

引用格式:刘珊珊,李柯睿,刘柏康,等.绿证—碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报,2024,39(5):203-215.

Citation:LIU Shanshan,LI Kerui,LIU Baikang, et al.Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2024,39(5):203-215.

绿证—碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度

刘珊珊¹,李柯睿¹,刘柏康¹,张岩²,温梓新³

(1.广东电网有限责任公司惠州供电局,广东惠州516000;2.郑州工业应用技术学院机电工程学院,河南郑州451100;

3.广东电网有限责任公司中山供电局,广东中山528400)

摘要:随着新型电力系统和能源互联的持续推进,构建高效、低碳和经济的能源供应系统对发展双碳战略至关重要。为此,提出一种绿证—碳交易联合机制下考虑多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统(integrated energy system, IES)优化运行策略。首先,为充分发挥需求侧资源的调节能力,构建含价格型、激励型和替代型的多类型需求响应模型。其次,针对氢能的清洁特性,构建含电制氢、氢制甲烷、氢转热电和天然气混氢的氢能多元利用模型。最后,将绿证交易和碳交易相结合,提出绿证—碳联合交易机制,并构建计及绿证—碳联合交易机制的IES低碳经济运行模型。算例仿真设置不同运行方案对比,验证该文所提模型在提升可再生能源消纳、能源利用效率和降低碳排放量等方面的有效性。

关键词:氢能多元利用;碳交易机制;多类型需求响应;绿证交易机制;综合能源系统

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2024.05.021 **中图分类号:**TM73 **文章编号:**1673-9140(2024)05-0203-13

Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism

LIU Shanshan¹, LI Kerui¹, LIU Baikang¹, ZHANG Yan², WEN Zixin³

(1.Huizhou Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Huizhou 516000, China; 2.School of Mechanical and Electrical,

Engineering Zhengzhou Institute of Industrial Application Technology, Zhengzhou 451100, China; 3.Zhongshan Power Supply

Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Zhongshan 528400, China)

Abstract: With the continuous advancement of new power systems and energy interconnection, building an efficient, low-carbon, and economical energy supply system is crucial for the development of the dual carbon strategy. To this end, this paper proposes an optimized operation strategy for an integrated energy system (IES) that considers multi-type demand response and diverse utilization of hydrogen under a joint mechanism of green certificate and carbon trading. Firstly, to fully leverage the regulatory capabilities of demand-side resources, a multi-type demand response model is constructed, encompassing price-based, incentive-based, and substitution-based responses. Secondly, considering the clean nature of hydrogen, a diverse utilization model for hydrogen is established, including power-to-hydrogen, hydrogen-to-methane, hydrogen-to-heat/electricity, and blending hydrogen with natural gas. Lastly, by combining green certificate trading with carbon trading, a joint green certificate-carbon trading mechanism is proposed, and an IES low-carbon economic operation model that takes into account this joint trading mechanism is constructed. The simulation examples, which compare different operational scenarios, verify the effectiveness of the proposed model in enhancing

收稿日期:2023-11-29;修回日期:2024-05-10

基金项目:教育部产学合作协同育人项目(220705563263810);河南省教育科学规划课题(2023YB0386)

通信作者:刘珊珊(1994—),女,硕士,主要从事氢能利用、综合能源系统优化调度等方面的研究;E-mail:866382064@qq.com

renewable energy integration, improving energy utilization efficiency, and reducing carbon emissions.

Key words: multifaceted hydrogen utilization; carbon trading mechanism; multi-type demand response; green certificate trading mechanism; integrated energy system

在“双碳”背景下,如何构建清洁低碳、安全高效的能源系统是中国面临的主要挑战^[1-2]。综合能源系统(integrated energy system, IES)对不同能源的耦合互补、协调转换及互相替代,对实现能源的高效利用、高比例新能源消纳和降低碳排放量具有重要意义^[3]。

目前,针对 IES 优化运行研究已取得了丰富的研究成果。其中,多数研究以经济指标和环境指标为目标进行讨论^[4]。文献[5]基于碳交易(carbon emission trading, CET)机制,构建了考虑经济成本最低和碳排放量最小的 IES 优化目标。文献[6]基于阶梯形 CET 机制提出了 IES 低碳优化调度策略,并分析了碳排放区间、单位碳交易价格等对 IES 优化的影响。文献[7]将模糊控制和遗传算法整合进 CET 机制中,构建了基于参数自适应变化的改进 CET 机制。

随着高比例新能源不断接入电力系统,如何消纳新能源成为当前研究热点。绿证交易(green certificate trading, GCT)机制为提升新能源消纳水平提供了有利的政策支撑。文献[8]基于 GCT 机制,提出了计及新能源电力消纳责任权重的 IES 运行优化模型。文献[9]在含碳捕集电厂的 IES 中引入 GCT 机制和 CET 机制,并以绿证历史交易作为依据,探讨了绿证交易价格与绿证数量之间的市场均衡关系。文献[10]研究了绿证交易机制的碳减排原理,提出了一种实现绿证交易和碳交易之间联合互动的 IES 绿色调度方法。这些研究分别通过 CET 和 GCT 机制,引导系统降低碳排放量和增加新能源消纳水平,实现了 IES 低碳经济运行。

氢能是一种低碳清洁的二次能源,在 IES 低碳优化运行中有着广泛研究。文献[11]结合氢储能的多能联供联储特点,设计了含氢储能配置的工业园区 IES 多主体博弈模型。文献[12]基于 P2G 的两阶段运行原理,构建了含电解槽、氢燃料电池和甲烷反应器的氢能利用环节。文献[13]结合氢能实际使用需求,建立了含氢能利用的能源梯级利用模型。此外,综合需求响应(integrated demand response, IDR)通过价格或激励手段动态引导用户调节负荷曲线,不仅能缓解 IES 供电压力,还能降低系统碳排放量。文献[14]提出考虑用户舒适度的电、

热 IDR 模型,并基于 CET 机制,构建了园区 IES 低碳经济调度模型。文献[15]考虑到 IDR 在不同时间尺度下的响应能力,建立了计及多时间尺度下的 IDR 调节模型。

这些文献分别从绿证—碳交易机制、氢能耦合利用模型及需求响应模型等方面对 IES 低碳运行展开研究,但在含氢能利用的 IES 优化研究中,现有研究大多侧重于对源侧氢能的能流特性分析和对氢能设备建模研究,忽略了负荷侧用能特性以及低碳交易机制,未同时考虑氢能多元利用、绿证—碳联合交易机制以及多类型需求响应对 IES 运行的影响,不能发挥源侧、荷侧以及低碳交易机制之间的协调、互补特性,无法进一步挖掘系统的低碳特性。

针对这些问题,本文分别在源侧引入氢能多环节利用模型,在荷侧引入多类型需求响应模型,并在政策层面引入绿证—碳联合交易机制,从源侧、荷侧以及政策层面多方面入手,探讨氢能多元利用模型、多类型需求响应模型与绿证—碳交易机制对 IES 优化运行的影响。首先,构建了含价格型、激励型和替代型的多类型 IDR 模型。其次,在源侧构建了含电制氢、氢制甲烷、氢转热电和天然气混氢 4 个环节的氢能多元利用模型。最后,在 IES 模型中分别引入 CET 和 GCT 机制,并通过将两者有效结合,构建了计及绿证—碳交易(GCT-CET)机制的 IES 低碳经济运行模型。本文的算例仿真分别讨论了多类型 IDR 策略、氢能多元利用模型和 GCT-CET 机制在提升系统经济效益和环境效益两方面的有效性,实现了 IES 低碳经济运行。

1 多类型需求响应建模

随着多能互补能源网络的提出,多元化的需求侧资源具有很强的调控特性。IDR 策略可打破不同能源之间的界限,实现多元负荷的时间转移和耦合互补。为了充分挖掘需求侧资源的调节能力,本文构建了包括价格型、激励型和替代型的多类型需求响应模型。

1.1 价格型 IDR 建模

价格型 IDR 通常采用需求价格弹性矩阵进行表征。本文电、气负荷响应模型采用价格型 IDR 建模,根据价格弹性矩阵,可得到考虑价格型 IDR 的

电、气负荷响应模型,即

$$\begin{bmatrix} P_{i,f} \\ P_{i,p} \\ P_{i,g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{i,f}^0 \\ P_{i,p}^0 \\ P_{i,g}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{i,f}^0 & 0 & 0 \\ 0 & P_{i,p}^0 & 0 \\ 0 & 0 & P_{i,g}^0 \end{bmatrix} E_i \begin{bmatrix} \frac{\Delta c_{i,f}}{c_{i,f}^0} \\ \frac{\Delta c_{i,p}}{c_{i,p}^0} \\ \frac{\Delta c_{i,g}}{c_{i,g}^0} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中, $i \in \{e, g\}$, e, g 分别为电能和电能; $P_{i,f}^0, P_{i,p}^0$ 和 $P_{i,g}^0$ 分别为实施价格型 IDR 前的第 i 类峰、平、谷负荷; $c_{i,f}^0, c_{i,p}^0$ 和 $c_{i,g}^0$ 分别为实施价格型 IDR 前第 i 类能源的峰、平、谷价格; $P_{i,f}, P_{i,p}$ 和 $P_{i,g}$ 分别为实施价格型 IDR 后的第 i 类峰、平、谷负荷; $\Delta c_{i,f}, \Delta c_{i,p}$ 和 $\Delta c_{i,g}$ 分别为实施价格型 IDR 后第 i 类能源的峰、平、谷价格改变量; E_i 为第 i 类负荷的价格型弹性矩阵。

