

DOI: 10.61369/NPS.2025010002

考虑氢能多元利用与绿证 - 碳交易机制的 虚拟电厂优化调度方法

徐睿婕¹, 李智², 赵凤伟², 董巍峰², 张昕², 任永峰¹

(1. 内蒙古工业大学能源与动力工程学院, 内蒙古呼和浩特 010051;

2. 华能新能源股份有限公司蒙西分公司, 内蒙古呼和浩特 010000)

Optimal Scheduling Method for Virtual Power Plant Considering Multiple Utilization of Hydrogen Energy and Green Certificate-Carbon Trading Mechanisms

XU Ruijie¹, LI Zhi², ZHAO Fengwei², DONG Weifeng², ZHANG Xin², REN Yongfeng¹

(1.College of Energy and Power Engineering, Inner Mongolia University of Technology, Hohhot, Inner Mongolia 010051;

2.Huaneng Renewables Energy Co.,Ltd. Mengxi Branch, Hohhot, Inner Mongolia 010000)

摘要: 为加快推动虚拟电厂 (Virtual power plant, VPP) 发展, 促进新能源消纳, 提高电力系统保供能力, 本文提出一种考虑氢能多元利用与碳 - 绿证交互运行机制的虚拟电厂低碳调度策略。建立绿证 - 奖惩阶梯碳交易联合运行模型, 利用阶梯碳价引导系统降低碳排放量, 从市场机制层面促进可再生能源消纳; 构建含电解槽环节、氢燃料电池环节、氢转甲醇环节、氢能绿证环节的氢能多元利用框架, 提高绿氢利用率并降低制氢成本; 利用负荷侧灵活需求响应机制削峰填谷, 保证系统供电稳定性和灵活性。算例以内蒙古某电厂为实例进行仿真分析, 结果表明, 所提方法可以使系统碳排放降低 39.9%, 系统总成本降低 76.3%, 能够实现系统的低碳经济运行, 为虚拟电厂的推广和发展提供参考。

关键词: 碳交易机制; 绿证交易机制; 氢能多元利用; 需求响应; 虚拟电厂;

ABSTRACT: In order to accelerate the development of virtual power plant, promote new energy consumption, and improve the ability of the power system to maintain supply, this paper proposes a low-carbon scheduling strategy for virtual power plant that takes into account the multiple utilization of hydrogen energy and the interactive operation mechanism of carbon emission trading (CET) and green energy certificate

基金项目: 国家自然科学基金 (52367022); 内蒙古自治区重点研发和成果转化项目 (2023YFHH0077); 中国华能集团有限公司科技项目 (HNKJ24-H117)。

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (No.52367022), Key R&D and Achievement Conversion Projects in Inner Mongolia Autonomous Region(No.2023YFHH0077), Science and Technology Project of China Huaneng Corporation Ltd. (No. HNKJ24-H117).

(GEC) mechanism. The joint operation model of GEC-reward and punishment ladder-type carbon trading mechanism is established, and the ladder-type carbon price is used to guide the system to reduce carbon emissions and promote the consumption of renewable energy at the level of the market mechanism; the framework of multiple utilization of hydrogen energy including electrolyzer, hydrogen fuel cell, hydrogen to methanol, and green hydrogen certificate is constructed, which improves the utilization rate of green hydrogen and reduces the cost of hydrogen production; The load-side flexible demand response mechanism is utilized to shift peak load, ensuring system stability and flexibility. The example is simulated and analyzed with a power plant in Inner Mongolia, and the results show that the proposed method can reduce the carbon emission of the system by 39.9% and the total cost of the system by 76.3%, which can realize the low-carbon and economic operation of the system, and provide a reference for the promotion and development of the VPP.

KEY WORDS: Carbon trading mechanism; Green energy certificate; Hydrogen energy diversified utilization; Demand response mechanism; Virtual power plant;

引言

随着国际能源结构的低碳转型和高速发展, 构建以降低碳排放量、提升能源消纳水平为目标的新型电力系统已成为全球共识。风电、光伏等可再生能源渗透率的不断增加给电力系统的稳定性和可靠性提出了更高要求, 虚拟电厂作为电力系统新业

态、新模式^[1-3]，作用日益显著，可有效降低能源波动，减小环境污染，实现能源的高效、清洁、安全和可持续利用。

氢能作为一种清洁绿色的二次能源，被广泛应用于交通^[4-5]、工业^[6]、建筑^[7]和发电^[8]等领域，具有广泛的应用前景^[9-10]。可再生能源发电制氢因其环保性和清洁性成为当前学者的重点研究方向^[11]，文献[12]提出一种考虑电氢耦合的虚拟电厂鲁棒可行域模型与求解方法。文献[13]在虚拟电厂应用蓄电池的基础上，增加由电解槽、储氢罐和燃料电池组成的氢能系统，以实现蓄电池与氢能系统混合储能。文献[14]从能源应用角度出发，建立了解决碳排放问题的氢能多元化利用单元。文献[15]建立了包括电解制氢、氢气电加热、氢气制甲烷和热电混氢在内的氢能多元利用模型。上述文章所考虑的氢能利用方案都比较局限，忽视了当前氢能市场竞争力不足的发展瓶颈和氢能多途径转化利用的优势^[16]，缺乏对绿色氢能证书所赋予的额外环境属性的考虑^[17]。因此，有必要研究绿色氢能应用的更多可能性，促进绿色氢能的推广和使用，为高比例可再生能源系统的多样化发展做出贡献。

为了实现电力系统需求的精细化管理，提高电力系统稳定性，不少学者利用负荷侧需求响应机制提高系统运行效率^[18]，在降低电力系统运行成本的同时^[19]，促进减排环保。文献[20]提出一种考虑多种柔性电负荷参与需求响应的虚拟电厂运行优化方法。为充分挖掘工业园区的需求响应潜力，文献[21]提出了考虑碳排放成本的园区虚拟电厂两阶段优化调度模型。除此之外，提升可再生能源消纳水平和降低火电机组出力也是降低碳排放的重要途径，碳交易（carbon emission trading, CET）与绿证交易（green energy certificate, GEC）机制可提供有力的政策支持^[22]。文献[23]分析了虚拟电厂在CET机制下的运行模型。文献[24]对绿电与绿证交易的类型进行了分类，设计了考虑绿电与绿证交易的碳核算原则。以上文献利用碳交易机制或绿证交易机制降低系统碳排放，提高可再生能源消纳量，但忽略了两种交易模式的交互作用，没有考虑阶梯碳价对系统引导作用。事实上，可交易的绿色证书与碳排放交易机制的结合有助于控制电力行业的碳排放，并促进家国碳减排目标的实现^[25-27]。

