

计及燃气-蒸汽联合循环机组和风电消纳的热电联合调度模型

游磊[✉], 金小明, 刘云

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

摘要: [目的] 燃气-蒸汽联合循环机组已广泛用于热电联产, 但其最小发电功率受到供热量的限制。尤其在北方冬季供暖期, 燃气-蒸汽联合循环机组无法压低出力, 从而挤占了风电上网空间并造成弃风。[方法] 针对这一问题, 研究了在热电联合调度中发挥燃气-蒸汽联合循环机组的运行灵活性是否能够促进风电消纳, 为此建立了用于描述燃气-蒸汽联合循环机组多样化运行模式的数学模型, 进而构建了一种考虑风电消纳的热电联合经济调度模型, 联合优化煤电机组组合、燃气-蒸汽联合循环机组多样运行模式、各机组出力分配和备用容量分担。[结果] 案例仿真发现在风电消纳困难时段, 燃气-蒸汽联合循环机组由二拖一模式切换到一拖一模式可使弃风率降低 1.28%, 由抽凝模式切换到背压模式可使弃风率降低 4.55%。[结论] 案例分析表明, 热电联合调度中充分利用燃气-蒸汽联合循环机组运行模式的灵活性, 可以在热负荷较高时段压低机组出力, 增大风电消纳空间并降低弃风, 且可以在热负荷较低时段增大机组出力范围, 为系统提供旋转备用, 优化机组备用分担。

关键词: 燃气-蒸汽联合循环机组; 运行模式切换; 风电消纳; 热电联合调度; 热电功率

中图分类号: TK01; TM714.1

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2024)

OA: <https://www.energychina.press/>

Combined Heat and Power Dispatch Model Considering Gas-Steam Combined Cycle Unit and Wind Power Accommodation

YOU Lei[✉], JIN Xiaoming, LIU Yun

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

Abstract: [Introduction] Gas-steam combined cycle units have been widely used in combined heat and power, but their minimum power generation is limited by heat supply. Especially during the winter heating period in the north, gas-steam combined cycle units cannot reduce their output, thus impeding the grid integration of wind energy and causing wind curtailment. [Method] To address this issue, this paper investigates whether utilizing the operational flexibility of gas-steam combined cycle units in combined heat and power dispatch can promote wind power accommodation. To this end, a mathematical model was established to describe the diversified operating modes of gas-steam combined cycle units, then an economic dispatch model for combined heat and power considering wind power accommodation was constructed to co-optimize the unit commitment of coal-fired units, the operating modes of gas-steam combined cycle units, and the output distribution and reserve sharing among units. [Result] Case simulations revealed that during difficult periods of wind power accommodation, switching gas-steam combined cycle units from the two-on-one mode to one-on-one mode can reduce the wind curtailment rate by 1.28%, and switching them from extraction condensing to back pressure mode can reduce the wind curtailment rate by 4.55%. [Conclusion] Case analysis shows that making full use of the mode switching ability of gas-steam combined cycle units in combined heat and power dispatch can reduce the output of units during periods of high heat load, increase the wind power accommodation space to reduce the wind curtailment, increase the output ranges of units during periods of low heat load, thereby providing spinning reserve for the system and optimizing the reserve sharing among units.

Key words: gas-steam combined cycle unit; operating mode switching; wind power accommodation; combined heat and power dispatch; heat-electric power

收稿日期: 2023-10-29 修回日期: 2023-11-23

基金项目: 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司科技项目“考虑大规模新能源接入和电动汽车灵活性的源储侧规划方法研究”(EV11031W)

0 引言

风电作为一种低碳清洁能源,近年来在我国发展迅猛。国家能源局统计数据显示,截至2023年6月底我国风电装机容量已达约390 GW,同比增长13.7%^[1]。预计2030年我国风电装机可达到800 GW^[2]。在风电装机容量不断提升的同时,也应注意风电出力的随机性和波动性以及可能的反调峰特性^[3]。大规模风电并网会增大系统净负荷峰谷差,加大电力系统的调峰压力。

为了增强系统调峰能力并促进新能源消纳,可采取火电灵活性改造^[4]和储能建设^[5]等措施,同时宜挖掘燃气发电机组的调峰能力。燃气发电理论上具备启停迅速、调节速度快、污染排放少等优势^[6-7],能够为大规模新能源接入背景下的电力系统提供优质的调峰灵活性。基于热效率上的优势,燃气发电一般都采用燃气-蒸汽联合循环机组(以下简称联合循环机组)发电^[7]。同时随着“煤改气”政策的推进,联合循环机组因其清洁环保、综合效率高、占地面积小等优势,已在很多地方参与热电联产^[8]。

当前我国天然气进口依赖度仍较大^[9],有必要优化联合循环机组的运行方式,以降低机组发电和供热气耗率。同时,联合循环机组供热会降低其参与调峰的能力^[10-11],在当前系统净负荷峰谷差不断增大和新能源消纳困难的背景下,有必要研究联合循环机组热-电出力特性,联合优化其与其他电源的调度安排,从而增强系统调峰能力、缓解热电矛盾并促进新能源消纳。文献[12]建立了一种考虑联合循环机组的热-电联合调度模型,其中考虑联合循环机组在“一拖一”和“二拖一”间的运行模式切换以提高机组调峰能力,但该模型并未考虑机组组合和旋转备用分配优化。文献[13]在热-电联产系统调度中联合优化联合循环机组和电锅炉的运行方式,以促进风电消纳,但并未利用机组的运行模型转换能力。文献[14]设计了一种联合循环机组供热方式在线控制策略,能够根据系统状态自动选择最优供热模式,但并不适用于电力系统经济调度。文献[15]构建了一种基于信息物理社会融合的电力系统调度优化模型,其中考虑了联合循环机组的运行模型转换,但并未考虑机组组合优化和热电联产。

研究了在热电联合调度中发挥燃气-蒸汽联合

循环机组的运行灵活性是否能够促进风电消纳,为此在研究燃气-蒸汽联合循环机组热-电功率可行域的基础上,建立了用于描述其多样化运行模式的数学模型,进而构建了一种计及煤电、供热和非供热燃气-蒸汽联合循环机组以及风电机组的热电联合经济调度模型,联合优化机组启停、运行模式、机组出力分配和备用容量分担,在此基础上分析联合循环机组运行灵活性对系统弃风率和运行经济性的影响。

文章的创新性主要在于数学优化模型的搭建。相比已有的热电联合调度模型,文章提出的调度模型:(1)能够联合优化煤电机组启停计划、联合循环机组运行模式切换、各类型机组出力和备用容量安排,适用于包含煤电、供热和非供热联合循环以及风电多类型机组的热电联产系统;(2)建立了联合循环供热机组的运行模式数学模型,其中全面考虑了联合循环机组的多样化运行方式,包括二拖一和一拖一两种汽轮机驱动方式以及抽凝和背压两种热电联产方式。

1 燃气-蒸汽联合循环机组运行模型

文章首先简要介绍联合循环机组灵活多变的运行模式,并构建机组多样化运行模式的数学表达模型。应注意的是,文章研究重点并不是燃气-蒸汽联合循环机组的热力学部分和控制原理等,而在于调度优化模型的搭建和数值求解。

