

基于数据驱动的电-热综合能源系统 两阶段鲁棒备用优化

李英俊¹, 张耀¹, 许志军¹, 苏雁飞¹, 巩志皓², 刘宏宇³, 贾起越³, 王程^{3*}

(1. 乌兰察布电业局, 内蒙古自治区 乌兰察布市 012000;

2. 国网山东省电力公司烟台供电公司, 山东省 烟台市 264000;

3. 华北电力大学, 北京市 昌平区 102206)

Data-driven Based Two-stage Robust Reserve Optimization of Integrated Electric-heat Systems

LI Yingjun¹, ZHANG Yao¹, XU Zhijun¹, SU Yanfei¹, GONG Zhihao², LIU Hongyu³, JIA Qiyue³, WANG Cheng^{3*}

(1. Bureau of Ulanqab Electric Power, Ulanqab 012000, Inner Mongolia Autonomous Region, China;

2. State Grid Shandong Electric Power Company Yantai Power Supply Company, Yantai 264000, Shandong Province, China;

3. North China Electrical Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

Abstract: Constructing an integrated energy system characterized by multi-energy coupling is an effective way to enhance the operational flexibility of the energy system and enhance the capacity of renewable energy consumption. Considering the heating (cold) demand of residents and industrial users, electricity-heat coupling has become the main form of our country's integrated energy system. To deal with the uncertainties of new energy power generation and load, a certain percentage of reserve capacity is usually allocated when a dispatch plan formulated, so as to improve the power system operation flexibility. This paper proposes a two-stage robust reserve capacity optimization framework for the integrated electric-heat energy system. The uncertainty model is the basis of robust reserve capacity optimization for integrated electric-heat systems. Compared with the traditional robust reserve capacity optimization, a data-driven hyperplane-based uncertainty set is constructed, it can effectively explore the temporal and spatial correlations wind power outputs, which reduces the conservativeness of operation decision-making. Considering boundaries of the hyperplane-based uncertainty sets whose boundaries, which can change dynamically, an

improved column-and-constraint generation (C&CG) algorithm is designed. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified in two test systems.

Keywords: data-driven; integrated electric-heat system; robust reserve; hyperplane; uncertainty set

摘要: 构建以多能耦合为特点的综合能源系统是增强能源系统运行灵活性、提升可再生能源消纳能力的有效途径。考虑到居民、工业用户的供热(冷)需求,电-热耦合已成为中国综合能源系统的主要形态之一。为应对新能源发电、负荷等不确定性,在制定调度计划时通常配置一定比例的备用容量,以提升电力系统运行灵活性。提出了一套面向电-热综合能源系统的两阶段鲁棒备用容量优化框架。构建适合的 uncertainty 模型是电-热综合能源系统鲁棒备用优化的研究基础。相较于传统的鲁棒备用优化,构建了一种数据驱动的超平面不确定集合,可有效挖掘风电出力在时空维度的相关性,以降低运行决策保守性。考虑到超平面不确定集合边界动态变化特征,设计了改进列-约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法。最后,在两个不同规模的测试系统中验证了所提方法的有效性。

关键词: 数据驱动; 电-热综合能源系统; 鲁棒备用; 超平面; 不确定集合

基金项目: 内蒙古电力(集团)有限责任公司科技项目; 国家自然科学基金项目(数据驱动的综合能源系统鲁棒调度控制方法研究, 51807059)。

Science and Technology Project of Inner Mongolia Power (Group) Co., Ltd.; National Natural Science Foundation of China (Data-driven Robust Dispatch Methods for Integrated Energy Systems, 51807059).

0 引言

近年来,以风、光为代表的新能源发电迅速发展,截至2021年12月,全国发电装机容量约23.8亿kW,

其中,风电装机容量约3.3亿kW,同比增长16.6%,太阳能发电装机容量约3.1亿kW,同比增长20.9%^[1]。未来一段时间内,中国的新能源发展势头将持续高涨。然而,新能源发电的不确定性对电力系统运行灵活性提出了更高要求^[2-3],增加发电机的旋转备用容量是提高电力系统灵活性的有效措施之一^[4-5]。然而,若发电机备用容量整定不合理,将降低电力系统运行经济性,为此,考虑新能源出力不确定性的电力系统备用容量整定成为当下研究热点之一。

构建以多能耦合为特点的综合能源系统是增强能源系统运行灵活性、提升可再生能源消纳能力的有效途径。因此,电力系统备用容量整定逐步演化为综合能源系统备用容量整定。目前,电-热耦合已成为中国综合能源系统的主要形态之一。在电-热综合能源系统中,热电联产(combined heat-and-power, CHP)机组是重要的多能耦合设备,其分别在电网与热网中作为电源与热源,电、热输出功率高度耦合^[6-7]。同时,CHP一般工作在“以热定电”模式,限制了其运行灵活性,进一步增大了电-热综合能源系统备用容量的整定难度。文献[8-13]均采用电-热联合调度的决策方法以避免电、热因决策优先级所导致的CHP机组工作局限性。文献[8]考虑储热罐与电锅炉等灵活设备来等效地扩展CHP机组的电-热出力可行域,从而提高整体系统的运行灵活性。文献[9]基于电-热综合能源系统进行机组组合优化,进而能保证CHP机组的最佳电、热产出。文献[10]则在调峰补偿机制下基于电-热协调调度研究CHP机组参与调峰的主动性。文献[11]提出了考虑风电不确定性的电热综合系统分布鲁棒协调优化调度模型,以抑制因CHP机组“以热定电”工作模式而导致的弃风现象。

对电-热综合能源系统运行不确定性的合理刻画是备用容量整定优化的前提,而不确定性模型又与采用的决策理论密切相关。在计及不确定性的电力系统运行决策问题中,鲁棒优化理论因能最大程度地保证策略对不确定场景的可行性而被广泛应用,例如风电消纳能力评估^[14]、机组组合优化^[15]、机组备用整定^[16]、线路动态安培容量评估^[17]等。但是,传统鲁棒优化理论中往往采用盒式不确定集合刻画不确定性,忽略了不同维度不确定性因素之间的相关性,纳入了大量“冗余区域”,导致策略过于保守。基于此,一些研究试图改进不确定性的建模方式以寻求改善鲁棒策略的保守性。文献[18]通过挖掘风电功率之间的相关性提出了一种广义椭球不确定集合。由于椭球不确定集

合的二次数学形式不利于后续鲁棒模型的求解,文献[19]通过扩展原椭球区域以修正不确定集合表达式提出了一种广义凸包不确定集合。文献[20]基于数据的内部分布特点采用狄利克雷混合模型将几种常见的不确定集合模型整合成一种新型混合不确定集合模型。然而上述不确定集合往往难以兼顾建模解算代价与抗数据摄动能力。

本文面向电-热综合能源系统鲁棒备用整定问题,提出一种数据驱动的不确定性建模形式——超平面不确定集合,降低了不确定性模型的保守性,同时具备抗数据摄动能力。随后,构建电-热综合能源系统两阶段鲁棒备用优化模型,将所提的超平面不确定集合动态地融于列-约束生成(column-and-constraint generation, C&CG)算法的求解框架。最后,通过算例分析验证所提模型与算法的有效性。

