

动态碳交易下对接轨道交通供电系统的 含氢综合能源系统协同优化

谭俊丰^{1,2}, 张 凡^{1,2}, 赵 帅^{1,2}, 黄彦璐^{1,2}, 周 伟³, 来金钢³

(1. 南方电网数字电网研究院股份有限公司, 广州 528251; 2. 南方电网人工智能科技有限公司, 广州 528251;

3. 华中科技大学人工智能与自动化学院, 武汉 430074)

摘 要: 为实现智慧综合能源系统(IES)与轨道交通供电系统的智能化互联互动,降低双方供用能成本,同时提升多能流耦合系统供能低碳性和轨道交通用能低碳性,提出一种计及动态阶梯型碳交易机制的含氢 IES 与轨道交通供电系统协同优化策略。首先,基于 IES 内的可再生能源和电负荷水平,提出一种考虑动态价格增长率的分段阶梯式碳交易模型,强化碳成本约束的动态性与精准性,为系统低碳调度提供强经济激励。接着,融合燃气轮机(GT)和氢燃料电池(HFC)的电、热输出特性,以卡琳娜(Kalina)循环为中间媒介,将传统热电联产(CHP)模式与氢能产消机组进行深度耦合,设计兼具高效供能与灵活制/储/用氢能力的氢能产消一体化单元,提升能源供给侧的多维灵活性。然后,建立接入轨道交通供电系统的含氢 IES 协同优化模型,实现轨道交通用能与多异质供能单元的跨系统联合优化,全面挖掘系统低碳经济运行潜力。算例结果表明,所提策略可有效兼顾多能源系统调度的低碳性、经济性以及供能的灵活性,能够为 IES 与轨道交通供电系统协同运行提供参考。

关键词: 综合能源系统; 碳交易; 氢能; 轨道交通供电; 低碳

中图分类号: TM73

文献标志码: A

0 引 言

综合能源系统(integrated energy system, IES)是一种可实现能源的高效利用、优化调度以及灵活智能化管理的多类型能流耦合系统^[1],能够为能源领域低碳转型发展提供高效集成的指导性解决方案,同时也是落实国家“双碳”战略的重要抓手^[2]。

与此同时,在现代化高质量综合立体交通网络建设指导方针下,轨道交通用能体系绿色低碳化转型迫在眉睫^[3],而光伏发电作为一种清洁能源,在轨道交通供能系统中逐渐得到广泛应用^[4-5],可有效提高可再生能源消纳率与环保水平。此外,多类型能源互联互通有利于促进能源系统结构朝着低碳经济方向进行深层次发展。在此背景下,将含高比例可再生能源的 IES 与轨道交通供电系统协同优化以构筑多层次、一体化能源交通融合的综合交通枢纽体系,探索双方和谐低碳发展方式具有重要的意义。基于此,本文提出一种对接轨道交通供电系统的 IES 协同优化调度策略。

IES 之所以被称为绿色低碳能源系统,与其所含有的高比例风电、光伏资源密不可分。光伏资源在白天较丰富,可有效给白天高峰时段负荷(包括轨道交通负荷)供能。然而,风电却有非常强的反调峰特性,这给 IES 制定低碳经济性调度方案带来很大不便。为此,储能系统的作用日益凸显。文

献[6]根据风电特性与负荷需求的时序关系,提出分区间控制的储能系统控制策略;文献[7]建立了包含固定式和可移动式电池能量系统的长期输电规划模型以促进可再生能源消纳;文献[8]提出一种参数优化模型,从可再生能源削减和系统灵活缓解不确定性两个方面量化储能单元的功率和容量对可再生能源利用的影响。上述研究通过电化学储能方式有效解决了能源系统中源荷不匹配问题。而相比于电化学储能,氢储具有能量密度高、存储时间长、存储形式多样化等优势^[9]。文献[10]建立了基于液态有机氢载体的储氢系统及并网建筑相关供能/用能设备内氢气生产、储存和释放的统一模型;文献[11-12]以储氢罐配合氢气供应链组成的氢气储能系统,在促进可再生能源有效消纳的同时实现电热联合供能。以上研究通过构建氢能子系统在一定程度上可降低 IES 的运行成本和碳排放,但并未解决氢气供应链中存在的“以热定电”或“以电定热”问题。事实上,氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)作为氢气供应链中的重要一环,存在着非常强的热电耦合特性,如何实现热电有效解耦是氢气储能系统实现灵活性供能的关键一步。为此,本文通过卡琳娜(Kalina)循环与电锅炉(electric boiler, EB)将传统热电联产(combined heat and power, CHP)机组与氢能产消机组相耦合,构建含氢灵活供能单元,实现热输出功率完全解耦。

除了通过提高 IES 中可再生能源消纳率来降低系统碳排

收稿日期: 2025-01-15

基金项目: 国家自然科学基金(62273162)

通信作者: 周 伟(1997—),男,博士研究生,主要从事综合能源系统优化调度方面的研究。wz04192023@163.com

放量外,碳交易机制亦是一种增强 IES 运行低碳性的有效手段^[13-14]。文献[15-16]考虑能源系统运行调度中的碳排放配额交易,并采用单一固定碳价格乘以超额或短缺的碳排放权作为交易形式,利用市场手段来促进能源系统的绿色发展;文献[17-19]建立了一种阶梯型碳交易机制,通过划分不同区间长度,进行碳排放权差异化交易,但机制中依然使用的是固定参数,对碳排放的约束效果较为局限。为进一步发挥碳交易的低碳减排作用,实现碳排放权交易方式可依据 IES 内部情况进行合理化动态变化,本文基于作为直接碳排放源的净负荷在各个时段的占比,建立碳交易价格增长率动态模型,设计动态阶梯型碳交易机制。

综上,本文在已有研究的基础上,提出一种考虑动态碳交易方式的 IES 与轨道交通供电系统协同优化调度策略。首先,设计一种考虑碳价增长率动态变化的改进型阶梯式碳交易机制,提高 IES 内碳排放约束的严格性和适应性,为其脱碳提供更强、更灵敏的经济激励;接着,基于燃气轮机(gas turbine, GT)与 HFC 的热电输出特性,提出一种含氢灵活供能单元以促进能源供应结构灵活、低碳转型,为 IES 给轨道交通供电系统进行绿色供能奠定基础;然后,建立轨道交通供电系统与 IES 协同优化模型,利用两个系统的互补特性来最大限度地降低总成本,实现联合低碳经济调度;最后,通过设置多种场景,对比验证所提策略的合理性和有效性。

1 IES 与轨道交通供电系统架构

本文所构造的 IES 与轨道交通供电系统之间的交互结构如图 1 所示。IES 集成了多种能源形式(如电力、热力、燃气等),是一种综合能源供应和管理体系。通过多种能源的协同优化、互补利用和梯级利用,提高能源利用效率、降低能源

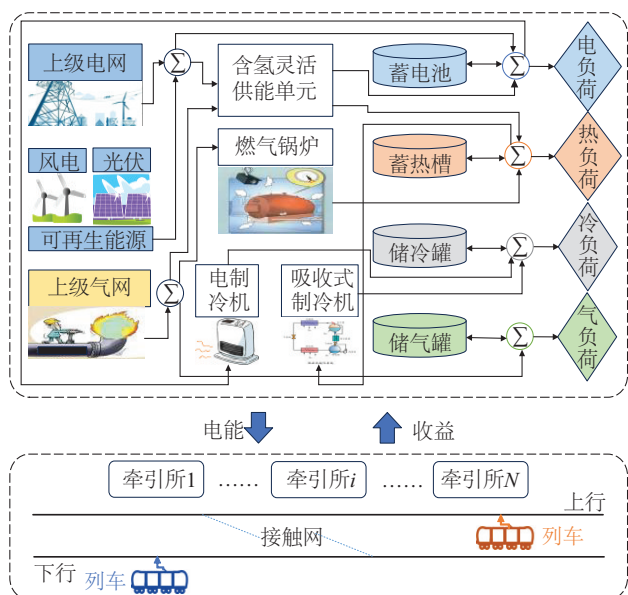


图1 综合能源系统与轨道交通供电系统交互架构

Fig. 1 Interaction architecture between IES and power supply system of rail transit

成本、减少环境污染,并实现能源的可持续发展^[20]。负荷侧涵盖了电、热、气、冷 4 种负荷,其中电负荷包括 IES 内部负荷和轨道交通负荷。储能侧包括蓄电池、蓄热槽、储冷罐、储气罐,可再生能源包括风力发电和光伏发电,能源转换环节包括含氢供能单元、燃气锅炉(gas boiler, GB)、电制冷机(electric chiller, EC)和吸收式制冷机(absorption chiller, AC)。此外,IES 还可与上级电网和上级气网进行相关交易。

更为关键的是,由于 IES 含有高比例可再生能源,如何有效促进系统中风电、光伏的消纳一直是 IES 的研究重点^[21-22],而轨道交通供电系统的加入不仅能促进 IES 进一步充分利用太阳能等新能源,还可提升双方的经济效益。具体来讲,在可再生能源消纳方面,轨道交通供电系统作为一种电负荷接入到 IES,而 IES 则可利用风电、光伏来满足其能源需求,实现可再生能源的进一步消纳;在经济效益方面,为加强 IES 与轨道交通对接的可行性,本文依据文献[23-24]所阐述的关于能源系统间局部电能共享过程中电价设置的一般性原则,将 IES 售卖给轨道交通供电系统的电能价格设置为 IES 与上级电网进行购售电能交易的价格之间,具体约束如下:

$$\beta_i^{\text{sell}} \leq v_i^{\text{rail}} \leq \beta_i^{\text{buy}} \quad (1)$$

式中: t ——时段, $h, \forall t \in [1, T]$; T ——调度周期, h ; β_i^{buy} ——IES 向上级电网购电的价格,元/(kW·h); β_i^{sell} ——IES 向上级电网售电的价格,元/(kW·h); v_i^{rail} ——IES 为轨道交通供电系统供电的单位收益,元/(kW·h)。通过这样的设置,既可以节省轨道交通供电系统的成本,增加其与 IES 对接的积极性,又可以提升 IES 的经济收益。这是因为在式(1)的约束下,相比于向大电网购电,向 IES 购电的价格更低;相比于售电给大电网,向轨道交通供电系统售电的价格更高。此外,在这样的系统对接模式下,既增加了可再生能源在轨道交通供能中所占比例以有效降低环境污染,又可减少其对大电网的扰动。

