

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.03.010

基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度

田永林¹, 梁宁¹, 徐慧慧², 卢佳富¹, 尚应战¹, 罗盛航¹

(1. 昆明理工大学电力工程学院, 云南 昆明 650500;

2. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃 兰州 730050)

摘要: 基于当前电力市场和碳交易市场的背景, 针对新能源接入的区域电网消纳能力不足、调峰难度大等问题, 提出一种基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度策略。首先, 考虑提高区域电网多边交易灵活性, 结合碳交易与发电权交易机制, 构建电碳联合交易模型。其次, 在计及风电波动性的问题上, 采用风电灵活性调节的需求量化方法; 并根据日前调度的弃风电量及时段, 构建电碳联合多主体点对点交易模型, 再将该模型解耦为区域电网联盟利益最大化与电碳联合多边交易收益合理分配两个子问题; 通过交替方向乘子法进行交互解耦求解, 以确保各主体的隐私安全; 此外, 在收益公平分配时, 选取非对称议价方法量化各主体在点对点交易中的贡献大小并作为议价因子, 以达到联盟内收益公平分配的目的。最后, 设置多个不同场景验证所提方法和模型的低碳性与经济性。结果表明, 所提方法促进了新能源的消纳与灵活性资源协同调度能力的提升, 实现了节能减排的目标。

关键词: 纳什谈判; 新能源消纳; 区域电网; 电碳联合多边交易; 点对点交易; 非对称议价; 交替方向乘子法

中图分类号: TM71

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)03-0108-12

0 引言

在能源革命的推动下, 大规模风电并入电网后, 其发电特性的问题给系统调峰带来了巨大挑战^[1]。由于大量自备电厂占用调峰空间对系统基荷造成冲击, 系统的下调峰能力受到严重影响^[2-5]。一些含有自备电厂的大型用户企业通常采用自发自用的模式。然而, 自备电厂的能耗和碳排放量较高, 不利于实现国家的“双碳”目标^[6-10]。其次, 基于当前电力市场和碳交易市场的背景, 许多自备电厂尽管响应速度较快, 但没有很好地参与电网调峰任务, 导致新能源难以被有效消纳, 大量风电被弃用^[11-13]。

当前的发电权交易大多在新能源优先的前提下进行, 但自备电厂因生产模式收益偏低且难以有效消纳新能源, 最终导致交易积极性不高。为了推动新能源与自备电厂之间的发电权交易, 在交易方式及其收益方面进行了相关研究。文献^[14-15]将自备电厂富余的发电量指标出让给清洁能源发电公司, 基于多方面因素设计了交易的规则, 极大地激发了各方积极性, 以达到清洁能源的多发和低碳节能的目标。文献^[16-18]考虑中长期发电权交易, 以边际成本和申报价格为优先级, 确定出清价格和交易的电量, 并合理分配各方收益, 促进交易电量

增长以及提高交易积极性。文献^[19-20]根据西部地区存在的电网外送能力和消纳能力不足等问题, 在目前电力交易的政策范围内, 提出了一种行之有效的发电权出让交易模式, 旨在推动自备电厂积极参与调峰以及增强电网的消纳和调峰能力。上述文献重点分析了如何通过发电权交易促进新能源消纳并提高交易积极性, 但在电碳联合交易机制方面的研究仍不够充分。

为实现“双碳”目标, 通过电碳联合交易机制推动绿色发展和低碳转型。文献^[21-22]提出通过电碳市场激励机制促进新能源消纳, 建立了基于合作博弈的联合交易模型, 并采用多种策略对收益进行合理分配, 不仅可以达到低碳节能的目标, 而且可以推动新能源的消纳和提升调峰能力。文献^[23]将虚拟电厂的多类型资源作为一个整体参与电碳交易, 提出了一种电碳交易的双层竞价策略, 并在主从博弈的基础上建立了以虚拟电厂为竞价主体的双层模型, 在提高预期收入的前提下降低了系统的碳排放总量。文献^[24-25]针对电力市场交易机制以及发电权交易机制具有相似性, 提出了一种含新能源系统的交易优化模型, 并设计了多种交易架构, 从而实现减排潜力的充分挖掘。上述文献从多个角度分析了电碳联合交易机制, 但在各主体参与合作后的成本和收益公平分配方面还须进一步研究。

关于多个主体之间的点对点(peer to peer, P2P)能源交易问题, 一方面, 运用合作博弈理论使

收稿日期: 2024-09-26; 修回日期: 2024-12-13

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52167010); 国家电网有限公司科技项目(52273023010C, W24FZ2730049)

P2P 电能交易的效益达到最大; 另一方面, 通过建立纳什谈判模型, 并根据最优纳什均衡解使交易成本最小。文献[26-28]在博弈论方法的基础上构建多主体 P2P 交易模型, 并将其解耦成收益最大化和合作收益公平分配两个子问题, 然后使用交替方向乘法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 进行交互解耦求解。上述文献虽然分析了多主体参与合作后的成本和收益分配公平性, 但尚未充分考虑 P2P 联合交易机制对合作联盟博弈的影响。

针对现有研究的不足, 文中深入分析传统能源和新能源相互促进及补充的交易机制和优化模型, 提出一种基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度策略。其创新在于: 首先, 针对消纳能力不足和调峰难度大等问题, 从提高区域电网多边交易灵活性角度入手, 结合碳交易与发电权联合交易机制, 构建电碳联合交易模型。其次, 针对风电波动性问题, 采用基于灵活性调节的需求量化方法, 以最小化调节电量为目标改善风电出力的波动性; 并基于日前调度的弃风电量及时段开展交易, 建立电碳联合多主体 P2P 交易模型, 从而达到各主体内部电力和碳排放的均衡以及总收益的整体优化。然后, 基于纳什谈判理论解决电碳联合多主体 P2P 交易优化及收益公平分配两个关键问题; 采用 ADMM 进行分布式求解, 保证各主体隐私安全; 同时, 使用非对称议价方法量化各主体在 P2P 交易中的贡献大小并作为议价因子, 以达到收益公平分配的目的。最后, 通过仿真算例验证了所提方法和模型的低碳性与经济性。所提方法有利于实现节能减排、促进新能源消纳、提升系统调峰能力, 且能够提高区域电网多边交易灵活性与积极性, 使各主体的运行成本有效降低, 从而实现合作联盟收益的最大化与公平分配。

1 电碳联合交易机制

在当前电力市场和碳交易市场的背景下, 为激发市场交易的灵活性, 文中提出电碳联合交易框架, 如图 1 所示, 其主要由风电场、用户自备电厂、传统能源电厂和电碳监管部门构成。

电碳联合交易过程为: 区域电网的各主体需要向电碳监管部门提出请求, 经过审核合格后方可进行电碳市场交易; 电碳监管部门会给各主体分配相应的电碳配额量和调峰容量, 达到交易要求且有剩余发电量指标的主体可以在电碳交易市场进行交易, 而未达到交易要求的主体则可以优先进行 P2P 交易购买电碳配额量及发电权电量, 从而避免