1 数据驱动的不确定集合构建

电-热综合能源系统运行往往受到不确定因素的影响,进一步可细分为离散型不确定因素和连续型不确定因素。离散型不确定因素包括发电机故障、输电线路或供热管道故障等导致的运行条件突变,发生概率较低但后果严重;连续型不确定因素包括风光等可再生能源发电出力、供热管道环境温度、负荷波动等,该类不确定因素持续伴随电-热综合能源系统运行,亦为本文关注的重点。后文将以风电出力不确定性为例,提出一种基于数据驱动的超平面不确定集合的模型构建方法。应当指出,此种建模方法并不仅仅只适用于风电出力,对于热力系统管道温度、环境温度等不确定因素刻画皆适用。

在传统鲁棒优化理论中,通常采用盒式不确定集合描述不确定性。以风电出力为例,其盒式不确定集合的数学表达式为

$$w_{mt} = v_{mt}^u (w_{mt}^u - \hat{w}_{mt}) + v_{mt}^l (w_{mt}^l - \hat{w}_{mt}) + \hat{w}_{mt}, \forall m, t \quad (1)$$

$$v_{mt}^u + v_{mt}^l \leq 1, \forall m, t \quad (2)$$

式中: m 与 t 分别表示风电场与时刻的序号; w_{mt} 表示风电实时出力; v_{mt}^u 、 v_{mt}^l 是一对布尔变量, v_{mt}^u 取0/1时,表示风电出力达到其区间的预测值/上界, v_{mt}^l 取0/1时,表示风电出力达到其区间的预测值/下界; w_{mt}^u 、 w_{mt}^l 表示风电出力区间的上、下界; \hat{w}_{mt} 表示风电的预测出力值。

当采用上述盒式不确定集合描述不确定性时,多

个维度的不确定性区间互相独立, 在空间中垂直交互形成一个多维封闭式盒式几何外形, 图1(a)表示二维平面中的盒式不确定集合。然而, 在现实中, 天气变化具有连续波动性, 因此地理位置邻近的多个风电场在同一时间维度的出力波动或者某风电场在相邻连续时间维度的出力波动均存在一定的相关性。图1(a)描述了某时刻下相邻的风电场1和风电场2的历史出力情况, 基于历史数据可观察到两个风电场出力存在较强的正相关性。然而, 在盒式不确定集合的建模形式下, 风电出力的相关性无法体现, 反而存在大面积的空白“无效”区域, 导致构建的不确定性模型过于保守。为挖掘不确定性变量在时空维度中的相关性, 本文基于风电出力的历史数据提出一种超平面不确定集合建模方法。

首先, 假设不确定性变量的总维度为 E , 在 E 维空间内形成恰好能涵盖住所有历史数据的封闭盒式多面体, 如图1(b)所示, 该封闭盒式多面体即等同于盒

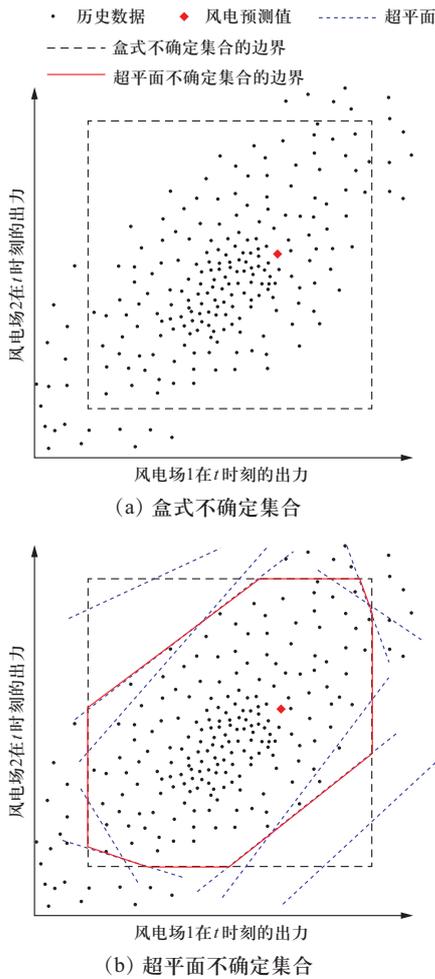


图1 超平面不确定集合构建示意图

Fig. 1 The construction schematic of hyperplane-based uncertainty set

式不确定集合。再由盒式不确定集合的每一个顶点出发, 寻找合适的超平面将盒式不确定集合的边界与所有历史数据分割开, 并在该过程中力求极大化切除空白“无效”区域。

在上述过程中, E 维空间内的盒式不确定集合中第 x 个顶点记作 w_x^B , 则总顶点数量是 2^E 。值得注意的是, 每一个超平面在切除 w_x^B 与历史数据之间的空白区域时, 会相应地产生 E 个新顶点。超平面的一般表达式为

$$\alpha_x^T w = \beta_x, \forall x \quad (3)$$

式中: α_x 是一个 E 维的非零向量; β_x 是一个标量。之后, 有序地连接所有因超平面切割而产生的新顶点, 则构建出一种新式不确定集合——超平面不确定集合。特别地, 超平面不确定集合的第 y 个顶点记作 w_y^H , 则总顶点数量是 $E \times 2^E$, e 是序数索引。同时, 两种不确定集合的顶点序数 x 与 y 存在以下关系:

$$y = (x-1) \times E + e, e = 1, 2, \dots, E, \forall x = 1, 2, \dots, 2^E \quad (4)$$

在求取切割盒式不确定集合中空白区域的超平面时, 可引入下列优化模型:

$$\forall x, \max_{\alpha_x, \beta_x, \lambda_{xe}, w_y^H} \frac{1}{E!} \prod_{e=1}^E \lambda_{xe} \quad (5)$$

$$\text{s.t. } \alpha_x^T w_x^B \geq \beta_x, \alpha_x^T r \leq \beta_x, \forall r \in \mathcal{Y}, \alpha_x^T w_y^H = \beta_x, \forall e \quad (6)$$

$$w_{x_0}^B - w_{y_0}^H = 0, \forall e, o = 1, \dots, e-1, e+1, \dots, E \quad (7)$$

$$\lambda_{xe} = \psi_{xe} (w_{xe}^B - w_{ye}^H), \forall e \quad (8)$$

$$\lambda_{x_1e} + \lambda_{x_2e} \leq w_{x_2e}^B - w_{x_1e}^B, \forall e, \forall h \in H(e), x_1, x_2 \in h \quad (9)$$

在上述优化模型中, 目标函数(5)旨在保证每一个超平面能极大化切除历史数据与盒式不确定集合顶点之间的空白区域, 其中, λ_{xe} 是 w_x^B 和 w_y^H 之间的几何距离。然而, 式(5)的计算阶数会随不确定集合的维度增加而快速增长, 为缓解计算压力, 将式(5)在不影响待求变量的优化前提下转化为

$$\forall x, \max_{\alpha_x, \beta_x, \lambda_{xe}, w_y^H} \sum_{e=1}^E \ln \lambda_{xe} \quad (10)$$

