

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.03.008

考虑绿证-碳交易和热电灵活输出的 HIES 优化调度

樊帅志¹, 张靖¹, 严儒井¹, 何宇¹, 刘影², 叶永春³

(1. 贵州大学电气工程学院, 贵州 贵阳 550025; 2. 贵州电网有限责任公司电网规划研究中心, 贵州 贵阳 550002; 3. 中国电建集团贵州电力设计研究院有限公司, 贵州 贵阳 550002)

摘要:为提升综合能源系统的低碳性与经济性,充分挖掘灵活需求,提出一种基于绿证-碳交易和热电灵活输出的含氢综合能源系统(hydrogen-containing integrated energy system, HIES)。首先,将传统热电联产(combined heat and power, CHP)耦合有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)与电锅炉(electric boiler, EB)灵活运行,使燃气轮机(gas turbine, GT)产生的电力可以同时供应给电力网络和 EB,其释放的热能则可以同时用于 ORC 和 EB,以此缓解热电耦合限制。其次,融合绿证交易和阶梯式碳交易构建绿证-碳交易模型,以降低系统的碳排放、提高可再生能源的消纳,同时分析绿证单价和可再生能源配额系数对于系统优化调度的影响。然后,将电解槽、氢燃料电池等纳入模型中,充分考虑氢能的多元化利用,提升系统的低碳性。最后,以系统总成本最低为优化目标,构建日前优化调度模型。算例结果表明:该策略可提高系统的可再生能源消纳,同时降低系统碳排放和总成本。

关键词:绿证交易;碳交易;热电灵活响应;氢能利用;低碳经济调度;可再生能源消纳

中图分类号:TM7;TK9

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)03-0086-11

0 引言

能源枯竭问题和全球气候变暖带来的社会环境挑战日益严峻。为应对这些问题,我国正在努力打造以可再生能源为核心的新型电力系统,旨在实现“碳达峰、碳中和”的宏伟目标^[1]。综合能源系统(integrated energy system, IES)对于提升能源利用效率,实现多种能源之间的互补耦合运行以及推动我国节能减排战略目标具有重要的意义^[2-3]。

然而,以热电联产(combined heat and power, CHP)机组为核心的 IES 具有“热电耦合”约束,以固定的热电比输出通常难以满足电、热负荷峰谷差趋势,使得系统的灵活性不足,从而难以应对高比例可再生能源并网^[4-5]。因此,多种创新策略被提出,旨在打破传统 CHP 机组的运行方式。文献[6]阐述了燃煤火电机组的灵活性改造的各种方法;文献[7]为提高多能源系统的灵活性,通过集成 CHP 机组、热泵(heat pump, HP)、燃气轮机(gas turbine, GT)等能源耦合设备,构建了电-热 IES 优化调度模型;文献[8]在园区 IES 中,通过集成有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)技术对余热进行发电,实现了 CHP 的热电解耦,提高了灵活性,同时引入需求响应与余热发电技术结合,构建了灵活源荷需求响应体系;文献[9]为解决源荷能量不

匹配的问题,构建了 ORC 和电转气耦合的 IES,综合考虑了系统的经济性和环境性;文献[10]针对碳捕集设备集成到 CHP 会加剧其“以热定电”约束的问题,引入电锅炉(electric boiler, EB)以及储热装置,为碳捕集设备辅助供热。以上文献针对 CHP 的“热电耦合”约束提出了不同的应对方法,基于此,文中将 ORC 和 EB 集成到传统 CHP 中以实现热电解耦。

为降低系统碳排放和促进新能源消纳,碳交易(carbon emission trading, CET)机制和绿证交易(green certificate trading, GCT)机制应运而生^[11-13]。现有文献对 CET 和 GCT 进行了研究。文献[14]总结了 CET 的研究现状以及对 IES 的影响因素;文献[15]为促进能源的高效利用并降低碳排放,提出了一种综合考虑阶梯式 CET 和需求响应的优化调度模型;文献[16]阐述了配额制下传统发电企业与可再生发电企业在电力交易和绿证供需方面的互动关系;文献[17]将电力市场、可交易绿证市场和碳排放配额交易市场结合,并分析了可交易绿证最优价格;文献[18]提出了一种考虑 CET 和 GCT 机制的多区 IES,采用组合双重拍卖机制确定绿证的最佳交易价格;文献[19]建立了虚拟电厂参加 CET 和 GCT 的最优调度模型,采用变分粒子群优化求解以提高系统的经济性和低碳性,同时提高可再生能源的消纳。考虑到单一地计及 CET 和 GCT 对系统的优化有限,文献[20]在源侧引入 ORC,荷侧引入综合需求响应模型,构建了源荷协调的灵活需

收稿日期:2024-09-16;修回日期:2024-11-19

基金项目:贵州省科技计划资助项目(黔科合支撑[2022]一般 013)

求响应模型,并结合 GCT-阶梯式 CET 联合交易机制,有效实现了系统经济、灵活和低碳运行;文献[21]提出了一种具有碳捕集设备和电转气设备的热电可调的 CHP 以提升系统灵活性,同时引入了 CET、GCT 机制进一步提高 IES 的低碳经济性;文献[22]提出了一种含储液式碳捕集电厂和氢能利用的 IES 低碳优化模型,并引入阶梯式 CET 和需求响应,结果表明其具有显著的经济性和低碳性。通过以上研究可知,热电灵活响应模型配合 CET-GCT 机制对于提高系统的经济性、低碳性以及可再生能源消纳具有显著作用,但热电灵活响应模型对快速波动的电力需求变化响应较慢,这意味着在可再生能源供给快速变化时,系统无法及时调整输出以匹配电网需求,特别在夜间突发的高风电输出时,缺乏快速响应机制,影响了风电的消纳能力。

针对上述问题,文中提出一种考虑 GCT-CET 机制和热电灵活输出的含氢综合能源系统(hydrogen-containing integrated energy system, HIES)优化调度模型。首先,在传统 CHP 基础上集成 ORC 和 EB,建立 CHP 灵活输出模型以实现热电灵活响应。其次,建立 GCT-CET 联合交易机制,通过综合考虑 CHP 的灵活性和 GCT-CET 机制提高系统的经济性、低碳性和可再生能源消纳。然后,加入氢能模型以达到快速响应可再生能源波动和电力需求变化的作用,从而提高夜间风电消纳的能力。最后,通过设置不同场景,验证文中所提模型对提高系统经济性、低碳性和可再生能源消纳的有效性。

1 HIES 框架及模型

1.1 系统框架

文中所建立的 HIES 如图 1 所示。其中,电负荷由 CHP、上级电网、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)、风电和光伏提供;热负荷由 CHP、HP 和 HFC 提供;冷负荷由吸收式制冷机(absorption chiller, AC)和电制冷机(electrical chiller, EC)提供。CHP 灵活输出模型包括 GT、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、ORC 和 EB;氢能模型包括电解槽(electrolytic cell, EL)、HFC 和储氢罐;储能设备包括蓄电池和储热罐。

1.2 热电灵活输出模型

传统的 CHP 主要由 GT 和 WHB 构成,通常受“热电耦合”约束限制,在电力和热能需求波动时难以灵活调节。ORC 作为一种广泛应用于发电和 CHP 的热力循环设备,能够适应不同温度级别的热源。将 ORC 集成到 CHP 中,可以显著提升系统对