1.1 联合循环机组驱动方式

F级联合循环机组通常包括两台燃机、余热锅炉与一台汽轮机,可运行在一台燃气轮机带动一台汽轮机的一拖一模式下或两台燃气轮机带动一台汽轮机的二拖一模式下^[8,10]。而E级联合循环机组通常只包含一台燃机、余热锅炉与一台汽轮机,故只可运行在一拖一模式下^[8,16]。

1.2 联合循环机组热电联产方式

联合循环机组热电联产方式有抽凝和背压两种。抽凝方式下,部分蒸汽由汽轮机中、低压缸联通管处抽出,然后进入热网加热器加热热网水,可通过调整抽气量大小来适应不同的热负荷^[10]。背压方式下,中压缸排汽全部进入热网加热器,可最大化机组供热能力^[10]。部分联合循环机组还可以通过SSS离合器的啮合与脱开来接入和解列低压缸,从而可在抽凝和背压方式间切换,具体可见文献[10,17,18]。

1.3 联合循环机组热电功率可行域

以 F 级联合循环机组为例, 不同的驱动方式搭配不同的热电联产方式, 其最多有四种运行模式, 如表 1 所示。同理, E 级联合循环机组最多有两种运行模式。

表 1 联合循环机组运行模式

Tab. 1 Operating modes of combined cycle units

运行模式	驱动方式	热电联产方式
1	一拖一	抽凝
2	一拖一	背压
3	二拖一	抽凝
4	二拖一	背压

图 1 描述了联合循环机组不同运行模式下的热电功率可行域^[10]。点 $abcd$ 和点 $a'b'c'd'$ 围成区域分别为二拖一和一拖一抽凝模式下热电功率可行域。具体来说, ab 和 $a'b'$ 段表示燃气轮机最大功率时运行工况, bc 和 $b'c'$ 段反映了汽轮机低压缸进气量达到最小限制时的运行状态, cd 和 $c'd'$ 段由燃气轮机稳燃最小出力确定, ad 和 $a'd'$ 段表示机组运行在纯凝工况。可以发现, 抽凝模式下机组热、电功率在一定范围内均可独立调整, 但热负荷较高时, 机组最小电出力随着热负荷的增加而增加, 不利于风电消纳。

背压模式下机组允许热电功率如图 1 中虚线所示。可以看到该模式下电功率随着热负荷的增加而增加, 热负荷一定情况下电功率没有调节的余地。但相比抽凝模式, 背压模式可以实现更高的供热量, 且供热负荷一定时可进一步降低机组出力, 有助于风电消纳。

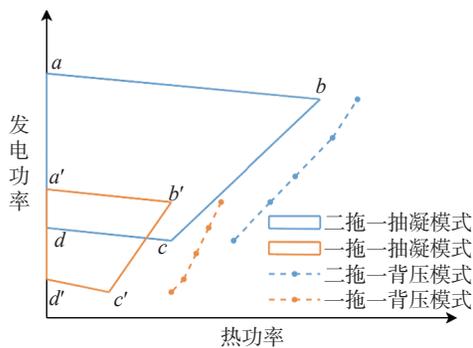


图 1 联合循环机组热-电功率可行域

Fig. 1 Feasible region of the heat-electric power of combined cycle units

可见, 不同的运行模式具有不同的热电出力范围, 并具有不同的运行特点, 应充分利用机组在运行模式上的多样性, 以适应动态变化的热电需求、风电消纳和系统运行要求等。

1.4 联合循环机组运行模式数学模型

由图 1 可以发现, 抽凝模式下二拖一和一拖一联合循环机组的热电功率可行域可通过一个凸多边形来表示; 背压模式下可行热电功率可近似用一条线段表示(线段也可看作一种特殊的凸多边形)。凸多边形内的任意一点可用凸多边形的各个顶点线性表示。因此, 图 1 中任一凸可行域内任一点都可通过该可行域的顶点线性组合表示。基于这一思路, 联合循环机组不同运行模式下热电功率可行域的数学表达如式 (1)~式 (6) 所示。

$$Q_{gyt} = \sum_i Q_{gyt}^{cvx} \gamma_{gyit} \quad (1)$$

$$P_{gyt}^H = \sum_i P_{gyt}^{cvx} \gamma_{gyit} \quad (2)$$

$$\gamma_{gyit} \geq 0 \quad (3)$$

$$\sum_i \gamma_{gyit} = I_{gyt}^H \quad (4)$$

$$Q_{gt} = \sum_y Q_{gyt} \quad (5)$$

$$P_{gt}^H = \sum_y P_{gyt}^H \quad (6)$$

式中:

Q_{gyt} 和 P_{gyt}^H —— 机组 g 在运行模式 y 和时间 t 的热功率和发电功率, (MW);

$(Q_{gyt}^{cvx}, P_{gyt}^{cvx})$ —— 机组 g 在运行模式 y 下热电功率凸可行域的第 i 个顶点的坐标, 应注意背压模式下凸可行域是具有两个顶点的线段, (MW);

γ_{gyit} —— 凸可行域各个顶点的线性组合系数, 其取值在 $0 \sim 1$ 之间;

I_{gyt}^H —— 二进制变量, 机组 g 在时间 t 是否运行在模式 y , 1 代表是, 0 代表否;

Q_{gt} 和 P_{gt}^H —— 机组 g 在时间 t 的热功率和发电功率, (MW)。

显然, 假定机组 g 在时间 t 运行在模式 y , 则式 (1)~式 (6) 保证 $I_{gyt}^H = 1$, $Q_{gt} = Q_{gyt}$, $P_{gt}^H = P_{gyt}^H$, 而对于任一 $y' \neq y$, $I_{gy't}^H = 0$, $Q_{gy't} = 0$, $P_{gy't}^H = 0$ 。

抽凝模式下联合循环机组电功率具有一定的调

节能力,可为系统提供旋转备用,而背压模式下电功率不具备调节能力,可提供的备用为零。表达式(7)~式(12)可用于描述机组不同运行模式下所能提供的旋转备用,其中式(7)~式(8)根据机组所在运行模式 y 和供热量 Q_{gyt} 确定电功率上下限,进而式(9)~式(12)分配机组的上/下旋转备用。

$$P_{gyt}^{H,\max} \leq \min_j (k_{gyj}^+ Q_{gyt} + b_{gyj}^+) \quad (7)$$

$$P_{gyt}^{H,\min} \geq \max_j (k_{gyj}^- Q_{gyt} + b_{gyj}^-) \quad (8)$$

$$P_{gyt}^H + R_{gt}^{H,\text{up}} \leq P_{gyt}^{H,\max} + (1 - I_{gt}^H) \left(M_g - \min_i (b_{gyi}^+) \right) \quad (9)$$

$$P_{gyt}^H - R_{gt}^{H,\text{dn}} \geq P_{gyt}^{H,\min} - (1 - I_{gt}^H) \left(M_g + \max_i (b_{gyi}^-) \right) \quad (10)$$

$$R_{gt}^{H,\text{up}} \geq 0 \quad (11)$$

$$R_{gt}^{H,\text{dn}} \geq 0 \quad (12)$$

式中:

