

# 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度

李志伟<sup>1</sup>, 赵书强<sup>1</sup>, 刘金山<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003;

2. 国网青海省电力公司调控中心, 青海 西宁 810008)

**摘要:**在可再生能源大规模接入电力系统的背景下,为了利用不同能源互补特性解决电力系统弃风、弃光的问题,建立风电、光伏发电、凝汽式火电机组、热电机组、燃气轮机、联合循环燃气轮机、梯级水电和抽水储能机组的模型,在此基础上,考虑风电和光伏发电出力的不确定性和水、热、电能量平衡,建立基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度模型。为了提高模型求解效率,利用基于采样的机会约束条件确定性转化方法将机会约束条件转化为混合整数约束条件。算例验证了所提模型的有效性。将所提调度模型与现行火电机组“以热定电”、梯级水电“以水定电”的模式进行对比,结果表明所提协调调度模型能够利用不同机组之间的互补特性提高电力系统运行的灵活性,从而提高可再生能源的消纳能力,降低系统运行成本。

**关键词:**电力系统优化调度;机会约束目标规划;模型确定性转化;风电;光伏发电

**中图分类号:**TM 73

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.201908024

## 0 引言

近年来,可再生能源发电装机保持快速增长,截至2017年底,全国可再生能源发电装机达到 $6.5 \times 10^8$  kW、发电量达到 $1.7 \times 10^{12}$  kW·h。与此同时消纳问题依然存在,2017年全年弃风 $4.19 \times 10^{10}$  kW·h,弃光 $7.3 \times 10^9$  kW·h<sup>[1]</sup>。在可再生能源发展新形势下,提高电网消纳能力、减少弃风弃光,是可再生能源发展的一个关键任务。

弃风、弃光产生的最主要原因是电力系统运行灵活性不足<sup>[2]</sup>。由于风电、光伏发电一次能源不可控,相较于其他一次能源可控的常规电源,其消纳需要电力系统提供更多的灵活性。而在我国风电、光伏发电大规模集中开发的“三北”地区常规电源以火电为主,部分地区有小规模梯级水电。火电机组受最小技术出力限制调节能力有限,热电机组在供热季受“以热定电”运行模式的限制,调节能力进一步下降。梯级水电短期电力调度受流域水量统一调度影响,在制定短期发电计划时普遍采用“以水定电”、“以电定水”的调度策略,限制了水电机组运行的灵活性,不利于风、光可再生能源的消纳。

为了减少弃风、弃光电量,一些研究提出通过配置热泵<sup>[3]</sup>或在热站配置储热装置<sup>[2,4-5]</sup>或在集中供热

系统内安装电锅炉<sup>[6-7]</sup>使热电机组电功率和热功率解耦,以提升机组运行灵活性。通过加装产热/储热装置可以使热电机组电功率和热功率解耦运行,提高系统运行灵活性,但会带来系统改造成本和运维成本,其总体经济性还需进一步研究。与此不同,文献[8-9]研究在不增加产热/储热装置的前提下,利用供热管网天然具有的储能特性提升热电联产机组运行的灵活性。总体来看,以上研究侧重于通过将热电机组电热解耦运行提升电力系统运行的灵活性,从而提升可再生能源的消纳能力。除此之外,还可以利用电力系统内不同电源互补特性提升电力系统运行的灵活性。文献[10]将具有调节能力的水电站看作广义储能,讨论光伏发电和水电互补的模式。文献[11]考虑水电和燃气机组的灵活性,研究风-水-燃气系统的中期优化调度问题。短期调度方面,文献[12]针对含风、光、水、火多电源的电力系统,定义负荷跟踪度指标,将新能源和常规电源按一定比例打捆调度,达到削峰填谷、平滑负荷曲线的目的,但所提模型没有考虑风光出力的不确定性。当发电占比较低时,风、光可再生能源出力仅作为电力系统的补充,其出力的不确定性可以忽略;但当占比较高时,电力系统电力电量平衡将概率化,其不确定性不能再忽略<sup>[13]</sup>。文献[14]构建风、火、水、储、气多元并存的电力系统优化调度模型,但对于水电的处理过于简单,将水电机组出力特性曲线简化为固定水头下的分段曲线,水电机组的出力与库容(水头)、发电流量、上游来水和弃水等多种因素有关。考虑多座梯级水电站,上下游水电站之间发电流量与库容还有耦合关系。

现有关于电力系统中利用不同电源互补特性来消纳可再生能源的研究,电源结构过于单一,只是火

收稿日期:2018-11-07;修回日期:2019-06-18

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2017YFB0902200);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2018QN074);国家电网公司科技项目(5228001700CW)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China (2017YFB0902200), the Fundamental Research Funds for the Central Universities (2018QN074) and the Science and Technology Program of State Grid Corporation of China (5228001700CW)

电和水、气一种电源的耦合,难以在广域时空上发挥不同电源的互补作用,提升可再生能源的消纳能力。鉴于此,本文根据我国西部某省电源结构,首先建立凝汽式火电机组、热电机组、燃气轮机、联合循环燃气轮机、梯级水电机组和抽水储能机组的电源模型,在此基础上考虑风电和光伏发电的不确定性和水、热、电平衡,建立基于机会约束目标优化的风-光-水-气-火-储联合优化调度模型;然后采用基于采样的机会约束模型确定性转化方法将所建机会约束模型进行等效确定性转化,从而实现模型的快速求解;最后将所提电力系统随机协调调度模型与传统火电机组“以热定电”、水电机组“以水定电”的调度模式进行对比,算例分析表明所提随机协调调度模型能够发挥不同电源之间的互补特性,提高系统运行的灵活性,从而提高风光可再生能源的消纳能力,降低系统运行成本。

## 1 风、光、水、气、火、储电源模型

### 1.1 风、光可再生能源出力表示

风电和光伏发电具有强不确定性,在日前调度模型中常用确定的预测值与不确定的随机误差之和表示<sup>[15]</sup>。受尾流效应、地形、天气等因素影响,不同地区风电场和光伏电站日前功率预测误差可能服从不同的分布<sup>[16]</sup>。对预测误差的准确描述,是可再生能源安全经济调度的前提。为此,采用文献[17]研究结论,对调度范围内风电场和光伏电站各时刻日前预测误差单独描述,第*i*座风电场和光伏电站日前功率预测误差用二阶混合偏态分布 MSN (Mixed Skew Normal distribution) 描述。

$$\Delta P_{w,i} \sim \text{MSN}(\alpha_{w,i,1}, \mu_{w,i,1}, \sigma_{w,i,1}^2, \lambda_{w,i,1}; \alpha_{w,i,2}, \mu_{w,i,2}, \sigma_{w,i,2}^2, \lambda_{w,i,2}) \quad (1)$$

$$\Delta P_{v,i} \sim \text{MSN}(\alpha_{v,i,1}, \mu_{v,i,1}, \sigma_{v,i,1}^2, \lambda_{v,i,1}; \alpha_{v,i,2}, \mu_{v,i,2}, \sigma_{v,i,2}^2, \lambda_{v,i,2}) \quad (2)$$

$$f_{\text{MSN}}(\Delta P) = \frac{2\alpha_1}{\sigma_1} \phi\left(\frac{\Delta P - \mu_1}{\sigma_1}\right) \Phi\left(\lambda_1 \frac{\Delta P - \mu_1}{\sigma_1}\right) + \frac{2\alpha_2}{\sigma_2} \phi\left(\frac{\Delta P - \mu_2}{\sigma_2}\right) \Phi\left(\lambda_2 \frac{\Delta P - \mu_2}{\sigma_2}\right) \quad (3)$$

其中,  $\alpha_{w,i,1}$  和  $\alpha_{w,i,2}$  为风电的 2 个偏态分布权重系数,  $\mu_{w,i,1}$ 、 $\sigma_{w,i,1}$ 、 $\lambda_{w,i,1}$  和  $\mu_{w,i,2}$ 、 $\sigma_{w,i,2}$ 、 $\lambda_{w,i,2}$  分别为风电第一项和第二项偏态分布的位置参数、尺度参数和偏度参数,  $\alpha_{v,i,1}$  和  $\alpha_{v,i,2}$  为光伏的 2 个偏态分布权重系数,  $\mu_{v,i,1}$ 、 $\sigma_{v,i,1}$ 、 $\lambda_{v,i,1}$  和  $\mu_{v,i,2}$ 、 $\sigma_{v,i,2}$ 、 $\lambda_{v,i,2}$  分别为光伏第一项和第二项偏态分布的位置参数、尺度参数和偏度参数, 以上参数均根据统计数据拟合得到;  $\Delta P_{w,i}$  为风电场*i*功率预测误差;  $\Delta P_{v,i}$  为光伏电站*i*功率预测误差;  $\alpha_1$ 、 $\mu_1$ 、 $\sigma_1$ 、 $\alpha_2$ 、 $\mu_2$  和  $\sigma_2$  为混合偏态分布的拟合参数;  $\phi(\cdot)$  为标准正态分布的概率密度函数;  $\Phi(\cdot)$  为

