

计及气-热网络动态特性的多能耦合系统鲁棒机组组合模型

张玉敏¹, 李竞锐¹, 杨明², 吉兴全^{1*}, 孙东磊³, 徐波⁴, 吴福成⁵

(1. 山东科技大学电气与自动化工程学院, 山东 青岛 266590; 2. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东 济南 250061; 3. 国网山东省电力公司经济技术研究院, 山东 济南 250021; 4. 电力规划总局有限公司, 北京 100120; 5. 国网山东省电力公司诸城市供电公司, 山东 诸城 262299)

摘要:针对可再生能源固有的间歇性、不确定性造成系统调度决策困难的问题,提出一种计及气-热网络动态特性的多能耦合系统鲁棒机组组合模型。建立表征气网和热网动态特性的数学表达,将其融入多能耦合系统的鲁棒机组组合优化模型中;从区间、时间、空间3个角度构造多维不确定性集合,实现对风电消纳边界的灵活调整,同时利用光伏电站替代部分火电机组的出力,进一步提高可再生能源利用率;通过列与约束生成算法将建立的最小-最大-最小结构的优化模型转换成具有混合整数线性规划形式的主子问题进行优化求解,提高模型求解速度。以电-气-热6-6-8系统和电-气-热118-20-16系统进行测试分析,结果表明气-热网络动态特性可以提升系统运行的经济性和可再生能源的利用率。

关键词:多能耦合系统;动态特性;可再生能源;机组组合;列与约束生成算法

中图分类号:TM731 **文献标志码:**A

引用格式:张玉敏,李竞锐,杨明,等. 计及气-热网络动态特性的多能耦合系统鲁棒机组组合模型[J]. 山东大学学报(工学版),2025,55(5):18-29.

ZHANG Yumin, LI Jingrui, YANG Ming, et al. Robust unit commitment model with multi-energy coupled system considering gas-heat network dynamics[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2025, 55(5):18-29.

Robust unit commitment model with multi-energy coupled system considering gas-heat network dynamics

ZHANG Yumin¹, LI Jingrui¹, YANG Ming², JI Xingquan^{1*}, SUN Donglei³, XU Bo⁴, WU Fucheng⁵

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, Shandong, China; 2. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education (Shandong University), Jinan 250061, Shandong, China; 3. Economic & Technology Research Institute, State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250021, Shandong, China; 4. Electric Power Planning and Engineering Institute Co., Ltd., Beijing 100120, China; 5. State Grid Zhucheng Power Supply Company, Zhucheng 262299, Shandong, China)

Abstract: The inherent intermittency and uncertainty of renewable energy sources had a challenge to operation decisions of the system. To solve this problem, a robust unit commitment model with multi-energy coupled system considering gas-heat network dynamics was proposed. The mathematical expressions that characterize the dynamic characteristics of gas network and thermal network were established, which were incorporated into the robust unit commitment optimization model of multi-energy coupled system. A multi-dimensional uncertainty set from the perspectives of interval, time, and space to achieve flexible adjustment of wind power absorption boundaries was established. At the same time, concentrating solar power was used to replace the output of some thermal power units to further improve the utilization rate of renewable energy. The column-and-constraint generation algorithm was employed to transform the established min-max-min structure optimization model into a mixed-integer linear programming master-subproblem form for optimization, improving the solution speed of the model. The effectiveness of the proposed model and method

收稿日期:2024-07-12

基金项目:国家自然科学基金青年资助项目(52107111);中国博士后面上资助项目(2023M734092);山东省自然科学基金资助项目(ZR2022ME219, ZR2021QE117)

第一作者简介:张玉敏(1986—),女,山东德州人,副教授,硕士生导师,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制。

E-mail: ymzhang2019@sdust.edu.cn

*通信作者简介:吉兴全(1970—),男,山东潍坊人,教授,博士生导师,博士,主要研究方向为配电网优化。E-mail: xqji@sdust.edu.cn

was verified on 6-6-8 and 118-20-16 electricity-gas-heat systems, with results indicating that the dynamic characteristics of gas and heat networks can improve the economy of system operation and the utilization rate of renewable energy.

Keywords: multi-energy coupled system; dynamic characteristics; renewable energy; unit commitment; column-and-constraint generation algorithm

0 引言

新能源的大规模并网促进电力系统清洁低碳化转型的同时,新能源大规模、高比例接入电网对电力系统的灵活调节能力提出更高要求^[1-2]。相较于传统的火电机组,新能源出力存在严重的波动性及不确定性,电力系统面临系统灵活性不足的风险。

充分利用多能耦合系统中网络动态特性的调节潜力是提高系统运行灵活性和可再生能源消纳能力有效途径之一^[3-8]。不同能流的动态特性差异显著^[9],电流动惯常数最小,传输速度较快;气、热能流的惯性常数较大,传输速度较慢,气能流的延迟特性可以等效为动态特性管存,热能流的延迟特性可以等效为动态特性传输延迟^[10-11]。针对气网动态特性的研究,文献[12-13]提出一种计及气网动态特性的电-气耦合系统调度模型,证明气网动态特性能够增加新能源的消纳量和能源利用效率;文献[14]构建电-气互联的耦合系统多时间尺度动态优化调度模型,算例结果表明气网管存使机组出力与气源出力更加平滑;文献[15]通过近似矩阵替代气网非线性动态方程,构建一种两阶段电-气耦合系统鲁棒调度模型,提高天然气网络的风电消纳量。针对热网动态特性,文献[16]构建一种考虑热网动态特性与条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)的电-热耦合系统两阶段鲁棒优化模型,利用热网的储热能力提高系统运行的经济性;文献[17]建立采暖建筑和供热管道动态特性的数学模型,证明采暖建筑和供热管网的动态特性可以提高风电消纳水平和降低系统运行成本;文献[18-19]构建考虑热网动态特性的电-热耦合系统协同优化模型,研究表明充分利用电-热耦合系统的互补特性可以提高系统经济性和可再生能源的消纳能力。针对计及热网与气网动态特性的研究,文献[20]在日前优化调度模型中考虑气热网络动态特性的储能能力,证明考虑气热网络动态特性的必要性和可行性;文献[21]提出考虑气热动态特性的输配协同优化调度模型,充分利用输配电网资源的互补优势。以上研究多侧重于两种能流耦合,在计及热网与气网动态特性的电-气-热互联系统运行优化的研究

中,未考虑新能源出力存在的不确定性。

光热电站(concentrating solar power, CSP)是一种可调度的可再生能源发电技术,其接入系统为高比例可再生能源消纳提供了新的技术手段^[22]。文献[23]构建考虑CSP与储能系统协同运行的机组组合模型,表明CSP与储能协同运行进一步提升系统运行的灵活性,为可再生能源提供更大的消纳空间;文献[24]搭建CSP机组与火电机组联合出力机组组合调度模型,算例结果表明CSP机组具有促进可再生能源消纳能力,具备较好经济效益和发展潜力。然而,上述研究仅考虑CSP和电力系统协同运行时对可再生能源消纳能力与经济水平的促进作用,未考虑CSP与多能流耦合系统协同运行对提升系统经济性与可再生能源消纳水平影响。

针对上述问题,本研究提出一种计及气-热网络动态特性的多能耦合系统鲁棒机组组合优化模型。分别对气、热网络动态特性进行建模分析,并以约束的形式纳入机组组合模型中,研究气-热网络动态特性对提升系统运行整体效益的能力。通过构造区间、时间和空间3个维度的不确定性集合,系统能够达到鲁棒性和保守性的平衡。利用CSP吸收太阳能热量实现光-热-电的能量转化,通过多种能源之间耦合互补,促进新能源消纳。采用增量线性化方法和改进的列与约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法^[25]求解所提优化模型,降低求解难度。

