃风量更多地是在月度发电权交易阶段进行消纳,减少了短期发电权交易通过在现货市场购售电来平衡短期发电权交易量与实际弃风量不匹配的行为,同时提高了风电消纳量和风电消

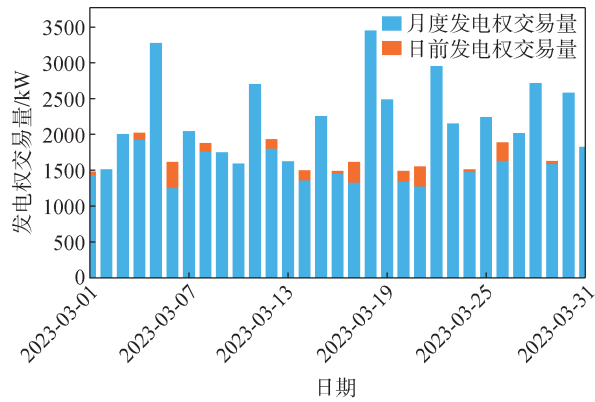


图 8 多时间尺度耦合模型发电权交易量

Fig. 8 Multi-timescale coupling model generation rights trading volume

纳的稳定性。从图 9 中可以看出,在 31 天中,有 17 天多时间尺度耦合模型的风电消纳量较高,12 天 2 种模型的风电消纳量相同,多时间尺度耦合模型的平均风电消纳量相较于传统模型的风电消纳量高出 3.7%。

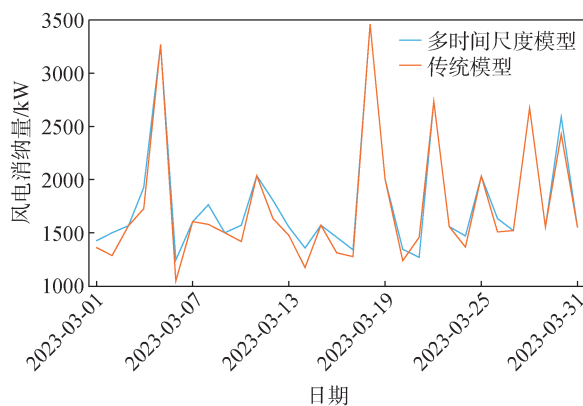


图 9 2 种模型的风电消纳量对比

Fig. 9 Comparison of wind power consumption between two models

5.3 发电权经济效益分析

5.2 节的结果表明,2 种发电权交易模型在一个月中分别有 16 天和 13 天进行了日前发电权交易,且日期高度重合,此时,计算风电场与自备电厂进行发电权交易的经济效益,具体结果如图 10 和图 11 所示。图 10 和图 11 均表明月度发电权收益为发电权总收益的主要来源,这与月度交易不存在实时调度成本而社会效益更高的性质完全符合。

2 种模型的发电权总收益进行对比如图 12 所示,经济效益对比见表 2。从图 12 中可以看出,在 31 天中,约有 23 天时间多时间尺度模型比传统模型发电权交易的经济效益高。从表 2 中可以得到,多时间尺度模型的平均每日的经济效益和整日的经济效益比传统模型高 3.3%。在极端气象条件下,如图 6 中的 3 月 5 日,高弃风条件下,自备电厂将出售更多的发电权以匹配风电弃风量,实现收益最大化。