$P_{gyt}^{H,\max}$ 和 $P_{gyt}^{H,\min}$ ——辅助变量,分别表示机组 g 在运行模式 y 和时间 t 的电功率上下限, (MW);

k_{gyj}^+ 和 b_{gyj}^+ ——机组 g 在运行模式 y 下电功率上限所在直线组(例如图1中线段 ab)的斜率和截距,截距单位为 MW;

k_{gyj}^- 和 b_{gyj}^- ——机组 g 在运行模式 y 下电功率下限所在直线组(例如图1中线段 bc 和 cd)的斜率和截距,截距单位为 MW;

$R_{gt}^{H,\text{up}}$ 和 $R_{gt}^{H,\text{dn}}$ ——机组 g 在时间 t 的上/下旋转备用, (MW);

M_g ——机组 g 在所有运行模式下的发电功率最大区间(以图1为例, M_g 为线段 ab 和 cd 间沿 y 轴方向的最大距离), (MW)。

2 热-电联合经济调度模型

这里基于上文中的联合循环机组运行模式数学模型,同时考虑传统煤电和风电机组,构建适用于电力系统经济调度的热-电联合优化模型,通过机组启停安排和运行模式切换以及出力分配和备用容量分担,最小化运行成本并满足系统安全性要求。

2.1 目标函数

热-电联合经济调度模型以系统总运行成本最小为目标函数,如式(13)所示。

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{g=1}^{N^C} f_g^C(P_{gt}^C) + \sum_{g=1}^{N^G} \sum_{y=1}^{N_y^G} f_{gy}^G(P_{gyt}^G) + \sum_{g=1}^{N^H} \sum_{y=1}^{N_y^H} f_{gy}^H(P_{gyt}^H, Q_{gyt}) + f_{gt}^{C,\text{ud}} + f_{gt}^{G,\text{ud}} + f_{gt}^{H,\text{ud}} \right) \quad (13)$$

式中:

T ——调度时段总数;

N^C ——传统煤机的数量, P_{gt}^C 、 $f_g^C(P_{gt}^C)$ 和 $f_{gt}^{C,\text{ud}}$ 分别为该类型机组 g 在时间 t 的发电功率、发电成本和启停成本,单位分别为 MW、万元、万元;

N^G ——非供热联合循环机组数量, N_y^G 该类型机组 g 的运行模式数量, P_{gt}^G 、 $f_{gy}^G(P_{gyt}^G)$ 和 $f_{gt}^{G,\text{ud}}$ 分别为该类型机组 g 在时间 t 的发电功率、发电成本和模式切换成本,单位分别为 MW、万元、万元;

N^H ——供热联合循环机组的数量, N_y^H 该类型机组 g 的运行模式数量, $f_{gy}^H(P_{gyt}^H, Q_{gyt})$ 和 $f_{gt}^{H,\text{ud}}$ 分别为其在时间 t 的发电成本和模式切换成本, (万元)。

2.1.1 发电成本函数

对于煤机发电成本函数 $f_g^C(P_{gt}^C)$, 可通过凸曲线来表示,如式(14)所示。但更常见做法是将式(14)近似为一组分段线性成本函数,具体可见文献[19]。

$$f_g^C(P_{gt}^C) \geq a_g^C (P_{gt}^C)^2 + b_g^C P_{gt}^C + c_g^C I_{gt}^C \quad (14)$$

式中:

a_g^C 、 b_g^C 和 c_g^C ——燃煤机组 g 的发电成本系数,单位分别为万元/MWh²、万元/MWh、万元;

I_{gt}^C ——机组 g 在时间 t 是否在线运行。

非供热联合循环机组发电成本 $f_{gy}^G(P_{gyt}^G)$ 见式(15),类似于式(14),其也可近似为一组分段线性函数,这里不再赘述。

$$f_{gy}^G(P_{gyt}^G) \geq a_{gy}^G (P_{gyt}^G)^2 + b_{gy}^G P_{gyt}^G + c_{gy}^G I_{gyt}^G \quad (15)$$

式中:

a_{gy}^G 、 b_{gy}^G 和 c_{gy}^G ——机组 g 运行模式 y 下的发电成本系数,单位分别为万元/MWh²、万元/MWh、万元;

I_{gyt}^G ——机组 g 在时间 t 是否运行在模式 y 。

供热联合循环机组发电成本 $f_{gy}^H(P_{gyt}^H, Q_{gyt})$ 表达式如下:

$$f_{gy}^H(P_{gyt}^H, Q_{gyt}) \geq a_{1,gy} (P_{gyt}^H)^2 + a_{2,gy} (Q_{gyt})^2 + a_{3,gy} P_{gyt}^H Q_{gyt} + a_{4,gy} P_{gyt}^H + a_{5,gy} Q_{gyt} + a_{6,gy} \quad (16)$$

式中:

$a_{1,gy}, \dots, a_{6,gy}$ ——拟合成本系数。

上式非线性, 可采用下面的线性函数来近似代替上式^[20]:

$$f_{gy}^H(P_{gyt}^H, Q_{gyt}) \geq \sum_i C_{gyi}^{cvx} \gamma_{gyit} \quad (17)$$

式中:

C_{gyi}^{cvx} —— 机组 g 在模式 y 下运行可行域的第 i 个顶点 $(Q_{gyi}^{cvx}, P_{gyi}^{cvx})$ 对应的单位时间发电成本, (万元)。

2.1.2 启停和模式切换成本

启停和模式切换成本 $f_{gt}^{C,ud}$ 、 $f_{gt}^{G,ud}$ 和 $f_{gt}^{H,ud}$ 可通过以下约束表示:

$$f_{gt}^{C,ud} \geq c_g^{su} s_{gt}^C + c_g^{sd} z_{gt}^C \quad (18)$$

$$f_{gt}^{G,ud} \geq c_{g(y',y)}^G (I_{gy',t-1}^G + I_{gyt}^G - 1) \quad (19)$$

$$f_{gt}^{G,ud} \geq 0 \quad (20)$$

$$f_{gt}^{H,ud} \geq c_{g(y',y)}^H (I_{gy',t-1}^H + I_{gyt}^H - 1) \quad (21)$$

$$f_{gt}^{H,ud} \geq 0 \quad (22)$$

式中:

c_g^{su} 和 c_g^{sd} —— 煤电机组 g 的启动和关停成本, (万元);

s_{gt}^C 和 z_{gt}^C —— 煤电机组 g 在时间 t 是否启机或关机;