1 网络动态特性分析

1.1 气网动态特性

气网动态特性是指天然气在管道传输过程中传输速度较慢且具有可压缩性,导致管道入口与出口的气流量不同,将滞留在气网管道中的天然气称为管存^[11]。时段 t 管道 nl 的管存

$$M_{nl,t} = \frac{\pi \Delta x_{nl} D_{nl}^2}{4RT_g Z \rho_0} \bar{p}_{nl,t} = \frac{\pi \Delta x_{nl} D_{nl}^2}{4RT_g Z \rho_0} (p_{n,t} + p_{t,t}) / 2, \quad (1)$$

$$M_{nl,t} = M_{nl,t-1} + Q_{nl,t}^{\text{in}} - Q_{nl,t}^{\text{out}}, \quad (2)$$

式中: Δx_{nl} 和 D_{nl} 分别为管道 nl 长度和直径; R 和 T_g 分别为气体常数和天然气温度; Z 为天然气压缩因子; ρ_0 为标准气压下天然气密度; $\bar{p}_{nl,t}$ 为时刻 t 管道

nl 平均压力,其中, $p_{n,t}$ 和 $p_{l,t}$ 分别为节点 n 和节点 l 压力; $Q_{nl,t}^{\text{in}}$ 和 $Q_{nl,t}^{\text{out}}$ 分别为管道 nl 在时刻 t 流入与流出气流量。

管存作用与电力系统中的备用类似,可缓冲天然气负荷波动。为合理使用管存,将运行一个周期后的管存恢复到初始管存,为下个调度周期预留一定调节裕度,即

$$\sum_{nl \in \Omega_{nl}} M_{nl,0} = \sum_{nl \in \Omega_{nl}} M_{nl,T}, \quad (3)$$

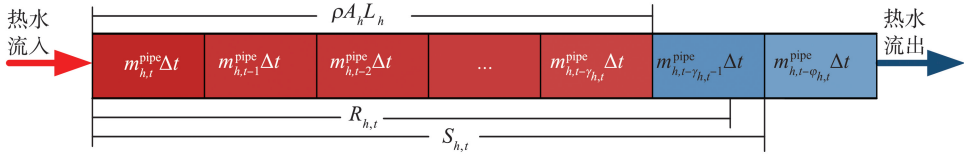


图1 热网管道示意图

Fig.1 Schematic diagram of heating network pipeline

1.2.1 传输延迟

计及传输延迟特性时,不考虑温度损耗,利用先前时刻管道的入口温度和传输延迟特性估算管道出口温度,如图1所示。延迟常数 $\gamma_{h,t}$ 和 $\varphi_{h,t}$ 表达式分别为

$$\gamma_{h,t} = \min_{\alpha \in N} \left\{ \alpha: \text{s.t.} \sum_{k=t-\alpha}^t m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t \geq \rho A_h L_h \right\}, \quad (4)$$

$$\varphi_{h,t} = \min_{\beta \in N} \left\{ \beta: \text{s.t.} \sum_{k=t-\beta}^t m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t \geq \rho A_h L_h + m_{h,t}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t \right\}, \quad (5)$$

式中:下标 h 为热水管道编号; N 为热水停留时段集合; $m_{h,k}^{\text{pipe}}$ 为时刻 k 热水管道 h 的热水流量; α 和 β 分别为时刻 t 和时刻 $t-1$ 流出管道部分热水停留的时段; ρ 、 A_h 和 L_h 分别为热水密度、热水管道 hl 的横截面积和长度; Δt 为时段间隔, $\Delta t=1$ h。

采用线性加权方法表示未考虑温度损失的管道出口温度 $T_{h,t}^{\text{out}}$,其表达式为

$$(m_{h,t}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t) \cdot T_{h,t}^{\text{out},s} = (m_{h,t}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t + \rho A_h L_h - S_{h,t}) \cdot T_{h,t-\varphi_{h,t}}^{\text{in},s} + \sum_{k=t-\varphi_{h,t}+1}^{t-\gamma_{h,t}-1} (m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t) \cdot T_{h,k}^{\text{in},s} + (R_{h,t} - \rho A_h L_h) \cdot T_{h,t-\gamma_{h,t}}^{\text{in},s}, \quad (6)$$

$$(m_{h,t}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t) \cdot T_{h,t}^{\text{out},r} = (m_{h,t}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t + \rho A_h L_h - S_{h,t}) \cdot T_{h,t-\varphi_{h,t}}^{\text{in},r} + \sum_{k=t-\varphi_{h,t}+1}^{t-\gamma_{h,t}-1} (m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t) \cdot T_{h,k}^{\text{in},r} + (R_{h,t} - \rho A_h L_h) \cdot T_{h,t-\gamma_{h,t}}^{\text{in},r}, \quad (7)$$

式中: $T_{h,t}^{\text{out},s}$ 和 $T_{h,t}^{\text{out},r}$ 分别为时刻 t 温度无损耗时供水管道和回水管道的出口温度; $T_{h,k}^{\text{in},s}$ 和 $T_{h,k}^{\text{in},r}$ 分别为时刻 k 供水管道和回水管道的入口温度; $R_{h,t}$ 为从时刻 $t-\gamma_{h,t}$ 到时刻 t 进入管道 h

的热水质量, $R_{h,t} = \sum_{k=t-\gamma_{h,t}}^t (m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t)$;

式中, Ω_{nl} 为天然气管道集合, $M_{nl,0}$ 、 $M_{nl,T}$ 分别为调度周期始、末时段管存。

1.2 热网动态特性

热网的动态特性主要体现在热水传输时的时间延迟和温度损耗^[21]。采用节点法对传输延时和温度损耗特性进行说明,热网传输模型如图1所示。本研究采用质调节作为供热系统调节方式,即保持网络水流量不变,仅考虑热网温度变化。

时刻 $t-\varphi_{h,t}+1$ 到时刻 t 进入管道的热水质量,

$$S_{h,t} = \begin{cases} \sum_{k=t-\varphi_{h,t}+1}^t (m_{h,k}^{\text{pipe}} \cdot \Delta t), & \varphi_{h,t} \geq \gamma_{h,t} + 1 \\ R_{h,t}, & \varphi_{h,t} < \gamma_{h,t} + 1 \end{cases}.$$

1.2.2 温度损耗

由于热水在传输过程中会与管道壁发生热交换而导致温度损失,则管道出口温度应采用苏霍夫温降公式修正为

$$T_{h,t}^{\text{out},s} = T_t^{\text{env}} + J_{h,t} (T_{h,t}^{\text{out},s} - T_t^{\text{env}}), \quad (8)$$

$$T_{h,t}^{\text{out},r} = T_t^{\text{env}} + J_{h,t} (T_{h,t}^{\text{out},r} - T_t^{\text{env}}), \quad (9)$$

式中: $T_{h,t}^{\text{out},s}$ 和 $T_{h,t}^{\text{out},r}$ 分别为计及温度损失后的供水管出口温度与回水管出口温度; T_t^{env} 为环境温度; $J_{h,t}$

为温度损失系数, $J_{h,t} = \exp \left[-\frac{\lambda_h \Delta t}{A_h \rho c} \left(\gamma_{h,t} + \frac{1}{2} + \frac{S_{h,t} - R_{h,t}}{m_{h,t-\gamma_{h,t}}^{\text{pipe}} \Delta t} \right) \right]$,其中, λ_h 为管道 h 的导热系数, c 为水的比热容。

2 计及气-热动态特性的鲁棒机组组合模型

2.1 第1阶段鲁棒优化模型

第1阶段鲁棒优化模型以火电机组和CSP的机组组合成本、火电机组出力成本、气源出力成本、储能系统(energy storage system, ESS)充放电成本以及系统运行风险成本之和最小作为优化目标,即