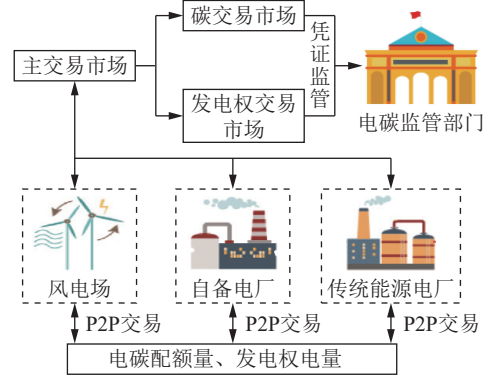


图 1 电碳联合交易框架

Fig.1 Electricity-carbon joint trading framework

受到处罚。

各主体必须具备独立的理性。各主体愿意参与联合交易的前提是交易后的收益须高于交易前的收益。电碳联合多边交易获得的收益与收益分配主要体现为: 电碳联合多边交易后, 各主体通过改变发电成本带来收益; 且各主体间可以优先进行 P2P 交易或在电碳市场中自由买卖电碳量, 因碳排放量减少而产生的收益应该在各主体之间进行公平分配。新能源发电不会产生发电成本及碳排放成本, 因此用户自备电厂与传统能源电厂可以合理调整用电需求。一方面, 增加新能源的消纳, 减少用电成本; 另一方面, 降低新能源的弃电量, 提升并网发电收益。

在结合碳交易与发电权交易机制的基础上, 根据所提出的电碳联合交易框架, 对风电场、用户自备电厂、传统能源电厂进行电碳联合多主体 P2P 交易模型的构建。

2 电碳联合多主体 P2P 交易模型

2.1 碳排放权交易模型

通过国家能源局发布的标杆法和历史法, 确定风电场、用户自备电厂以及传统能源电厂的碳排放权初始配额^[29-32]。

(1) 风电场。风电场拥有的初始碳排放额度 E_0^p 为:

$$E_0^p = Q_0^p \varepsilon_0^p \quad (1)$$

式中: Q_0^p 为风电场的上网电量; ε_0^p 为风电场的碳排放标准值。

风电场在碳交易市场中得到的收益 π_e^p 为:

$$\pi_e^p = \begin{cases} P_e(0.7E_0^p - \varepsilon_a^p Q_a^p) & \varepsilon_a^p Q_a^p \leq 0.7E_0^p \\ 0 & 0.7E_0^p < \varepsilon_a^p Q_a^p < E_0^p \\ P_e(E_0^p - \varepsilon_a^p Q_a^p) & \varepsilon_a^p Q_a^p \geq E_0^p \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_e 为碳交易市场的交易价格; Q_a^p 为风电场

在发电周期内的发电量; ε_a^p 为风电场实际碳排放的参数。

(2) 用户自备电厂。用户自备电厂拥有的初始碳排放额度 E_0^u 为:

$$E_0^u = Q_0^u \varepsilon_0^u \quad (3)$$

式中: Q_0^u 为用户自备电厂的用电量; ε_0^u 为用户自备电厂的碳排放标准值。

用户自备电厂在碳交易市场中得到的收益 π_e^u 为:

$$\pi_e^u = \begin{cases} P_e(0.5E_0^u - \varepsilon_a^u Q_a^u) & \varepsilon_a^u Q_a^u \leq 0.5E_0^u \\ 0 & 0.5E_0^u < \varepsilon_a^u Q_a^u < E_0^u \\ P_e(E_0^u - \varepsilon_a^u Q_a^u) & \varepsilon_a^u Q_a^u \geq E_0^u \end{cases} \quad (4)$$

式中: Q_a^u 为用户自备电厂在用电周期内的用电量; ε_a^u 为用户自备电厂实际碳排放的参数。

(3) 传统能源电厂。传统能源电厂拥有的初始碳排放额度 E_0^c 为:

$$E_0^c = Q_0^c \varepsilon_0^c \quad (5)$$

式中: Q_0^c 为传统能源电厂的发电量; ε_0^c 为传统能源电厂的碳排放标准值。

传统能源电厂在碳交易市场中得到的收益 π_e^c 为:

$$\pi_e^c = \begin{cases} P_e(0.7E_0^c - \varepsilon_a^c Q_a^c) & \varepsilon_a^c Q_a^c \leq 0.7E_0^c \\ 0 & 0.7E_0^c < \varepsilon_a^c Q_a^c < E_0^c \\ P_e(E_0^c - \varepsilon_a^c Q_a^c) & \varepsilon_a^c Q_a^c \geq E_0^c \end{cases} \quad (6)$$

式中: Q_a^c 为传统能源电厂在发电周期内的发电量; ε_a^c 为传统能源电厂实际碳排放的参数。

2.2 风电波动性平抑与风电灵活性调节

风电出力波动与负荷波动之间存在耦合特性。风电出力的变化趋势与负荷曲线的变化趋势相似度越高, 风电对负荷波动的跟踪贡献度越大, 从系统的角度看, 风电波动性也会越小^[33]。为评估风电和负荷波形的相似度, 可通过计算其变化率时间序列的欧氏距离^[33]实现。

$$\begin{cases} D(P^f, P^h) = \sqrt{\sum_{t=1}^{T-1} (Z_f(t) - Z_h(t))^2} \\ Z_f(t) = \frac{P^f(t+1) - P^f(t)}{P^f(t)} \\ Z_h(t) = \frac{P^h(t+1) - P^h(t)}{P^h(t)} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $D(P^f, P^h)$ 为风电场出力的变化速率序列与负荷出力的变化速率序列的欧氏距离, 其中 P^f 为风电场的出力时间序列, P^h 为负荷的出力时间序列; $P^f(t)$ 为风电场在 t 时刻的出力时间序列; $P^h(t)$ 为负荷在 t 时刻的出力时间序列; $Z_f(t)$ 为风电场出力在 t 时刻的变化速率; $Z_h(t)$ 为负荷出力在 t 时刻的变化

速率; T 为调度总时段。

风电场先基于风电预测的出力值 $P_t^{f,pre}$ 拟定日前的风电计划出力 P_t^f , 再对日前风电计划出力曲线进行等效转换; 在最小化调节电量的基础上, 建立符合波动性评价指标定义的理想风电出力场景模型。通过比较日前出力曲线与理想风电出力曲线之间的差异, 量化风电场的灵活性调节需求^[33]。

$$\min \sum_{t=1}^T |P_t^{ij}| \quad (8)$$

$$\begin{cases} D(P^{f,eq}, P^h) \leq Z \\ \sum_{t=1}^T P_t^f = \sum_{t=1}^T P_t^{f,eq} \\ P_t^{f,eq} = P_t^f + P_t^{ij} \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_t^{ij} 为风电场在 t 时刻需要的调节电量; $P^{f,eq}$ 为符合波动性评价指标定义的理想风电出力序列; $P_t^{f,eq}$ 为 t 时刻符合波动性评价指标定义的理想风电出力; Z 为针对风电波动性设置的评价指标。

比较风电计划出力 P_t^f 与理想风电出力 $P_t^{f,eq}$ 之间的关系, 若前者大于后者, 则 P_t^{ij} 小于 0, 风电场所需的灵活性调节电量应向下调节; 反之, 则应向上调节。风电场需要的灵活性调节电量为:

$$P_t^{ij} = P_t^{f,eq} - P_t^f \quad (10)$$

2.3 日前调度模型

2.3.1 日前调度模型目标函数

以最小化机组发电成本、机组启停成本以及风电场弃风成本的总和为目标:

$$\min(C_{fd} + C_{qt} + C_{qf}) \quad (11)$$

式中: C_{fd} 为火电机组发电成本; C_{qt} 为火电机组启停成本; C_{qf} 为风电场弃风成本。

(1) 机组发电成本 C_{fd} ^[22]。通过耗量特性计算机组运行煤耗成本^[34]:

$$C_{cg} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (a_i (P_{i,t}^G)^2 + b_i P_{i,t}^G + c_i) R_C \quad (12)$$