$c_{g(y',y)}^G$ 和 $c_{g(y',y)}^H$ —— 非供热和供热联合循环机组从模式 y' 到模式 y 的切换成本, (万元)。

2.2 约束条件

2.2.1 煤电机组运行约束

煤电机组运行约束如式 (23)~(31) 所示, 其中式 (23)~(24) 为启停机相关约束, 式 (25)~(26) 为最小在线和停机时间约束, 式 (27)~(29) 为发电功率和旋转备用约束, 式 (30)~(31) 为爬坡约束。

$$s_{gt}^C - z_{gt}^C = I_{gt}^C - I_{g,t-1}^C \quad (23)$$

$$s_{gt}^C + z_{gt}^C \leq 1 \quad (24)$$

$$\sum_{t'=t-T_g^{C,On}+1}^t s_{gt'}^C \leq I_{gt}^C \quad (25)$$

$$\sum_{t'=t-T_g^{C,off}+1}^t z_{gt'}^C \leq 1 - I_{gt}^C \quad (26)$$

$$P_{gt}^C + R_{gt}^{C,up} \leq I_{gt}^C P_g^{C,max} \quad (27)$$

$$P_{gt}^C - R_{gt}^{C,dn} \geq I_{gt}^C P_g^{C,min} \quad (28)$$

$$R_{gt}^{C,up} \geq R_{gt}^{C,dn} \geq 0 \quad (29)$$

$$P_{gt}^C - P_{g,t-1}^C \leq I_{g,t-1}^C O_g^{C,up} + s_{gt}^C O_g^{C,su} \quad (30)$$

$$P_{g,t-1}^C - P_{gt}^C \leq I_{g,t}^C O_g^{C,dn} + z_{gt}^C O_g^{C,sd} \quad (31)$$

式中:

$T_g^{C,On}$ 和 $T_g^{C,off}$ —— 机组 g 开机后的最短在线时间 and 关机后的最短停机时间, (h);

$R_{gt}^{C,up}$ 和 $R_{gt}^{C,dn}$ —— 机组 g 的上/下备用分配, (MW);

$P_{gt}^{C,max}$ 和 $P_{gt}^{C,min}$ —— 机组 g 的功率上下限, (MW);

$O_g^{C,up}$ 和 $O_g^{C,dn}$ —— 机组 g 的向上/下爬坡速度, (MW/h);

$O_g^{C,su}$ 和 $O_g^{C,sd}$ —— 机组 g 的启动、停机爬坡功率, (MW)。

2.2.2 非供热联合循环机组运行约束

对于非供热联合循环机组, 其运行约束如式 (32)~(43) 所示。具体来说, 式 (32) 为运行模式互斥约束, 即任一时刻机组不可能同时运行在两种或更多种模式下; 式 (33)~(37) 为最小启停时间约束, 其中式 (36) 表示机组切入到某一模式后需要以该模式运行一定时间, 式 (37) 表示机组从某一模式切出去后, 需要间隔一定时间才能再切回该模式; 式 (38)~(41) 为发电功率和备用约束; 式 (42)~(43) 为爬坡约束。应注意的是, 非供热联合循环机组只运行在纯凝工况下, 其运行模式只需考虑不同的驱动方式和可能的停机。

$$\sum_{y=1}^{N_g^{YG}} I_{gyt}^G = 1 \quad (32)$$

$$u_{gyt}^G \geq I_{gyt}^G - I_{gy,t-1}^G \quad (33)$$

$$v_{gyt}^G \geq I_{gy,t-1}^G - I_{gyt}^G \quad (34)$$

$$u_{gyt}^G \geq 0, v_{gyt}^G \geq 0 \quad (35)$$

$$\sum_{t'=t-T_g^{G,On}+1}^t u_{gyt'}^G \leq I_{gyt}^G \quad (36)$$

$$\sum_{t'=t-T_g^{G,off}+1}^t v_{gyt'}^G \leq 1 - I_{gyt}^G \quad (37)$$

$$\sum_{y=1}^{N_g^{YG}} P_{gyt}^G + R_{gt}^{G,up} \leq \sum_{y=1}^{N_g^{YG}} I_{gyt}^G P_{gy}^{G,max} \quad (38)$$

$$\sum_{y=1}^{N_g^{YG}} P_{gyt}^G - R_{gt}^{G,dn} \geq \sum_{y=1}^{N_g^{YG}} I_{gyt}^G P_{gy}^{G,min} \quad (39)$$

$$0 \leq P_{gyt}^G \leq I_{gyt}^G P_{gy}^{G,max} \quad (40)$$

$$R_{gt}^{G,up} \geq R_{gt}^{G,dn} \geq 0 \quad (41)$$

$$P_{gyt}^G - \sum_{y'=1}^{N_g^{YG}} P_{gy't-1}^G \leq \sum_{y'=1}^{N_g^{YG}} I_{gy't-1}^G O_{g,(y',y)}^{G,up} \quad (42)$$

$$P_{gy,t-1}^G - \sum_{y'=1}^{N_g^{YG}} P_{gy't}^G \leq \sum_{y'=1}^{N_g^{YG}} I_{gy't}^G O_{g,(y',y)}^{G,dn} \quad (43)$$

式中:

u_{gyt}^G 和 v_{gyt}^G ——机组 g 在时间 t 是否切入到模式 y 和从模式 y 切出到其他模式;

$T_{gy}^{G,On}$ ——机组 g 切入到模式 y 需要以该模式运行的最短时间, (h);

$T_{gy}^{G,off}$ ——从机组 g 从模式 y 切出后, 再切回模式 y 所需的最短间隔时间, (h);

$R_{gt}^{G,up}/R_{gt}^{G,dn}$ ——机组 g 在时间 t 的上/下备用分配, (MW);

$P_{gy}^{G,max}$ 和 $P_{gy}^{G,min}$ ——机组 g 在模式 y 的发电功率上下限, (MW);

$O_{g,(y',y)}^{G,up}/O_{g,(y',y)}^{G,dn}$ ——机组 g 由模式 y' 切换到 y 的向上/下爬坡速度, (MW/h)。

2.2.3 供热联合循环机组运行约束

对于供热联合循环机组运行约束, 除了不同运行模式下发电功率和备用约束式 (1) ~ (12), 还包括运行模式互斥约束、最小启停时间约束和爬坡约束, 其表达式可分别参照式 (32)、式 (33) ~ (37) 和式 (42) ~ (43), 这里不再详细给出。

2.2.4 风电出力约束

风电出力约束如下:

$$0 \leq P_t^W \leq P_t^{W,Avai} \quad (44)$$

式中:

P_t^W 和 $P_t^{W,Avai}$ ——时间 t 系统风电调度出力和出力上限, (MW)。

2.2.5 功率平衡约束和系统备用约束

电功率和热功率平衡约束分别见式 (45) 和式 (46), 系统上/下备用约束见式 (47) 和式 (48)。

$$\sum_{g=1}^{N^C} P_{gt}^C + \sum_{g=1}^{N^G} \sum_{y=1}^{N_g^{YG}} P_{gyt}^G + \sum_{g=1}^{N^H} \sum_{y=1}^{N_g^{YH}} P_{gyt}^H + P_t^W = P_t^L \quad (45)$$

$$\sum_{g=1}^{N^H} \sum_{y=1}^{N_g^{YH}} Q_{gyt} = Q_t^L \quad (46)$$

$$\sum_{g=1}^{N^C} R_{gt}^{C,up} + \sum_{g=1}^{N^G} \sum_{y=1}^{N_g^{YG}} R_{gt}^{G,up} + \sum_{g=1}^{N^H} \sum_{y=1}^{N_g^{YH}} R_{gt}^{H,up} \geq \delta^L P_t^L + \delta^{W,dn} P_t^W \quad (47)$$

$$\sum_{g=1}^{N^C} R_{gt}^{C,dn} + \sum_{g=1}^{N^G} \sum_{y=1}^{N_g^{YG}} R_{gt}^{G,dn} + \sum_{g=1}^{N^H} \sum_{y=1}^{N_g^{YH}} R_{gt}^{H,dn} \geq \delta^L P_t^L + \delta^{W,up} P_t^W \quad (48)$$