2 动态阶梯型碳交易机制

碳交易机制是一种利用市场机制控制和减少温室气体排放的政策工具。其核心思想是将碳排放权作为一种可交易的财产权,通过市场手段实现碳排放权的合理配置和有效利用^[25]。通过市场交易,碳排放权可在不同的排放主体之间流动,实现资源的最优配置,并激励相关企业采取措施改善技术、调整自身产业结构,减少碳排放量,推动现代能源体系绿色低碳转型。

2.1 实际碳排放计算模型

本文所构建的 IES 中的碳排放主要来源于上级购电、燃气轮机(gas turbine, GT)和 GB,同时认定向上级电网购买的电能均来自煤电机组。IES 实际碳排放量计算如下^[26]:

$$I_{\text{sum},t}^{\text{actual}} = I_{e,t}^{\text{actual}} + I_{\text{gt},t}^{\text{actual}} \quad (2)$$

$$\begin{cases} I_{e,t}^{\text{actual}} = m_1 (P_t^e)^2 + m_2 P_t^e + m_3 \\ I_{\text{gt},t}^{\text{actual}} = n_1 (P_t^{\text{gt}})^2 + n_2 P_t^{\text{gt}} + n_3 \\ P_t^{\text{gt}} = (\lambda_e^{\text{gt}} + \lambda_h^{\text{gt}}) P_t^{\text{gt}} + \lambda_h^{\text{gb}} P_t^{\text{gb}} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $I_{\text{sum},t}^{\text{actual}}$ ——IES 的实际碳排放量，kg； $I_{e,t}^{\text{actual}}$ ——煤电机组的实际碳排放量，kg； $I_{\text{gt},t}^{\text{actual}}$ ——燃气机组的实际碳排放量，kg； m_3 ——煤电机组的碳排放系数； P_t^e ——IES 向上级电网购买的电功率，kW； m_1 、 m_2 和 n_1 、 n_2 和 n_3 ——燃气机组的碳排放系数； P_t^{gt} ——GT 与 GB 的输出功率之和，kW； λ_e^{gt} ——GT 的气转电效率，%； λ_h^{gt} ——GT 的气转热效率，%； P_t^{gt} ——GT 的输入功率，kW； λ_h^{gb} ——GB 的产热效率，%； P_t^{gb} ——GB 的输入功率，kW。

2.2 初始碳排放权配额计算模型

政府监管机构根据各排放源的历史排放量或产量等标准，分配碳排放配额，每个排放源获得一定数量的碳排放权。IES 的初始碳排放权计算如下^[17]：

$$I_{\text{sum},t}^{\text{initial}} = I_{\text{gt},t}^{\text{initial}} + I_{e,t}^{\text{initial}} + I_{\text{gb},t}^{\text{initial}} \quad (4)$$

$$\begin{cases} I_{\text{gt},t}^{\text{initial}} = \kappa_h (\alpha_{e,h} \lambda_e^{\text{gt}} + \lambda_h^{\text{gt}}) P_t^{\text{gt}} \\ I_{e,t}^{\text{initial}} = \kappa_e P_t^e \\ I_{\text{gb},t}^{\text{initial}} = \kappa_h \lambda_h^{\text{gb}} P_t^{\text{gb}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $I_{\text{sum},t}^{\text{initial}}$ ——IES 的初始碳排放权配额，kg； $I_{\text{gt},t}^{\text{initial}}$ ——GT 的初始碳排放权配额，kg； $I_{e,t}^{\text{initial}}$ ——煤电机组的初始碳排放权配额，kg； $I_{\text{gb},t}^{\text{initial}}$ ——GB 的初始碳排放权配额，kg； κ_h ——燃气机组的初始碳排放系数，kg/kW； κ_e ——煤电机组的初始碳排放系数，kg/kW； $\alpha_{e,h}$ ——发电量折算成供热量的折算系数。此外，根据式(4)、式(5)可得，由于优化过程中 GT 和 GB 的输出功率以及 IES 向上级电网购买的电功率都是动态变化的，因此系统中相应的初始碳排放权配额也是以动态形式进行分配。

2.3 动态阶梯型碳交易成本计算模型

IES 中可参与碳市场进行买卖的碳排放权量为：

$$I_t^{\text{IES}} = I_{\text{sum},t}^{\text{actual}} - I_{\text{sum},t}^{\text{initial}} \quad (6)$$

式中： I_t^{IES} ——IES 实际参与碳市场的碳排放权量，kg。

阶梯型碳交易机制将碳排放配额分为不同的阶梯，每个阶梯对应不同的碳排放水平和交易价格。在 IES 中，GT 发电（碳排放源）与上级购电（碳排放源）均是为弥补可再生能源对负荷的供能不足，因此，IES 中的碳排放量大小与系统内部的净负荷水平息息相关。本文将碳交易机制中的价格增长率与净负荷水平相关联，实现碳排放权交易过程中价格有针对性的进行动态变化，做到在低碳排放时段放缓限制以降低碳市场参与者的交易成本，从而避免过度惩罚；在高碳排放时段予以更加严格的限制，从而进一步降低 IES 碳排放。

$$\varpi_t = \tau (P_t^{\text{Le}} - P_t^{\text{wt}} - P_t^{\text{Le}}) / P_t^{\text{Le}} \quad (7)$$

$$G_t^{\text{CO}_2} = \begin{cases} \zeta_t I_t^{\text{IES}}, & I_t^{\text{IES}} \leq l_t \\ \zeta_t l_t + \zeta_t (1 + \varpi_t) (I_t^{\text{IES}} - l_t), & l_t < I_t^{\text{IES}} \leq 2l_t \\ \zeta_t l_t (2 + \varpi_t) + \zeta_t (1 + 2\varpi_t) (I_t^{\text{IES}} - 2l_t), & 2l_t < I_t^{\text{IES}} \leq 3l_t \\ \zeta_t l_t (3 + 3\varpi_t) + \zeta_t (1 + 3\varpi_t) (I_t^{\text{IES}} - 3l_t), & 3l_t < I_t^{\text{IES}} \leq 4l_t \\ \zeta_t l_t (4 + 6\varpi_t) + \zeta_t (1 + 4\varpi_t) (I_t^{\text{IES}} - 4l_t), & 4l_t < I_t^{\text{IES}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： ϖ_t ——碳交易价格增长率，%； P_t^{wt} ——风电出力，kW； P_t^{pv} ——光伏出力，kW； P_t^{Le} ——电负荷功率，kW； τ ——相关系数； ζ_t ——碳交易基价，元/kg； l_t ——碳排放权区间长度，kg； $G_t^{\text{CO}_2}$ ——IES 在 t 时段的碳交易成本，元。

3 含氢灵活供能单元

为了在已有的灵活 CHP 机组的基础上，进一步提升电、热输出功率，依据 HFC 与 GT 的热电特性，通过 Kalina 循环与 EB，将氢能产消机组与传统 CHP 机组相耦合，构建含氢灵活供能单元，在实现热电完全解耦的同时，进一步提升 IES 内多余电能的有效利用，并增加可再生能源的就地消纳率。其中，传统 CHP 机组包括 GT 和余热锅炉（waste heat boiler，WHB），氢能产消机组包括电解槽（electrolyzer，EL）、储氢罐、HFC 和甲烷反应器（methane reactor，MR）。所提出的含氢灵活供能单元的具体结构如图 2 所示。

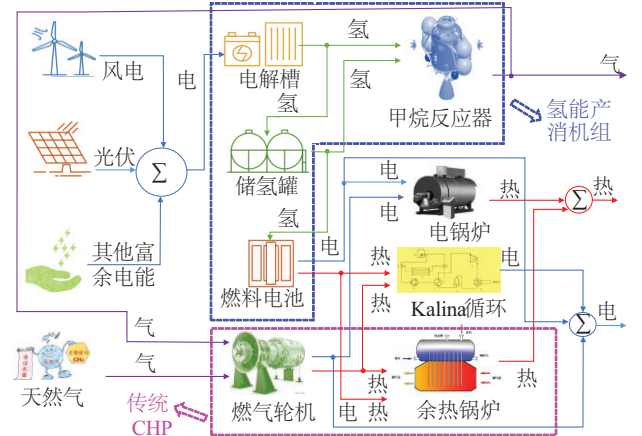


图 2 含氢灵活供能单元内部结构

Fig. 2 Internal structure of hydrogen-containing flexible energy supply unit

3.1 传统 CHP 机组

3.1.1 GT 模型

$$\begin{cases} P_{e,t}^{\text{gt}} = \lambda_e^{\text{gt}} P_t^{\text{gt}} \\ P_{h,t}^{\text{gt}} = \lambda_h^{\text{gt}} P_t^{\text{gt}} \\ P_{\min,t}^{\text{gt}} \leq P_t^{\text{gt}} \leq P_{\max,t}^{\text{gt}} \\ P_{\text{down},t}^{\text{gt}} \leq P_t^{\text{gt}} - P_t^{\text{gt}} \leq P_{\text{up},t}^{\text{gt}} \end{cases} \quad (9)$$

式中： $P_{e,t}^{\text{gt}}$ ——GT 的输出电功率，kW； $P_{h,t}^{\text{gt}}$ ——GT 的输出热功率，kW； $P_{\max,t}^{\text{gt}}$ ——GT 输入功率的上限，kW； $P_{\min,t}^{\text{gt}}$ ——GT 输入功率的下限，kW； $P_{\text{up},t}^{\text{gt}}$ ——GT 爬坡功率上限，kW； $P_{\text{down},t}^{\text{gt}}$ ——