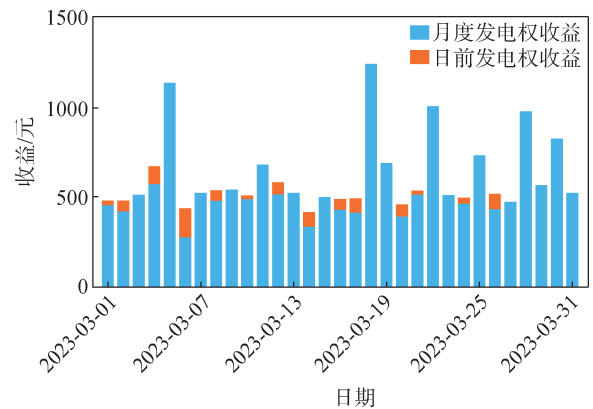


图 10 传统模型发电权收益

Fig. 10 Revenue from generation rights of the traditional model

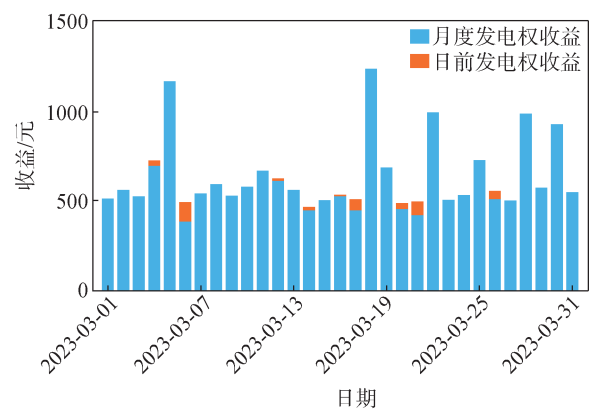


图 11 多时间尺度耦合模型发电权收益

Fig. 11 Revenue from generation rights of the multi-timescale coupled model

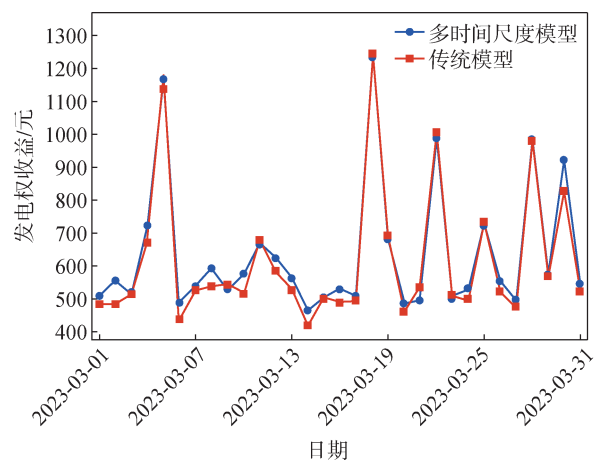


图 12 2 种模型的发电权总收益对比

Fig. 12 Comparison of total revenue from generation rights between two models

5.4 灵敏度分析

5.4.1 绿证价格对系统收益与风电消纳的影响分析

为分析绿证价格对系统收益与风电消纳量的影响,选取绿证价格为 0.05~0.20 元/kWh,绿证价格在

表 2 2种模型的经济效益对比
Table 2 Comparison of total social benefits between two models

模型	平均每日收益	月度总收益	自备电厂月度总收益	风电场月度总收益
传统模型	615.57	19 082.74	8 262.55	10 820.19
多时间尺度模型	636.26	19 724.19	8 536.05	11 188.14

发电权交易中体现为自备电厂向风电场支付的环境溢价。对于整个系统而言,绿证价格不会对总的经济效益产生影响,但当绿证价格过高时,自备电厂需要向风电场支付的环境溢价过高,这可能会降低自备电厂参与发电权交易的积极性。绿证价格灵敏度分析如图 13 所示。