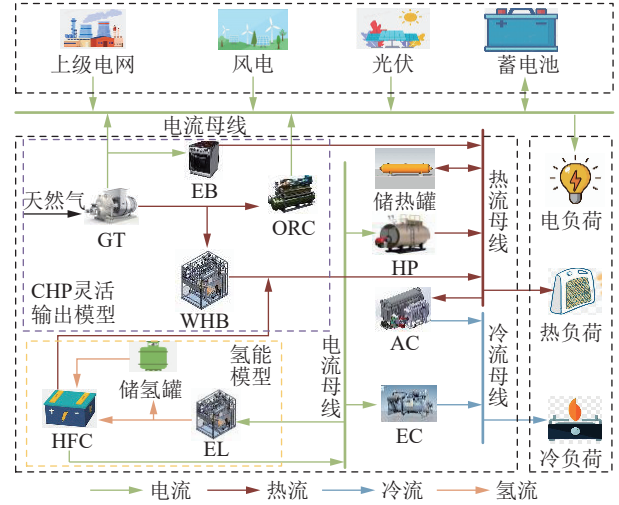


图 1 HIES 示意

Fig.1 Schematic diagram of HIES

负荷变化的响应速度,实现热电产出比的灵活调整,以更好地适应需求波动^[23-24]。为提升 CHP 的性能,文中提出一种集成 ORC 和 EB 的 CHP 灵活输出模型,在该能源配置中,GT 产生的电能不仅可以输入电网供电,还可以为 EB 系统供电。另外,GT 释放的热能不仅可以用于驱动 ORC,也可以为 EB 系统提供所需的热能。CHP 灵活输出模型为:

$$\begin{cases} P_{CHP,e}(t) = P_{net}(t) + P_{ORC,e}(t) \\ P_{CHP,h}(t) = P_{WHB,h}(t) + P_{EB,h}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{CHP,e}(t)$ 为 t 时刻 CHP 的输出电功率; $P_{net}(t)$ 为 t 时刻 GT 输出到系统的电功率; $P_{ORC,e}(t)$ 为 t 时刻 ORC 的输出电功率; $P_{CHP,h}(t)$ 为 t 时刻 CHP 的输出热功率; $P_{WHB,h}(t)$ 为 t 时刻 WHB 的输出热功率; $P_{EB,h}(t)$ 为 t 时刻 EB 的输出热功率。

(1) WHB 模型。

$$\begin{cases} P_{WHB,h}(t) = \lambda_{WHB} P_{WHB}(t) \\ P_{WHB}^{min} \leq P_{WHB}(t) \leq P_{WHB}^{max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: λ_{WHB} 为 WHB 的余热利用系数; $P_{WHB}(t)$ 为 t 时刻 WHB 的输入功率; P_{WHB}^{min} 、 P_{WHB}^{max} 分别为 WHB 输入功率的最小值和最大值。

(2) EB 模型。

$$\begin{cases} P_{EB,h}(t) = \lambda_{EB} P_{EB}(t) \\ U_{EB,t} P_{EB}^{min} \leq P_{EB}(t) \leq U_{EB,t} P_{EB}^{max} \\ (U_{EB,t-1} - U_{EB,t})(T_{EB,t-1}^{on} - T^{on}) \geq 0 \\ (U_{EB,t} - U_{EB,t-1})(T_{EB,t-1}^{off} - T^{off}) \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: λ_{EB} 为 EB 的转换系数; $P_{EB}(t)$ 为 t 时刻 EB 的输入功率; $U_{EB,t}$ 为 EB 在 t 时刻的启停机状态, $U_{EB,t}=0$ 表示停机, $U_{EB,t}=1$ 表示开机; P_{EB}^{min} 、 P_{EB}^{max} 分别为 EB 输入功率的最小值和最大值; $T_{EB,t-1}^{on}$ 为 EB 的连续开机时间; $T_{EB,t-1}^{off}$ 为 EB 的连续停机时间; T^{on} 、

T^{off} 分别为设备所要求的最小连续开机和停机时间,分别取2 h和1 h。

(3) ORC 模型。

$$\begin{cases} P_{\text{ORC},e}(t) = \lambda_{\text{ORC}} P_{\text{ORC}}(t) \\ U_{\text{ORC},t} P_{\text{ORC}}^{\min} \leq P_{\text{ORC}}(t) \leq U_{\text{ORC},t} P_{\text{ORC}}^{\max} \\ P_{\text{ORC}}^{\min} \leq P_{\text{ORC}}(t+1) - P_{\text{ORC}}(t) \leq P_{\text{ORC}}^{\max} \\ (U_{\text{ORC},t-1} - U_{\text{ORC},t})(T_{\text{ORC},t-1}^{\text{on}} - T^{\text{on}}) \geq 0 \\ (U_{\text{ORC},t} - U_{\text{ORC},t-1})(T_{\text{ORC},t-1}^{\text{off}} - T^{\text{off}}) \geq 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: λ_{ORC} 为 ORC 的转换系数; $P_{\text{ORC}}(t)$ 为 t 时刻 ORC 的输入功率; $P_{\text{ORC}}^{\min}$ 、 $P_{\text{ORC}}^{\max}$ 分别为 ORC 输入功率的最小值和最大值; $P_{\text{ORC}}^{\min}$ 、 $P_{\text{ORC}}^{\max}$ 分别为 ORC 爬坡功率的最小值和最大值; $U_{\text{ORC},t}$ 为 ORC 在 t 时刻的启停机状态, $U_{\text{ORC},t}=0$ 表示停机, $U_{\text{ORC},t}=1$ 表示开机; $T_{\text{ORC},t-1}^{\text{on}}$ 为 ORC 的连续开机时间; $T_{\text{ORC},t-1}^{\text{off}}$ 为 ORC 的连续停机时间。

(4) GT 模型。

$$\begin{cases} P_{\text{GT},e}(t) = \lambda_{\text{GT},e} P_{\text{GT}}(t) \\ P_{\text{GT},h}(t) = \lambda_{\text{GT},h} P_{\text{GT}}(t) \\ P_{\text{GT}}^{\min} \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\max} \\ P_{\text{GT}}^{\min} \leq P_{\text{GT}}(t+1) - P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{GT},e}(t)$ 、 $P_{\text{GT},h}(t)$ 分别为 t 时刻 GT 的输出电功率和热功率; $\lambda_{\text{GT},e}$ 、 $\lambda_{\text{GT},h}$ 分别为 GT 气转电和气转热的转换系数; $P_{\text{GT}}(t)$ 为 t 时刻 GT 的输入功率; $P_{\text{GT}}^{\min}$ 、 $P_{\text{GT}}^{\max}$ 分别为 GT 输入功率的最小值和最大值; $P_{\text{GT}}^{\min}$ 、 $P_{\text{GT}}^{\max}$ 分别为 GT 爬坡功率的最小值和最大值。

(5) GT 功率输出模型。将 GT 的输出电功率输入到系统和 EB 中,热功率输入到 WHB 和 ORC 中。

$$\begin{cases} P_{\text{GT},e}(t) = P_{\text{EB}}(t) + P_{\text{net}}(t) \\ P_{\text{GT},h}(t) = P_{\text{WHB}}(t) + P_{\text{ORC}}(t) \end{cases} \quad (6)$$