GT 爬坡功率下限, kW。

3.1.2 WHB 模型

$$\begin{cases} P_{h,t}^{\text{whb}} = \lambda_h^{\text{whb}} P_t^{\text{whb}} \\ P_{\min,t}^{\text{whb}} \leq P_t^{\text{whb}} \leq P_{\max,t}^{\text{whb}} \\ P_{\text{down},t}^{\text{whb}} \leq P_{t+1}^{\text{whb}} - P_t^{\text{whb}} \leq P_{\text{up},t}^{\text{whb}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: P_t^{whb} ——WHB 的输入功率, kW; $P_{h,t}^{\text{whb}}$ ——WHB 的输出功率, kW; λ_h^{whb} ——WHB 的转换效率, %; $P_{\max,t}^{\text{whb}}$ ——WHB 输入功率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{whb}}$ ——WHB 输入功率的下限, kW; $P_{\text{up},t}^{\text{whb}}$ ——WHB 爬坡功率的上限, kW; $P_{\text{down},t}^{\text{whb}}$ ——WHB 爬坡功率的下限, kW。

3.2 氢能产消机组

3.2.1 EL 模型

$$\begin{cases} P_{\text{H}_2,t}^{\text{EL}} = \lambda_{\text{H}_2}^{\text{EL}} P_t^{\text{EL}} \\ P_{\min,t}^{\text{EL}} \leq P_t^{\text{EL}} \leq P_{\max,t}^{\text{EL}} \\ P_{\text{down},t}^{\text{EL}} \leq P_{t+1}^{\text{EL}} - P_t^{\text{EL}} \leq P_{\text{up},t}^{\text{EL}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: P_t^{EL} ——EL 的输入功率, kW; $P_{\text{H}_2,t}^{\text{EL}}$ ——EL 的输出功率, kW; $\lambda_{\text{H}_2}^{\text{EL}}$ ——EL 的转换效率, %; $P_{\max,t}^{\text{EL}}$ ——EL 输入功率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{EL}}$ ——EL 输入功率的下限, kW; $P_{\text{up},t}^{\text{EL}}$ ——EL 爬坡功率上限, kW; $P_{\text{down},t}^{\text{EL}}$ ——EL 爬坡功率下限, kW。

3.2.2 HFC 模型

氢燃料电池的输出包括电、热两种能量:

$$\begin{cases} P_{e,t}^{\text{HFC}} = \lambda_e^{\text{HFC}} P_t^{\text{HFC}} \\ P_{h,t}^{\text{HFC}} = \lambda_h^{\text{HFC}} P_t^{\text{HFC}} \\ P_{\min,t}^{\text{HFC}} \leq P_t^{\text{HFC}} \leq P_{\max,t}^{\text{HFC}} \\ P_{\text{down},t}^{\text{HFC}} \leq P_{t+1}^{\text{HFC}} - P_t^{\text{HFC}} \leq P_{\text{up},t}^{\text{HFC}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: P_t^{HFC} ——HFC 的输入功率, kW; $P_{e,t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 的输出电功率, kW; $P_{h,t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 的输出热功率, kW; λ_e^{HFC} ——HFC 的产电效率, %; λ_h^{HFC} ——HFC 的产热效率, %; $P_{\max,t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 输入功率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 输入功率的下限, kW; $P_{\text{up},t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 爬坡功率上限, kW; $P_{\text{down},t}^{\text{HFC}}$ ——HFC 爬坡功率下限, kW。

3.2.3 储氢罐模型

$$\begin{cases} Q_{t+1}^{\text{H}_2} = Q_t^{\text{H}_2} + (P_t^{\text{chH}_2} \lambda_{\text{H}_2}^{\text{ch}} - P_t^{\text{disH}_2} / \lambda_{\text{H}_2}^{\text{dis}}) \Delta t \\ Q_{\min,t}^{\text{H}_2} \leq Q_t^{\text{H}_2} \leq Q_{\max,t}^{\text{H}_2} \\ Q_1^{\text{H}_2} = Q_T^{\text{H}_2} \\ \nu_{1,t}^{\text{H}_2} P_{\min,t}^{\text{chH}_2} \leq P_t^{\text{chH}_2} \leq \nu_{1,t}^{\text{H}_2} P_{\max,t}^{\text{chH}_2} \\ \nu_{2,t}^{\text{H}_2} P_{\min,t}^{\text{disH}_2} \leq P_t^{\text{disH}_2} \leq \nu_{2,t}^{\text{H}_2} P_{\max,t}^{\text{disH}_2} \\ \nu_{1,t}^{\text{H}_2}, \nu_{2,t}^{\text{H}_2} \in \{0, 1\} \\ 0 \leq \nu_{1,t}^{\text{H}_2} + \nu_{2,t}^{\text{H}_2} \leq 1 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $Q_t^{\text{H}_2}$ ——储氢罐容量, kW·h; $Q_{\max,t}^{\text{H}_2}$ ——储氢罐容量的上限, kW·h; $Q_{\min,t}^{\text{H}_2}$ ——储氢罐容量的下限, kW·h; $P_t^{\text{chH}_2}$ ——充氢功率, kW; $P_t^{\text{disH}_2}$ ——放氢功率, kW; $\lambda_{\text{H}_2}^{\text{ch}}$ ——充氢效率, %; $\lambda_{\text{H}_2}^{\text{dis}}$ ——放氢效率, %; $\nu_{1,t}^{\text{H}_2}$ 和 $\nu_{2,t}^{\text{H}_2}$ ——0-1 变量; $P_{\max,t}^{\text{chH}_2}$ ——充氢功

率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{chH}_2}$ ——充氢功率的下限, kW; $P_{\max,t}^{\text{disH}_2}$ ——放氢功率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{disH}_2}$ ——放氢功率的下限, kW; Δt ——单位时段, h。

3.2.4 MR 模型

$$\begin{cases} P_{g,t}^{\text{MR}} = \lambda_g^{\text{MR}} P_t^{\text{MR}} \\ P_{\min,t}^{\text{MR}} \leq P_t^{\text{MR}} \leq P_{\max,t}^{\text{MR}} \\ P_{\text{down},t}^{\text{MR}} \leq P_{t+1}^{\text{MR}} - P_t^{\text{MR}} \leq P_{\text{up},t}^{\text{MR}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: P_t^{MR} ——MR 的输入功率, kW; $P_{g,t}^{\text{MR}}$ ——MR 的输出功率, kW; λ_g^{MR} ——MR 的转换效率, %; $P_{\max,t}^{\text{MR}}$ ——MR 输入功率的上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{MR}}$ ——MR 输入功率的下限, kW; $P_{\text{up},t}^{\text{MR}}$ ——MR 爬坡功率的上限, kW; $P_{\text{down},t}^{\text{MR}}$ ——MR 爬坡功率的下限, kW。

3.3 含氢供能单元灵活输出

3.3.1 Kalina 循环模型

$$\begin{cases} P_{e,t}^{\text{Kalina}} = \lambda_e^{\text{Kalina}} P_t^{\text{Kalina}} \\ P_{\min,t}^{\text{Kalina}} \leq P_t^{\text{Kalina}} \leq P_{\max,t}^{\text{Kalina}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: P_t^{Kalina} ——Kalina 循环输入功率, kW; $P_{e,t}^{\text{Kalina}}$ ——Kalina 循环输出功率, kW; $\lambda_e^{\text{Kalina}}$ ——Kalina 循环转换效率, %; $P_{\max,t}^{\text{Kalina}}$ ——Kalina 循环输入功率上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{Kalina}}$ ——Kalina 循环输入功率下限, kW。

3.3.2 EB 模型

$$\begin{cases} P_{h,t}^{\text{EB}} = \lambda_h^{\text{EB}} P_t^{\text{EB}} \\ P_{\min,t}^{\text{EB}} \leq P_t^{\text{EB}} \leq P_{\max,t}^{\text{EB}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: P_t^{EB} ——EB 输入功率, kW; $P_{h,t}^{\text{EB}}$ ——EB 输出功率, kW; λ_h^{EB} ——EB 转换效率, %; $P_{\max,t}^{\text{EB}}$ ——EB 输入功率上限, kW; $P_{\min,t}^{\text{EB}}$ ——EB 输入功率下限, kW。

3.3.3 灵活供能单元输出模型

$$\begin{cases} P_{e,t}^{\text{Kalina}} + P_{h,t}^{\text{whb}} = P_{h,t}^{\text{HFC}} + P_{h,t}^{\text{gt}} \\ P_{e,t}^{\text{Sub}} + P_{e,t}^{\text{EB}} = P_{e,t}^{\text{HFC}} + P_{e,t}^{\text{gt}} \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} P_{e,t}^{\text{HCE}} = P_{e,t}^{\text{Kalina}} + P_{e,t}^{\text{Sub}} \\ P_{h,t}^{\text{HCE}} = P_{h,t}^{\text{EB}} + P_{h,t}^{\text{whb}} \\ P_{g,t}^{\text{HCE}} = P_{g,t}^{\text{MR}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{e,t}^{\text{Sub}}$ ——流向电电子系统的电功率, kW; $P_{e,t}^{\text{HCE}}$ ——含氢灵活供能单元的输变电功率, kW; $P_{h,t}^{\text{HCE}}$ ——含氢灵活供能单元的输热功率, kW; $P_{g,t}^{\text{HCE}}$ ——含氢灵活供能单元的输气功率, kW。

在含氢灵活供能单元的协同优化策略中, 时间尺度匹配策略如下: GT 响应最快, 其功率调节通过燃料阀和进口导叶快速跟踪电网频率波动或自动发电控制指令; 氢燃料供应系统(制氢/储氢)需根据 HFC 和 MR 的需求动态调节供氢压力、流量与纯度, 其响应速度受 EL 响应与储氢系统释放速率限制; Kalina 循环响应相对较慢, 其工质泵、透平导叶需根据 GT 及 HFC 等的排气余热(温度/流量)变化进行优化调节, 以最大化余热回收效率; EB 作为深度调峰或消纳过剩电力的手段, 其功率调节主要受电网调度指令或内部优化目标驱

动。协同优化的关键在于分层协调：底层设备级控制器处理各自快速扰动；中间层单元协调器基于运行数据、调度模型和优化算法，动态优化设备间功率流分配，例如在 GT 快速降负荷时，协调 Kalina 循环适度跟随并平滑过渡，同时评估是否启动 EB 补充热/电或利用过剩电力制氢；顶层调度层则根据市场信号、风光荷预测值、氢储状态等设定单元整体运行点与模式切换策略。通过这种精细化的时间尺度解耦与动态匹配，并辅以缓冲（如储能）技术，实现各子系统中设备间的协调运行。