式(6)–(9)是优化模型的约束条件: 式(6)类比于支持向量机分类原理, 寻找适合的超平面将历史数据与每一个盒式不确定集合的顶点划作两个分类簇, r 和 \mathcal{Y} 分别代表每一个历史数据向量和总历史数据集; 式(7)表示切割后的超平面不确定集合任意顶点与对应的盒式不确定集合顶点仅存在一个维度的坐标差异, $w_{x_0}^B$ 和 $w_{y_0}^B$ 分别表示 w_x^B 和 w_y^H 的第 o 维的坐标; 式(8)给出几何距离 λ_{xe} 的表达式, ψ_{xe} 是预设标志位, 当 $w_{x_0}^B$ 是 w_x^B 中第 e 维度的区间上、下界时, ψ_{xe} 取值为1、-1;

式(9)限制任意两个超平面在盒式不确定集合内相交, h 和 $H(e)$ 分别表示第 e 维度的盒式不确定集合的区间边界序数和集合, x_1 和 x_2 表示区间边界的初始顶点和末端顶点。

上述优化模型整体属于非线性模型范畴, 因此采用内点法求解。当求得所有顶点坐标后, 超平面不确定集合表示的风电不确定性为

$$w_{mt} = \sum_y v_y (w_{mty} - \hat{w}_{mt}) + \hat{w}_{mt}, \forall m, t \quad (11)$$

$$0 \leq v_y \leq 1, \sum_y v_y \leq 1 \quad (12)$$

式中: w_{mty} 表示风电场 m 在时刻 t 的历史数据参与形成的超平面不确定集合的顶点; v_y 表示超平面不确定集合和盒式不确定集合的场景标志位。

2 电-热综合能源系统两阶段鲁棒备用优化模型

本文建立的电-热综合能源系统备用优化模型属于一类两阶段鲁棒优化模型, 其中第一阶段模型旨在优化电力、热力系统的运行策略, 包括电力系统备用水平, 而第二阶段模型致力于检测第一阶段模型解算的策略对于随机运行场景的可行性, 若策略不可行, 则生成一组约束和变量并添加至第一阶段模型。具体地, 第一阶段和第二阶段模型分别见2.1节和2.2节。

2.1 日前备用优化模型

日前备用优化模型的目标函数如式(13)所示, 包括三部分: CHP机组的预调度成本、常规机组的预调度成本和风电消纳风险^[21]。其中, g 、 m 、 t 分别表示发电机、风电场和时刻的序数; Γ^C 、 Γ^T 分别表示CHP机组和常规机组的集合; \hat{p}_{gt} 表示机组的预发电量; \hat{q}_{gt} 表示CHP机组的预产热量; r_{gt}^+ 、 r_{gt}^- 表示机组的正、负备用容量; R_{mt}^w 和 R_{mt}^l 分别是衡量风电消纳水平的弃风风险和切负荷风险; K 表示惩罚因子。

$$\min \sum_t \left(\sum_{g \in \Gamma^C} (F_g^C(\hat{p}_{gt}, \hat{q}_{gt}) + f_g^C(r_{gt}^+, r_{gt}^-)) + \sum_{g \in \Gamma^T} (F_g^T(\hat{p}_{gt}) + f_g^T(r_{gt}^+, r_{gt}^-)) + K \sum_m (R_{mt}^w + R_{mt}^l) \right) \quad (13)$$

日前备用优化模型的约束条件为式(14)~(16)。式(14)~(15)是表征风电消纳水平的风险约束, 并且二者是风险分段线性化后的表达式^[17]。式(16)限制

风电消纳边界的取值范围。其中, z 和 Z 分别是分段线性化过程分段的序数和总数; μ_{mtz}^w 、 μ_{mtz}^l 、 ϕ_{mtz}^w 、 ϕ_{mtz}^l 是分段线性化中的辅助系数^[17]; \bar{w}_m 表示风电的装机容量。

$$R_{mt}^w \geq \mu_{mtz}^w w_{mt}^u + \phi_{mtz}^w, \forall m, t, z = 0, 1, \dots, Z \quad (14)$$

$$R_{mt}^l \geq \mu_{mtz}^l w_{mt}^l + \phi_{mtz}^l, \forall m, t, z = 0, 1, \dots, Z \quad (15)$$

$$0 \leq w_{mt}^l \leq \hat{w}_{mt}, \hat{w}_{mt} \leq w_{mt}^u \leq \bar{w}_m, \forall m, t \quad (16)$$

式(17)~(19)表示机组的备用约束。其中, U_{gt} 表示机组的运行状态; \bar{P}_g 和 \underline{P}_g 分别指机组的最大和最小发电容量; R_g^+ 和 R_g^- 分别表示发电机的最大正、负备用容量; S_t^+ 和 S_t^- 分别表示电力系统中可利用的最大正、负备用容量。

$$0 \leq r_{gt}^+ \leq \min\{U_{gt} \bar{P}_g - \hat{p}_{gt}, U_{gt} R_g^+\}, \forall g, t \quad (17)$$

$$0 \leq r_{gt}^- \leq \min\{\hat{p}_{gt} - U_{gt} \underline{P}_g, U_{gt} R_g^-\}, \forall g, t \quad (18)$$

$$\sum_g r_{gt}^+ \geq S_t^+, \sum_g r_{gt}^- \geq S_t^-, \forall t \quad (19)$$

式(20)表示机组的发电范围约束。

$$U_{gt} \underline{P}_g \leq \hat{p}_{gt} \leq U_{gt} \bar{P}_g, \forall g, \forall t \quad (20)$$

式(21)~(22)表示发电机的爬坡约束。其中, R_g^U 和 R_g^D 分别表示发电机的正、负爬坡能力。

$$(\hat{p}_{g(t-1)} + r_{g(t-1)}^+) - (\hat{p}_{gt} - r_{gt}^-) \leq U_{gt} R_g^D + (1 - U_{gt}) \bar{P}_g, \forall g, \forall t \quad (21)$$

$$(\hat{p}_{gt} + r_{gt}^+) - (\hat{p}_{g(t-1)} - r_{g(t-1)}^+) \leq U_{g(t-1)} R_g^U + (1 - U_{g(t-1)}) \bar{P}_g, \forall g, \forall t \quad (22)$$

式(23)表示电力系统中的有功功率平衡约束。其中, l 、 d 、 i 分别表示线路、负荷、节点的序数; Γ_i^C 、 Γ_i^T 、 Γ_i^W 、 Γ_i^{L+} 、 Γ_i^{L-} 、 Γ_i^D 分别表示与节点 i 相连的CHP机组、常规机组、风电机组、线路首端、线路末端和负荷的集合; \hat{p}_{lt} 表示流经线路的潮流; D_{dt} 是负荷需求。

$$\sum_{g \in \Gamma_i^T \cup \Gamma_i^C} \hat{p}_{gt} + \sum_{m \in \Gamma_i^W} \hat{w}_{mt} + \sum_{l \in \Gamma_i^{L-}} \hat{p}_{lt} = \sum_{l \in \Gamma_i^{L+}} \hat{p}_{lt} + \sum_{d \in \Gamma_i^D} D_{dt}, \forall i, \forall t \quad (23)$$

式(24)表示电力线路的功率传输容量约束。 θ_{r_t} 和 θ_{l_t} 分别表示线路的首、末端相角; F_{lt} 表示线路的最大传输功率; B_{l_t} 是线路的导纳。

$$-F_{lt} \leq \hat{p}_{lt} = B_{l_t} (\hat{\theta}_{l_t} - \hat{\theta}_{r_t}) \leq F_{lt}, \forall l, \forall t \quad (24)$$