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{tu}} \{ C_{tu} \cdot u_{tu,g,t} (1 - u_{tu,g,t-1}) + \delta_{tu} (P_{tu,g,t}) \} + \sum_{y=1}^{N_{well}} \kappa_{well} \cdot q_{well,y,t} + \sum_{j=1}^{N_{csp}} C_{csp} \cdot x_{csp,j,t} (1 - x_{csp,j,t-1}) + \right.$$

$$\sum_{e=1}^{N_{\text{ess}}} (\kappa_{\text{ess}}^{\text{ch}} \cdot P_{\text{ess},e,t}^{\text{ch}} + \kappa_{\text{ess}}^{\text{d}} \cdot P_{\text{ess},e,t}^{\text{d}}) + K \cdot \sum_{w=1}^{N_{\text{wt}}} (R_{\text{wt},w,t}^{\text{u}} + R_{\text{wt},w,t}^{\text{l}}) + \sum_{m=1}^{N_{\text{gas}}} C_{\text{nsg}} \cdot q_{\text{gas},m,t}^{\text{nsg}} + \sum_{o=1}^{N_{\text{heat}}} C_{\text{nsh}} \cdot H_{\text{heat},o,t}^{\text{nsh}} \}, \quad (10)$$

式中: N_{tu} 、 N_{csp} 、 N_{wt} 、 N_{ess} 、 N_{well} 、 N_{gas} 、 N_{heat} 和 N_T 分别为火电机组、CSP 机组、风电场、ESS、气源、气网系统节点、热网系统节点和时段的总数; g 、 j 、 w 、 e 、 y 、 m 、 o 分别为火电机组、CSP 机组、风电场、ESS、气源、气网系统节点、热网系统节点的个数; $P_{\text{tu},g,t}$ 为第 g 个火电机组在时段 t 的输出功率; $u_{\text{tu},g,t}$ 和 $x_{\text{csp},j,t}$ 分别为第 g 个火电机组和第 j 个 CSP 机组运行状态的 0-1 变量, 1 为运行, 0 为停运; $\delta_{\text{tu}}(P_{\text{tu},g,t})$ 为 t 时段第 g 个火电机组的输出功率运行成本函数; C_{tu} 和 C_{csp} 分别是火电机组和 CSP 机组的启停成本; $P_{\text{ess},e,t}^{\text{d}}$ 、 $P_{\text{ess},e,t}^{\text{ch}}$ 分别为第 e 个 ESS 在时段 t 的充、放电功率; $q_{\text{well},y,t}$ 为气源 y 在时段 t 的输出气流量; $q_{\text{gas},m,t}^{\text{nsg}}$ 、 $H_{\text{heat},o,t}^{\text{nsh}}$ 分别为气网系统节点 m 和热网系统节点 o 在时段 t 未满足的气负荷与热负荷; κ_{well} 为气源出力成本系数; $\kappa_{\text{ess}}^{\text{ch}}$ 、 $\kappa_{\text{ess}}^{\text{d}}$ 分别为 ESS 充放电成本系数; C_{nsg} 、 C_{nsh} 分别为失气负荷与失热负荷的惩罚成本; $R_{\text{wt},w,t}^{\text{u}}$ 、 $R_{\text{wt},w,t}^{\text{l}}$ 分别为第 w 个风电场在时段 t 产生的弃风与切负荷风险; K 为惩罚系数。

第 1 阶段模型约束有: 电力系统约束、天然气系统和热力系统的静态与动态约束、风险约束和耦合设备约束。

(1) 电力系统约束

电力系统约束包括火电机组出力与爬坡约束、CSP 机组输出功率与爬坡约束、火电机组和 CSP 机组开停机时间约束、ESS 充、放电状态和调控策略约束、ESS 存储容量约束、节点功率平衡约束以及电力线路容量约束, 模型及参数详见文献 [25]。

(2) 天然气系统和热力系统的静态与动态约束

天然气系统静态模型约束包括节点流量平衡约束、气源出力约束、管道气流量约束和节点压力约束, 热力系统静态模型约束包括热网温度约束、热功率平衡约束、热电联产 (combined heat and power, CHP) 机组出口温度和换热站入口温度约束, 具体参见文献 [26]。天然气网、热网动态约束为式(1)–(9)。

(3) 风险约束

$$\begin{cases} \min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{w=1}^{N_{\text{wt}}} (R_{\text{wt},w,t}^{\text{u}} + R_{\text{wt},w,t}^{\text{l}}) \leq R^{\text{da}} \\ 0 \leq P_{\text{wt},w,t}^{\text{l}} \leq P_{\text{wt},w,t}^{\text{f}} \\ P_{\text{wt},w,t}^{\text{f}} \leq P_{\text{wt},w,t}^{\text{u}} \leq P_{\text{wt},w,t}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (11)$$

式中: R^{da} 为日前风险目标门槛值, $P_{\text{wt},w,t}^{\text{l}}$ 为风电场 w 在 t 时段出力的下边界, $P_{\text{wt},w,t}^{\text{u}}$ 为风电场 w 在 t 时段出力的上边界, $P_{\text{wt},w,t}^{\text{f}}$ 为风电场 w 在 t 时段出力的预测值, $P_{\text{wt},w,t}^{\text{max}}$ 为风电场 w 出力的最大值。

传统的 CVaR 表达式含有非线性积分项, 难以直接求解。参考文献 [27] 中的方法线性化处理, 线性化处理后的 CVaR 表达式为

$$R_{\text{wt},w,t}^{\text{u}} = \kappa^{\text{u}} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{w=1}^{N_{\text{wt}}} \sum_{s=1}^{S_{\text{u}}} (a_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} + b_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}), \quad (12)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wt},w,t}^{\text{u}} = \sum_{s=1}^{S_{\text{u}}} P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} \\ \sum_{s=1}^{S_{\text{u}}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} = 1 \\ x_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} \leq P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} \leq x_{\text{wt},w,t,s+1}^{\text{u}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} \end{cases}, \quad (13)$$

式中: S_{u} 为 CVaR 分段线性函数曲线上线段的分段数; $a_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}$ 和 $b_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}$ 是右侧 CVaR 分段线性函数曲线上线段 s 对应的系数; κ^{u} 为出力上边界成本系数; $P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}$ 为风电场 w 在 t 时段位于线段 s 上的出力上边界; $U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}$ 为风电功率是否位于线段 s 上的 0-1 变量, 当风电功率位于线段 s 上时, $U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} = 1$, 否则, $U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}} = 0$; $x_{\text{wt},w,t,s}^{\text{u}}$ 和 $x_{\text{wt},w,t,s+1}^{\text{u}}$ 分别为 CVaR 分段线性函数曲线上线段 s 的左右端点对应的风电功率预测误差。

$$R_{\text{wt},w,t}^{\text{l}} = \kappa^{\text{l}} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{w=1}^{N_{\text{wt}}} \sum_{s=1}^{S_{\text{l}}} (a_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} + b_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}}), \quad (14)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wt},w,t}^{\text{l}} = \sum_{s=1}^{S_{\text{l}}} P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} \\ \sum_{s=1}^{S_{\text{l}}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} = 1 \\ x_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} \leq P_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} \leq x_{\text{wt},w,t,s+1}^{\text{l}} U_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}} \end{cases}, \quad (15)$$

式中: S_{l} 为 CVaR 分段线性函数曲线下线段的分段数; $a_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}}$ 和 $b_{\text{wt},w,t,s}^{\text{l}}$ 为左侧 CVaR 分段线性函数曲线上线段 s 对应的系数; κ^{l} 为出力下边界成本系数;

$P_{wt,w,t,s}^l$ 为风电场在 t 时段位于线段 s 上的出力下边界; $U_{wt,w,t,s}^l$ 为代表风电功率是否位于线段 s 上的0-1变量, 当风电功率位于线段 s 上时, $U_{wt,w,t,s}^l = 1$, 否则, $U_{wt,w,t,s}^l = 0$; $x_{wt,w,t,s}^l$ 和 $x_{wt,w,t,s+1}^l$ 分别为 CVaR 分段线性函数曲线下线段 s 的左右端点对应的风电功率预测误差。