2 GCT-CET 机制

GCT 机制和 CET 机制是可再生能源配额制体系中的关键优势,是当提高可再生能源利用率和减少温室气体排放的有效策略^[25-26]。文中首先分别介绍 GCT 机制和阶梯式 CET 机制,然后构建 GCT-CET 联合交易机制。

2.1 GCT 机制

GCT 机制要求能源供应方承担起消费可再生能源的责任,而绿证正是这一责任的具体体现。在 GCT 机制下,可再生能源的消耗量被转换为绿证。未能达到规定配额的能源企业,需要在市场上购买这些绿证以满足其配额要求;相反,那些超出配额的能源企业则可以通过出售额外的绿证来增加收益。这一机制旨在激励能源企业增加对可再生能源的使用,同时促进整个能源市场的绿色转型。GCT

模型为^[27]:

$$P_{\text{re}} = \lambda_{\text{gc}} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{Load},e}(t) \quad (7)$$

$$F_{\text{gc}} = \begin{cases} (P_{\text{re}} - P_{\text{tot}}) f_{\text{gc},b} + \mu(P_{\text{re}} - P_{\text{tot}}) & P_{\text{tot}} < P_{\text{re}} \\ (P_{\text{re}} - P_{\text{tot}}) f_{\text{gc},s} & P_{\text{tot}} \geq P_{\text{re}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: P_{re} 为可再生能源日配额量; λ_{gc} 为可再生能源配额系数; $P_{\text{Load},e}(t)$ 为 t 时刻系统的电负荷; F_{gc} 为 GCT 成本或收益,当 $F_{\text{gc}} \geq 0$ 时为绿证成本,当 $F_{\text{gc}} < 0$ 时为绿证收益; P_{tot} 为一天内可再生能源的实际消纳量; $f_{\text{gc},b}$ 、 $f_{\text{gc},s}$ 分别为购买和出售的绿证单价; μ 为惩罚系数。

2.2 CET 机制

CET 是一种通过合法化碳排放权并允许企业在市场上买卖这些权利来控制碳排放的方法。监管机构为每个排放源分配碳排放配额,企业需要根据这些配额合理规划生产和排放。企业排放如果低于配额,可以将剩余配额出售;如果超出配额,则需在市场上购买额外配额^[28]。文中采用阶梯式 CET 机制,模型包括碳排放权配额模型、实际碳排放模型和阶梯式 CET 模型。

(1) 碳排放权配额模型。目前国内的配额方式主要为无偿分配,且通过基准线法确定。HIES 中的碳排放源主要为上级电网和 GT,其中上级电网全部来源于燃煤发电机组。碳排放权配额模型为:

$$\begin{cases} E_{\text{HIES}} = E_{\text{buy}} + E_{\text{GT}} \\ E_{\text{buy}} = \kappa_e \sum_{t=1}^{24} P_{\text{buy},e}(t) \\ E_{\text{GT}} = \kappa_h \sum_{t=1}^{24} (\kappa_{e,h} P_{\text{GT},e}(t) + P_{\text{GT},h}(t)) \end{cases} \quad (9)$$

式中: E_{HIES} 为 HIES 总碳排放配额; E_{buy} 、 E_{GT} 分别为上级购电和 GT 的碳排放配额; κ_e 、 κ_h 分别为产生单位电功率、单位热功率的碳排放配额; $\kappa_{e,h}$ 为电、热功率转换系数; $P_{\text{buy},e}(t)$ 为 t 时刻上级购电功率。

(2) 实际碳排放模型。

$$\begin{cases} E_{\text{HIES},r} = E_{\text{buy},r} + E_{\text{GT},r} \\ E_{\text{buy},r} = \sum_{t=1}^{24} (a_1 + b_1 P_{\text{buy},e}(t) + c_1 P_{\text{buy},e}^2(t)) \\ E_{\text{GT},r} = \sum_{t=1}^{24} (a_2 + b_2 P_{\text{GT},eh}(t) + c_2 P_{\text{GT},eh}^2(t)) \\ P_{\text{GT},eh}(t) = P_{\text{GT},e}(t) + P_{\text{GT},h}(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_{\text{HIES},r}$ 为 HIES 实际碳排放量; $E_{\text{buy},r}$ 为燃煤发电机组实际碳排放量; $E_{\text{GT},r}$ 为 GT 的实际碳排放量; $P_{\text{GT},eh}(t)$ 为 t 时刻 GT 的输出功率总和; a_1 、 b_1 、 c_1 为燃煤发电机组的碳排放参数; a_2 、 b_2 、 c_2 为 GT 的碳

排放参数。

因此, 实际碳排放权交易额 E' 为:

$$E' = E_{\text{HIES},r} - E_{\text{HIES}} \quad (11)$$

(3) 阶梯式 CET 模型。与传统的 CET 不同, 阶梯式 CET 将二氧化碳排放量分为若干区间, 随着碳排放量的增加, 每单位碳的交易成本会逐步上升, 这意味着系统在排放更多二氧化碳时, 需要支付更高的费用。

$$F'_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \rho E' & E' \leq l \\ \rho l + \rho(1+\theta)(E' - l) & l < E' \leq 2l \\ \rho(2+\theta)l + \rho(1+2\theta)(E' - 2l) & 2l < E' \leq 3l \\ \rho(3+3\theta)l + \rho(1+3\theta)(E' - 3l) & 3l < E' \leq 4l \\ \rho(4+6\theta)l + \rho(1+4\theta)(E' - 4l) & E' > 4l \end{cases} \quad (12)$$

式中: F'_{CO_2} 为阶梯式 CET 的碳交易成本; ρ 为碳交易基价; l 为碳排放量区间; θ 为价格增长率。

2.3 GCT-CET 联合模型

2.3.1 GCT-CET 联合原理

绿证本质上表示减少碳排放配额的成果。当买方购买绿证, 其相应的碳减排效益便从卖方转移到买方。为避免碳减排效益的重复计算, 文中提出扣除卖方出售的绿证所包含的碳减排效益, 同时相应地增加买方的碳减排效益。在该过程中, 原本由卖方承担的碳减排成本, 通过绿证的交易转移给买方, 而买方则可以利用这些碳减排效益减少自己的碳排放成本。通过这种方式, 系统不仅参与 GCT, 还参与 CET, 同时可以利用配额的数量和价格实现两者的有效联动^[29], 其原理如图 2 所示。



图 2 GCT-CET 联合原理

Fig.2 GCT-CET joint principle

2.3.2 GCT-CET 联合模型的建立

为展示可再生能源降碳的绿色属性, 文中构建

GCT-CET 交互协同减排机制。在该机制下, HIES 不仅可以获得绿证, 还有资格获得政府额外分配的碳排放配额^[30]。具体计算方法为:

$$B_{\text{green}} = \varphi \lambda_{\text{gc}} \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{WT}}(t)) \quad (13)$$

式中: B_{green} 为可再生能源转换为绿证所获得的碳排放配额; φ 为转换系数; $P_{\text{PV}}(t)$ 、 $P_{\text{WT}}(t)$ 分别为 t 时刻光伏和风电的发电功率。