式(25)~(27)表示CHP机组的电-热耦合约束, CHP机组的电、热出力由其凸可行域顶点耦合决定^[22]。 k 与 N_g^k 表示可行域顶点的序数与数量; $\hat{\lambda}_{gk}$ 是可行域

顶点对应的可行系数; P_{gk} 与 Q_{gk} 分别表示可行域顶点对应的电、热功率大小。

$$\hat{p}_{gt} = U_{gt} \sum_{k=1}^{N_g^K} (\hat{\chi}_{gk} P_{gk}), \forall g \in \Gamma^C, \forall t \quad (25)$$

$$\hat{q}_{gt} = U_{gt} \sum_{k=1}^{N_g^K} (\hat{\chi}_{gk} Q_{gk}), \forall g \in \Gamma^C, \forall t \quad (26)$$

$$0 \leq \hat{\chi}_{gk} \leq 1, \forall k, \sum_{k=1}^{N_g^K} \hat{\chi}_{gk} = 1, \forall g \in \Gamma^C, \forall t \quad (27)$$

式(28)–(29)表示CHP机组与换热站的热能解耦约束。其中, h, j 表示换热站、热力节点的序号; Γ_j^C 和 Γ_j^H 分别是与节点 j 连接的CHP机组和换热站的集合; \hat{f}_{gt} 和 \hat{f}_{ht} 分别表示流经CHP机组和换热站的流体流量; \hat{T}_{jt}^S 与 \hat{T}_{jt}^R 分别指供水网与回水网中的节点温度; c 表示流体的比热容; Q_{ht} 是换热站中的热量需求。

$$\hat{q}_{gt} = c \hat{f}_{gt} (\hat{T}_{jt}^S - \hat{T}_{jt}^R), \forall g \in \Gamma_j^C, \forall j, t \quad (28)$$

$$Q_{ht} = c \hat{f}_{ht} (\hat{T}_{jt}^S - \hat{T}_{jt}^R), \forall h \in \Gamma_j^H, \forall j, t \quad (29)$$

式(30)–(31)表示节点流量守恒约束。其中, p 是热力管道的序号; Γ_j^{P+} 和 Γ_j^{P-} 表示首端和末端与节点 j 连接的热力管道; \hat{f}_{gt}^S 、 \hat{f}_{pt}^S 、 \hat{f}_{ht}^S 表示供水网中流经CHP机组、热力管道、换热站的流体流量; \hat{f}_{gt}^R 、 \hat{f}_{pt}^R 、 \hat{f}_{ht}^R 表示回水网中流经CHP机组、热力管道、换热站的流体流量。

$$\sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} \hat{f}_{pt}^S + \sum_{h \in \Gamma_j^H} \hat{f}_{ht}^S = \sum_{p \in \Gamma_j^{P+}} \hat{f}_{pt}^S + \sum_{g \in \Gamma_j^C} \hat{f}_{gt}^S, \forall j, t \quad (30)$$

$$\sum_{p \in \Gamma_j^{P+}} \hat{f}_{pt}^R + \sum_{h \in \Gamma_j^H} \hat{f}_{ht}^R = \sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} \hat{f}_{pt}^R + \sum_{g \in \Gamma_j^C} \hat{f}_{gt}^R, \forall j, t \quad (31)$$

式(32)–(34)表示节点温度混合约束, 其中式(33)表示管道末端携带不同温度的流体流入某节点的温度混合过程, 式(34)则是流体由某节点流出到各管道首端的温度混合过程。 $\hat{T}_{pt}^{S,i}$ 与 $\hat{T}_{pt}^{S,o}$ 分别表示供水网中管道首端与末端的温度; $\hat{T}_{pt}^{R,i}$ 与 $\hat{T}_{pt}^{R,o}$ 分别表示回水网中管道首端与末端的温度。

$$\sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} (\hat{T}_{pt}^{S,o} \hat{f}_{pt}^S) = \hat{T}_{jt}^S \sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} \hat{f}_{pt}^S, \forall j, t \quad (32)$$

$$\sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} (\hat{T}_{pt}^{R,o} \hat{f}_{pt}^R) = \hat{T}_{jt}^R \sum_{p \in \Gamma_j^{P-}} \hat{f}_{pt}^R, \forall j, t \quad (33)$$

$$\hat{T}_{pt}^{S,i} = \hat{T}_{jt}^S, \hat{T}_{pt}^{R,i} = \hat{T}_{jt}^R, \forall j, t \quad (34)$$

式(35)–(36)表示热力管道中温度降过程。其中, T_i^A 表示环境温度; γ_{pt} 表示温度损失系数, 其表达式为 $\exp\left\{\frac{-\kappa_p L_p}{c \hat{f}_{pt}}\right\}$, κ_p 和 L_p 分别指管道的附加热

损失系数和长度。

$$\hat{T}_{pt}^{S,o} = \gamma_{pt} (\hat{T}_{pt}^{S,i} - T_i^A) + T_i^A, \forall p, t \quad (35)$$

$$\hat{T}_{pt}^{R,o} = \gamma_{pt} (\hat{T}_{pt}^{R,i} - T_i^A) + T_i^A, \forall p, t \quad (36)$$

2.2 可行性检测模型

日前备用优化模型求得了风电消纳范围、发电机在风电预测曲线下出力值和备用容量, 随后, 基于风电消纳范围构建实时超平面不确定集合, 接着验证运行策略对不确定集合中任意场景的可行性。具体模型如下:

$$\max_{\mathbf{v}} \min_{\mathbf{u}, \mathbf{s}} \sum_t \sum_i (s_{it}^+ + s_{it}^-) \quad (37)$$

$$\text{s.t.} \quad s_{it}^+ \geq 0, s_{it}^- \geq 0, \forall i, t \quad (38)$$

$$\hat{p}_{gt} - r_{gt}^- \leq p_{gt} \leq \hat{p}_{gt} + r_{gt}^+, \forall g, t \quad (39)$$

$$\sum_{g \in \Gamma_i^+ \cup \Gamma_i^C} p_{gt} + \sum_{m \in \Gamma_i^W} w_{mt} + \sum_{l \in \Gamma_i^-} p_{lt} = \sum_{l \in \Gamma_i^+} p_{lt} + \sum_{d \in \Gamma_i^D} D_{dt} + s_{it}^+ - s_{it}^-, \forall i, \forall t \quad (40)$$

式(11)–(12), 实时约束(21)–(22)和(24)–(36)(41)

式(37)是双层优化问题的目标函数, 旨在优化一对功率不平衡量 s_{it}^+ 和 s_{it}^- 。具体地, 外层决策变量是不确定性场景标志 \mathbf{v} , 内层决策变量是实时运行调度向量 \mathbf{u} 和功率不平衡量 \mathbf{s} 。式(38)限制功率不平衡量的取值范围; 式(39)是预调度策略下的实时机组可调发电范围; 式(40)是添加功率不平衡变量后的有功功率平衡约束, 以检测不确定场景对维持功率平衡的影响; 式(41)包含风电不确定性约束和电-热综合能源系统中其他实时运行约束, 实时运行约束只需在预调度约束的基础上删除预调度符号“ $\hat{\cdot}$ ”即可。