(4) 耦合设备约束

$$q_{gu,r,t} = P_{gu,r,t} / \eta_{gu,r} / H_{GV}, \quad (16)$$

$$P_{chp,f,t} = k_{chp} H_{chp,f,t}, \quad (17)$$

$$q_{chp,f,t} = (P_{chp,f,t} + H_{chp,f,t}) / \eta_{chp,f} / H_{GV}, \quad (18)$$

$$P_{csp,j,t} = n_{PB,j} P_{PB,j,t}, \quad (19)$$

式中: $q_{gu,r,t}$ 和 $q_{chp,f,t}$ 分别为 t 时段第 r 个燃气轮机和第 f 个 CHP 机组的天然气耗量; $P_{gu,r,t}$ 、 $P_{chp,f,t}$ 分别为 t 时段第 r 个燃气轮机、第 f 个 CHP 机组的功率; H_{GV} 为天然气高热值; $H_{chp,f,t}$ 为 CHP 机组的热功率输出; $\eta_{gu,r}$ 、 $\eta_{chp,f}$ 分别为燃气轮机和 CHP 机组的转换效率; k_{chp} 为 CHP 机组的电热比; $P_{csp,j,t}$ 为 t 时段第 j 个 CSP 输出的电功率; $P_{PB,j,t}$ 为 t 时段第 j 个 CSP 发电系统的功率; $n_{PB,j}$ 为第 j 个 CSP 发电系统的热-电转换效率。

2.2 第2阶段鲁棒优化模型

第2阶段鲁棒优化模型的优化目标是在不确定集合中最坏情况下, 使弃风与切负荷的成本最小, 其表达式为

$$\max_{v_{wt,w,t}^u, v_{wt,w,t}^l} \min \left\{ \sum_{d=1}^{N_{load}} c_{load} \cdot \Delta D_{load,d,t} + \sum_{w=1}^{N_{wt}} c_{wt} \cdot \Delta P_{wt,w,t} \right\}, \quad (20)$$

式中: $v_{wt,w,t}^u$ 和 $v_{wt,w,t}^l$ 分别为表征风电出力波动情况的0-1变量, 当风电出力达到上边界时, $v_{wt,w,t}^u = 1$, 未能达到上边界时, $v_{wt,w,t}^u = 0$, 当风电出力达到下边界时, $v_{wt,w,t}^l = 1$, 未能达到下边界时, $v_{wt,w,t}^l = 0$; $\Delta D_{load,d,t}$ 为第 d 个负荷在时段 t 的切负荷量; $\Delta P_{wt,w,t}$ 为第 w 个风电场在时段 t 的弃风量; c_{load} 、 c_{wt} 分别为切负荷和弃风的成本系数。

第2阶段约束如式(21)~(25)所示。

有功功率平衡约束表达式为

$$\begin{aligned} & \sum_{r=1}^{N_{gu}} P_{gu,r,t} + \sum_{f=1}^{N_{chp}} P_{chp,f,t} + \sum_{g=1}^{N_{tu}} P_{tu,g,t} + \sum_{j=1}^{N_{csp}} P_{csp,j,t} + \\ & \sum_{w=1}^{N_{wt}} (P_{wt,w,t} - \Delta P_{wt,w,t}) + \sum_{e=1}^{N_{ess}} (P_{ess,e,t}^d - P_{ess,e,t}^{ch}) = \\ & \sum_{d=1}^{N_{load}} (D_{load,d,t} - \Delta D_{load,d,t}), \end{aligned} \quad (21)$$

式中, $P_{wt,w,t}$ 为 t 时段第 w 个风电场的实际输出功率, $D_{d,t}$ 为 t 时段第 d 个负荷的实际值。

节点有功功率平衡约束表达式为

$$\begin{aligned} & \sum_{r \in i} P_{gu,r,t} + \sum_{f \in i} P_{chp,f,t} + \sum_{g \in i} P_{tu,g,t} + \sum_{j \in i} P_{csp,j,t} + \\ & \sum_{w \in i} (P_{wt,w,t} - \Delta P_{wt,w,t}) + \sum_{e \in i} (P_{ess,e,t}^d - \\ & P_{ess,e,t}^{ch}) + \sum_{\forall i \in B(\cdot, \bar{\omega})} P_{i\bar{\omega},t} - \sum_{\forall i \in B(\bar{\omega}, \cdot)} P_{\bar{\omega}i,t} = \\ & \sum_{d \in i} (D_{d,t} - \Delta D_{load,d,t}), \end{aligned} \quad (22)$$

式中, $P_{i\bar{\omega},t}$ 和 $P_{\bar{\omega}i,t}$ 分别为 t 时段节点 i 到节点 $\bar{\omega}$ 和节点 $\bar{\omega}$ 到节点 i 的线路传输功率, $B(\cdot, \bar{\omega})$ 和 $B(\bar{\omega}, \cdot)$ 分别为以节点 $\bar{\omega}$ 为末节点和以节点 $\bar{\omega}$ 为首节点的电力线路的集合。

切负荷量与弃风量约束表达式为

$$0 \leq \Delta D_{load,d,t} \leq D_{load,d,t}, \quad (23)$$

$$0 \leq \Delta P_{wt,w,t} \leq P_{wt,w,t}, \quad (24)$$

风电不确定性集合约束表达式为

$$\begin{cases} P_{wt,w,t} = (P_{wt,w,t}^u - P_{wt,w,t}^l) v_{wt,w,t}^u + \\ \quad (P_{wt,w,t}^l - P_{wt,w,t}^f) v_{wt,w,t}^l + P_{wt,w,t}^f \\ \sum_{t=1}^{N_T} (v_{wt,w,t}^u + v_{wt,w,t}^l) \leq \Gamma^{TI} \\ \sum_{w=1}^{N_w} (v_{wt,w,t}^u + v_{wt,w,t}^l) \leq \Gamma^{SP} \\ v_{wt,w,t}^u + v_{wt,w,t}^l \leq 1 \\ v_{wt,w,t}^u, v_{wt,w,t}^l \in \{0, 1\} \end{cases}, \quad (25)$$

式中, Γ^{SP} 、 Γ^{TI} 分别为不确定集合在空间和时间上的不确定度参数。其中, 空间不确定度参数表示系统中考虑不确定性的风电场个数, 时间不确定度参数表示风电场考虑不确定性的连续时段数。

第2阶段约束还包括电力系统约束、天然气网和热网静态及动态约束和耦合设备约束, 与第1阶段相关约束相同。

3 模型转化与求解

3.1 线性化

由于电力系统火电机组出力约束中包含机组出力平方项, 以及天然气系统中管道气流量约束和节点流量平衡约束分别包含管道流量乘积项和节点压强平方项, 该多能耦合系统模型为非线性非凸模型。为降低模型求解难度, 采用增量线性化方法将其转化为 MILP 模型^[28]。增量线性化示意图如图2所示。增量线性化的具体操作如下。

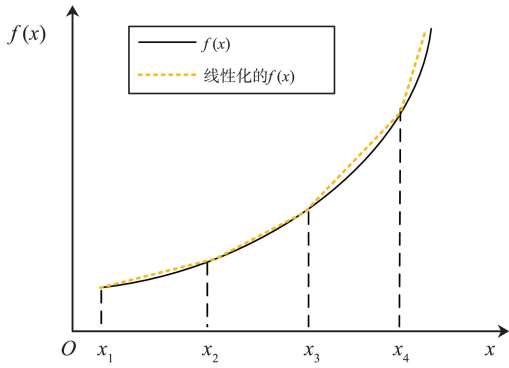


图 2 增量线性化示意图

Fig.2 Schematic diagram of incremental linearization

(1) 根据所提计及气-热动态特性的鲁棒机组组合模型的规模及特点,将自变量 x 在定义域内均分段,获得坐标 $x_s, s=1, 2, \dots, N$,图中示例取 $N=4$ 。