标准正态分布的分布函数。

### 1.2 水电机组

水电机组发电功率与水库库容(水头)以及发电流量有关,这种函数关系可通过分段线性化表示。不同水头下水电机组耗量特性分段线性化如图 1 所示,功率和发电流量如式(4)所示。

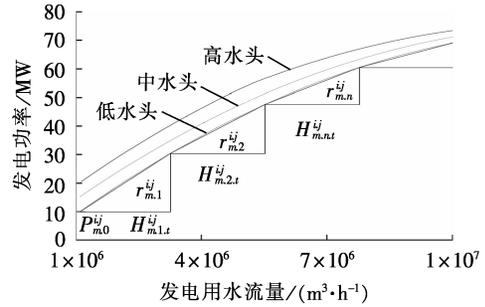


图 1 水电机组耗量特性曲线

Fig.1 Consumption characteristic curve of hydroelectric unit

$$\begin{cases} P_{i,j,t}^{\text{hydro}} = \sum_{m=1}^{N_h^{\text{res},i}} \left( P_{m,0}^{ij} + \sum_{n=1}^{N_{\text{gen},j}^{\text{res},i}} H_{m,n,t}^{ij} r_{m,n}^{ij} \right) \\ H_{i,j,t}^{\text{hydro}} = \sum_{m=1}^{N_h^{\text{res},i}} \sum_{n=1}^{N_{\text{gen},j}^{\text{res},i}} H_{m,n,t}^{ij} \end{cases} \quad (4)$$

其中,  $N_h^{\text{res},i}$  为水电站*i*水头数;  $N_{\text{gen},j}^{\text{res},i}$  为水电站*i*所装发电机组*j*耗量特性线性化分段数;  $H_{m,n,t}^{ij}$  和  $r_{m,n}^{ij}$  分别为水电站*i*所装发电机组*j*在水头*m*下耗量特性第*n*分段的发电流量和发电耗量特性曲线的斜率;  $P_{m,0}^{ij}$  为水电站*i*所装发电机组*j*在水头*m*下最小发电流量的发电功率。

水电机组运行没有燃料消耗成本,只有启停成本:

$$F_{\text{hydro}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{res}}} \sum_{j=1}^{N_{\text{gen}}^{\text{res},i}} \left[ B_{i,j,t}^{\text{hydro}} (1 - B_{i,j,t-1}^{\text{hydro}}) D_{i,j}^{\text{hydro}} \right] \quad (5)$$

其中,  $T$  为调度计划时长;  $N_{\text{res}}$  为水电站总数;  $N_{\text{gen}}^{\text{res},i}$  为水电站*i*所装发电机数;  $B_{i,j,t}^{\text{hydro}}$  为 0-1 变量, 表示水电站*i*所装发电机组*j*运行状态;  $D_{i,j}^{\text{hydro}}$  为水电站*i*所装发电机组*j*启停一次的成本。

水电机组运行约束有发电流量约束和机组最小启停时间约束:

$$\begin{cases} \sum_{m=1}^{N_h^{\text{res},i}} u_{m,n,t}^{ij} \leq 1 & n = 1, 2, \dots, N_{\text{gen},j}^{\text{res},i} \\ 0 \leq u_{m,n,t}^{ij} \leq u_{m,n,t-1}^{ij} \leq B_{i,j,t}^{\text{hydro}} & n = 1, 2, \dots, N_{\text{gen},j}^{\text{res},i} \\ H_{\Delta}^{ij} = (H_{\max}^{ij} - H_{\min}^{ij}) / N_{\text{gen},j}^{\text{res},i} \\ H_{\Delta}^{ij} u_{m,n,t}^{ij} \leq H_{m,n,t}^{ij} \leq H_{\Delta}^{ij} u_{m,n,t}^{ij} & n = 1, 2, \dots, N_{\text{gen},j}^{\text{res},i} - 1 \\ 0 \leq H_{m,n,t}^{ij} \leq H_{\Delta}^{ij} u_{m,n,t}^{ij} & n = N_{\text{gen},j}^{\text{res},i} \\ (B_{i,j,t-1}^{\text{hydro}} - B_{i,j,t}^{\text{hydro}})(T_{\text{on},i,j,t-1}^{\text{hydro}} - T_{\text{on},i,j,t}^{\text{hydro}}) \geq 0 \\ (B_{i,j,t}^{\text{hydro}} - B_{i,j,t-1}^{\text{hydro}})(T_{\text{off},i,j,t-1}^{\text{hydro}} - T_{\text{off},i,j,t}^{\text{hydro}}) \geq 0 \end{cases} \quad (6)$$

其中,  $u_{m,n,t}^{ij}$  为0-1变量,表示水电站*i*所装发电机组*j*在水头*m*下发电用水是否达到耗量特性第*n*分段的状态;  $H_{\Delta}^{ij}$  为水电站发电耗量特性分段线性化的分段间隔;  $H_{\max}^{ij}$  和  $H_{\min}^{ij}$  分别为水电机组*j*的最大、最小发电流量;  $T_{\text{on},i,j,t-1}^{\text{hydro}}$  和  $T_{\text{off},i,j,t-1}^{\text{hydro}}$  分别为处于运行、停机状态的水电机组*j*到*t-1*时刻连续运行、停机时长;  $T_{\text{on},i,j}^{\text{hydro}}$  和  $T_{\text{off},i,j}^{\text{hydro}}$  分别为水电机组*j*最小运行、停机时长。

### 1.3 燃气发电机组

燃气发电机组具有运行灵活、启停迅速、污染物排放少等特点,特别适用于电力系统调峰。燃气轮机可单独运行也可与蒸汽轮机联合运行。联合循环燃气轮机中,燃气轮机产生的废热作为蒸汽轮机运行的动力,因此总体转化效率高于普通燃气轮机。普通燃气轮机和联合循环燃气机组运行成本和约束见附录A。

### 1.4 火电机组模型

火电机组分为凝汽式机组和热电联产机组。运行成本和约束见附录B。

### 1.5 抽水储能机组

为保证系统安全稳定运行,电力系统需要配置一定容量的储能,目前最具商业应用价值的大规模储能技术是抽水储能。抽水储能电站含有上、下2个水库,发电运行特性与普通水电机组一致,蓄能时常采用定功率抽水。采用与水电机组类似的分段线性化表示机组发电状态时的耗量特性,*t*时刻抽水储能电站*i*的功率与流量如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{i,t}^{\text{pump}} = P_{i,t}^{\text{pu}_d} - P_{i,t}^{\text{pu}_c} \\ P_{i,t}^{\text{pu}_d} = \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} \left[ P_{i,j,0}^{\text{pu}_d} + \sum_{n=1}^{N_{i,j}^{\text{pu}_d}} H_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} r_{i,j,n}^{\text{pu}_d} \right] B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} \\ P_{i,t}^{\text{pu}_c} = \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} P_{i,j,t}^{\text{pu}_c} B_{i,j,t}^{\text{pu}_c} \\ H_{i,t}^{\text{pu}_d} = \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} \left( B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} \sum_{n=1}^{N_{i,j}^{\text{pu}_d}} H_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \right) \\ H_{i,t}^{\text{pu}_c} = \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} B_{i,j,t}^{\text{pu}_c} H_{i,j,t}^{\text{pu}_c} \end{array} \right. \quad (7)$$

其中,  $P_{i,t}^{\text{pu}_d}$  为抽水储能电站*i*在*t*时刻的发电功率,是发电流量  $H_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d}$  的函数,其运行受式(8)约束;  $P_{i,t}^{\text{pu}_c}$  为抽水储能电站*i*在*t*时刻的抽水所耗功率;  $N_i^{\text{lak}}$  为抽水储能电站*i*的装机数;  $N_{i,j}^{\text{pu}_d}$ 、 $P_{i,j,0}^{\text{pu}_d}$  和  $r_{i,j,n}^{\text{pu}_d}$  分别为抽水储能电站*i*的机组*j*处于发电状态时耗量特性分段线性化的分段数、截距和斜率;  $B_{i,j,t}^{\text{pu}_c}$  和  $B_{i,j,t}^{\text{pu}_d}$  为0-1变量,分别表示抽水储能电站*i*的机组*j*抽水和发电的运行状态;  $P_{i,j,t}^{\text{pu}_c}$  和  $H_{i,j,t}^{\text{pu}_c}$  分别为抽水储能电站*i*的机组*j*处于储能抽水状态时的功率和流量。