式中:

P_t^L 和 Q_t^L ——时间 t 系统电负荷和热负荷, (MW);

δ^L ——系统负荷预测误差百分比;

$\delta^{W,up}$ 和 $\delta^{W,dn}$ ——风电向上和向下预测误差百分比。

2.3 求解方法

以上热电联合经济调度模型为混合整数线性优化模型。基于 MATLAB 环境的 YALMIP 工具包进行模型搭建, 并调用 MOSEK 求解器进行求解。

3 案例仿真

3.1 案例设定

案例系统由 1 台煤电机组 G1、1 台不供热联合循环机组 G2、1 台供热联合循环机组 G3 和 1 座风电场组成。3 台火电机组的参数见附录中表 S1 和 S2, 系统电、热负荷和风电预测值见图 2 和图 3, 其中电负荷和风电取自某省级电网实际数据, 热负荷数据取自文献 [13]。案例调度周期为 48 h, 单位调度时段为 1 h。负荷预测误差 δ^L 设为 5%, 关于风电预测误差, $\delta^{W,dn}$ 设为 10%, 考虑到风电场可通过弃风参与功率平衡, $\delta^{W,up}$ 设为 0。

联合循环机组 G2 第 1 到第 3 号运行模式分别为停机、一拖一纯凝和二拖一纯凝, 机组 G3 四种运行模式见表 1。同时, 案例仿真设定了三种场景, 区别在于联合循环机组的允许驱动方式和热电联产方式, 具体见表 2。可见, 相比场景 1 和 2, 场景 3 利用了 G2 ~ G3 的全部可能运行模式。

表 2 不同场景中联合循环机组相关设定

Tab. 2 Settings of combined cycle units in different scenarios

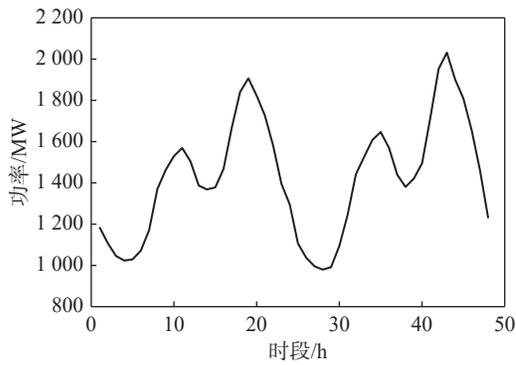


图 2 系统电负荷
Fig. 2 System electric load

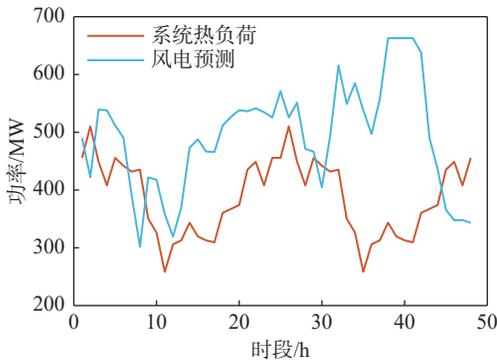


图 3 系统热负荷和风电功率预测
Fig. 3 System heat load and wind power prediction

场景	运行中允许驱动方式	允许热电联产方式
1	仅二拖一	抽凝或背压
2	一拖一或二拖一	仅抽凝
3	一拖一或二拖一	抽凝或背压

3.2 案例结果与分析

3.2.1 各场景运行成本和弃风率比较

3 种场景下的总运行成本和弃风比例见表 3, 弃风功率曲线见图 4, 煤电机组的出力曲线见图 5, 联合循环机组的运行模式和出力曲线见图 6~图 7, 不同场景和时段下机组出力举例见图 8。

由表 3 可看出, 相比其他场景, 场景 3 下的运行成本和弃风比例要更低。由图 4 可看出, 在时段 1~6 h, 场景 3 相比场景 1 具有更低的弃风功率, 而在时段 24~29 h, 场景 3 的弃风功率要比场景 2 的明显更低。这是因为相比场景 1 和 2, 场景 3 中机组 G2~G3 能够充分利用其多样的驱动和热电联产方式, 通过运行在最优的驱动和热电联产方式下来促进风电消纳。后文将更具体地解释这一点。

表 3 运行成本和弃风比例
Tab. 3 Operating cost and proportion of wind curtailment

场景	运行成本/(万元)	弃风比例/%
1	2 224.5	10.52
2	2 217.5	13.79
3	2 148.4	9.24

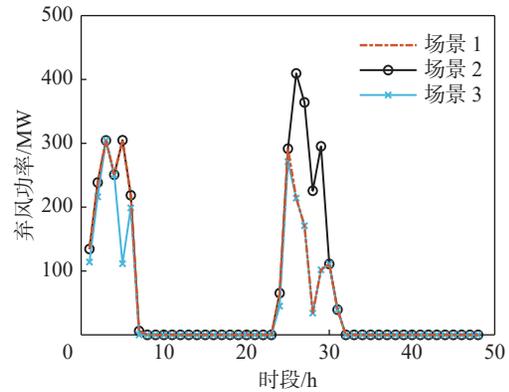


图 4 弃风功率曲线
Fig. 4 Power profile of wind curtailment

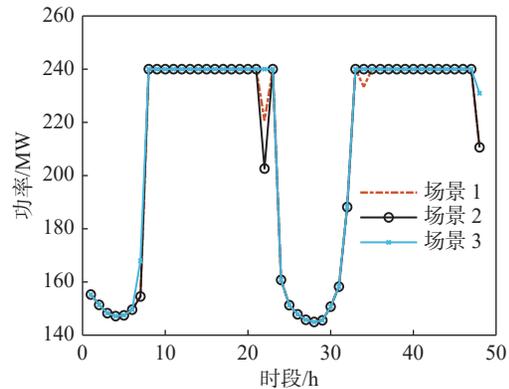


图 5 煤电机组 G1 出力曲线
Fig. 5 Output curve of coal-fired unit G1

3.2.2 驱动方式灵活性对风电消纳的影响分析

首先, 通过对比场景 1 和场景 3 下各机组出力来分析联合循环机组驱动方式灵活性对风电消纳的影响。在时段 1~6 h, 系统电负荷较低但风电功率较高, 风电消纳有压力。尤其是同时系统热负荷较高, 供热机组 G3 发电功率受热功率限制, 必须保持在较高水平(见图 7)。相对应地, 机组 G1~G2 需要降低自身出力以帮助风电消纳(见图 4~图 5)。以时段 1 为例, 场景 1 和 3 下 G2~G3 出力见图 8(a)。场景 1 下, G2 选择停机(0 出力), 这是因为 G2 运行中只能选择二拖一方式, 而该方式下最小技术出力