(2) 求取横坐标上离散点 x_s 对应的函数值 $f(x)$ 。

(3) 引入变量 $\hat{\phi}_s$ 和 $\hat{\beta}_s$,将 $f(x)$ 进行增量线性化

处理,即

$$f(x) = f(x_1) + \sum_{s=1}^{S-1} [f(x_{s+1}) - f(x_s)] \hat{\phi}_s, \quad (26)$$

$$x = x_1 + \sum_{s=1}^{S-1} (x_{s+1} - x_s) \hat{\phi}_s, \quad (27)$$

式中, $\hat{\phi}_s$ 是属于 0 到 1 的连续变量,代表分段区间 s 内的某一位置, $0 \leq \hat{\phi}_s \leq 1, s=1, 2, \dots, S-1, \hat{\beta}_s$ 为二进制(0,1)变量,防止跳跃,保证分段依次从左到右填满分段区间, $\hat{\phi}_{s+1} \leq \hat{\beta}_s, \hat{\beta}_s \leq \hat{\phi}_s, s=1, 2, \dots, S-2$ 。

3.2 列与约束生成算法

第 2 阶段鲁棒优化模型的优化目标是 $\max\min$ 结构,不能像单层问题一样直接求解。因此,本研究利用对偶原理将内层最小化问题转换为对偶最大化问题,与外层最大化问题合并成单层最大化问题进行求解。通过上述线性转换过程,模型变为混合整数线性规划问题,采用改进的 C&CG 算法对模型进行求解。算法的总体流程如图 3 所示。

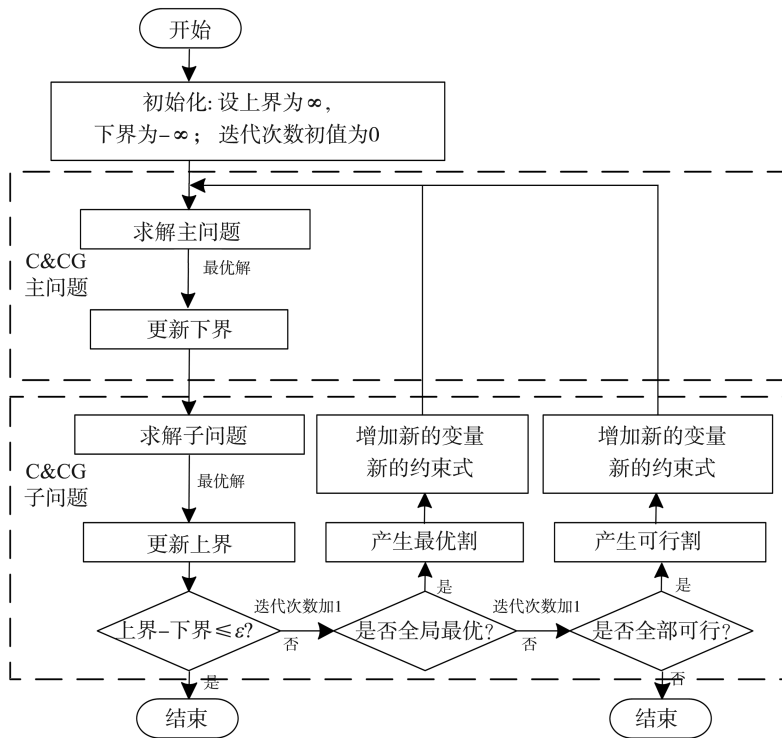


图 3 C&CG 算法求解流程

Fig.3 Solution process of C&CG algorithm

4 算例分析

4.1 电-气-热 6-6-8 系统算例

电-气-热 6-6-8 系统结构图如图 4 所示,包括 6 节点电力系统,6 节点天然气系统和 8 节点热力系统。时间上的置信水平为 β^T ,空间上的置信水平为

β^S ,选取 $\beta^T = 95\%, \beta^S = 95\%$,即电力系统中不确定集合在空间和时间上的不确定度参数分别为 $\Gamma^{SP} \approx 8$ 和 $\Gamma^T \approx 1$ 。采用 GAMS 软件进行求解。模拟时间周期为 1 d,分为 24 个时段。

为分析 CSP 机组和不同网络动态特性对系统的影响,本研究设置以下 5 种场景进行对比分析:场景 1 为不配置 CSP 机组,不计及网络动态特性;场

景 2 为配置 CSP 机组,不计及网络动态特性;场景 3 为配置 CSP 机组,仅计及气网动态特性;场景 4 为

配置 CSP 机组,仅计及热网动态特性;场景 5 为配置 CSP 机组,同时计及气网、热网动态特性。

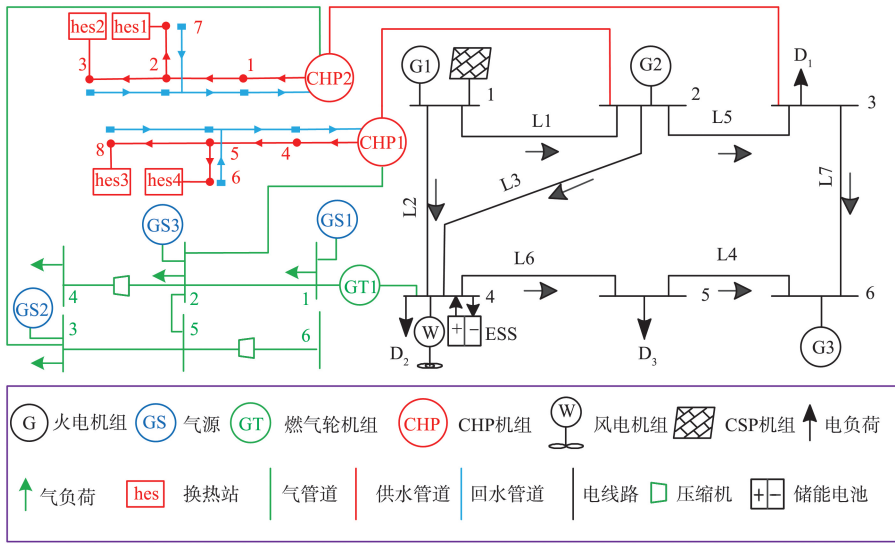


图 4 电-气-热 6-6-8 系统结构图

Fig.4 Structure diagram of electric-gas-heat 6-6-8 system

4.1.1 系统运行经济性分析

为分析气网、热网动态特性以及配置 CSP 机组对系统经济性的影响,对比 5 种场景的火电机组运

行成本、启停成本、气源出力成本、风险成本和总成本,如表 1 所示。

表 1 5 种场景的系统调度成本
Table 1 Operation costs of five cases

场景	火电机组运行成本	启停成本	气源出力成本	风险成本	总成本
1	87 280.08	658.47	1 708 788.69	99 820.78	1 989 348.02
2	76 565.97	893.21	1 707 764.03	84 744.70	1 878 693.83
3	61 594.36	304.69	1 690 247.25	47 076.99	1 799 223.28
4	60 078.33	304.69	1 692 084.88	60 709.01	1 813 176.91
5	57 764.81	274.69	1 693 481.39	36 753.21	1 794 269.89

由表 1 可知,与场景 1 相比,场景 2 的启停成本略有增加,火电机组运行成本、风险成本、气源出力成本和总成本分别降低 12.28%、15.1%、0.06% 和 1.09%。结果表明,引入含储热的 CSP 后,大幅减轻火电机组的运行压力,有效提升系统运行的经济性。气源出力成本降低是由于考虑 CSP 之后,多能流耦合系统通过灵活性资源分摊电能需求,减少气源出力。与场景 2 相比,场景 3 的火电机组运行成本、风险成本、气源出力成本和总成本分别降低 19.55%、44.45%、1.03% 和 4.23%。这是由于气网动态特性使气流量以管存的形式暂存在管道中,在电负荷高峰时段供应燃气轮机实现调峰。与场景 2 相比,场景 4 的火电机组运行成本、风险成本、气源出力成本和总成本分别降低 21.53%、28.36%、0.92% 和 3.49%,主要原因在于计及热网动态特性之后,CHP 机组不再局限于以热定电的运行模式,而是在满足热负荷正常供应的同时,能够根据电能需求波