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq \nu_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \leq \nu_{i,j,n+1,t}^{\text{pu}_d} \leq B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} \\ H_{i,j,\Delta}^{\text{pump}} = (H_{i,j,\max}^{\text{pump}} - H_{i,j,\min}^{\text{pump}}) / N_{i,j}^{\text{pump}} \\ H_{i,j,\Delta}^{\text{pump}} \nu_{i,j,n+1,t}^{\text{pu}_d} \leq H_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \leq H_{i,j,\Delta}^{\text{pump}} \nu_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \quad n < N_{i,j}^{\text{pump}} \\ 0 \leq H_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \leq H_{i,j,\Delta}^{\text{pump}} \nu_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d} \quad n = N_{i,j}^{\text{pump}} \end{array} \right. \quad (8)$$

其中,  $\nu_{i,j,n,t}^{\text{pu}_d}$  为0-1变量,是机组运行耗量特性的辅助变量;  $H_{i,j,\Delta}^{\text{pump}}$  和  $N_{i,j}^{\text{pump}}$  分别为抽水储能机组*j*发电耗量特性分段线性化的分段间隔和分段数;  $H_{i,j,\max}^{\text{pump}}$  和  $H_{i,j,\min}^{\text{pump}}$  分别为抽水储能机组*j*的最大、最小发电流量。

抽水储能电站的运行成本主要是机组储能和发电状态的启动成本。运行约束包括同一机组发电与储能状态约束、同一电站不同机组发电与储能状态一致性约束、电站库容约束以及机组处于发电状态时的最小启停时间约束。

$$F_{\text{pump}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_i^{\text{lak}}} \sum_{j=1}^{N_{i,j}^{\text{lak}}} [B_{i,j,t}^{\text{pu}_c} (1 - B_{i,j,t-1}^{\text{pu}_c}) D_{i,j}^{\text{pu}_c} + B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} (1 - B_{i,j,t-1}^{\text{pu}_d}) D_{i,j}^{\text{pu}_d}] \quad (9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{i,j,t}^{\text{pu}_c} + B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} \leq 1 \\ \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} B_{i,j,t}^{\text{pu}_c} - \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} = 0 \\ S_{i,t}^{\text{lak}} = S_{i,0}^{\text{lak}} + \sum_{k=1}^t \sum_{j=1}^{N_i^{\text{lak}}} \left( H_{i,j,k}^{\text{pu}_c} - \sum_{n=1}^{N_{i,j}^{\text{pump}}} H_{i,j,n,k}^{\text{pu}_d} \right) \Delta T \\ S_{i,\min}^{\text{lak}} \leq S_{i,t}^{\text{lak}} \leq S_{i,\max}^{\text{lak}} \\ (B_{i,j,t-1}^{\text{pu}_d} - B_{i,j,t}^{\text{pu}_d}) (T_{\text{on},i,j,t-1}^{\text{pu}_d} - T_{\text{on},i,j,t}^{\text{pu}_d}) \geq 0 \\ (B_{i,j,t}^{\text{pu}_d} - B_{i,j,t-1}^{\text{pu}_d}) (T_{\text{off},i,j,t-1}^{\text{pu}_d} - T_{\text{off},i,j,t}^{\text{pu}_d}) \geq 0 \end{array} \right. \quad (10)$$

其中,  $N_{\text{lak}}$  为系统抽水储能电站总数;  $D_{i,j}^{\text{pu}_d}$  和  $D_{i,j}^{\text{pu}_c}$  分别为机组发电和储能运行状态的启动成本;  $S_{i,\max}^{\text{lak}}$ 、 $S_{i,\min}^{\text{lak}}$ 、 $S_{i,t}^{\text{lak}}$  和  $S_{i,0}^{\text{lak}}$  分别为抽水储能电站*i*最大、最小、*t*时刻和初始时刻库容;  $T_{\text{on},i,j,t-1}^{\text{pu}_d}$  和  $T_{\text{off},i,j,t-1}^{\text{pu}_d}$  分别为处于运行、停机状态的抽水储能机组*j*到*t-1*时刻连续运行、停机时长;  $T_{\text{on},i,j}^{\text{pu}_d}$  和  $T_{\text{off},i,j}^{\text{pu}_d}$  分别为抽水储能机组*j*最小运行、停机时长;  $\Delta T$  为调度计划时间间隔。

## 2 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度模型

### 2.1 目标函数

风-光-水-气-火-储联合优化调度模型的总体目标是保障供电安全的前提下降低发电成本,同时提高可再生能源利用水平。具体目标函数如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1 = F_{\text{coal}} + F_{\text{chp}} + F_{\text{gas}} + F_{\text{comb}} + F_{\text{hydro}} + F_{\text{pump}} \\ f_2 = \min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^{N_w} P_{w,i,t}^w + \sum_{i=1}^{N_v} P_{v,i,t}^w \right) \Delta T \end{array} \right. \quad (11)$$

其中,  $f_1$  为调度模型总发电成本的优化目标;  $f_2$  为调度模型弃风、弃光电量的优化目标;  $F_{\text{coal}}$ 、 $F_{\text{chp}}$ 、 $F_{\text{gas}}$ 、 $F_{\text{comb}}$ 、 $F_{\text{hydro}}$  和  $F_{\text{pump}}$  分别为火电机组、热电机组、燃气轮机、联合循环燃气轮机、梯级水电和抽水储能机组

总成本; $P_{w,i,t}^w$ 和 $P_{v,i,t}^w$ 分别为风电场和光伏电站的弃风、弃光功率; $N_w$ 和 $N_v$ 分别为风电场和光伏电站数量。

目前求解多目标优化模型主要有 2 种方法:第一种方法是采用进化、遗传、粒子群等仿生学的智能优化算法,利用解之间的支配关系得到 Pareto 前沿集;第二种方法是将多个目标函数加权求和,将多目标优化模型转化为单目标优化模型进行求解。其中第一种求解方法应用于大规模调度问题时,往往由于优化变量和约束条件较多而导致计算时间过长;而第二种求解方式则往往因为量纲和数量级的影响,弱化个别目标函数的作用。基于此,本文引入目标优化模型<sup>[18]</sup>,首先计算各个单目标优化模型的最优取值构建目标向量,然后将多目标优化问题转化为向量目标函数与目标向量间距离最小的目标优化问题。

$$\begin{cases} \min m_1^+ d_1^+ + m_2^+ d_2^+ \\ f_1 + d_1^- - d_1^+ = f_1^* \\ f_2 + d_2^- - d_2^+ = f_2^* \end{cases} \quad (12)$$

其中, $m_1^+$ 和 $m_2^+$ 为权重系数; $f_1^*$ 和 $f_2^*$ 为单目标优化时目标函数最优值; $d_1^+ \geq 0$ 和 $d_1^- \geq 0$ 分别为目标函数 1 距离最优值 $f_1^*$ 的正、负偏差; $d_2^+ \geq 0$ 和 $d_2^- \geq 0$ 分别为目标函数 2 距离最优值 $f_2^*$ 的正、负偏差。

## 2.2 约束条件

约束条件总体分为确定性约束条件和机会约束条件两大类。各机组特性约束、系统电功率平衡约束、热功率平衡约束以及天然气和水量平衡约束为确定性约束,为提高可再生能源的消纳能力,系统运行的正负备用容量约束为机会约束。即在满足水、热、电多类能量平衡的基础上允许在极端条件下电力系统备用容量不满足要求,但这种极端条件出现的可能性满足概率要求。

### (1) 电力系统有功功率平衡约束。

电力系统发输配用瞬时完成的特点决定了电力系统功率需要实时平衡。为此,在制定发电计划时需要使风电、光伏发电、火电、燃气发电、水力发电以及抽水储能电站总功率期望值与负荷功率期望值相等,这样可保证由风电、光伏发电及负荷预测误差导致的常规发电机组调整量最小<sup>[19]</sup>。

$$P_{r,t}^R + \sum_{i=1}^{N_{\text{coal}}} P_{i,t}^{\text{coal}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{chp}}} P_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} P_{i,t}^{\text{gas}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{lak}}} P_{i,t}^{\text{pump}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{comb}}} \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} P_{i,m,t}^{\text{comb}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{res}}} \sum_{j=1}^{N_{\text{gen}}^{\text{res}}} P_{i,j,t}^{\text{hydro}} = P_{\text{load},e,t}^R + P_{\text{loss},e,t} \quad (13)$$