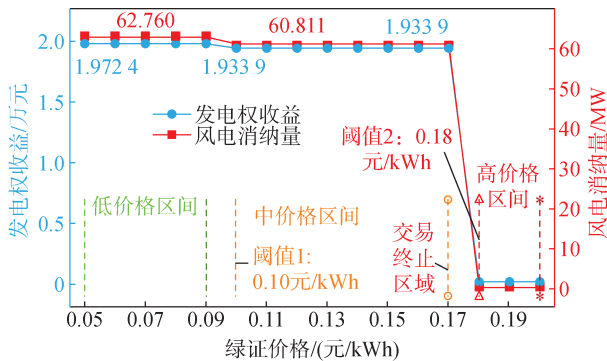


图 13 绿证价格灵敏度分析

Fig. 13 Green certificate price sensitivity analysis

由图 13 可知,当绿证价格增加到 0.10 元/kWh 时,自备电厂开始不参与日前发电权交易,发电权收益与风电消纳量均小幅降低;当绿证价格增加到 0.18 元/kWh 时,自备电厂参与发电权交易将无法获得收益,此时发电权交易终止,发电权收益和风电消纳量均为 0。

5.4.2 煤炭价格与碳排放价格对系统收益与风电消纳的影响分析

煤炭价格与碳排放价格在发电权交易中均可以表征为自备电厂减少的发电成本,为分析煤炭价格与碳排放价格对系统收益与风电消纳量的影响,选取自备电厂发电成本为 0.2~0.5 元/kWh。自备电厂在发电权交易中的主要收入来源包含减少的发电成本,因此会直接影响到发电权交易的经济效益。自备电厂发电成本灵敏度分析如图 14 所示,当自备电厂发电成本低于 0.28 元/kWh 时,不进行发电权交易,风电消纳量和发电权收益均为 0;当自备电厂发电成本在 0.28~0.36 元/kWh 之间时,只进行月度发电权交易,发电权收益随自备电厂发电成本增加而增加,风电消纳量保持不变;当自备电厂发电成本高于 0.36 元/kWh 时,同时进行月度和日前发电权交

易,发电权收益持续增加,风电消纳量保持不变。

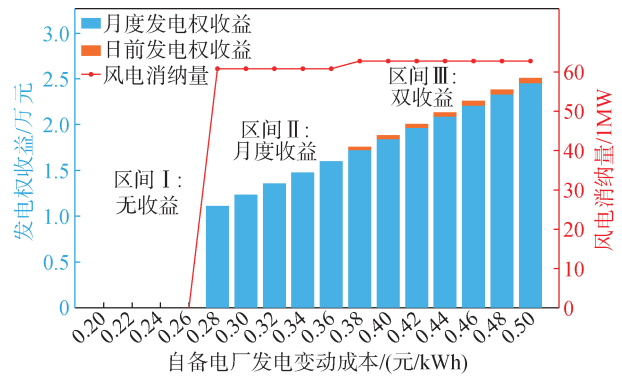


图 14 自备电厂发电成本灵敏度分析

Fig. 14 Sensitivity analysis of power generation costs for captive power plants

综上所述,本文所提发电权交易多时间尺度耦合模型能够有效耦合不同时间尺度的发电权交易,进一步挖掘发电权交易的利润空间,提高发电权交易的经济效益。当时间尺度进一步扩大至季度,乃至年度时,考虑到风电场机组预测误差的增加,本文所提多时间尺度发电权耦合模型的经济效益相较于传统发电权交易模型会进一步增加。

6 结 论

1) 建立实际弃风量基于预测弃风量的条件概率分布模型后,月度发电权申报量与实际弃风量相关程度明显高于传统发电权交易。在发电权交易中,用更为准确的月度发电权申报量去填补弃风量的空缺,能够有效避免日前发电权存在的实时调度成本高的问题,实现不同时间尺度之间的耦合。

2) 多时间尺度耦合模型将弃风量更多地放在月度发电权交易阶段进行消纳,能够减少短期发电权交易,通过在现货市场购售电来平衡短期发电权交易量与实际弃风量不匹配的行为,提高了风电消纳量。多时间尺度耦合模型的平均风电消纳量相较于传统模型提高了 3.7%。

3) 在考虑偏差电量、网损分摊、阻塞调度等影响经济效益的因素后,自备电厂与风电场之间的发电权交易依旧存在较大利润空间。本文建立的发电权交易多时间尺度耦合模型,在一个月中有 23 天经济效益高于传统发电权交易经济效益,当月经济效益提高 3.3%,能够进一步挖掘发电权交易利润空间,最大化发电权交易的经济效益。