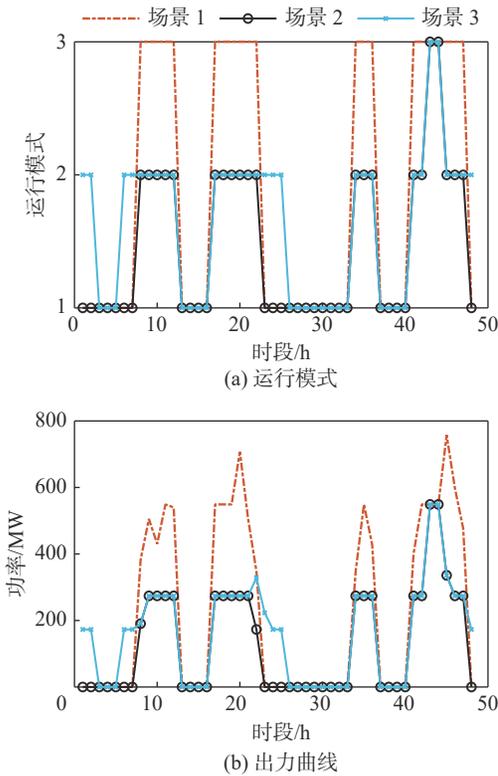


图 6 联合循环机组 G2 运行模式和出力曲线

Fig. 6 Operating modes and output curve of combined-cycle unit G2

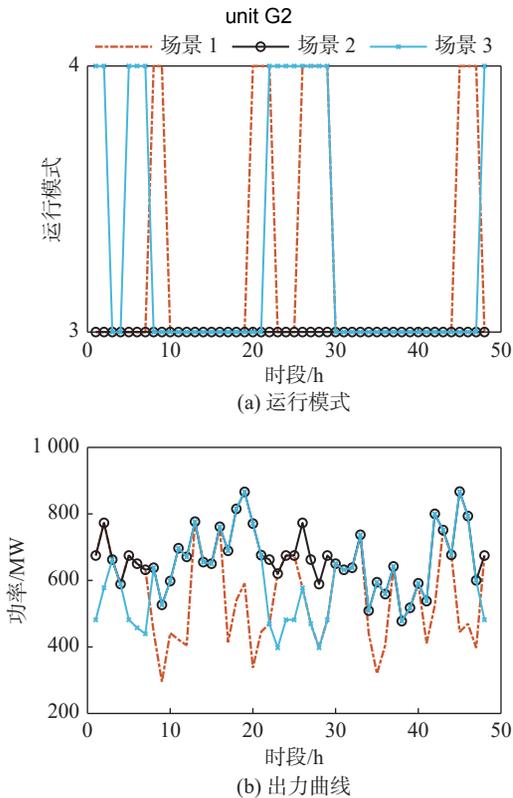


图 7 联合循环机组 G3 运行模式和出力曲线

Fig. 7 Operating modes and output curve of combined-cycle unit G3

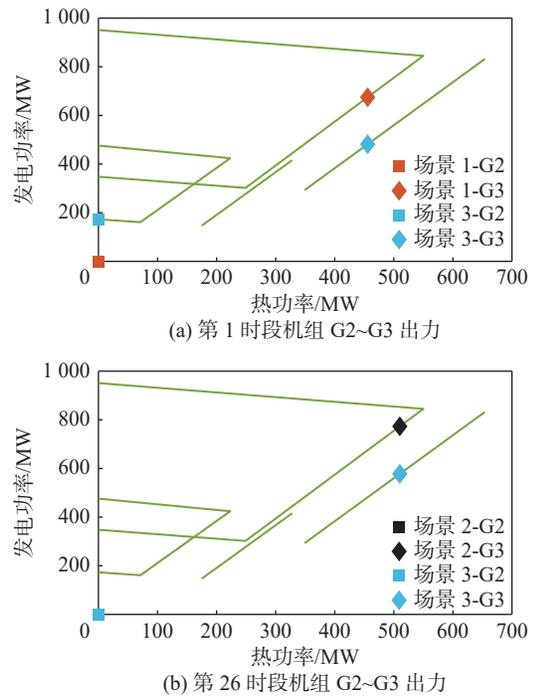


图 8 不同场景和时段下机组 G2~G3 出力

Fig. 8 Power output of units G2~G3 in different scenarios and periods

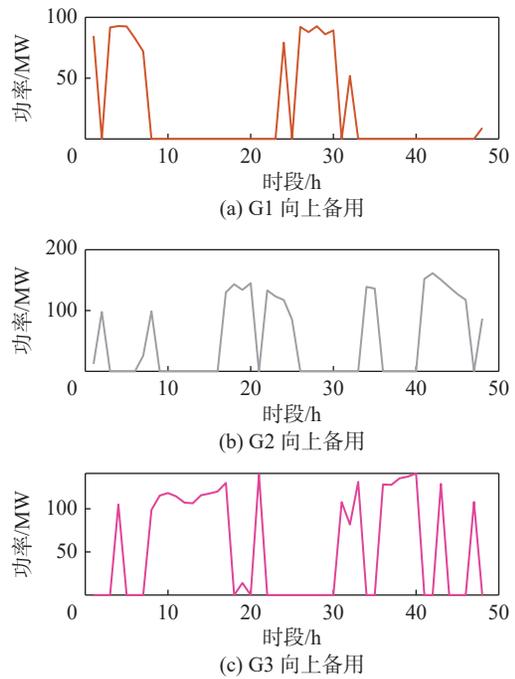


图 9 场景 3 下机组 G1~G3 向上备用

Fig. 9 Upward reserves of units G1~G3 under scenario 3

较高(348 MW), 不利于风电消纳。G3 需要运行在二拖一抽凝模式以满足系统电负荷要求(出力 674.90 MW)。而在场景 3 下, 第 1 时段 G2 可以选

择运行在一拖一并保持最小技术出力 173 MW, 相比场景 1 时要低很多, 同时 G3 可以选择二拖一背压模式, 此时 G2~G3 总出力 654.57 MW, 相比场景 1 时的总出力低了约 20 MW, 即多出了约 20 MW 的风电消纳空间, 更高的风电利用也有助于降低系统发电成本。

3.2.3 热电联产方式灵活性对风电消纳的影响分析

接着, 通过对比场景 2 和场景 3 下各机组出力来分析联合循环机组热电联产方式灵活性对风电消纳的影响。类似时段 1~6 h, 时段 24~29 h 的系统电负荷处于低谷但风电功率和热负荷都较高。以时段 26 为例, 场景 2 和 3 下机组 G2~G3 出力见图 8(b)。场景 2 下 G3 只能运行在二拖一抽凝模式下(出力 773.06 MW), 而场景 3 下 G3 可以选择运行在二拖一背压模式下, 从而在满足热负荷的同时具有更低的出力(577.73 MW), 即多出了约 195 MW 的风电消纳空间, 弃风量也就更低。这一分析也可用于解释时段 24~29 h 中其他时段下场景 3 相比场景 2 更高的风电消纳。