其中, $N_{\text{coal}}$ 、 $N_{\text{chp}}$ 、 $N_{\text{gas}}$ 和 $N_{\text{comb}}$ 分别为火电机组、热电机组、燃气轮机和联合循环燃气轮机的数量; $P_{i,t}^{\text{coal}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{chp}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{gas}}$ 、 $P_{i,j,t}^{\text{hydro}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{pump}}$ 分别为火电机组、热电机组、燃气轮机、梯级水电和抽水储能机组的出力; $M_i^{\text{comb}}$ 和 $P_{i,m,t}^{\text{comb}}$ 分别为联合循环燃气轮机*i*的模式数和在模式*m*下的出力; $P_{\text{loss},e,t}$ 为网损; $P_{r,t}^R$ 和 $P_{\text{load},e,t}^R$ 分别为风、光可再生能源

发电功率与电负荷功率的期望,计算公式见式(14)。

$$\begin{cases} P_{r,t}^R = \sum_{i=1}^{N_w} (P_{w,i,t} + E(\Delta P_{w,i,t}) - P_{w,i,t}^w) + \\ \sum_{i=1}^{N_v} (P_{v,i,t} + E(\Delta P_{v,i,t}) - P_{v,i,t}^w) \\ P_{\text{load},e,t}^R = P_{\text{load},e,t} + E(\Delta P_{\text{load},e,t}) - P_{\text{load},e,\text{loss},t} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $P_{w,i,t}$ 和 $\Delta P_{w,i,t}$ 分别为风电场*i*的预测功率和预测误差; $P_{v,i,t}$ 和 $\Delta P_{v,i,t}$ 分别为光伏电站*i*的预测功率和预测误差; $P_{\text{load},e,t}$ 、 $\Delta P_{\text{load},e,t}$ 分别为负荷的预测功率和预测误差; $E(\cdot)$ 表示 $\cdot$ 的期望; $P_{\text{load},e,\text{loss},t}$ 为极端情况发生时的负荷损失。

### (2) 供热平衡约束。

热电联产机组的供热功率需满足负荷要求:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{chp}}} H_{i,t}^{\text{chp}} = H_{\text{load},h,t} \quad (15)$$

其中, $H_{i,t}^{\text{chp}}$ 为热电机组*i*的热出力; $H_{\text{load},h,t}$ 为负荷供热功率。

### (3) 天然气供需平衡约束。

常规燃气轮机和联合循环燃气机组运行过程需要消耗天然气,此外天然气供应还应满足其他工业负荷用气需求。

$$\begin{cases} G_t^{\text{gen}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} (g_{o,i}^{\text{gas}} + g_{s,i}^{\text{gas}}) + \sum_{i=1}^{N_{\text{comb}}} \left( \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} g_{o,m,i}^{\text{comb}} + g_{s,i}^{\text{comb}} \right) \\ G_{\min} \leq \sum_{i=1}^T (G_t^{\text{gen}} + G_t^{\text{load}}) \leq G_{\max} \end{cases} \quad (16)$$

其中, $g_{o,i}^{\text{gas}}$ 和 $g_{s,i}^{\text{gas}}$ 分别为燃气轮机运行和启动过程的天然气消耗量; $g_{o,m,i}^{\text{comb}}$ 和 $g_{s,i}^{\text{comb}}$ 分别为联合循环燃气轮机模式运行和切换过程的天然气消耗量; $G_t^{\text{gen}}$ 为发电燃气; $G_t^{\text{load}}$ 为除发电以外其他工业用气; $G_{\max}$ 和 $G_{\min}$ 分别为天然气日供应量最大值与最小值。

### (4) 水力平衡约束。

水电站库容水主要由上游河流注入,水去向主要有发电用水、弃水和自然蒸发。与普通电站相比,梯级水电站上下游水库之间存在水头的联系,上游水库泄水经过 $\tau$ 时长到达下游水库。为保证水电站大坝安全,水电站需要在最大最小库容内运行。此外,为满足水电站下游航运以及生态用水要求,水电站还有下泄流量约束。

$$\begin{cases} V_{i,t}^{\text{lak}} = H_{i,t}^R + \sum_{j=1}^{N_{\text{lak}}^{\text{cas}}} H_{i,j,t-\tau_j}^{\text{cas}} - \sum_{j=1}^{N_{\text{gen}}^{\text{res}}} H_{i,j,t}^{\text{hydro}} \\ H_{i,t}^R = H_{i,t}^{\text{na}} - H_{i,t}^{\text{va}} - H_{i,t}^{\text{w}} \\ V_{i,\min}^{\text{lak}} \leq V_{i,0}^{\text{lak}} + \sum_{t=1}^T V_{i,t}^{\text{lak}} \leq V_{i,\max}^{\text{lak}} \quad t_i = 1, 2, \dots, T \\ V_{i,0}^{\text{lak}} + \sum_{t=1}^T V_{i,t}^{\text{lak}} = V_{i,0}^{\text{lak}} \\ H_{i,t,\min} \leq \sum_{j=1}^{N_{\text{gen}}^{\text{res}}} H_{i,j,t}^{\text{hydro}} + H_{i,t}^{\text{w}} \leq H_{i,t,\max} \end{cases} \quad (17)$$

其中,  $V_{i,t}^{\text{lak}}$  和  $V_{i,0}^{\text{lak}}$  分别为水电站  $i$  在  $t$  时刻的库容变化和初始时刻的库容;  $H_{i,t}^{\text{R}}$  为水电站  $i$  水的净增加量;  $H_{i,t}^{\text{na}}$ 、 $H_{i,t}^{\text{va}}$  和  $H_{i,t}^{\text{v}}$  分别为水电站  $i$  的上游河流净流入、自然蒸发和弃水量;  $N_{i,t}^{\text{cas}}$  为与水电站  $i$  相连的上游水电站总数;  $H_{i,j,t}^{\text{hydro}}$  为水电站  $i$  所装发电机组  $j$  的发电用水量;  $H_{i,j,t}^{\text{cas}} - \tau_j$  为上游水库  $j$  经过  $\tau_j$  时长到达水库  $i$  的发电和泄水总量;  $V_{i,t}^{\text{lak}}$  和  $V_{i,t}^{\text{lak,max}}$  分别为水电站  $i$  最小、最大库容容量;  $H_{i,t}^{\text{min}}$  和  $H_{i,t}^{\text{max}}$  分别为水电站  $i$  的最小、最大下泄流量。

(5) 网络安全约束。

$$-P_{l,t}^{\text{Line}} \leq P_{l,t}^{\text{Line}} \leq P_{l,t}^{\text{Line,max}} \quad (18)$$

其中,  $P_{l,t}^{\text{Line}}$  为线路  $l$  的传输功率;  $P_{l,t}^{\text{Line,max}}$  为线路  $l$  的最大传输功率。

采用直流潮流, 网络传输安全约束可由网络转移分布因子将支路功率转化为节点注入功率。

$$P_{l,t}^{\text{Line}} = \sum_{i=1}^{N_g} G_{l,i} P_{i,t} - \sum_{i=1}^{N_d} G_{l,i} P_{\text{load},e,i,t} \quad (19)$$

其中,  $N_g$  为发电机节点数;  $N_d$  为负荷节点数;  $G_{l,i}$  为网络转移因子, 表征支路功率与发电节点和负荷节点注入功率的灵敏度信息;  $P_{i,t}$  为各节点发电机组功率, 包括风、光、水、气、火、储的所有电源;  $P_{\text{load},e,i,t}$  为节点负荷。

(6) 电力系统备用容量约束。

为了应对风电和光伏发电的不确定性、负荷预测误差以及发电机组故障等意外情况发生, 保障系统的安全稳定运行, 电力系统制定调度方案时需要预留一定的备用容量, 将失负荷风险限制在可控范围之内。基于此, 为了在系统安全性和经济性之间达到更好的平衡, 本文系统备用容量采用机会约束。含有风电出力预测误差、光伏发电出力预测误差和负荷预测误差随机变量的系统备用容量约束条件以一定置信水平成立, 置信水平的高低反映出调度人员对电力系统运行风险与经济性的权衡。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_r(P_{\text{up},t} - E(\Delta P_t^e) + \Delta P_t^e \geq P_{\text{res},\text{up},t}) \geq \beta_1 \\ P_r(P_{\text{down},t} + E(\Delta P_t^e) - \Delta P_t^e \geq P_{\text{res},\text{down},t}) \geq \beta_2 \\ P_{\text{up},t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{coal}}} P_{\text{up},i,t}^{\text{coal}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{chp}}} P_{\text{up},i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} P_{\text{up},i,t}^{\text{gas}} + \\ \sum_{i=1}^{N_{\text{comb}}} \sum_{m=1}^{M_i} P_{\text{up},i,m,t}^{\text{comb}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{hydro}}} P_{\text{up},i,t}^{\text{hydro}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{pump}}} P_{\text{up},i,t}^{\text{pump}} \\ P_{\text{down},t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{coal}}} P_{\text{down},i,t}^{\text{coal}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{chp}}} P_{\text{down},i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} P_{\text{down},i,t}^{\text{gas}} + \\ \sum_{i=1}^{N_{\text{comb}}} \sum_{m=1}^{M_i} P_{\text{down},i,m,t}^{\text{comb}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{hydro}}} P_{\text{down},i,t}^{\text{hydro}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{pump}}} P_{\text{down},i,t}^{\text{pump}} \\ \Delta P_t^e = \sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{w,i,t} + \sum_{i=1}^{N_v} \Delta P_{v,i,t} - \Delta P_{\text{load},t} \end{array} \right. \quad (20)$$