3 求解算法

电-热综合能源系统模型中存在非线性热网约束, 如式(28)–(29)和式(32)–(33)所示, 不利于求解所提出的两阶段鲁棒备用优化模型。上述热网约束非线性项存在流体流量和温度耦合的双线性项, 故首先采用文献[23]中流量-温度两步分解法对约束近似线性化, 之后再使用C&CG算法^[24]求解构建的两阶段鲁棒模型。

3.1 模型的等价转化

可行性检测模型(37)–(41)属于双层优化问题, 无法直接采用商业求解器求解。因此, 首先对该模型

进行等价转化, 其原问题的数学紧凑模型如下:

$$L = \max_v \min_{u,s} \mathbf{1}^\top \mathbf{s} \quad (42)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{A}\mathbf{u} + \mathbf{B}\mathbf{s} + \mathbf{C}\mathbf{v} \leq \mathbf{e} \quad (43)$$

$$\mathbf{D}\mathbf{v} \leq \mathbf{o} \quad (44)$$

式中: \mathbf{u} 表示决策变量, 包括 p_{lt} 、 p_{gt} 、 q_{gt} 、 r_{gt}^+ 、 r_{gt}^- 、 f_{gt} 、 f_{pt} 、 f_{ht} 、 T_{jt}^S 、 T_{jt}^R 、 $T_{pt}^{S,i}$ 、 $T_{pt}^{S,o}$ 、 $T_{pt}^{R,i}$ 、 $T_{pt}^{R,o}$; \mathbf{s} 是检测电功率不平衡量的松弛变量, 包括: s_{it}^+ 和 s_{it}^- ; \mathbf{v} 是风电不确定性的场景标志, 包括 v_y ; \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{C} 、 \mathbf{D} 、 \mathbf{e} 、 \mathbf{o} 是系数矩阵。

根据文献[25]中的定理1: 若双层优化问题的内层属于凸问题, 则该问题识别的最坏场景必定取自不确定集合的顶点之一。基于此, 超平面不确定集合的表达式(12)可被转化为

$$v_y \in \{0,1\}, \sum_y v_y \leq 1 \quad (45)$$

之后, 对双层优化模型(42)–(44)的内层问题求取对偶形式, 并将对偶形式下的双线性项采用大M法等价转化。最终, 原问题被转化成利于商业求解器求解的单层混合整数线性规划问题, 其最终形式如下:

$$L = \max_{\xi} \xi^\top \mathbf{e} - \mathbf{g}^\top \mathbf{r} \quad (46)$$

$$\text{s.t.} \quad [\mathbf{A}:\mathbf{B}]^\top \xi \leq [\mathbf{0}^\top:\mathbf{1}^\top]^\top \quad (47)$$

$$-M\mathbf{v} \leq \mathbf{g} \leq \mathbf{0}, -M(\mathbf{1}-\mathbf{v}) \leq \xi - \mathbf{g} \leq \mathbf{0} \quad (48)$$

式中: ξ 是对偶变量; \mathbf{g} 和 \mathbf{r} 分别是辅助变量和辅助系数; M 是足够大的常数。

3.2 基于C&CG算法的求解流程

在采用C&CG算法求解所建立的两阶段鲁棒备用优化模型时, 主问题用于优化包括机组备用容量和预出力在内的运行策略及运行策略下最佳风电消纳范围。子问题则基于风电消纳范围构建实时的超平面不确定集合以验证运行策略的可行性。若当前运行策略不可行, 子问题则需进一步识别出此时的超平面不确定集合中最坏场景, 并将其以割约束(49)–(50)^[26]的形式返回给主问题, 同时在主问题中增加一组当前识别出的风电最坏场景所对应的决策变量及约束。

$$w_{mt}^{(a)} = \hat{w}_{mt} + \frac{(w_{mt}^u - \hat{w}_{mt})}{(w_{mt}^{u,(a)} - \hat{w}_{mt})} \sum_{y \in \Gamma_{mt}^{u,(a)}} v_y^{(a)} (w_{mty}^{(a)} - \hat{w}_{mt}) + \frac{(w_{mt}^l - \hat{w}_{mt})}{(w_{mt}^{l,(a)} - \hat{w}_{mt})} \sum_{y \in \Gamma_{mt}^{l,(a)}} v_y^{(a)} (w_{mty}^{(a)} - \hat{w}_{mt}), \forall m, t, \forall a \leq \Lambda \quad (49)$$

$$\Gamma_{mt}^{u,(a)} := \{y \in \Gamma_{mt}^{(a)} \mid w_{mty}^{(a)} \geq \hat{w}_{mt}\}, \Gamma_{mt}^{l,(a)} = \Gamma_{mt}^{(a)} - \Gamma_{mt}^{u,(a)} \quad (50)$$

式中: a 和 Λ 分别是已进行的迭代中识别的最坏场景的序数和总数; $\Gamma_{mt}^{(a)}$ 表示第 a 次迭代中超平面不确定集合的顶点集合; $w_{mt}^{u,(a)}$ 、 $w_{mt}^{l,(a)}$ 、 $w_{mty}^{(a)}$ 和 $v_y^{(a)}$ 分别表示第 a 次迭代中风电消纳边界、超平面不确定集合的顶点和顶点系数。

最终, 概括出如下的C&CG算法求解模型。

$$\text{主问题:} \quad U = \min_{\pi, w} f_1(\pi) + f_2(w) \quad (51)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{H}\hat{\pi} + \mathbf{I}\hat{w} \leq \mathbf{b}, \mathbf{J}\hat{w} \leq \mathbf{g} \quad (52)$$

$$\mathbf{H}\pi^{(a)} + \mathbf{I}w^{(a)} \leq \mathbf{b}, \mathbf{J}w^{(a)} \leq \mathbf{g}, \forall a \leq \Lambda, \Lambda = 1, 2, \dots \quad (53)$$

子问题: 等价转化后的可行性检测模型(46)–(48)。

在上述模型中, π 是运行决策变量; w 是风电消纳边界; $\pi^{(A)}$ 和 $w^{(A)}$ 分别是第 A 次迭代识别出的最坏场景所对应的运行决策变量和风电消纳边界; \mathbf{H} 、 \mathbf{I} 、 \mathbf{J} 、 \mathbf{b} 、 \mathbf{g} 是来自式(14)–(36)和式(49)–(50)的系数矩阵。主问题约束包括初始风电预测值对应的约束(52)和后续迭代识别出的风电最坏场景对应的约束(53)。