综上所述，以往相关研究多集中在绿证或碳交易某种机制对综合能源系统的影响，没有充分挖掘氢能多元利用的潜力。因此，为了提高系统经济性，降低碳排放量，实现系统的低碳经济运行，本文提出奖惩碳交易-绿证联合运行策略，减少弃风弃光量，降低碳排放量和系统总成本。为推动氢能产业发展，引入氢能多元利用环节，促进可再生能源梯级利用，提高系统经济性的同时赋予系统额外的环保属性，为绿氢的发展和推广提供有效参考。

1 虚拟电厂框架及模型

1.1 虚拟电厂运行框架

本文构建的虚拟电厂集成了多种分布式能源资源，能够提高能源利用效率，实现电力系统的高效优化运行。虚拟电厂框架图如图1所示，由风力发电机组、光伏发电机组、火电机组、上级电网、氢燃料电池满足电负荷用电需求，本文不考虑余电上网，优先供给系统内部用电设备，当系统内发电设备无法满足电能需求或遇到极端情况时向电网购电，用能设备主要包括电解槽、碳捕集设备、氢燃料电池、甲醇合成装置。

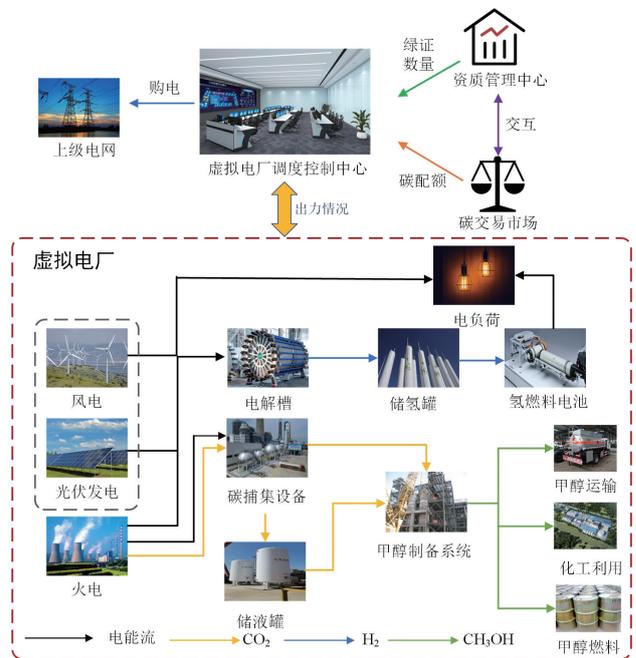


图1 虚拟电厂结构图

Fig. 1 Virtual power plant structure diagram

1.2 氢能多元利用模型

为了缓解煤炭、石油等化石能源制氢带来的环境污染，本文利用风光发电制绿氢，中间引入储氢罐，电解槽制得的氢气经氢燃料电池发电满足系

统电负荷用电需求,此外,利用富余氢气制甲醇售卖、出售氢能绿证补贴制高额氢成本。

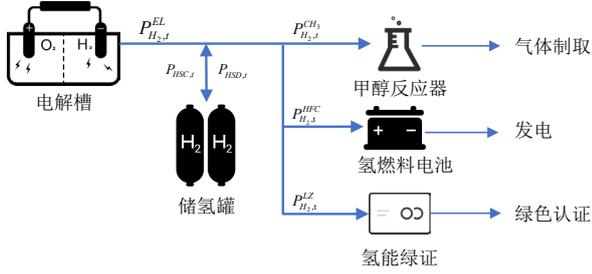


图2 氢能多元化利用结构

Fig. 2 Virtual power plant structure diagram

1.2.1 可再生能源制氢

风光发电的富余电量可用于电制绿氢,其转换关系为:

$$\begin{cases} Q_{H,t} = P_{H,t} / h_1 \\ P_{H_2,t}^{EL} = \eta_{EL} P_{H,t} \\ P_{H,t} = P_{PV,t}^h + P_{WT,t}^h \\ P_{HFC,t} = \eta_f P_{H_2,t}^{HFC} \end{cases} \quad (1)$$

$Q_{H,t}$ 为 t 时段的产氢量, $P_{H,t}$ 为 t 时段制氢能消耗, $P_{PV,t}^h$ 为 t 时段光伏发电用于制氢的功率, h_1 为电解水装置的单位质量 H_2 的能耗系数 η_{EL} 为制氢效率, $P_{H_2,t}^{EL}$ 为 t 时段电解槽输出氢能, $P_{H_2,t}^{HFC}$ 为 t 时段燃料电池耗氢功率, $P_{HFC,t}$ 为 t 时段燃料电池发电功率, η_f 为燃料电池发电效率。

储氢罐作为氢气储存的关键设备可以在氢能高发时段提供氢能,氢能富余阶段储存氢能以满足系统内的氢能需求,储氢罐的表达式如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{HSC,t} \leq B_{HSC,t} P_{HSC,t}^{\max} \\ 0 \leq P_{HSD,t} \leq B_{HSD,t} P_{HSD,t}^{\max} \\ S_{HS,t} = S_{HS,t-1} + P_{HSC,t} \mu_{HSC} - P_{HSD,t} / \mu_{HSD} \\ S_{HS,t}^{\min} \leq S_{HS,t} \leq S_{HS,t}^{\max} \\ S_{HS,0} = S_{HS,T} \\ 0 \leq B_{HSC,t} + B_{HSD,t} \leq 1 \end{cases} \quad (2)$$

式中, $P_{HSC,t}$, $P_{HSD,t}$ 分别为储氢罐充、放电功率, $P_{HSC,t}^{\max}$, $P_{HSD,t}^{\max}$ 为单次最大储氢、释氢功率, $B_{HSC,t}$, $B_{HSD,t}$ 为表征充、放电状态的0-1变量, $B_{HSC,t} = 1, B_{HSD,t} = 0$ 时表示充氢状态,反之则为释氢状态。 $S_{HS,t}$ 为储氢罐容量, $S_{HS,t}^{\max}$ 、 $S_{HS,t}^{\min}$ 分别为储氢罐容量上、下限。

1.2.2 氢转甲醇

二元金属氧化物 $ZnO-ZrO_2$ 作为氢转甲醇的催

化剂,转化率可达86%~91%^[28]具有高选择性和稳定性。甲醇合成反应式为:



其中, CO_2 、 H_2 、 CH_3OH 物质的量比例为1:3:1,摩尔质量比为44:2:32,单程转化率取91%时, CO_2 、 H_2 、 CH_3OH 对应的质量比为44:6:29.12.若 CO_2 单程转化率取10%, CO_2 、 H_2 、 CH_3OH 对应的质量比为7.33:1:4.85因此,甲醇及制甲醇所需的二氧化碳对应的关系式为:

$$\begin{cases} P_{CH_3,t} = \eta_{ch} P_{H_2,t}^{CH_3} \\ Q_{CH_3,t} = \kappa_{ch} Q_{H_2,t}^{CH_3} \\ Q_{CO_2,t}^{CH_3} = \kappa_{co_2} Q_{H_2,t}^{CH_3} \end{cases} \quad (3)$$