引入价格型 IDR 后,需考虑用户的消费支出满意度和用能满意度,即

$$1 - \frac{\sum_{t=1}^T |P_i^t - P_{i,0}^t|}{\sum_{t=1}^T P_{i,0}^t} \geq r_m^{\min,i} \quad (2)$$

$$1 - \frac{\sum_{t=1}^T (P_i^t c_i^t - P_{i,0}^t c_{i,0}^t)}{\sum_{t=1}^T P_{i,0}^t c_{i,0}^t} \geq c_{m,se}^{\min,i} \quad (3)$$

式(2)、(3)中, t 为第 t 时刻; T 为调度周期; $r_m^{\min,i}$ 为用户关于第 i 类负荷的满意度下限; $c_{m,se}^{\min,i}$ 为用户关于第 i 类负荷的消费支出满意度下限; $P_{i,0}^t$ 和 P_i^t 分别为 IDR 前、后的第 t 时段第 i 类负荷; $c_{i,0}^t$ 和 c_i^t 分别为 IDR 前、后在第 t 时段的第 i 类价格; $i \in \{e, g\}$ 。

1.2 激励型 IDR 建模

激励型 IDR 是在 IES 在供能负荷高峰时段或系统紧急状态下,用户可根据 IES 制定的激励补贴政策选择将负荷进行部分削减的策略,且 IES 各类负荷均可参与。考虑到热负荷具有感知模糊性和时间延迟性,故其不宜采用价格型 IDR 策略。本文采用一阶热力学模型表征热负荷与室内温度变化的关系^[16-17],即

$$P_{\text{heat}}^t = f(T_{\text{in}}^t) = \frac{\left[T_{\text{in}}^{t+1} - (1 - e^{-\frac{\Delta t}{R_z C_w}}) T_{\text{in}}^t \right] U_n}{(1 - e^{-\frac{\Delta t}{R_z C_w}}) R_z} - \frac{T_{\text{out}}^t U_n}{R_z} \quad (4)$$

$$\Delta P_h^t = f(T_{\text{in}}^t) - f(T_{\text{in}}^t - \Delta T_{\text{in}}^t) \quad (5)$$

式(4)、(5)中, T_{in}^t 为建筑物在 t 时段的室内温度; T_{out}^t 为建筑物在 t 时段的室外温度; P_{heat}^t 为建筑物在 t 时

段的供暖功率; U_n 为供暖用户数量; T_{in}^t 建筑物在 t 时段的室内温度变化量; ΔP_h^t 为用户在 t 时段的热负荷的变化量; R_z 为建筑物等效热阻; C_{air} 为建筑物等效热容; ΔT_{in}^t 为室内在 t 时段的温度变化量。

热负荷响应需满足如下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_h^t \leq \Delta P_h^{\max} \\ T_{\text{in}}^{\min} \leq T_{\text{in}}^t - \Delta T_{\text{in}}^t \leq T_{\text{in}}^{\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中, ΔP_h^{\max} 为用户热负荷的变化量上限; T_{in}^{\max} 和 T_{in}^{\min} 分别为用户处于舒适度范围内的温度上、下限。

对于参与激励型 IDR 的用户, IES 给予的激励补贴可表示为

$$F_{\text{IDR},h} = \sum_{t=1}^T \epsilon_h \Delta P_h^t \quad (7)$$

式中, $F_{\text{IDR},h}$ 为 IES 给予用户的响应激励补贴; ϵ_h 为热负荷的补贴系数。

电、气负荷的用能高峰时段通常是用户生活、生产的高峰。在此高峰时段进行负荷削减会对用户的正常生活产生较大影响,故对电、气负荷采用基于分时价格的激励补贴机制,其可表示为

$$\begin{cases} F_{\text{IDR},e} = \sum_{t=1}^T c_e^t \varphi_e \Delta P_{e,\text{cut}}^t \\ F_{\text{IDR},g} = \sum_{t=1}^T c_g^t \varphi_g \Delta P_{g,\text{cut}}^t \end{cases} \quad (8)$$

式中, $F_{\text{IDR},e}$ 和 $F_{\text{IDR},g}$ 分别为电负荷和气负荷的激励补贴成本; c_e^t 和 c_g^t 分别为 t 时段的电价和气价; φ_e 和 φ_g 分别为电、气削减补贴系数; $\Delta P_{e,\text{cut}}^t$ 和 $\Delta P_{g,\text{cut}}^t$ 分别为电、气在 t 时段的负荷削减量。

1.3 替代型 IDR 建模

考虑到电、气、热负荷之间的相互替代作用,用户可根据不同能源之间的用能成本相对关系选择能满足相同质量需求的能源种类。在构建替代型 IDR 时,应考虑不同能源之间的替代方向。本文基于文献[18-19],设电负荷被气、热负荷替代为正方向,热负荷被气负荷替代为正方向,且能源间有效热值转化系数以被替代能源为基准。替代性 IDR 模型可表示为

$$\begin{cases} \Delta P_{e,\text{rep}}^t = -\beta_{eg} \Delta P_{e,g}^t - \beta_{eh} \Delta P_{e,h}^t \\ \Delta P_{h,\text{rep}}^t = \beta_{eh} \eta_{eh} \Delta P_{e,h}^t - \beta_{hg} \eta_{hg} \Delta P_{h,g}^t \\ \Delta P_{g,\text{rep}}^t = \beta_{eg} \eta_{eg} \Delta P_{e,g}^t + \beta_{hg} \eta_{hg} \Delta P_{h,g}^t \end{cases} \quad (9)$$

式中, $\Delta P_{e,\text{rep}}^t, \Delta P_{h,\text{rep}}^t$ 和 $\Delta P_{g,\text{rep}}^t$ 分别为在 t 时段替代 IDR 后电、热、气负荷的变化量; $\Delta P_{e,g}^t, \Delta P_{e,h}^t$ 和 $\Delta P_{h,g}^t$ 分别为在 t 时段电—气能、电—热能和热—气能之间的负荷替代量; β_{eg}, β_{eh} 和 β_{hg} 分别为电—气能、电—热能和热—气能之间的替代状态; η_{eg}, η_{eh} 和 η_{hg}

分别电—气能、电—热能和热—气能之间的有效热值转化系数,分别取其值为1.500、2.800和0.625。

替代型 IDR 应满足如下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P'_{ij} \leq \Delta P'_{ij}{}^{\max}, & \Delta P'_{ij} > 0 \\ 0 \leq |\Delta P'_{i,\text{rep}}| \leq \Delta P'_{i,\text{rep}}{}^{\max}, & \Delta P'_{i,\text{rep}} < 0 \\ 0 \leq |\eta_{ij} \Delta P'_{ij}| \leq \Delta P'_{ij}{}^{\max'} \end{cases} \quad (10)$$

式中, $i, j \in \{e, h, g\}$, 且 $i \neq j$ (e, g, h 分别为电能、气能、热能); $\Delta P'_{i,\text{rep}}{}^{\max}$ 为 $\Delta P'_{i,\text{rep}}$ 的上限值; $\Delta P'_{ij}{}^{\max}$ 和 $\Delta P'_{ij}{}^{\max'}$ 分别为负荷被替代量和替代量的上限。

2 氢能多元利用模型

本文所提的氢能多元利用模型包括制氢、用氢、储氢以及燃气混氢等环节。其中,制氢环节通过电解槽 (electrolytic, EL) 进行,产生的氢气可有多种使用途径,如通过氢燃料电池 (hydrogen fuel cell, HFC) 产生电、热能,或通过甲烷反应器 (methane reactor, MR) 产生气能,或通过储氢罐 (hydrogen energy storage, HES) 及掺入天然气中。氢能多元利用环节可表示为以下 5 种方式。

2.1 电制氢环节

电制氢环节可将富余的电能转化为氢能,可提升风电、光伏等可再生能源消纳水平,其输入—输出转换模型可表示为

$$P'_{\text{EL},\text{H}_2} = \eta_{\text{EL}} P'_{\text{EL},\text{e}} \quad (11)$$

式中, η_{EL} 为 EL 的能量转换效率; $P'_{\text{EL},\text{e}}$ 为 t 时段的输入 EL 的电功率; $P'_{\text{EL},\text{H}_2}$ 为 t 时段的 EL 的制氢功率。

2.2 氢制热电环节

HFC 可实现氢能与热、电能之间的耦合,其发电、产热效率和负载率之间呈非线性函数关系,具体可表示为^[20]

$$\begin{cases} P'_{\text{HFC},\text{e}} = \eta'_{\text{HFC},\text{e}} P'_{\text{HFC},\text{H}_2} \\ P'_{\text{HFC},\text{h}} = \eta'_{\text{HFC},\text{h}} P'_{\text{HFC},\text{H}_2} \\ \eta'_{\text{HFC},\text{e}} = \sum_{i=1}^n \lambda^i_{\text{HFC},\text{e}} \left(\frac{P'_{\text{HFC},\text{e}}}{P_{\text{HFC},\text{N}}} \right)^i \\ \eta'_{\text{HFC},\text{h}} = \sum_{i=1}^n \lambda^i_{\text{HFC},\text{h}} \left(\frac{P'_{\text{HFC},\text{h}}}{P_{\text{HFC},\text{N}}} \right)^i \end{cases} \quad (12)$$