4 轨道交通负荷建模与 IES 低碳经济协同优化调度

4.1 轨道交通牵引负载建模

为实现 IES 与轨道交通供电系统协同调度的合理优化，需对轨道交通牵引负载进行等效建模。该建模方法基于概率响应原理，通过数据统计与等效计算构建牵引负荷等效模型^[27]，为后续能源分配及优化运行提供理论基础。具体步骤如下：

4.1.1 数据区间划分

根据轨道交通牵引负荷历史最大值 $q_{\max}^{\text{rail}}$ 和最小值 $q_{\min}^{\text{rail}}$ 进行区间划分：

$$\chi_j - \chi_{j-1} = \frac{q_{\max}^{\text{rail}} - q_{\min}^{\text{rail}}}{J}, j = 1, 2, \dots, J \quad (19)$$

式中： χ_j ——负荷区间端点； j ——负荷区间编号； J ——负荷区间数量。

4.1.2 频率统计

计算轨道交通牵引负荷数据集中不同负荷值在各个区间的分布频率：

$$\theta_j = \frac{\delta_j}{\Lambda}, j = 1, 2, \dots, J \quad (20)$$

$$\text{s.t.} \sum_{j=1}^J \theta_j = 1, 0 \leq \theta_j \leq 1 \quad (21)$$

式中： θ_j ——区间频率； δ_j ——分布在指定区间的负荷点数量； Λ ——数据集中负荷点总数。

4.1.3 等效负荷计算

基于数学期望计算等效负荷：

$$P_{\text{eq}} = \sum_{j=1}^J \theta_j \left[\frac{q_{\max}^{\text{rail}} - q_{\min}^{\text{rail}}}{J} (j-1) + 0.5(\chi_1 - \chi_0) \right] \quad (22)$$

式中： P_{eq} ——等效负荷，kW； χ_0 ——初始区间的左端点； χ_1 ——初始区间的右端点。

4.2 目标函数

本文以设备运维成本、购售电成本、购气成本、供电轨道交通收益以及碳交易成本之和最小化为目标对系统进行低碳经济优化调度。目标函数具体如下：

$$\begin{aligned} \min G = & G_{\text{operation}} + G_{\text{buy_sell_e}} + G_{\text{buy_g}} - G_{\text{rail}} + G_{\text{C}} \\ = & \sum_{t=1}^T [\phi_t^{\text{gt}} (P_{e,t}^{\text{gt}} + P_{h,t}^{\text{gt}}) + \phi_t^{\text{HFC}} (P_{e,t}^{\text{HFC}} + P_{h,t}^{\text{HFC}}) + \phi_t^{\text{EC}} P_{e,t}^{\text{EC}} + \\ & \phi_t^{\text{whb}} P_{h,t}^{\text{whb}} + \phi_t^{\text{gb}} P_{h,t}^{\text{gb}} + \phi_t^{\text{MR}} P_{g,t}^{\text{MR}} + \phi_t^{\text{EB}} P_{h,t}^{\text{EB}} + \\ & \phi_t^{\text{Kalina}} P_{e,t}^{\text{Kalina}} + \phi_t^{\text{disc}} P_{t,t}^{\text{disc}} + \phi_t^{\text{dish}} P_{t,t}^{\text{dish}} + \phi_t^{\text{disg}} P_{t,t}^{\text{disg}} + \\ & \underbrace{\phi_t^{\text{disc}} P_{t,t}^{\text{disc}} + \phi_t^{\text{disH}_2} P_{t,t}^{\text{disH}_2} + \phi_t^{\text{EL}} P_{t,t}^{\text{EL}} + \phi_t^{\text{AC}} P_{e,t}^{\text{AC}}]}_{\text{设备运维成本}}] \Delta t + \\ & \underbrace{\sum_{t=1}^T (\beta_t^{\text{buy}} P_{t,t}^{\text{e}} - \beta_t^{\text{sell}} P_{t,t}^{\text{e}}) \Delta t}_{\text{购售电成本}} + \underbrace{\sum_{t=1}^T (\rho_t^{\text{g}} P_{t,t}^{\text{g}}) \Delta t}_{\text{购气成本}} - \\ & \underbrace{\sum_{t=1}^T (v_t^{\text{rail}} P_{t,t}^{\text{rail}}) \Delta t}_{\text{供电轨道交通收益}} + \underbrace{\sum_{t=1}^T G_t^{\text{CO}_2}}_{\text{碳交易成本}} \end{aligned} \quad (23)$$

式中： G ——总成本，元； $G_{\text{operation}}$ ——设备运维成本，元； $G_{\text{buy_sell_e}}$ ——购售电成本，元； $G_{\text{buy_g}}$ ——购气成本，元； G_{rail} ——给轨道交通供电的收益，元； G_{C} ——碳交易成本，元； ϕ_t^{gt} ——GT 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{HFC} ——HFC 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{EC} ——EC 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{whb} ——WHB 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{gb} ——GB 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{MR} ——MR 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{EB} ——EB 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{Kalina} ——Kalina 循环的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{disc} ——蓄电池的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{dish} ——蓄热槽的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{disg} ——储气罐的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{disc} ——储冷罐的单位运维成本，元/(kW·h)； $\phi_t^{\text{disH}_2}$ ——储氢罐的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{EL} ——EL 的单位运维成本，元/(kW·h)； ϕ_t^{AC} ——AC 的单位运维成本，元/(kW·h)； ρ_t^{g} ——购气价格，元/(kW·h)； $P_{e,t}^{\text{EC}}$ ——EC 的输出冷功率，kW； $P_{e,t}^{\text{AC}}$ ——AC 的输出冷功率，kW； $P_{t,t}^{\text{disc}}$ ——蓄电池的放能功率，kW； $P_{t,t}^{\text{dish}}$ ——蓄热槽的放能功率，kW； $P_{t,t}^{\text{disg}}$ ——储气罐的放能功率，kW； $P_{t,t}^{\text{disc}}$ ——储冷罐的放能功率，kW； $P_{t,t}^{\text{g}}$ ——购气功率，kW； $P_{t,t}^{\text{rail}}$ ——IES 输送给轨道交通供电系统的电功率，kW； $P_{t,t}^{\text{e}}$ ——IES 向上级电网出售的电功率，kW。

4.3 约束条件

4.3.1 电功率平衡约束

$$P_{t,t}^{\text{wt}} + P_{t,t}^{\text{pv}} + P_{e,t}^{\text{HCE}} + P_{t,t}^{\text{disc}} + P_{t,t}^{\text{e}} - P_{t,t}^{\text{e}} - P_{t,t}^{\text{Le}} - P_{t,t}^{\text{rail}} - P_{t,t}^{\text{che}} - P_{t,t}^{\text{EL}} - P_{t,t}^{\text{EC}} = 0 \quad (24)$$

式中： $P_{t,t}^{\text{EC}}$ ——EC 的输入功率，kW； $P_{t,t}^{\text{che}}$ ——蓄电池的充电功率，kW。

4.3.2 热功率平衡

$$P_{h,t}^{\text{gb}} + P_{h,t}^{\text{HCE}} + P_{t,t}^{\text{dish}} - P_{t,t}^{\text{chh}} - P_{t,t}^{\text{Lh}} - P_{t,t}^{\text{AC}} = 0 \quad (25)$$

式中： $P_{t,t}^{\text{chh}}$ ——蓄热槽的储热功率，kW； $P_{t,t}^{\text{Lh}}$ ——热负荷功率，kW； $P_{t,t}^{\text{AC}}$ ——AC 的输入功率，kW。

4.3.3 气功率平衡

$$P_{t,t}^{\text{g}} + P_{g,t}^{\text{HCE}} + P_{t,t}^{\text{disg}} - P_{t,t}^{\text{chg}} - P_{t,t}^{\text{lg}} - P_{t,t}^{\text{gt}} - P_{t,t}^{\text{gb}} = 0 \quad (26)$$

式中: P_t^{chg} ——储气罐的储气功率, kW; P_t^{lg} ——气负荷功率, kW。

4.3.4 冷功率平衡

$$P_{c,d}^{\text{EC}} + P_{c,d}^{\text{AC}} + P_t^{\text{disc}} - P_t^{\text{che}} - P_t^{\text{Lc}} = 0 \quad (27)$$

式中: P_t^{che} ——储冷罐的储冷功率, kW; P_t^{Lc} ——冷负荷功率, kW。

4.3.5 氢功率平衡

$$P_{\text{H}_2,d}^{\text{EL}} + P_t^{\text{disH}_2} - P_t^{\text{chH}_2} - P_t^{\text{HFC}} - P_t^{\text{MR}} = 0 \quad (28)$$

4.3.6 GB 约束

$$\begin{cases} P_{h,d}^{\text{gb}} = \lambda_h^{\text{gb}} P_t^{\text{gb}} \\ P_{\min,d}^{\text{gb}} \leq P_t^{\text{gb}} \leq P_{\max,d}^{\text{gb}} \\ P_{\text{down},d}^{\text{gb}} \leq P_{t+1}^{\text{gb}} - P_t^{\text{gb}} \leq P_{\text{up},d}^{\text{gb}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $P_{\max,d}^{\text{gb}}$ ——GB 输入功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{gb}}$ ——GB 输入功率的下限, kW; $P_{\text{up},d}^{\text{gb}}$ ——GB 爬坡功率的上限, kW; $P_{\text{down},d}^{\text{gb}}$ ——GB 爬坡功率的下限, kW。

4.3.7 AC 约束

AC 可用于 IES 生产过程中的余热利用, 对用户区域进行冷能供应:

$$\begin{cases} P_{c,d}^{\text{AC}} = \lambda_c^{\text{AC}} P_t^{\text{AC}} \\ P_{\min,d}^{\text{AC}} \leq P_t^{\text{AC}} \leq P_{\max,d}^{\text{AC}} \end{cases} \quad (30)$$

式中: $P_{\max,d}^{\text{AC}}$ ——AC 输入功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{AC}}$ ——AC 输入功率的下限, kW; λ_c^{AC} ——AC 的转换效率, %。