式中: I 为火电机组的数量; $P_{i,t}^G$ 为 t 时刻机组 i 出力; a_i 、 b_i 、 c_i 为机组 i 的能耗特性系数; R_C 为当前时段煤炭的价格。

通过曼森-科菲公式计算 t 时刻机组 i 损耗的成本:

$$C_{i,t,2} = \omega C_i^{buy} / (2N_{F,i,t}) \quad (13)$$

式中: ω 为机组在实际运行时的损耗参数; C_i^{buy} 为机组 i 的购置成本; $N_{F,i,t}$ 为 t 时刻机组 i 转子致裂循环的周次。

当进行投油深度调峰时, t 时刻机组 i 产生的成本为:

$$C_{i,t,3} = p_{oil} Q_{oil,i,t} \quad (14)$$

式中: p_{oil} 为当前时期的油价格; $Q_{oil,i,t}$ 为 t 时刻机组 i 在深度投油调峰阶段对应的投油量。

$$C_{id} = \begin{cases} C_{cg} & P_{i,a}^{sp} < P_{i,t}^G \leq P_{i,max}^{sp} \\ C_{cg} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_{i,t,2} & P_{i,b}^{sp} < P_{i,t}^G \leq P_{i,a}^{sp} \\ C_{cg} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (C_{i,t,2} + C_{i,t,3}) & P_{i,c}^{sp} < P_{i,t}^G \leq P_{i,b}^{sp} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{i,c}^{sp}$ 、 $P_{i,b}^{sp}$ 、 $P_{i,a}^{sp}$ 分别为机组 i 调峰稳燃极限出力、调峰稳燃最低出力、调峰最大技术出力; $P_{i,max}^{sp}$ 为机组 i 调峰最大出力。

(2) 机组启停成本 C_{qt}

$$C_{qt} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I S_{i,t}^{st} (1 - u_{i,t-1}) u_{i,t} \quad (16)$$

式中: $S_{i,t}^{st}$ 为机组 i 在 t 时刻的开机费用; $u_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的运行状态。

(3) 风电场弃风成本 C_{qf}

$$C_{qf} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J c_f (P_{j,t}^{f,pre} - P_{j,t}^f) \Delta T \quad (17)$$

式中: J 为风电场的数量; c_f 为弃风惩罚成本; $P_{j,t}^f$ 为风电场 j 在 t 时刻的日前计划出力; $P_{j,t}^{f,pre}$ 为风电场 j 在 t 时刻的预测出力值; ΔT 为单位时段。

2.3.2 日前调度模型约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t}^G + \sum_{j=1}^J P_{j,t}^f = P_t^D \quad (18)$$

式中: P_t^D 为 t 时刻的系统负荷。

(2) 机组出力上下限约束。

$$\begin{cases} u_{i,t} P_{i,min}^G \leq P_{i,t}^G \leq u_{i,t} P_{i,max}^G \\ 0 \leq P_{j,t}^f \leq P_{j,t}^{f,pre} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{i,min}^G$ 为机组 i 最小出力; $P_{i,max}^G$ 为机组 i 最大出力。

(3) 机组最小运行时间和停机时间约束。

$$\begin{cases} (\tau_{i,t}^{on} - T_{i,U})(u_{i,t} - u_{i,t-1}) \geq 0 \\ (\tau_{i,t}^{off} - T_{i,D})(u_{i,t-1} - u_{i,t}) \geq 0 \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\tau_{i,t}^{on}$ 、 $\tau_{i,t}^{off}$ 分别为机组 i 的连续运行时间和停机时间; $T_{i,U}$ 、 $T_{i,D}$ 分别为机组 i 的最小连续运行时间和停机时间。

(4) 爬坡约束。

$$r_i^d \leq P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq r_i^u \quad (21)$$

式中: r_i^d 、 r_i^u 分别为机组 i 的下爬坡速率和上爬坡速率。

2.4 多主体 P2P 交易模型

多主体 P2P 交易中存在产品差异, 因此可以将 P2P 交易的成本近似表示为风电场、用户自备电厂和传统能源电厂之间交易量的线性函数^[27]:

$$C_{z,t} = \sum_{z=1, z \neq k}^{N_z} (c_{zk} P_{z,k,t} + d_{zk} E_{z,k,t}) \quad (22)$$

式中: $C_{z,t}$ 为主体 z 在 t 时刻的 P2P 交易成本; c_{zk} 、 d_{zk} 为主体 z 和主体 k 双边交易系数; $P_{z,k,t}$ 、 $E_{z,k,t}$ 分别为 t 时刻风电场、用户自备电厂和传统能源电厂间的发电权电量、碳排放交易量; N_z 为参与交易的主体数量。

各主体间碳排放量和发电权电量的 P2P 交易需要满足的约束为:

$$\begin{cases} P_{z,k,t} + P_{k,z,t} = 0 \\ E_{z,k,t} + E_{k,z,t} = 0 \end{cases} \quad k \neq z \quad (23)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{z,t}^{P2P} = 0 \\ \sum_{t=1}^T v_{z,t} = 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $P_{z,t}^{P2P}$ 为 t 时刻主体 z 参与电碳联合交易的总电量; $v_{z,t}$ 为相应所需要的付款。

式(23)表示各主体间发电权电量和碳排放量的 P2P 交易需要在双边交易量相等的前提下进行, 同时需要考虑各主体进行 P2P 交易时交易双方的出清电量约束。其中, $P_{z,k,t}$ 、 $E_{z,k,t}$ 为正时, 交易主体 1 向交易主体 2 售出相应产品; $P_{z,k,t}$ 、 $E_{z,k,t}$ 为负时, 交易主体 1 从交易主体 2 购入相应产品; $P_{z,k,t}$ 、 $E_{z,k,t}$ 为零时, 说明各主体之间没有交易。模型可选择与主交易市场或者与其他主体间进行交易, 调度内部的分布式能源, 达到各主体内部电力和碳排放的均衡, 从而实现整体收益最大化。

根据所建立的模型, 以日前调度发布的弃风电量及时段为基础开展交易, 同时考虑碳交易、风电波动性指标以及多主体 P2P 交易的因素, 从而构建基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度模型。

3 基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度模型

3.1 目标函数

在计及电碳联合多边交易原则的基础上, 合作联盟的总体效益与不参与电碳联合交易时各主体的收益相减可得:

$$\max I_{Net} = I_{CG} - I_{NP} \quad (25)$$

式中: I_{Net} 为合作联盟的净收益; I_{CG} 为合作联盟的收益; I_{NP} 为不参与电碳联合交易时各主体的收益之和。

$$I_{\text{CG}} = I_{\text{sw}} + \pi_{\text{e}}^{\text{u}} + \pi_{\text{e}}^{\text{p}} + \pi_{\text{e}}^{\text{c}} - C_{\text{fd}} - C_{\text{W}} - C_{\text{buy}} \quad (26)$$

式中: I_{sw} 为风电场上网电量的收益; C_{W} 为风电的消纳成本; C_{buy} 为自备电厂与传统能源电厂的上网购电总成本。

(1) 上网购电总成本。

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I Q_{i,t} P_{\text{grid}}^{\text{own}} \quad (27)$$

式中: $Q_{i,t}$ 为 t 时刻机组 i 的交易总电量; $P_{\text{grid}}^{\text{own}}$ 为上网购电的价格。

(2) 风电场上网电量收益。

$$I_{\text{sw}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J Q_{j,t} P_{\text{grid}}^{\text{W}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I Q_{i,t} P_{\text{grid}}^{\text{own}} \quad (28)$$