因此, 联合后的实际碳排放权交易额 E 为:

$$E = E_{\text{HIES},r} - E_{\text{HIES}} - B_{\text{green}} \quad (14)$$

联合后阶梯式 CET 的模型变为:

$$F_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \rho E & E \leq l \\ \rho l + \rho(1+\theta)(E - l) & l < E \leq 2l \\ \rho(2+\theta)l + \rho(1+2\theta)(E - 2l) & 2l < E \leq 3l \\ \rho(3+3\theta)l + \rho(1+3\theta)(E - 3l) & 3l < E \leq 4l \\ \rho(4+6\theta)l + \rho(1+4\theta)(E - 4l) & E > 4l \end{cases} \quad (15)$$

3 HIES 优化调度模型

3.1 目标函数

文中以一天内 HIES 的运行成本 F 最小为优化目标函数, 表达式如式(16)所示。系统的运行成本 F 包括购能成本 F_{buy} 、阶梯式 CET 成本 F_{CO_2} 、GCT 成本 F_{gc} 、弃光弃风惩罚成本 F_{des} 和设备启停机成本 $F_{\text{q/s}}$ 。

$$\min F = F_{\text{buy}} + F_{\text{CO}_2} + F_{\text{gc}} + F_{\text{des}} + F_{\text{q/s}} \quad (16)$$

(1) 购能成本。

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} \gamma_{1,t} P_{\text{buy},e}(t) + \sum_{t=1}^{24} \gamma_{2,t} P_{\text{buy},g}(t) \quad (17)$$

式中: $\gamma_{1,t}$ 、 $\gamma_{2,t}$ 分别为 t 时刻的电价和气价; $P_{\text{buy},g}(t)$ 为 t 时刻的购气功率。

(2) 阶梯式 CET 成本见式(15)。

(3) GCT 成本见式(8)。

(4) 弃光弃风惩罚成本。

$$F_{\text{des}} = \sum_{t=1}^{24} c_{\text{des}} P_{\text{des}}(t) \quad (18)$$

式中: c_{des} 为弃光弃风惩罚成本系数; $P_{\text{des}}(t)$ 为 t 时刻弃光弃风功率。

(5) 设备启停机成本。

$$F_{\text{q/s}} = F_{\text{q}}^{\text{EB}} + F_{\text{s}}^{\text{EB}} + F_{\text{q}}^{\text{ORC}} + F_{\text{s}}^{\text{ORC}} \quad (19)$$

式中: F_{q}^{EB} 、 F_{s}^{EB} 分别为 EB 开机和停机的成本; $F_{\text{q}}^{\text{ORC}}$ 、 $F_{\text{s}}^{\text{ORC}}$ 分别为 ORC 开机和停机的成本。

3.2 约束条件

(1) 风电、光伏出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{WT}(t) \leq P_{WT}^{\max} \\ 0 \leq P_{PV}(t) \leq P_{PV}^{\max} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{WT}^{\max}$ 、 $P_{PV}^{\max}$ 分别为风电和光伏输出功率上限。

(2) CHP 运行约束见式(1)—式(6)。

(3) HP 运行约束。

$$\begin{cases} P_{HP,h}(t) = \lambda_{HP} P_{HP}(t) \\ P_{HP}^{\min} \leq P_{HP}(t) \leq P_{HP}^{\max} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{HP,h}(t)$ 为 t 时刻 HP 的输出热功率; λ_{HP} 为 HP 的转换效率; $P_{HP}(t)$ 为 t 时刻 HP 的输入功率; $P_{HP}^{\min}$ 、 $P_{HP}^{\max}$ 分别为 HP 输入功率的最小值和最大值。

(4) AC 运行约束。

$$\begin{cases} P_{AC,c}(t) = \lambda_{AC} P_{AC}(t) \\ P_{AC}^{\min} \leq P_{AC}(t) \leq P_{AC}^{\max} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $P_{AC,c}(t)$ 为 t 时刻 AC 的输出冷功率; λ_{AC} 为 AC 的转换效率; $P_{AC}(t)$ 为 t 时刻 AC 的输入功率; $P_{AC}^{\min}$ 、 $P_{AC}^{\max}$ 分别为 AC 输入功率的最小值和最大值。

(5) EC 运行约束。

$$\begin{cases} P_{EC,c}(t) = \lambda_{EC} P_{EC}(t) \\ P_{EC}^{\min} \leq P_{EC}(t) \leq P_{EC}^{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{EC,c}(t)$ 为 t 时刻 EC 的输出冷功率; λ_{EC} 为 EC 的转换效率; $P_{EC}(t)$ 为 t 时刻 EC 的输入功率; $P_{EC}^{\min}$ 、 $P_{EC}^{\max}$ 分别为 EC 输入功率的最小值和最大值。

(6) 储能设备运行约束。

$$\begin{cases} E_i(t) = E_i(t-1) + \left(\eta_{abs,i} P_{abs,i}(t) - \frac{P_{relea,i}(t)}{\eta_{relea,i}} \right) \Delta t \\ E_i(1) = E_i(24) \\ 0 \leq P_{abs,i}(t) \leq P_{abs,i}^{\max} U_{abs,i} \\ 0 \leq P_{relea,i}(t) \leq P_{relea,i}^{\max} U_{relea,i} \\ U_{abs,i} + U_{relea,i} \leq 1 \\ U_{abs,i} \in \{0, 1\}; U_{relea,i} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (24)$$

式中: $E_i(t)$ 为 t 时刻储能 i 的储存能力, i 为能源类型, 包括电能、热能、氢能; $\eta_{abs,i}$ 、 $\eta_{relea,i}$ 分别为储能 i 的充、放能效率; $P_{abs,i}(t)$ 、 $P_{relea,i}(t)$ 分别为储能 i 在 t 时刻的充、放能功率; Δt 为单位时长; $P_{abs,i}^{\max}$ 、 $P_{relea,i}^{\max}$ 分别为储能 i 充、放能功率的最大值; $U_{abs,i}$ 、 $U_{relea,i}$ 分别为储能 i 充、放能的标志变量。

(7) EL 运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{EL}(t) \leq P_{EL}^{\max} \\ P_{EL,h}(t) = \lambda_{EL} P_{EL}(t) \end{cases} \quad (25)$$

式中: $P_{EL}(t)$ 为 t 时刻 EL 的输入功率; $P_{EL}^{\max}$ 为 EL 输入功率的最大值; $P_{EL,h}(t)$ 为 t 时刻 EL 的产氢功率; λ_{EL} 为 EL 的转换系数。

(8) HFC 运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{HFC}(t) \leq P_{HFC}^{\max} \\ P_{HFC,e}(t) = \lambda_{HFC,e} P_{HFC}(t) \\ P_{HFC,h}(t) = \lambda_{HFC,h} P_{HFC}(t) \end{cases} \quad (26)$$

式中: $P_{HFC}(t)$ 为 t 时刻 HFC 的输入功率; $P_{HFC}^{\max}$ 为 HFC 输入功率的最大值; $P_{HFC,e}(t)$ 为 t 时刻 HFC 的输出电功率; $P_{HFC,h}(t)$ 为 t 时刻 HFC 的输出热功率; $\lambda_{HFC,e}$ 为 HFC 氢转电的转换系数; $\lambda_{HFC,h}$ 为 HFC 氢转热的转换系数。

