

基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统 源荷低碳经济调度方法

王守相^{1,2}, 郑婉婷^{1,2}, 赵倩宇^{1,2}, 王璇^{1,2}

(1. 教育部智能电网重点实验室(天津大学), 天津 300072;

2. 天津市电力系统仿真控制重点实验室(天津大学), 天津 300072)

摘要: 为推进能源系统低碳清洁转型, 促进高比例新能源就地消纳, 提出基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的含氢多能系统(hydrogen multi-energy system, HMES)源荷低碳经济调度方法。首先, 在源侧考虑电解槽制氢过程中的热量散失及余热利用, 建立含电解槽热氢联产环节、氢转热电环节和氢制甲烷环节的氢能多环节利用模型, 并在荷侧考虑电热负荷的可转移、可削减、可平移以及可替代特性, 构建电热联合需求响应模型; 其次, 考虑碳配额和绿证的互认关系, 提出碳-绿证联合交易方法, 在 HMES 目标函数中同时引入奖惩阶梯型碳交易成本和绿证交易成本; 最后, 以综合成本最低为目标, 考虑系统低碳性和经济性, 构建 HMES 源荷低碳经济调度模型。算例仿真设置多个场景进行对比分析, 结果表明: 所提方法能使 HMES 综合成本降低 25.6%, 碳排放量降低 39.2%, 且实现该系统新能源的全消纳, 验证了本文所提方法能有效提高可再生能源的消纳能力, 实现 HMES 的低碳和经济运行。

关键词: 余热利用; 氢能多环节利用; 碳-绿证互认; 电热联合需求响应; 含氢多能系统; 低碳经济

Source-load Low-carbon Economic Dispatch Method for Hydrogen Multi-energy System Based on Mutual Recognition of Carbon-green Certificates and Electric and Thermal Flexible Loads

WANG Shouxiang^{1,2}, ZHENG Wanting^{1,2}, ZHAO Qianyu^{1,2}, WANG Xuan^{1,2}

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Tianjin Key Laboratory of Power System Simulation and Control, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In order to promote the low-carbon and clean transformation of energy system and promote the on-site consumption of a high proportion of new energy, this paper proposes a source-load low-carbon economic dispatch method for hydrogen multi-energy system (HMES) based on mutual recognition of carbon-green certificates and electric and thermal flexible loads. Firstly, on the source side, the heat loss and waste heat utilization during the electrolytic cell hydrogen production process are taken into consideration, and a hydrogen energy multi-link utilization model including the electrolytic cell heat-hydrogen co-generation link, the hydrogen-to-thermoelectricity link and the hydrogen-to-methane link is established; on the load side, the transferable, cuttable, shiftable and substitutable characteristics of electric and heating loads are taken into consideration, and a combined electric and heating demand response model is constructed. Secondly, while considering the mutual recognition relationship between carbon quotas and green certificates, a carbon-green certificate joint trading method is proposed. In the HMES objective function, reward and punishment ladder-type carbon transaction costs and green certificate transaction costs are introduced. Finally, with the lowest comprehensive cost as the goal, the low-carbon nature and economy of the system are taken into consideration, and an HMES source-load low-carbon economic dispatch model is constructed. Multiple scenarios are simulated and compared for analysis, and the results show that the proposed method can be adopted to reduce the comprehensive cost of HMES system by 25.6%, carbon emissions by 39.2%, and achieve full consumption of new energy in the system, verifying that the proposed method can be adopted to effectively improve the consumption capacity of renewable energy and achieve low-carbon and economic operation of HMES.

Key words: waste heat recovery; hydrogen energy multi-link utilization model; mutual recognition of carbon-green certificates; demand response for electricity and heat; hydrogen multi-energy system; low-carbon economy

0 引言

近年来,随着我国经济的飞速发展,环境污染、能源紧缺、碳排放量增长等一系列问题接踵而至,极大地制约了我国经济发展的速度^[1]。如何实现能源转型、减少化石能源电力占比、构建低碳经济的新型电力系统是目前我国亟待解决的问题^[2]。多能系统(multi-energy system, MES)因其能实现不同能源之间的耦合互补,提高能源系统的可靠、经济和灵活性而得到广泛发展^[3]。

氢能作为一种低碳清洁且转化形式多样的二次能源,其具有高效、易储存、零污染和利用形式多样等特点,在MES中发挥着重要作用^[4]。文献[5]引入含电解槽(electrolyzer, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)等设备的氢能环节,有效促进了风电消纳并提高能源利用效率。文献[6]建立了电转气精细化模型,将电转气过程细化为电转氢和氢气甲烷化两个环节,降低了电转气过程的运行成本。文献[7]考虑了EL、MR和氢储能,建立了氢能利用的精细化模型,分析了氢能利用的多方面效益。上述文献在含氢能耦合的MES优化运行研究中取得了一定的研究成果,但在氢能利用建模时,未考虑电制氢过程中产生的热量损失及其余热利用,不能充分发挥氢能利用的高效清洁特性。

提升可再生能源消纳水平和降低燃煤机组出力是解决我国能源污染的两个重要途径。碳交易机制(carbon emission trading, CET)和绿色证书交易机制(green certificate trading, GCT)的提出为实现上述两个途径提供了有利的政策支撑。CET作为目前降低碳排放量最有效的措施之一,在MES研究中得到了广泛应用。文献[8]将CET机制引入到MES调度模型中,综合考虑碳交易成本和系统供能成本,建立了适用于电-热联供系统的低碳经济调度模型。文献[9]提出了一种考虑阶梯型碳交易的区域电-热MES分布协同调度方法,分析了碳价增长系数与碳交易基准价对系统碳排放的影响,验证了其减少碳排放的有效性。文献[10]考虑到传统碳交易机制不足的问题,构建了奖惩阶梯型碳交易成本模型,对碳排放量进行制约,实现了系统的低碳性与经济性。与CET机制类似,GCT机制也是通过交易来发挥

市场在资源优化配置中的作用,进而能有效提升可再生能源消纳能力、降低系统碳排放量。文献[11]建立了基于合作博弈的可再生能源发电商与配电网的绿色证书双边交易模型,实现了社会福利最大化。文献[12]提出了一种考虑火电机组参与绿证交易的MES经济低碳调度策略,通过计及绿证供需关系建立绿证交易定价机制模型,提升了绿证购买需求和可再生能源消纳率,实现了MES低碳经济运行。文献[13]综合考虑可再生能源消纳责任权重、绿色证书交易和碳排放等因素,提出了一种计及可再生能源电力消纳责任权重的MES运行优化模型,证明了该模型可有效兼顾环境效益并提高MES总收益。

国家发展改革委员会在2022年发布的《促进绿色消费实施方案》中明确指出要进一步激发全社会绿色电力消费潜力,统筹推动绿色电力交易、绿证交易,并加强其与碳排放权交易的衔接。然而,现有文献大多数仅单独考虑CET或GCT机制对MES内可再生能源消纳能力、碳排放能力等的影响,未充分考虑两种机制联合应用,不能发挥MES的低碳运行能力。因此,有必要将CET与GCT机制联合应用于MES优化调度中,探讨其耦合应用对MES优化运行的影响。

此外,综合需求响应(integrated demand response, IDR)通过对MES中各种能源形式的柔性负荷资源进行调度,能够实现系统供需协调互动、多能互补和负荷曲线的“削峰填谷”^[14-15]。然而现有文献考虑的需求响应种类较为单一,且未充分考虑IDR与源侧供能设备和CET-GCT机制的协同优化,不能发挥需求侧资源的绿色调节能力。

综上,本文在现有研究基础上提出一种基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的HMES源荷低碳经济调度方法。首先,考虑EL制氢过程中的热量散失及其余热利用,在源侧建立了由计及余热回收的电解槽热氢联产环节、氢转热环节和氢制甲烷环节构成的氢能多环节利用模型,并在荷侧考虑电热柔性负荷的可平移、可转移、可削减、可替代特性,构建电热联合IDR模型,以提高能源利用效率和新能源消纳能力;其次,引入绿证交易机制和奖惩阶梯型碳交易机制,并讨论两者的联合交易原理,构建了考虑碳配额和绿证互认的CET-GCT联合交易