随后, 采用商业求解器Gurobi求解上述C&CG算法框架下的模型, 具体求解流程如图2所示。

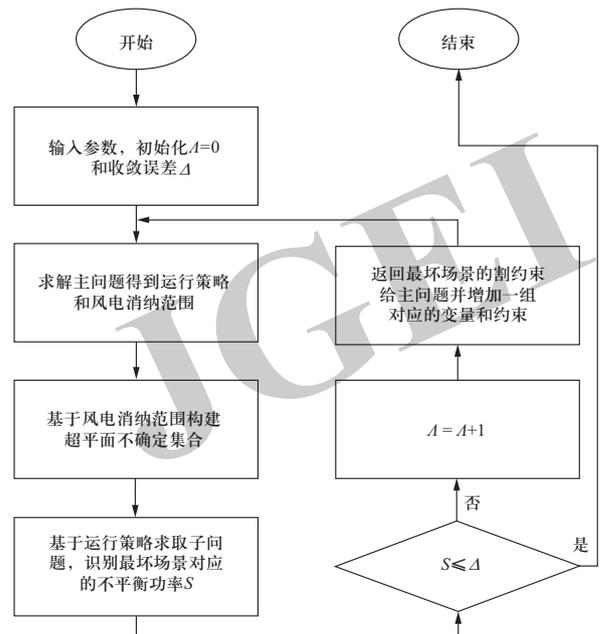


图2 基于C&CG算法的求解流程图

Fig. 2 The flowchart of solution procedure based C&CG algorithm

4 算例分析

为验证本文所提模型与算法的有效性, 本章通过2个规模不同的电-热综合能源系统进行算例仿真测试。其中, 测试系统 I 为6节点电力系统与6节点热力系统耦合而成的电-热综合能源系统; 测试系统 II 为118节点电力系统与40节点热力系统耦合而成的电-热综合能源系统。

图3为测试系统 I 的拓扑结构图。区域热力网络 (district heating network, DHN) 中的热负荷由带有2台抽冷式热电联产机组的热电站提供。风电场 (W1) 和热电联产机组 (CHP1和CHP2) 都与电网中的母线 (busbar, Bs) 6相连。系统配置详细数据见文献[21]。风机的装机容量为250 MW。弃风惩罚价格被设定为常规机组发电的最大增量成本。图3中: Nd (node) 表示节点; G (generator) 表示发电机; HES (heat exchange station) 表示换热站; CHP (combined heat and power) 表示热电联产机组; HS (heat station) 表示热电站。

测试系统 I 中, Bs6和Nd1通过2台CHP机组连接电力网络和区域热力网络。电力网络中6条母线电压等级均为220 kV, 发电机的具体参数如表1所示, 区域供热网络中的管道参数如表2所示。

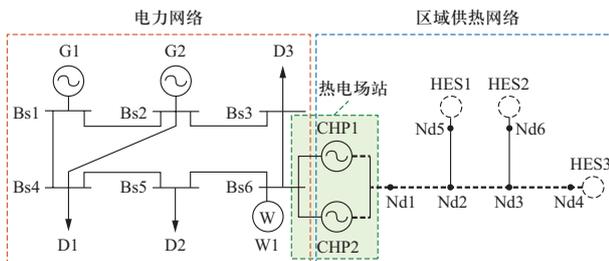


图3 测试系统I拓扑结构图

Fig. 3 Topological structure diagram of test system I

电力传输线及负荷参数可参见文献[21], 此处不再赘述。所有的程序均通过MATLAB和YALMIP工具包编写, 并在1台拥有8 GB RAM和2.6 GHz CPU的计算机上使用Gurobi求解。

表1 发电机参数

Table 1 Generator parameters

| 发电机 | 无功上限 /MW | 无功下限 /MW | 电压/pu | 有功上限 /MW | 有功下限 /MW |
|-----|-------------|-------------|-------|-------------|-------------|
| G1 | 200 | -80 | 1.05 | 200 | 50 |
| G2 | 70 | -40 | 1.05 | 200 | 10 |

表2 管道模型参数

Table 2 Pipeline model parameters

| 起始节点 | 终止节点 | 长度 /m | 管道直径 /m | 粗糙度 / μm | 电导率 / $(\text{S}\cdot\text{m}^{-1})$ |
|------|------|----------|------------|------------------------|---|
| 1 | 2 | 3500 | 0.8 | 0.000 5 | 0.12 |
| 2 | 3 | 1750 | 0.8 | 0.000 5 | 0.12 |
| 3 | 4 | 1750 | 0.8 | 0.000 5 | 0.12 |
| 2 | 5 | 1750 | 0.8 | 0.000 5 | 0.12 |
| 3 | 6 | 750 | 0.8 | 0.000 5 | 0.12 |

4.1 与盒式不确定集合的结果对比

为验证超平面不确定集合对鲁棒优化理论在运行决策保守性方面的改进作用, 本节展示其与盒式不确定集合在测试系统 I 下的结果对比。

根据表3, 应用超平面不确定集合后, 最终计算的总成本、调度成本与运行风险分别相较应用盒式不确定集合时下降1.21%、1.89%和4.92%, 意味着超平面不确定集合的确有利于降低运行决策的保守性。然而, 在备用成本方面, 超平面不确定集合相比盒式不确定集合增加了5.87%, 原因是超平面不确定集合能消纳更宽泛的风电出力范围, 如图4所示。风电消纳区域越宽泛, 意味着其边界偏离风电预测值越远。而由于运行决策需满足风电消纳范围内所有场景的可行性, 机组的备用调节容量将随着风电消纳边界与预测值的差值增加而上升。

图5与图6则展示了两种不确定集合下的机组备用容量的设置情况, 图中的TG代表常规火电机组。机组正备用容量是为应对负偏离预测值的风电出力而设置, 机组负备用容量是为应对正偏离预测值的风电出力而设置。从图中可以看出, 多数时刻的机组备用容量恰好约等于风电消纳边界与预测值的差值。同时, 存在机组备用容量大于风电消纳边界与预测值之差的时刻, 如1—4时和17—24时的机组负备用容量, 究其原因受限于系统中所设置的最低机组备用容量数值。另外, 在13—16时, 当超平面不确定集合的风电消纳上界明显超出盒式不确定集合的风电消纳上界时, 以及在17—20时, 当超平面不确定集合的风电消纳下界明显低于盒式不确定集合的风电消纳下界时, 前者对应的相关机组备用容量均高出于后者, 有效地证明了前文所述的机组备用容量随风电消纳范围的变化关系。

表3 两种不确定集合的结果对比

Table 3 The comparison of results under the two uncertainty sets 美元

| 不确定集合 | 总成本 | 调度成本 | 备用成本 | 运行风险 |
|-------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 盒式 | 1.983×10^6 | 1.797×10^6 | 1.856×10^5 | 2.155×10^4 |
| 超平面 | 1.959×10^6 | 1.763×10^6 | 1.965×10^5 | 2.049×10^4 |

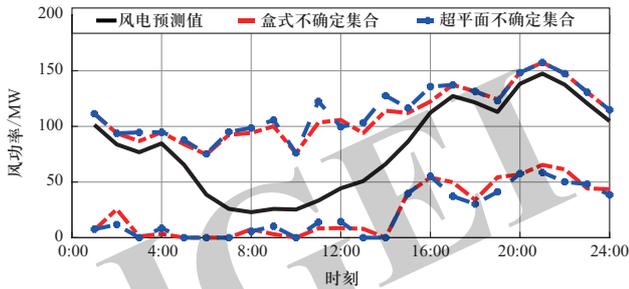


图4 两种不确定集合下风电消纳边界对比

Fig. 4 The comparison of wind power generation admissible boundaries under the two uncertainty sets