式中, $P_{H_2,t}^{CH_3}$ 为 t 时段制甲醇所需氢气, $P_{CH_3,t}$ 为 t 时段生成甲醇所消耗的功率, η_{ch} 为甲醇转化效率, $Q_{CH_3,t}$ 为 t 时段甲醇产量, $Q_{CO_2,t}^{CH_3}$ 为 t 时段制甲醇所需要的二氧化碳量, κ_{ch} 、 κ_{co_2} 为系数比。

1.2.3 氢能绿证

氢能是未来能源发展的主流方向,也是重要的能量载体,当前氢能主要分灰氢、蓝氢和绿氢三类,为了响应国家降碳环保的政策要求,本文利用可再生能源制取绿氢,通过出售氢能绿证弥补制氢成本,赋予系统额外的环保属性。氢能绿证的交易模型如下:

$$\begin{cases} p_{hlz} = \sigma_h - \phi_h P_{H_2,t}^{EL} \\ I_{HGCT} = p_{hlz} G_{H,t} \end{cases} \quad (4)$$

式中, σ_h 为氢能绿证价格最高限值, ϕ_h 为绿证需求比, p_{hlz} 为氢能绿证出清价格, I_{HGCT} 为氢能绿证收益, $G_{H,t}$ 为绿氢的制氢量。

1.3 碳捕集电厂运行模型

碳捕集输出功率由运行能耗与固定能耗构成,碳捕集电厂的运行模型如下:

$$\begin{cases} P_{TP,t} = P_{CCUS,t} + P_{TP,t}^N \\ P_{CCUS,t} = P_{CCUS,t}^{op} + P_{CCUS,t}^{fix} \\ P_{CCUS,t}^{op} = \zeta Q_{CO_2,t}^e \\ Q_{CO_2,t}^e = Q_{CO_2,t}^{ab} + Q_{RICH,t} \\ Q_{CO_2,t}^{ab} = \eta_a \lambda_t Q_{CO_2,t}^{TP} \\ Q_{CO_2,t}^{TP} = \beta_c P_{TP,t} \\ Q_{CO_2,t}^{CCUS} = \eta_r Q_{CO_2,t}^e \\ Q_{CO_2,t}^S = Q_{CO_2,t}^{CCUS} - Q_{CO_2,t}^{CH_3} \end{cases} \quad (5)$$

其中, $P_{TP,t}$ 为 t 时段火电机组总发电功率,

$P_{CCUS,t}$ 为 t 时段碳捕集能耗, $P_{TP,t}^N$ 为 t 时段火电机组净出力, $P_{CCUS,t}^{op}$ 为 t 时段碳捕集机组运行能耗, $P_{CCUS,t}^{fix}$ 为 t 时段碳捕集机组固定能耗, $Q_{CO_2,t}^r$ 为 t 时段再生塔再生的二氧化碳量, $Q_{CO_2,t}^{ab}$ 为 t 时段吸收塔吸收的二氧化碳, $Q_{RICH,t}$ 为 t 时段富液罐的二氧化碳流出量, ζ 为 t 时段碳捕集运行能耗系数, η_a 为 t 时段吸收塔的吸收效率, λ_t 为 t 时段的分流比, $Q_{CO_2,t}^{TP}$ 为 t 时段火电机组排放的二氧化碳量, β_c 为燃煤机组的单位发电量碳排放强度, $Q_{CO_2,t}^{CCUS}$ 为 t 时段捕集的二氧化碳量, η_r 为再生效率。

$$\begin{cases} Q_{RICH,t} = \rho_{CO_2} f_{r,t} \\ f_{r,t} + f_{p,t} = 0 \\ F_{r,t} = F_{r,t-1} - f_{r,t} \\ F_{p,t} = F_{p,t-1} - f_{p,t} \\ F_{r,0} = F_{r,T} \\ F_{p,0} = F_{p,T} \\ 0 \leq F_{r,t} \leq F_{r,max} \\ 0 \leq F_{p,t} \leq F_{p,max} \end{cases} \quad (6)$$

其中, ρ_{CO_2} 为二氧化碳溶液密度, $f_{r,t}$ 、 $f_{p,t}$ 分别为 t 时段的富液罐、贫液罐的溶液流出量, $F_{r,t}$ 、 $F_{p,t}$ 分别为 t 时段富液罐、贫液罐的溶液储量, $F_{r,max}$ 、 $F_{p,max}$ 分别为 t 时段富液罐、贫液罐的溶液最大储量。

1.4 需求响应模型

基于电负荷对价格的敏感性, 构建价格弹性矩阵, 描述用户侧负荷需求相应 (Demand response, DR) 能力, 本文需求响应负荷主要包括可转移负荷和可削减负荷, 具体模型如下:

$$\begin{cases} E_{t,j} = \frac{\Delta P_t^{load} / P_j^{load}}{\Delta P_j / P_j^0} \\ \Delta P_t^{load} = \Delta P_t^{tran} + \Delta P_t^{cut} \\ \Delta P_t^{tran} = P_t^{0, tran} \left[\sum_{j=1}^T P_{tran}(t,j) \frac{P_j - P_j^0}{P_j^0} \right] \\ \Delta P_t^{cut} = P_t^{0, cut} \left[\sum_{j=1}^T P_{cut}(t,j) \frac{P_j - P_j^0}{P_j^0} \right] \end{cases} \quad (7)$$

其中, $E_{t,j}$ 为弹性矩阵 $E(t,j)$ 中第 t 行第 j 列; ΔP_j 为 j 时刻需求响应电价变化量; P_j^0 为 j 时刻初始电价; ΔP_t^{tran} 和 ΔP_t^{cut} 分别为 t 时刻可转移、可削减电负荷变化量; $P_t^{0, tran}$ 和 $P_t^{0, cut}$ 分别为 t 时

刻初始可转移、可削减电负荷量; $P_{tran}(t,j)$ 和 $P_{cut}(t,j)$ 分别为可转移和可削减电负荷价格弹性矩阵; P_j 为 j 时刻电价; ΔP_t^{load} 和 P_t^{load} 分别为 t 时刻需求响应后电负荷变化量、初始电负荷。