其中,  $P_r(\cdot)$  为随机事件发生的概率;  $P_{\text{up},t}$  和  $P_{\text{down},t}$  分

别为所有电源能够提供的正、负备用功率;  $P_{\text{up},i,t}^{\text{coal}}$ 、 $P_{\text{up},i,t}^{\text{chp}}$ 、 $P_{\text{up},i,t}^{\text{gas}}$ 、 $P_{\text{up},i,m,t}^{\text{comb}}$ 、 $P_{\text{up},i,t}^{\text{hydro}}$  和  $P_{\text{up},i,t}^{\text{pump}}$  分别为火电机组、热电机组、燃气轮机、联合循环燃气轮机、梯级水电机组和抽水储能机组提供的正备用容量;  $P_{\text{down},i,t}^{\text{coal}}$ 、 $P_{\text{down},i,t}^{\text{chp}}$ 、 $P_{\text{down},i,t}^{\text{gas}}$ 、 $P_{\text{down},i,m,t}^{\text{comb}}$ 、 $P_{\text{down},i,t}^{\text{hydro}}$ 、 $P_{\text{down},i,t}^{\text{pump}}$  分别为火电机组、热电机组、燃气轮机、联合循环燃气轮机、梯级水电机组和抽水储能机组提供的负备用容量;  $N_{\text{hydro}}$  和  $N_{\text{pump}}$  分别为梯级水电和抽水储能机组数;  $\Delta P_t^e$  为系统  $t$  时刻由于风电、光伏发电和负荷预测误差导致的随机变量;  $\Delta P_{w,i,t}$  为风电预测误差, 服从统计分布  $F_{w,i}(\Delta P_{w,i,t})$ ;  $\Delta P_{v,i,t}$  为光伏预测误差, 服从统计分布  $F_{v,i}(\Delta P_{v,i,t})$ ;  $\Delta P_{\text{load},t}$  为负荷预测误差, 服从统计分布  $F_{\text{load}}(\Delta P_{\text{load},t})$ ;  $P_{\text{res},\text{up},t}$ 、 $P_{\text{res},\text{down},t}$  分别为系统安全运行需要的正、负备用容量;  $\beta_1$ 、 $\beta_2$  分别为给定的满足正、负备用要求的置信水平。

### 2.3 模型求解

关于网络约束, 在模型求解过程中根据式(19)采用直流潮流在优化过程中进行计算、约束, 得到优化调度方案后, 再计算交流潮流进行校验。

关于备用容量约束, 由于模型所含的多个随机变量不能计算累积分布函数, 因此该机会约束模型不能通过解析法进行求解。而采用随机模拟法求解该模型的计算量大、计算复杂, 不能在调度时限内得到调度方案。为此, 本文提出基于采样的机会约束条件确定性转化方法, 突破解析法应用局限, 实现含有多个任意分布随机变量机会约束条件的求解。首先采用拉丁超立方采样, 对模型中风电、光伏发电和负荷预测误差随机变量进行  $N_{\text{sample}}$  次采样, 第  $s_a$  次采样的采样值记作  $\Delta P_{w,i,t}^{s_a}$ 、 $\Delta P_{v,i,t}^{s_a}$  和  $\Delta P_{\text{load},i,t}^{s_a}$ , 当采样次数足够大时, 式(20)所示机会约束条件可由式(21)所示的混合整数约束条件代替。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{up},t} - E(\Delta P_t^e) + \sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{w,i,t}^{s_a} + \sum_{i=1}^{N_v} \Delta P_{v,i,t}^{s_a} - \\ \Delta P_{\text{load},i,t}^{s_a} - P_{\text{res},\text{up},t} \geq M(1 - d_{1,t}(s_a)) \\ P_{\text{down},t} + E(\Delta P_t^e) - \sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{w,i,t}^{s_a} - \sum_{i=1}^{N_v} \Delta P_{v,i,t}^{s_a} + \\ \Delta P_{\text{load},i,t}^{s_a} - P_{\text{res},\text{down},t} \geq M(1 - d_{2,t}(s_a)) \\ \sum_{s_a=1}^{N_{\text{sample}}} d_{1,t}(s_a) \geq N_{\text{sample}} \beta_1 \\ \sum_{s_a=1}^{N_{\text{sample}}} d_{2,t}(s_a) \geq N_{\text{sample}} \beta_2 \end{array} \right. \quad (21)$$

其中,  $M$  为足够小的负数;  $d_{1,t}(s_a)$  和  $d_{2,t}(s_a)$  为 0-1 优化变量。

由于机会约束条件式(20)中优化变量和随机变量可分离, 因此可以按照影响机会约束条件成立程

度对抽样样本进行排序,从而式(21)可以进一步简化,得到式(22)所示实际应用的形式。

$$\begin{cases} P_{up,t}^{equ} + \Delta P_t(\text{floor}(N_{\text{sample}}(1 - \beta_1))) \geq 0 \\ P_{down,t}^{equ} - \Delta P_t(\text{ceil}(N_{\text{sample}}\beta_2)) \geq 0 \\ P_{up,t}^{equ} = P_{up,t} - E(\Delta P_t) - P_{res,up,t} \\ P_{down,t}^{equ} = P_{down,t} + E(\Delta P_t) - P_{res,down,t} \\ \Delta P_t = \text{sort}([\Delta P_t^1 \Delta P_t^2 \dots \Delta P_t^{s_a} \dots \Delta P_t^{N_{\text{sample}}}] ) \\ \Delta P_t^{s_a} = \sum_{i=1}^{N_w} \Delta P_{w,i,t}^{s_a} + \sum_{i=1}^{N_v} \Delta P_{v,i,t}^{s_a} - \Delta P_{load,t}^{s_a} \end{cases} \quad (22)$$

其中, floor(·) 为向下取整函数,即求小于等于·的最大整数; ceil(·) 为向上取整函数,即求大于等于·的最小整数; sort(·) 为升序排列函数,即将向量·按照从小到大的顺序重新排列。

通过式(19)采用直流潮流将优化模型的潮流约束进行线性化,通过所提基于采样的机会约束条件确定性转化方法将式(20)所示原优化模型的机会约束条件转化为式(22)所示等效线性约束条件。经过以上处理,模型最终转化为混合整数二次规划模型,可以借助商用求解器 Cplex 进行求解。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例说明

为验证本文所提方法的有效性和适用性,采用算例进行计算分析。算例含有 3 座装机容量分别为 1 200 MW、1 200 MW 和 800 MW 的风电场, 2 座容量分别为 800 MW 和 300 MW 的光伏电站, 8 台凝汽式火电机组, 4 台热电联产机组, 3 台燃气轮机, 2 台二拖一的联合循环燃气机组, 4 座梯级水电站和 2 座抽水储能电站, 机组参数见附录 B 中表 B1。梯级水电站分布如图 2 所示, 梯级电站上下游水库之间水流延时为 2 h, 发电机组耗量特性采用高、中、低 3 个水头分别分段线性化表示。风电、光伏发电、负荷预测出力数据均由比利时电网数据等比例缩小得到。负荷、风电和光伏发电预测值如图 3 所示, 可再生能源出力约占总负荷的 55%。

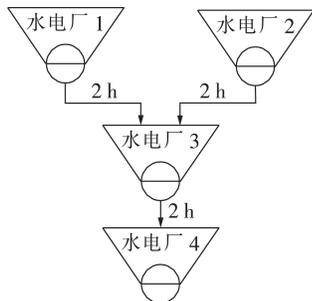


图 2 算例梯级电站地理分布图  
Fig.2 Geographic distribution diagram of cascade hydropower station