式中: $Q_{i,t}$ 为 t 时刻风电场 j 的交易电量; $P_{\text{grid}}^{\text{W}}$ 为风电场的上网价格。

(3) 风电的消纳成本。

$$C_{\text{W}} = \sum_{t=1}^T (C_{\text{wind},t} - C_{\text{ex},t}) P_{\text{wind},t} \quad (29)$$

式中: $C_{\text{wind},t}$ 为 t 时刻风电场向自备电厂和传统能源电厂供电的总价; $C_{\text{ex},t}$ 为 t 时刻自备电厂和传统能源电厂与风电场的发电权成交总价; $P_{\text{wind},t}$ 为 t 时刻风电场供给传统能源电厂和自备电厂的总电功率。

不参与电碳联合交易时各主体的效益为:

$$I_{\text{NP}} = I_{\text{NP}}^{\text{hd}} + I_{\text{NP}}^{\text{wind}} \quad (30)$$

$$I_{\text{NP}}^{\text{hd}} = I_{\text{CO}_2,\text{NP}} - C_{\text{RPS},\text{NP}} - C_{\text{cg}} \quad (31)$$

式中: $I_{\text{NP}}^{\text{hd}}$ 为不参与电碳联合交易时自备电厂与传统能源电厂的效益; $I_{\text{NP}}^{\text{wind}}$ 为不参与电碳联合交易时风电场的效益, 数值为 0; $I_{\text{CO}_2,\text{NP}}$ 为自备电厂和传统能源电厂不参与电碳联合交易时的碳排放成本总和; $C_{\text{RPS},\text{NP}}$ 为自备电厂和传统能源电厂不参与电碳联合交易时需要支付的总配额成本。

(4) 不参与电碳联合交易时的碳排放成本。

$$I_{\text{CO}_2,\text{NP}} = I_{\text{CO}_2,\text{zb}} + I_{\text{CO}_2,\text{ct}} \quad (32)$$

式中: $I_{\text{CO}_2,\text{zb}}$ 、 $I_{\text{CO}_2,\text{ct}}$ 分别为自备电厂、传统能源电厂不参与电碳联合交易时的碳排放成本。

设定自备电厂拥有的碳配额总量一定, 且与自发自用所排出的碳排放量相等, 故不需要购买配额, $I_{\text{CO}_2,\text{zb}}$ 为 0。

$$I_{\text{CO}_2,\text{ct}} = \Delta E_{\text{b}} \varepsilon_{\text{b}} - \Delta E_{\text{s}} \varepsilon_{\text{s}} \quad (33)$$

式中: ε_{s} 、 ε_{b} 分别为售出、买入碳配额的价格; ΔE_{s} 、 ΔE_{b} 分别为售出、买入配额量。

(5) 不参与电碳联合交易的配额成本。

$$C_{\text{RPS},\text{NP}} = \frac{1}{1000} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \varepsilon_{\text{RPS}} Q_{i,t} \quad (34)$$

式中: ε_{RPS} 为超额消纳量的交易价格。

3.2 约束条件

(1) 交易出清电量约束。

$$\begin{cases} Q_{i,t} \leq P_{\text{own},i,t} \\ \sum_{i=1}^I Q_{i,t} \leq \sum_{j=1}^J (P_{j,t}^{\text{f,pre}} - P_{j,t}^{\text{f}}) \end{cases} \quad (35)$$

式中: $P_{\text{own},i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的原始出力。

(2) 机组出力约束。

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{G}} \leq P_{i,t}^{\text{G}} \leq P_{i,\max}^{\text{G}} \\ P_{i,t}^{\text{G}} - P_{i,t-1}^{\text{G}} \leq R_i^{\text{u}} \\ P_{i,t-1}^{\text{G}} - P_{i,t}^{\text{G}} \leq R_i^{\text{d}} \end{cases} \quad (36)$$

式中: R_i^{d} 、 R_i^{u} 分别为机组 i 对应的下爬坡出力限值 and 上爬坡出力限值。

(3) 潮流约束。

$$P_{\min} \leq P_t \leq P_{\max} \quad (37)$$

式中: P_t 为 t 时刻的传输功率; $P_{\min}$ 、 $P_{\max}$ 分别为传输功率的下限和上限。

4 求解方法

为提高区域电网多边交易灵活性和积极性, 文中构建基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度模型, 并使用 ADMM 对两个子问题进行交互解耦求解; 同时, 采用非对称议价方法^[35-36], 量化各主体在 P2P 交易中的贡献大小并作为议价因子, 以达到收益公平分配的目的。

4.1 纳什谈判理论

文中采用的基于纳什谈判的优化模型属于合作博弈的一种。首先, 在确保整体收益最大化的前提下, 各主体之间可以通过 P2P 交易交换电碳配额量和发电权电量; 然后, 再对联盟合作的总收益进行分配。纳什谈判模型是一个多变量耦合的非凸非线性问题, 故需要将其分解为两个子问题进行求解: 合作联盟收益最大化子问题(P1)和总收益分配子问题(P2)^[26]。

$$\begin{cases} \max \prod (I_z - I_z^0) \\ \text{s.t. } I_z^0 \leq I_z \end{cases} \quad (38)$$

式中: I_z 为主体 z 参与合作后的收益; I_z^0 为主体 z 参与交易时谈判破裂的收益, 即主体 z 参与合作前的收益。

主体 z 参与合作后的联盟成本 C_z^{CG} 为:

$$C_z^{\text{CG}} = C_{\text{fd}} + C_{\text{W}} + C_{\text{buy}} \quad (39)$$

主体 z 参与合作前的成本 C_z^0 为:

$$C_z^0 = I_{CO_2, NP} + C_{RPS, NP} + C_{cg} \quad (40)$$

4.2 子问题(P1)

针对子问题 P1, 采用增广拉格朗日方法构建其优化函数 L^1 , 通过引入偏差和与惩罚项和的拉格朗日乘子, 将约束条件整合到目标函数中, 从而实现原问题的有效求解。

将求解效益最大化问题转换为成本最小化问题, 减少的成本就是合作后得到的收益^[26]:

$$\begin{cases} \min \prod C_z^{CG}(P_{z,t}^{P2P,L}) \\ \text{s.t. 式(26); 式(35)—式(37)} \end{cases} \quad (41)$$

式中: $P_{z,t}^{P2P,L}$ 为 t 时刻主体 z 所交易的电碳量。

由于交易电量平衡约束在各主体之间多重耦合, 故将辅助变量 $P_{k-z,t}^{P2P,L}$ 引入其中, 从而将 P1 转换为双重耦合模型来等价多重耦合约束。

$$P_{z-k,t}^{P2P,L} + P_{k-z,t}^{P2P,L} = 0 \quad \forall z \quad (42)$$

式中: $P_{z-k,t}^{P2P,L}$ 为 t 时刻主体 z 想要与主体 k 交易的电碳量; $P_{k-z,t}^{P2P,L}$ 为 t 时刻主体 k 想要与主体 z 交易的电碳量。若 $P_{z-k,t}^{P2P,L} + P_{k-z,t}^{P2P,L} = 0$, 则说明主体 z 和主体 k 达成了交易的共同意识。解耦转换之后, P1 基于 ADMM 进行交互求解的具体步骤参见文献^[26]。

4.3 子问题(P2)