2 绿证 - 奖惩阶梯碳交易联合运行模型

2.1 奖惩阶梯碳交易模型

本文采用基准线法对系统中的排碳设备进行碳排放额度分配, 系统中的碳排放设备主要是火电机组, 具体模型如下:

$$Q_C = \mu_c \sum_{t=1}^T P_{TP,t} \quad (8)$$

式中, Q_C 为系统总碳排放配额, μ_c 为火电机组供电基准值 [29]。

碳捕集设备吸收部分二氧化碳用于碳封存和碳利用, 系统实际的碳排放量 E_C 表达式如下:

$$E_C = Q_{CO_2,t}^{TP} - Q_{CO_2,t}^{CCUS} \quad (9)$$

系统参与碳交易市场的碳排放配额为:

$$A_C = E_C - Q_C \quad (10)$$

本文采用奖惩阶梯碳定价机制, 碳交易价格按照阶梯式变化, 当系统实际碳排放量小于系统分配的碳配额时, 作为奖励会有一部分的碳交易收益; 当系统实际碳排放量大于碳配额时, 作为惩罚会对超出碳配额的部分收取一定的费用, 奖惩阶梯碳交易模型为:

$$C_{CO_2} = \begin{cases} \varphi(1+3\beta)(A_C+d) - (3+3\beta)\varphi d \\ \varphi(1+2\beta)(A_C+d) - (2+\beta)\varphi d \\ \varphi(1+\beta)A_C \\ \varphi A_C \\ \varphi(1+\delta)(A_C-d) + \varphi d \\ \varphi(1+2\delta)(A_C-2d) + (2+\delta)\varphi d \\ \varphi(1+3\delta)(A_C-3d) + (3+3\delta)\varphi d \\ A_C \leq -2d \\ -2d \leq A_C \leq -d \\ -d \leq A_C \leq 0 \\ 0 \leq A_C \leq d \\ d \leq A_C \leq 2d \\ 2d \leq A_C \leq 3d \\ A_C \geq 3d \end{cases} \quad (11)$$

式中, d 为阶梯区间长度, 取 2000, φ 为碳交易基价, β , δ 分别为惩罚、奖励系数, C_{CO_2} 为系统碳交易成本, $\$$

2.2 绿证交易机制模型

为深入推进绿色能源消费革命，加强绿证交易与能耗双控、碳排放管理等政策有效衔接，激发绿证需求潜力，本文对系统内的可再生能源发电项目获得的绿证进行买卖，在增加系统经济性的同时赋予系统环保属性，由于绿证只存在一手交易，因此根据古诺双寡头理论构建绿证交易模型：

$$\begin{cases} C_{GCT} = p_{GCT}(G_{LOAD} - G_{RG}) \\ G_{LOAD} = \theta_q \sum_{t=1}^T P_{LOAD,t} \\ G_{RG} = \theta_g \sum_{t=1}^T (P_{WT,t} + P_{PV,t}) \\ p_{GCT} = \sigma_G - \phi_G G_S \\ \sigma_G = v_H \\ \phi_G = (1 - \omega_p) v_H / \alpha_d Q_D \\ Q_D = \sum_{t=1}^T P_{LOAD,t}^{\max} \end{cases} \quad (12)$$

其中， C_{GCT} 为绿证交易成本， G_{LOAD} 为用户绿证需求量， G_{RG} 为可再生能源绿证配额量，每当风电、光伏发 1MWh 的电可以颁发 1 张对应的绿证， $P_{LOAD,t}$ ， $P_{WT,t}$ ， $P_{PV,t}$ 分别为 t 时刻的电负荷、风电、光伏发电功率， θ_q ， θ_g 分别为绿证配额系数和绿证量化系数， p_{GCT} 为绿证价格， σ_G ， ϕ_G 分别为古诺模型中反价格函数的截距和斜率， v_H 为可接受的绿证最高价格， G_S 为出售的绿证数量， ω_p 为根据历史数据计算得到的交易价格系数， α_d 为 RPS (renewable portfolio standard) 需求比例系数， Q_D 为系统总需求数量。

2.3 绿证-碳交易交互机制模型

从市场机制的角度出发，绿证交易制度与碳交易制度都旨在提高系统中可再生能源消纳水平，减少碳排放量，实现系统的低碳经济运行，因此，可以利用绿证-碳交易交互制度避免碳足迹重复计算，利用中国核证自愿减排量 (Chinese certified emission reduction, CCER) 强化碳交易市场与绿证市场的协同与衔接，实现绿证与碳配额的有效互认。按照区域电网基准线排放因子计算每 MWh 的可再生能源发电量的碳减排贡献，由此可计算出相应的碳减排量为：

$$Q_{CCER} = \sum_{t=1}^T (\eta_{om} \varphi_e + \eta_{bm} \varphi_c) (P_{WT,t} + P_{PV,t}) \quad (13)$$

式中， η_{om} ， η_{bm} 分别为电量和容量的边际排

放因子， φ_e ， φ_c 分别为电量和容量的边际排放因子权重。因此，考虑绿证-碳交易交互后的系统碳配额为：

$$Q_C = \mu_c \sum_{t=1}^T P_{TP,t} + Q_{CCER} \quad (14)$$

3 虚拟电厂优化运行模型

3.1 目标函数

本文以系统总成本最低为目标构建目标函数，包括运维成本、弃风弃光成本、碳交易成本、碳封存成本、绿证成本以及甲醇出售收益，具体目标函数如下：

$$C = C_{op}^{RE} + C_{op}^{TP} + C_{op}^{EL} + C_Q + C_{CO_2} + C_{GCT} + C_{CS} + I_{HGCT} - I_{CH_3} + C_{DR} \quad (15)$$

式中， C_{op}^{RE} ， C_{op}^{TP} ， C_{op}^{EL} 分别为风电机组和光伏设备的运维成本，火电机组运行成本，电解槽运行成本。 C_Q 为弃风弃光成本， C_{CO_2} 为碳交易成本， C_{GCT} 为绿证成本， C_{CS} 为碳封存成本， I_{HGCT} 为氢能绿证收益， I_{CH_3} 为甲醇收益， C_{DR} 为需求响应成本。

$$\begin{cases} C_{op}^{RE} = \varepsilon_w P_t^W + \varepsilon_v P_t^V \\ C_{op}^{TP} = \sum_{t=1}^T (a P_{TP,t}^2 + b P_{TP,t} + c) \\ C_{op}^{EL} = k_1 \times P_{H,t} \\ C_Q = \alpha_q (P^{WQ} + P^{VQ}) \\ C_{CS} = \tau_c (Q_{CO_2,t}^{CCUS} - Q_{CO_2,t}^{CH_3}) \\ I_{CH_3} = Q_{CH_3,t} \sigma_{ch} \\ C_{DR} = \sum_{t=1}^T \gamma_{dr} |P_{DR}| \end{cases} \quad (16)$$

式中， \hat{a}_w 、 \hat{a}_v 为风电和光伏的单位运行维护成本， $\$/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。a, b, c 分别为火电机组成本系数， k_1 为电解槽单位运行成本， $\$/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。 α_q 为弃风弃光惩罚系数， $\hat{\delta}_c$ 为碳封存价格， σ_{ch} 为甲醇价格系数， γ_{dr} 为需求响应成本系数， P_{DR} 为负荷调用量，碳交易成本见式 (11)，绿证交易成本见式 (12)。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{H,t}^{EL} + P_{HSD,t} = P_{H_2,t}^{HFC} + P_{HSC,t} + P_{H_2,t}^{CH_3} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} P_{WT,t} + P_{PV,t} + P_{TP,t}^N + P_{HFC,t} \\ = P_{H,t} + P_{LOAD,t} + \Delta P_t^{\text{tran}} - \Delta P_t^{\text{cut}} \end{aligned} \quad (18)$$