(9) 电功率平衡约束。

$$P_{Load,e}(t) = P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{buy,e}(t) + P_{GT,e}(t) + P_{ORC,e}(t) + P_{relea,e}(t) + P_{HFC,e}(t) - P_{EB}(t) - P_{EC}(t) - P_{HP}(t) - P_{EL}(t) - P_{abs,e}(t) \quad (27)$$

(10) 热功率平衡约束。

$$P_{Load,h}(t) = P_{WHB,h}(t) + P_{EB,h}(t) + P_{HP,h}(t) + P_{HFC,h}(t) + P_{relea,h}(t) - P_{AC}(t) - P_{abs,h}(t) \quad (28)$$

式中: $P_{Load,h}(t)$ 为 t 时刻的热负荷。

(11) 冷功率平衡约束。

$$P_{Load,c}(t) = P_{EC,c}(t) + P_{AC,c}(t) \quad (29)$$

式中: $P_{Load,c}(t)$ 为 t 时刻的冷负荷。

4 算例分析

4.1 参数设置

文中选取西北某地区园区^[31]HIES 为例, 调度周期为 24 h, 步长取 1 h, 对文中所提的 HIES 低碳经济调度策略进行分析验证。该 HIES 内的风、光预测出力曲线及各种负荷见图 3; 各类设备参数见表 1; 绿证单价为 100 元/本, 可再生能源配额系数为 0.2; 相关的碳排放参数^[28]如表 2 所示; 上级购电价格采用分时电价, 如表 3 所示; 产生单位电功率的碳排放配额为 0.789 kg/(kW·h), 产生单位热功率的碳排放配额为 0.385 kg/(kW·h); CET 区间长度为 2 000 kg, 价格增长率为 0.25, CET 基价为 0.25 元/kg; 天然气热值为 9.7 kW·h/m³, 单价为 2.35 元/m³。

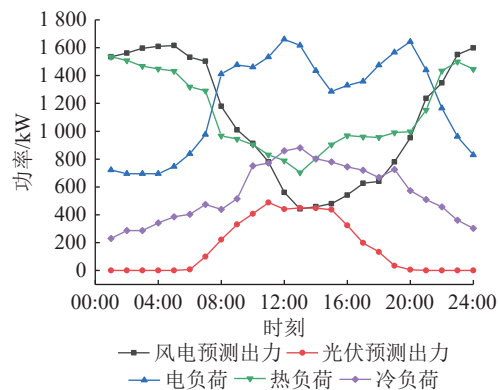


图 3 风、光预测出力及各负荷曲线

Fig.3 Wind and photovoltaic forecast output and each load curve

表 1 各类设备参数
Table 1 Various equipment parameters

设备	容量/kW	转换效率/%
GT	1 000	60(气转热)、30(气转电)
EB	500	90
WHB	600	90
ORC	600	80
HP	250	410
EC	400	240
AC	500	80
EL	200	85
HFC	200	75(氢转电)、85(氢转热)

表 2 实际碳排放参数
Table 2 Actual carbon emission parameters

设备	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
燃煤发电机组	36	-0.380	0.003 4
GT	3	-0.004	0.001 0

表 3 分时电价
Table 3 Time-of-use price

时段	电价类型	价格/ [元·(kW·h) ⁻¹]
01:00—07:00、23:00—24:00	低谷	0.4
08:00—11:00、15:00—18:00	平峰	0.7
12:00—14:00、19:00—22:00	高峰	1.2

为验证分析文中所提模型的有效性,设置以下 4 个场景进行对比分析。

场景 1: 考虑 CET 和采用传统 CHP 模型。

场景 2: 考虑 CET 和采用 CHP 灵活输出模型。

场景 3: 考虑 CET-GCT 和采用 CHP 灵活输出模型。

场景 4: 考虑 CET-GCT、采用 CHP 灵活输出模型和氢能利用模型。

4.2 结果分析

4.2.1 场景结果对比分析

4 个场景的结果对比如表 4 所示。

表 4 场景结果对比
Table 4 Comparison of scene results

场景参数	场景1	场景2	场景3	场景4
系统总成本/元	14 368.70	12 696.76	9 608.46	7 588.34
CET成本/元	2 542.25	2 520.80	1 627.59	1 482.90
GCT成本/元	—	—	-2 149.60	-2 267.11
碳排放量/kg	12 343.05	11 659.77	11 279.83	10 157.43
风电消纳率/%	82.14	85.02	89.26	93.87
光伏消纳率/%	99.68	99.79	99.79	99.79

对比场景 1 和场景 2,从经济方面分析,场景

2 的总成本比场景 1 降低了 1 671.94 元,说明灵活输出模型可以大幅度提高系统的经济性;从碳排放量和风、光消纳方面分析,场景 2 的碳排放量比场景 1 降低了 683.28 kg,风、光消纳率比场景 1 分别提高了 2.88% 和 0.11%,说明灵活输出模型可以有效降低系统的碳排放量并提高风、光消纳。对比场景 2 和场景 3,从经济方面分析,场景 3 的总成本比场景 2 降低了 3 088.30 元,且加入 GCT 后,系统获得 GCT 收益 2 149.60 元,说明在灵活输出模型的基础上加入 GCT-CET 后,系统的经济性得到了提升;从碳排放量和风、光消纳方面分析,场景 3 的碳排放量比场景 2 降低了 379.94 kg,风电消纳率比场景 2 提高了 4.24%,光伏消纳量因几乎趋于全消纳而没有发生变化,但风电消纳率有很大的提高,这说明在灵活输出模型的基础上加入 CET-GCT 可以更大幅度降低系统的成本和碳排放量,同时提高风、光消纳。对比场景 4 和场景 3,从经济方面分析,场景 4 的总成本比场景 3 降低了 2 020.12 元,GCT 收益为 2 267.11 元,比场景 3 提高了 117.51 元,表明加入氢能利用模型后,系统的经济性得到了更大的提高;从碳排放量和风、光消纳方面分析,场景 4 的碳排放量比场景 3 降低了 1 122.40 kg,风、光消纳率分别提高了 4.61% 和 0,由此可知,氢能模型的加入可以消纳多余的可再生能源进行电解水制氢,从而减少弃风弃光,同时电解水产生的氢气可以供给 HFC 进行发电产热,相比于 CHP 产热,可以有效降低碳排放量,这与 GCT-CET 目标一致。提高可再生能源的消纳可以为 GCT 获取更多的收益,降低碳排放量可以降低 CET 的成本,表明了氢能模型可以配合 GCT-CET 提供更大的发挥空间。