机制；最后，以综合成本最小为目标构建 HMES 源荷低碳经济调度模型。算例分析设置不同方案进行对比，分别验证了氢能多环节利用以及 CET-GCT 联合交易机制的多方面效益，并探讨了电热 IDR 模型与 CET-GCT 联合交易机制、氢能多环节利用的协同优化对 HMES 低碳、经济运行的有效性。

1 HMES 运行框架

本文在传统 MES 基础上，以氢能作为能量转换媒介，考虑 CET-GCT 联合交易机制，并对氢能多环节利用进行精细化建模。

本文建立的 HMES 架构如图 1 所示。该系统包括能源转换、传输、储存等多种设备，涉及电、气、热、氢等能源形式，包含电、热两种负荷类型。该系统的供能设备包括燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、EL、MR、HFC、蓄电池(electrical storage, ES)、蓄热槽(heat storage, HS)、储氢罐(hydrogen storage, H2S)、储气罐(gas storage, GS)，此外该系统还能通过风电(wind turbines, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、上级电网、外部气网获得能量以满足供需平衡。氢能多环节利用中的主要设备为 EL、MR、HFC 和换热器，EL 通过电解水产生氢气，实现了电-氢能量转换，是系统中氢能的主要供应源。此外，换热器可回收 EL 产生的余热并供给热负荷，实现了能量的高效利用；MR 利用 EL 产生的氢气并吸收 CO₂ 以产生天然气，实现了氢-气能量转换；HFC 将氢能转化为电和热，实现了氢-电-热能耦合。

综上，HMES 通过各种能源设备实现了电-热-气-氢等能源形式的相互耦合，加强了系统中不同能源形式的优势互补与协同调度，为 HMES 经济性和灵活性提供保障^[3]。

2 氢能多环节利用模型

本文建立的氢能多环节利用模型主要包括电解槽热氢联产环节、氢转热电环节、氢制甲烷环节，如图 2 所示。

2.1 电解槽热氢联产环节

由于碱性电解槽(alkaline electrolyzer, AEL)电解反应产生的氢气纯度较高且杂质较少，因此本文采用 AEL 并考虑其电解过程和热传输过程^[16]，建立了精细化的 AEL 热氢联产模型。

2.1.1 电解过程

在碱性电解过程中，水在阴极和阳极上可分别电解为氢气和氧气，并在此过程中释放热能。该热氢联产环节模型为：

$$\begin{cases} P_{AEL,H2}(t) = \varepsilon_{ael,1} P_{AEL,e}(t) + \varepsilon_{ael,2} B_{AEL}(t) T_{AEL}(t) \\ P_{AEL,h}(t) = \varepsilon_{ael,3} P_{AEL,e}(t) + \varepsilon_{ael,4} T_{AEL}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中： $P_{AEL,H2}(t)$ 、 $P_{AEL,h}(t)$ 分别为 t 时刻 AEL 的产氢功率和产热功率； $P_{AEL,e}(t)$ 为 t 时刻 AEL 的输入电功率； $T_{AEL}(t)$ 为 t 时刻 AEL 的内部温度； $B_{AEL}(t)$ 为 AEL 运行状态的二进制变量； $\varepsilon_{ael,1}$ 、 $\varepsilon_{ael,2}$ 、 $\varepsilon_{ael,3}$ 、 $\varepsilon_{ael,4}$ 为 AEL 的运行系数。

2.1.2 热传输过程

AEL 产生的余热可通过换热器传输到热网中以供给热负荷。热传输过程伴有热量损耗，因此建立 AEL 热传输模型：

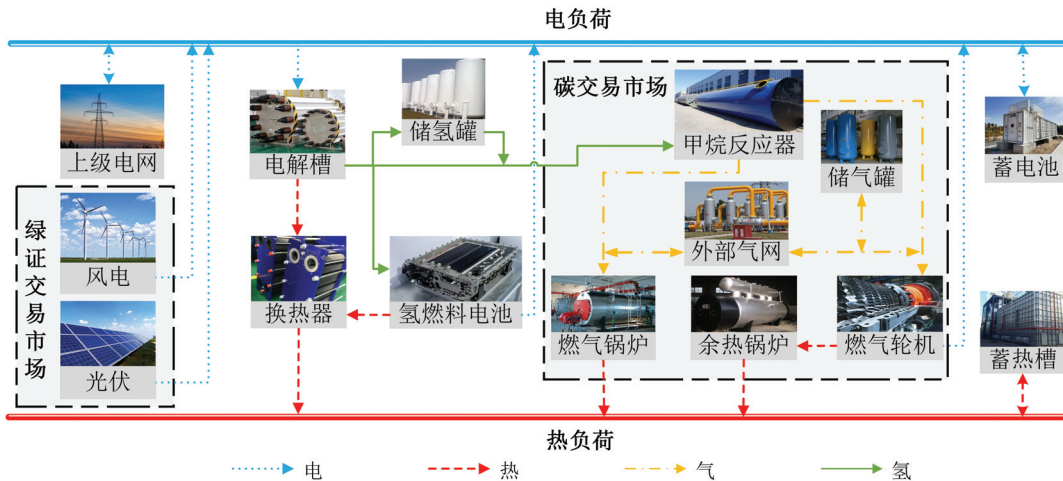


图 1 HMES 架构

Fig.1 HMES structure

$$P_{AEL,hg}(t) = \eta_{exh} P_{AEL,h,in}(t) = \eta_{exh} (P_{AEL,h}(t) - P_{loss,h}(t)) \quad (2)$$

式中: $P_{AEL,hg}(t)$ 和 $P_{loss,h}(t)$ 分别为 AEL 输入热网的热功率和热损耗量; $P_{AEL,h,in}(t)$ 为 AEL 的输出热功率; η_{exh} 为 AEL 的换热效率。

此外, AEL 产生的热量损失传输给水泵, 通过水循环系统控制 AEL 的内部温度, 从而实现能量的高效利用。水循环系统控制过程的准稳态热模型为:

$$\begin{cases} T_{AEL}(t+1) = T_{AEL}(t) + \frac{\Delta t}{C_{AEL}} (P_{AEL,h}(t) - P_{loss,h}(t) - P_{AEL,hg}(t)) \\ P_{loss,h}(t) = (T_{AEL}(t) - T_{OUT}(t)) / R_{AEL} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $T_{OUT}(t)$ 为外界温度; C_{AEL} 和 R_{AEL} 分别为集总热容和集总热阻。

由式(3)可知, AEL 的输出热功率会影响 AEL 的内部温度, 进而影响 AEL 产氢功率和产热功率的分配比。AEL 综合运行效率为 η_{AEL} 为:

$$\eta_{AEL} = \frac{P_{AEL,H2}(t) + P_{AEL,h,in}(t)}{P_{AEL,e}(t)} \quad (4)$$

当环境与参数给定时, AEL 的氢、热输出取决于其输入功率与温度, 因此可在限制条件内控制输入功率与温度这两个变量来实现 AEL 的氢、热输出调节。

2.2 氢转热电环节

由图2可知, 氢转热电环节以 HFC 为能量媒介。AEL 产生的氢气可直接输送到 HFC 进行能量转换, 相比于先经过 MR 转化为天然气后再经 GT、GB 进行能量转换而言, 少了一个能量转换环节, 减少了能量的损耗, 实现了氢能的高品质利用。同时, 此能量转换过程不会产生 CO_2 , 可减少对环境的污染, 有利于实现碳减排^[5]。模型为:

$$\begin{cases} P_{HFC,e}(t) = \eta_{HFC,e}(t) P_{HFC,H2}(t) \\ P_{HFC,h}(t) = \eta_{HFC,h}(t) P_{HFC,H2}(t) \\ \eta_{HFC,e,min} \leq \eta_{HFC,e}(t) \leq \eta_{HFC,e,max} \\ \eta_{HFC,h,min} \leq \eta_{HFC,h}(t) \leq \eta_{HFC,h,max} \\ \eta_{HFC,h}(t) \leq K_{HFC,h,max} \eta_{HFC,e}(t) \\ \eta_{HFC,h}(t) \geq K_{HFC,e,max} \eta_{HFC,e}(t) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{HFC,e}(t)$ 、 $P_{HFC,h}(t)$ 分别为 HFC 输出电功率和热功率; $P_{HFC,H2}$ 为 HFC 的输入氢气功率; $\eta_{HFC,e}$ 、 $\eta_{HFC,h}$ 分别为 HFC 供电、供热效率; $\eta_{HFC,e,max}$ 、 $\eta_{HFC,e,min}$ 、 $\eta_{HFC,h,max}$ 、 $\eta_{HFC,h,min}$ 分别为 HFC 供电、供热效率的上、下限; $K_{HFC,e,max}$ 、 $K_{HFC,h,max}$ 分别为 HFC 的最高电效率、热效率的运行边界对应的斜率^[17]。

2.3 氢制甲烷环节

氢制甲烷环节设备为 MR, 其能够将热氢联产

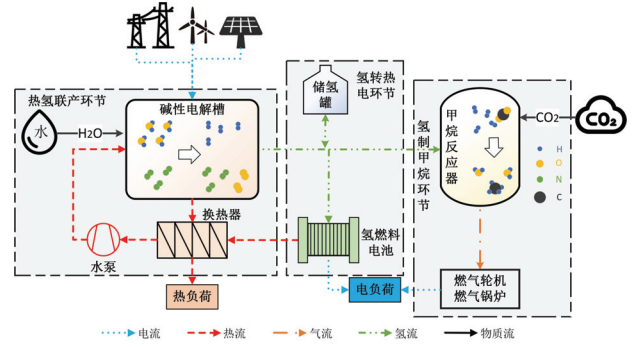


图2 氢能多环节利用模型

Fig.2 Model of hydrogen energy multi-link utilization

环节产生的氢气合成甲烷。MR 运行模型为:

$$\begin{cases} P_{MR,H2}(t) = \eta_{in} P_{AEL,H2}(t) \\ V_{H2} = P_{MR,H2}(t) / J_{H2} \\ V_{CH4} = P_{MR,g}(t) / J_{CH4} \\ P_{MR,g}(t) = \frac{\eta_{mr} P_{MR,H2}(t) J_{CH4} M_{HC}}{J_{H2}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{MR,g}(t)$ 、 $P_{MR,H2}(t)$ 分别为 MR 输出气功率和输入氢功率; V_{H2} 、 V_{CH4} 分别为氢气和天然气的流量; η_{in} 、 η_{mr} 分别为 MR 的氢气利用率和产气效率; J_{H2} 、 J_{CH4} 分别为氢气和天然气的低位热值; M_{HC} 为氢气转化为天然气的摩尔折算系数。

3 碳-绿证联合交易机制

3.1 奖惩阶梯型碳交易机制模型

奖惩阶梯型碳交易机制包括碳排放配额模型、实际碳排放模型和奖惩阶梯型碳排放成本模型。

3.1.1 碳排放配额模型

本文采取无偿分配中的基准值法对 HMES 系统中外购电、GB、GT 的碳排放额度进行分配, 且认为外部电网的电来源于火电机组。其中 GT 发电并同时提供热能, 本文参照《上海市 2016 年碳排放配额分配方案》, 当热电比大于 1 时, GT 机组用于供热; 当热电比小于 1 时, GT 机组用于供电。由于本文 GT 机组的热电比大于 1, 因此将其发电量折算成供热量, 用总等效发热量进行碳配额。碳排放配额模型为:

$$\begin{cases} Q_{CO2,HMES} = Q_{e,buy} + Q_{GT} + Q_{GB} \\ Q_{e,buy} = \tau_e \sum_{t=1}^T P_{e,buy}(t) \\ Q_{GT} = \tau_{gt} \sum_{t=1}^T (\varepsilon_{ch} P_{GT,e}(t) + P_{GT,h}(t)) \\ Q_{GB} = \tau_{gb} \sum_{t=1}^T P_{GB,h}(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中: T 表示一个调度周期; $Q_{CO_2,HMES}$ 、 $Q_{e,buy}$ 、 Q_{GT} 、 Q_{GB} 分别为 HMES、外部电网购电、GT、GB 的碳排放配额; τ_e 、 τ_{gt} 和 τ_{gb} 分别为外部电网火电机组、GT、GB 的单位碳排放配额系数; $P_{e,buy}(t)$ 、 $P_{GT,e}(t)$ 、 $P_{GT,h}(t)$ 、 $P_{GB,h}(t)$ 分别为 t 时段外部电网购电量、GT 的输出电功率、GT 的输出热功率、GB 输出热功率; ε_{eh} 为 GT 发电量折算成供热量的折算系数^[18]。

3.1.2 实际碳排放模型

HMES 系统中外购电、GB、GT 的实际碳排放模型如式(8), 且考虑 MR 在运行中吸收部分 CO_2 。

$$\begin{cases} A_{CO_2,HMES} = A_{e,buy} + A_{G+B} - A_{MR} \\ A_{e,buy} = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{e,buy}(t) + c_1 P_{e,buy}^2(t)) \\ A_{G+B} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{G+B}(t) + c_2 P_{G+B}^2(t)) \\ P_{G+B}(t) = P_{GT,e}(t) + P_{GT,h}(t) + P_{GB,h}(t) \\ A_{MR} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_{MR} P_{MR,g}(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $A_{CO_2,HMES}$ 、 $A_{e,buy}$ 、 A_{MR} 分别为 HMES、外部购电、MR 的实际碳排放量; A_{G+B} 为 GT 和 GB 的实际总碳排放量; $P_{G+B}(t)$ 为 t 时段 GT 和 GB 的输出总功率; a_1 、 b_1 、 c_1 和 a_2 、 b_2 、 c_2 分别为外部电网火电机组和 GT、GB 的单位碳排放计算参数; ε_{MR} 为 MR 单位功率吸收 CO_2 的参数。

3.1.3 奖惩阶梯型碳排放成本模型

HMES 参与碳市场交易的碳排放配额为:

$$E_{CO_2,HMES} = A_{CO_2,HMES} - Q_{CO_2,HMES} \quad (9)$$

式中: $E_{CO_2,HMES}$ 为 HMES 的碳排放交易额。

本文采用阶梯型碳价定价机制, 将碳交易价格分为多个区间, 且随区间阶梯型上升。此外引入奖惩机制, 当 $E_{CO_2,HMES} < 0$ 时对系统进行奖励, 有利于更好的出售未耗完的碳排放配额, 当 $E_{CO_2,HMES} > 0$ 时对系统进行惩罚, 所需购买碳排放配额越多, 碳交易价格越高, 付出的代价越大。具体模型为:

$$C_{CO_2,HMES} = \begin{cases} \mu(1+3\omega)(E_{CO_2,HMES} + 2d) - \mu(3+3\omega)d, & E_{CO_2,HMES} \leq -2d \\ \mu(1+2\omega)(E_{CO_2,HMES} + d) - \mu(2+\omega)d, & -2d < E_{CO_2,HMES} \leq -d \\ \mu(1+\omega)E_{CO_2,HMES}, & -d < E_{CO_2,HMES} \leq 0 \\ \mu E_{CO_2,HMES}, & 0 < E_{CO_2,HMES} \leq d \\ \mu(1+\theta)(E_{CO_2,HMES} - d) + \mu d, & d < E_{CO_2,HMES} \leq 2d \\ \mu(1+2\theta)(E_{CO_2,HMES} - 2d) + \mu(2+\theta)d, & 2d < E_{CO_2,HMES} \leq 3d \\ \mu(1+3\theta)(E_{CO_2,HMES} - 3d) + \mu(3+3\theta)d, & E_{CO_2,HMES} > 3d \end{cases} \quad (10)$$