4.3.8 EC 约束

$$\begin{cases} P_{c,d}^{\text{EC}} = \lambda_e^{\text{EC}} P_t^{\text{EC}} \\ P_{\min,d}^{\text{EC}} \leq P_t^{\text{EC}} \leq P_{\max,d}^{\text{EC}} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $P_{\max,d}^{\text{EC}}$ ——EC 输入功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{EC}}$ ——EC 输入功率的下限, kW; λ_e^{EC} ——EC 的转换效率, %。

4.3.9 含氢供能单元约束

详见式(9)~式(18)。

4.3.10 购售能约束

$$\begin{cases} \gamma_t^e P_{\min,d}^e \leq P_t^e \leq \gamma_t^e P_{\max,d}^e \\ \gamma_t^{\text{selle}} P_{\min,d}^{\text{selle}} \leq P_t^{\text{selle}} \leq \gamma_t^{\text{selle}} P_{\max,d}^{\text{selle}} \\ 0 \leq \gamma_t^e + \gamma_t^{\text{selle}} \leq 1 \\ P_{\min,d}^g \leq P_t^g \leq P_{\max,d}^g \end{cases} \quad (32)$$

式中: $P_{\max,d}^e$ ——IES 向上级电网购电功率的上限, kW; $P_{\min,d}^e$ ——IES 向上级电网购电功率的下限, kW; $P_{\max,d}^{\text{selle}}$ ——为 IES 向上级电网售电功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{selle}}$ ——IES 向上级电网售电功率的下限, kW; $\gamma_t^e, \gamma_t^{\text{selle}}$ ——0-1 变量; $P_{\max,d}^g$ ——IES 向上级气网购天然气的上限, kW; $P_{\min,d}^g$ ——IES 向上级气网购买天然气的下限, kW。

4.3.11 可再生能源约束

$$\begin{cases} P_{\min,d}^{\text{pv}} \leq P_t^{\text{pv}} \leq P_{\max,d}^{\text{pv}} \\ P_{\min,d}^{\text{wt}} \leq P_t^{\text{wt}} \leq P_{\max,d}^{\text{wt}} \end{cases} \quad (33)$$

式中: $P_{\max,d}^{\text{pv}}$ ——光伏发电功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{pv}}$ ——光伏发电功率的下限, kW; $P_{\max,d}^{\text{wt}}$ ——风力发电功率的上限, kW; $P_{\min,d}^{\text{wt}}$ ——风力发电功率的下限, kW。

4.3.12 储能约束

蓄电池、储气罐、蓄热槽、储冷罐的模型约束(包括充放功率约束、首末时段的功率守恒约束、储能设备容量约束等)具体详见文献[26]。

4.4 模型求解

本文构建的动态碳交易机制下对接轨道交通供电系统的含氢综合能源系统协同优化调度模型为混合整数非线性模型, 因此需将上述模型转化为混合整数线性模型, 采用 Python 调用 GUROBI 商业求解器进行求解。对于模型中存在的非线性部分处理方式如下: 对于式(3)中的包含平方项, 可通过调用 GUROBI 求解器中的 `addConstr()` 和 `addConstrs()` 函数来处理; 对于式(8)中所涉及到的分段函数, 则可以通过线性化方法来处理, 具体线性化方法详见文献[17]。

5 算例分析

5.1 算例参数设置

本文以对接轨道交通供电系统的 IES 为研究对象, 以低碳经济为追求目标, 参考中国北部某地区某铁路供电系统信息^[27], 展开相关研究。系统的调度周期设置为 24 h。图 1 和图 2 中所涉及的多类型能源转换设备参数具体如表 1 所示, IES 中储能设备的详细参数具体如表 2 所示。表 3 展示了能源系统中碳排放量计算系数和初始碳排放权系数。IES 与上级电网之间的交互价格信息具体如图 3 所示^[28]。本文所选取的季节典型日风电、光伏以及负荷信息如图 4 所示。天然气价格设置为 0.35 元/(kW·h)。静态碳交易机制下参数设置如下^[29]: 碳交易基价为 0.252 元/kg, 价格增长率为 25%, 碳排放量区间长度为 40 t。

表 1 能源转换设备的参数

Table 1 Parameters of energy conversion equipment

设备	效率/ %	容量/ kW	单位运行成本/ [元/(kW·h)]
余热锅炉	80	500	0.03
燃气轮机	30(电)/45(热)	1000	0.053
卡琳娜循环	70	800	0.06
电锅炉	80	500	0.03
燃气锅炉	85	700	0.03
电制冷机	400	200	0.097
吸收式制冷机	180	300	0.08
电解槽	87	800	0.0628
氢燃料电池	90	700	0.0625
甲烷反应器	60	700	0.062

表2 IES中储能设备的参数

Table 2 Parameters of energy storage equipment in IES

设备	充、放效率/ %	最大容量/ kW	运维成本单价/ [元/(kW·h)]
储气罐	97、95	500	0.012
蓄热槽	98、98	200	0.016
蓄电池	95、95	300	0.011
储冷罐	98、98	200	0.016
储氢罐	95、95	800	0.018

表3 碳排放量计算的相关系数

Table 3 Correlation coefficients for calculating carbon emission of equipment

参数	数值	参数	数值	参数	数值
m_1	0.0034	n_1	0.001	κ_e	0.728
m_2	-0.38	n_2	-0.04	κ_h	0.102
m_3	36	n_3	3	$\alpha_{e,h}$	6

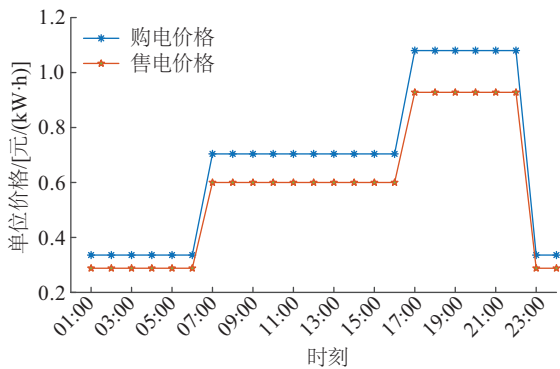


图3 IES与上级电网进行交易的电价信息

Fig. 3 Electricity price information for transactions between IES and higher-level power grid

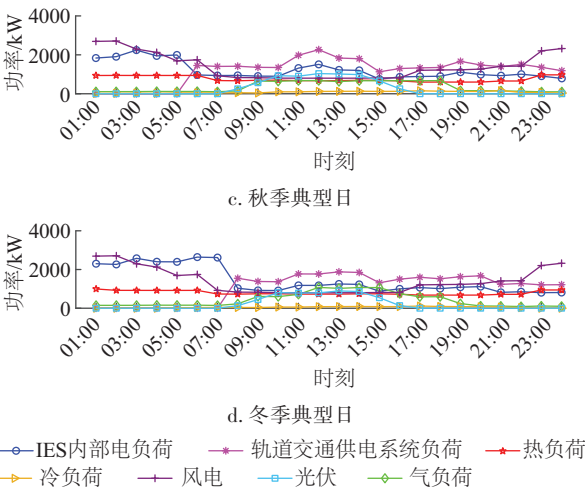
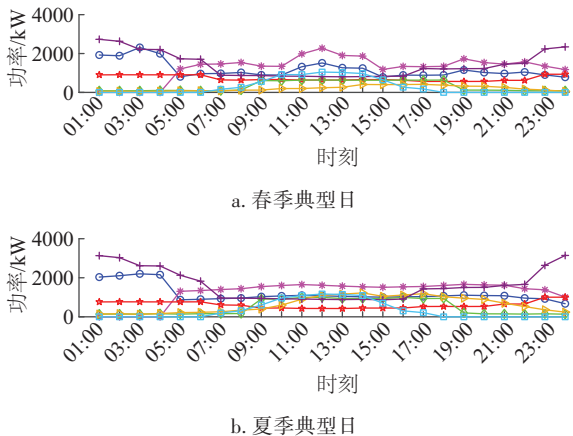


图4 不同典型日的风电、光伏以及负荷信息

Fig. 4 Information of wind power, photovoltaic power, and loads on different typical days

5.2 接入轨道交通供电系统后综合能源系统优化调度结果分析

表4展示了对接轨道交通供电系统前后可再生能源消纳、IES经济收益以及轨道交通供电系统购电成本。表4可得,在未接入轨道交通供电时,IES的可再生能源消纳率为87.68%,风电、光伏的就地利用度依然有很大的提升空间。在与轨道交通供电系统对接后,可再生能源消纳率提升至95.65%,增加了7.97%。与此同时,通过为轨道交通供电,IES的经济收益提升了11.95%。由此可见,轨道交通供电系统可有效帮助多能耦合系统促进系统内的可再生能源的消纳,增加收益,减少上网量,降低其对主电网扰动,实现风光发电的就地消纳。此外,轨道交通供电系统从IES购电的价格要低于直接从上级电网购电,节约了自身的用电成本,成本降低了3.73%,实现了双赢局面。然而,由图4可得,轨道交通系统在01:00—05:00时段内没有用电需求,而这段时间正是风电的高出力时段,因此,需进一步优化IES的供能结构,提升系统供能的经济性和低碳性。

表4 接入轨道交通供电系统前后的IES运行结果

Table 4 Operation results of IES before and after connecting to power supply system of rail transit

类别	轨道交通供电系统不与IES对接	轨道交通供电系统与IES对接
可再生能源消纳率/%	87.68	95.65
IES收益/元	20038.19	22433.07
轨道交通供电系统购电成本/元	22388.52	21553.94

5.3 含氢灵活供能单元优化结果及效益分析

本文通过构建含氢灵活供能单元来优化IES的供能方

式。为验证所提的含氢灵活供能单元在 IES 低碳经济优化调度过程中的合理性和有效性,设置如下 5 种场景进行对比分析。

场景 1:CHP 机组仅由 GT 和 WHB 构成;

场景 2:CHP 机组由 GT、WHB、Kalina 循环构成;

场景 3:CHP 由 GT、WHB、Kalina 循环和 EB 构成;

场景 4:灵活供能单元由 CHP 机组以及含氢设备构成,但彼此不耦合;