其他时段下, 不同场景的弃风量都较低或接近 0, 这主要是因为相比时段 1~6 h 和 24~29 h, 其他时段的系统电负荷更高, 风电消纳压力更小。尤其是系统热负荷要更低, 供热机组 G3 发电功率受热功率束缚会降低, 抽凝模式下的有功出力调整范围更大(见图 8), 可以通过切换到抽凝模式并不断向上或下调整出力来满足电负荷需求并最大化风电利用(见图 7)。对于机组 G2, 其运行模式波动较大, 在多种运行模式间切换(见图 6)。

3.2.4 运行方式灵活性对旋转备用分配的影响分析

以向上旋转备用为例, 场景 3 中机组 G1~G3 的备用分担情况见图 9。可以看到, G1 在时段 1~6 h 和 24~29 h 承担向上备用, 因为这些时段风电消纳困难, G3 主要运行于背压模式而无法承担备用。而在其他一些时段(如时段 10~12 h), G3 可以运行于抽凝模式, 因而具备电功率调整能力, 可以承担一定向上备用, 从而 G1 可以减少向上备用量并增大出力。这有助于系统运行成本的降低, 因为设定上 G1 在发电经济性上最优。在某些时段(如时段 22~23 h), G1 满发而 G3 运行在背压模式, 此时 G2 需要运行在一拖一或二拖一模式上以承担向上备用。以上分析也表明, 所提出的经济调度模型能够联合考虑机组运行模式、出力分配和备用分担。

4 结论

文章首先建立了用于描述联合循环机组运行灵活性的数学模型, 然后提出了一种电力系统热电联合经济调度模型, 能够联合优化煤电机组启停组合、供热和非供热联合循环机组运行模式切换、各类型机组出力和备用容量安排。通过案例仿真验证了该模型的有效性, 并有以下发现:

1) 相比只允许运行在二拖一模式, 允许联合循环机组切换到一拖一可使弃风率降低 1.28%; 相比只允许运行在抽凝模式, 切换到背压模式可使弃风率降低 4.55%。

2) 挖掘和利用联合循环机组在驱动方式和热电联产方式上的灵活性, 根据动态变化的系统电热负荷和风电功率来安排联合循环机组各时段的运行模式及其之间的切换, 有助于减少弃风率, 实现热电系统的协调运行。

3) 在热负荷较高时段, 联合循环机组由二拖一切换到一拖一或停机, 或由抽凝切换到背压, 可以在满足热负荷的同时降低有功出力, 从而增大风电消纳空间。在系统热负荷较低时段, 供热联合循环机组可切换到抽凝模式, 为系统承担旋转备用, 这有助于机组间出力安排和备用分配的优化。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 1-6 月份全国电力工业统计数据 [EB/OL]. (2023-07-19) [2023-10-19]. http://www.nea.gov.cn/2023-07/19/c_1310733272.htm. National Energy Administration. The power industry statistics for the 6 months (from January to June) released by the National Energy Administration national [EB/OL]. (2023-07-19) [2023-10-19]. http://www.nea.gov.cn/2023-07/19/c_1310733272.htm.
- [2] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2030 年前碳达峰研究报告 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. Report on China's carbon peak before 2030 [R]. Beijing, 2021.
- [3] 章雪萌, 孟祥娟, 毛福斌, 等. 考虑多时间尺度的新能源特性对地区电网的影响评估 [J]. 南方能源建设, 2023, 10(5): 166-173 DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.05.020. ZHANG X M, MENG X J, MAO F B, et al. Impact assessment of new energy characteristics on regional power grid considering multiple time scales [J]. Southern energy construction, 2023, 10(5): 166-173. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.05.020.
- [4] 陈江涛, 李强, 彭丹, 等. 660 MW 机组锅炉稳燃改造方案研究 [J]. 南方能源建设, 2022, 9(3): 148-152. DOI: 10.16516/j.gedi.