式中, i 表示多项式阶数; $\lambda^i_{\text{HFC},\text{e}}$ 和 $\lambda^i_{\text{HFC},\text{h}}$ 分别为电、热效率函数的多项式系数; $\eta'_{\text{HFC},\text{e}}$ 和 $\eta'_{\text{HFC},\text{h}}$ 分别为 HFC 在 t 时段的电、热功率转换效率; $P'_{\text{HFC},\text{H}_2}$ 为输入 HFC 的氢功率; $P'_{\text{HFC},\text{e}}$ 和 $P'_{\text{HFC},\text{h}}$ 分别为 HFC 在 t 时段的产电、产热功率; $P_{\text{HFC},\text{N}}$ 为 HFC 的额定功率值。

2.3 氢制甲烷环节

MR 可利用 EL 产出的氢气实现氢气甲烷化,并

注入 IES 的天然气管道提供气能,其输入—输出模型可表示为

$$P'_{\text{MR},\text{g}} = \eta_{\text{MR}} P'_{\text{MR},\text{H}_2} \quad (13)$$

式中, $P'_{\text{MR},\text{H}_2}$ 和 $P'_{\text{MR},\text{g}}$ 分别为 MR 在 t 时段的耗氢功率和 MR 的产气功率; η_{MR} 为甲烷化的反应效率。

2.4 混氢热电联产模型

研究表明,天然气掺氢体积控制在 20% 之内可有效降低运行成本^[21-23]。故为进一步丰富氢能利用场景,构建混氢热电联产 (combined heat and power, CHP) 模型。天然气掺入氢气后的天然气混氢总量可表示为

$$P'_{\text{CHP}} = L_{\text{mix}} \left(\frac{P'_{\text{CHP},\text{H}_2}}{L_{\text{H}_2}} + \frac{P'_{\text{CHP},\text{g}}}{L_{\text{g}}} \right) \quad (14)$$

$$L_{\text{mix}} = \mu'_{\text{g}-\text{H}_2} L_{\text{H}_2} + (1 - \mu'_{\text{g}-\text{H}_2}) L_{\text{g}} \quad (15)$$

式(14)、(15)中, P'_{CHP} 为 t 时段的输入 CHP 的天然气混氢总量; $P'_{\text{CHP},\text{H}_2}$ 为 t 时段的输入 CHP 的氢气量; L_{H_2} 为氢气的低热值; $P'_{\text{CHP},\text{g}}$ 为 t 时段的输入 CHP 的天然气量; L_{g} 为天然气低热值; L_{mix} 为天然气混氢气体的低热值; $\mu'_{\text{g}-\text{H}_2}$ 为燃气混氢比例。

t 时段的燃气混氢比例 $\mu'_{\text{g}-\text{H}_2}$ 可表示为

$$\mu'_{\text{g}-\text{H}_2} = \frac{P'_{\text{CHP},\text{H}_2}}{L_{\text{H}_2}} \left/ \left(\frac{P'_{\text{CHP},\text{H}_2}}{L_{\text{H}_2}} + \frac{P'_{\text{CHP},\text{g}}}{L_{\text{g}}} \right) \right. \quad (16)$$

$$0 \leq \mu'_{\text{g}-\text{H}_2} \leq 0.20 \quad (17)$$

因此,混氢 CHP 模型可表示为

$$\begin{cases} P'_{\text{CHP},\text{e}} = \eta_{\text{CHP},\text{e}} P'_{\text{CHP}} \\ P'_{\text{CHP},\text{h}} = \eta_{\text{CHP},\text{h}} P'_{\text{CHP}} \end{cases} \quad (18)$$

式中, $\eta_{\text{CHP},\text{e}}$ 和 $\eta_{\text{CHP},\text{h}}$ 分别为混氢 CHP 的电、热功率转换效率; $P'_{\text{CHP},\text{e}}$ 和 $P'_{\text{CHP},\text{h}}$ 分别为 t 时段的混氢 CHP 的电、热功率。

2.5 储氢环节

参考文献[12]的建模方法,HES 的模型需考虑储能容量约束、互斥约束与周期储量守恒约束,即

$$\begin{cases} S'_{\text{HES}} = S'^{-1}_{\text{HES}} (1 - \gamma_{\text{HES}}) + P'_{\text{HES},\text{c}} \eta_{\text{HES},\text{c}} - P'_{\text{HES},\text{d}} / \eta_{\text{HES},\text{d}} \\ S'^{\min}_{\text{HES}} \leq S'_{\text{HES}} \leq S'^{\max}_{\text{HES}} \\ S^0_{\text{HES}} = S^{24}_{\text{HES}} \\ I'_{\text{HES},\text{d}} + I'_{\text{HES},\text{c}} \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

式中, $P'_{\text{HES},\text{c}}$ 和 $P'_{\text{HES},\text{d}}$ 分别为 t 时段的 HES 的充氢、放氢效率; S'_{HES} 为 HES 在 t 时段的储能容量; γ_{HES} 为 HES 的损耗系数; $\eta_{\text{HES},\text{c}}$ 与 $\eta_{\text{HES},\text{d}}$ 分别为 HES 的充、放能效率; S'^{\max}_{HES} 和 S'^{\min}_{HES} 分别为 S'_{HES} 的上、下限; S^0_{HES} 和 S^{24}_{HES} 分别为 $t=0$ 和 $t=24$ 时的 HES 储能容量; $I'_{\text{HES},\text{c}}$ 和 $I'_{\text{HES},\text{d}}$ 分别为 HES 在 t 时段的充、放氢状态。

3 绿证—碳交易机制

3.1 碳交易机制

CET机制通过合法交易碳排放权的方法,引导高碳机组减排、清洁机组积极上网。目前,通常采用基准线法对IES的碳配额度进行分配^[6]:

$$\begin{cases} E_{\text{Grid}}^{\text{CET}} = \sum_{t=1}^T \xi_e P_{\text{Grid}}^t \\ E_{\text{CHP}}^{\text{CET}} = \sum_{t=1}^T \xi_h (\varphi_{\text{eh}} P_{\text{CHP,e}}^t + P_{\text{CHP,h}}^t) \\ E_{\text{GB}}^{\text{CET}} = \sum_{t=1}^T \xi_h P_{\text{GB,h}}^t \\ E_{\text{MR}}^{\text{CET}} = \sum_{t=1}^T \varphi_{\text{MR}} P_{\text{MR,g}}^t \end{cases} \quad (20)$$

$$E_{\text{IES,P}}^{\text{CET}} = E_{\text{Grid}}^{\text{CET}} + E_{\text{CHP}}^{\text{CET}} + E_{\text{GB}}^{\text{CET}} - E_{\text{MR}}^{\text{CET}} \quad (21)$$

式(20)、(21)中, ξ_e 和 ξ_h 分别为单位电量和单位热量碳排放配额; $P_{\text{GB,h}}^t$ 为燃气锅炉(gas boiler, GB)在 t 时段的输出热功率; P_{Grid}^t 为IES在 t 时段的外购电量; φ_{eh} 为电—热折算系数; $E_{\text{Grid}}^{\text{CET}}$ 、 $E_{\text{CHP}}^{\text{CET}}$ 、 $E_{\text{GB}}^{\text{CET}}$ 分别为外购电、CHP和GB的无偿碳配额; $E_{\text{MR}}^{\text{CET}}$ 为MR运行中吸收的 CO_2 量; φ_{MR} 为MR单位吸收 CO_2 的效率; $E_{\text{IES,P}}^{\text{CET}}$ 为IES碳配额总量。

设碳交易单价为 c_{CET} ,则IES承担的CET成本表示为

$$F_{\text{CET}} = c_{\text{CET}} (E_{\text{IES,act}}^{\text{CET}} - E_{\text{IES,P}}^{\text{CET}}) \quad (22)$$

式中, F_{CET} 为IES的CET成本; $E_{\text{IES,act}}^{\text{CET}}$ 为IES的实际碳排放量,其计算方法见文献[6]。

3.2 绿证交易机制

GCT机制是提升可再生能源消纳水平的有效政策手段,通常其与可再生能源配额制(renewable portfolio standard, RPS)组合。通过规定可再生能源发电在用电量中的比例,促进用户消费一定比例的绿电。GCT成本的计算公式可表示如下:

$$F_{\text{GCT}} = c_{\text{GCT}} (E_{\text{IES}}^{\text{GCT}} + E_{\text{Vol}}^{\text{GCT}} + E_{\text{User}}^{\text{GCT}} - E_{\text{RGS}}^{\text{GCT}}) \quad (23)$$

$$\begin{cases} E_{\text{IES}}^{\text{GCT}} = \varepsilon_q \sum_{t=1}^T (P_{\text{CHP,e}}^t + P_{\text{HFC,e}}^t) / 1000 \\ E_{\text{Vol}}^{\text{GCT}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{Vol,e}}^t / 1000 \\ E_{\text{User}}^{\text{GCT}} = \varepsilon_q \sum_{t=1}^T P_e^t / 1000 \\ E_{\text{RGS}}^{\text{GCT}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{WT}}^t / 1000 \end{cases} \quad (24)$$

式(23)、(24)中, F_{GCT} 为IES的GCT成本; ε_q 为新能

源配额比例; $E_{\text{Vol}}^{\text{GCT}}$ 为IES自愿购买的绿证数量; $P_{\text{Vol,e}}^t$ 为IES在 t 时段自愿购买的绿色电量; P_{WT}^t 为风电机组(wind turbines, WT)在 t 时段的输出电功率; $E_{\text{IES}}^{\text{GCT}}$ 和 $E_{\text{User}}^{\text{GCT}}$ 为新能源配额下IES和用户所需持有的绿证数量; $E_{\text{RGS}}^{\text{GCT}}$ 为IES新能源发电获得的绿证数量; c_{GCT} 为绿证交易单价。