本文目前仅考虑自备电厂与风电场之间的发电权交易,事实上,任意发电成本存在较大差异的发电厂均可进行发电权交易,后续不同市场主体在发电权交易中的决策行为是今后的研究重点。此外,除

了多时间尺度之间的耦合,考虑省内、断面、跨省的空间耦合的发电权交易也值得考虑。

利益冲突声明(Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明(Authors' Contributions):

喻祥、李健华进行了研究设计、完成实验并分析数据和论文撰写;沈晓东、刘继春参与了论文写作指导。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

7 参考文献

- [1] 陈国平, 梁志峰, 董昱. 基于能源转型的中国特色电力市场建设的分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(2): 369-378.
CHEN Guoping, LIANG Zhifeng, DONG Yu. Analysis and reflection on the marketization construction of electric power with Chinese characteristics based on energy transformation [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(2): 369-378.
- [2] YUAN T, GU Y H, SIMA W, et al. Energy storage mechanism and modeling method of underground aquifer to meet the demand of large-capacity new energy consumption [J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 256: 123961.
- [3] CAO G Z, NIU J T, YAN K W, et al. Study on optimization of electricity market mechanism and enhancement of new energy consumption capacity [J]. Applied Mathematics and Nonlinear Sciences, 2025, 10: 20250499.
- [4] 傅铮, 王峰, 王若宇, 等. 基于时序生产模拟的需求侧响应促进新能源消纳量化分析[J]. 浙江电力, 2024, 43(9): 39-48.
FU Zheng, WANG Feng, WANG Ruoyu, et al. Quantitative analysis of renewable energy consumption promoted by demand-side response based on time-series production simulation [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(9): 39-48.
- [5] 张帆, 张真, 鲜文军, 等. 青海电网新能源多尺度消纳规律及归因分析[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(4): 143-149.
ZHANG Fan, ZHANG Zhen, XIAN Wenjun, et al. A study on the multi-scale consumption rule of new energy in Qinghai power grid and its attribution analysis [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(4): 143-149.
- [6] 周强, 汪宁渤, 何世恩, 等. 高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(10): 146-154.
ZHOU Qiang, WANG Ningbo, HE Shien, et al. Summary and prospect of China's new energy development under the background of high abandoned new energy power [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 146-154.
- [7] 袁伟, 毛亚珊, 翟桥柱. 基于精确能量平衡约束的高耗能企业自备电厂发电调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(10): 2648-2655.
YUAN Wei, MAO Yashan, ZHAI Qiaozhu. Power generation scheduling of autonomous power plant in energy intensive enterprise based on exact electricity balance constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(10): 2648-2655.
- [8] 齐海平. 燃煤自备电厂可再生资源替代方案分析[J]. 东北电力技术, 2023, 44(9): 53-57.
- [9] QI Haiping. Analysis of renewable energy alternatives in self-provided power plant [J]. Northeast Electric Power Technology, 2023, 44(9): 53-57.
- [10] 田永林, 梁宁, 徐慧慧, 等. 基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度[J]. 电力工程技术, 2025, 44(3): 108-119.
TIAN Yonglin, LIANG Ning, XU Huihui, et al. Optimal scheduling of electricity-carbon joint multilateral trading in regional power grid based on Nash negotiation [J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(3): 108-119.
- [11] 周竞, 王珂, 王维洲, 等. 自备电厂参与新能源消纳的交易模式效益分析及应用探讨[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(14): 145-150.
ZHOU Jing, WANG Ke, WANG Weizhou, et al. Benefit analysis and application discussion of trading mode with self-owned power plant participating in renewable energy consumption [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(14): 145-150.
- [12] 华夏, 罗凡, 张建华, 等. 促进新能源消纳的自备电厂发电权交易模式可行性探讨[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 200-206.
HUA Xia, LUO Fan, ZHANG Jianhua, et al. Feasibility analysis of trade mode promoting new energy consumption based on generation rights trade of self-generation power plants [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 200-206.
- [13] 刘闯, 李凤婷, 李江, 等. 清洁能源与自备电厂多空间协调替代优化模式研究[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 973-980.
LIU Chuang, LI Fengting, LI Jiang, et al. Optimization model of multi-space coordinated alternative transaction of clean energy and captive power plant [J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 973-980.
- [14] 王子恒, 鲍海, 张峰, 等. 考虑碳交易收益和网络成本的发电权交易优化模型[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 23-29.
WANG Ziheng, BAO Hai, ZHANG Feng, et al. Optimization model of power generation right trading considering carbon trading income and network loss cost [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 23-29.
- [15] 肖阳. 计及发电权交易的风火运行与碳排放协同优化策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
XIAO Yang. Optimization strategy of wind-fire operation and carbon emission by trading power generation rights [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [16] 周汝鑫. 考虑碳减排的发电权交易及电碳联动交易研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2023.
ZHOU Ruxin. Research on generation rights trading and electric-carbon linkage trading considering carbon emission reduction [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2023.
- [17] 骆晨, 何叶, 章正, 等. 计及发电权交易与准线型需求响应的配电网双层博弈调度[J]. 太阳能学报, 2025, 46(3): 160-167.
LUO Chen, HE Ye, ZHANG Zheng, et al. Double-layer game dispatch of distribution network considering generation rights transaction and baseline-based demand response [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2025, 46(3): 160-167.
- [18] 刘文霞, 王丽娜, 张帅, 等. 基于合作博弈论的日前自备电厂与风电发电权交易模型[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2647-2656.