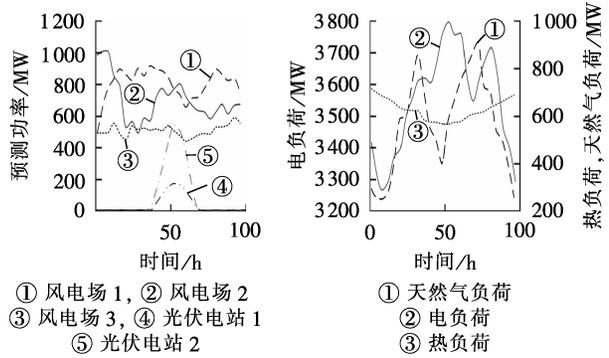


图 3 风电、光伏发电和负荷预测曲线  
Fig.3 Prediction curves of wind power, photovoltaic power and load

#### 3.2 算例结果分析

采用基于采样的机会约束条件确定性转化方法, 对所建风-光-水-气-火-储联合优化调度模型进行求解。计算环境为 Intel core i7-4790 3.60 GHz 8 GB 内存 DELL 台式机, 采用 Cplex 12.6.3 进行优化计算。机会约束条件置信水平  $\beta_1 = \beta_2 = 0.96$ , 旋转备用率为 10%。此时最优调度方案总成本为 \$ 385 739.53, 其中机组的运行成本为 \$ 381 069.53, 启停成本为 \$ 4 670, 没有负荷损失。风电和光伏发电利用电量为 50 789.65 MW·h, 弃风电量为 150.122 MW·h, 弃光电量为 13.137 MW·h, 各机组出力如附录 B 中图 B1 所示, 各种资源利用情况如图 4 所示。

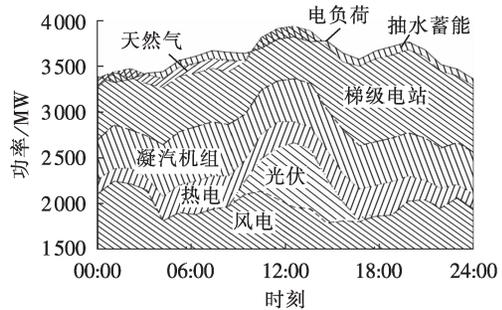


图 4 最佳运行方案各种资源利用情况  
Fig.4 Various resources utilization situation of optimal operation scheme

为了说明本文所建电力系统随机协调调度模型的优越性, 考虑普遍采用的热电机组“以热定电”、水电机组“以水定电”调度模式, 构建以下 2 种调度模式进行计算比较: 模式 1, 热电机组采用“以热定电”, 梯级电站采用“以水定电”调度, 即热电机组运行在最小凝气工况, 根据热负荷的需求确定机组运行点, 从而确定热电机组所带的电负荷, 水电站在保证航运和生态用水、满足机组运行约束和库容约束的前提下, 以发电量最大为目标确定各时刻发电曲线; 模式 2, 本文所提联合随机优化调度。2 种模式下最优调度方案运行结果如表 1 所示, 弃风、弃光功率以及各种机组出力对比如图 5 所示。

对比表 1 中 2 种模式下的结果可得如下结论。

表1 计算结果对比

Table 1 Comparison of calculation results

参数	模式1	模式2
总成本 / \$	389 141.60	385 739.53
弃风、弃光电量 / (MW·h)	332.74	163.26
梯级电站发电用水量 / m <sup>3</sup>	7.92×10 <sup>8</sup>	7.92×10 <sup>8</sup>
梯级电站发电量 / (MW·h)	6 177.88	6 145.32
热机组发电量 / (MW·h)	8 838.53	11 692.08
凝汽机组发电量 / (MW·h)	18 296.09	16 274.79
联合循环燃气轮机发电量 / (MW·h)	1 787.00	848.00
燃气轮机发电量 / (MW·h)	102.34	28.00
凝汽机组运行成本 / \$	218 413.45	191 556.94
热机组运行成本 / \$	140 645.66	177 695.02
抽水储能电站运行成本 / \$	1 775.00	1 700.00
普通燃气轮机运行成本 / \$	2 021.15	776.05
联合循环燃气轮机运行成本 / \$	24 096.34	11 461.52

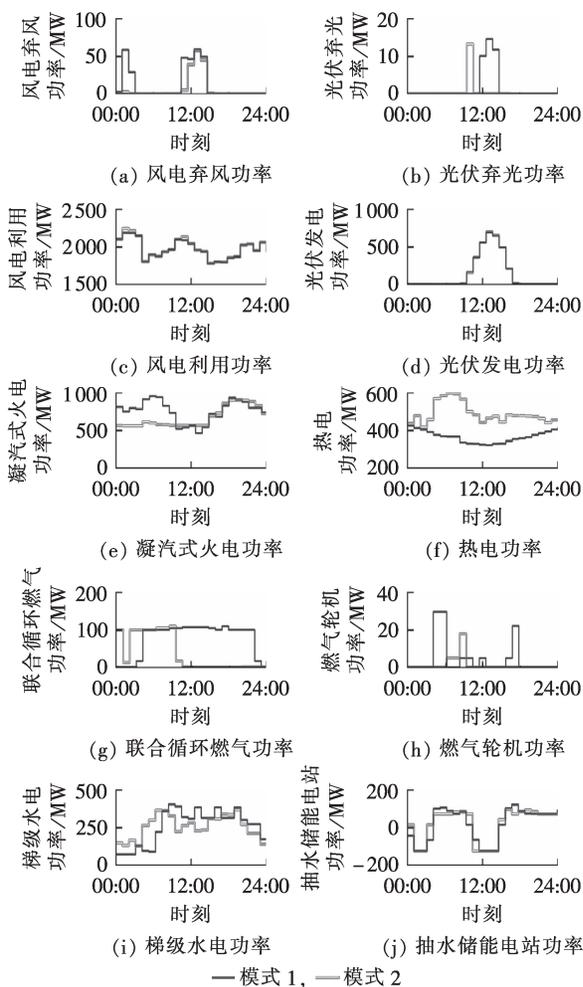


图5 2种调度模式下弃风、弃光功率以及各种电源出力  
Fig.5 Abandoned wind and photovoltaic powers and output of each source under two dispatching modes

(1)相比于模式1,模式2的运行总成本更低,弃风、弃光电量更少。这是由于本文所提电力系统协调调度模型能够发挥各种能源的互补特性,提高电力系统运行的灵活性,从而消纳更多的可再生能源发电,降低其他化石能源发电量,降低系统运行成本。

(2)相比于模式1相同的发电用水量,模式2的水电机组发电量更少。为分析产生这种现象的原因,图6给出了2种调度模式下4座梯级水电站发电流量、发电功率以及库容情况。由图6可知:在“以水定电”的模式下,水电站1开始以最小发电流量发电,通过来水提高自身库容从而达到在高水位下多发电的目的。同样,水电站3和水电站4开始时刻不发电,也是为了蓄水提高自身发电水位,以达到多发

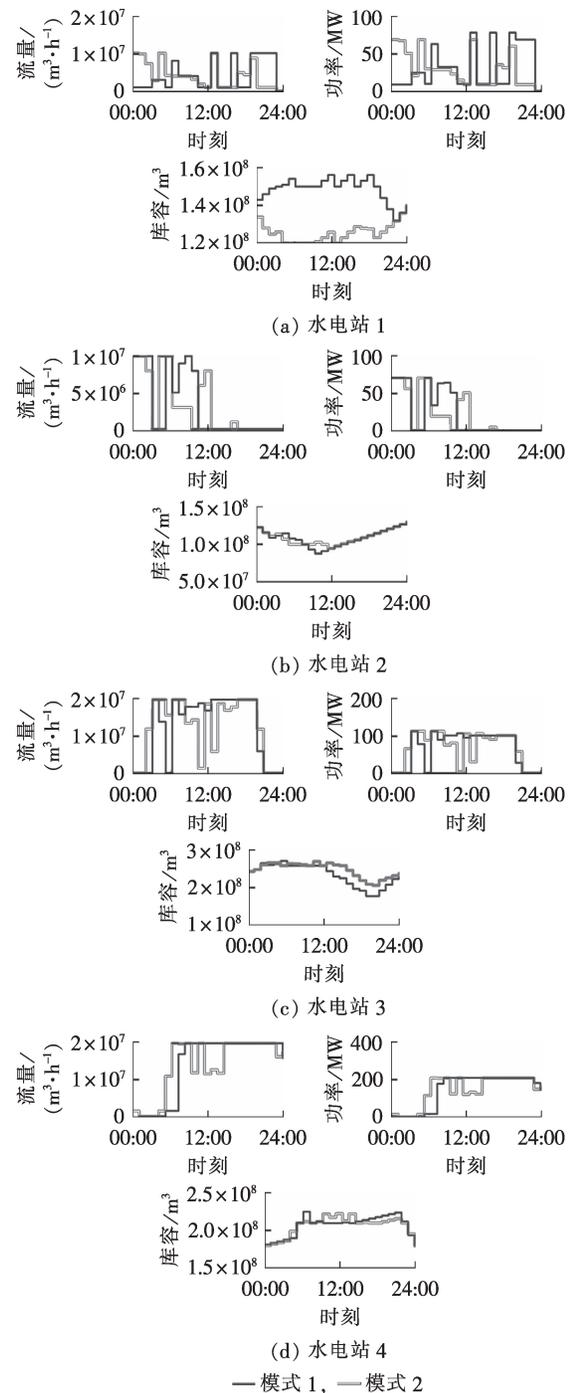


图6 2种调度模式下梯级水电站发电流量、发电功率和库容

Fig.6 Generation flow, power and reservoir of cascaded hydropower plants under two dispatching modes

