

基于能碳耦合模型的微能源网源荷协同优化调度研究

许世杰^{1,2}, 胡邦杰^{1,2}, 赵亮³, 王沛^{1,2}

(1. 河海大学 新能源学院, 江苏 南京 210098; 2. 可再生能源发电技术教育部工程研究中心, 江苏 南京 210098; 3. 南方电网数字电网研究院股份有限公司, 广东 广州 510700)

摘要: 目前综合能源系统低碳调度侧重源侧减碳手段, 而忽略荷侧低碳潜力以及源荷协同的降碳能力。以耦合电-热-气的微能源网为研究对象, 提出基于能碳耦合模型的异质能流系统源荷协同的优化调度方法, 搭建基于源荷协同过程的日前-日内两阶段优化调度框架。源侧采用可调热电比的热电联产机组耦合电制热设备供能, 并考虑能源站中各机组的动态碳排特性; 网侧利用碳排放流理论建立电-热两种能源的能碳耦合模型, 并将获得的碳势分布传递给荷侧; 荷侧依据碳信息并考虑分时能价影响, 引导负荷实时调整用能行为进行低碳需求响应, 并将更新后的负荷反馈给源侧重新优化各机组出力, 从而实现源荷协同。通过对改进的 IEEE 33 节点电网和 Barry 岛 32 节点热网组成的微能源网进行算例分析, 验证所提方法的有效性。

关键词: 能碳耦合模型; 微能源网; 源荷协同; 优化调度; 可调热电比; 动态碳排特性; 低碳需求响应

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202408095

0 引言

温室气体的加速排放使全球陷入气候变暖的劣势局面, 低碳发展成为世界各国应对环境问题的必由之路^[1], 目前全球约 70% 的碳排放来自能源部门^[2], 作为节能减排的主力军, 亟须寻找新的契机变革传统能源体系, 耦合日益紧密的综合能源系统具有多能集成互补与能量梯级利用等优点^[3], 是能源行业实现绿色转型的重要形式, 因此深入研究灵活高效的综合能源系统低碳优化调度策略成为“双碳”目标背景下的关键科学问题之一。

为此, 多数研究在保证优化调度模型经济效益的同时, 考虑火电机组加入碳排放捕获利用技术^[4]或者在目标函数和约束条件中加入低碳要素来降低源侧的碳排放量。文献 [5-6] 构建碳捕集系统与电制气装置的协同运行框架, 实现二氧化碳高效循环利用的同时, 促进可再生能源消纳, 保证系统的经济低碳性。文献 [7-8] 引入碳交易机制, 利用不同形式的碳价约束目标函数中的碳交

易成本, 发现阶梯碳价能够更有效地限制系统的碳排放量。然而上述研究存在注重源侧减碳策略、忽略荷侧低碳潜力以及源荷两侧缺乏有效互动的短板, 不足以支撑新型能源体系的要求。

碳排放流理论的出现成为厘清用户碳排放责任的重要技术^[9], 越来越多的学者开始聚焦于碳视角^[10]下的荷侧需求分析, 挖掘用户用能行为对系统节能减排的显著影响。文献 [11] 详细解释电力系统碳排放流的基本概念、理论架构及计算方法, 为后续低碳优化调度研究提供新的分析工具。文献 [12] 则不再拘泥于价格激励方式的需求侧资源互动, 利用电力碳流理论提出一种新型低碳需求响应机制, 利用节点碳势为信号引导用户调节用电行为达到减碳目的。文献 [13] 进一步将电力碳流理论拓展至多能源系统, 成功实现电-热-气 3 种网络的碳轨迹精确追踪。文献 [14] 分析多元灵活性资源响应对电-热综合能源系统效益, 并通过拓扑直观显示电-热碳排放流动过程, 为低碳环境下的优化运行提供辅助决策。文献 [15] 研究电-热-气综合能源系统的低碳优化策略, 在源侧引入碳交易机制的同时考虑荷侧低碳需求响应, 采用主从博弈模型联动源荷两侧得到合理有效的低碳定价方案。

收稿日期: 2024-08-28; 修回日期: 2025-03-21。

基金项目: 国家自然科学基金联合重点项目(黄河上游水氢电混合储能循环机理与优化调控, U2243243)。

上述优化调度方法中热电联产机组 (combined heat and power, CHP) 均采用固定热电比模型, 须额外补充储能装置导致其灵活性有限; 忽略能源站机组出力与碳排放强度的动态关系, 影响网侧节点碳势的计算精度; 荷侧进行低碳需求响应时, 未综合分析能价与碳势对负荷调整的影响。针对上述问题, 本文以耦合电-热-气的微能源网为研究对象, 提出基于能碳耦合模型的异质能源流系统源荷协同的优化调度方法, 搭建基于源荷协同过程的日前-日内两阶段优化调度框架。源侧采用可调热电比的热电联产耦合电制热设备供能, 并考虑能源站中各机组的动态碳排特性; 网侧利用碳排放流理论建立电-热 2 种能源的能碳耦合模型, 并将获得的碳势分布传递给荷侧; 荷侧依据碳信息并考虑分时能价影响, 引导负荷实时调整用能行为进行低碳需求响应, 并将更新后的负荷反馈给源侧重新优化各机组出力, 从而实现源荷协同流程。通过对改进的 IEEE 33 节点电网和 Barry 岛 32 节点热网组成的微能源网进行算例分析, 验证所提方法的有效性。

1 系统框架

本文研究框架是一个包含源-网-荷的电-热-气耦合的微能源网系统, 源侧由多种供能机组构成, 包括风电机组 (wind turbine, WT)、光伏机组 (photovoltaics, PV) 及提供异质能量转化的能源站。在实际工程中, 由于热泵 (heat pump, HP) 与电锅炉 (electric boiler, EB) 这两类电制热设备 (power to heat, P2H) 的投资成本高、灵活性差, 与 CHP 联合运行可以显著降本增效^[16]。因此系统建模中能源站由能源枢纽 (energy hub, EH) 和燃气锅炉 (gas boiler, GB) 组成, 其中 CHP₁ 耦合 HP 构成 EH₁, CHP₂ 耦合 EB 构成 EH₂; 荷侧计及电-热 2 种类型的负荷, 且 2 种负荷的数量级处在同一水平; 网侧由输电线路和供回水管道组成, 联系并保持源荷两侧的电-热平衡。为考虑碳排放放在源-网-荷之间的流动与转移, 本文对源侧的能源站机组能量 (电-热-气) 输入端与输出端的碳排放强度进行定义, 利用碳排放流理论在网侧计算节点碳势的分布, 再将碳势信息传递给荷侧, 从而实现源-网-荷的碳排放信息的互动。

基于上述物理信息系统提出的源荷协同优化调度框架是一个两阶段优化流程, 如图 1 所示。在日前阶段, 源侧根据日前用户预测负荷进行预调度, 安排各机组出力使供能总成本最小, 利用能碳耦合模型计算网侧的节点碳势, 并将其作为碳信息传递给荷侧, 荷侧通过调整用户的用能行为来最小化用能总成本。在日内阶段, 荷侧将修正后的日内用户实际负荷反馈给源侧, 源侧依据此信息进行再调度重新优化各机组出力, 以完成源荷两侧协同流程。

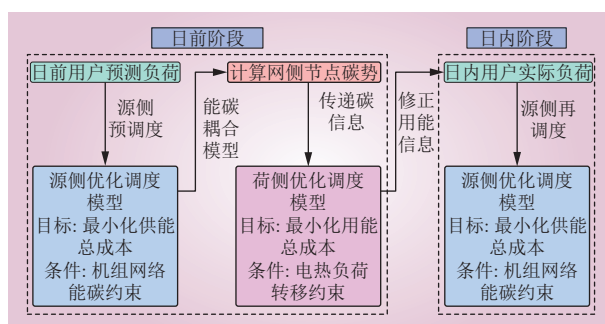


图 1 调度框架

Fig. 1 Framework of dispatch

2 源侧优化调度模型

2.1 目标函数

源侧考虑能源站机组燃料成本和风光机组发电成本的同时, 引入碳交易机制^[17]来限制系统的碳排放量, 因此源侧的总成本为

$$\min F_1 = C_G + C_{WP} + C_{WP}^{AB} + C_{CE} \quad (1)$$

式中: F_1 为源侧总成本; C_G 为燃气机组买气成本; C_{WP} 为风光机组运行成本; C_{WP}^{AB} 为弃风弃光惩罚成本; C_{CE} 为碳交易成本^[17]。

$$\begin{cases} C_G = \sum_{t=1}^T \chi_{\text{gas}} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} G_{i,t}^{\text{CHP}} + G_t^{\text{GB}} \right) \\ C_{WP} = \sum_{t=1}^T (\varepsilon_{\text{wt}} P_t^{\text{WT}} + \varepsilon_{\text{pv}} P_t^{\text{PV}}) \\ C_{WP}^{AB} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_{\text{wt}}^{\text{ab}} (P_{t,\text{pr}}^{\text{WT}} - P_t^{\text{WT}}) + \varepsilon_{\text{pv}}^{\text{ab}} (P_{t,\text{pr}}^{\text{PV}} - P_t^{\text{PV}}) \\ C_{CE} = \omega (E_A - E_Q) \end{cases} \quad (2)$$