P2 为各主体参与合作后的联盟总收益分配问题。各主体之间进行 P2P 电碳联合交易有利于联盟总收益, 该交易方式可以有效减少各主体在电力市场中的交易成本^[26]。其次, 文中选用非对称议价方法, 量化各主体在 P2P 交易中的贡献大小并作为议价因子进行谈判, 从而确定各主体之间的交易价格。

同理, 针对子问题 P2, 采用增广拉格朗日方法构建其优化函数 L^2 , 从而实现原问题的有效求解。

首先, 计算出主体 z 在优化时域内提供的总能量 E_z^{supply} 和得到的总能量 E_z^{receive} 。

$$\begin{cases} E_z^{\text{supply}} = \sum_{t=1}^T \max(0, P_{z-k,t}^{P2P,L}) \\ E_z^{\text{receive}} = -\sum_{t=1}^T \min(0, P_{z-k,t}^{P2P,L}) \end{cases} \quad (43)$$

其次, 基于自然指数函数构建非线性映射函数, 结合各主体在电碳联合交易中的贡献, 量化其议价能力 d_z 。

$$d_z = e^{E_z^{\text{supply}}/E_{\max}^{\text{supply}}} - e^{E_z^{\text{receive}}/E_{\max}^{\text{receive}}} \quad (44)$$

式中: $E_{\max}^{\text{supply}}$ 为各主体提供能量上限; $E_{\max}^{\text{receive}}$ 为各主体

获得能量下限。

式(44)体现的功能特征为: 各主体电碳交易贡献度越大, 得到的议价能力 d_z 值越大; 同时, 供给能源的贡献度大于接收能源的贡献度。

令 $r_{z-k,t}^{P2P,L}$ 为主体 z 对交易量 $P_{z-k,t}^{P2P,L}$ 所需支付的单位能量价格, 则电碳联合交易的成本 $C_z^{P2P,L}$ 为:

$$C_z^{P2P,L} = \sum_{t=1}^T r_{z-k,t}^{P2P,L} P_{z-k,t}^{P2P,L} \quad (45)$$

最后, 将 P1 中求解得到的交易电碳量最优值代入 P2, 可得基于纳什谈判构建的多主体议价收益分配表达式为:

$$\begin{cases} \max \prod (C_z^0 - C_z^{CG} + C_z^{P2P})^{d_z} \\ \text{s.t. } C_z^0 - C_z^{CG} + C_z^{P2P} > 0 \\ \text{式(24); 式(45)} \end{cases} \quad (46)$$

式中: C_z^{P2P} 为主体 z 参与电碳联合交易的总成本。

以合作联盟参与 P2P 电碳联合交易相较不参与时所能增加的最大收益为目标函数。为便于求解, 将求解最大化问题等价求解最小化问题:

$$\min \prod [-d_z \ln(C_z^0 - C_z^{CG} + C_z^{P2P})] \quad (47)$$

同理, 交易电量平衡约束在各主体之间存在多重耦合, 可将其等价为双耦合约束:

$$r_{z-k,t}^{P2P,L} - r_{k-z,t}^{P2P,L} = 0 \quad \forall z \quad (48)$$

式中: $r_{z-k,t}^{P2P,L}$ 为主体 z 在 P1 中所求得交易量最优值期望的交易量价格; $r_{k-z,t}^{P2P,L}$ 为主体 k 期望的交易价格。若 $r_{z-k,t}^{P2P,L} - r_{k-z,t}^{P2P,L} = 0$, 则说明主体 z 与主体 k 达成交易价格的共同意识。P2 交互求解的具体步骤参见文献^[26]。

5 算例分析

文中算例使用 MATLAB R018b 软件进行仿真验证, 通过 YALMIP 工具箱调用 Gurobi 求解器进行求解。其中各主体的系统相关参数、优化运行的成本参数以及购售电价格参见文献^[26]; 新能源预测出力及负荷预测相关参数参见文献^[23,33]。合作博弈求解流程如图 2 所示。

为进一步检验所提方法的有效性, 文中对 4 个不同的场景进行对比分析, 具体设置如表 1 所示。

5.1 算法收敛性分析

文中使用 ADMM 对 P1 和 P2 进行分布式求解, 设 P1 和 P2 的收敛精度为 0.01, 并以场景 4 为例对所提算法进行验证。P1 的迭代收敛情况如图 3 所示, P2 的迭代收敛情况如图 4 所示。

从图 3 可看出, 所提算法在迭代 40 次时达到收

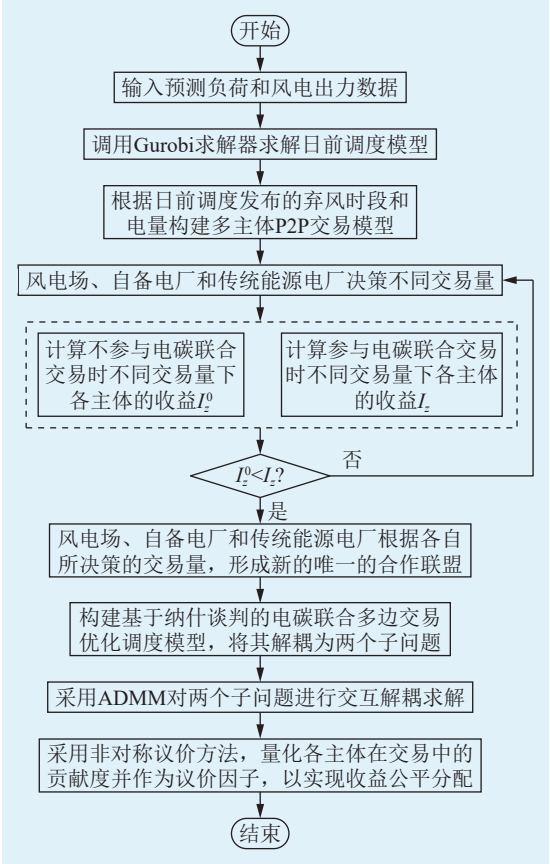


图2 博弈求解流程

Fig.2 Flow chart of game solving

表1 场景设置

Table 1 Scene setting

场景	是否考虑多主体P2P联合交易	是否考虑电碳联合多边交易
场景1	否	否
场景2	否	是
场景3	是	否
场景4	是	是

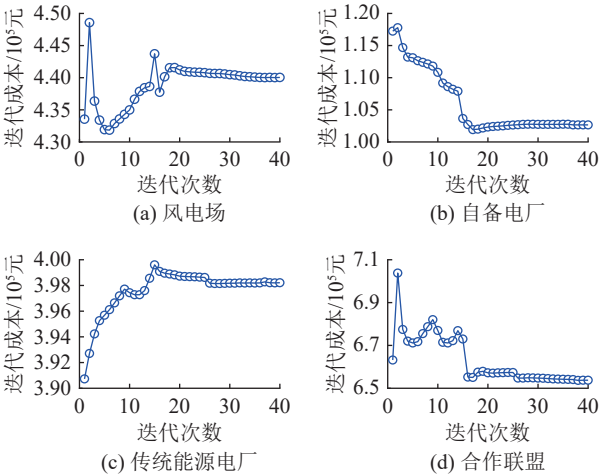


图3 各主体迭代成本收敛情况

Fig.3 Iterative cost convergence of each subject

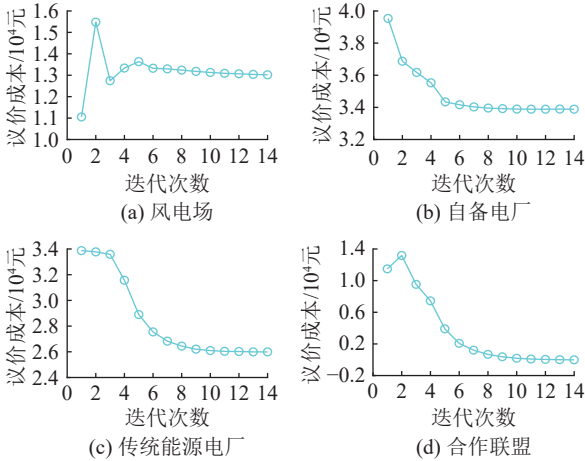


图4 各主体议价成本迭代收敛情况

Fig.4 Bargaining cost iteration convergence of each subject

收敛精度,各主体迭代成本平均在第20次迭代时开始趋于收敛,收敛的总时长为305 s。从图4可看出,所提算法在迭代14次时达到收敛精度,各主体议价成本平均在第8次迭代时开始趋于收敛,收敛的总时长为11 s。经过多次迭代后,所提算法的残差均收敛至 10^{-2} 范围以内,证明了该算法在收敛性和收敛速度方面表现出色。同时,该算法在保护各主体隐私的前提下,也满足了其日前的优化调度需求^[37]。