动灵活调节供电,从而大幅提升多能耦合系统的运行灵活性。此外,利用电负荷、热负荷之间的互补特性,可灵活调整各时段机组的供能,进而降低系统的火电机组运行成本。气源出力成本降低的原因是热网动态特性的参与为多能耦合系统提供更大的优化裕度。场景 5 的火电机组运行成本、启停成本、风险成本和总成本最低。因此,同时考虑气-热网络动态特性和配置 CSP 机组可以最大程度促进可再生能源消纳能力,提升多能耦合系统的运行灵活性与经济性。

4.1.2 机组组合分析

为分析气网、热网动态特性对系统机组组合的影响,4 种场景下的机组组合决策结果如图 5 所示。

由图 5(a)~(d)可见,4 种场景下 CSP 机组 S1 与最经济的火电机组 G1 均呈现互补发电的趋势,是由于 10:00—15:00 时段光照充足,CSP 机组持续开机,能够减轻火电机组供电负担。在场景 2 中,火

电机组 G2 在 4:00—5:00 和 23:00—24:00 时处于关机状态,这是由于该机组运行与启停成本较高,仅在电负荷高峰时段提供电能;在风电大发的 24:00,由于风电支撑该时刻的负荷需求,火电机组与 CSP 机组均停止出力,为风电提供更多的上网空间。在场景 3 中,机组 G2 始终保持关机状态,是由于天然气网管存能够在电负荷高峰时段借助燃气轮机转换电能满足电负荷需求。在场景 4 中,由于计及热网动态特性,通过热网管道中热能释放与存

储有效缓解常规火电机组的供电压力,减少机组启停次数,同时成本较高的机组 G2 停运,降低耦合系统的启停成本和机组运行成本。在场景 5 中,由于同时计及气网、热网动态特性,实现气、热能与电能之间的耦合转换,使机组 G2 在整个调度周期始终停机,机组 G3 只在 18:00—20:00 时段的负荷高峰处于开机状态以弥补供能缺额。因此,同时计及气、热网络动态特性减少火电机组启停次数,缩短火电机组运行时间,提升系统运行灵活性。

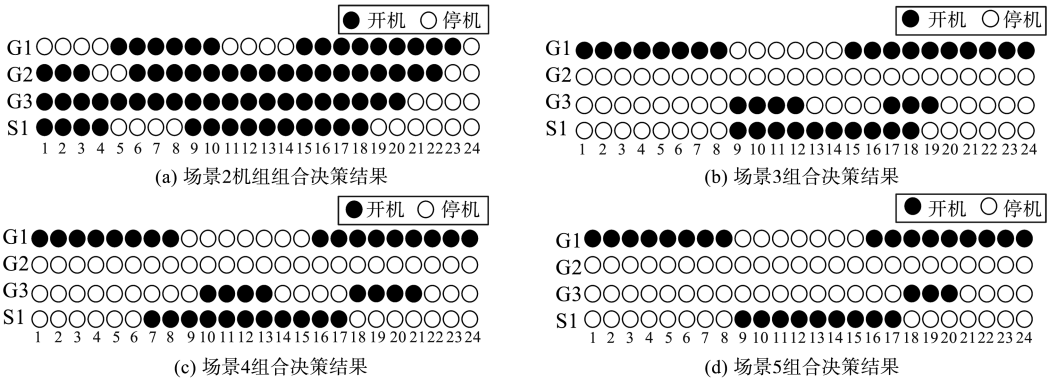


图5 不同场景的机组组合决策结果
Fig.5 Unit commitment decision results of different cases

4.1.3 气网动态特性分析

为分析气网动态特性对系统运行的影响,天然气系统动态变化情况如图 6 所示。图 6(a)对比了

场景 2、场景 3 的气源出力,图 6(b)给出了场景 3 的管存与管道流量差。

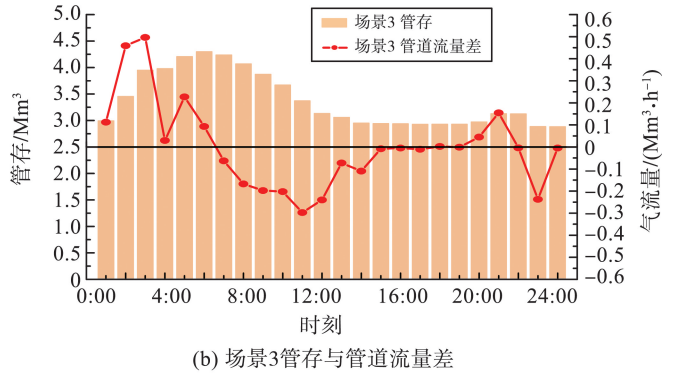
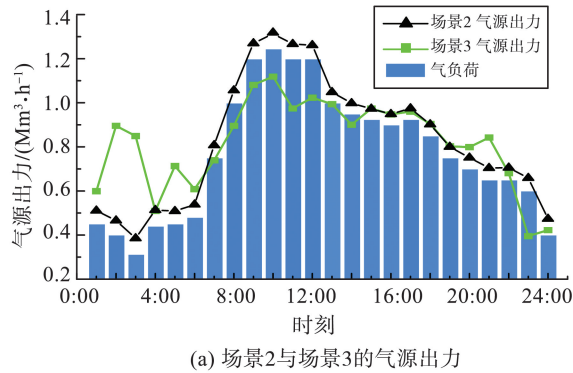


图6 天然气系统动态变化
Fig.6 Dynamic change of natural gas system

由图 6(a)可知,场景 2 由于未计及气网动态特性,其气负荷主要依靠气源出力满足,故气源出力变化趋势与气负荷变化趋势相同。由图 6(a)、(b)可知,场景 3 在 1:00—6:00 时段气源出力较多,多余的天然气作为管存存储于天然气网管道中备用;在气负荷高峰 9:00—14:00 时段,天然气网管道出口流量大于进口流量,即管道持续释放先前存储的天然气,以减轻气源供应压力;在 19:00—21:00 时段,由于先前管存的消耗,气源出力短暂上升,以提高管存容量,达到调度周期初值。综上,计及气网动态特性后,气源出力变得相对平缓,气源出力大

于气负荷时,多余的天然气存储在管存中,提高系统运行灵活性。

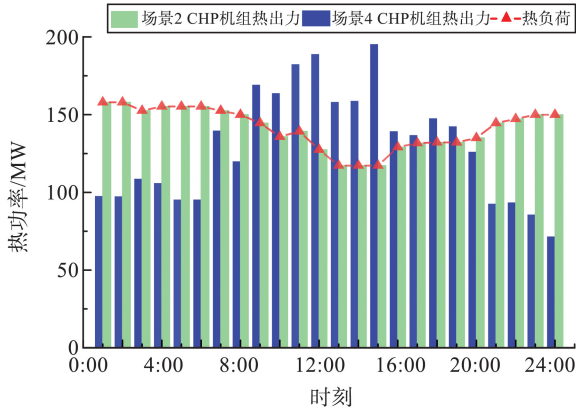
4.1.4 热网动态特性分析

为分析热网动态特性对系统的影响,图 7(a)对比了场景 2、场景 4 的 CHP 热出力,图 7(b)给出了场景 4 各时段温度变化与热功率差。

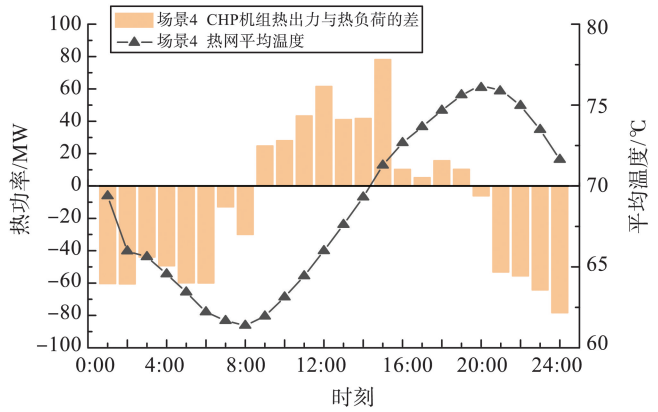
由图 7(a)可知,场景 2 由于未计及热网动态特性,所以 CHP 机组热出力与热负荷的变化趋势完全相同。由图 7(a)和图 7(b)可知,场景 4 通过热能的存储与释放,实现了 CHP 机组热出力与热负荷的解耦,使其具备一定的热出力调整空间。在 0:00—