式中: T 为优化调度时间周期; χ_{gas} 为燃气机组买气价格; N_{CHP} 为 CHP 的台数; $G_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 G_t^{GB} 分别为 t 时刻输入第 i 台 CHP、GB 的气功率; ε_{wt} 、 ε_{pv} 分

别为 WT、PV 的发电成本系数； P_t^{WT} 、 P_t^{PV} 分别为 t 时刻 WT、PV 的电出力； $\varepsilon_{\text{wt}}^{\text{ab}}$ 、 $\varepsilon_{\text{pv}}^{\text{ab}}$ 分别为 WT、PV 的惩罚成本系数； $P_{t,\text{pr}}^{\text{WT}}$ 、 $P_{t,\text{pr}}^{\text{PV}}$ 分别为 t 时刻 WT、PV 的预测出力； ω 为碳交易价格； E_A 、 E_Q 分别为燃气机组的碳排放量、碳排放配额。

E_A 、 E_Q 分别为

$$\begin{cases} E_A = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{gas}} G_{i,t}^{\text{CHP}} + \rho_{\text{GB},t}^{\text{gas}} G_t^{\text{GB}} \\ E_Q = \sum_{t=1}^T \sigma_{\text{gas}} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} G_{i,t}^{\text{CHP}} + G_t^{\text{GB}} \right) \end{cases} \quad (3)$$

式中： $\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{gas}}$ 、 $\rho_{\text{GB},t}^{\text{gas}}$ 分别为 t 时刻第 i 台 CHP、GB 的气输入端碳排放强度； σ_{gas} 为燃气机组的碳排放配额系数。

2.2 约束条件

2.2.1 供能机组能碳约束

1) 供能机组能流约束。

WT 与 PV 的潮流约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{WT}} \leq P_{t,\text{pr}}^{\text{WT}} \\ 0 \leq P_t^{\text{PV}} \leq P_{t,\text{pr}}^{\text{PV}} \end{cases} \quad (4)$$

GB 的能流约束为

$$\begin{cases} 0 \leq G_t^{\text{GB}} \leq G_{\text{max}}^{\text{GB}} \\ -\mu_{\text{do}}^{\text{GB}} G_{\text{max}}^{\text{GB}} \leq G_t^{\text{GB}} - G_{t-1}^{\text{GB}} \leq \mu_{\text{up}}^{\text{GB}} G_{\text{max}}^{\text{GB}} \\ H_t^{\text{GB}} = G_t^{\text{GB}} \eta_{\text{GB}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $G_{\text{max}}^{\text{GB}}$ 为 GB 气功率的上限； $\mu_{\text{up}}^{\text{GB}}$ 、 $\mu_{\text{do}}^{\text{GB}}$ 分别为 GB 气功率的最大爬坡率、下坡率； H_t^{GB} 为 t 时刻 GB 的热出力； η_{GB} 为 GB 的效率。

CHP 的能流约束为

$$\begin{cases} 0 \leq G_{i,t}^{\text{CHP}} \leq G_{i,\text{max}}^{\text{CHP}} \\ -\mu_{i,\text{do}}^{\text{CHP}} G_{i,\text{max}}^{\text{CHP}} \leq G_{i,t}^{\text{CHP}} - G_{i,t-1}^{\text{CHP}} \leq \mu_{i,\text{up}}^{\text{CHP}} G_{i,\text{max}}^{\text{CHP}} \\ P_{i,t}^{\text{CHP}} = G_{i,t}^{\text{CHP}} \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \\ H_{i,t}^{\text{CHP}} = G_{i,t}^{\text{CHP}} \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} \\ \eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{power}} \leq \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \leq \eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{power}} \\ \eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{heat}} \leq \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} \leq \eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{heat}} \\ \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \psi_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $G_{i,\text{max}}^{\text{CHP}}$ 为第 i 台 CHP 气功率的上限； $\mu_{i,\text{up}}^{\text{CHP}}$ 、 $\mu_{i,\text{do}}^{\text{CHP}}$ 分别为第 i 台 CHP 气功率的最大爬坡率、下坡率； $P_{i,t}^{\text{CHP}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{CHP}}$ 分别为 t 时刻第 i 台 CHP 的电、热出力； $\eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}}$ 、 $\eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}}$ 分别为 t 时刻第 i 台 CHP 的电、热效率； $\eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{power}}$ 、 $\eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{power}}$ 分别为第 i 台

CHP 电效率的上下限； $\eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{heat}}$ 、 $\eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{heat}}$ 分别为第 i 台 CHP 热效率的上下限； $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 为 t 时刻第 i 台 CHP 的热电比。

HP 和 EB 这两类 P2H 的能流约束为

$$\begin{cases} H_{i,t}^{\text{P2H}} = y_{i,t}^{\text{P2H}} P_{i,t}^{\text{CHP}} \eta_i^{\text{P2H}} \\ 0 \leq y_{i,t}^{\text{P2H}} \leq y_{i,\text{max}}^{\text{P2H}} \\ \text{P2H} \in \{\text{HP}, \text{EB}\} \end{cases} \quad (7)$$

式中： $H_{i,t}^{\text{P2H}}$ 为 t 时刻第 i 台 P2H 的热出力； $y_{i,t}^{\text{P2H}}$ 为 t 时刻第 i 台 CHP 与第 i 台 P2H 的耦合系数； η_i^{P2H} 为第 i 台 P2H 的效率； $y_{i,\text{max}}^{\text{P2H}}$ 为第 i 台 CHP 与第 i 台 P2H 耦合系数的上限。

结合式 (6) (7)，可以得出 EH 的能流约束为

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{EH}} = (1 - y_{i,t}^{\text{P2H}}) P_{i,t}^{\text{CHP}} \\ H_{i,t}^{\text{EH}} = H_{i,t}^{\text{CHP}} + H_{i,t}^{\text{P2H}} \\ (1 - y_{i,t}^{\text{P2H}}) \psi_{i,t}^{\text{EH}} = \psi_{i,t}^{\text{CHP}} + y_{i,t}^{\text{P2H}} \eta_i^{\text{P2H}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{EH}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{EH}}$ 分别为 t 时刻第 i 台 EH 的电、热出力； $\psi_{i,t}^{\text{EH}}$ 为 t 时刻第 i 台 EH 的等效热电比^[18]。

2) 能源站机组碳流约束。

目前大部分源侧碳排计量模型采用固定碳排放强度的形式，该方法过于宏观粗放且难以保证精确性^[19]。由于燃气机组的瞬时碳排放强度关于负荷率可以近似拟合成一个线性降低的等式关系^[20]，本文将 CHP 和 GB 的气输入端碳排放强度设置成随气功率线性降低的等式约束，并借助文献^[21]推导出的供能设备端口的碳排放流模型，以确保能源站机组具有动态碳排特性。GB 的碳流约束为

$$\begin{cases} \rho_{\text{GB},t}^{\text{gas}} = -\kappa_{\text{gas}} G_t^{\text{GB}} + \zeta_{\text{gas}} \\ \rho_{\text{GB},t}^{\text{gas}} = \rho_{\text{GB},t}^{\text{heat}} \eta_{\text{GB}} \end{cases} \quad (9)$$

式中： κ_{gas} 、 ζ_{gas} 分别为燃气机组气输入端碳排放强度的下降率、初始值； $\rho_{\text{GB},t}^{\text{heat}}$ 为 t 时刻 GB 的热输出端碳排放强度。