4.2.2 CHP 灵活输出模型分析

为深入分析灵活输出模型对系统的影响,对场景 4 进行调度,分析 CHP 内部各个设备运行情况,如图 4 和图 5 所示。

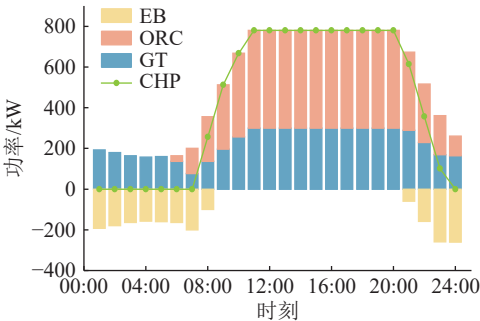


图 4 CHP 内部电功率流动
Fig.4 CHP internal power flow

在 01:00—07:00 和 21:00—24:00 时间段,热负

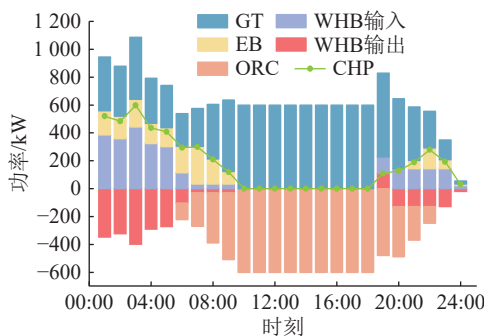


图5 CHP内部热功率流动

Fig.5 CHP internal thermal power flow

荷处于高峰段,而电负荷处于低谷或平峰段且风电资源较为丰富,所以为满足热负荷需求,此时GT输电给EB产热,WHB通过余热回收GT的产热转换为热能供给热负荷,导致CHP在这个时间段主要表现为供热模式。在08:00—20:00时间段,电负荷处于高峰期,而热负荷处于低谷期,GT通过输热给ORC产电以满足电负荷。由图4和图5可知,CHP输出的电功率和热功率占比在0~100%之间变化。这表明热电灵活输出模型的CHP能够有效优化系统运行,验证了文中所提CHP灵活输出模型的有效性。

4.2.3 场景4调度结果分析

为进一步分析文中所提模型的有效性,对场景4的调度过程进行详细分析。场景4的电、热、冷调度结果分别如图6—图8所示,氢能平衡结果如图9所示。

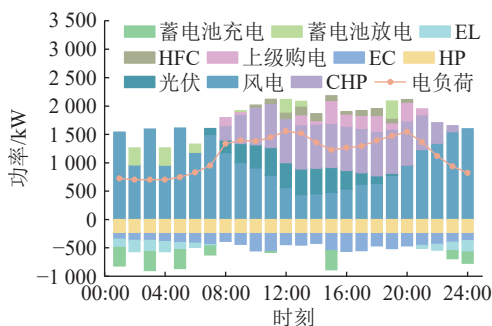


图6 电能调度

Fig.6 Electric energy scheduling

在01:00—06:00和20:00—24:00时间段,风电出力较大,光伏出力为0,电负荷处于低谷期,热负荷较高,主要由风力发电,HP和CHP进行供热,CHP主要表现为供热模式;而由于电负荷较低,蓄电池进行充电,EL通过电解消纳此时段的风电,同时产生氢气储存在储氢罐里以供给HFC,EC通过耗电供冷,从而达到消纳风电的作用。在07:00—19:00时间段,风电和光伏同时出力,且随时间起伏

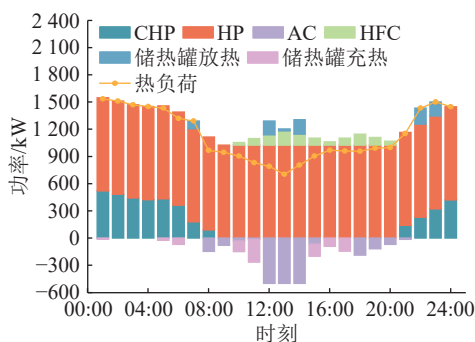


图7 热能调度

Fig.7 Thermal energy scheduling

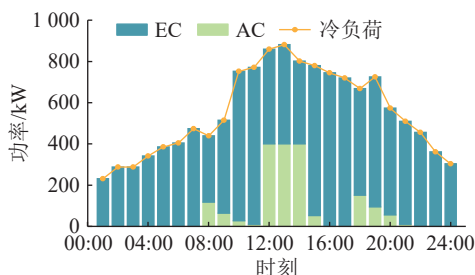


图8 冷能调度

Fig.8 Cold energy scheduling

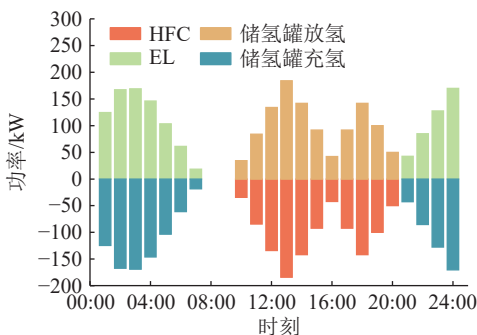


图9 氢能平衡

Fig.9 Hydrogen energy balance

变化,电负荷处于高峰或者平峰期,热负荷较低,CHP主要表现为供电模式;当风、光出力达到上限时,为减少上级购电成本和碳排放,HFC会消纳储氢罐内的氢能进行供电或供热以满足电负荷功率缺额,实现氢储能的“高发低储”。

综上所述,在加入氢能利用模型后,通过EL、HFC和储氢罐实现风、光消纳量的提高,主要表现为在风、光出力大时通过EL电解产氢进行消纳,在风、光出力不足时通过HFC消耗氢能产电或热满足负荷要求。同时,氢能利用模型的加入在提高风电消纳的同时,会提高GCT收益和降低碳排放,从而提升系统的经济性和低碳性。

4.2.4 GCT-CET灵敏度分析

(1) 绿证单价灵敏度分析。为研究不同绿证单价对可再生能源消纳情况的影响,在场景4的基础

上设置不同的绿证单价进行分析。不同绿证单价下系统可再生能源消纳量如图 10 所示。

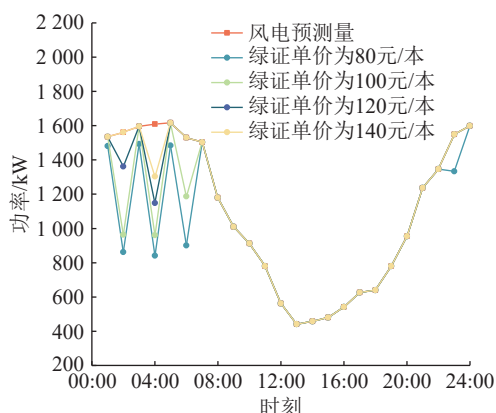


图 10 不同绿证单价下风电消纳量

Fig.10 Wind power consumption under different green certificate unit prices

系统的可再生能源消纳能够带来 GCT 收益, 由表 4 可知, 光伏的消纳量接近于饱和, 所以此处主要讨论不同绿证单价对风电的消纳情况。由图 10 可知, 当绿证单价为 80 元/本时, 风电消纳率为 90%; 当绿证单价为 100 元/本时, 风电消纳率为 93.87%; 当绿证单价为 120 元/本时, 风电消纳率为 97.66%; 当绿证单价为 140 元/本时, 风电消纳率为 98.45%。同时, 在 01:00—06:00 和 23:00—24:00 时间段, 风电出力处于高峰期, 随着绿证单价的提高, 该时间段的风电消纳量逐渐提高。综上所述, 随着绿证单价的提高, 系统的风电消纳量不断提高, 因此合理的绿证单价有利于实现系统可再生能源的全消纳。

(2) 可再生能源配额系数灵敏度分析。可再生能源配额系数作为影响系统经济目标的关键变量, 其变动会直接对系统整体运行状态产生影响。为深入研究不同配额系数对系统的具体影响, 在场景 4 的基础上设置一系列不同的配额系数, 并对 GCT 成本进行详细分析。不同可再生能源配额系数下绿证价格的变化如图 11 所示。