式(17)、(18)分别为氢功率平衡和电功率平衡。

2) 风电光伏出力约束

$$0 \leq P_{WT,t} \leq P_{WT,t}^{\max} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{PV,t} \leq P_{PV,t}^{\max} \quad (20)$$

式中, $P_{WT,t}^{\max}$, $P_{PV,t}^{\max}$ 为风电、光伏最大功率。

3) 火电机组出力约束

$$P_{TP}^{\min} \leq P_{TP,t} \leq P_{TP}^{\max} \quad (21)$$

$$\Delta P_{TP}^{\min} \leq P_{TP,t+1} - P_{TP,t} \leq \Delta P_{TP}^{\max} \quad (22)$$

其中, P_{TP}^{\max} , P_{TP}^{\min} 分别为火电机组的出力上、下限, ΔP_{TP}^{\max} , ΔP_{TP}^{\min} 分别为爬坡功率上、下限。

4) 氢燃料电池约束

$$P_{HFC}^{\min} \leq P_{HFC,t} \leq P_{HFC}^{\max} \quad (23)$$

$$\Delta P_{HFC}^{\min} \leq P_{HFC,t+1} - P_{HFC,t} \leq \Delta P_{HFC}^{\max} \quad (24)$$

式中, P_{HFC}^{\max} , P_{HFC}^{\min} 分别为氢燃料电池功率的上、下限, ΔP_{HFC}^{\max} , ΔP_{HFC}^{\min} 分别为氢燃料电池爬坡约束上、下限。

5) 电解槽设备约束

$$P_H^{\min} \leq P_{H,t} \leq P_H^{\max} \quad (25)$$

$$\Delta P_H^{\min} \leq P_{H,t+1} - P_{H,t} \leq \Delta P_H^{\max} \quad (26)$$

式中, P_H^{\max} , P_H^{\min} 分别为电解槽出力上、下限, ΔP_H^{\max} , ΔP_H^{\min} 分别为爬坡功率的上、下限。

6) 甲醇生成设备约束

$$P_{CH_3}^{\min} \leq P_{CH_3,t} \leq P_{CH_3}^{\max} \quad (27)$$

$$\Delta P_{CH_3}^{\min} \leq P_{CH_3,t+1} - P_{CH_3,t} \leq \Delta P_{CH_3}^{\max} \quad (28)$$

其中, $P_{CH_3}^{\max}$, $P_{CH_3}^{\min}$ 分别为甲醇出力上、下限, $\Delta P_{CH_3}^{\max}$, $\Delta P_{CH_3}^{\min}$ 分别为爬坡功率上、下限。

4 算例分析

本文实际数据取自内蒙古某地, 由于模型中存在非线性约束, 因此, 在 MATLAB 中求采用 GUROBI 求解器进行求解。

4.1 基础数据

本文以 24 小时为一个周期, 研究一天内虚拟电厂的运营调度情况, σ_G 取 40\$/MWh, 电量和容量排放因子分别取 0.9419 和 0.4819 碳交易基价为 12.6\$/t, 绿证交易价格 p_{GCT} 为 4.1425\$/MWh, 如图

3 为源荷出力情况。

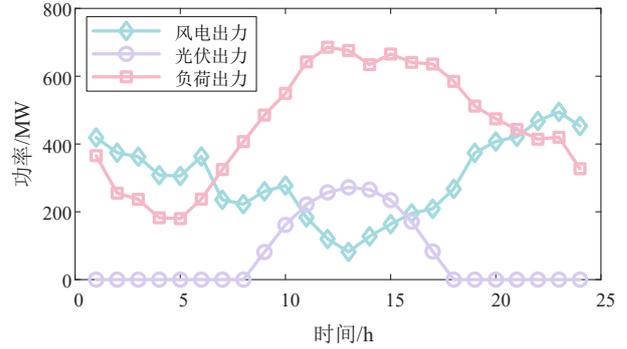


图 3 可再生能源及负荷预测出力情况

Fig.3. Renewable energy power and load forecasting output

表 1 系统参数表

Tab.1 System specifications

名称	数值	名称	数值
h_1	55.617MW/t	η_{EL}	80%
ρ_{CO_2}	1.101t/m ³	η_{CH}	85%
ε_v	14\$/MW · h	κ_{CH}	4.8
α_q	20\$/MW · h	σ_h	10\$
k_1	19.292\$/MW · h	κ_{CO_2}	7.33
ζ	0.268MW · h/t	$P_{CCUS,t}^{fix}$	3MW
η_r	90%	η_a	95%
β_c	1.08t/MW · h	λ_i	-0.2~1.2
μ_c	0.7159t/MW · h	τ_c	4.89\$/t
ε_w	15\$/MW · h	v_H	7\$/piece
a	0.0031\$/MW ²	η_f	85%
b	17.3\$/MW	c	970\$
β	0.2	δ	0.15

4.2 算例分析

为验证本文所提策略的有效性, 设置 5 种场景进行对比分析: 场景 1 考虑传统碳交易机制和绿证交易机制交互, 场景 2 在场景 1 的基础上考虑奖惩阶梯碳交易机制和绿证交易机制, 场景 3 在场景 2 的基础考虑奖惩阶梯碳交易制度与绿证制度交互但不考虑氢能多元利用, 场景 4 在场景 3 的基础上考虑氢能多元利用, 场景 5 在场景 4 的基础上考虑需求响应, 下表为各场景调度结果。

表2 调度结果
Tab.2 Dispatch results

场景编号	C_{CO_2} ($\times 10^3$ \$)	C_{GCT} ($\times 10^3$ \$)	I_{HGCT} ($\times 10^3$ \$)	E_C (t)	C ($\times 10^3$ \$)
1	52.91	-24.88	4.2	4554.65	196.22
2	10.88	-26.43	4.2	3882.68	152.00
3	-93.08	-22.67	---	2604	141.04
4	-112.56	-26.43	4.0	2723.66	50.39
5	-110.33	-26.44	4.1	2735.61	46.35