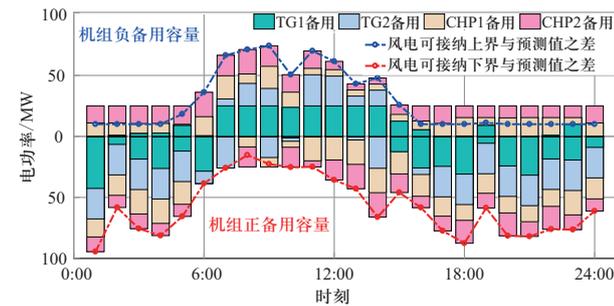


图5 盒式不确定集合下机组备用容量

Fig. 5 The reserve capacity of units under the box-like uncertainty sets

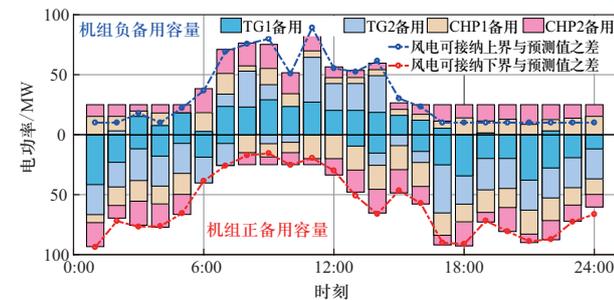


图6 超平面不确定集合下机组备用容量

Fig. 6 The reserve capacity of units under the hyperplane-based uncertainty sets

4.2 电-热耦合对结果的影响

电-热综合能源系统中热力管网中存储的热能在1天之内的变化如图7所示,其中黑色曲线表示热负荷总量,蓝色曲线表示热力管网的平均温度。在图7中,

蓝色柱形条和橘色柱形条分别对应于区域供热管网蓄热与放热功率,表明这些时段由供热源提供的供热功率分别大于和小于总供热需求。根据图7,区域供热管网在热负荷相对较低时蓄热,在热负荷相对较高时放热,体现了区域供热管网良好的储能能力及综合需求响应潜力。

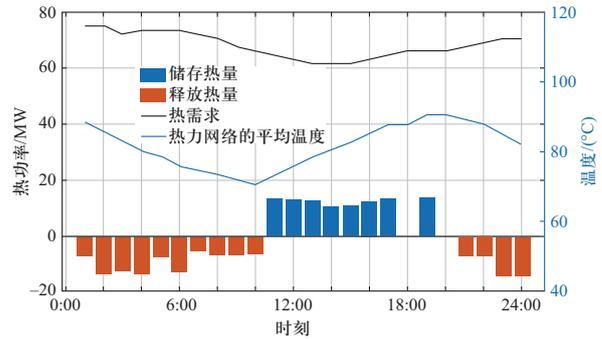


图7 热力网络的热功率图

Fig. 7 Thermal power map of the heating network

为探究电-热耦合与传统的电-热独立运行模式下的运行差异,本节基于测试系统I设计了相关实验进行分析。在电-热两系统独立运行工作模式时,首先在热力系统中进行CHP机组的产热优化,之后仿照“以热定电”的CHP机组工作模式将求得的产热量以约束的形式代入电力系统中进行包括机组发电、机组备用及风电消纳能力的决策优化。最终,两种运行模式下的结果列于表4中。

表4 两种运行模式下的结果对比

Table 4 The comparison of results under the two operation modes 美元

| 运行模式 | 总成本 | 调度成本 | 备用成本 | 运行风险 |
|-------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 电-热独立 | 1.988×10^6 | 1.804×10^6 | 1.835×10^5 | 2.266×10^4 |
| 电-热耦合 | 1.959×10^6 | 1.763×10^6 | 1.965×10^5 | 2.049×10^4 |

根据表4,电-热独立运行时,因风电消纳导致的运行风险比电-热耦合时增加了10.59%。但是,由于此时风电消纳范围有所减小,反而在备用成本方面比电-热耦合时节省了7.08%。此外,电-热独立运行进行决策优化时并没有从全局出发,而是将热力系统的经济性放在了首要位置,其次才考虑电力系统中的经济调度及风电消纳能力。而在电-热耦合运行模式下,运行决策的优化能同时考虑到热力系统经济性、电力系统经济性、风电消纳能力,最终实现全局优化。反映在表4中可以看出,除运行风险有所降低外,电-

热耦合运行模式下的调度成本和总成本也分别下降了2.27%和1.46%。

4.3 惩罚系数 K 对结果的影响

在目标函数(13)中,考虑风电消纳带来的运行风险并通过调整惩罚系数 K 使得惩罚项的数量级接近于运行成本的数量级。根据前述分析,风电消纳范围的区间宽度与机组备用成本的大小有着密切联系,故在前述分析中,一般取 K 值为10以维持惩罚项与机组备用成本的数值处在同一数量级。同时,为验证上述取值方法的有效性,设计不同的 K 值得到多组仿真结果,见表5。

表5 不同 K 值下的结果对比

Table 5 The comparison of results under the different values of K 美元

| K | 总成本 | 调度成本 | 备用成本 | 运行风险 |
|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 1.819×10^6 | 1.750×10^6 | 6.897×10^4 | 3.320×10^4 |
| 10 | 1.959×10^6 | 1.763×10^6 | 1.965×10^5 | 2.049×10^4 |
| 100 | 1.968×10^6 | 1.770×10^6 | 1.975×10^5 | 2.033×10^4 |
| 1000 | 1.970×10^6 | 1.772×10^6 | 1.983×10^5 | 2.022×10^4 |

由表5可知, K 从1到10变化时,惩罚项在目标函数中所占的数值比重逐渐提高。为维持目标函数值的最优性,整体系统的运行风险会明显降低,而对应的机组备用成本上升。但是,由于整体系统的调节空间有限,当 K 大于10并继续增大到100或1000时,虽然惩罚项的占比持续上升,但运行风险的变化比较微小。因此,在优先考虑控制运行风险在较低的水平下,其次考虑经济性去制定运行决策时, K 值选取数量级为10较为合理有效。

4.4 计算效率测试

本节基于测试系统II测试所提模型与方法的求解效率。测试系统II包含携带有3个风电场的118节点的电力系统和1个40节点的热力系统。本节将在24个时段内设置不同维度的超平面不确定集合,测试比较所构建的超平面不确定集合维度对计算效率的影响。具体结果见于表6,其中 T_1 和 T_2 分别代表商业求解器Gurobi的计算时间和构建不确定集合的总时间。

首先,本测试的风电不确定性总维度是72,因此在确定超平面不确定集合的维度之后,便能得出每次迭代所要生成的不确定集合数量,如表6第2列所示。

同时,由于超平面不确定集合在 E 维度下的顶点数量是 $E \times 2^E$,所以每次迭代生成的不确定集合顶点数量如表6第3列所示。随着不确定集合的维度上升,超平面不确定集合的计算复杂性与顶点数量都明显增加,而其顶点数量直接决定模型(46)~(48)中的整数变量。最终通过表6的最后2列可以看出不确定集合的维度上升导致整体计算效率下降。

表6 不同确定集合下的计算效率

Table 6 The computational efficiency of hyperplane-based uncertainty sets of different dimensions

| 维度 | 不确定集合数量 | 不确定集合顶点数量 | T_1/s | T_2/s |
|----|---------|-----------|---------|---------|
| 2 | 36 | 288 | 745 | 16 |
| 3 | 24 | 576 | 2331 | 26 |
| 4 | 18 | 1152 | 7208 | 79 |