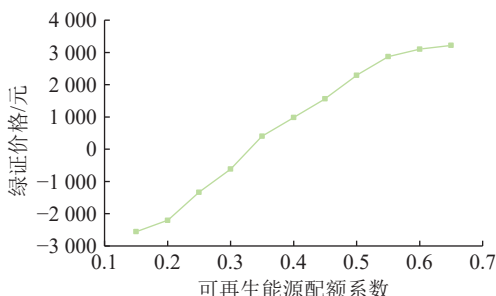


图 11 不同配额系数下绿证价格变化

Fig.11 Green certificate price changes under different quota coefficients

由图 11 可知, 当可再生能源配额系数低于 0.3 时, GCT-CET 能够带来绿证收益; 随着可再生能源配额系数提高, 绿证收益开始减少, 当配额系数超过 0.3 时, 绿证收益转为绿证成本, 此时系统总成本大幅度增加。由此可知, 可再生能源配额系数过大会对 GCT-CET 的发挥产生不利影响, 进而影响系统的经济性。

5 结论

文中建立了一种考虑热电灵活输出模型和 GCT-CET 的 HIES 低碳经济调度模型, 通过算例分析得出以下结论:

(1) GCT-CET 联合交易机制不仅能有效降低系统运行成本, 还能减少碳排放, 并提高系统对可再生能源的消纳能力。相较于单一机制, GCT-CET 机制的协同运作能更显著地提升系统的经济效益和低碳特性。

(2) 合理的绿证单价以及合理设置可再生能源配额系数, 能够提高系统可再生能源的消纳能力, 同时降低系统的运行成本, 有利于 GCT-CET 的发挥以及系统的低碳经济运行。

(3) 通过集成 ORC 和 EB 到传统 CHP 机组中, 构成热电灵活输出模型, 可以有效提升 HIES 灵活性, 还能提高系统的经济性和低碳性, 同时配合氢能利用模型为 GCT-CET 提供更大的发挥空间, 具有显著的绿色经济效益。

文中的研究目前聚焦于 HIES 的日前优化调度, 尚未涵盖多时间尺度优化和源荷不确定性对系统运行的潜在影响。因此在未来的研究工作中, 将扩大研究范围, 深入分析多时间尺度优化策略以及源荷不确定性因素对 HIES 运行效率和稳定性的影响。

参考文献:

- [1] 李晖, 刘栋, 姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [2] 王志杨, 张靖, 何宇, 等. 数据与模型混合驱动的区域综合能源系统双层优化调度决策方法[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3797-3813.
WANG Zhiyang, ZHANG Jing, HE Yu, et al. Hybrid data-driven and model-driven bi-level optimal scheduling decision for regional integrated energy systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3797-3813.

- [3] 易纯, 肖辉, 吴公平, 等. 含电、冷、热、气的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(4): 215-221.
YI Chun, XIAO Hui, WU Gongping, et al. Optimal operation of regional integrated energy system including electricity, cooling, heating and gas[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(4): 215-221.
- [4] WANG H C, HUA P M, WU X Z, et al. Heat-power decoupling and energy saving of the CHP unit with heat pump based waste heat recovery system[J]. Energy, 2022, 250: 123846.
- [5] 张业伟, 文中, 王灿, 等. 考虑 REGS 和可调热电比的综合能源系统优化调度[J]. 可再生能源, 2024, 42(2): 241-251.
ZHANG Yewei, WEN Zhong, WANG Can, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering REGS and adjustable thermoelectric ratio[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(2): 241-251.
- [6] 刘云. 我国能源电力发展及火电机组灵活性改造综述[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(S2): 319-327.
LIU Yun. Overview of energy and power system development and the flexibility retrofit of thermal power units in China[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(S2): 319-327.
- [7] 林卓然, 朱晓东, 王守相, 等. 考虑热网动态特性与碳交易的电-热综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(4): 64-70.
LIN Zhuoran, ZHU Xiaodong, WANG Shouxiang, et al. Optimal scheduling of electric-thermal integrated energy system considering dynamic characteristics of heating network and carbon trading[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2022, 34(4): 64-70.
- [8] 田煜昆, 陈彦奇, 刘一帆, 等. 考虑广义电热需求响应与阶梯式碳交易机制的园区综合能源系统优化调度策略[J/OL]. 电测与仪表, 2023: 1-9[2024-08-14]. <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=DCYQ2023021300B&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
TIAN Yukun, CHEN Yanqi, LIU Yifan, et al. Optimal dispatching strategy of community integrated energy system considering generalized electric heating demand response and stepped carbon trading mechanism [J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023: 1-9[2024-08-14]. <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=DCYQ2023021300B&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- [9] KANG L G, WANG J Z, YUAN X X, et al. Research on energy management of integrated energy system coupled with organic Rankine cycle and power to gas[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 287: 117117.
- [10] 黄一粒, 周明, 黄越辉, 等. 考虑电锅炉辅助供热碳捕集机组的电热系统低碳调度[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1907-1917.
HUANG Yili, ZHOU Ming, HUANG Yuehui, et al. Low carbon scheduling of electricity-heat energy system considering carbon capture power plant with electric boiler assisted heating[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1907-1917.
- [11] EBRAHIMI-MOGHADAM A, JABARI MOGHADAM A, FARZANEH-GORD M, et al. Performance investigation of a novel hybrid system for simultaneous production of cooling, heating, and electricity[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 43: 100931.
- [12] 彭婧, 徐慧慧, 田云飞, 等. 基于碳绿证市场机制的多区域电力系统低碳调度模型[J]. 可再生能源, 2024, 42(8): 1120-1126.
PENG Jing, XU Huihui, TIAN Yunfei, et al. A low carbon dispatching model for multi regional power systems based on carbon green certificate market mechanism[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(8): 1120-1126.
- [13] 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, 225.
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, 225.
- [14] 万文轩, 冀亚男, 尹力, 等. 碳交易在综合能源系统规划与运行中的应用及展望[J]. 电测与仪表, 2021, 58(11): 39-48.
WAN Wenxuan, JI Yanan, YIN Li, et al. Application and prospect of carbon trading in the planning and operation of integrated energy system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(11): 39-48.
- [15] 袁桂丽, 杨彪, 丁宁, 等. 考虑综合需求响应和阶梯型碳交易的综合能源系统协调优化调度[J/OL]. 现代电力: 1-11 [2024-08-11]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0210>.
YUAN Guili, YANG Biao, DING Ning, et al. Coordinated and optimized dispatching of integrated energy system considering integrated demand response and ladder-type carbon trading[J/OL]. Modern Electric Power: 1-11 [2024-08-11]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0210>.
- [16] 赵懿雯, 温家兴, 陈斐, 等. 可再生能源配额制下电力市场发电主体决策优化模型[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(1): 150-155, 162.
ZHAO Yiwen, WEN Jiaying, CHEN Fei, et al. Optimization model of power generation subject decision-making in electricity market under renewable energy quota system[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1): 150-155, 162.
- [17] XU S Q, XU Q. Optimal pricing decision of tradable green certificate for renewable energy power based on carbon-electricity coupling[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 410: 137111.
- [18] LIU D W, LUO Z, QIN J H, et al. Low-carbon dispatch of