5.2 交易优化结果分析

各主体电能交易结果如图5所示。从图5可看出,在0时—9时、17时—23时,风电场发电量充足,因此可将多余的电能传输给夜间发电不足而电力短缺的自备电厂和传统能源电厂。在9时—17时,由于风电场白天发电效率较低,而自备电厂和传统能源电厂的发电效率较高,因此P2P电碳联合交易主要在这两类电厂之间进行。因此,各主体可以灵活地进行P2P电碳联合交易以达到电能供需平衡,从而使各主体内部资源得到最大优化,实现经济方面和环境方面的效益提升。

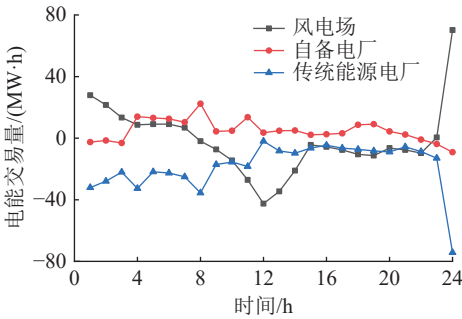


图5 各主体电能交易结果

Fig.5 The power interaction results of each subject

图6—图8分别为风电场、自备电厂和传统能源电厂内部电能的优化结果。在优先保障新能源消纳的前提下,各主体应首先确保内部电能调度达到最优,再对合作联盟中的整体电能进行协调优化。在12时—14时、19时—22时的高电价时段,自备电厂和传统能源电厂优先通过P2P电碳联合交易向其他主体购电,以满足供电需求并减少从电网购电,进而降低运行成本支出;其余时段可根据实时交易电价灵活调整用电量,只在少数时段从电网少量购电,以降低运行成本。

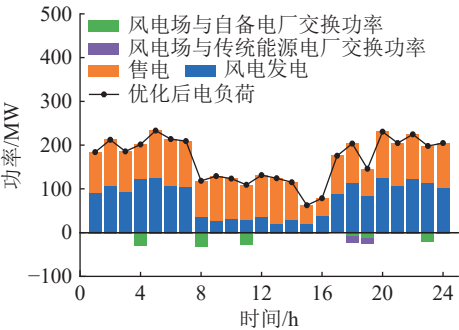


图6 风电场内部电能优化结果
Fig.6 Internal power optimization results of wind farm

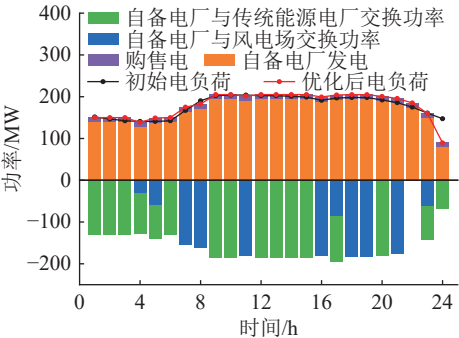


图7 自备电厂内部电能优化结果
Fig.7 Internal power optimization results of self-provided power plant

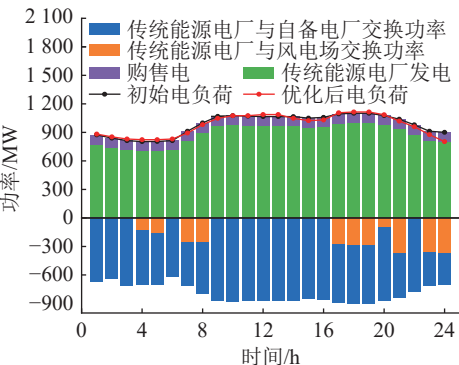


图8 传统能源电厂内部电能优化结果
Fig.8 Internal power optimization results of traditional energy power plant

各主体根据非对称议价方法合理地商定P2P电碳联合交易的价格,如图9所示。从图9可看

出,各主体在不同时段的交易价格均在电网购售电价格区间内。因此,P2P电碳联合交易可以在电网购电价格高时卖出电能,在电网售电价格低时买入电能,在此基础上进行P2P电碳联合交易,可提高合作联盟中各主体的收益,从而达到收益最大化的目的。

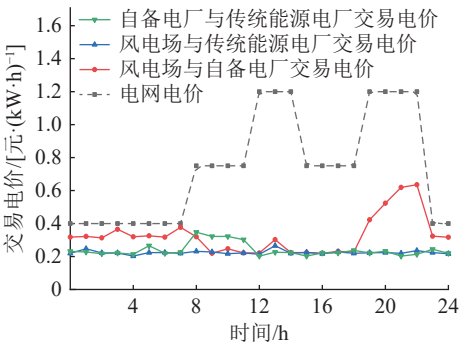


图9 非对称议价后的交易价格
Fig.9 The transaction price after asymmetric bargaining

5.3 交易收益和成本分析

各主体参与P2P电碳联合交易前后的成本差异如表2所示。从表2可看出,合作联盟整体收益增加了62 221元。采用非对称议价方法后,风电场、自备电厂和传统能源电厂的收益分别提高了25 094、10 801、26 326元,收益增长率分别为5.88%、6.83%和6.65%。场景1和场景4之间差距最大,合作前后成本相差61 741元;而使用Shapley值分配法时,各主体间收益分配相等,故Shapley值分配法无法量化各主体的贡献大小差异,这体现了非对称议价方法的优势。由此可知,各主体的效益均得到了一定程度的提升,且各主体可以根据其在交易过程中贡献度的大小,得到公平合理的收益分配。

表2 合作前后成本与收益分析					
Table 2 Cost and benefit analysis before and after cooperation					
单位: 元					
主体	参与P2P电碳联合交易前成本	参与P2P电碳联合交易后成本	最终分配成本	收益提升值	Shapley值分配法
风电场	-426 674	-438 745	-451 768	25 094	20 740
自备电厂	158 116	108 204	147 315	10 801	20 740
传统能源电厂	395 680	395 922	369 838	26 326	20 740
合作联盟	127 122	65 381	0	62 221	—

非对称议价模型利益分配情况如表3所示。从表3可看出,采用非对称议价方法时,风电场和传统能源电厂的贡献值较大,通过计算得到对应的非对称议价因子分别为2.307 4和2.392 7,因此,其

非线性映射函数的指数值较高,能够分配到更多收益,收益分别提升了 25 094 元和 26 326 元;自备电厂大部分为接收电能,所以其贡献值较小,对应的非对称议价因子也较小,为 1.674 3,因此能够分配到的收益较少,仅增加 10 801 元。