电的目的。与其他3座电站不同,水电站2开始时刻以最大流量发电,这是因为其处于上游,通过增大发电流量可以使下游水电站3迅速抬高水位,从而增加梯级电站总的发电量。相比之下,虽然在模式2下水电站3与水电站4也有通过储水、抬高水位实现多发电的行为,但与模式1不同,水电站在光伏发电功率到来之前积极发电,以待中午时减小出力为光伏发电提供消纳空间,这一点从图5(i)可以更明显地看出。由于牺牲了在更多高水位下发电的机会,同样的发电流量下采用模式2的梯级水电站总发电量相比模式1会减少。虽然梯级水电企业可能会因为少发电而损失经济性,但是其创造的经济性比自身损失大得多,因此可以由原本计划弃掉的风电和光伏发电创造的收益进行补偿。从这一点也可以看出,本文所提含多电源的电力系统协调调度模型可以协调不同资源的互补特性,提高风、光可再生能源的消纳能力,提高电力系统运行的经济性。

(3)表1中2种调度模式下的区别还体现在模式2相比于模式1火电机组发电量更多。为分析这种现象,图7给出了4台火电机组各时刻电功率与热功率情况。由图可知,在模式1中热电机组“以热定电”的调度模式下,由于优化范围有限,热负荷根据各机组能耗参数在各机组之间进行分配,电功率随之确定。而模式2中热电机组运行更加灵活,各机

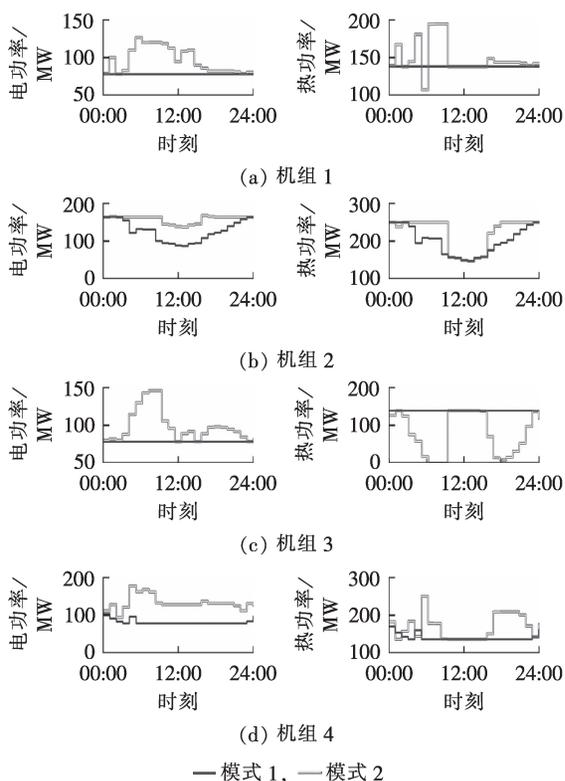


图7 2种调度模式下各热电机组电功率和热功率  
Fig.7 Electric power and thermal power of each thermoelectric unit under two dispatching modes

组热功率和电功率都进行更细致的优化。由于热电机组比同容量凝汽式火电机组运行总体效率高,因此,在模式2下处于开机状态的热电机组增加出力,取代了一部分效率相对较低的凝汽机组和发电成本较高的联合循环燃气机组,这一点在图5(e)~(g)和附录B图B2中表现得更加明显。

(4)从表1中不难发现,模式2相较于模式1燃气机组和联合循环燃气机组发电量大幅减小,由图5(h)还可看出燃气机组启停次数明显减少。这是由于在模式1下,热电机组“以热定电”、水电机组“以水定电”的运行方式限制了机组运行的灵活性,系统需要调节迅速的燃气机组来增加系统运行的灵活性以应对风光出力的不确定性和负荷的波动性。而本文所提的调度模型使电力系统运行更加灵活。水电和热电机组运行灵活性的增加,减少了运行成本较高的普通燃气轮机启停调节和联合循环燃气轮机的出力调节。

为了验证本文所提机会约束模型求解方法的有效性和优越性,与基于场景法的随机优化调度模型以及采用随机模拟求解的机会约束随机优化模型进行对比计算,结果如表2所示。场景法采用文献[20]所述的超拉丁立方抽样、动态场景生成和削减技术,生成10000个初始场景,经过削减后分别剩余30和20个场景进行优化计算。基于随机模拟求解的机会约束随机优化模型,采用本文所建机会约束相关目标优化模型,只是求解时采用随机模拟的方法判断机会约束条件是否成立,每次判断过程随机模拟5000次。计算环境为Intel core i7-4790 3.60 GHz 8 GB内存DELL台式机,场景法和本文所提方法均借助Cplex12.6.3进行求解计算。

表2 计算结果对比

Table 2 Comparison of calculation results

算法	$f_1 / \$$	$f_2 / (\text{MW} \cdot \text{h})$	计算时间 / s
本文方法	385 739.53	163.26	1 609.32
场景法(式(30))	384 391.62	161.38	32 986.37
场景法(式(20))	383 803.50	160.72	21 253.52
随机模拟	—	—	>50 000

由表2可知:采用随机模拟的方法对本算例规模问题进行求解,50000 s内并未得到最优调度方案。本文所提方法在计算速度上有绝对优势,但所得调度方案目标函数值比场景法差。这是因为在场景缩减中一些极端的场景,如较大的可再生能源出力和负荷预测误差,都属于发生概率低的“小概率事件”而被剔除,而这些小概率的极端场景恰能提高方案的运行成本,减少系统可再生能源消纳。这一点在相同的原始场景分别被缩减为20个和30个典型场景进行优化计算得到的结果中也可以说明。由表2可知:采用场景法时,随着剩余场景数的增多,系

统运行总成本增加,系统弃风、弃光电量也增多,这正是由于考虑了极端小概率场景的影响。显然从物理意义上而言,保留的场景越多,对随机变量的表示就越接近于真实,所得调度方案在实际中可靠运行的概率就越大。因此,并不能从目标函数的优劣上认定所建机会约束目标优化模型比场景法差,而且从表2可以看出2种随机优化方法目标函数相差无几。但是从计算时间上看,本文所建模型优势明显。与场景法相比,机会约束规划模型能以一定置信水平保证方案的可靠性,此外,利用本文所提快速求解方法还可以大幅缩短模型求解时间。

#### 4 结论

本文在考虑可再生能源出力不确定性和水、热、电能量平衡的前提下,建立了基于机会约束目标优化的风-光-水-气-火-储联合优化调度模型,并与传统的热电机组“以热定电”、水电机组“以水定电”的调度模式进行了对比。通过研究得到如下结论。

(1)依据我国西部某省电源种类构建的含风、光、水、气、火、储多种电源的电力系统随机协调调度模型,可以利用不同电源之间的互补特性,提高风、光可再生能源的消纳能力。

(2)风、光、水、气、火、储不同电源的随机协调调度可以提高系统运行的灵活性,提高风光可再生能源的接纳能力,减少高耗能、高成本机组的运行,从而提高系统运行的经济性。

(3)风、光、水、气、火、储不同电源的随机协调调度可能会牺牲一些水电站的利益,但从创造的社会总福利角度而言,该牺牲可以创造更大的价值,并且水电站受损利益完全可以由减少弃风、弃光带来收益的电厂进行补偿。这种补偿原则和机制也正是课题组接下来要深入研究的问题。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