场景 5:计及本文所提的含氢灵活供能单元。

表 5 从总成本、碳排放量、碳交易成本以及系统运行成本 4 个方面依次展示了场景 1~5 下的 IES 低碳经济优化调度结果。

由表 5 可得,一方面,相比于场景 1,场景 2 中的系统运行成本、碳交易成本和总成本分别下降了 1562.01、1281.90 和 2843.91 元,碳排放量下降了 6397.92 kg。验证了 Kalina 循环的加入可以有效降低 IES 的成本的碳排放。另一方面,通过对比场景 2 和 3 可得,场景 3 比场景 2 在碳排放量、碳交易成本、系统运行成本和总成本方面分别下降了 7.25%、9.65%、9.71% 和 9.67%,这表明在灵活供能单元中考虑 EB 可进一步提升 IES 的经济性和低碳性。此外,场景 4 中包含了 CHP 机组和氢能机组,但两组供能机组并未耦合在一起而是相互独立工作,显然这样的组合依然可实现 IES 的成本和碳排放量的减少,但并未充分挖掘灵活供能单元的低碳经济潜力。场景 5 则在场景 4 的基础上,将 CHP 机组与氢能产消机组通过 Kalina 循环相互耦合。由表 5 中的数据可看出,相比于独立运行(即场景 4),这样的耦合工作(即场景 5)促进了 IES 的总成本、碳交易成本、碳排放量以及系统运行成本的进一步降低,由此验证了本文所建立的含氢灵活供能单元在促进 IES 实现低碳经济运行的有效性。

表 5 考虑含氢灵活供能单元的 IES 优化调度结果

Table 5 Optimization scheduling results of IES with flexible energy supply units containing hydrogen

场景	总成本/ 元	碳排 放量/kg	碳交易 成本/元	系统运行 成本/元
1	15652.64	58948.09	9767.39	5885.25
2	12808.73	52550.17	8485.49	4323.24
3	11570.26	48739.09	7666.85	3903.41
4	10325.30	45836.43	7022.29	3303.01
5	10157.76	45440.99	6930.56	3227.20

为全面深入分析本文所提的含氢灵活供能单元在促进热电解耦、实现电热灵活输出方面的有效性,计算 5 个场景下的电、热输出占比率的可变化区间,如表 6 所示。图 5 反映了 IES 中电、热功率平衡情况。图 6 则反映了不同时段下

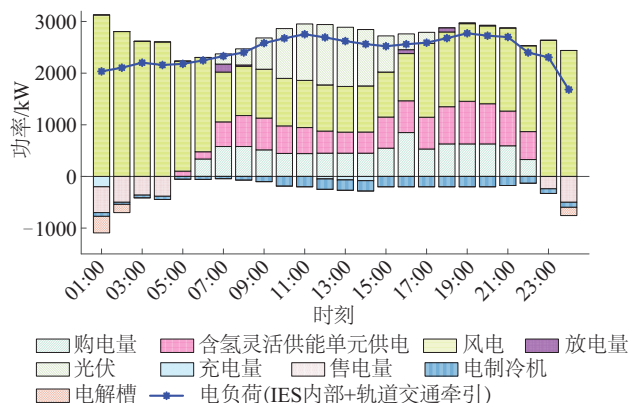
含氢灵活供能单元的电、热供能情况。同时,展示了不同场景下含氢灵活供能单元在各个时段的电功率和热功率的流向,如图 7 所示。

由表 6 可得,场景 1 下 CHP 机组的电、热输出占比率为定值(此处分别为 0.45 和 0.55),在生产电(热)的同时必然生产热(电),无法实现电和热两种能源的灵活供应。通过加入 Kalina 循环后(即场景 2),CHP 机组的热电输出得到了一定程度的解耦,但灵活性依然受限,而场景 3 则完全解除了这种限制,实现了 CHP 机组的电热输出占比率在 $[0.00, 1.00]$ 区间全范围内变化这一目标。然而,为了响应社会需求,进

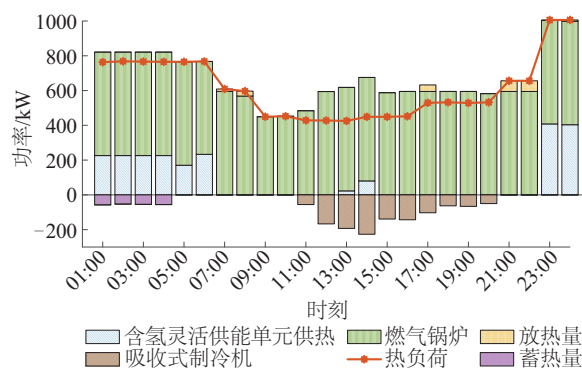
表 6 灵活供能单元的电、热输出占比可变化区间比较

Table 6 Comparison of variable range of electricity and heat output proportion for flexible energy supply units

场景	电输出占比区间	热输出占比区间
1	$[0.45, 0.45]$	$[0.55, 0.55]$
2	$[0.45, 1.00]$	$[0.00, 0.55]$
3	$[0.00, 1.00]$	$[0.00, 1.00]$
4	$[0.29, 0.80]$	$[0.20, 0.71]$
5	$[0.00, 1.00]$	$[0.00, 1.00]$



a. 电功率平衡



b. 热功率平衡

图 5 电功率平衡和热功率平衡结果

Fig. 5 Balance results of electrical and thermal power

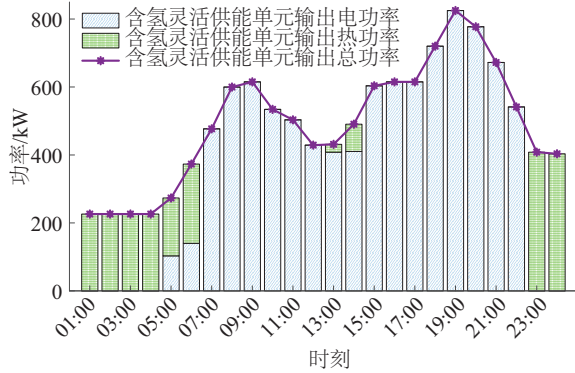


图6 含氢灵活供能单元的电热功率输出情况

Fig. 6 Electric and thermal power output of flexible energy supply units containing hydrogen

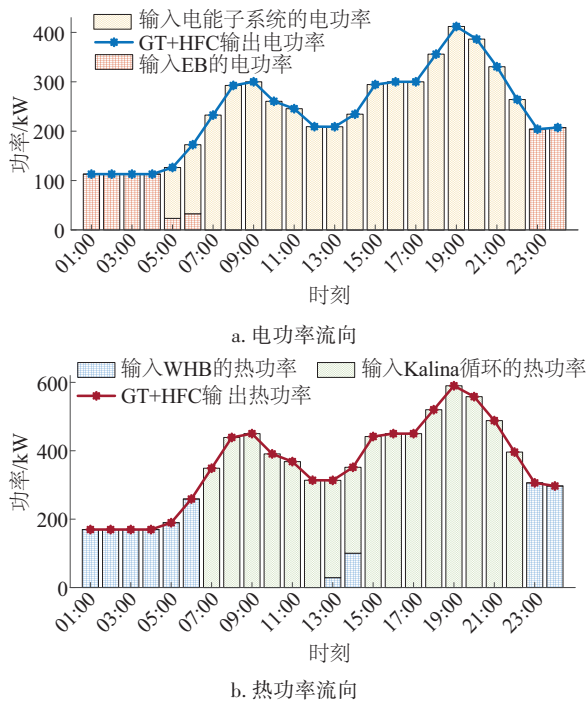


图7 GT与HFC产生的电热功率流向

Fig. 7 Flow direction of electric heating power generated by GT and HFC

一步降低 IES 的碳排放量,实现 IES 的低碳经济运行,氢气(无碳排放类型能源)在 IES 中得到广泛应用。随着氢能产消设备的加入,灵活供能单元的电热输出功率再次受到一定程度耦合(即场景4)。为提升灵活供能单元的电热输出占比可变化范围,将 CHP 机组与含氢设备进行耦合,即式(9)~式(18),实现了供能单元的热电完全解耦,使得输出占比的可变化区间再次变为了 $[0.00, 1.00]$ 。下面将分析含氢灵活供能单元在供能时的灵活变化性。

由图 5a 可得,在夜间时段的 01:00—04:00 以及 23:00—24:00,风电资源丰富,除了满足 IES 自身的用电需求外,还会有多余的电能,因此,售电行为和 EL 工作运行多发生在这些

时段内。通过 EL 将多余的电能进行电解,以氢气的方式存储,为白天电负荷高峰时段做准备。由图 5b 可得,IES 中的热负荷主要依靠 GB 来进行供能,这是因为 GB 的产热效率要高于含氢灵活供能单元中的 GT 和 HFC,用 GB 来供热更具有经济性,而含氢灵活供能单元仅在电价较低或可再生能源丰富时段供应热量。

由图 6 可得,含氢灵活供能单元的电出力多集中在白天时段,而热出力多集中在夜间时段,与图 5 中的调度结果相对应。这是该供能单元依据电、热负荷在时间上的结构差异以及电价的高低等因素灵活调整的结果。具体来讲,在白天时段 07:00—22:00,电价较高且电能需求量大,GT 与 HFC 所产生的电功率全部流入电电子系统进行供电(对应图 7a),所产生的热功率大部分(13:00—14:00)或全部(07:00—12:00、15:00—22:00)流入 Kalina 循环转换为电能(对应图 7b)。在夜间时段 01:00—06:00 和 23:00—24:00,热负荷需求较大且电能价格便宜,GT 与 HFC 所生产的热功率全部流入 WHB 进行热能供应,而它们所生产的电功率大部分流入 EB 进行热能转换,满足系统中大量的热负荷需求。

由以上分析可得,本文所建立的含氢灵活供能单元不仅可以进一步提升 IES 优化调度结果的经济性和低碳性,同时又可以兼顾能源供应的灵活性。此外还可以为轨道交通运行降低用能成本。

5.4 动态碳交易机制优势分析

场景 6:模型中不考虑碳交易机制,仅对 IES 进行经济优化调度;

场景 7:模型中考虑静态碳交易机制,对 IES 进行低碳经济优化调度;