- LIU Wenxia, WANG Lina, ZHANG Shuai, et al. Cooperation game theory-based model for trading of power generation rights between former captive power plants and wind power [J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2647-2656.
- [19] LI W, CHENG X L, GONG Y Y, et al. The generation rights trading between self-owned power plants and new energy enterprises under the conditions of price difference and time-of-use pricing settlement [J]. Electronics, 2024, 13(19): 3908.
- [20] 王丽娜. 考虑配额的日前自备电厂和风电合作博弈的发电权交易 [D]. 北京: 华北电力大学, 2023.
WANG Lina. Trading of power generation rights considering the cooperative game between captive power plants and wind power before the quota [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2023.
- [21] 李雪芹, 吴文娴, 张诚敏, 等. 参与风电消纳的自备电厂发电权交易和清洁替代优化模型 [J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(4): 57-64.
LI Xueqin, WU Wenxian, ZHANG Chengmin, et al. Power generation rights trade and clean replacement optimization model of captive power plant participating in the wind power consumption [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(4): 57-64.
- [22] 刘闯, 李凤婷, 晁勤, 等. 风光水火发电权交易主体评估及置换电量优化研究 [J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 105-112.
LIU Chuang, LI Fengting, CHAO Qin, et al. Research on trading subject evaluation of wind-photovoltaic-hydropower-thermal generation rights and replacement power optimization [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(8): 105-112.
- [23] WANG S, WU J, LV L H. Impact of climate change on wind power generation studied using multivariate copula downscaling: a case study in northwestern China [J]. Energies, 2025, 18(8): 1963.
- [24] 邱宜彬, 李诗涵, 刘璐, 等. 基于场景 D 藤 Copula 模型的多风电场出力相关性建模 [J]. 太阳能学报, 2019, 40(10): 2960-2966.
QIU Yibin, LI Shihan, LIU Lu, et al. Correlation modeling of power output among multiple wind farms based on scenario D vine copula method [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2019, 40(10): 2960-2966.
- [25] 陈皇森, 石立宝. 考虑多风电场出力预测误差分布特征的随机机组组合 [J]. 电网技术, 2023, 47(12): 5026-5035.
CHEN Huangsen, SHI Libao. Stochastic unit commitment considering output forecast error distribution characteristics of multiple wind farms [J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 5026-5035.
- [26] 孙鑫, 魏文荣, 李琼林, 等. 计及不确定性的风储联合系统多时间尺度市场参与策略 [J]. 电力自动化设备, 2024, 44(2): 18-25.
SUN Xin, WEI Wenrong, LI Qionglin, et al. Multi-time scale market participation strategy of wind-energy storage combined system considering uncertainty [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(2): 18-25.