- issn2095-8676.2022.03.018.
CHEN J T, LI Q, PENG D, et al. Research on the retrofit scheme of 660 MW unit boiler for stable combustion [J]. *Southern energy construction*, 2022, 9(3): 148-152. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2022.03.018.
- [5] 陈雷, 文婷. 考虑调峰调频双重约束的储能规划方法研究 [J]. *南方能源建设*, 2023, 10(2): 62-70. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.009.
CHEN L, WEN T. Research on energy storage planning method considering the dual constraints of peak shaving and frequency modulation [J]. *Southern energy construction*, 2023, 10(2): 62-70. DOI: 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2023.02.009.
- [6] 胡殿刚, 潘正婕, 徐昊亮, 等. 大规模可再生能源并网条件下天然气机组调峰空间估算 [J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(3): 87-93. DOI: 10.7667/PSPC160188.
HU D G, PAN Z J, XU H L, et al. Peaking capacity estimation of natural gas unit under the condition of large-scale renewable energy connecting with power grid [J]. *Power system protection and control*, 2017, 45(3): 87-93. DOI: 10.7667/PSPC160188.
- [7] 刘龙海, 钟史明. 我国天然气发电近况与前景 [J]. *燃气轮机技术*, 2016, 29(3): 1-6, 32. DOI: 10.3969/j.issn.1009-2889.2016.03.001.
LIU L H, ZHONG S M. Nature gas power recent developments problems and prospect in China [J]. *Gas turbine technology*, 2016, 29(3): 1-6, 32. DOI: 10.3969/j.issn.1009-2889.2016.03.001.
- [8] 赵杨, 沙立成, 雷一鸣, 等. 北京电网燃气-蒸汽联合循环机组调峰运行特性 [J]. *华北电力技术*, 2015(2): 60-65. DOI: 10.16308/j.cnki.issn1003-9171.2015.02.013.
ZHAO Y, SHA L C, LEI Y M, et al. Analysis on peak load regulation characteristics of the gas-steam combined cycle units in Beijing grid [J]. *North China electric power*, 2015(2): 60-65. DOI: 10.16308/j.cnki.issn1003-9171.2015.02.013.
- [9] 郑明贵, 王萍, 曾健林, 等. “十四五”时期中国天然气国家安全预警分析 [J]. *天然气工业*, 2022, 42(3): 129-137. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.03.015.
ZHENG M G, WANG P, ZENG J L, et al. Early warning analysis on China's natural gas national security during the 14th five-year plan [J]. *Natural gas industry*, 2022, 42(3): 129-137. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.03.015.
- [10] 戈志华, 马立群, 何洁, 等. 燃气-蒸汽联合循环热电联产机组多种运行方式负荷特性研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(8): 2587-2597. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.190839.
GE Z H, MA L Q, HE J, et al. Study on load characteristics of multiple operation modes of gas-steam combined cycle cogeneration unit [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(8): 2587-2597. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.190839.
- [11] 马泉, 钱小军, 司风琪, 等. 燃气-蒸汽联合循环机组热负荷特性分析 [J]. *热能动力工程*, 2019, 34(2): 14-22. DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2019.02.003.
MA Q, QIAN X J, SI F Q, et al. Analysis on thermoelectric load characteristics of gas-steam combined cycle unit [J]. *Journal of engineering for thermal energy and power*, 2019, 34(2): 14-22. DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2019.02.003.
- [12] 徐元孚, 翟晓磊, 魏炜, 等. 计及燃气-蒸汽联合循环机组的热电联合调度模型 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2017, 29(5): 54-59. DOI: 10.3969/j.issn.1003-8930.2017.05.009.
XU Y F, ZHAI X L, WEI W, et al. Combined heat and power dispatching model based on gas-steam combined cycle unit [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2017, 29(5): 54-59. DOI: 10.3969/j.issn.1003-8930.2017.05.009.
- [13] 杨凯洪, 许丹, 谢华宝, 等. 计及燃气-蒸汽联合循环机组的热电联合调度模型 [J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(8): 137-144. DOI: 10.7667/PSPC180468.
YANG K Q, XU D, XIE H B, et al. Combined heat and power dispatching model based on gas-steam combined cycle unit [J]. *Power system protection and control*, 2019, 47(8): 137-144. DOI: 10.7667/PSPC180468.
- [14] 吕世轩, 马素霞, 宋建成, 等. 燃气-蒸汽联合循环机组灵活性供热控制策略 [J]. *热力发电*, 2021, 50(3): 114-120. DOI: 10.19666/j.rlfid.202008247.
LÜ S X, MA S X, SONG J C, et al. Flexible heating control strategy for gas-steam combined cycle unit [J]. *Thermal power generation*, 2021, 50(3): 114-120. DOI: 10.19666/j.rlfid.202008247.
- [15] 李鹏, 陈元峰, 周钱雨凡, 等. 电力市场环境下信息物理社会融合的电力系统优化调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(9): 3354-3365. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.212222.
LI P, CHEN Y F, ZHOU Q Y F, et al. Optimal dispatch of power system based on cyber-physical-social integration under the power market environment [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(9): 3354-3365. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.212222.
- [16] 钱江波, 周伟伟, 谷青峰, 等. 环境温度对 E 级燃气-蒸汽联合循环机组全工况影响 [J]. *北京理工大学学报*, 2018, 38(9): 905-911. DOI: 10.15918/j.tbti1001-0645.2018.09.005.
QIAN J B, ZHOU W W, GU Q F, et al. Effect of ambient temperature on the performance and peak load regulation of the e-stage gas-steam combined cycle unit [J]. *Transactions of Beijing institute of technology*, 2018, 38(9): 905-911. DOI: 10.15918/j.tbti1001-0645.2018.09.005.
- [17] 李磊, 司派友, 赵绍宏, 等. SSS 离合器在联合循环汽轮机上的应用 [J]. *华北电力技术*, 2013(7): 46-48, 53. DOI: 10.3969/j.issn.1003-9171.2013.07.014.
LI L, SI P Y, ZHAO S H, et al. Application of SSS clutch on combined cycle steam turbine [J]. *North China electric power*, 2013(7): 46-48, 53. DOI: 10.3969/j.issn.1003-9171.2013.07.014.
- [18] 李凯, 张健. 9FB 与 9FA 联合循环供热机组对比 [J]. *发电设备*, 2014, 28(6): 410-413. DOI: 10.3969/j.issn.1671-086X.2014.06.003.
LI K, ZHANG J. A comparison between 9FA and 9FB combined cycle heating units [J]. *Power equipment*, 2014, 28(6): 410-413. DOI: 10.3969/j.issn.1671-086X.2014.06.003.
- [19] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem [J]. *IEEE transactions on power systems*, 2006, 21(3): 1371-1378. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.876672.
- [20] 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. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2356723.

作者简介:



游磊

金小明

游磊 (通信作者)

1994-, 男, 昆士兰大学电气工程专业博士, 主要研究方向为电力系统规划 (e-mail) youlei4031184@outlook.com。

1963-, 男, 教授级高级工程师, 学士, 主要从事电力系统规划和直流输电相关研究工作 (e-mail) jinxiaming@gedi.com.cn。

刘云

1983-, 女, 高级工程师, 硕士, 主要从事电力系统规划研究工作 (e-mail) liuyun@gedi.com.cn。

(编辑 徐嘉铨)

附录

对于供热联合循环机组 G3, 其热电功率可行域和气耗率相关参数参考自文献 [10], 结合燃气价格设定 3.5 元/m³, 可计算可行域各顶点对应发电成本 (见表 S2)。其它参数中, $T_{gy}^{H,On} = T_{gy}^{H,Off} = 2$ h, 一拖一到二拖一的切换成本为 5.25 万元, 其他模式切换成本不考虑。

非供热联合循环机组 G2 功率范围与 G3 纯凝工况下对应数据保持一致 (见表 S2), 同时只考虑一段发电成本线段, 该线段端点可见表 S2。此外, $T_{gy}^{G,On} = T_{gy}^{G,Off} = 2$ h, 停机到一拖一和二拖一的切换成本分别为 5.25 万元和 10.5 万元, 一拖一到二拖一的成本为 5.25 万元, 其他切换成本不考虑。

表 S1 煤电机组 G1 参数*

Tab. S1 Parameters of coal-fired unit G1

机组	$P_g^{C,max}/MW$	$T_g^{C,On}/h$	$O_g^{C,up}/(MW \cdot h^{-1})$	$O_g^{C,su}/(MW \cdot h^{-1})$	$a_g^C/[\text{元} \cdot (MW^2 \cdot h)^{-1}]$	$b_g^C/[\text{元} \cdot (MW \cdot h)^{-1}]$	$c_g^C/(\text{元} \cdot h^{-1})$	$c_g^{su}/(\text{元})$
G1	240	6	120	120	0.003 03	102.19	6 311.80	56 806

*考虑三分段发电成本线段, $P_g^{C,min} = 0.4P_g^{C,max}$, $T_g^{C,Off} = T_g^{C,On}$, $O_g^{C,dn} = O_g^{C,up}$, $O_g^{C,sd} = O_g^{C,su}$, $c_g^{sd} = 0.5c_g^{su}$

表 S2 联合循环机组 G3 热电功率可行域相关参数

Tab. S2 Parameters Associated with the feasible region of the heat-electric power of combined-cycle unit G3

运行模式	$(Q_{gyi}^{cvx}, P_{gyi}^{cvx})/(MW, MW)$	$c_{gyi}^{cvx}/(\text{万元})$
一拖一抽凝	(0, 476)	29.687 4
	(223, 424)	29.260 9
	(71, 161)	13.063 1
	(0, 173)	12.911 3
一拖一背压	(175, 147)	13.011 1
	(328, 416)	29.573 8
二拖一抽凝	(0, 951)	59.312 4
	(550, 845)	59.304 7
	(249, 302)	26.078 9
	(0, 348)	25.971 9
二拖一背压	(349, 293)	25.940 2
	(654, 832)	59.078 5

(游磊)