8:00时段与20:00—24:00时段,CHP机组热出力小于热负荷时段,管道释放热能,热网平均温度降低;在8:00—19:00时段,CHP机组热出力大于热

负荷,管道存储热能,热网平均温度上升。综上可知,热网凭借其存储特性,能够有效缓冲热负荷的波动。



(a) 场景2与场景4的CHP热出力



(b) 场景4热功率差与热网平均温度

图7 热网系统动态变化

Fig.7 Dynamic change of heating network system

4.1.5 不确定度参数保守性分析

为分析不确定度参数对多能耦合系统调度结

果的影响,对比场景2和场景5在 $I^{SP} = 1$ 时不同 I^{TI} 下的计算结果,结果如表2所示。

表2 不同 I^{TI} 下的经济调度结果

Table 2 Economic scheduling results under different I^{TI}

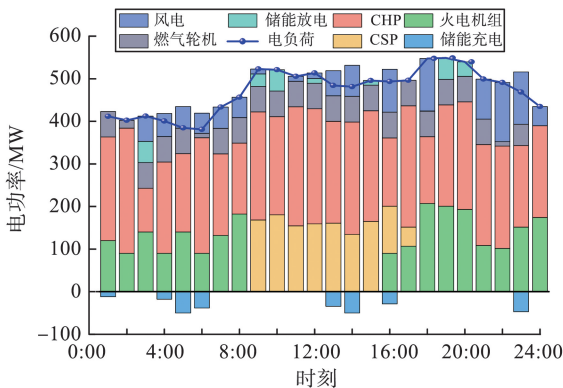
单位:美元

I^{TI}	场景2			场景5		
	运行成本	风险成本	总成本	运行成本	风险成本	总成本
8	76 565.97	84 744.71	1 878 693.83	57 764.81	36 753.21	1 794 269.89
16	77 980.17	74 604.19	1 875 590.01	60 390.30	27 037.72	1 779 200.85
24	78 046.22	58 299.42	1 859 582.85	61 520.64	15 460.12	1 768 434.04

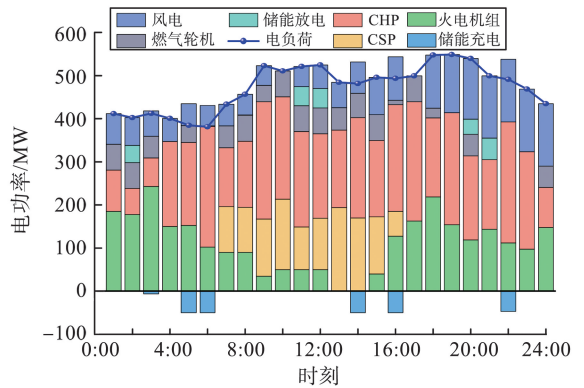
由表2可知,在固定 $I^{SP} = 1$ 时,随着 I^{TI} 的增加,两种场景下的运行成本增加,风险成本和总成本降低。表明考虑气热网络动态特性提高了系统运行的经济性与应对风电不确定性的能力,在提高多能耦合系统应对风电不确定性能力的同时,需要挖掘更多的灵活性资源,降低调度结果的保守性。

参数保守性分析,最优场景为 $I^{SP} = 1$ 、 $I^{TI} = 8$ 时运行场景,最劣场景为 $I^{SP} = 1$ 、 $I^{TI} = 24$ 时运行场景。由图8(a)、(b)可知,相较最优场景,最劣场景中火电机组、CSP机组、CHP机组和燃气轮机各时段出力变动频繁,并且火电机组在9:00—15:00时段内处于低负荷运行状态,这是由于此场景下风力发电时间不确定性更高,需要机组保持在线,以随时应对风电出力的不稳定情况,避免因为处于停机状态而不能及时供电。

图8为场景5场景下空间不确定度参数固定不变时,在时间不确定度参数波动范围内最优与最劣场景下的机组出力图。依据本文构建的不确定度



(a) 最优场景



(b) 最劣场景

图8 最优与最劣场景下的机组出力

Fig.8 Unit output under optimal and worst scenarios

4.2 电-气-热 118-20-16 系统

为进一步验证气-热动态特性在大规模系统中的影响,以 118 节点电力系统、20 节点天然气系统和 16 节点热力系统组成的 118-20-16 测试系统进行分析。电-气-热 118-20-16 系统数据设置参考文献

表 3 电-气-热 118-20-16 系统调度结果
Table 3 Electric-gas-heat 118-20-16 system scheduling results

场景	总成本	运行成本	气源成本	风险成本
2	4 865 565.00	675 507.13	3 971 206.70	218 091.22
3	4 835 827.00	672 365.12	4 009 575.30	153 072.44
4	4 823 955.00	638 873.01	4 037 480.00	146 842.82
5	4 779 629.00	636 117.26	4 043 279.40	99 472.30

单位:美元

由表 3 可知,场景 3、4 的运行成本和总成本相较于场景 2 均有所下降,而场景 5 的下降幅度最大。其中,场景 5 的运行成本和总成本相较场景 2 分别降低了 5.83% 和 1.77%,在成本优化方面效果最为显著,这是由于通过天然气网与热网的储气和储热特性,缓解了火电机组的供电压力,并以较小的气源成本损失为代价降低负荷波动、减小风险成本,提高了多能耦合系统运行的经济性和灵活性。场

[29],本节 4 种场景设置与电-气-热 6-6-8 系统相同。

4.2.1 调度结果分析

4 种场景下的调度结果如表 3 所示。

景 3、4、5 的风险成本均低于场景 2,说明考虑天然气网与热网的存储特性有助于提升系统运行灵活性、平抑负荷的波动以及促进可再生能源的消纳能力。

4.2.2 不确定度参数保守性分析

为进一步分析不确定度参数对多能耦合系统调度结果的影响,表 4 列出了 Γ^{II} 和 Γ^{SP} 不同组合下场景 2 与场景 5 的计算结果。

表 4 Γ^{II} 和 Γ^{SP} 不同组合下的经济调度结果

Table 4 Economic scheduling results under different combinations of Γ^{II} and Γ^{SP}

场景	Γ^{SP}	Γ^{II}	运行成本/美元	风险成本/美元	总成本/美元
2	1	8	675 507.13	218 091.22	4 865 565.03
		16	676 774.43	92 038.21	4 741 248.31
		24	678 200.38	30 531.95	4 681 393.00
	3	8	675 489.71	2 471 79.99	4 894 636.38
		16	675 588.22	154 217.14	4 801 772.04
		24	675 947.86	104 247.46	4 752 211.99
5	1	8	636 117.26	99 472.30	4 779 628.96
		16	636 365.44	45 037.32	4 725 491.81
		24	637 683.58	1 165.24	4 683 213.37
	3	8	636 040.99	109 979.09	4 790 096.63
		16	636 142.30	67 607.06	4 747 788.75
		24	636 500.16	23 329.65	4 703 921.25

由表 4 可知,在固定 Γ^{SP} 时,随着 Γ^{II} 的增加,运行成本增加,风险成本降低,总成本也趋于降低。如,在固定 $\Gamma^{\text{SP}}=3$ 时, $\Gamma^{\text{II}}=24$ 时相比于在 $\Gamma^{\text{II}}=16$ 时的风险成本,场景 2 的降幅为 32.40%,场景 5 的降幅为 65.49%,这表明天然气网和热网动态特性提供的灵活性可以为电-气-热多能耦合系统提供更大的能源优化空间,提升系统经济性,降低系统保守性。