- multi-district integrated energy systems considering carbon emission trading and green certificate trading[J]. *Renewable Energy*, 2023, 218: 119312.
- [19] 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.
- [20] 张彩玲, 王爽, 葛淑娜, 等. 计及灵活需求响应和碳-绿证交易的综合能源系统优化调度[J]. *中国电力*, 2024, 57(5): 14-25.
- ZHANG Cailing, WANG Shuang, GE Shuna, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems considering flexible demand response and carbon emission-green certificate joint trading[J]. *Electric Power*, 2024, 57(5): 14-25.
- [21] XU H H, PENG J, TIAN Y F, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on CCS-P2G considering green certificate-carbon trading interaction mechanism[C]//2023 3rd International Conference on New Energy and Power Engineering (ICNEPE). Huzhou, China. IEEE, 2023: 163-168.
- [22] 龚汉森, 胡志坚, 武经瀚, 等. 含储液式碳捕集与氢能多元利用的 IES 调度[J]. *武汉大学学报(工学版)*, 2024, 57(10): 1372-1383.
- GONG Hansen, HU Zhijian, WU Jinghan, et al. Scheduling of integrated energy system with liquid storage carbon capture and multiple utilization of hydrogen energy[J]. *Engineering Journal of Wuhan University*, 2024, 57(10): 1372-1383.
- [23] 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 Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, 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): 3094-3106.
- [24] 吴永孝, 肖辉, 曾林俊, 等. 考虑供需双边响应的综合能源系统优化调度[J]. *电力建设*, 2024, 45(10): 13-23.
- WU Yongxiao, XIAO Hui, ZENG Linjun, et al. Optimal scheduling of integrated energy systems considering bilateral response of supply and demand[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(10): 13-23.
- [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] 邓淑斌, 李嵘, 梁志飞, 等. 考虑碳交易和绿证交易的配电网优化运行策略[J]. *电力建设*, 2023, 44(10): 149-156.
- DENG Shubin, LI Rong, LIANG Zhifei, et al. The optimal operation strategy of distribution network considering carbon trading and green certificate trading mechanisms[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(10): 149-156.
- [27] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化[J]. *电网技术*, 2021, 45(4): 1311-1320.
- LUO Zhao, QIN Jinghui, LIANG Junyu, et al. Operation optimization of integrated energy system with green certificate cross-chain transaction[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(4): 1311-1320.
- [28] 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. Thermo-electric 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.
- [29] 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.
- [30] 孟宇翔, 马刚, 李豪, 等. 基于绿证-阶梯式碳交易交互的源荷互补调度优化[J]. *中国电力*, 2023, 56(9): 149-156.
- MENG Yuxiang, MA Gang, LI Hao, et al. Optimal scheduling of source-load complementation based on green certificate-step carbon trading interaction[J]. *Electric Power*, 2023, 56(9): 149-156.
- [31] 陈兴龙, 曹喜民, 陈洁, 等. 绿证-碳交易机制下热电灵活响应的园区综合能源系统优化调度[J]. *中国电力*, 2024, 57(6): 110-120.
- CHEN Xinglong, CAO Ximin, CHEN Jie, et al. Optimized dispatch of park integrated energy system with thermoelectric flexible response under green certificate-carbon trading mechanism[J]. *Electric Power*, 2024, 57(6): 110-120.

作者简介:



樊帅志

樊帅志(1999),男,硕士,研究方向为综合能源系统优化调度(E-mail: gs.szfan22@gzu.edu.cn);

张靖(1979),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为电力系统分析、稳定和控制等;

严儒井(1992),男,博士,副教授,研究方向为综合能源系统供需协调优化调度等。

Optimal scheduling of HIES considering green certificate-carbon trading and flexible output of heat and power

FAN Shuaizhi¹, ZHANG Jing¹, YAN Rujing¹, HE Yu¹, LIU Ying², YE Yongchun³

(1. College of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang 550025, China; 2. Power Grid Planning Research Center, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China; 3. POWERCHINA Guizhou Electric Power Engineering Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

Abstract: To improve the low-carbon efficiency and economy of the integrated energy system, while fully utilizing demand-side flexibility, a hydrogen-containing integrated energy system (HIES) based on green certificate-carbon trading and flexible output of heat and power is proposed. Firstly, the traditional combined heat and power (CHP) is coupled with organic Rankine cycle (ORC) and electric boiler (EB) to allow flexible operation, enabling the power generated by gas turbine (GT) to be supplied simultaneously to the power grid and EB. The heat energy released is simultaneously used for ORC and EB, alleviating the constraints of thermoelectric coupling. Secondly, a green certificate-carbon trading model is constructed by integrating green certificate trading with tiered carbon emission trading, which reduces the system's carbon emissions and improves the consumption of renewable energy. The influence of the green certificate unit price and the renewable energy quota coefficient on the system's optimal scheduling is analyzed. Additionally, the model includes electrolyzers and hydrogen fuel cells, fully considering the diversified utilization of hydrogen energy, thereby improving the system's low-carbon efficiency. Lastly, a day-ahead optimal scheduling model is constructed with the goal of minimizing the total cost of the system. The results demonstrate that this strategy can enhance renewable energy consumption while reducing carbon emissions and total system costs.

Keywords: green certificate trading; carbon emission trading; thermoelectric flexible response; hydrogen energy utilization; low-carbon economic dispatch; renewable energy consumption

(编辑 陆海霞)

(上接第 17 页)

A review on the strategy equilibrium stability analysis of demand-side participation in the electricity market from an evolutionary game perspective

CHENG Lefeng¹, ZOU Tao¹, NI Manqi¹, CHEN Aoli¹, DONG Jian¹, ZHU Jizhong²

(1. School of Mechanical and Electrical Engineering, Guangzhou University, Guangzhou 510006, China;
2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

Abstract: With the increasing penetration of renewable energy sources, there has been a profound structural transformation in electricity markets, particularly in the operational paradigm where demand-side resources participate in market mechanisms. This evolution underscores the critical role of demand-side flexibility in enhancing grid resilience and accelerating low-carbon transition pathways. The traditional supply-side regulation is gradually shifting towards a multi-agent decision-making model dominated by demand-side management, involving complex interactions among government, electricity suppliers, grid operators, and consumers. Evolutionary game theory (EGT), as an important tool for studying multi-agent dynamic games and strategy evolution, demonstrates unique advantages in analyzing demand-side participation in the electricity market. Unlike traditional game theory, EGT accounts for bounded rationality, incomplete information, and dynamic strategy adaptation, enabling effective analysis of market equilibrium and stability under different incentives and policy frameworks. A comprehensive review of the applications of EGT in the electricity market is provided in this paper, focusing on the strategy evolution and equilibrium mechanisms of demand-side participation. It explores how EGT helps to understand and predict strategy adjustments and the impact of policy incentives on market stability in multi-agent games. The paper also looks forward to future research directions. By organizing and analyzing the existing literature, this review offers a theoretical framework and practical reference for policymakers, market regulators, and researchers to facilitate the collaborative evolution and sustainable development of the electricity market under the context of renewable energy.

Keywords: evolutionary game theory (EGT); demand side; power market; strategy evolution; market equilibrium; policy incentives

(编辑 方晶)