CHP 的碳流约束为

$$\begin{cases} \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{gas}} = -\kappa_{\text{gas}} G_{i,t}^{\text{CHP}} + \zeta_{\text{gas}} \\ \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{gas}} = 2\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \\ \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{gas}} = 2\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} \eta_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} \end{cases} \quad (10)$$

式中： $\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}}$ 、 $\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}}$ 分别为 t 时刻第 i 台 CHP 的电输出端、热输出端碳排放强度。

HP 和 EB 的碳流约束为

$$\rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} = \rho_{\text{P2H},i,t}^{\text{heat}} \eta_i^{\text{P2H}} \quad (11)$$

式中： $\rho_{\text{P2H},i,t}^{\text{heat}}$ 为*t*时刻第*i*台 P2H 的热输出端碳排放强度。

结合式 (10) (11)，可以得出 EH 的碳流约束为

$$\begin{cases} \rho_{\text{EH},i,t}^{\text{power}} = \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{power}} \\ H_{i,t}^{\text{EH}} \rho_{\text{EH},i,t}^{\text{heat}} = H_{i,t}^{\text{CHP}} \rho_{\text{CHP},i,t}^{\text{heat}} + H_{i,t}^{\text{P2H}} \rho_{\text{P2H},i,t}^{\text{heat}} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\rho_{\text{EH},i,t}^{\text{power}}$ 、 $\rho_{\text{EH},i,t}^{\text{heat}}$ 分别为*t*时刻第*i*台 EH 的电输出端、热输出端碳排放强度。

2.2.2 电力网络能碳约束

1) 电力网络能流约束。

采用二阶锥松弛潮流模型^[22]，节点潮流约束为

$$\begin{cases} P_{n,t} = P_{n,t}^{\text{WT}} + P_{n,t}^{\text{PV}} + P_{n,t}^{\text{EH}} - P_{n,t}^{\text{L}} = \\ \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n+}} P_{b,t} - \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n-}} (P_{b,t} - r_b l_{b,t}) \\ Q_{n,t} = Q_{n,t}^{\text{WT}} + Q_{n,t}^{\text{PV}} + Q_{n,t}^{\text{EH}} - Q_{n,t}^{\text{L}} = \\ \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n+}} Q_{b,t} - \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n-}} (Q_{b,t} - x_b l_{b,t}) \end{cases} \quad (13)$$

式中： $P_{n,t}$ 、 $Q_{n,t}$ 分别为*t*时刻节点*n*处的有功功率、无功功率； $Q_{n,t}^{\text{WT}}$ 、 $Q_{n,t}^{\text{PV}}$ 、 $Q_{n,t}^{\text{EH}}$ 分别为*t*时刻节点*n*处 WT、PV、EH 的无功注入； $P_{n,t}^{\text{L}}$ 、 $Q_{n,t}^{\text{L}}$ 分别为*t*时刻节点*n*处的有功负荷、无功负荷； B_{power}^{n-} 、 B_{power}^{n+} 分别为从节点*n*流出功率、向节点*n*注入功率的支路集合； $P_{b,t}$ 、 $Q_{b,t}$ 分别为*t*时刻支路*b*的有功功率、无功功率； r_b 、 x_b 分别为支路*b*的电阻、电抗； $l_{b,t}$ 为*t*时刻支路*b*电流幅值的平方。

支路节点电压约束为

$$v_{b,t}^{\text{end}} = v_{b,t}^{\text{start}} - 2(r_b P_{b,t} + x_b Q_{b,t}) + (r_b^2 + x_b^2) l_{b,t} \quad (14)$$

式中： $v_{b,t}^{\text{start}}$ 、 $v_{b,t}^{\text{end}}$ 分别为*t*时刻支路*b*始节点、末节点电压幅值的平方。

支路潮流松弛约束为

$$\left\| \begin{bmatrix} 2P_{b,t} & 2Q_{b,t} & l_{b,t} - v_{b,t}^{\text{start}} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq l_{b,t} + v_{b,t}^{\text{start}} \quad (15)$$

电流电压上下限约束为

$$\begin{cases} v_{n,\min} \leq v_{n,t} \leq v_{n,\max} \\ 0 \leq l_{b,t} \leq l_{b,\max} \end{cases} \quad (16)$$

式中： $v_{n,\max}$ 、 $v_{n,\min}$ 分别为节点*n*电压幅值平方的上下限； $l_{b,\max}$ 为支路*b*电流幅值平方的上限。

支路潮流上下限约束为

$$\begin{cases} P_{b,\min} \leq P_{b,t} \leq P_{b,\max} \\ Q_{b,\min} \leq Q_{b,t} \leq Q_{b,\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{b,\max}$ 、 $P_{b,\min}$ 分别为支路*b*有功功率的上下限； $Q_{b,\max}$ 、 $Q_{b,\min}$ 分别为支路*b*无功功率的上下限。

2) 电力网络碳流约束。

电力网络的碳流分布受到潮流分布影响，节点碳流约束^[11]为

$$R_{n,t}^{\text{P}} = \left(P_{n,t} + P_{n,t}^{\text{L}} + \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n+}} (P_{b,t} - r_b l_{b,t}) \right) \rho_{n,t}^{\text{power}} = P_{n,t}^{\text{EH}} \rho_{\text{EH},n,t}^{\text{power}} + \sum_{b \in B_{\text{power}}^{n+}} (P_{b,t} - r_b l_{b,t}) \rho_{b,t}^{\text{power}} \quad (18)$$

式中： $R_{n,t}^{\text{P}}$ 为*t*时刻电网节点*n*处的碳流率； $\rho_{n,t}^{\text{power}}$ 为*t*时刻节点*n*的碳势； $\rho_{b,t}^{\text{power}}$ 为*t*时刻支路*b*的碳流密度。

从节点流出潮流的支路碳流密度等于该节点的碳势^[23]，即

$$\rho_{b,t}^{\text{power}} = \rho_{n,t}^{\text{power}}, \quad b \in B_{\text{power}}^{n-} \quad (19)$$

2.2.3 热力网络能碳约束

1) 热力网络能流约束。

采用质调节热流模型^[24]，源荷热流约束为

$$H_{n,t}^{\text{EH}} + H_{n,t}^{\text{GB}} + H_{n,t}^{\text{L}} = c_p m_{n,t}^{\text{S}} (T_{n,t}^{\text{S}} - T_{n,t}^{\text{R}}) \quad (20)$$

式中： c_p 为水的比热容； $m_{n,t}^{\text{S}}$ 为*t*时刻供水管网中节点*n*的质量流率； $T_{n,t}^{\text{S}}$ 、 $T_{n,t}^{\text{R}}$ 分别为*t*时刻供水管网、回水管网中节点*n*的温度； $H_{n,t}^{\text{L}}$ 为*t*时刻节点*n*处的热负荷。

管道温降约束为

$$T_{b,t}^{\text{out}} = (T_{b,t}^{\text{in}} - T_t^{\text{am}}) e^{-\lambda_b L_b / (c_p m_{b,t})} + T_t^{\text{am}} \quad (21)$$

式中： $T_{b,t}^{\text{in}}$ 、 $T_{b,t}^{\text{out}}$ 分别为*t*时刻管道*b*的进口温度、出口温度； T_t^{am} 为*t*时刻管道的环境温度； λ_b 、 L_b 、 $m_{b,t}$ 分别为管道*b*的热传导系数、长度、*t*时刻的质量流率。

节点热流约束为

$$\begin{cases} \sum_{b \in B_{\text{heat}}^{n+}} m_{b,t} T_{b,t}^{\text{out}} = \left(\sum_{b \in B_{\text{heat}}^{n+}} m_{b,t} \right) T_{n,t}^{\text{mix}} \\ T_{n,t}^{\text{mix}} = T_{b,t}^{\text{in}}, \quad b \in B_{\text{heat}}^{n-} \end{cases} \quad (22)$$

式中： B_{heat}^{n+} 、 B_{heat}^{n-} 分别为向节点*n*注入热水、从节点*n*流出热水的管道集合； $T_{n,t}^{\text{mix}}$ 为*t*时刻节点*n*的混

合温度。

节点温度上下限约束为

$$\begin{cases} T_{n,\min}^S \leq T_{n,t}^S \leq T_{n,\max}^S \\ T_{n,\min}^R \leq T_{n,t}^R \leq T_{n,\max}^R \end{cases} \quad (23)$$