场景 8:在本文所提的动态碳交易机制下,对 IES 进行低碳经济优化调度。

图 8 反映了动态碳交易机制中价格增长率的动态变化情况。图 9 则从总成本、碳排放量、系统运行成本等多个方面展示了场景 6~8 下 IES 调度结果。

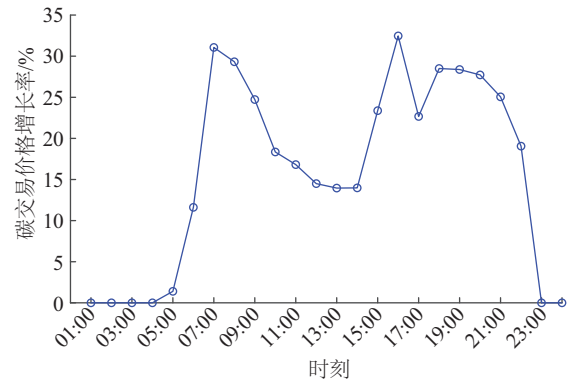


图8 碳交易价格增长率的动态变化情况

Fig. 8 Dynamic changes in growth rate of carbon trading price

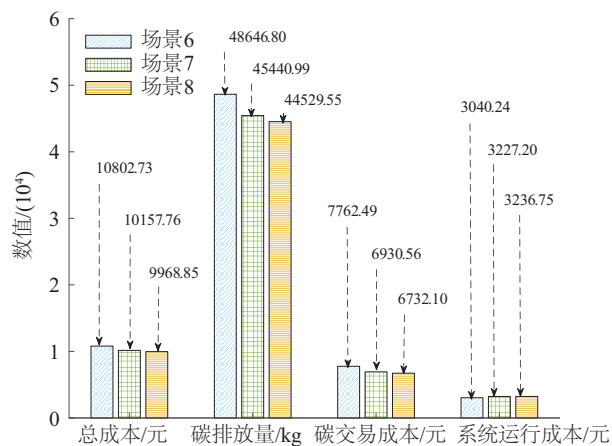


图9 场景6~8下 IES 优化调度结果对比

Fig. 9 Comparison of IES optimization scheduling results in scenarios 6-8

由图 8 可得,通过式(7)使得碳交易价格增长率可以动态变化,在某些时段(例如 07:00—08:00、17:00—19:00 等)高于 25%(常规设定值),在某些时段(例如 10:00—14:00 等)低于 25%。这样的调整是基于系统中净负荷占比率的变化。具体而言,当该比率上升时,表明可再生能源发电量相对不足,系统对 GT 与外部购电的依赖加深,导致碳排放强度增加。为有效遏制这一趋势并强化碳减排激励机制,本文动态提高碳价增长率,旨在通过提高供能边际成本加速其向清洁能源的替代进程。反之,当净负荷比例显著下降时,可适度放缓碳价增长率的上升步伐,以平衡系统运行的经济效率。所提方法使得阶梯型碳交易机制在 IES 碳排放较高的时段予以更严格的碳价限制,在 IES 碳排放较低时段予以稍轻的价格限制,让碳交易策略在有效控制系统碳排放量的同时兼顾实施的合理性。

由图 9 可得,相比于已有的静态碳交易机制,通过利用所提出的动态碳交易机制,IES 运行所产生的碳排放量下降了 911.44 kg,碳交易成本下降了 198.46 元,虽然系统运行成本略有上升,但总成本得以下降。由此可见,所提方法可进一步提升 IES 运行的经济性和低碳性。

5.5 典型日扩展分析

上述实验结果表明了所提方法在夏季典型日中应用的有效性,为进一步验证所提方法的适应性,将上述 8 种场景扩展到春、秋、冬季典型日。图 10 展示了春季典型日、秋季典型日以及冬季典型日下场景 1~5 的总成本和碳排放量情况,用以对比分析所构建含氢灵活供能单元的有效性。

对比图 10 可得,基线场景 1(仅 GT+WHB)在所有季节都均显示出最高的运营成本和排放量,冬季典型日峰值分别为 27290.43 元成本和 82129.78 kg 二氧化碳。在场景 2 中引入 Kalina 循环得以改善这一情况,相比于场景 1,IES 在冬季典型日的运行总成本降低了 4028.35 元,碳排放减少 10155.02 kg,

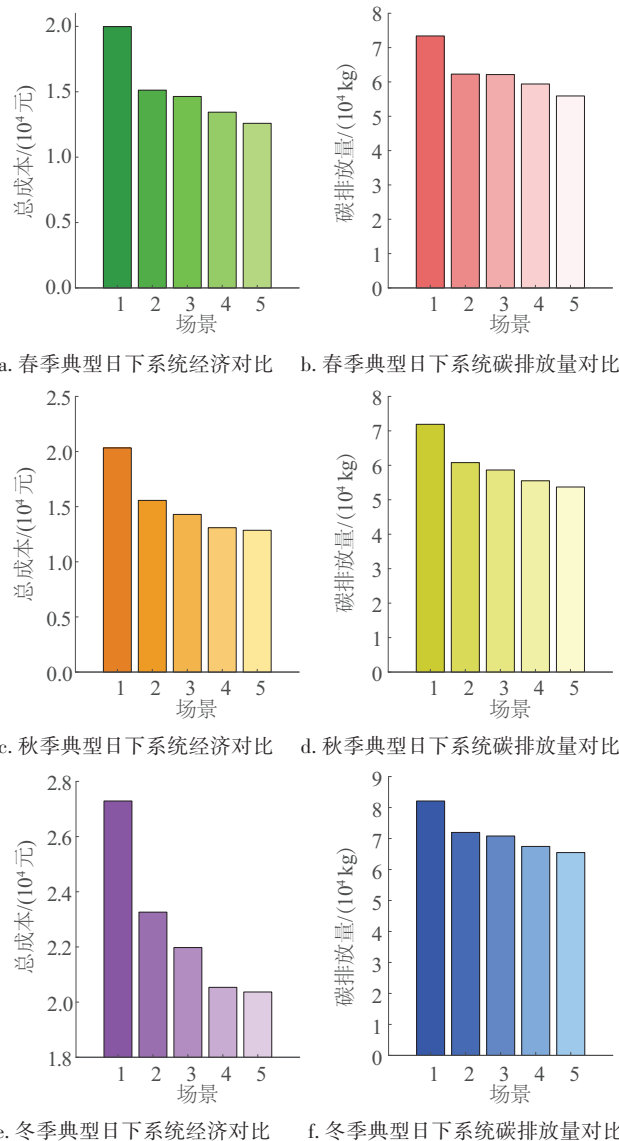


图 10 不同典型日下场景 1~5 中成本与碳排放对比

Fig. 10 Comparison of costs and carbon emissions for scenarios 1-5 in different typical days

此外,还降低了春季典型日 24.31% 的成本(19981.96 元→15123.93 元)和 15.13% 的排放量(73394.76 kg→62283.10 kg)。在场景 3 中,EB 集成进一步增强了 IES 的低碳经济性,但与场景 2 相比效果改善有限(春季碳排放量仅下降 0.22%)。

在考虑氢能的场景 4 中,成本与碳排放再次得到降低:例如秋季成本下降 8.43%(14296.72 元→13090.97 元),碳排放量降低 5.34%。进一步,所提出的含氢灵活能源供应单元(场景 5)展现了 5 种场景中的最佳性能,与场景 1 相比,最终实现了 37.02% 的成本降低和 23.82% 的减排(春季)。在冬季,场景 5 与场景 1 相比仍实现了 25.37% 的成本节约和 20.27% 的减排。实验结果表明,氢驱动灵活供能(场景 4-5)可有效推动推动 IES 低碳经济性的进一步提高。

表 7 则记录了场景 6~8 中的成本与碳排放情况,用以对比分析所提出的动态碳交易机制的有效性。

表 7 不同典型日下场景 6~8 的低碳经济情况对比

Table 7 Comparison of low-carbon economy in scenarios 6-8 considering different typical days

典型日	场景	总成本/元	碳排放量/kg
春	6	25520.99	88093.60
	7	20658.93	74493.44
	8	20367.25	73258.09
秋	6	23192.73	76630.16
	7	20575.26	71054.98
	8	20282.36	70427.11
冬	6	31160.84	91553.10
	7	28391.05	85769.25
	8	27686.67	82082.86

在所有季节中,与基线场景(场景 6)相比,碳交易机制的实施(场景 7 和场景 8)始终产生更好的结果,表明经济成本和碳排放量都大幅降低。在春季,场景 6 的总成本为 25520.99 元,碳排放量为 88093.60 kg;过渡到场景 7 后,这些费用将减少到 20658.93 元(减少 19.05%)和 74493.44 kg(减少 15.44%),而场景 8 与场景 7 相比,IES 的运行性能得到进一步改善,其中总成本减少 291.68 元,碳排放量减少 1235.35 kg。秋季典型日也出现了类似的趋势,场景 8 的成本最低(20282.36 元),碳排放量最低(70427.11 kg),与场景 6 (23192.73 元和 76630.16 kg)相比,分别减少了 12.55% 和 8.09%。冬季典型日中场景 8 仍优于其他场景:它将总成本降至 27686.67 元(比场景 6 的 31160.84 元减少 11.15%),碳排放量降至 82082.86 kg(比场景 6 减少 10.34%)。综合而言,场景 8 的动态机制被证明是最有效的,在所有季节实现了最低的成本和碳排放量,这些发现强调了动态碳交易在增强经济和环境可持续性方面的有效性,验证了所提方法在 IES 优化方面优于静态和无机制方法。

6 结 论

本文以 IES 对接轨道交通供电系统为研究对象,提出一种考虑动态碳交易机制的含氢 IES 与轨道交通供电系统协同优化的策略。首先,设计一种动态阶梯型碳交易机制,依据 IES 净负荷时变特性计算碳交易价格增长率;接着,提出含氢灵活供能单元模型,深度融合 HFC 和 GT 的热电输出特性,在解决热电解耦问题的同时提升了热电功率输出,成为支撑轨道交通供电系统绿色低碳用电的重要环节;然后,建立对接轨道交通供电系统的 IES 协同优化模型,既显著促进了