3.3 GCT-CET联合交易原理

中国核证自愿减排量(Chinese certified emission reduction, CCER)是联结CET和GCT的主要途径。由于CCER与绿色电量可通过清洁替代的方式节能减排,故二者可构成互认关系^[24-25],而CCER与碳配额可以按一比一进行划分,故计算CCER碳减排量即可实现碳配额和绿证的互认关系。因此,在完成碳配额和绿证的互认后,IES的碳配额可改写为

$$E_{\text{Grid}}^{\text{CET}} + E_{\text{CHP}}^{\text{CET}} + E_{\text{GB}}^{\text{CET}} - E_{\text{MR}}^{\text{CET}} + E_{\text{CCER}} = E_{\text{IES,P}}^{\text{CET}} \quad (25)$$

$$E_{\text{CCER}} = \sum_{t=1}^T (\varepsilon_{\text{OM}} \beta_{e1} + \varepsilon_{\text{BM}} \beta_{e2}) \cdot (P_{\text{CHP,e}}^t + P_{\text{HFC,e}}^t + P_{\text{Vol}}^t) \quad (26)$$

式(25)、(26)中, E_{CCER} 为CCER的碳减排量; ε_{OM} 和 β_{e1} 分别为电量的边际排放因子及其权重; ε_{BM} 和 β_{e2} 分别为容量的边际排放因子及其权重。

4 IES优化调度模型

4.1 源、荷不确定建模

本文采用随机变量的形式对可再生能源与多类负荷不确定性进行建模,该模型可表示为

$$\begin{cases} P_{\text{WT}}^t = P_{\text{WT},0}^t + \varepsilon_{\text{WT}}^t \\ P_i^t = P_{i,0}^t + \varepsilon_i^t, i \in \{e, h, g\} \end{cases} \quad (27)$$

式中, $P_{\text{WT},0}^t$ 和 P_{WT}^t 分别为WT在 t 时段的预测值和实际值; $\varepsilon_{\text{WT}}^t$ 为WT在 t 时段的预测随机误差; $P_{i,0}^t$ 和 P_i^t 分别为负荷 i 在 t 时段的预测值和实际值; ε_i^t 为负荷 i 在 t 时段的预测随机误差。

其中,WT和电、热、气负荷的预测误差服从正态分布,则其误差的分布函数分别为

$$\begin{cases} f(\varepsilon_{\text{WT}}^t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_{\text{WT}}} \exp[-(\varepsilon_{\text{WT}}^t - \mu_{\text{WT}})^2 / 2\sigma_{\text{WT}}^2] \\ f(\varepsilon_i^t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_i} \exp[-(\varepsilon_i^t)^2 / 2\sigma_i^2], i \in \{e, g, h\} \end{cases} \quad (28)$$

式中, σ_{WT} 和 σ_i 分别为WT和各类负荷预测随机误差的标准差, $i \in \{e, g, h\}$; μ_{WT} 为WT出力预测随机误差的均值。

在建立源荷不确定性模型后,可先采用拉丁超立方抽样法,生成大量可再生能源和负荷的初始场景集;再采用基于kantorovich的距离削减法对生成的场景进行削减;最后,得到典型的源、荷预测场景,具体方法可见文献[16]。

4.2 目标函数

IES优化目标综合考虑经济性和环保性,其目标函数可表示为

$$\min F_{\text{IES}} = F_{\text{CET}} + F_{\text{GCT}} + F_{\text{Buy}} + F_{\text{WT}} + F_{\text{IDR}} + F_{\text{OM}} \quad (29)$$

式中, F_{CET} 为碳交易成本; F_{Buy} 为购能成本; F_{GCT} 为GCT成本; F_{WT} 为弃风成本; F_{IDR} 为需求响应补贴成本; F_{OM} 为运行维护成本。其中, F_{CET} 和 F_{GCT} 分别如式(22)、(23)所示。其余分别表示为

$$F_{\text{Buy}} = \sum_{t=1}^T c_e^t P_{\text{Grid}}^t + \sum_{t=1}^T c_g^t \left(\frac{P_{\text{CHP,g}}^t + P_{\text{GB,g}}^t}{L_g} \right) \quad (30)$$

$$F_{\text{WT}} = \sum_{t=1}^T \alpha_{\text{WT,q}} (P_{\text{WT}}^t - P_{\text{WT,a}}^t) \quad (31)$$

$$F_{\text{IDR}} = F_{\text{IDR,e}} + F_{\text{IDR,h}} + F_{\text{IDR,g}} \quad (32)$$

$$F_{\text{OM}} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_n \varepsilon_n P_n^t + \sum_m \kappa_m (P_{m,\text{chr}}^t + P_{m,\text{dis}}^t) \right] \quad (33)$$

式(30)~(33)中, $\alpha_{\text{WT,q}}$ 为WT的弃风惩罚系数; $P_{\text{WT,a}}^t$ 为系统在 t 时段的实际消纳的风电功率; $P_{\text{GB,g}}^t$ 为在 t 时段内GB消耗的天然气体积; n 表示能源转化设备的种类,本文包括HFC、CHP、GB、MR、EL等设备,故 $n \in \{\text{HFC}, \text{CHP}, \text{GB}, \text{MR}, \text{EL}\}$; m 表示储能设备的种类,本文包括电储能(electric energy storage, EES)、热储能(thermal energy storage, TES)、气储能(gas energy storage, GES)与HES,故 $m \in \{\text{ESS}, \text{TES}, \text{CES}, \text{HES}\}$; ε_n 和 κ_m 分别为能源转化设备 n 和储能设备 m 的运行维护系数; P_n^t 为能源转化为设备 n 的输出功率; $P_{m,\text{chr}}^t$ 和 $P_{m,\text{dis}}^t$ 分别为储能设备 m 在 t 时段的充、放能功率。

4.3 约束条件

1) 功率平衡约束。

系统功率平衡约束包括电、热、气、氢能平衡,可分别表示为

$$P_{\text{WT,a}}^t + P_{\text{CHP,e}}^t + P_{\text{HFC,e}}^t + P_{\text{EES,dis}}^t + P_{\text{Grid}}^t = P_{\text{e,IDR}}^t + P_{\text{EES,chr}}^t - P_{\text{EL,e}}^t \quad (34)$$

$$P_{\text{GB,h}}^t + P_{\text{CHP,h}}^t + P_{\text{HST,dis}}^t + P_{\text{HFC,h}}^t = P_{\text{h,IDR}}^t + P_{\text{HST,chr}}^t \quad (35)$$

$$P_{\text{CHP,g}}^t + P_{\text{GB,g}}^t + P_{\text{g,IDR}}^t + P_{\text{GST,chr}}^t = P_{\text{Gas}}^t + P_{\text{MR,g}}^t + P_{\text{GST,dis}}^t \quad (36)$$

$$P_{\text{EL,H}_2}^t + P_{\text{HES,chr}}^t = P_{\text{MR,H}_2}^t + P_{\text{HFC,H}_2}^t + P_{\text{HES,dis}}^t + P_{\text{CHP,H}_2}^t \quad (37)$$

式(34)~(37)中, $P_{\text{e,IDR}}^t$ 、 $P_{\text{h,IDR}}^t$ 和 $P_{\text{g,IDR}}^t$ 分别为IDR后的电、热、气负荷; P_{Gas}^t 为IES购气功率。

2) 能源设备运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_n^t \leq P_n^{\text{max}} \\ \Delta P_n^{\text{min}} \leq P_n^{t+1} - P_n^t \leq \Delta P_n^{\text{max}} \end{cases} \quad (38)$$

式中, P_n^{max} 为 P_n^t 的上限值; ΔP_n^{max} 和 ΔP_n^{min} 分别为 P_n^t 的爬坡率上、下限值。

3) 储能设备运行约束。

$$\begin{cases} W_m^t = W_m^t (1 - \gamma_m) + (P_{m,\text{chr}}^t \eta_{m,\text{chr}} - P_{m,\text{dis}}^t / \eta_{m,\text{dis}}) \\ W_m^{\text{min}} \leq W_m^t \leq W_m^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{m,\text{chr}}^t \leq k_{m,\text{chr}}^t P_{m,\text{chr}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{m,\text{dis}}^t \leq k_{m,\text{dis}}^t P_{m,\text{dis}}^{\text{max}} \\ k_{m,\text{chr}}^t + k_{m,\text{dis}}^t \leq 1 \end{cases} \quad (39)$$

式中, $m \in \{\text{ESS}, \text{TES}, \text{CES}, \text{HES}\}$; $k_{m,\text{chr}}^t$ 和 $k_{m,\text{dis}}^t$ 分别为储能设备 m 在 t 时段的充、放电状态; γ_m 为储能设备 m 的自损系数; W_m^t 为储能设备 m 在 t 时段的储能容量; $P_{m,\text{chr}}^{\text{max}}$ 为 $P_{m,\text{chr}}^t$ 的上限值; $\eta_{m,\text{chr}}$ 和 $\eta_{m,\text{dis}}$ 分别为第 m 类储能设备的充、放能效率; $P_{m,\text{dis}}^{\text{max}}$ 为 $P_{m,\text{dis}}^t$ 的上限值; W_m^{min} 和 W_m^{max} 分别为 W_m^t 的最小、最大值。

5 算例分析

5.1 基础数据

本文所提的IES的拓扑结构如图1所示。电、热、气负荷预测曲线和风电预测曲线如图2所示。IES能源转换设备、储能设备参数见表1。初始电价和初始气价信息见参考文献[15]。IDR参数见文献[18-20]。需求价格弹性系数见表2。室外温度可见文献[16]。电、气负荷的补贴系数分别取值为0.05和0.04,热、冷负荷的补贴系数均取值为0.03。单位碳交易价格取为0.268元/kg, α_e 和 α_h 分别取值为0.728 t/(MW·h)和0.102 t/GJ,绿证价格取值为100元/本^[26-27],本文模型属于混合整数线性规划问