式中： $T_{n,\max}^S$ 、 $T_{n,\min}^S$ 分别为供水管网中节点 n 温度的上下限； $T_{n,\max}^R$ 、 $T_{n,\min}^R$ 分别为回水管网中节点 n 温度的上下限。

2) 热力网络碳流约束。

热力网络的碳流分布同时受到供回水管网的热流分布影响，节点碳流约束^[13]为

$$\begin{cases} \left(\sum_{b \in B_{\text{heat}}^{S,n+}} m_{b,t}^S T_{b,t}^{S,\text{out}} \right) \rho_{S,n,t}^{\text{heat}} = \sum_{b \in B_{\text{heat}}^{S,n+}} m_{b,t}^S T_{b,t}^{S,\text{out}} \rho_{S,b,t}^{\text{heat}} \\ \left(\sum_{b \in B_{\text{heat}}^{R,n+}} m_{b,t}^R T_{b,t}^{R,\text{out}} \right) \rho_{R,n,t}^{\text{heat}} = \sum_{b \in B_{\text{heat}}^{R,n+}} m_{b,t}^R T_{b,t}^{R,\text{out}} \rho_{R,b,t}^{\text{heat}} \end{cases} \quad (24)$$

$$R_{n,t}^H = c_p m_{n,t}^S T_{n,t}^S \rho_{S,n,t}^{\text{heat}} - c_p m_{n,t}^R T_{n,t}^R \rho_{R,n,t}^{\text{heat}} = H_{n,t}^{\text{EH}} \rho_{\text{EH},n,t}^{\text{heat}} + H_{n,t}^{\text{GB}} \rho_{\text{GB},n,t}^{\text{heat}}, \quad n \in \Omega_{\text{heat}}^U \quad (25)$$

$$\rho_{S,n,t}^{\text{heat}} = \rho_{R,n,t}^{\text{heat}}, \quad n \in \Omega_{\text{heat}}^L \quad (26)$$

式中： $R_{n,t}^H$ 为 t 时刻热网节点 n 处的碳流率； $\rho_{S,n,t}^{\text{heat}}$ 、 $\rho_{R,n,t}^{\text{heat}}$ 分别为 t 时刻供水管网、回水管网中节点 n 的碳势； $\rho_{S,b,t}^{\text{heat}}$ 、 $\rho_{R,b,t}^{\text{heat}}$ 分别为 t 时刻供水管网、回水管网中管道 b 的碳流密度； Ω_{heat}^U 、 Ω_{heat}^L 分别为机组、负荷所在的节点集合。

支路碳流约束与电网类似，为

$$\begin{cases} \rho_{S,b,t}^{\text{heat}} = \rho_{S,n,t}^{\text{heat}}, \quad b \in B_{\text{heat}}^{S,n-} \\ \rho_{R,b,t}^{\text{heat}} = \rho_{R,n,t}^{\text{heat}}, \quad b \in B_{\text{heat}}^{R,n-} \end{cases} \quad (27)$$

3 荷侧优化调度模型

3.1 目标函数

荷侧考虑分时能价环境下用户购电购热成本的同时，引入低碳需求响应机制^[12]来激励用户通过需求响应调整负荷在碳市场上获取碳减排收益，因此荷侧总成本为

$$\min F_2 = C_P - C_M \quad (28)$$

式中： F_2 为荷侧总成本； C_P 为用户购能成本； C_M 为减碳激励收益。

$$\begin{cases} C_P = \sum_{t=1}^T \chi_t^{\text{power}} \sum_{n=1}^{N_{\text{power}}} P_{n,t}^L + \chi_t^{\text{heat}} \sum_{n=1}^{N_{\text{heat}}} H_{n,t}^L \\ C_M = \delta (\Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{power}} + \Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{heat}}) \end{cases} \quad (29)$$

式中： χ_t^{power} 、 χ_t^{heat} 分别为用户 t 时刻的买电、买热价格； N_{power} 、 N_{heat} 分别为电力网络、热力网络中的节点数； δ 为减碳激励价格； $\Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{power}}$ 、 $\Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{heat}}$ 分别为低碳需求响应中可转移电负荷、热负荷带来的减碳量。

由低碳需求响应机制^[12]可知，荷侧以节点碳势作为碳信号，合理引导用户将负荷从碳势较高的时段转移到碳势较低的时段，实现在用能总量不变的前提下降低用能产生的碳排放，通过比较响应前和响应后的用能碳排放量，得到低碳需求响应带来的减碳量，并根据碳市场提供的激励价格将其贩卖以获取减碳激励收益，最终实现低碳用能的效果。因此 $\Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{power}}$ 和 $\Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{heat}}$ 分别为

$$\begin{cases} \Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{power}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{power}}} \rho_{n,t}^{\text{power}} (-\Delta P_{n,t}^{\text{L,tr}}) \\ \Delta E_{\text{CR,tr}}^{\text{heat}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{heat}}} \rho_{S,n,t}^{\text{heat}} (-\Delta H_{n,t}^{\text{L,tr}}) \end{cases} \quad (30)$$

式中： $\Delta P_{n,t}^{\text{L,tr}}$ 、 $\Delta H_{n,t}^{\text{L,tr}}$ 分别为 t 时刻节点 n 处的可转移电负荷、热负荷。

3.2 约束条件

考虑到电-热负荷均具备可转移能力，因此，可以将任一类型的负荷划分为

$$Z_{n,t}^L = Z_{n,t}^{\text{L,or}} + \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}} \quad (31)$$

式中： $Z_{n,t}^L$ 、 $Z_{n,t}^{\text{L,or}}$ 、 $\Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}}$ 分别为 t 时刻节点 n 处响应后的电/热负荷、响应前的电/热负荷和可转移电/热负荷。

对于同一能源类型的负荷，在保持整个调度周期内的转入量和转出量相等的同时，需要满足转入转出量上下限的约束和转入转出状态不能在同一时刻的要求，即

$$\begin{cases} \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}} = \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}+} - \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}-} \\ \sum_{t=1}^T \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}} = 0 \\ 0 \leq \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}+} \leq u_{n,t}^{\text{Z,tr}+} + \tau_{\text{tr}} Z_{n,t}^{\text{L,or}} \\ 0 \leq \Delta Z_{n,t}^{\text{L,tr}-} \leq u_{n,t}^{\text{Z,tr}-} - \tau_{\text{tr}} Z_{n,t}^{\text{L,or}} \\ u_{n,t}^{\text{Z,tr}+} + u_{n,t}^{\text{Z,tr}-} \leq 1 \end{cases} \quad (32)$$

式中： $\Delta Z_{n,t}^{L, \text{tr}+}$ 、 $\Delta Z_{n,t}^{L, \text{tr}-}$ 分别为 t 时刻节点 n 处负荷的转入、转出量； $u_{n,t}^{Z, \text{tr}+}$ 、 $u_{n,t}^{Z, \text{tr}-}$ 分别为 t 时刻节点 n 处负荷转入、转出状态的 (0,1) 变量； τ_{tr} 为可转移负荷的比例。

需要注意的是，下文分析中提出的价格和低碳 2 种需求响应的主要区别在于引导信号的不同，前者是利用分时电价引导用户将负荷从高能价时段转移到低能价时段，确保荷侧用能经济性；后者是利用用能碳势引导用户将负荷从高碳势时段转移到低碳势时段，确保荷侧用能低碳性。因此 2 种需求响应共用一个负荷转移约束条件，最终目标是为了最小化荷侧的用能总成本。

4 算例分析

4.1 参数场景设置

本文采用改进的 IEEE 33 节点电网和 Barry 岛 32 节点热网组成的微能源网进行算例分析，通过 EH₁ 和 EH₂ 连接 2 种网络，具体拓扑结构如图 2 所示，其中电网节点 1、5、10、27 处接入 EH₁、EH₂、PV、WT，热网节点 31、1、32 处接入 EH₁、EH₂、GB。电网中支路参数、负荷分布以及潮流约束变量上下限参见文献 [25]；热网中管道参