式中: $C_{CO_2,HMES}$ 为阶梯型碳排放成本; μ 为碳交易基价; ω 、 θ 分别为奖励系数和惩罚系数; d 为碳排放配额的区间长度。

3.2 绿色证书交易机制模型

国家能源局在 2017 年提出了 GCT 政策, 当 HMES 系统通过消纳非水可再生能源获得的绿证数量高于绿证配额量时, 可出售绿证, 反之需购买绿证。具体绿色证书交易模型为:

$$\begin{cases} C_{GCT,HMES} = s_{green} (N_{load} + N_{HMES} - N_{green}) \\ N_{load} = \chi_{quota} \sum_{t=1}^T P_{e,load}(t) \\ N_{HMES} = \chi_{quota} \sum_{t=1}^T (P_{GT,e}(t) + P_{HFC,e}(t)) \\ N_{green} = \chi_{green} \sum_{t=1}^T (P_{wind}(t) + P_{pv,rc}(t)) \end{cases} \quad (11)$$

式中: $C_{GCT,HMES}$ 为 HMES 的绿色证书交易成本, $C_{GCT,HMES} < 0$ 表示 HMES 出售绿色证书的收益; s_{green} 为绿色证书交易价格; N_{load} 为用户的绿色证书配额量; N_{HMES} 为新能源配额下 HMES 的绿色证书配额量; N_{green} 为 HMES 消纳非水可再生能源所获得的绿证数量; $P_{e,load}(t)$ 为电负荷功率; $P_{wind}(t)$ 、 $P_{pv,rc}(t)$ 分别为 WT、PV 的输出功率; χ_{quota} 、 χ_{green} 分别为系统绿证配额系数和绿证量化系数, 其中 χ_{green} 按照 1 个绿证对应 1 MWh 风电消纳的标准量化。

由于绿证交易市场不存在二级市场, 只存在买方向发电企业购买的一手市场, 故建立绿证交易价格的古诺双寡头模型:

$$\begin{cases} s_{green} = \kappa_{GCT} - \nu_{GCT} N_{sel,gre} \\ \kappa_{GCT} = s_{bas,gre} \\ \nu_{GCT} = \frac{(1 - \sigma_{GCT}) s_{bas,gre}}{N_{load} + N_{HMES}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: κ_{GCT} 、 ν_{GCT} 分别为古诺双寡头模型的逆价格函数的两个正参数; $N_{sel,gre}$ 为系统售出的绿证数量; $s_{bas,gre}$ 为绿证基础价格; σ_{GCT} 为根据系统的历史交易数据计算得到的 GCT 交易价格比率^[19]。

3.3 基于碳-绿证互认的 CET-GCT 联合交易机制

目前, 我国碳交易市场、绿证交易市场与电力市场存在着不协调的问题^[20]。现有针对 CET 机制和 GCT 机制的研究多数停留在两种机制的并行运行阶段, 未充分考虑两者间的关联性。文献[19]考虑了 GCT 机制和 CET 机制的 MES 运行模型, 但仅简单将两种机制应用于系统中, 未考虑双方的关联性。文献[21]虽考虑了绿证和碳交易机制的等价交互, 但 GCT 机制未考虑 GT、HFC 的绿证配额作用。

图 3 为 CET-GCT 联合交易机制原理, 其中中国核证自愿减排量(Chinese certified emission reduc-

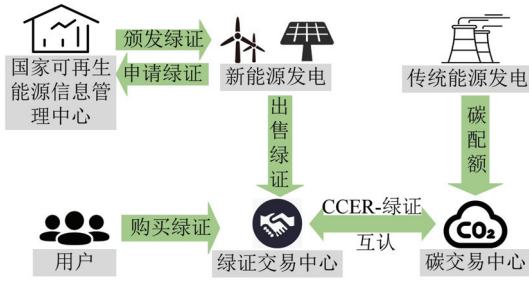


图3 CET-GCT 联合交易机制原理

Fig.3 Principle of CET-GCT joint trading mechanism

tion, CCER)强化了我国电力市场的衔接与协同。由于 CCER 与绿证通过电能替代构成互认关系, 且 CCER 与碳配额可等比转化, 因此可以 CCER 为桥梁实现绿证与碳配额的互认, 从而使得 CET 机制与 GCT 机制相互耦合^[20], 共同推进碳减排。通过计算绿证背后的碳减排量, 在对 HMES 进行碳配额时, 可抵消部分碳排放量, 从而影响 CET 机制, 实现碳配额和绿证的互认。

CET-GCT 联合交易机制的实施步骤如下:

1) 计算 HMES 系统的初始碳排放额

通过采取基准线法对 HMES 系统的碳排放额度进行分配, 计算模型见式(7)。

2) 确定 CCER 背后的碳减排量

依据国家发改委 2013 年颁布的《可再生能源发电并网项目的整合基准线方法学》可知, 每 MWh 的可再生能源发电量的减排贡献可通过“区域电网基准线排放因子”确定^[22], 基于此可计算出与 GCT 相应匹配的碳减排效益为:

$$Q_{CCER} = \sum_{t=1}^T (\lambda_{OM} \gamma_{e1} + \lambda_{BM} \gamma_{e2}) P_{Pe}(t) \quad (13)$$

式中: Q_{CCER} 为 CCER 的碳减排量, 即绿证抵消的碳排放量; γ_{e1} 和 γ_{e2} 分别为电量和容量的边际排放因子权重; λ_{OM} 和 λ_{BM} 分别为电量和容量的边际排放因子^[22]; $P_{Pe}(t)$ 为 HMES 新能源配额的绿色电量。

3) 确定碳-绿证互认后 HMES 的碳配额

考虑绿证背后的碳排放量后, 可直接影响 HMES 的碳配额, 式(7)可改写为:

$$Q_{CO2, HMES} = Q_{e, buy} + Q_{GT} + Q_{GB} + Q_{CCER} \quad (14)$$

4) 分析碳-绿证联合交易效益

在完成碳-绿证互认后, 一方面能使 HMES 的碳配额增多, 有效降低 HMES 的碳交易成本, 另一方面能增加发电企业购买绿证的积极性。尽管 CET 机制和 GCT 机制的市场职能不同, 但两者的最终

目的均是促进新能源消纳以及降低碳排放量。

4 电热柔性负荷需求响应模型

4.1 可平移负荷

4.1.1 可平移电负荷

可平移电负荷根据设置的平移区间可将电负荷整体平移。假设一个调度周期内可平移区间为 $[t_{sf1}, t_{sf2}]$, 持续时间为 t_s , 则可平移起始时段集合 L_{shift} , 即:

$$L_{shift} = [t_{sf1}, t_{sf2} - t_s + 1] \quad (15)$$

可平移电负荷的补贴成本 $C_{e,sl}$ 为:

$$C_{e,sl} = \varepsilon_{e,sl} \sum_{t=1}^T P_{e,shift}(t) \quad (16)$$

式中: $\varepsilon_{e,sl}$ 为可平移电负荷的补贴系数; $P_{e,shift}(t)$ 为平移区间内的平移电功率。

4.1.2 可平移热负荷

可平移热负荷与可平移电负荷类似, 两者在时间上都具有区间柔性。可平移热负荷能够在保证不影响用热体验的前提下相应的时段内合理的整体平移热负荷。本文设置的可平移热负荷的平移区间为 $[t_{h,sf1}, t_{h,sf2}]$, 为可平移热负荷的连续性, 应满足:

$$t_{last} = \sum_{t=t_{start}}^{t_{start}+t_{last}-1} B_{h,shift} \quad (17)$$

式中: t_{start} 、 t_{last} 分别为可平移热负荷的开始、持续时间; $B_{h,shift}$ 为可平移热负荷转移状态二进制变量。

可平移热负荷的补贴成本 $C_{h,sl}$ 为:

$$C_{h,sl} = \varepsilon_{h,sl} \sum_{t=1}^T P_{h,shift}(t) \quad (18)$$

式中: $\varepsilon_{h,sl}$ 为可平移热负荷的补贴系数; $P_{h,shift}(t)$ 为在平移区间内可平移热负荷功率。

4.2 可转移负荷

与可平移负荷不同, 可转移负荷可在整个调度周期内的各时段灵活转移, 但需满足总用能需求。考虑到热负荷用能需求的特殊性, 本文不考虑可转移热负荷^[23]。对于可转移电负荷, 假设可转移区间为 $[t_{tr1}, t_{tr2}]$, 为了防止设备频繁启停, 设置最小连续运行时间以及转移功率约束为:

$$t_{tr,min} \leq \sum_{t=1}^{t+t_{tr,min}-1} B_{e,tr} \quad (19)$$

$$B_{e,tr} P_{tr,min} \leq P_{tr}(t) \leq B_{e,tr} P_{tr,max} \quad (20)$$

式中: $t_{tr,min}$ 为连续运行最小时间; $B_{e,tr}$ 为可转移电

负荷转移状态的二进制变量； $P_{tr}(t)$ 为转移电功率；

$P_{tr,max}$ 、 $P_{tr,min}$ 分别转移电功率的上、下限。

可转移电负荷的补贴成本 $C_{e,tr}$ 为：

$$C_{e,tr} = \varepsilon_{e,tr} \sum_{t=1}^T P_{tr}(t) \quad (21)$$

式中： $\varepsilon_{e,tr}$ 为可转移电负荷的补贴系数。

4.3 可削减负荷

4.3.1 可削减电负荷

可削减电负荷可根据调度需求对相应负荷进行削减。为保证电负荷削减的合理性，设置削减时间和次数约束为：

$$t_{cl,min} \leq \sum_{t=1}^{t+t_{cl}-1} B_{e,cl} \leq t_{cl,max} \quad (22)$$

$$\sum_{t=1}^T B_{e,cl} \leq U_{max} \quad (23)$$

式中： t_{cl} 为削减时长； $t_{cl,max}$ 、 $t_{cl,min}$ 分别为连续削减时间上、下限； $B_{e,cl}$ 为可削减电负荷削减状态的二进制变量； U_{max} 为最大削减次数。

可削减电负荷的补贴成本 $C_{e,cl}$ 为：

$$C_{e,cl} = \varepsilon_{e,cl} \sum_{t=1}^T P_{e,cl}(t) \quad (24)$$

式中： $\varepsilon_{e,cl}$ 为可削减负荷的补贴系数； $P_{e,cl}(t)$ 为可削减电负荷功率。

4.3.2 可削减热负荷

考虑到热负荷对于热能停供感知的延迟性，可在不影响热负荷感知的温度内调节热负荷大小。设不影响用户用热感知性和舒适性的温度为 $[H_{h,min}, H_{h,max}]$ 。在此温度范围下，可削减热负荷为：

$$\begin{cases} P_{h,cl,min} \leq P_{h,cl}(t) \leq P_{h,cl,max} \\ P_{h,cl,max} = c_w m_w (H_{h,max} - H_{h,0}) / \Delta t \\ P_{h,cl,min} = c_w m_w (H_{h,min} - H_{h,0}) / \Delta t \end{cases} \quad (25)$$

式中： $P_{h,cl}(t)$ 为可削减热负荷功率； $P_{h,cl,max}$ 、 $P_{h,cl,min}$ 分别为可削减热负荷功率的上、下限； c_w 为水的比热容，取 $4.2 \times 10^3 \text{ J/(kg} \cdot \text{°C)}$ ； m_w 为每时间间隔 Δt 内用户侧热网中注水质量； $H_{h,0}$ 为用户初始温度。

可削减热负荷的补贴成本 $C_{h,cl}$ 为：

$$C_{h,cl} = \varepsilon_{h,cl} \sum_{t=1}^T P_{h,cl}(t) \quad (26)$$

式中： $\varepsilon_{h,cl}$ 为可削减热负荷的补贴系数； $P_{h,cl}(t)$ 为可削减热负荷功率。

4.4 可替代负荷

为了加强电、热负荷之间的耦合性，考虑电热可替代负荷，建立模型为：

$$\begin{cases} \Delta P_{eload,alt} = -\varepsilon_{dr,eh} \Delta P_{eh,alt}(t) \\ \Delta P_{hload,alt} = \varepsilon_{dr,eh} \gamma_{eh} \Delta P_{eh,alt}(t) \\ 0 \leq \Delta P_{eload,alt} \leq \Delta P_{eload,alt,max} \\ 0 \leq \Delta P_{hload,alt} \leq \Delta P_{hload,alt,max} \end{cases} \quad (27)$$

式中： $\Delta P_{eload,alt}$ 、 $\Delta P_{hload,alt}$ 分别为电负荷和热负荷在 t 时刻可替代负荷响应总量； $\Delta P_{eh,alt}(t)$ 为 t 时刻电与热之间的替代量，当其为正时，以电代热，反之，以热代电； $\varepsilon_{dr,eh}$ 为电热负荷之间的转移状态变量，以电代热时取 1，以热代电时取 -1； γ_{eh} 为电热负荷替代的转化系数； $\Delta P_{eload,alt,max}$ 、 $\Delta P_{hload,alt,max}$ 分别为电负荷和热负荷可替代负荷响应量的上限。

综上，HMES 的 IDR 补贴成本为：

$$C_{IDR,HMES} = C_{e,sl} + C_{h,sl} + C_{e,tr} + C_{e,cl} + C_{h,cl} \quad (28)$$

式中： $C_{IDR,HMES}$ 为 HMES 的综合需求响应补贴成本。

5 HMES 源荷低碳经济调度模型

5.1 目标函数

HMES 优化调度模型以综合成本 F 最小为目标函数，包括绿证交易成本、碳交易成本、购能成本、各设备运行维护成本、IDR 补贴成本、弃风光成本，表达式为：

$$\min F = C_{GCT,HMES} + C_{CO2,HMES} + C_{BUY,HMES} + C_{OM,HMES} + C_{IDR,HMES} + C_{WP,HMES} \quad (29)$$

式中： F 为 HMES 总成本； $C_{BUY,HMES}$ 为 HMES 购能成本； $C_{OM,HMES}$ 为 HMES 设备运维成本； $C_{WP,HMES}$ 为 HMES 弃风光成本。

5.1.1 购能成本

$$\begin{cases} C_{BUY,HMES} = C_{e,buy} + C_{g,buy} \\ C_{e,buy} = \sum_{t=1}^T (\rho_e P_{e,buy}(t)) \\ C_{g,buy} = \sum_{t=1}^T (\rho_g P_{g,buy}(t)) \end{cases} \quad (30)$$

式中： $C_{e,buy}$ 、 $C_{g,buy}$ 分别为 HMES 购电、购气成本； $P_{e,buy}(t)$ 、 $P_{g,buy}(t)$ 分别为 HMES 购电、购气功率； ρ_e 、 ρ_g 分别为 HMES 购电、购气价格。

5.1.2 运维成本

$$\begin{cases} C_{OM,HMES} = \sum_i C_{OM,i} \\ C_{OM,i} = \sum_{t=1}^T (\varepsilon_{OM,i} P_{i,in}(t)) \end{cases} \quad (31)$$

式中： $C_{OM,i}$ 为设备 i 的运维成本； $\varepsilon_{OM,i}$ 为设备 i 的单位运行维护费用； $P_{i,in}(t)$ 为设备 i 工作的输入功率； i 分别为 GT、WHB、GB、AEL、MR、HFC、WT、