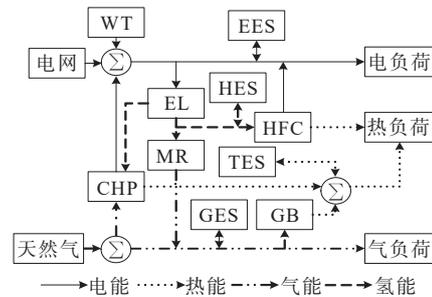


图1 计及氢能利用的IES结构

Figure 1 Structure of IES considering hydrogen energy utilization

表 1 IES 能源转换、储能设备参数

Table 1 Parameters of IES energy conversion and storage equipment

设备	容量/kW	能量转换效率/%	爬坡率约束/%
CHP	800	92	20
EL	300	87	20
MR	200	60	20
HFC	250	90	20
GB	800	90	20

设备	容量/kW	能量转换效率/%	容量约束/%	爬坡率约束/%
ESS	200	95	10~90	20
HES	150	92	10~90	20
TES	200	95	10~90	20
GES	200	92	10~90	20

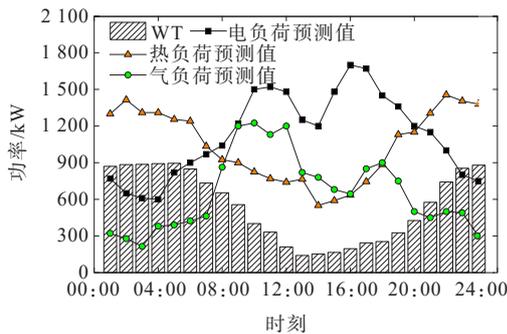


图 2 电、热、气负荷和风电预测值

Figure 2 Prediction values of electricity, heat, gas load and wind power

表 2 需求价格弹性系数

Table 2 Elasticity coefficient of demand price

能源种类	自响应系数	互响应系数		
		峰—平	峰—谷	平—谷
电能	-0.1	0.012	0.016	0.010
气能	-0.2	0.025	0.030	0.020

题,采用 MATLAB 软件编程,并基于 CPLEX 工具箱对所提模型进行求解。

5.2 综合需求响应调度结果分析

为分析本文所提的多类型需求响应模型对 IES 运行的调度影响,针对传统电—热—气 IES 模型,设置 4 种方案进行对比。

方案 1 传统电—热—气 IES 优化运行模型,未考虑 IDR 策略;

方案 2 考虑价格型 IDR 的传统电—热—气优化运行模型;

方案 3 在方案 2 的基础上,进一步引入了激励

型 IDR 策略;

方案 4 计及多类型 IDR 的传统电—热—气 IES 优化运行模型。

各方案的需求响应设置见表 3。方案 1~4 的各项成本与碳排放量的对比结果见表 4。

表 3 需求响应方案设置

Table 3 Plan settings of demand response

方案	价格型 IDR	激励型 IDR	替代型 IDR
1	否	否	否
2	是	否	否
3	是	是	否
4	是	是	是

表 4 方案 1~4 的对比结果

Table 4 Comparison results of plans 1~4

方案	购能成本/元	运行维护成本/元	弃风成本/元	需求响应补贴成本/元	IES 总成本/元	IES 碳排放量/t
1	2 5351.4	3 681.7	1 211.4	—	30 244.5	23.41
2	24 932.3	3 572.4	610.9	—	29 115.6	21.85
3	23 332.6	3 481.8	402.6	712.5	27 929.5	20.67
4	22 857.9	3 524.7	315.9	644.1	27 342.6	20.16

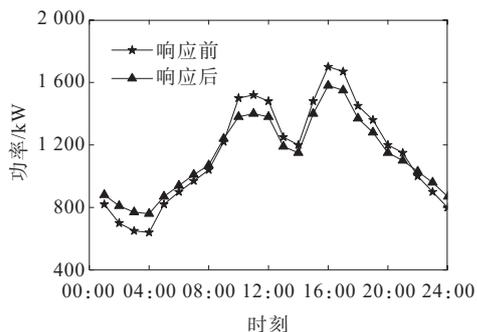
1) 价格型 IDR 的效益验证。

图 3 为价格型 IDR 后的电、气负荷和电、气价格优化结果。首先,对比方案 1、2,方案 1 未引入 IDR 策略,用户无法通过价格信息改变自身负荷需求量,这导致 IES 运行成本较高。从图 3 中可看出,方案 2 引入价格型 IDR 后,用户的电、气负荷可根据 IES 发布的实时电、气价格信息灵活调整,将价格较高时段的负荷转移至价格较低时段,可有效降低用户的购能成本。其次,引入价格型 IDR 后,优化后的实时电价和实时气价的峰、谷、平趋势与初始价格基本一致,但总体呈现峰时段的价格更高,谷时段的价格更低,其价格峰谷差趋势更明显。最后,由表 4 可知,方案 2 的 IES 总成本比方案 1 的下降了 3.73%,方案 2 的削峰填谷作用还有效提高了夜间风电功率的消纳水平,其碳排放量相比方案 1 的下降了 6.66%。

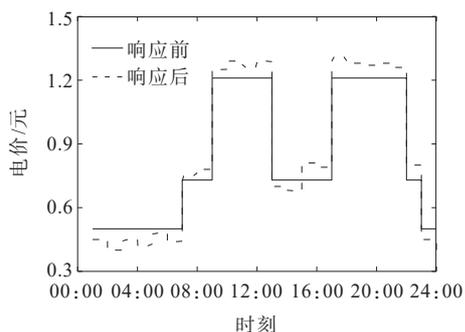
2) 激励型 IDR 的效益验证。

图 4 为方案 2、4 的对比结果。从图 4 中可看出,在激励型 IDR 模型优化后,电、热、气负荷均在需求量高峰时段呈削减趋势,有效缓解了 IES 各供能设备在高峰负荷时段的供应压力。在 08:00—12:00、15:00—18:00 等电负荷较高时段,系统为了降低该

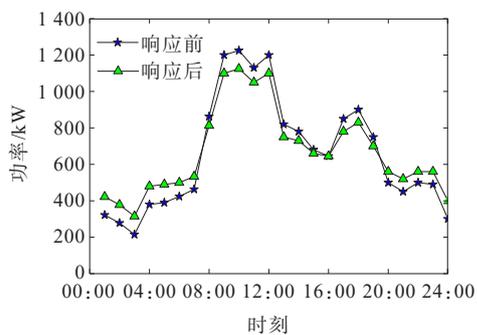
阶段较高的购能成本,选择切除一定量的电负荷需求,同类热负荷和气负荷也与此类似。由表4还可知,方案3的IES总成本和碳排放量比方案2的分别下降了4.07%和5.40%。



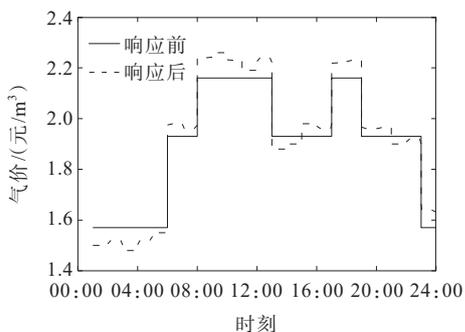
(a) 电负荷响应结果



(b) 电价优化结果



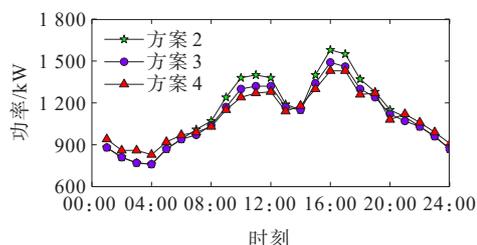
(c) 气负荷优化结果



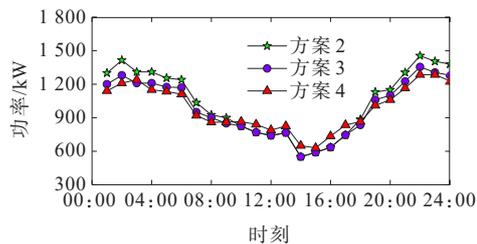
(d) 气价优化结果

图3 电、气负荷和电、气价格优化结果

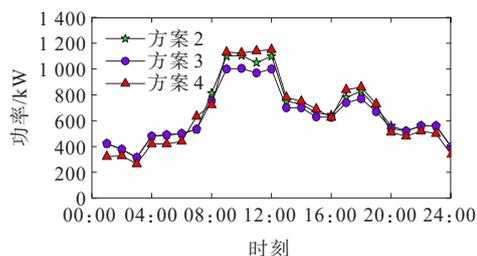
Figure 3 Optimization results of power and gas load and prices



(a) 电负荷优化结果



(b) 热负荷优化结果



(c) 气负荷优化结果

图4 各类负荷优化结果

Figure 4 Optimization results of various loads

3) 多类型 IDR 的效益验证。

方案4在方案3的基础上进一步引入了替代型IDR模型,构成了多类型IDR模型。从图4中可看出,在考虑替代型IDR后,电、热负荷的削峰填谷趋势进一步扩大,而气负荷的削峰填谷趋势呈逆向发展。在01:00—07:00和23:00—24:00时段的电负荷和电价均较低。因此,用户在这些时间段更愿意选择用电能替代其他能源,提升系统经济性,而在09:00—12:00和15:00—19:00等时段,电价相对较高,故用户倾向于消费其他能源替代电负荷。同理,热负荷和气负荷也与此类似,但由于替代作用,气负荷的峰谷差趋势有所增加。由表4可知,方案4的IES总成本和碳排放总量比方案3的分别下降了2.10%和2.47%。综上所述,在考虑多类型IDR后,用户拥有更多样化的选择,不仅提升了系统的灵活性,还进一步降低了系统的运行成本和碳排放量。