表 3 非对称议价模型利益分配情况
Table 3 Profit distribution of asymmetric bargaining model

主体	非对称议价因子	非对称议价成本/元	最终分配成本/元	最终收益提升值/元
风电场	2.307 4	13 023	-451 768	25 094
自备电厂	1.674 3	-39 111	147 315	10 801
传统能源电厂	2.392 7	26 084	369 838	26 326

各主体参与 P2P 电碳联合交易前后的碳排放差异如表 4 所示。从表 4 可看出,参与 P2P 电碳联合交易后,各主体的碳排量分别降低 0、75.930 7、62.399 3 t,碳减排比率分别为 0%、47.41% 和 8.56%。由于各主体参与 P2P 电碳联合交易后,自备电厂和传统能源电厂均减少了火电机组的发电量,并将其富余的发电权电量出售给其余主体,从而降低了燃料燃烧所产生的碳排量,最终合作联盟的整体碳减排比率为 15.47%。因此,各主体参与 P2P 电碳联合交易的联盟,既可以通过发电权交易提高新能源的消纳,又可以通过碳交易有效降低碳排量。

表 4 碳排放情况分析
Table 4 Analysis of carbon emissions

主体	参与P2P电碳联合交易前碳排量/t	参与P2P电碳联合交易后碳排量/t	碳减排量/t	碳减排比率/%
风电场	4.398 5	4.398 5	0	0
自备电厂	160.136 9	84.206 2	75.930 7	47.41
传统能源电厂	729.363 9	666.964 6	62.399 3	8.56
合作联盟	893.899 3	755.569 3	138.330 0	15.47

6 结论

针对新能源接入的区域电网存在消纳能力不足、调峰难度大等问题,文中为提高区域电网多边交易灵活性,构建一个基于纳什谈判的区域电网电碳联合多边交易优化调度模型,并采用 ADMM 进行分布式求解,通过非对称议价方法进行收益公平分配。根据算例分析,得到如下结论:

(1) 构建电碳联合交易模型能够提高区域电网多边交易的灵活性,同时考虑纳入碳交易与发电权交易机制,有助于降低系统的碳排量,其系统整体

碳减排比率达到 15.47%。

(2) 构建多主体 P2P 交易模型,并采用风电波动性评价指标定义及灵活性调节需求量化方法,对日前调度的弃风电量及时段进行合理规划;通过各主体之间的电碳联合交易使合作联盟整体收益增加了 62 221 元。收益增加不仅提升交易量,也增强系统的新能源消纳能力和调峰能力。

(3) 构建基于非对称纳什谈判方法的多主体 P2P 电碳联合交易优化模型,并通过 ADMM 进行分布式交互解耦求解,不仅有利于保护各主体隐私,还可以实现对多主体 P2P 交易的优化求解;最后,使用非对称议价方法,量化各主体在 P2P 交易中贡献大小,其议价因子分别为 2.307 4、1.674 3 和 2.392 7,从而实现收益的公平合理分配。同时,所提方法在收敛速度和收敛性方面均展现出良好的效果。

在当前碳减排政策的影响下,为满足自备电厂的碳排放限制,须对其进行革新与改进。然而,由于投资成本较高,可通过参与除电碳交易以外的其他市场交易获取收益,以降低总体成本。此外,可研究区域电网的精细化建模和优化容量配置问题,以最大限度地减少其运行过程中的碳排放。

参考文献:

[1] 李军徽,陈国航,马腾,等. 高风电渗透率下液流电池储能系统调峰优化控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(3): 434-447.
LI Junhui, CHEN Guohang, MA Teng, et al. Optimal control strategy of peak shaving of flow battery energy storage system under high wind power permeability[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(3): 434-447.

[2] 杨易达,高红均,刘挺坚,等. 考虑 CCER 收益共享激励火电机组深度调峰的电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 121-128.
YANG Yida, GAO Hongjun, LIU Tingjian, et al. Low carbon dispatch of power system considering CCER revenue sharing incentive for deep peak-shaving of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 121-128.

[3] 刘鑫,王康平,郭相阳,等. 计及深度调峰与一次调频的风火负荷优化分配[J]. 电测与仪表, 2023, 60(1): 1-9.
LIU Xin, WANG Kangping, GUO Xiangyang, et al. Load optimal distribution of wind power and thermal power considering deep peak regulation and primary frequency modulation[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(1): 1-9.

[4] 赵书强,吴杨,李志伟,等. 考虑风光出力不确定性的电力系统调峰能力及经济性分析[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1752-1761.
ZHAO Shuqiang, WU Yang, LI Zhiwei, et al. Analysis of power system peaking capacity and economy considering uncertainty

- of wind and solar output[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(5): 1752-1761.
- [5] WU W L, ZHU J Z, CHEN Y X, et al. Modified shapley value-based profit allocation method for wind power accommodation and deep peak regulation of thermal power[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2023, 59(1): 276-288.
- [6] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(3): 10-17.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(3): 10-17.
- [7] 潘崇超, 侯孝旺, 金泰, 等. 计及阶梯碳交易和可再生能源不确定性的综合能源系统低碳研究[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(10): 8-16.
- PAN Chongchao, HOU Xiaowang, JIN Tai, et al. Low carbon research on integrated energy system considering the tiered carbon trading and the uncertainties of renewable energy[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(10): 8-16.
- [8] 李东波, 李凤婷, 宋学强, 等. 促进新能源消纳的自备电厂参与替代交易风险管理研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(11): 30-36.
- LI Dongbo, LI Fengting, SONG Xueqiang, et al. Research on risk management of participatory alternative power plants to promote new energy consumption[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(11): 30-36.
- [9] STIENECKER M. Impact of forecasted heat demand on day-ahead optimal scheduling and real time control of multi-energy systems[J]. *Energy*, 2024, 297: 131156.
- [10] KOZLOVA M, OVERLAND I. Combining capacity mechanisms and renewable energy support: a review of the international experience[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 155: 111878.
- [11] 黄家晖, 李超, 黄微, 等. 基于区块链的园区级多边用电权交易机制及实现方法[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(1): 93-100.
- HUANG Jiahui, LI Chao, HUANG Wei, et al. Park-level multi-lateral power usage quota trading mechanism and implementation method based on blockchain[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(1): 93-100.
- [12] 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.
- [13] 张金良, 王玉珠. 多市场情形下燃煤发电企业交易策略分析[J]. *电力建设*, 2023, 44(2): 155-162.
- ZHANG Jinliang, WANG Yuzhu. Transaction strategy analysis of coal-fired power generation enterprises in multi-market[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(2): 155-162.
- [14] 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.
- [15] 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): 973-981.
- 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): 973-981.
- [16] 蒙文川, 林昶咏, 文福拴, 等. 采用高低匹配机制的发电权交易市场中发电公司的竞价策略[J]. *电力建设*, 2016, 37(11): 1-8.
- MENG Wenchuan, LIN Changyong, WEN Fushuan, et al. Bidding strategy for generation companies participating in generation-right trading market employing high-low matching mechanism[J]. *Electric Power Construction*, 2016, 37(11): 1-8.
- [17] 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 Sinica*, 2021, 42(8): 105-112.
- [18] 刘闯, 李凤婷, 晁勤, 等. 考虑清洁能源消纳的多边发电权交易新型模式[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(1): 92-98.
- LIU Chuang, LI Fengting, CHAO Qin, et al. Novel transaction mode of multilateral power generation rights considering clean energy consumption[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(1): 92-98.
- [19] 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.
- [20] 施泉生, 刘坤, 温蜜. 基于区块链技术的跨省发电权交易模型[J]. *电力建设*, 2017, 38(9): 15-23.
- SHI Quansheng, LIU Kun, WEN Mi. Interprovincial generation rights trading model based on blockchain technology[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(9): 15-23.