PV、ESS, 其中, ESS 包括 ES、HS、H2S、GS。

5.1.3 弃风光成本

$$C_{WP,HMES} = \delta_{WT} \sum_{t=1}^T (P_{WT}(t) - P_{wind}(t)) + \delta_{PV} \sum_{t=1}^T (P_{PV}(t) - P_{pv,rc}(t)) \quad (32)$$

式中: δ_{WT} 、 δ_{PV} 分别为单位弃风、弃光惩罚系数; $P_{WT}(t)$ 、 $P_{PV}(t)$ 分别为 WT、PV 的预测功率。

5.2 约束条件

5.2.1 能量平衡约束

$$\begin{cases} P_{wind}(t) + P_{pv}(t) + P_{GT,c}(t) + P_{HFC,c}(t) + P_{e,buy}(t) = P_{e,load}(t) + P_{AEL,c}(t) + P_{ES}(t) \\ P_{GT,h}(t) + P_{WHB,h}(t) + P_{GB,h}(t) + P_{HFC,h}(t) + P_{AEL,h}(t) = P_{h,load}(t) + P_{HS}(t) \\ P_{AEL,H2}(t) = P_{HFC,H2}(t) + P_{MR,H2}(t) + P_{H2S}(t) \\ P_{MR,g}(t) + P_{g,buy}(t) = P_{GT,g}(t) + P_{GB,g}(t) + P_{GS}(t) \end{cases} \quad (33)$$

式中: $P_{h,load}(t)$ 为热负荷功率; $P_{ES}(t)$ 、 $P_{HS}(t)$ 、 $P_{H2S}(t)$ 、 $P_{GS}(t)$ 分别为 ES、HS、H2S、GS 在 t 时刻的净功率。

5.2.2 其余设备约束

此外, 本文模型中 PV、WT 的出力约束, AEL、MR、HFC、GT、GB、WHB、ESS 等运行约束和参数见文献[17-18]。限于篇幅原因本文不再赘述。

6 算例分析

国内某区域 HMES 系统的风电、光伏出力以及电、热负荷预测情况如图 4 所示。HMES 储能参数、外网购能价格分别如表 1、表 2 所示。 μ 为 0.368 元/kg, 奖励系数 ω 和惩罚系数 θ 分别为 0.15 和 0.2, 碳排放配额量区间长度 d 为 2 000 kg, 其余碳交易参数见文献[5]。绿证交易价格 s_{green} 为 0.085 元/kWh。 δ_{WT} 、 δ_{PV} 均为 0.6。综合需求响应中参数 $\epsilon_{e,sl}$ 、 $\epsilon_{e,tr}$ 、 $\epsilon_{e,cl}$ 分别为 0.2、0.3、0.4; $\epsilon_{h,sl}$ 、 $\epsilon_{h,cl}$ 分别为 0.1、0.2; γ_{eh} 为 1.2。图 5 为电、热柔性负荷分布情况。

为验证本文所提方法的有效性, 共设置了以下 7 种方案进行分析: 方案 1, 传统 MES 优化调度模型; 方案 2, 在方案 1 的基础上, 引入由传统电解槽 EL、MR 和 HFC 组成的氢能利用模型, 采用传统电制氢模型[5]; 方案 3, 在方案 2 的基础上, 引入本文所提考虑余热回收的氢能多环节利用模型; 方案 4, 在方案 3 的基础上, 引入奖惩型阶梯 CET 机制; 方案 5, 在方案 3 的基础上, 引入 GCT 机制; 方案 6, 在方案 3 的基础上, 引入 CET-GCT 联合交易机制; 方案 7, 在方案 6 的基础上, 进一步引入所提的电热柔性负荷需求响应模型。

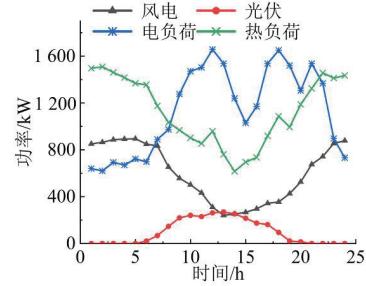


图 4 各类电源及负荷预测曲线

Fig.4 Various power sources and load prediction curves

表 1 储能参数表

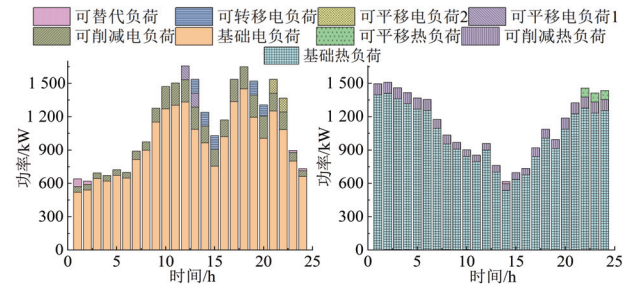
Table 1 Parameter list of energy storage devices

储能设备	容量/kW	容量下、上限/kW	自损率/%	充放电效率/%
ES	2 000	400、1 600	0.1	97
HS	1 500	200、1 400	0.1	97
H2S	2 000	200、1 800	0.1	97
GS	1 500	250、1 400	0.1	97

表 2 外网购能价格

Table 2 Purchase energy prices from external networks

时段	电价/(元·kWh ⁻¹)	气价/(元·kWh ⁻¹)
01:00—05:00, 23:00—24:00	0.45	0.40
06:00—12:00, 19:00—22:00	1.21	0.40
13:00—18:00	0.73	0.40



(a) 柔性电负荷分布 (b) 柔性热负荷分布

图 5 柔性电、热负荷分布情况

Fig.5 Distribution of flexible electrical and thermal loads

在 MATLAB 中调用 CPLEX 求解器求解上述 7 种方案, 调度成本结果如表 3 所示。

6.1 考虑余热回收的氢能多环节利用模型对 HMES 的影响

图 6 为方案 1、方案 2 的能源供需情况。由图 6(c)可知, 在 01:00—07:00 为热负荷高峰期, 需要 GB、WHB、HS 共同出力才能满足供热需求; 而此时为电负荷低谷期, 且由 GT 和 WHB 组成的 CHP 机组采用以热定电模式, 导致 GT 在电负荷谷时段

表3 各方案调度结果

Table 3 Scheduling results for each scheme

方案	购能成本/元	运维成本/元	弃风光成本/元	IDR 成本/元	CET 成本/元	GCT 成本/元	综合成本/元	碳排放总量/kg
1	18 227.9	4 330.8	1 132.7				23 691.4	14 010.7
2	16 387.4	5 075.6	245.1				21 708.1	13 083.4
3	16 009.4	5 016.9	0				21 026.3	12 583.2
4	15 808.0	5 505.7	0		-781.2		20 532.5	10 616.8
5	16 016.7	4 957.1	0			-1 094.4	19 879.4	12 191.1
6	15 924.6	5 370.4	0		-1 001.5	-1 073.1	19 220.4	10 394.4
7	13 792.5	4 738.6	0	1 204.4	-1 013.3	-1 093.6	17 628.6	8 518.8

仍有部分电功率输出，从而产生部分弃风量，降低了风电消纳水平，使HMES的总成本较高。而由图6(b)、(d)可知，方案2在引入含EL、MR和HFC组成的氢能利用模型后，在夜间01:00—07:00和22:00—24:00等时段，可利用EL将该时段富裕的风电资源有效消纳，产生大量氢气，并通过HFC和MR将其转换为可利用的电、热、气能，不仅提高了风电功率的消纳水平，还降低了系统的碳排放量。由表3可知，方案2相比方案1，虽然HMES的运维成本出现部分上升，但由于降低了其购能成本和弃风光成本，使方案2的HMES的综合成本降低了8.37%，碳排放量降低了6.62%，验证了考虑氢能利用模型在提升系统经济性和低碳性方面的有效性。