5.3 氢能多元利用模型调度结果分析

为了验证本文所提的氢能多元利用模型的有效性。在方案4的基础上,新增2种方案(方案5、6)进行对比。这3种方案的成本与碳排放量对比结果

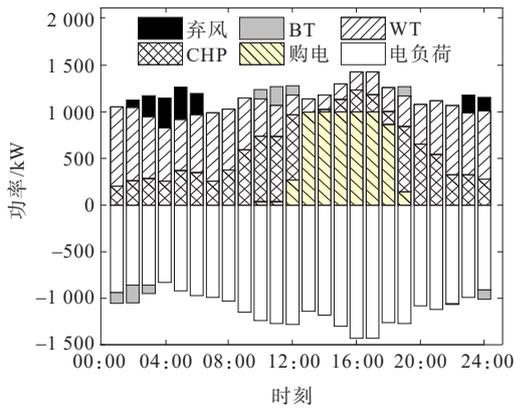
见表 5。

方案 5 在方案 4 的基础上,引入由 EL、MR、HFC 和氢储能构成的氢能利用系统。

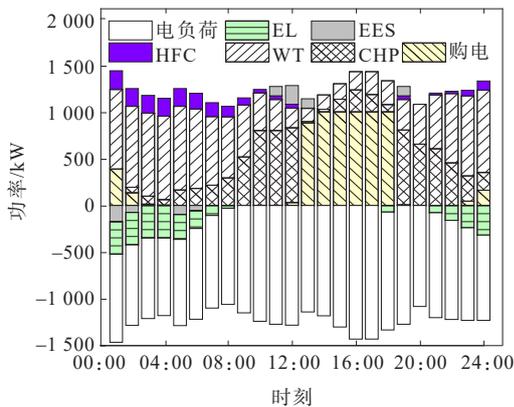
方案 6 在方案 5 的基础上,将氢气掺入天然气中,构建混氢 CHP 模型。

5.3.1 方案 4、5 的对比

图 5 为方案 4 和方案 5 的电能平衡调度对比结果。从图 5 中可看出,对于方案 4,在未引入氢能利用模型前,由于夜间风电功率较高,虽然考虑了需求响应模型,但仍存在少量弃风现象。方案 5 在引入氢能利用模型后,通过 EL 设备将夜间剩余的风电功率完全消纳,并利用其生成的氢能,通过 HFC 或者 MR 分别产生电、热、气能供应给用户负荷。在经济效益方面,方案 5 的 IES 总成本比方案 4 的下降了 5.57%,弃风成本降为 0。在碳排放方面,由于增加了清洁能源的消纳能力,降低了外购电力以及系统燃气机组的出力,因此方案 5 的系统碳排放量得到大幅降低,体现了引入氢能利用模型的经济性和低碳性的特点。



(a) 方案 4 的电能调度结果



(b) 方案 5 的电能调度结果

图 5 方案 4 和方案 5 的调度结果对比

Figure 5 Comparison of dispatching results between plan 4 and plan 5

以方案 5 电能调度平衡结果为例进行分析。从图 5(b)中可看出,在 23:00—07:00 时段,由于夜间用户电负荷较低,风电功率较高,故此时段的电负荷基本由风电功率提供,其不足部分从外部电网和 HFC 补充。在 09:00—12:00 与 19:00—22:00 等时段,由于这些时段电价处于峰值,购电成本较高,其电负荷主要通过 CHP 和 WT 供应,不足部分通过 EES 和 HFC 补充。而在 13:00—18:00 的电价平值时段,由于该时段从外部电网购电时成本较低,故优先通过 WT 和电网购电供应电负荷,不足部分由 CHP 补充。

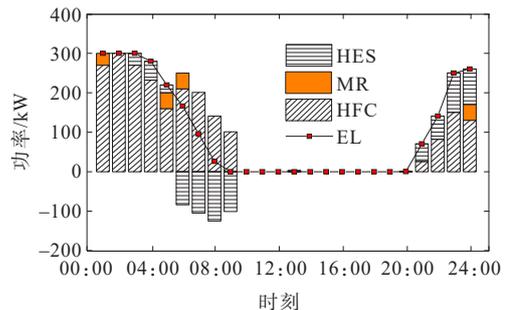
表 5 方案 4~6 的成本对比结果

Table 5 Cost comparison results of plans 4 to 6

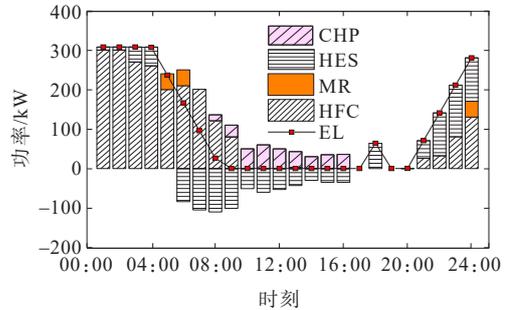
方案	购能成本/元	运行维护成本/元	弃风成本/元	需求响应补贴成本/元	IES 总成本/元	IES 碳排放量/t
4	22 857.9	3 524.7	315.9	644.1	27 342.6	20.16
5	21 436.3	3 710.6	0.0	671.5	25 818.4	19.14
6	21 070.2	3 721.4	0.0	619.8	25 411.4	18.83

5.3.2 方案 5、6 的对比

图 6 为方案 5、6 下的氢能调度平衡结果。图 7 为方案 5、6 下的 CHP 和外购电对比结果。从图 6 中



(a) 方案 5 的氢能平衡结果

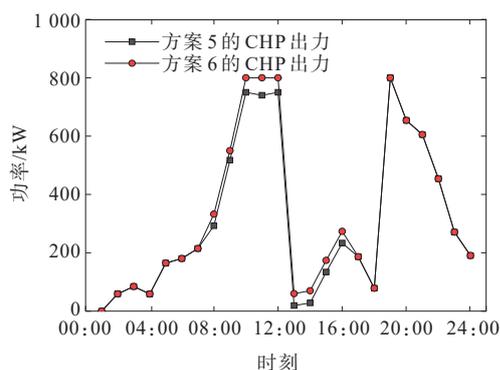


(b) 方案 6 的氢能平衡结果

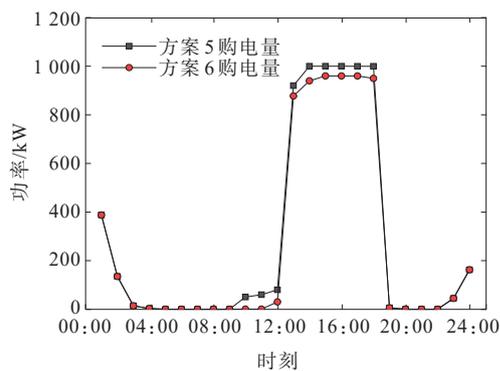
图 6 方案 5 和方案 6 的氢能平衡结果对比

Figure 6 Comparison of hydrogen balance results between plan 5 and plan 6

可看出,由于夜间风电资源较为丰富,故EL倾向于在夜间将富余的风电功率转换为氢能,并通过HFC进行热电生产,以提供给电、热负荷。而方案6在引入燃气混氢环节后,在08:00—16:00等电负荷高峰时段,则可将少量氢气掺入天然气中,这不仅可提升CHP的能源利用效率,还可以降低IES的外购电量。从图7中还可看出,方案6的CHP出力比方案4的增加了,方案6的外购电也比方案4的出现了一定程度下降。由表5可知,方案6的IES总成本和碳排放量比方案5的分别下降了1.56%和1.62%。由



(a) 方案5和方案6的CHP对比



(b) 方案5和方案6的购电对比

图7 方案5和方案6的外购电、CHP对比

Figure 7 Comparison of purchased electricity and CHP results between plan 5 and plan 6

此可见,引入混氢CHP能进一步增加氢能的利用效率,充分发挥了氢能的低碳、清洁特性。

5.4 绿证—碳交易机制有效性分析

为了探讨GCT机制和CET机制对IES优化运行的影响。在方案6的基础上,新设置4种方案(方案7、8、9、10)进行对比,具体设置情况见表6。这4种方案的成本与碳排放量的对比结果见表7。

方案7在引入GCT机制后,由于系统风电功率被完全消纳,故高比例的新能源发电会使IES获得较多的绿色证书,可在绿证交易市场中获得一定的绿证收益,从而降低了系统的运行成本。而方案8在引入CET机制后,由于IES内部清洁机组占比较高,IES也可将多出的碳配额在碳交易市场中出售,进而获得部分碳交易收益。因此,由表5、7可知,方案7、8的IES总成本比方案6的分别下降了3.92%和3.04%。

在碳排放量方面,风电功率已被完全消纳。因此,方案6、7的碳排放量变化不大。而方案8在引入CET机制后,系统为了获得更多收益,会选择主动增加燃气机组的上网能力,降低燃煤机组出力,从而有效降低了系统碳排放量。虽然增加燃气机组出力会增加一定的运行成本,但由于获得的碳交易收益,故使IES总成本也得到下降。由表5、7可知,方案8的碳排放量比方案7的下降了6.91%。