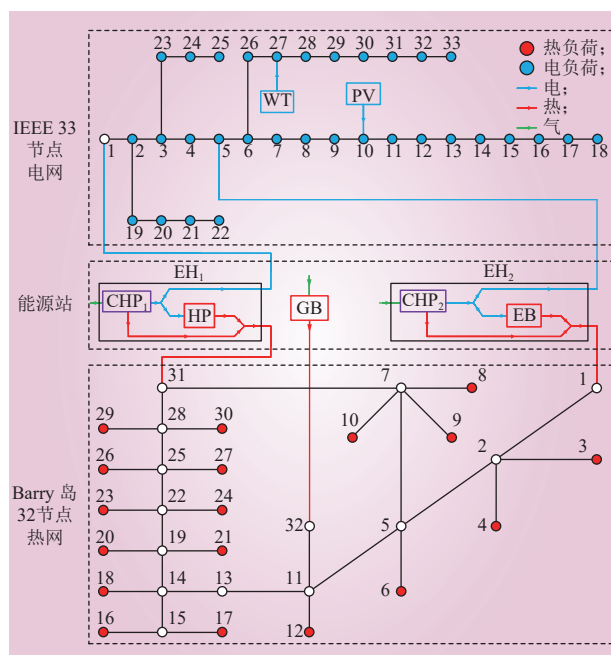


图 2 耦合电-热-气的微能源网拓扑
Fig. 2 Topology of a micro-energy grid coupled with power, heat and gas

数、负荷分布以及热流约束变量上下限参见文献 [26]，并根据日前热负荷大小相应扩大质量流率。日前电-热负荷、风光预测出力和管道环境温度如图 3 所示，分时能价见表 1 和表 2，机组参数见表 3，其他参数见表 4，为验证所提方法的有效性，设置 7 个场景进行对比分析，如表 5 所示。本文设定 T 为 24 h，步长为 1 h，通过 Matlab 平台调用 Gurobi 10.0.3 求解器对模型进行求解。

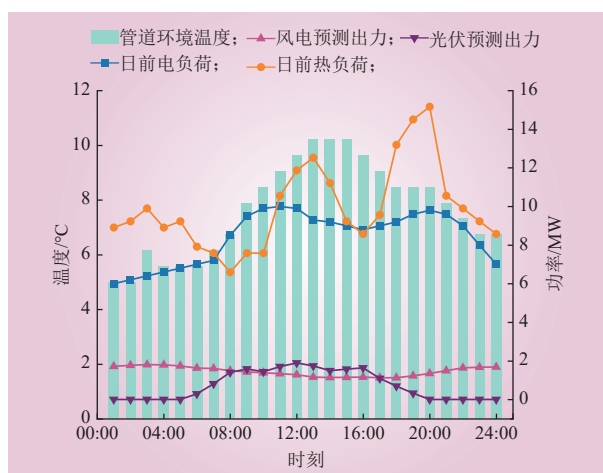


图 3 日前电-热负荷、风光预测出力和管道环境温度
Fig. 3 Day-ahead power and heat load, forecasted power output of WT and PV, and ambient temperature of pipeline

表 1 分时电价
Table 1 Time-sharing power price

时段	$\chi_t^{\text{power}} / (\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1})$
22:00—次日 07:00 和 14:00—18:00	0.34
07:00—11:00	0.64
11:00—14:00 和 18:00—22:00	0.97

表 2 分时热价
Table 2 Time-sharing heat price

时段	$\chi_t^{\text{heat}} / (\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1})$
22:00—次日 08:00 和 12:00—17:00	0.36
08:00—12:00 和 17:00—22:00	0.38

表 3 机组参数
Table 3 Parameters of units

参数	数值	参数	数值
$G_{i,\text{max}}^{\text{CHP}}、G_{\text{max}}^{\text{GB}} / \text{MW}$	15	$y_{i,\text{max}}^{\text{P2H}}$	0.3
$\mu_{i,\text{do}}^{\text{CHP}}、\mu_{\text{do}}^{\text{GB}} / \%$	10	$\eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{power}}、\eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{power}}$	0.3、0.4
$\mu_{i,\text{up}}^{\text{CHP}}、\mu_{\text{up}}^{\text{GB}} / \%$	10	$\eta_{\text{CHP},i,\text{min}}^{\text{heat}}、\eta_{\text{CHP},i,\text{max}}^{\text{heat}}$	0.25、0.55
η_{GB}	0.9	$\eta_{\text{HP}}、\eta_{\text{EB}}$	3.0、0.95

表 4 其他参数
Table 4 Other parameters

参数	数值	参数	数值
$\chi_{\text{gas}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.35	$\kappa_{\text{gas}}/\%$	2
$\varepsilon_{\text{wt}}, \varepsilon_{\text{pv}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.06	$\zeta_{\text{gas}}/(\text{t}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.525
$\varepsilon_{\text{wt}}^{\text{ab}}, \varepsilon_{\text{pv}}^{\text{ab}}/(\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.25	$c_p/(\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{C}^{-1})$	4182
$\omega/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	300	$\delta/(\text{元}\cdot\text{t}^{-1})$	300
$\sigma_{\text{gas}}/(\text{t}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1})$	0.185	$\tau_{\text{tr}}/\%$	10

表 5 场景设置
Table 5 Settings of scenarios

场景	CHP 热电比		CHP 耦合 HP/EB	能源站机组 动态碳排放特性	需求响应	
	固定	可调			价格	低碳
1	√	×	√	√	×	×
2	×	√	×	√	×	×
3	×	√	√	√	×	×
4	×	√	√	×	×	√
5	×	√	√	√	×	√
6	×	√	√	√	√	×
7	×	√	√	√	√	√

4.2 优化结果分析

4.2.1 可调热电比 CHP 耦合 HP/EB 分析

场景 1 和场景 3 的对比结果如图 4 所示，场景 1 中 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 固定，场景 3 中 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 可调。当电-热负荷相差较小时（08:00—10:00、16:00 和 21:00—22:00），场景 1 中由于 CHP 的电热出力固定变化，会限制热效率更高的 GB 的产热出力，导致成本和碳排变相增加；相反，场景 3 中 CHP 能在不影响 GB 产热的前提下灵活调节 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ ，无须耦合 HP/EB 即可应对电-热负荷变化，如图 4 b) 中 $y_{1,t}^{\text{HP}}$ 与 $y_{2,t}^{\text{EB}}$ 均为 0，从而可以减少成本和碳排。此外，场景 3 中因为 CHP₁ 供给的电-热负荷差额大于 CHP₂，因此图 4 b) 中相较于 $\psi_{2,t}^{\text{CHP}}$ ， $\psi_{1,t}^{\text{CHP}}$ 的调节幅度更显著、灵活性更高。

当热负荷远大于电负荷时（00:00—07:00、12:00—15:00 和 18:00—20:00），场景 1 中 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 较低且恒定不变，导致需要提高 HP/EB 抽取对应 CHP 电出力的比例以满足高峰用热需求，如图 4 a) 中 $y_{1,t}^{\text{HP}}$ 与 $y_{2,t}^{\text{EB}}$ 均在 0.06~0.30 的较大范围内变化，进一步增加成本和碳排；相反，场景 3 中系统选择优先让 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 达上限的同时，控制 HP/EB 抽取对应

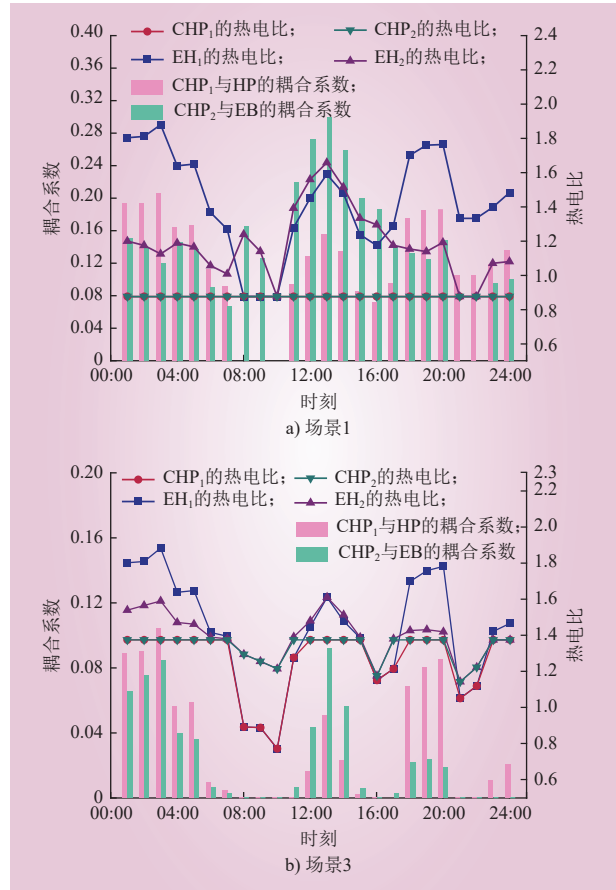


图 4 场景 1 和场景 3 的 CHP/EH 热电比和 HP/EB 耦合系数
Fig. 4 Heat-to-power ratio of CHP/EH and coupling coefficient of HP/EB in scenario 1 and scenario 3