IES 内部可再生能源的高效消纳,又同步实现了 IES 售电收益的跃升与轨道交通供电系统用能成本的降低,创造了显著的双向经济增益。算例验证分析表明,所提策略对于轨道交通供电系统来讲,能够节省 3.73% 的用电成本;对于 IES 来讲,可提升 7.97% 的可再生能源消纳率,并增加售电收益。此外,所提方法在多个典型日中均表现出良好的性能,有效地兼顾了 IES 运行的低碳性、经济性以及能源供应的灵活性。

然而,所提方法未考虑适配不同规模轨道交通能源网络的差异化需求,在未来研究中将构建可扩展的轨道交通负荷聚类库并进一步考虑轨道交通系统的班次波动特性,支持差异场景快速部署。

[参考文献]

- [1] 安江涛,刘卫亮,林永君,等.绿证-碳交易融合机制下含氢综合能源系统优化调度[J].太阳能学报,2024,45(8):104-114.
AN J T, LIU W L, LIN Y J, et al. Optimization scheduling of hydro-gen-containing integrated energy system under green certificate-carbon trading integration mechanism [J]. Acta energiae solaris sinica, 2024, 45(8): 104-114.
- [2] 安源,苏瑞,郑申印,等.计及碳交易和源-荷侧资源的综合能源系统低碳经济优化[J].太阳能学报,2023,44(11):547-555.
AN Y, SU R, ZHENG S Y, et al. Low carbon economic optimization of integrated energy system considering carbon trading and source-load side resources [J]. Acta energiae solaris sinica, 2024, 50(8): 3486-3499.
- [3] 李国庆,王琦,高东升,等.城市轨道交通供电系统低碳节能技术发展综述[J].都市快轨交通,2022,35(6):75-82.
LI G Q, WANG Q, GAO D S, et al. Review of the development of a low carbon and energy saving technology for the urban rail transit power supply system [J]. Urban rapid rail transit, 2022, 35(6): 75-82.
- [4] XIA S, WU H, MAO Y, et al. Photovoltaic power generation and energy storage capacity cooperative planning method for rail transit self-consistent energy systems considering the impact of DoD [J], IEEE transactions on smart grid, 2025, 16(1): 665-677.
- [5] DONG H, TIAN Z, LIAO K, et al. Three-stage energy management of urban rail transit-based microgrid and EV charging station with V2T technology [J], IEEE transactions on transportation electrification, 2025, 11(3): 8604-8616.
- [6] 杨京渝,罗隆福,阳同光,等.计及谷时段风电消纳的储能系统平抑风电功率波动控制策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(10):131-141.

- YANG J Y, LUO L F, YANG T G, et al. Smoothing wind power fluctuation control strategy for an energy storage system considering wind power consumption in the valley period[J]. *Power system protection and control*, 2023, 51(10): 131-141.
- [7] PULAZZA G, ZHANG N, KANG C, et al. Transmission planning with battery-based energy storage transportation for power systems with high penetration of renewable energy[J]. *IEEE transactions on power systems*, 2021, 36(6): 4928-4940.
- [8] GUO Z, WEI W, CHEN L, et al. Impact of energy storage on renewable energy utilization: a geometric description[J]. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2021, 12(2): 874-885.
- [9] PAN G, GU W, LU Y, et al. Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage[J]. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2020, 11(4): 2662-2676.
- [10] FAN H, LU E, YU W, et al. Multi-agent deep reinforced co-dispatch of energy and hydrogen storage in low-carbon building clusters[J]. *IEEE transactions on network science and engineering*, 2024, 11(6): 5449-5462.
- [11] 张继红, 阚圣钧, 化玉伟, 等. 基于氢气储能的热电联供微电网容量优化配置[J]. *太阳能学报*, 2022, 43(6): 428-434.
- ZHANG J H, KAN S J, HUA Y W, et al. Capacity optimization of CHP microgrid based on hydrogen energy storage[J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2022, 43(6): 428-434.
- [12] LI J, LIN J, SONG Y, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. *IEEE transactions sustainable energy*, 2019, 10(4): 1672-1683.
- [13] YAN Z, LI C, YAO Y, et al. Bi-Level carbon trading model on demand side for integrated electricity-gas system[J]. *IEEE transactions on smart grid*, 2023, 14(4): 2681-2696.
- [14] WANG Y, HU J, LIU N. Energy management in integrated energy system using energy-carbon integrated pricing method[J]. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2023, 14(4): 1992-2005.
- [15] LI Z, WU Q, LI H, et al. Distributed risk-averse optimal dispatch for integrated power and transportation system considering carbon trading[J]. *IEEE transactions on smart grid*, 2024, 15(6): 5583-5594.
- [16] 陈庆斌, 杨耿煌, 耿丽清, 等. 考虑源荷不确定性和柔性负荷的综合能源系统低碳运行调度[J]. *太阳能学报*, 2025, 46(4): 183-192.
- CHEN Q B, YANG G H, GENG L Q, et al. Low-carbon operation scheduling of integrated energy system considering source-load uncertainty and flexible loads[J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2025, 46(4): 183-192.
- [17] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. *高电压技术*, 2021, 47(9): 3094-3106.
- CHEN J P, HU Z J, CHEN J B, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. *High voltage engineering*, 2021, 47(9): 3094-3104.
- [18] ARMGHAN H, XU Y, SUN H, et al. Event-triggered multi-time scale control and low carbon operation for electric-hydrogen DC microgrid[J]. *Applied energy*, 2024, 355: 122149.
- [19] XU J, YI Y. Multi-microgrid low-carbon economy operation strategy considering both source and load uncertainty: a Nash bargaining approach[J]. *Energy*, 2023, 263: 125712.
- [20] XUAN A, SHEN X, GUO Q, et al. Two-stage planning for electricity-gas coupled integrated energy system with carbon capture, utilization, and storage considering carbon tax and price uncertainties[J]. *IEEE transactions on power systems*, 2023, 38(3): 2553-2565.
- [21] 李红伟, 吴佳航, 王佳怡, 等. 计及P2G及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(16): 26-36.
- LI H W, WU J H, WANG J Y, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture[J]. *Power system protection and control*, 2024, 52(16): 26-36.
- [22] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热能动态平衡的含氢储能的综合能源系统热电优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(3): 1-12.
- CHU Z, ZHAO L, SUN J H, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. *Power system protection and control*, 2023, 51(3): 1-12.
- [23] CHEN Z, FAN F, TAI N, et al. Coordinated energy dispatch and flexibility support for microgrid cluster using rule-based Stackelberg gaming approach[J]. *IEEE transactions on industry applications*, 2024, 60(1): 1564-1575.
- [24] LIU N, YU X, WANG C, et al. Energy sharing management for microgrids with prosumers: a Stackelberg game approach[J]. *IEEE transactions on industrial informatics*, 2017, 13(3): 1088-1098.
- [25] WAN T, TAO Y, QIU J, et al. Distributed energy and carbon emission right trading in local energy systems

- considering the emission obligation on demand side [J]. IEEE systems journal, 2023, 17(4): 6292-6301.
- [26] 秦婷, 刘怀东, 王锦桥, 等. 基于碳交易的电—热—气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 8-13+22.
- QIN T, LIU H D, WANG J Q, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system [J]. Automation of electric power systems, 2018, 42(14): 8-13+22.
- [27] 刘宇翔, 陈艳波, 田昊欣, 等. 基于两阶段鲁棒优化的轨道交通自洽能源系统新能源-储能规划配置[J]. 高压技术, 2024, 50(10): 4713-4723.
- LIU Y X, CHEN Y B, TIAN H X, et al. New energy and energy storage planning configuration in rail transportation self-consistent energy systems based on two-stage robust optimization [J]. High voltage engineering, 2024, 50(10): 4713-4723.
- [28] 崔杨, 郭福音, 仲悟之, 等. 多重不确定性环境下的综合能源系统区间多目标优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2964-2975.
- CUI Y, GUO F Y, ZHONG W Z, et al. Interval multi-objective optimal dispatch of integrated energy system under multiple uncertainty environment [J]. Power system technology, 2022, 46(8): 2964-2975.
- [29] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
- ZHANG X H, LIU X Y, ZHONG J Q. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.

CO-OPTIMIZED SCHEDULING OF HYDROGEN-INTEGRATED ENERGY SYSTEM INTERFACING WITH POWER SUPPLY SYSTEM OF RAIL TRANSIT UNDER DYNAMIC CARBON TRADING

Tan Junfeng^{1,2}, Zhang Fan^{1,2}, Zhao Shuai^{1,2}, Huang Yanlu^{1,2}, Zhou Wei³, Lai Jin'gang³

(1. China Southern Power Grid Digital Grid Research Institute Co., Ltd., Guangzhou 528251, China;

2. China Southern Power Grid Artificial Intelligence Technology Co., Ltd., Guangzhou 528251, China;

3. School of Artificial Intelligence and Automation, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: To realize the intelligent interconnection and interaction between the intelligent integrated energy system (IES) and the power supply system of rail transit, a synergistic optimization strategy for the hydrogen-containing IES and the power supply system of rail transit is proposed based on the dynamic ladder-type carbon trading mechanism. This strategy can reduce the cost of energy supply and utilization, while enhancing the low-carbon energy supply of the multi-flow coupling system and the low-carbon energy consumption of the rail transit system. Firstly, a dynamic ladder-type carbon trading model is designed based on the level of renewable energy and loads in IES. Secondly, according to the electric and thermal output characteristics of gas turbine (GT) and hydrogen fuel cell (HFC), the traditional combined heat and power (CHP) unit and hydrogen energy unit are coupled by the Kalina cycle to develop a hydrogen-containing flexible energy supply unit, which can enhance the flexibility of the energy supply. Then, a hydrogen-containing IES collaborative optimization model connecting to the power supply system of rail transit is established to achieve cross-system joint optimization of rail transit energy consumption and multiple heterogeneous energy supply units, fully exploring the low-carbon economic operation potential of the system. Simulation results show that the proposed strategy can effectively balance the low-carbon economy and flexibility of multi-energy system scheduling, which can provide references for the synergistic operation of IES and power supply system of rail transit.

Keywords: integrated energy system; carbon trading; hydrogen; power supply of rail transit; low-carbon