表6 不同方案设置信息

Table 6 Setting information of different plans

调度方案	考虑GCT	考虑CET	同时考虑GCT和CET	是否考虑GCT和CET的联合交易
6	否	否	否	否
7	是	否	否	否
8	否	是	否	否
9	是	是	是	否
10	是	是	是	是

表7 方案7~10的成本对比结果

Table 7 Cost comparison results of plans 7 to 10

方案	购能成本/元	运行维护成本/元	弃风成本	需求响应补贴成本/元	GCT成本/元	CET成本/元	IES总成本/元	IES碳排放量/t
7	21 177.3	3 816.4	0	611.9	-1 191.5	—	24 414.1	18.81
8	21 613.7	3 891.7	0	651.8	—	-1 518.3	24 638.9	17.51
9	21 836.9	3 955.6	0	648.4	-1 191.5	-1 524.3	23 725.1	17.34
10	21 789.0	3 931.2	0	642.4	-1 191.5	-1 724.6	23 446.7	17.12

对于方案 9,由于同时引入了 CET 机制和 GCT 机制,系统均可获得绿证收益和碳交易收益,可进一步提升 IES 的经济性。由表 7 可知,方案 9 的 IES 总成本比方案 7、8 的分别下降了 2.82% 和 3.71%。并且同时考虑 2 种机制后,进一步激发了系统的减排能力,方案 9 的碳排放量比方案 7、8 的分别下降了 7.81% 和 0.97%。

而方案 10 在方案 9 的基础上,进一步考虑了 GCT 和 CET 机制之间的互认关系。由于新能源供能的碳减排可定量计算,在原本 GCT 机制的基础上,凭借绿证的碳减排量,在分配 IES 中的碳配额时,可抵消部分碳排放量,使 IES 的碳配额额度进一步提高,增加了系统获得碳交易的收益。由表 7 可知,方案 10 的 IES 总成本和碳排放量比方案 9 的分别下降了 1.17% 和 1.27%,验证了本文所提绿证—碳交易机制的有效性。

为了更好地验证本文所提方案模型的有效性,本文给出了方案 10 的电、热、气、氢能调度结果,如图 8 所示。从图 8 中可看出,用户的电、热、气、氢负荷得到了很好地满足。对比图 7 中方案 6 的 CHP 和外购电结果以及图 8(a) 中 CHP 和外购电结果可知,在引入绿证—碳交易机制后,系统为了

获得更多收益,会选择主动增加 CHP 机组的输出功率,其外购电功率明显降低。而对比图 6(b) 和图 8(d) 中氢能调度结果可以看出,由于方案 10 的 CHP 输出功率增加,其燃气混氢量也得到了提升。此外,在方案 10 中,热负荷主要由 GB、CHP 和 HFC 供应,不足的热负荷通过 TES 低充、高放供应。而对于气负荷,则主要由购气和 GES 供应,而由于 MR 在转换过程中存在较多能量损耗,故其出力较低。最终,由表 7 可知,在所有对比方案中,方案 10 的经济性和低碳性最优,验证了本文方案的有效性。

图 9 为方案 10 中单位碳价对 IES 的购能成本、碳交易成本和总成本的影响。随着单位碳价的上升,系统的购能成本呈逐渐上升趋势,而 IES 总成本由上升趋势逐渐变为下降趋势。当 IES 与天然气网络交换功率达到上限时,购能成本和总成本逐渐稳定。具体地,当单位碳价低于 50 元/kg 时,购能成本成为主导因素,总成本上升。当单位碳价大于 50 元/kg 时,系统开始获得碳交易收益,故碳交易收益成为主导因素,IES 总成本开始逐渐下降。当单位碳价大于 375 元/kg 时,外购天然气量趋于上限,各项成本趋于稳定。

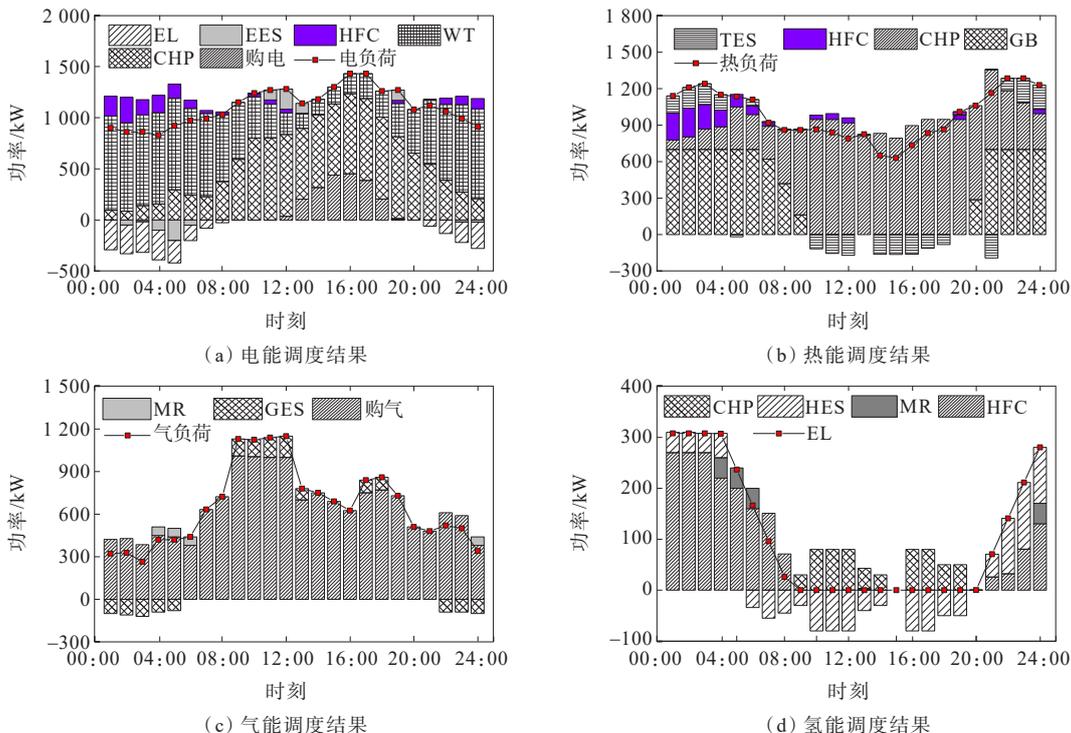


图 8 本文方案下的电、热、气、氢调度结果

Figure 8 Dispatching results of electricity, heat, gas and hydrogen with the proposed plan

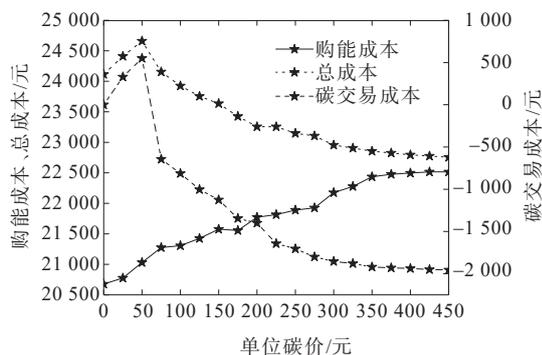


图9 单位碳价对IES各项成本的影响

Figure 9 Impact of unit carbon price on various costs of IES

6 结语

本文提出了一种在绿证—碳交易机制下考虑多类型IDR和氢能多元利用的IES优化调度模型,分别验证了多类型IDR模型、氢能多元利用模型与绿证—碳交易机制对IES优化运行影响,得到如下结论:

所提多类型IDR模型通过价格、激励以及替代这3种方式引导用户调整用能策略,进一步提升了IES运行灵活性,充分挖掘用户的响应能力。相比传统价格型IDR,考虑多类型IDR后,IES的总成本和碳排放量分别下降了6.09%和7.73%,体现了所提多类型IDR方案的有效性。

引入由EL、HFC、MR和混氢CHP组成的氢能多元利用模型,能有效消纳夜间较高的风电功率,降低系统购能成本和碳排放量。相比传统电—热—气IES,引入氢能多元利用模型后,IES总成本和碳排放量分别下降了7.06%和6.59%,体现了所提氢能多元利用模型的有效性。

将GCT机制和CET机制同时引入IES优化模型中,能充分发挥2种机制的互补性,进一步提升了系统的低碳特性。相比仅考虑GCT机制或CET机制,同时考虑GCT-CET机制后,IES的总成本分别下降3.96%和4.84%,碳排放量分别下降8.18%和1.38%。

由于本文研究所提氢能多元利用模型较为简单,不能准确反应氢能利用过程的内部特性以及化学反应。后续研究将重点探讨氢能生产和储存过程中的内部反应及其精细化建模。

参考文献:

[1] 韩华春,李强,袁晓冬.考虑柔性氢需求的区域综合能源系统优化调度方法[J].电力科学与技术学报,2022,37

(3):12-18.

HAN Huachun, LI Qiang, YUAN Xiaodong. Optimal dispatch of regional integrated energy systems considering flexible hydrogen demand[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(3): 12-18.

[2] LI P, WANG Z X, YANG W H, et al. Hierarchically partitioned coordinated operation of distributed integrated energy system based on a master-slave game [J]. Energy, 2021, 214: 119006.

[3] 周俊宇,李伟,花洁,等.考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报, 2023, 38(2): 114-123.

ZHOU Junyu, LI Wei, HUA Jie, et al. Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 114-123.

[4] 黄莹,薛禹胜,谢敏,等.价格接受模式下发电集团电-碳协同交易决策优化方法[J].电力系统自动化, 2023, 47(21): 25-35.