4.2.1 氢能多元利用对虚拟电厂调度结果的影响

本节将虚拟电厂内部有无氢能多元利用策略进行对比,分析场景3与场景4的调度结果,如下图4、图5、图6分别为场景4与场景5的电功率和氢功率调度结果图。

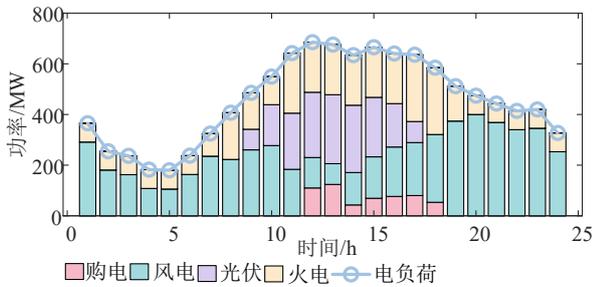


图4 场景3电功率调度结果图

Fig. 4. Power dispatch results of scenario 3

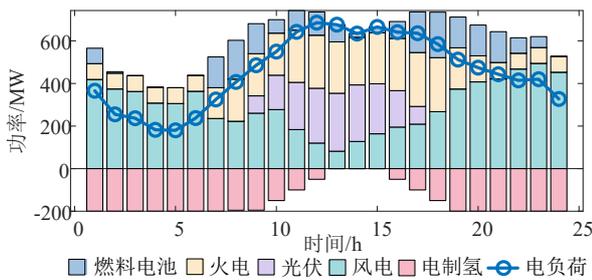


图5 场景4电功率调度结果图

Fig. 5. Power dispatch results of scenario 4

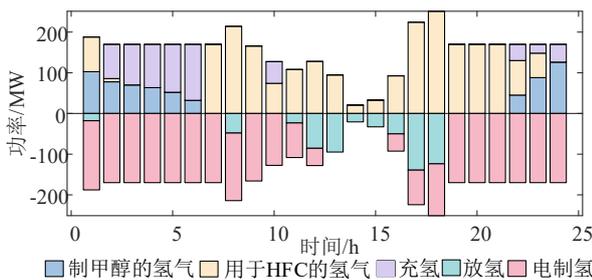


图6 场景4氢功率调度结果图

Fig. 6. Hydrogen power scheduling results of scenario 4

对比图4和图5可以看出,在不考虑氢能多元利用的情况下,降低了可再生能源利用率,系统需要从电网额外购电,增加用电成本。从图6可以看出,在考虑氢能多元利用时,制得的氢气可以在氢气富裕时储存到储氢罐中,制取甲醇提高系统收益,通过HFC满足电负荷的需求;在氢气紧缺时,释放储氢罐中的氢气,满足氢气需求。为进一步说明各氢能利用环节的作用,在场景3的基础上仅增加制甲醇环节设为场景6,在场景6的基础上增加氢燃料电池环节设为场景7,各场景调度结果如表3所示

表3 氢能多元利用策略下调度结果

Tab.3 Dispatch results

场景名称	总成本 ($\times 10^3$ \$)	制氢量 (m^3)	弃风弃光 成本 ($\times 10^3$ \$)	购电成本 ($\times 10^3$ \$)
3	141.04	---	40.01	20.93
4	50.39	277.45	6.87	0
6	91.84	139.48	8.02	20.93
7	56.64	261.18	6.87	0

由表3得出,与场景3相比,场景6增设了氢制甲醇环节,促进了氢气的制取与利用,制氢量提高了 $139.48m^3$,进而提高可再生能源利用率,弃风弃光成本降低了 31.99×10^3 \$,虚拟电厂总成本减少了35%。相比场景6,场景7增设了氢燃料电池环节,可利用富余氢气发电满足系统用电需求,因此,不需向外界购电,购电成本为0,由于氢能的多环节利用,促进了可再生能源的使用,弃风弃光成本降低了14%,总成本降低了 35.2×10^3 \$。

场景4在场景7的基础上增加氢能绿证环节,可以提高绿氢产量,降低系统总成本,实现系统的低碳、经济运行。从表3可以看出,相比场景4,场景7的系统制氢量增加了5%,总成本减少了 6.25×10^3 \$。因此,可再生能源制绿氢可以有效改善系统能源结构,促使虚拟电厂向绿色低碳的方向发展,氢能多元利用不仅增加系统收益进而弥补高额制氢成本,还为绿氢的推广和使用提供有效的工程参考意见。

4.2.2 需求响应对虚拟电厂调度结果的影响

在负荷高峰时段对负荷进行削减或转移可有效缓解电力供需矛盾,通过优化用电负荷进而实现削峰填谷,确保供电可靠性。如图7、图8、图9为需求响应前后电价、电负荷的变化情况。

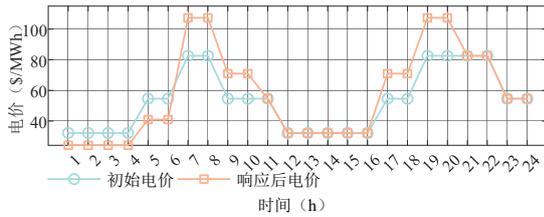


图7 电价变化图
Fig. 7. Chart of tariff changes

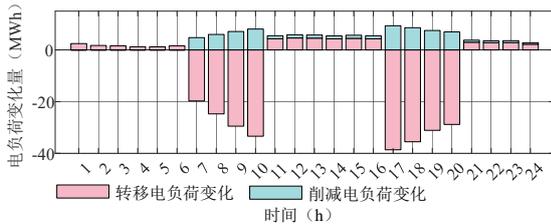


图8 电负荷响应变化图
Fig. 8. Response variation graph of loads

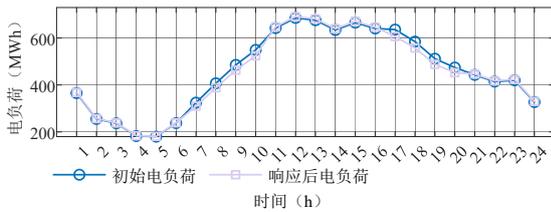


图9 电负荷变化图
Fig. 9. Electric load variation chart

从上图可以看出，在7:00-10:00和17:00-20:00时，系统处于高峰时期，该时段电价较高，通过负荷削减与负荷转移，最高峰17时负荷降低了29.28MWh，电价提升了24.78 \$/MWh，在提升虚拟电厂经济性的同时实现了削峰填谷。降低低谷时段电价，通过电价激励，转移高峰时段的负荷至低谷时段（0:00-6:00），有效降低了用能成本，提高了整体能源利用效率。因此，引入需求响应机制可以优化负荷曲线，提高虚拟电厂的灵活性和经济性。

4.2.3 考虑绿证 - 奖惩碳交易对综合能源系统调度结果的影响

本文利用场景1、场景2、场景4对比说明碳交易与绿证制度对系统运行的影响。当不考虑阶梯式碳交易机制时，场景1的碳交易成本比场景2的碳交易成本高了 42.03×10^3 \$，碳排放量增加了671.97t，如图10和图11分别为场景1和场景2的电功率分配情况，奖惩阶梯碳交易制度的引入使得虚拟电厂火电出力减少225.11MW，可再生能源出力