5 结论

本研究提出一种计及气-热网络动态特性的多

能耦合系统鲁棒机组组合模型,通过对电-气-热 6-6-8 系统和电-气-热 118-20-16 系统进行仿真分析,得到如下结论。

(1) 通过对天然气网和热网的动态特性进行建模,挖掘气、热传输过程中所蕴含的存储能力,并结合 CSP 机组的灵活储放热能力,进一步挖掘多能耦合系统互补互济的潜力,促进可再生能源消纳水平。

(2) 计及气-热网络动态特性后,利用二者间的传输延迟特性,进一步提高多能耦合系统的运行灵活性,减少火电机组启停次数,降低系统运行的风险成本,提升系统运行的经济效益。

本研究考虑 CSP 以及气-热网络动态特性等灵活性资源的灵活性容量,事实上负荷提供的灵活性对多能流耦合系统的运行经济性也具有不可忽视的影响。因此,在后续研究中可进一步探讨各类灵活性负荷对多能流耦合系统优化运行的影响。

参考文献:

- [1] LI P, YANG M, WU Q W. Confidence interval based distributionally robust real-time economic dispatch approach considering wind power accommodation risk [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12 (1):58-69.
- [2] SHI J, WANG L H, LEE W, et al. Hybrid energy storage system optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction[J]. Applied Energy, 2019, 256:113915.
- [3] 陈飞雄, 颜熙颖, 邵振国, 等. 综合能源系统建模与能流计算方法研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(4): 1376-1391.
CHEN Feixiong, YAN Xiyong, SHAO Zhenguo, et al. Review on modeling and energy flow calculation methods for integrated energy systems [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(4):1376-1391.
- [4] ZHANG Y M, SUN P K, JI X Q, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy systems considering extended carbon emission flow[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(6): 1798-1809.
- [5] WANG K, WANG C F, YAO W L, et al. Embedding P2P transaction into demand response exchange: a cooperative demand response management framework for IES[J]. Applied Energy, 2024, 367:123319.
- [6] 张程, 匡宇, 陈文兴, 等. 计及电动汽车充电方式与多能耦合的综合能源系统低碳经济优化运行[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(5):669-681.
ZHANG Cheng, KUANG Yu, CHEN Wenxing, et al. Low carbon economy optimization of integrated energy system considering electric vehicle charging mode and multi-energy coupling[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(5):669-681.
- [7] 李春燕, 唐瞻文, 汤佶元, 等. 极端灾害下基于综合需求响应的电-水-气综合能源系统负荷恢复策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(4):1403-1415.
LI Chunyan, TANG Zhanwen, TANG Jiyuan, et al. Load recovery strategy for integrated electricity-water-gas energy system based on integrated demand response under extreme disasters [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(4):1403-1415.
- [8] 张玉敏, 孙鹏凯, 孟祥剑, 等. 基于碳势-能源价格双响应的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(9):21-33.
ZHANG Yumin, SUN Pengkai, MENG Xiangjian, et al. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system based on dual response of carbon intensity and energy price[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(9): 21-33.
- [9] LI Z M, XU Y, WANG P, et al. Coordinated preparation and recovery of a post-disaster multi-energy distribution system considering thermal inertia and diverse uncertainties[J]. Applied Energy, 2023, 336:120736.
- [10] 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-EPSS, 2022, 34(4):64-70.
- [11] CHEN X, WANG C F, WU Q W, et al. Optimal operation of integrated energy system considering dynamic heat-gas characteristics and uncertain wind power[J]. Energy, 2020, 198:117270.
- [12] 张惠智, 程志韬, 贾嵘, 等. 考虑天然气动态特性的电-气综合能源系统经济优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(4):1304-1311.
ZHANG Huizhi, CHENG Zhitao, JIA Rong, et al. Economic optimization of electric-gas integrated energy system considering dynamic characteristics of natural gas [J]. Power System Technology, 2021, 45 (4): 1304-1311.
- [13] 林勇棋, 邵振国, 陈飞雄, 等. 基于气网划分的电-气综合能源系统分布式低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(7):2639-2645.
LIN Yongqi, SHAO Zhenguo, CHEN Feixiong, et al. Distributed low-carbon economic scheduling of integrated electricity and gas system based on gas network division [J]. Power System Technology, 2023, 47 (7): 2639-2645.
- [14] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 电-气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13):36-42.
MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Dynamic optimal dispatch with multiple time scale in integrated power and gas energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):36-42.
- [15] YANG J W, ZHANG N, KANG C Q, et al. Effect of natural gas flow dynamics in robust generation scheduling under wind uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 33(2):2087-2097.

- [16] 徐文军, 吴梦凯, 潘夏, 等. 考虑条件风险价值和热网动态特性的电-热系统储能鲁棒优化配置[J]. 浙江电力, 2022, 41(9):50-57.
XU Wenjun, WU Mengkai, PAN Xia, et al. Robust optimization configuration of energy storage in electric-thermal system considering CVaR and dynamic characteristics of heat networks [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(9):50-57.
- [17] WANG D, ZHI Y Q, JIA H J, et al. Optimal scheduling strategy of district integrated heat and power system with wind power and multiple energy stations considering thermal inertia of buildings under different heating regulation modes [J]. Applied Energy, 2019, 240: 341-358.
- [18] 王婉璐, 杨莉, 王蕾, 等. 考虑供热网储热特性的电-热综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(21):45-52.
WANG Wanlu, YANG Li, WANG Lei, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-heat energy system considering heat storage characteristics of heating network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(21):45-52.
- [19] LI Z G, WU W C, MOHAMMAD S, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 7(1):12-22.
- [20] 董帅, 王成福, 徐士杰, 等. 计及网络动态特性的电-气-热综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13):12-19.
DONG Shuai, WANG Chenfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13):12-19.
- [21] 张玉敏, 张旋, 吉兴全, 等. 计及电-气-热 IES 动态特性的输配协同机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23):8576-8592.
ZHANG Yumin, ZHANG Xuan, JI Xingquan, et al. Synergetic unit commitment of transmission and distribution network considering dynamic characteristics of electricity-gas-heat integrated energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23):8576-8592.
- [22] 杜尔顺, 张宁, 康重庆, 等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(21):5765-5775.
DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21): 5765-5775.
- [23] DU E S, ZHANG N, HODGE B M, et al. Economic justification of concentrating solar power in high renewable energy penetrated power systems[J]. Applied Energy, 2018, 222(3):649-661.
- [24] 崔杨, 杨志文, 仲悟之, 等. 基于成本最优的含储热光热电站与火电机组联合出力日前调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2):71-77.
CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHONG Wuzhi, et al. Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2):71-77.
- [25] 张玉敏, 吴福成, 张少梅, 等. 计及 CVaR 的含光热电站的鲁棒机组组合模型[J]. 智慧电力, 2023, 51(10):62-69.
ZHANG Yumin, WU Fucheng, ZHANG Shaomei, et al. Robust unit commitment model with concentrating solar power plants considering CVaR[J]. Smart Power, 2023, 51(10):62-69.
- [26] 张玉敏, 孙鹏凯, 吉兴全, 等. 基于并行多维近似动态规划的综合能源系统动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4):60-68.
ZHANG Yumin, SUN Pengkai, JI Xingquan, et al. Dynamic economic dispatch for integrated energy system based on parallel multi-dimensional approximate dynamic programming [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4):60-68.
- [27] 高海淑, 张玉敏, 吉兴全, 等. 基于场景聚类的主动配电网分布鲁棒综合优化[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(21):32-41.
GAO Haishu, ZHANG Yumin, JI Xingquan, et al. Scenario clustering based distributionally robust comprehensive optimization of active distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(21):32-41.
- [28] 吉兴全, 刘健, 张玉敏, 等. 计及运行灵活性约束的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16):84-94.
JI Xingquan, LIU Jian, ZHANG Yumin, et al. Optimal dispatching of integrated energy system considering operation flexibility constraints [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16):84-94.
- [29] WANG J H, MOHAMMAD S, LI Z Y. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3):1319-1327.