- [27] 郭军红, 王小萱, 汪月新, 等. Copula 分位数回归方法在风电超短期出力预测上的应用 [J]. 工程科学学报, 2024, 46(10): 1921-1929.
GUO Junhong, WANG Xiaoxuan, WANG Yuexin, et al. Enhancing ultra-short-term wind power forecasting using the Copula quantile regression method [J]. Chinese Journal of Engineering, 2024, 46(10): 1921-1929.
- [28] 刘子文, 吕晓举, 叶拓然, 等. 考虑风速不确定性与风机转子延迟响应的风电场可用惯量评估方法 [J/OL]. 中国电机工程学报, 1-15 (2026-01-29) [2026-01-30]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.TM.20260129.1144.006>.
LIU Ziwen, LÜ Xiaojū, YE Tuoran, et al. Available inertia energy evaluation of wind farm considering wind speed uncertainty and delay response of turbine rotor [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1-15 (2026-01-29) [2026-01-30]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2107.TM.20260129.1144.006>.
- [29] 李佳明, 鲁宗相, 乔颖, 等. 考虑微观风速不确定性的风电场等效调频参数区间评估 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(21): 29-40.
LI Jiaming, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Interval assessment of equivalent frequency regulation parameters for wind farms considering micro-wind-speed uncertainty [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(21): 29-40.
- [30] 赵懿雯, 温家兴, 陈斐, 等. 可再生能源配额制下电力市场发电主体决策优化模型 [J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(1): 150-155, 162.
ZHAO Yiwen, WEN Jiaying, CHEN Fei, et al. Optimization model of power generation subject decision-making in electricity market under renewable energy quota system [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1): 150-155, 162.
- [31] 鲍海. 可变配电成本计算方法 [J]. 中国科学(技术科学), 2020, 50(12): 1597-1611.
BAO Hai. A method to calculate variable electricity distribution cost [J]. Scientia Sinica (Technologica), 2020, 50(12): 1597-1611.
- [32] 李栋, 鲍海. 基于功率分布理论的发电权交易成本计算方法 [J]. 电网技术, 2010, 34(8): 145-149.
LI Dong, BAO Hai. A power distribution-based method to calculate transaction cost of generation right [J]. Power System Technology, 2010, 34(8): 145-149.
- [33] 李云平. 促进可再生能源消纳的日内现货市场阻塞优化调度模型 [D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
LI Yunping. An optimal congestion dispatching model of intra-day market for promoting the consumption of renewable energy sources [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.

收稿日期: 2025-11-12 修回日期: 2026-01-31

作者简介:

喻祥(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为电力市场,E-mail: 3543131386@qq.com;

李健华(1994),男,博士,主要研究方向为电力市场与电力系统规划运行,E-mail: 943209834@qq.com;



喻祥

沈晓东(1975),男,博士,副教授,主要研究方向为新能源(风/光/水)及电价预测、智能配电网规划与运行、人工智能及其在电力系统中的应用,E-mail: shengxd@scu.edu.cn;

刘继春(1975),男,博士,教授,博士生导师,IEEE高级会员,通信作者,主要研究方向为新能源与储能、电力市场等,E-mail: jichunliu@scu.edu.cn.

(编辑 景贺峰)