增加了786.38MW，验证了绿证机制与奖惩碳交易机制在促进可再生能源消纳和提高系统经济性方面的有效性。

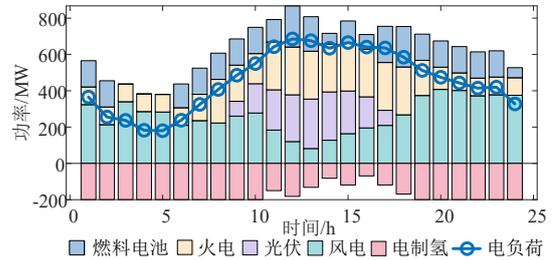


图10 场景1电功率调度结果图
Fig. 10. Power dispatch results of scenario 1

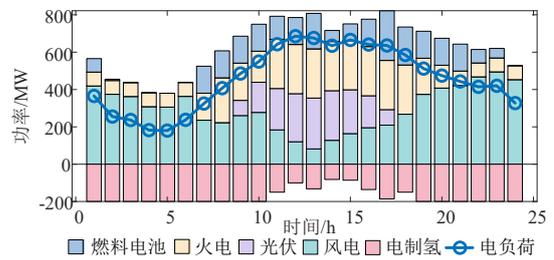


图11 场景2电功率调度结果图
Fig. 11. Power dispatch results of scenario 2

当考虑绿证机制与阶梯碳交易机制交互运行后，自愿减排市场的核证自愿减排量（CCER）可用于碳排放权交易市场配额清缴抵销，多余的碳配额可通过出售获取收益，因此，场景4下碳收益比场景2增加了 101.7×10^3 \$，总收益增加了 101.61×10^3 。从图12中可以看出，在负荷低的时段，场景1的碳排放量是最高的，次低时段场景1和场景2的碳排放量最高，场景5的碳排放量的整体碳排放量都维持在较低水平，总碳排放量为仅2723.66t。证明了绿证与奖惩阶梯碳交易机制的联合运行可有效降低成本，实现虚拟电厂的低碳经济运行。

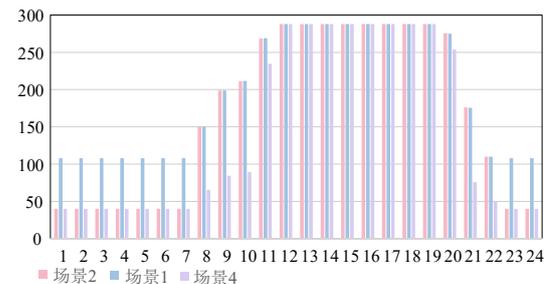


图12 场景1、场景2和场景4的碳排放量图
Fig. 12. Carbon emissions for scenario 1, scenario 2, scenario 4

5 结论

为推动清洁能源的使用,增强电力系统的保供能力,本文提出了一种氢能多元利用的奖惩阶梯碳交易机制与绿证交易机制交互的虚拟电厂低碳调度方法,并通过算例分析得出以下结论:

(1) 奖惩碳交易-绿证联合运行策略,可减少弃风弃光量,降低碳排放量,从市场机制的角度为系统提供经济激励。对碳捕集设备灵活性改造,根据不同供电需求对碳捕集强度做出调整,避免电能分配不够合理。

(2) 氢能多元利用环节的引入可实现能源的梯级利用,减少能量流失,提高系统经济性的同时赋予系统额外的环保属性,为绿氢的发展和推广提供有效参考。

本文主要考虑了虚拟电厂中的低碳经济调度,缺乏与其他主体的互动研究。如与电网公司、售电公司或其他虚拟电厂的博弈研究等,以及动态电价、碳排放定价机制的设计研究。后续研究将在本研究的基础上不断完善,提高系统的性能与灵活性。

参考文献

- [1] 国家能源局. 关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见 [EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202504/content_7018244.htm.
- [2] 许星原, 陈皓勇, 黄宇翔, 等. 虚拟电厂市场化交易中的挑战、策略与关键技术 [J]. 发电技术, 2023, 44(6): 745-757.
XU X Y, CHEN H Y, HUANG Y X, et al. Challenges, strategies and key technologies for virtual power plants in market trading[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(6): 745-757.
- [3] 段贵超, 王恭, 曹生现, 等. 虚拟电厂运行策略及 DG 分布式控制研究 [J]. 发电技术, 2024, 45(4): 765-771.
DUAN G C, WANG G, CAO S X, et al. Research on operation strategy of virtual power plant and distributed control of DG[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 765-771.
- [4] 张灿, 张明震. 中国新型公路交通能源综合系统发展对策研究 [J]. 南方能源建设, 2024, 11(5): 95-104.
ZHANG C, ZHANG M Z. Countermeasures for the development of China's new highway TransportationEnergy integrated system[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(5): 95-104.
- [5] 张杰, 宋科, 张瀚, 等. 车载供氢系统发展现状及展望 [J]. 发电技术, 2025, 46(1): 58-71.
ZHANG J, SONG K, ZHANG H, et al. Development status and prospects of onboard hydrogen supply systems[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(1): 58-71.
- [6] 志鹏, 石祥建, 蔡丹, 等. 绿电与绿氢耦合煤化工的系统建设方案 [J]. 南方能源建设, 2023, 10(3): 143-149.
SHI Z P, SHI X J, CAI D, et al. Construction scheme for the system coupling coal chemical industry with green electricity and green hydrogen[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(3): 143-149.
- [7] 朱新荣, 王勇超, 杨柳. 低碳建筑氢能利用研究进展 [J]. 工程科学与技术, 2025, 57(3): 61-71.
ZHU X R, WANG Y C, YANG L. Research progress on hydrogen energy utilization in low-carbon building[J]. Advanced Engineering Sciences, 2025, 57(3): 61-71.
- [8] 潘光胜, 顾钟凡, 罗恩博, 等. 新型电力系统背景下的电制氢技术分析与展望 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 1-13.
PAN G S, GU Z F, LUO E B, et al. Analysis and prospect of electrolytic hydrogen technology under background of new power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 1-13.
- [9] 李奇, 霍莎莎, 蒲雨辰, 等. 面向含氢综合能源系统的电-碳-氢耦合交易市场研究综述 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 175-187.
LI Q, HUO S S, PU Y C, et al. Review on electricity-carbon-hydrogen coupling trading market for integrated energy system with hydrogen[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 175-187.
- [10] 兰宇, 龙妍, 张哲豪, 等. 可再生能源制氢跨省供应的技术经济可行性研究 [J]. 发电技术, 2023, 44(4): 473-483.
LAN Y, LONG Y, ZHANG Z H, et al. Technical and economic feasibility of inter-provincial supply of renewable energy hydrogen production[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4): 473-483.
- [11] 赵波, 吴启亮, 陈哲, 等. 基于可再生能源的电氢耦合关键技术及示范验证 [J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-14. (2024-11-15). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20241114.1807.019.html>.
ZHAO B, WU Q L, CHEN Z, et al. Key technology of electricity-hydrogen coupling based on renewable energy and its demonstration and verification[J/OL].