HUANG Ying, XUE Yusheng, XIE Min, et al. Decision optimization method for electricity-carbon collaborative trading under price-taking mode for power generation companies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 25-35. YANG Kunda, SHEN Xiaodong. Research on distribution network reconfiguration based on carbon trading mechanism and demand response[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(4): 47-53.

[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] 周伟,孙永辉,谢东亮,等.计及改进阶梯型碳交易和热电联产机组灵活输出的园区综合能源系统低碳调度[J].电网技术, 2024, 48(1): 61-73.

ZHOU Wei, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Low-carbon dispatch of park-level integrated energy system considering improved ladder-type carbon trading and flexible output of combined heat and power unit[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 61-73.

[8] 曹雨微,郭晓鹏,董厚琦,等.计及消纳责任权重的区域综合能源系统运行优化研究[J].华北电力大学学报(自然科学版), 2022, 49(3): 84-95.

CAO Yuwei, GUO Xiaopeng, DONG Houqi, et al. Operation optimization of regional integrated energy system under responsibility of renewable energy consumption[J]. Journal of North China Electric Power

- University (Natural Science Edition),2022,49(3):84-95.
- [9] 刘晓军,聂凡杰,杨冬锋,等.碳捕集电厂—电转气联合运行模式下考虑绿证—碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J].电网技术,2023,47(6):2207-2222.
LIU Xiaojun, NIE Fanjie, YANG Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCGP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology,2023,47(6):2207-2222.
- [10] 崔杨,沈卓,王铮,等.考虑绿证—碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度[J].中国电机工程学报,2023,43(12):4508-4517.
CUI Yang, SHEN Zhuo, WANG Zheng, et al. Green dispatch of regional integrated energy system considering green certificate-carbon emission equivalent interaction mechanism[J].Proceedings of the CSEE,2023, 43(12):4508-4517.
- [11] 熊宇峰,司杨,郑天文,等.基于主从博弈的工业园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电工技术学报,2021,36(3):507-516.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in industrial park integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(3):507-516.
- [12] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9):48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9):48-55.
- [13] 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 Shuna, ZHANG Cailing, WANG Shuang, 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.
- [14] 王仕炬,刘天琪,何川,等.基于舒适度的需求响应与碳交易的园区综合能源经济调度[J].电测与仪表,2022,59(11):1-7.
WANG Shiju, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Comfort demand response and carbon trading based comprehensive energy economic dispatching in industrial parks[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2022,59(11):1-7.
- [15] 刘光宇,韩东升,刘超杰,等.考虑双重需求响应及阶梯型碳交易的综合能源系统双时间尺度优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(5):218-225.
LIU Guangyu, HAN Dongsheng, LIU Chaojie, et al. Dual time scale optimal scheduling of integrated energy system considering dual demand response and stepped carbon trading[J].Electric Power Automation Equipment, 2023,43(5):218-225.
- [16] 崔杨,谷春池,付小标,等.考虑广义电热需求响应的含碳捕集电厂综合能源系统低碳经济调度[J].中国电机工程学报,2022,42(23):8431-8446.
CUI Yang, GU Chunchi, FU Xiaobiao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with carbon capture power plants considering generalized electric heating demand response[J].Proceedings of the CSEE,2022,42(23):8431-8446.
- [17] 姜明军,黎启明,赵苍禄,等.融合极限场景判别算法的含碳捕集综合能源系统鲁棒调度模型研究[J].智慧电力,2023,51(3):17-24.
JIANG Mingjun, LI Qiming, ZHAO Canglu, et al. Robust scheduling model of integrated energy system with carbon capture integrating extreme scenario discrimination algorithm[J].Smart Power,2023,51(3):17-24.
- [18] 盛四清,张佳欣,李然,等.考虑综合需求响应的综合能源系统多能协同优化调度[J].电力自动化设备,2023,43(6):1-9.
SHENG Siqing, ZHANG Jiabin, LI Ran, et al. Multi-energy collaborative optimization scheduling of integrated energy system considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2023, 43(6):1-9.
- [19] 李振坤,王铮丽,姚一聪,等.多类型需求响应下含氢能综合能源系统低碳运行[J].电力系统及其自动化学报,2024,36(2):44-54.
LI Zhenkun, WANG Zhengli, YAO Yicong, et al. Low carbon operation of integrated energy system including hydrogen energy under multi-type demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2024,36(2):44-54.
- [20] 陈静,杨坤漓,张岩,等.多时间尺度下计及综合需求响应和碳捕集—电转气联合运行的综合能源系统优化调度[J].电力自动化设备,2024,44(6):68-76.
CHEN Jing, YANG Kunli, ZHANG Yan, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering integrated demand response and joint operation of carbon capture and power-to-gas under multiple time scales[J].Electric Power Automation Equipment,2024,44(6):68-76.
- [21] 崔杨,管彦琦,李佳宇,等.考虑碳捕集机组与氢储能系统协调运行的源荷储低碳经济调度[J].电网技术,2024, 44(6):2307-2316.

- [21] 钱强,张犁,谢少军,等.基于谐波传递函数矩阵的单相并网系统建模研究[J].中国电机工程学报,2021,41(12):4132-4144.
QIAN Qiang,ZHANG Li,XIE Shaojun,et al.Research on the modeling of single-phase grid-connected system based on the harmonic transfer function matrix[J].Proceedings of the CSEE,2021,41(12):4132-4144.
- [22] DU Y,LU D D C,CHU G M L,et al.Closed-form solution of time-varying model and its applications for output current harmonics in two-stage PV inverter[J].IEEE Transactions on Sustainable Energy,2015,6(1):142-150.
- [23] 张姝,陈豪,肖先勇.基于RBF神经网络的光伏并网系统自适应等效建模方法[J].电力系统保护与控制,2024,52(4):77-86.
ZHANG Shu, CHEN Hao, XIAO Xianyong. Adaptive equivalent modeling method for photovoltaic grid-connected systems based on an RBF neural network[J]. Power System Protection and Control,2024,52(4):77-86.
- [24] 武文栋,施保华,郑传良,等.基于改进麻雀搜索算法优化RBF神经网络的光伏阵列故障诊断[J].智慧电力,2023,51(2):77-83.
WU Wendong, SHI Baohua, ZHENG Chuanliang, et al. Fault diagnosis of photovoltaic array based on improved sparrow search algorithm optimized RBF neural network [J].Smart Power,2023,51(2):77-83.
- [25] 张鸿博,熊军华,李继方.基于改进调制的两级式单相光伏并网逆变器前级二次谐波抑制[J].电力系统保护与控制,2023,51(17):110-118.
ZHANG Hongbo, XIONG Junhua, LI Jifang. Front-stage second harmonic suppression of a two-stage single-phase photovoltaic grid-connected inverter based on improved modulation[J]. Power System Protection and Control,2023,51(17):110-118.
- [26] 张鸿博,蔡晓峰.直流电压含二次纹波条件下并网逆变器输出谐波抑制[J].电力系统保护与控制,2022,50(15):119-128.
ZHANG Hongbo, CAI Xiaofeng. Output harmonic suppression of a grid-connected inverter with secondary ripple in DC voltage[J]. Power System Protection and Control,2022,50(15):119-128.
- [27] 孙瑞东,曾国宏,王静,等.两级式单相逆变器的二次功率解耦控制[J].电力自动化设备,2023,43(4):30-38.
SUN Ruidong, ZENG Guohong, WANG Jing, et al. Decoupling control of second-harmonic power for two-stage single-phase inverter[J].Electric Power Automation Equipment,2023,43(4):30-38.
- (上接第215页 Continued from page 215)
- CUI Yang, GUAN Yanqi, LI Jiayu, et al. Source-load-storage low-carbon economic dispatching considering coordinated operation of carbon capture unit and hydrogen energy storage system[J]. Power System Technology,2024,48(6):2307-2316.
- [22] MEHRJERDI H, SABOORI H, JADID S. Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage[J]. Journal of Energy Storage,2022,45:103745.
- [23] 魏震波,李杰,杨超,等.基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度[J].电网技术,2024,48(8):3155-3164.
WEI Zhenbo, LI Jie, YANG Chao, et al. Low-carbon economic scheduling for integrated energy system based on dynamic hydrogen doping strategy[J].Power System Technology,2024,48(8):3155-3164.
- [24] 乔志杰,马临超.适用于电力系统稳定性提升的大规模储能控制策略研究[J].高压电器,2022,58(12):75-84+91.
QIAO Zhijie, MA Linchao. Research on large-scale energy storage control strategy for power system stability improvement[J].High Voltage Apparatus,2022,58(12):75-84+91.
- [25] 尚楠,陈政,卢治霖,等.电力市场、碳市场及绿证市场互动机理及协调机制[J].电网技术,2023,47(1):142-154.
SHANG Nan, CHEN Zheng, LU Zhilin, et al. Interaction principle and cohesive mechanism between electricity market, carbon market and green power certificate market [J].Power System Technology,2023,47(1):142-154.
- [26] 张虹,孟庆尧,王明晨,等.考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(3):26-35.
ZHANG Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J].Power System Protection and Control,2023,51(3):26-35
- [27] 李伊竹林,韩肖清,李廷钧,等.计及动态电—碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J].电力系统自动化,2024,48(1):24-35.
LI Yizhulin, HAN Xiaoqing, LI Tinjun, et al. Multifaceted day-ahead low-carbon trading method for integrated energy systems based on dynamic electricity-carbon demand response[J]. Automation of Electric Power Systems,2024,48(1):24-35.