方案3是在方案2的基础上，进一步考虑了计及电解槽的余热回收，进而形成了AEL热氢联产模型，能源供需情况如图7所示。由图7可知，AEL可将电制氢过程中的余热通过换热器进行回收，从而直接供应热负荷，以缓解在01:00—07:00和23:00—24:00等高峰热负荷的供热压力。由于引入余热回收的AEL后，相比传统EL的能源利用效率更高，可进一步提升风电制氢的转换效率，以消纳更多的风电功率。此外，由于余热回收弥补了一部分热能供应，进一步减少了WHB在热负荷高峰时段的输出功率，解耦了CHP以热定电限制。由表3可知，相比方案2，方案3的HMES综合成本和碳排放量分别下降了3.14%和3.82%。

6.2 CET-GCT联合交易机制效益分析

图8为方案3和方案4的高低碳机组出力情况，高碳机组在该系统中即为外购电力，低碳机组为燃气机组。与方案3相比，方案4在引入奖惩阶梯型CET机制后，由于HMES中燃气机组占比较高，故引入奖惩阶梯型CET后，HMES可通过奖励低碳机

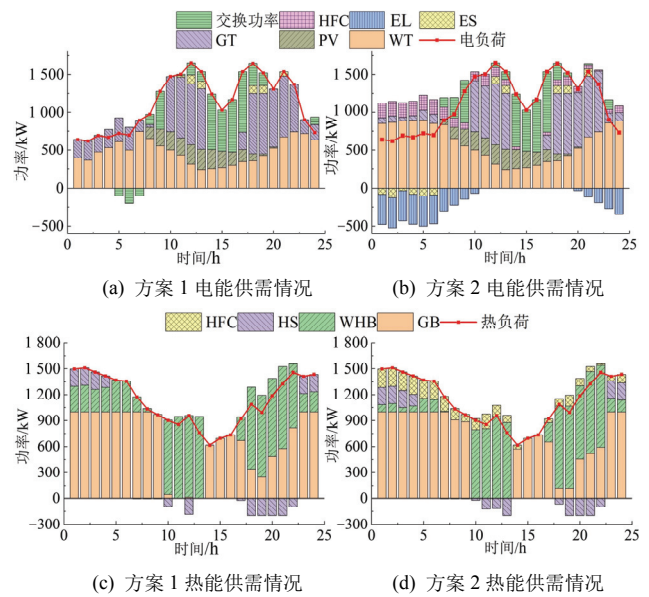


图6 方案1、方案2的能源供需情况

Fig.6 Energy supply and demand situation of schemes 1 and 2

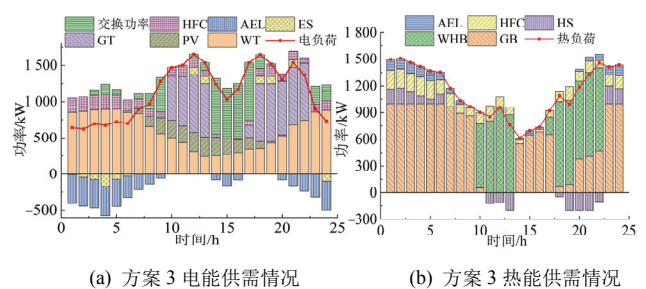


图7 方案3的能源供需情况

Fig.7 Energy supply and demand situation of scheme 3

组和惩罚高碳机组的输出功率，提升了低碳机组出力，降低了高碳机组出力，有效减少了系统的碳排放量。此外，可在碳交易市场中出售富裕的碳配额，进而获得一部分收益。由表3可知，相比方案3，方案4的综合成本下降了2.35%，碳排放量下降了15.63%。而对于方案5，在方案3的基础上引入了

GCT 机制, 由于模型中绿电占比较高, 故 HMES 能在绿证交易市场中获取绿证收益, 提升了系统的经济效益。相比方案 3, 方案 5 的 HMES 综合成本下降了 5.45%, 碳排放量下降了 3.12%。由方案 4 和方案 5 对比可知, 虽 CET 机制和 GCT 机制在提高系统的低碳性和经济性上均有一定效果, 但两种机制的作用重点不同。方案 4 中 CET 机制在碳减排方面具有显著成效, 方案 5 中 GCT 机制在提高系统经济性上效果较强。

方案 6 引入了 CET-GCT 联合交易机制, 使得 HMES 能同时在碳交易市场和绿证交易市场中获取收益。此外, 通过考虑 CCER 与绿证的互认计算新能源供能背后的碳减排量, 进而影响系统的碳配额, 使得 CET 机制与 GCT 机制相互耦合。CET-GCT 联合交易机制能够进一步降低系统的碳排放量, 提高系统购买绿证和低碳机组出力的积极性。由表 3 可知, 相比方案 4 和方案 5, 方案 6 综合了 CET 机制和 GCT 机制两种机制的作用优势, 使 HMES 综合成本和碳排放量进一步下降, 验证了本文所提 CET-GCT 联合交易机制的低碳经济性。

6.3 IDR 与 CET-GCT 联合交易和氢能多环节利用的协同优化对 HMES 的影响

图 9 为方案 7 中的电、热负荷需求响应情况。由图 9 可知, 引入 IDR 后, 电负荷在 09:00—13:00 和 17:00—21:00 负荷高峰期时段采用负荷削减、转移和被热负荷替代进行“削峰”, 在 01:00—06:00 和 23:00—24:00 负荷低谷期时段采用负荷转移、平移和替代热负荷进行“填谷”, 使得电负荷的最大峰谷差由 1 037 kW 降低为 778.6 kW, 缩小了 24.92%。同理, 热负荷在 01:00—08:00 和 20:00—24:00 热负荷高峰期时段采用负荷削减和被电负荷替代进行“削峰”, 在 14:00—17:00 热负荷低谷期时段采用负荷平移和替代电负荷进行“填谷”, 使得热负荷的最大峰谷差由 893.2 kW 降低为 716.4 kW, 缩小了 19.79%。引入可替代负荷后, 由于电负荷低谷期与热负荷高峰期互补且电价处于低谷期, 因此系统采“以电代热”以提高经济性; 同理, 当电负荷高峰期与热负荷低谷期互补且电价处于高峰期时, 系统采用“以热代电”以提高经济性。由此可见, 通过可替代负荷能够将电、热负荷耦合联动, 在不影响用户用电/热体验的情况下, 进一步提高系统的经济性, 促进了系统中多种能源形式的横向互补。

图 10 为方案 7 的能源供需情况。结合图 10 和

表 3 可知, 通过 IDR 与 CET-GCT 联合交易机制和氢能多环节利用的协同优化, 一方面可降低高峰电负荷时的外购电量, 从而减少 HMES 的碳排放量和运行成本; 另一方面通过增加电负荷谷时段的用能量, 可消纳更多的风电资源, 并与源侧氢能多环节利用模型协调优化, 进一步提升系统的运行灵活性。由表 3 可计算出, 相比方案 6, 方案 7 的综合成本降低了 8.28%, 碳排放量降低了 18.04%。虽然增加了 IDR 补贴成本, 但购能成本、运维成本、CET 成本、GCT 成本均有下降。

综上, 引入 IDR 与 CET-GCT 联合交易机制和氢能多环节利用进行协同优化, 不仅能降低 HMES 的综合成本, 还能显著降低碳排放量, 实现了 HMES 的低碳、经济运行。