- Proceedings of the CSEE, 2024; 1-14. (2024-11-15). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20241114.1807.019.html>.
- [12] 王秋杰, 刘国安, 谭洪, 等. 考虑电氢耦合的虚拟电厂鲁棒可行域模型与求解[J]. 电网技术, 2025, 49(3): 889-898.
WANG Q J, LIU G A, TAN H, et al. Models and solutions of robust feasible region for virtual power plants with electric hydrogen coupling[J]. Power System Technology, 2025, 49(3): 889-898.
- [13] 陈永权, 方瑜. 多组合虚拟电厂中氢储能低碳经济配置与优化[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(3): 107-118.
CHEN Y Q, FANG Y. Low carbon economic configuration and optimization of hydrogen storage in multi-portfolio virtual power plants[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(3): 107-118.
- [14] WANG L L, XIAN R C, JIAO P H, et al. Multi-timescale optimization of integrated energy system with diversified utilization of hydrogen energy under the coupling of green certificate and carbon trading[J]. Renewable Energy, 2024, 228: 120597.
- [15] 葛淑娜, 张彩玲, 王爽, 等. 计及氢能多元利用和绿证 - 碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 231-237.
GE S N, ZHANG C L, WANG S, et al. Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 231-237.
- [16] 汪飞, 喻梦伊, 陈良勇. 氢能产业技术经济性分析及展望[J]. 电力科技与环保, 2024, 40(5): 445-454.
WANG F, YU M Y, CHEN L Y. Technical and economic analysis and outlook of hydrogen energy industry[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2024, 40(5): 445-454.
- [17] 陈明健, 陈胜, 王异成, 等. 考虑氢能绿证的电 - 氢综合能源系统机会约束优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 206-213.
CHEN M J, CHEN S, WANG Y C, et al. Chance constrained optimal scheduling of electric-hydrogen integrated energy system considering green certificate of hydrogen energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 206-213.
- [18] 曹昕冉, 刘继春, 刘可欣. 基于时变量价特性的多主体参与需求响应市场决策方法[J/OL]. 电网技术, 1-14.<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1777>.
- CAO XR, LIU JC, LIU KX. A decision-making method for multi-agent participation in demand response markets based on time-variable pricing characteristics[J/OL]. 电网技术, 1-14.<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1777>.
- [19] 贾宏杰, 徐畅, 靳小龙, 等. 考虑绿证 - 碳排联合交易的电解铝企业参与电 - 碳市场决策方法[J/OL]. Power System Technology, 1-15.<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0035>.
- JIA HJ, XU C, JING XL, et al. Decision-making methods for electrolytic aluminum enterprises participating in the electricity-carbon market, considering the joint trading of green certificates and carbon emissions[J/OL]. Power System Technology, 1-15.<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0035>.
- [20] 李文琦, 孙伟卿, 杨文威. 考虑碳交易及需求响应的虚拟电厂运行优化策略[J]. 上海理工大学学报, 2024, 46(5): 484-493.
LI W Q, SUN W Q, YANG W W. Virtual power plant operation optimization strategy considering carbon trading and demand response[J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2024, 46(5): 484-493.
- [21] 魏春晖, 单林森, 胡大栋, 等. 面向需求响应的园区虚拟电厂优化调度策略[J/OL]. 中国电力, 2025: 1-10. (2025-02-18). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20250218.0810.002.html>.
WEI C H, SHAN L S, HU D D, et al. Optimal scheduling strategy of virtual power plant in park oriented to demand response[J/OL]. Electric Power, 2025: 1-10. (2025-02-18). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20250218.0810.002.html>.
- [22] 赵泽斌, 生世玉, 张琪瑞, 等. 电力行业碳交易与绿证交易政策并行的减排效应及协同设计[J/OL]. 系统工程理论与实践, 2025: 1-19. (2025-02-25). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2267.n.20250225.0943.002.html>.
- ZHAO Z B, SHENG S Y, ZHANG Q R, et al. Emission reduction effect and collaborative design of carbon trading and green card trading policies in power industry[J/OL]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2025: 1-19. (2025-02-25). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2267.n.20250225.0943.002.html>.
- [23] ZHANG L, LIU D Y, CAI G W, et al. An optimal dispatch model for virtual power plant that incorporates carbon trading and green certificate trading[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 144: 108558.

- [24] 李姚旺, 张世旭, 杨晨, 等. 考虑绿电与绿证交易的实时用电碳核算方法 [J/OL]. 中国电机工程学报, 2024; 1-12. (2024-08-29). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240828.1525.008.html>.
LI Y W, ZHANG S X, YANG C, et al. Real-time carbon accounting method considering green electricity and green certificate transactions[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024; 1-12. (2024-08-29). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20240828.1525.008.html>.
- [25] YU X Y, DONG Z J, ZHOU D Q, et al. Integration of tradable green certificates trading and carbon emissions trading: How will Chinese power industry do?[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 279: 123485.
- [26] 朱法华, 徐静馨, 潘超, 等. 煤电在碳中和目标实现中的机遇与挑战 [J]. 电力科技与环保, 2022, 38(2): 79-86.
ZHU F H, XU J X, PAN C, et al. Opportunities and challenges of coal power industry in the achievement of carbon neutrality goal[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2022, 38(2): 79-86.
- [27] 谭玲玲, 孙鹏, 郭沛璇, 等. 含氢储能的微电网低碳-经济协同优化配置 [J]. 发电技术, 2024, 45(5): 983-994.
TAN L L, SUN P, GUO P X, et al. Low-carbon and economic synergy optimization configuration for microgrid with hydrogen energy storage[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(5): 983-994.
- [28] WANG J, LI G, LI Z, et al. A highly selective and stable ZnO-ZrO₂ solid solution catalyst for CO₂ hydrogenation to methanol[J]. Science advances, 2017, 3(10): e1701290.
- [29] 王守相, 郑婉婷, 赵倩宇, 等. 基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统源荷低碳经济调度方法 [J/OL]. 高压技术, 1-12. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057>.
WANG SX, ZHENG WT, ZHAO QY, et al. Source-load low-carbon economic dispatch method for hydrogen multi-energy system based on mutual recognition of carbon-green certificates and electric and thermal flexible loads[J/OL]. High Voltage Engineering, 1-12. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20232057>.

收稿日期: 2025年5月8日

作者简介:



徐睿婕

徐睿婕(1998), 女, 博士研究生, 研究方向为电力系统优化调度, 新能源发电, xuruijie719@163.com。



任永峰

任永峰(1971), 男, 通信作者, 博士生导师, 教授, 研究方向为新能源发电、智能电网、电力系统电能质量控制。 renyongfeng@vip.sina.com