- [21] 何永秀, 宋栋, 夏天, 等. 基于合作博弈论的常规能源与新能源发电权置换交易模式研究[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2485-2490.
HE Yongxiu, SONG Dong, XIA Tian, et al. Mode of generation right trade between renewable energy and conventional energy based on cooperative game theory[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2485-2490.
- [22] 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): 2647-2658.
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): 2647-2658.
- [23] 舒征宇, 朱凯翔, 王灿, 等. 考虑碳交易的虚拟电厂日前电力市场竞价策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 58-68, 149.
SHU Zhengyu, ZHU Kaixiang, WANG Can, et al. Virtual power plants participating in day-ahead electricity market bidding strategy considering carbon trading[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 58-68, 149.
- [24] 江岳文, 余代海. 面向“互联网+”的风火发电权交易促进风电接纳研究[J]. 太阳能学报, 2019, 40(1): 249-258.
JIANG Yuewen, YU Daihai. Research on power generation right trading between wind farms and thermal units to promote accommodation of wind power through 'Internet+'[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2019, 40(1): 249-258.
- [25] 王子恒, 鲍海, 张峰, 等. 考虑碳交易收益和网损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.
- [26] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2711-2723.
WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2711-2723.
- [27] 沈思辰, 韩海腾, 周亦洲, 等. 基于条件风险价值的多虚拟电厂电-碳-备用 P2P 交易模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 147-157.
SHEN Sichen, HAN Haiteng, ZHOU Yizhou, et al. Electricity-carbon-reserve peer-to-peer trading model for multiple virtual power plants based on conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 147-157.
- [28] 崔明勇, 宣名阳, 卢志刚, 等. 基于合作博弈的多综合能源服务商运行优化策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(10): 3548-3564.
CUI Mingyong, XUAN Mingyang, LU Zhigang, et al. Operation optimization strategy of multi integrated energy service companies based on cooperative game theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10): 3548-3564.
- [29] 袁剑楠. 配额分配机制对碳交易创新激励效果的实证研究[D]. 上海: 上海财经大学, 2022.
YUAN Jiannan. An empirical study on the incentive effect of quota allocation mechanism on carbon trading innovation[D]. Shanghai: Shanghai University of Finance and Economics, 2022.
- [30] 刘洋, 崔雪, 谢雄, 等. 电碳联动环境下考虑社会效益最优的发电权交易研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(13): 112-117, 148.
LIU Yang, CUI Xue, XIE Xiong, et al. Research on the trading of clean energy power generation right with the best social benefit under the electric-carbon linkage environment[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(13): 112-117, 148.
- [31] 马成元, 陈皓勇, 肖东亮. 考虑碳约束的新型电力系统跨区域优化调度研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(6): 38-45.
MA Chengyuan, CHEN Haoyong, XIAO Dongliang. Cross-region optimal dispatch of new power system considering carbon constraints[J]. Smart Power, 2024, 52(6): 38-45.
- [32] 靳冰洁, 李家兴, 彭虹桥, 等. 需求响应下计及电碳市场耦合的多元主体成本效益分析[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 50-60.
JIN Bingjie, LI Jiaxing, PENG Hongqiao, et al. Cost-benefit analysis of multiple entities under the coupling of electricity and carbon trading market considering demand response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 50-60.
- [33] 潘郑楠, 邓长虹, 徐慧慧, 等. 考虑灵活性补偿的高比例风电与多元灵活性资源博弈优化调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(S1): 56-69.
PAN Zhengnan, DENG Changhong, XU Huihui, et al. Game optimization scheduling of high proportion wind power and multiple flexible resources considering flexibility compensation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(S1): 56-69.
- [34] 程基峰, 负靖洋, 严正, 等. 富余风电参与调峰权交易的电力市场均衡分析[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2702-2710.
CHENG Jifeng, YUN Jingyang, YAN Zheng, et al. Equilibrium analysis of peak regulation right trading market between wind farms and thermal power plants considering deep peak regulation[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2702-2710.
- [35] CUI S C, WANG Y W, LIU X K, et al. Economic storage sharing framework: asymmetric bargaining-based energy cooperation[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(11): 7489-7500.
- [36] 陈志永, 胡平, 别朝红, 等. 基于合作博弈的虚拟电厂联盟策略与收益分配机制研究[J]. 智慧电力, 2024, 52(1): 39-

46,64.

CHEN Zhiyong, HU Ping, BIE Zhaohong, et al. Alliance strategy and revenue allocation mechanism for clustered virtual power plants based on cooperative game[J]. Smart Power, 2024, 52(1): 39-46,64.

[37] 孔令国, 史立昊, 石振宇, 等. 基于交替方向乘子法的园区电-氢-热系统低碳优化调度[J]. 电工技术学报, 2023, 38(11): 2932-2944.

KONG Lingguo, SHI Lihao, SHI Zhenyu, et al. Low-carbon optimal dispatch of electric-hydrogen-heat system in park based on alternating direction method of multipliers[J]. Trans-

actions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(11): 2932-2944.

作者简介:



田永林

田永林(1998), 男, 硕士在读, 研究方向为电力系统优化调度(E-mail: 492211534@qq.com);
梁宁(1985), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统优化调度;
徐慧慧(1989), 女, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统运行与低碳技术研究工作。

Optimal scheduling of electricity-carbon joint multilateral trading in regional power grid based on Nash negotiation

TIAN Yonglin¹, LIANG Ning¹, XU Huihui², LU Jiafu¹, SHANG Yingzhan¹, LUO Shenghang¹

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. State Grid Gansu Electric Power Company, Institute of Economic Technology, Lanzhou 730050, China)

Abstract: Based on the background of the current electricity market and carbon trading market, aiming at the problems of insufficient consumption capacity and difficult peak shaving of regional power grids with new energy access, an optimal scheduling strategy of regional power grid electricity-carbon joint multilateral trading based on Nash negotiation is proposed. Firstly, considering improving the flexibility of multilateral trading in regional power grids, combined with carbon trading and power generation rights trading mechanisms, an electricity-carbon joint trading model is constructed. Secondly, considering the volatility of wind power, the demand method of wind power flexibility adjustment is adopted. According to the wind power curtailment and time period of day-ahead dispatching, a multi-agent peer-to-peer trading model of electricity-carbon joint is constructed. And then the model is decoupled into two sub-problems: maximizing the benefits of regional power grid alliance and reasonably allocating the benefits of electricity-carbon joint multilateral trading. The alternating direction method of multipliers is used for interactive decoupling to ensure the privacy security of each subject. In addition, in the fair distribution of benefits, the asymmetric bargaining method is selected to quantify the contribution of each subject in peer-to-peer transactions as a bargaining factor to achieve the purpose of fair distribution of benefits within the alliance. Finally, several different scenarios are set up to verify the low carbon and economy of the proposed method and model. The results show that the proposed method can promote the consumption of new energy and the improvement of flexible resource collaborative scheduling ability, and achieves the goal of energy saving and emission reduction.

Keywords: Nash negotiation; new energy accommodation; regional power grid; electricity-carbon joint multilateral trading; peer-to-peer transaction; asymmetric bargaining; alternating direction method of multipliers

(编辑 陆海霞)