CHP 电出力的比例处于较低水平，如图 4 b) 中 $y_{1,t}^{\text{HP}}$ 与 $y_{2,t}^{\text{EB}}$ 均在 0~0.12 的较小范围内变化，进一步减少成本和碳排。此外，场景 3 中因为 HP 的效率远高于 EB，HP 会抽取 CHP₁ 更高比例的电出力以补充产热，如图 4 b) 中 $y_{1,t}^{\text{HP}}$ 高于 $y_{2,t}^{\text{EB}}$ 、 $\psi_{1,t}^{\text{EH}}$ 高于 $\psi_{2,t}^{\text{EH}}$ （00:00—07:00 和 18:00—20:00）；至于图 4 b) 中出现 $y_{2,t}^{\text{EB}}$ 高于 $y_{1,t}^{\text{HP}}$ 、 $\psi_{2,t}^{\text{EH}}$ 高于 $\psi_{1,t}^{\text{EH}}$ 的反常现象（12:00—15:00），是因为此时 PV 处于高发电量状态，导致 EH₂ 供给的电负荷小于 EH₁，EB 会抽取 CHP₂ 更高比例的电出力，以确保电网潮流平衡。

对比场景 2 和场景 3，当热负荷大于电负荷时，场景 2 中由于 CHP 没有耦合 HP/EB，系统选择优先让热效率更高的 GB 来弥补一部分产热不足，但是高峰用热的压力也会导致 $\psi_{i,t}^{\text{CHP}}$ 达上限，CHP 产生的多余电出力会变相增加电网的有功网损；相反，场景 3 中 CHP 可以利用 HP/EB 抽取不同比例的电出力来满足较大的用热需求，从而降

低 GB 的供热压力和网侧的电力浪费，如图 5 中场景 3 下的 G_t^{GB} 低于场景 2 (00:00—07:00、11:00—14:00 和 18:00—20:00)、场景 3 下的电网有功网损低于场景 2 (01:00—05:00、12:00—13:00 和 18:00—20:00)，均能进一步减少成本和碳排。

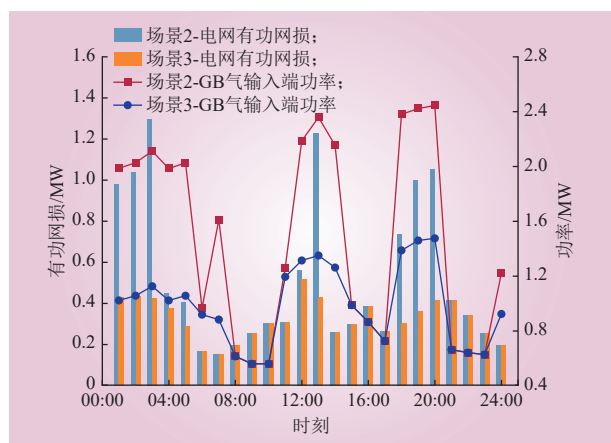


图 5 场景 2 和场景 3 的电网有功网损和 GB 气输入端功率
Fig. 5 Active power loss of power grid and power at gas input port of GB in scenario 2 and scenario 3

对比表 6 中不同场景的优化结果，相比于场景 1 和场景 2，场景 3 的 C_G 分别减少 13.2% 和 2.6%、 E_A 分别减少 7.4% 和 3.1%，验证了利用可调热电比 CHP 耦合 HP/EB 构成的 EH 给系统供能可以减少源侧成本和碳排。

4.2.2 能源站机组动态碳排特性分析

场景 4 和场景 5 的对比结果如图 6~7 所示。场景 4 中能源站机组采用固定碳排模型，无法描绘由于机组输入输出变化而引起输入输出端的碳排放强度变化的动态过程，因此网侧节点碳势的波动较弱，如图 6 a) 中电网节点 1~9 和 19~26 的碳势恒定不变、图 7 a) 中热网节点碳势在 0.37~

0.49 t/(MW·h) 的较小范围内波动，导致用户难以感知碳势信息的实时差异，最终造成 C_{CE} 与 C_M 优化结果的宏观粗放性。相反，场景 5 中能源站机组具有动态碳排特性，机组输入输出端的碳排放强度与机组实际输入输出呈现动态映射关系，能够实时刻画网侧节点碳势的波动变化，如图 6 b) 中电网节点 1~9 和 19~26 的碳势在 0.356~0.534 t/(MW·h) 的范围内波动、图 7 b) 中热网节点碳势在 0.250~0.468 t/(MW·h) 的较大范围内波动，帮助用户有效感知碳势信息的时空差异，最终提高 C_{CE} 与 C_M 优化结果的量化精度。

对比表 6 中场景 4 和场景 5 的优化结果，场景 5 下 C_{CE} 减少 7473.9 元的同时， C_M 提高 351.5 元，说明能源站机组具有动态碳排特性，可以提高源荷协同优化调度结果的精确性，避免由于宏观粗放的固定碳排模型给源荷两侧带来不合理的成本承担责任的问题。

4.2.3 低碳需求响应分析

将图 6 和图 7 中场景 5 的电-热负荷所在的节点碳势通过空间上的平均化处理，得到场景 5~7 的日前电-热负荷碳势（见图 8），方便衡量碳势和能价的波动性，便于观察用能变化量。

对比场景 5、场景 6 和场景 7，场景 5 中荷侧只进行低碳需求响应， F_2 只考虑 C_M ，因此场景 5 中的用能行为由碳势引导。图 9 中电负荷从用电碳势高峰期（23:00—次日 08:00 和 15:00—17:00）转移到低谷期间（09:00—14:00 和 18:00—22:00），热负荷从用热碳势高峰期（00:00—10:00 和 15:00—16:00）转移到低谷期间（11:00—14:00 和 17:00—23:00）。

场景 6 中荷侧只进行价格需求响应， F_2 只考

表 6 不同场景的优化结果
Table 6 Optimization results for different scenarios

场景	F_1 /元	C_G /元	C_{WP} /元	C_{WP}^{AB} /元	C_{CE} /元	E_A /t	F_2 /元	C_P /元	C_M /元
1	199465.5	172431.7	3156.6	0	23877.2	164.1	209146.2	209146.2	0
2	179386.2	153641.7	3156.6	0	22587.9	156.8	209146.2	209146.2	0
3	174640.9	149643.5	3156.6	0	21840.8	151.9	209146.2	209146.2	0
4	181541.4	149981.2	3156.6	0	28403.6	192.7	208856.6	209146.2	289.6
5	174329.7	150243.4	3156.6	0	20929.7	149.5	208505.1	209146.2	641.1
6	175503.7	150212.8	3156.6	0	22134.3	152.9	203761.3	203761.3	0
7	176631.9	151604.5	3156.6	0	21870.8	152.2	203940.3	204151.9	211.6