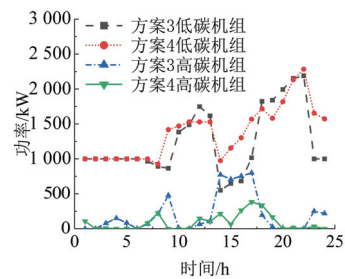


图 8 方案 3 和方案 4 高低碳机组出力

Fig.8 High and low-carbon unit output of schemes 3 and 4

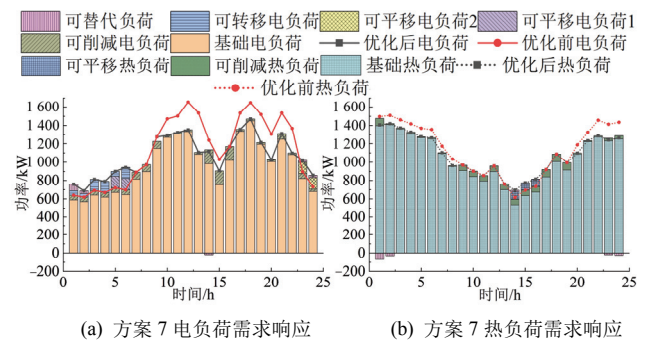


图 9 方案 7 电、热负荷需求响应情况

Fig.9 Response of electricity and heat load demand in scheme 7

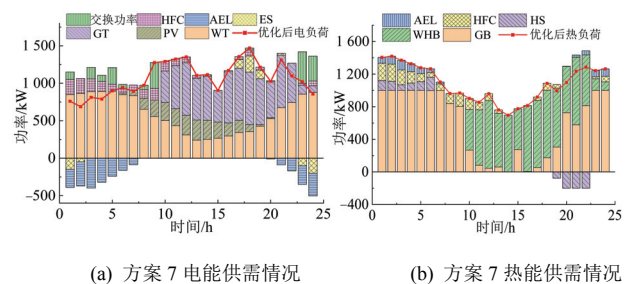


图 10 方案 7 的能源供需情况

Fig.10 Energy supply and demand situation of schemes 7

7 结论

为实现 HMES 的低碳经济运行, 本文提出了一种基于碳-绿证互认和电热柔性负荷的 HMES 源荷低碳经济调度方法。算例分析结果表明:

1) 在源侧引入考虑余热回收的氢能多环节利用模型, 能够实现氢能的高品质利用, 提升夜间风电的消纳空间和能源转换效率, 具有良好的经济和环境效益。

2) 本文所提的 CET-GCT 联合交易机制使得碳排放量降低 25.81%、综合成本降低 18.87%。相比仅单独考虑 CET 机制和 GCT 机制, CET-GCT 联合交易机制的减排效果和经济性更优, 能够有效发挥两种机制的互补特性和协同效应, 从而进一步提升 HMES 的经济性和低碳性。

3) 在荷侧考虑含可转移、可削减、可平移以及可替代的多类型柔性负荷时, 可有效发挥需求侧的调节能力, 实现负荷的“削峰填谷”。此外, 通过将电热柔性负荷与源侧设备和 CET-GCT 联合交易机制协同优化, 使得碳排放量和购能成本分别降低了 39.20%和 24.33%, 在降低对外网能源依赖的同时显著降低了 HMES 的碳排放量, 实现了 HMES 的低碳经济运行。

参考文献 References

- [1] 魏震波, 魏平校, 郭毅, 等. 考虑需求侧管理和碳交易的电气互联网络分散式低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 33-44. WEI Zhenbo, WEI Ping'an, GUO Yi, et al. Decentralized low-carbon economic dispatch of electricity-gas network in consideration of demand-side management and carbon trading[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 33-44.
- [2] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904. ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904.
- [3] 许煜蕊, 穆云飞, 曹严, 等. 基于深度神经网络的变工况下综合能源系统低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(4): 1422-1429. XU Yurui, MU Yunfei, CAO Yan, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system under off-design conditions based on deep neural network[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1422-1429.
- [4] 肖秋瑶, 杨骥, 宋政湘. 考虑碳交易和电动汽车充电负荷的工业园区综合能源系统调度策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(4): 1392-1401. XIAO Qiuyao, YANG Kun, SONG Zhengxiang. Scheduling strategy of industrial parks integrated energy system considering carbon trading and electric vehicle charging load[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1392-1401.
- [5] 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.
- [6] 赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 等. 考虑电转气精细化模型的气电联合微网日前优化调度[J]. 电气传动, 2021, 51(11): 68-74. ZHAO Youlin, QIU Xiaoyan, ZHAO Changshu, et al. Day ahead optimal scheduling of microgrid in gas-electricity combined system considering refined model of power to gas[J]. Electric Drive, 2021, 51(11): 68-74.
- [7] 朱兰, 王吉, 唐陇军, 等. 计及电转气精细化模型的综合能源系统鲁棒随机优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 116-125. ZHU Lan, WANG Ji, TANG Longjun, et al. Robust stochastic optimal dispatching of integrated energy systems considering refined power-to-gas model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 116-125.
- [8] 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-EPSC, 2022, 34(4): 64-70.
- [9] 林卓然, 王守相, 王绍敏, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的区域电热综合能源系统分布协同调度方法[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 217-225. LIN Zhuoran, WANG Shouxiang, WANG Shaomin, et al. Distributed coordinated dispatching of district electric-thermal integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 217-225.
- [10] 王瑞, 程杉, 刘焯, 等. 基于综合需求响应和奖惩阶梯碳交易的能源枢纽主从博弈优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 75-85. WANG Rui, CHENG Shan, LIU Ye, et al. Master-slave game optimal scheduling of energy hub based on integrated demand response and a reward and punishment ladder carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 75-85.
- [11] CHEN C, ZHU Y, ZENG X T, et al. Analyzing the carbon mitigation potential of tradable green certificates based on a TGC-FFSRO model: a case study in the Beijing-Tianjin-Hebei region, China[J]. Science of the Total Environment, 2018, 630: 469-486.
- [12] 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.
- [13] 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, 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, 2022, 49(3): 84-95.
- [14] 曾艾东, 邹宇航, 郝思鹏, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的园区工业用户综合需求响应策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4352-4361. ZENG Aidong, ZOU Yuhang, HAO Sipeng, et al. Comprehensive demand response strategy of industrial users in the park considering the

- stepped carbon trading mechanism[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4352-4361.
- [15] 何晓洋, 刘 淼, 李 健, 等. 基于需求侧响应的区域综合能源系统的低碳经济调度[J]. 高电压技术, 2023, 49(3): 1140-1149.
HE Xiaoyang, LIU Miao, LI Jian, et al. Low-carbon economic dispatch of regional integrated energy system based on demand side response[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(3): 1140-1149.
- [16] LI J R, LIN J, SONG Y H, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4): 1672-1683.
- [17] 陈 云, 刘 东, 高 飞, 等. 考虑电转气环节氢能精细化利用的区域综合能源系统日前优化调度[J]. 供用电, 2021, 38(11): 59-67.
CHEN Yun, LIU Dong, GAO Fei, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system considering refined utilization of hydrogen in power to gas process[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(11): 59-67.
- [18] 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): 6132-6141.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. 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): 6132-6141.
- [19] 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): 2207-2217.
LIU Xiaojun, NIE Fanjie, YANG Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCPP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2207-2217.
- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] 中华人民共和国生态环境部. 2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子[EB/OL]. (2020-12-29)[2023-10-15]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/202012/t20201229_815386.shtml.
Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. 2019 Annual emission reduction project China regional power grid baseline emission factors[EB/OL]. (2020-12-29)[2023-10-15]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/202012/t20201229_815386.shtml.
- [23] 薛开阳, 楚 瀛, 凌 梓, 等. 考虑柔性负荷的综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 可再生能源, 2019, 37(8): 1206-1213.
XUE Kaiyang, CHU Ying, LING Zi, et al. Low-carbon economic optimal dispatch of integrated energy system considering flexible load[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(8): 1206-1213.



WANG Shouxiang
Ph.D., Professor



ZHAO Qianyu
Ph.D.
Corresponding author

王守相

1973—, 男, 博士, 教授, 博导
主要从事智能配电系统分析、分布式发电系统分析与仿真等方面的研究工作
E-mail: sxwang@tju.edu.cn

赵倩宇(通信作者)

1990—, 女, 博士, 讲师
主要从事可再生能源发电等方面的研究
E-mail: zhaoqianyu@tju.edu.cn

收稿日期 2023-11-20 修回日期 2024-01-16 编辑 陈 蔓