5 结论

本文提出一种电-热综合能源系统两阶段鲁棒备用优化模型,构建了一种数据驱动的超平面不确定集合,可有效挖掘不确定因素之间的相关性,从而降低鲁棒备用整定策略的保守性。针对所提模型,设计了一套基于C&CG算法的求解框架。最后,通过算例测试,验证了提出的超平面不确定集合在降低策略保守性方面较之于传统盒式不确定集合的优势;电-热耦合运行能提高能源系统的运行灵活性;合理地选择惩罚系数能显著降低系统运行风险并提高调度决策的经济性;不确定集合的维度选择对计算效率有较大影响,有必要根据调度决策时间尺度而合理取值。

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布2021年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2022-01-26) [2022-01-27]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/26/c_1310441589.htm.
- [2] 鲁宗相, 李昊, 乔颖. 从灵活性平衡视角的高比例可再生能源电力系统形态演化分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 12-18.
LU Zongxiang, LI Hao, QIAO Ying. Morphological evolution of power systems with high share of renewable energy generations from the perspective of flexibility balance[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 12-18 (in Chinese).
- [3] LIANG Ji, ZHAO Xingang, YANG Shangdong. Collaborative optimization model of renewable energy development

- considering peak shaving costs of various flexibility resources[J]. *Global Energy Interconnection*, 2021, 4(4): 394-404.
- [4] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度(二)应用实例[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(18): 60-67.
WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems part two application examples[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(18): 60-67(in Chinese).
- [5] 陈志杰, 李凤婷, 黄蓉. 计及需求响应的含风电电力系统旋转备用优化配置策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(13): 117-122.
CHEN Zhijie, LI Fengting, HUANG Rong. Spinning reserve optimal configuration strategy of a wind power system with demand response[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(13): 117-122(in Chinese).
- [6] 黄大为, 黄征, 葛维春, 等. 以热定电模式下热电联产机组电功率灵活调节能力分析[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(24): 27-35.
HUANG Dawei, HUANG Zheng, GE Weichun, et al. Analysis on electric power flexible regulation capacity for combined heat and power units in heat-led mode[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(24): 27-35(in Chinese).
- [7] 熊显智, 程晓绚, 李嘉丰, 等. 多能互补的综合能源供热系统工程设计及优化[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(2): 153-162.
XIONG Xianzhi, CHENG Xiaoxuan, LI Jiafeng, et al. Engineering design and optimization of multi-energy heating systems[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(2): 153-162(in Chinese).
- [8] CHEN X Y, KANG C Q, O'MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: modeling and implications[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [9] LI Z G, WU W C, WANG J H, et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2): 480-492.
- [10] 周一凡, 胡伟, 闵勇, 等. 考虑热电联产调峰主动性的电热协调调度[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(19): 42-51.
ZHOU Yifan, HU Wei, MIN Yong, et al. Coordinated power and heat dispatch considering peak regulation initiative of combined heat and power unit[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(19): 42-51(in Chinese).
- [11] 税月, 刘俊勇, 高红均, 等. 考虑风电不确定性的电热综合系统分布鲁棒协调优化调度模型[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(24): 7235-7247.
SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. A distributionally robust coordinated dispatch model for integrated electricity and heating systems considering uncertainty of wind power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(24): 7235-7247(in Chinese).
- [12] 王颖杰, 詹红霞, 杨孝华, 等. 考虑综合需求响应的电热系统优化调度[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(1): 17-24.
WANG Yingjie, ZHAN Hongxia, YANG Xiaohua, et al. Optimal dispatching strategy of combined heat and power system considering integrated demand response[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(1): 17-24(in Chinese).
- [13] 汤木易, 罗毅, 胡博, 等. 电热联合调度模型综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(23): 161-175.
TANG MUYI, LUO Yi, HU Bo, et al. A review of the dispatch model of a combined heat and power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(23): 161-175(in Chinese).
- [14] WANG C, LIU F, WANG J H, et al. Risk-based admissibility assessment of wind generation integrated into a bulk power system[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(1): 325-336.
- [15] JIANG R W, WANG J H, GUAN Y P. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 800-810.
- [16] COBOS N G, ARROYO J M, STREET A. Least-cost reserve offer deliverability in day-ahead generation scheduling under wind uncertainty and generation and network outages[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(4): 3430-3442.
- [17] WANG C, GAO R, QIU F, et al. Risk-based distributionally robust optimal power flow with dynamic line rating[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(6): 6074-6086.
- [18] 吴巍, 汪可友, 李国杰, 等. 考虑风电功率条件相关性的广义椭圆不确定集合建模[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(9): 2500-2507.
WU Wei, WANG Keyou, LI Guojie, et al. Modeling ellipsoidal uncertainty set considering conditional correlation of wind power generation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(9): 2500-2507(in Chinese).
- [19] 张艺锴, 艾小猛, 方家琨, 等. 基于广义凸包不确定集合的数据驱动鲁棒机组组合[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(2): 477-487.
ZHANG Yipu, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Data-driven robust unit commitment based on the generalized convex hull uncertainty set[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(2): 477-487(in Chinese).
- [20] NING C, YOU F Q. Data-driven adaptive robust unit commitment under wind power uncertainty: a Bayesian nonparametric approach[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(3): 2409-2418.
- [21] LIU Hongyu. 6-bus power system and 6-node heat system[EB/OL]. (2021-11)[2021-11]. https://www.researchgate.net/publication/356171701_6-bus_power_system_and_6-node_heat_system.
- [22] LAHDELMA R, HAKONEN H. An efficient linear programming algorithm for combined heat and power production[J]. *European Journal of Operational Research*, 2003, 148(1): 141-151.

- [23] 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, 2019, 10(5): 5374-5385.
- [24] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. Operations Research Letters, 2013, 41(5): 457-461.
- [25] ZHAO L, ZENG B. Robust unit commitment problem with demand response and wind energy[C]// 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA: IEEE, 2012.
- [26] WANG C, GONG Z H, LIANG Y L, et al. Data-driven wind generation admissibility assessment of integrated electric-heat systems: a dynamic convex hull-based approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 4531-4543.

收稿日期: 2021-09-16; 修回日期: 2021-11-13。



李英俊

作者简介:

李英俊(1972), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电网规划技术研究, E-mail: dyjlyj@163.com。

张耀(1974), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电网规划技术研究, E-mail: zhangyao6699@163.com。

许志军(1963), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电网规划技术研究,

E-mail: 13704741368@163.com。

苏雁飞(1968), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电网规划技术研究, E-mail: 18947116220@163.com。

巩志皓(1996), 男, 硕士, 主要从事综合能源系统优化研究, E-mail: 13717582691@163.com。

刘宏宇(1999), 男, 硕士, 主要从事综合能源系统优化研究, E-mail: hongyuliu1999@163.com。

贾起越(1996), 男, 硕士, 主要从事综合能源系统优化研究, E-mail: jiaqiyejqy@gmail.com。

王程(1990), 男, 博士, 副教授, 从事综合能源系统运行与控制研究。通信作者, E-mail: chengwang@ncepu.edu.cn。

(责任编辑 李锡)