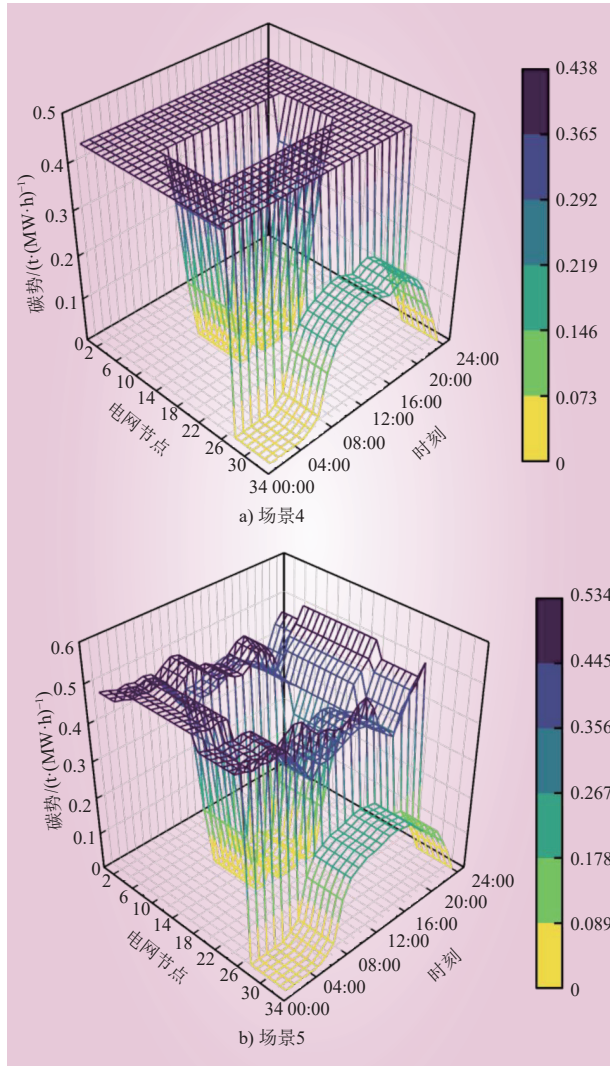


图 6 场景 4 和场景 5 的电网节点碳势分布

Fig. 6 Distribution of node carbon intensity of power grid in scenario 4 and scenario 5

虑 C_P ，因此场景 6 中的用能行为由能价引导。图 9 中电负荷从电价峰平时段（07:00—13:00 和 18:00—21:00）转移到低谷时段（22:00—次日 06:00 和 14:00—17:00），热负荷从热价较高时段（08:00—11:00 和 17:00—21:00）转移到较低时段（22:00—次日 05:00、07:00 和 14:00—16:00）。

场景 7 中荷侧同时进行低碳-价格 2 种类型的需求响应， F_2 同时考虑 C_M 和 C_P ，因此场景 7 中的用能行为由碳势-能价共同引导，用户会衡量用能碳势和分时能价的波动性来选择性地进行负荷转移。图 8 中相比于用电碳势，电价的波动性更显著，因此图 9 中电负荷的转移过程由电价引导；图 8 中相比于热价，用热碳势的波动性更显著，因此图 9 中热负荷的转移过程由用热碳势引导。

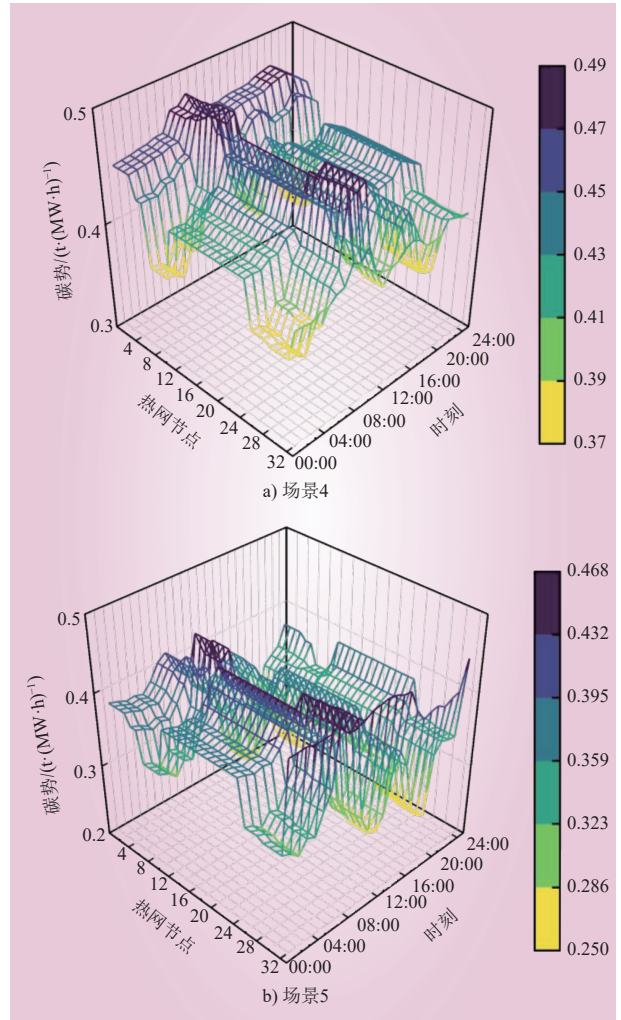


图 7 场景 4 和场景 5 的热网节点碳势分布

Fig. 7 Distribution of node carbon intensity of heat grid in scenario 4 and scenario 5

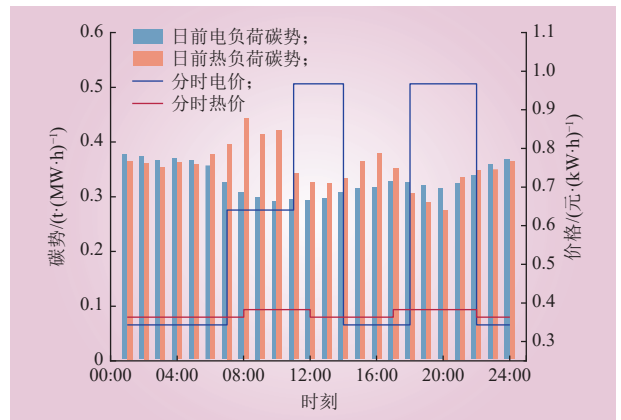


图 8 场景 5~7 的负荷碳势和分时能价

Fig. 8 Carbon intensity of load and time-sharing energy price in scenario 5, scenario 6 and scenario 7

对比表 6 中场景 5、场景 6 和场景 7 的优化结果，场景 5 中的 C_M 最高，场景 6 中的 C_P 最低，场

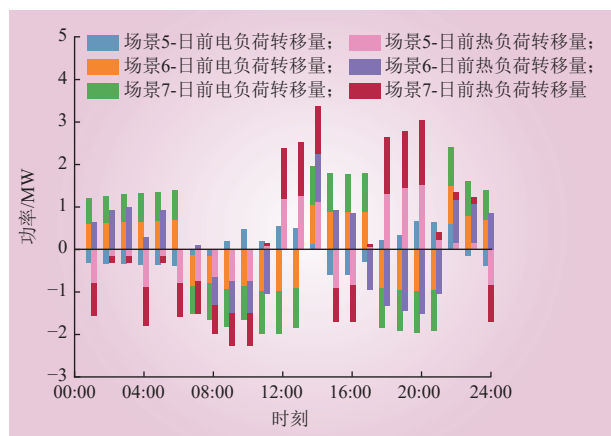


图 9 场景 5~7 的负荷转移量

Fig. 9 Shifting amount of load in scenario 5, scenario 6 and scenario 7

景 7 中在 C_P 略有增加的情况下, 还能拥有可观的 C_M , 说明在能价的影响下, 低碳需求响应仍然具有一定的有效性, 在保障荷侧用能经济性的同时, 能够充分激活用户的低碳潜力。

5 结论

本文以耦合电-热-气的微能源网为研究对象, 基于能碳耦合模型提出该异质能流系统源荷协同的优化调度方法, 通过算例分析得出以下结论。

1) 当电-热负荷相差较小时, 可以灵活调节 CHP 的热电比, 当热负荷远大于电负荷时, 适当提高 HP/EB 的耦合系数, 均能应对实时变化的电-热需求, 确保源侧的经济低碳性。

2) 源侧考虑机组输入输出与碳排强度的动态映射关系, 可以实时刻画网侧节点碳势的波动变化特性, 帮助荷侧有效感知此碳信息的时空差异, 提高源荷协同模型的精确性与合理性。

3) 荷侧进行低碳需求响应时, 能价的存在会影响碳势的引导效果, 2 种信号间的引导作用存在差异, 当能价的波动性更显著时, 减少用能成本更有优势, 当碳势的波动性更显著时, 获取减碳收益更有优势, 确保荷侧的经济低碳性。

参考文献:

- [1] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189–207.
- [2] ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, *et al.* Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189–207.
- [3] ABDUL LATIF S N, CHIONG M S, RAJOO S, *et al.* The trend and status of energy resources and greenhouse gas emissions in the Malaysia power generation mix[J]. Energies, 2021, 14(8): 2200.
- [4] 黎静华, 朱梦姝, 陆悦江, 等. 综合能源系统优化调度综述 [J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2256–2272.
- [5] LI Jinghua, ZHU Mengshu, LU Yuejiang, *et al.* Review on optimal scheduling of integrated energy systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2256–2272.
- [6] MCLAUGHLIN H, LITTLEFIELD A A, MENEFFEE M, *et al.* Carbon capture utilization and storage in review: Sociotechnical implications for a carbon reliant world[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 177: 113215.
- [7] HE L C, LU Z G, ZHANG J F, *et al.* Low-carbon economic dispatch for electricity and natural gas systems considering carbon capture systems and power-to-gas[J]. Applied Energy, 2018, 224: 357–370.
- [8] ZHANG G M, WANG W, CHEN Z Y, *et al.* Modeling and optimal dispatch of a carbon-cycle integrated energy system for low-carbon and economic operation[J]. Energy, 2022, 240: 122795.
- [9] 卫志农, 张思德, 孙国强, 等. 基于碳交易机制的电—气互联综合能源系统低碳经济运行 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 9–16.
- [10] WEI Zhinong, ZHANG Side, SUN Guoqiang, *et al.* Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 9–16.
- [11] 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.
- [12] QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, *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.
- [13] 王梦雪, 赵浩然, 刘春阳, 等. 基于碳熵指标的电-热互联综合能源系统碳轨迹追踪方法 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 13–22.
- [14] WANG Mengxue, ZHAO Haoran, LIU Chunyang, *et al.* Carbon trajectory tracking method for electric-thermal interconnected integrated energy system based on carbon entropy index[J].

- Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 13–22.
- [10] 康重庆, 杜尔顺, 李姚旺, 等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架 [J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821–833.
- KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, *et al.* Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821–833.
- [11] KANG C Q, ZHOU T R, CHEN Q X, *et al.* Carbon emission flow from generation to demand: a network-based model[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2386–2394.
- [12] 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2830–2842.
- LI Yaowang, ZHANG Ning, DU Ershun, *et al.* Mechanism study and benefit analysis on power system low carbon demand response based on carbon emission flow[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2830–2842.
- [13] CHENG Y H, ZHANG N, WANG Y, *et al.* Modeling carbon emission flow in multiple energy systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3562–3574.
- [14] 潘超, 范宫博, 王锦鹏, 等. 灵活性资源参与的电热综合能源系统低碳优化 [J]. 电工技术学报, 2023, 38(6): 1633–1647.
- PAN Chao, FAN Gongbo, WANG Jinpeng, *et al.* Low-carbon optimization of electric and heating integrated energy system with flexible resource participation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(6): 1633–1647.
- [15] 叶宇静, 邢海军, 米阳, 等. 考虑低碳需求响应及主从博弈的综合能源系统低碳优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9): 34–43.
- YE Yujing, XING Haijun, MI Yang, *et al.* Low-carbon optimal dispatching of integrated energy system considering low-carbon demand response and stackelberg game[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 34–43.
- [16] 刘学智, 严正, 解大, 等. 电热综合能源网的强耦合路径研究与展望 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(13): 204–215.
- LIU Xuezhi, YAN Zheng, XIE Da, *et al.* Research and prospect of strong coupling pathway for electricity-heat integrated energy network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(13): 204–215.
- [17] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度 [J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10–17.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, *et al.* Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10–17.
- [18] 于东立, 曹军, 屠聪为, 等. 考虑线性化网络约束的电-热多能源系统最优能量流分析 [J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(7): 1933–1944.
- YU Dongli, CAO Jun, TU Congwei, *et al.* Optimal energy flow of combined electrical and heating multi-energy system considering the linear network constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(7): 1933–1944.
- [19] 陈家兴, 王春玲, 刘春明. 基于改进碳排放流理论的电力系统动态低碳调度方法 [J]. 中国电力, 2023, 56(3): 162–172.
- CHEN Jiaxing, WANG Chunling, LIU Chunming. Dynamic low-carbon dispatching method of power system based on improved carbon emission flow theory[J]. Electric Power, 2023, 56(3): 162–172.
- [20] 陈公达, 傅诗万, 蔡秀霞, 等. 基于前后端在线监测的燃气发电机组碳排放特性与影响因素分析 [J]. 热力发电, 2024, 53(6): 96–105.
- CHEN Gongda, FU Shiwan, CAI Xiuxia, *et al.* The carbon emission characteristics and influencing factors of gas generator unit based on online monitoring of front-end and back-end[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(6): 96–105.
- [21] 张笑滨, 王楷裕, 黄蕾, 等. 考虑扩展碳排放流和碳交易议价模型的园区综合能源优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 34–46.
- ZHANG Xiaoyan, WANG Luyu, HUANG Lei, *et al.* Optimal dispatching of park-level integrated energy system considering augmented carbon emission flow and carbon trading bargain model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 34–46.
- [22] 宋泽溟, 冯华, 陈晓刚, 等. 基于节点碳势的配电网分布式资源低碳调度策略 [J]. 高电压技术, 2023, 49(6): 2320–2332.
- SONG Zehao, FENG Hua, CHEN Xiaogang, *et al.* Low-carbon scheduling strategy of distributed energy resources based on node carbon intensity for distribution networks[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(6): 2320–2332.
- [23] 康重庆, 程耀华, 孙彦龙, 等. 电力系统碳排放流的递推算法 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 10–16.
- KANG Chongqing, CHENG Yaohua, SUN Yanlong, *et al.* Recursive calculation method of carbon emission flow in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 10–16.
- [24] 韩赫, 张沛超, 杜炜, 等. 量调节方式下区域热电系统的联合最优潮

流[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(2): 30–36.

HAN He, ZHANG Peichao, DU Wei, *et al.* Joint optimal power flow of district heat-electric system in quantity regulation mode[J].

Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(2): 30–36.

[25] CAO Y, WEI W, WU L, *et al.* Decentralized operation of interdependent power distribution network and district heating network: a market-driven approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(5): 5374–5385.

[26] LI R, WEI W, MEI S W, *et al.* Participation of an energy hub in electricity and heat distribution markets: an MPEC approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(4): 3641–3653.



许世杰

作者简介:

许世杰(2000), 男, 硕士研究生, 从事综合能源系统低碳优化调度研究, E-mail: 15295792015@163.com;

王沛(1986), 男, 通信作者, 博士, 教授, 从事太阳能热发电与制氢、综合能源系统低碳评价与经济运行研究, E-mail: franciswp2012@163.com.

(责任编辑 许晓艳)

Research on Optimal Dispatch with Source-Load Coordination for Micro-energy Grid Based on Energy-Carbon Coupling Model

XU Shijie^{1,2}, HU Bangjie^{1,2}, ZHAO Liang³, WANG Pei^{1,2}

(1. School of Renewable Energy, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. Engineering Research Center of Renewable Power Generation Technologies, Ministry of Education, Nanjing 210098, China; 3. China Southern Power Grid Digital Grid Research Institute Co., Ltd., Guangzhou 510700, China)

Abstract: At present, the low-carbon dispatch of the integrated energy system focuses on the means of carbon reduction at the source side, while ignoring the low-carbon potential of the load side and the ability of carbon reduction for source-load coordination. Taking the micro energy grid coupled with power, heat and gas as the research object, an optimal dispatch method with source-load coordination of heterogeneous energy flow system based on energy-carbon coupling model is proposed, and a two-stage optimal dispatch framework of day-ahead and intra-day based on the process of source-load coordination is built. In the source side, the combined heat and power (CHP) units with adjustable heat-to-power ratio coupling with power-to-heat equipment are used for energy supply, and the dynamic carbon emission characteristic of each unit in the energy station is considered; In the grid side, the energy-carbon coupling model of power and heat energy is established by using the carbon emission flow theory, and the obtained distribution of carbon intensity is transferred to the load side; Based on this carbon information and considering the impact of time-sharing energy price, the load side guides the load to adjust behaviors of energy consumption in real time to respond to low-carbon demand, and feeds back the updated load to the source side to re-optimize the output of each unit, so as to realize the process of source-load coordination. The effectiveness of the proposed method is verified by analyzing the micro energy grid composed of the improved IEEE 33-node power grid and the Barry Island 32-node heat grid.

This work is supported by Joint Key Project of National Natural Science Foundation of China (Cycle Mechanism and Optimal Control of Hydro-Hydrogen-Electric Hybrid Energy Storage in the Upper Yellow River, No.U2243243).

Keywords: energy-carbon coupling model; micro-energy grid; source-load coordination; optimal dispatch; adjustable heat-to-power ratio; dynamic carbon emission characteristic; low-carbon demand response