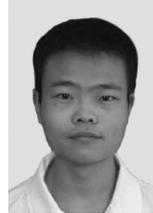
- [1] 国家能源局. 国家能源局新闻发布会介绍2017年度相关能源情况[EB/OL]. [2018-01-24]. [http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c\\_136921015.htm](http://www.nea.gov.cn/2018-01/24/c_136921015.htm).
- [2] 戴远航,陈磊,闵勇,等. 风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J]. 中国电机工程学报,2017,37(12):3470-3479. DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(12): 3470-3479.
- [3] CHEN Xinyu, KANG Chongqing, 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.
- [4] DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Dispatch model of combined heat and power plant considering heat transfer process[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1225-1236.
- [5] 于婧,孙宏斌,沈欣炜. 考虑储热装置的风电-热电机组联合优化运行策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):139-145. YU Jing, SUN Hongbin, SHEN Xinwei. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 139-145.
- [6] LUND H, MÜNSTER E. Integrated energy systems and local energy markets[J]. Energy Policy, 2006, 34(10): 1152-1160.
- [7] 丁明,刘新宇,解蛟龙,等. 面向提高风电接纳能力的多区域热-电联合调度模型[J]. 中国电机工程学报,2017,37(14): 4079-4088. DING Ming, LIU Xinyu, XIE Jiaolong, et al. Research on heat and electricity coordinated dispatch model of multi-area for improving wind power accommodation ability[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4079-4088.
- [8] LI Zhigang, WU Wenchuan, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 12-22.
- [9] LI Zhigang, WU Wenchuan, WANG Jianhui, 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] 马吉明,张楚汉,王保国. 光伏水电互补,低碳可再生能源的新途径——以青海为例[J]. 水力发电学报,2013,32(2):1-4. MA Jiming, ZHANG Chuhan, WANG Baoguo. Hydro-photovoltaic hybrid system is a new approach to low-carbon renewable energy. A case study of Qinghai Province[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2013, 32(2): 1-4.
- [11] KAMALINIA S, WU Lei, SHAHIDEHPOUR M. Stochastic mid-term coordination of hydro and natural gas flexibilities for wind energy integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1070-1079.
- [12] 曾雪婷,刘天琪,李茜,等. 基于虚拟电源配置策略的风光水火多源互补短期优化调度[J]. 电网技术,2016,40(5): 1379-1386. ZENG Xueting, LIU Tianqi, LI Qian, et al. Short-term complementary optimal dispatch model of multi-source hybrid power system based on virtual power configuration strategy[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1379-1386.
- [13] 康重庆,姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化,2017,41(9):2-11. KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11.
- [14] 甘伟,艾小猛,方家琨,等. 风-火-水-储-气联合优化调度策略[J]. 电工技术学报,2017,32(增刊1):11-20. GAN Wei, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Coordinated optimal operation of the wind, coal, hydro, gas units with energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32 (Supplement 1): 11-20.
- [15] 李志伟,赵书强,李东旭,等. 基于改进 $\epsilon$ -约束与采样确定性转化的电力系统日前调度机会约束模型快速求解技术[J]. 中国电机工程学报,2018,38(16):4679-4691. LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LI Dongxu, et al. Fast solving of day-ahead power system scheduling chance-constrained model based on improved  $\epsilon$ -constrained and deterministic transform by sampling[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16): 4679-4691.
- [16] 王彩霞,鲁宗相,乔颖,等. 基于非参数回归模型的短期风电功率预测[J]. 电力系统自动化,2010,34(16):71-82. WANG Caixia, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Short-term wind power forecast based on non-parametric regression model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(16): 71-82.

- [17] 刘燕华,李伟花,刘冲,等. 短期风电功率预测误差的混合偏态分布模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(10):2375-2382.  
LIU Yanhua, LI Weihua, LIU Chong, et al. Mixed skew distribution model of short-term wind power prediction error [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10):2375-2382.
- [18] CHARNES A, COOPER W W. Management models and industrial applications of linear programming [J]. Journal of the Operational Research Society, 1962, 4(3):38-91.
- [19] 刘德伟,郭建波,黄越辉,等. 基于风电功率概率预测和运行风险约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(16):9-15.  
LIU Dewei, GUO Jianbo, HUANG Yuehui, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system based on wind power probabilistic forecasting and operation risk constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16):9-15.
- [20] 马溪原. 含风电电力系统的场景分析法及其在随机优化中的

应用[D]. 武汉:武汉大学,2014.

MA Xiyuan. Scenario analysis and stochastic programming of wind-integrated power systems [D]. Wuhan: Wuhan University, 2014.

#### 作者简介:



李志伟

李志伟(1989—),男,河北饶阳人,博士,主要从事含可再生能源电力系统优化调度方面的研究工作(E-mail: zhiwei\_li@126.com);

赵书强(1964—),男,河北景县人,教授,博士研究生导师,博士,主要从事电力系统分析与控制、电力系统规划与可靠性等方面的教学与科研工作。

## Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming

LI Zhiwei<sup>1</sup>, ZHAO Shuqiang<sup>1</sup>, LIU Jinshan<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China; 2. Dispatching and Control Center of State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810008, China)

**Abstract:** In the background of large scale renewable energy accessing to power system, in order to use the complementary characteristics of different energy sources to solve the wind power and photovoltaic abandon problem, the models of wind power, photovoltaic power generation, condensing thermal power unit, thermoelectric unit, gas turbine, combined cycle gas turbine, cascade hydropower and pumped storage unit are established, on this basis, a wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage coordinated optimal dispatch model is built based on chance-constrained goal programming, which considers the uncertainties of wind power and photovoltaic power generation and the energy balance of hydro, heat and electricity. In order to improve the model solving efficiency, the chance-constrained condition deterministic transformation method based on sampling is used to transform the chance-constrained condition into a mixed integer constraint condition. The case verifies the effectiveness of the proposed model. The proposed model is compared with the current mode of thermal power unit with “power follow the heat” and cascade hydropower with “power decided by the water”, and results show that the proposed model can use the complementary characteristics of different units to improve the operation flexibility of power system, thereby improving the accommodation ability of renewable energy and reducing system operation costs.

**Key words:** optimal dispatch of power system; chance-constrained goal programming; model deterministic transformation; wind power; photovoltaic power generation

附录 A

普通燃气轮机运行成本和约束如下：

$$\begin{cases} F_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{gas}}} [g_{o,i}^{\text{gas}}(P_{i,t}^{\text{gas}}) + g_{s,i}^{\text{gas}}(B_{i,t}^{\text{gas}})] f_t^{\text{gas}} \\ g_{o,i}^{\text{gas}}(P_{i,t}^{\text{gas}}) = a_i^{\text{gas}} (P_{i,t}^{\text{gas}})^2 + b_i^{\text{gas}} P_{i,t}^{\text{gas}} + c_i^{\text{gas}} \\ g_{s,i}^{\text{gas}}(B_{i,t}^{\text{gas}}) = B_{i,t}^{\text{gas}} (1 - B_{i,t-1}^{\text{gas}}) D_i^{\text{gas}} \end{cases} \quad (\text{A1})$$

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{gas}} \leq P_{i,t}^{\text{gas}} \leq P_{i,\max}^{\text{gas}} \\ -P_{i,\text{down}}^{\text{gas}} \leq P_{i,t}^{\text{gas}} - P_{i,t-1}^{\text{gas}} \leq P_{i,\text{up}}^{\text{gas}} \\ (B_{i,t-1}^{\text{gas}} - B_{i,t}^{\text{gas}})(T_{\text{on},i,t-1}^{\text{gas}} - T_{\text{on},i}^{\text{gas}}) \geq 0 \\ (B_{i,t}^{\text{gas}} - B_{i,t-1}^{\text{gas}})(T_{\text{off},i,t-1}^{\text{gas}} - T_{\text{off},i}^{\text{gas}}) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{A2})$$

其中， $F_{\text{gas}}$  为常规燃气轮机运行成本，由各机组天然气耗量与天然气价格来计算； $g_{o,i}^{\text{gas}}(P_{i,t}^{\text{gas}})$  为机组运行燃料消耗； $g_{s,i}^{\text{gas}}(B_{i,t}^{\text{gas}})$  为机组启停燃料消耗； $N_{\text{gas}}$  为常规燃气轮机总数； $P_{i,t}^{\text{gas}}$  和  $B_{i,t}^{\text{gas}}$  分别为燃气轮机  $i$  在  $t$  时刻发电功率和运行状态； $f_t^{\text{gas}}$  为天然气动态价格。

与常规燃气轮机相比，联合循环燃气轮机是多台燃气轮机带动一台或多台蒸汽机组联合运行。由于蒸汽轮机利用燃气轮机的余热工作，因此工作模式存在限制：燃气轮机可以单独运行，蒸汽轮机则需在有燃气轮机开机的前提下才可运行。此外，燃气轮机和蒸汽轮机不可同时启停。以常见的 2 台燃气轮机拖动一台蒸汽轮机组成的联合循环燃气轮机为例，其运行状态有 5 种模式，每种模式的开机方式以及不同模式之间允许的转换关系如图 A1 所示，图中 GT 表示燃气轮机，ST 表示蒸汽轮机。

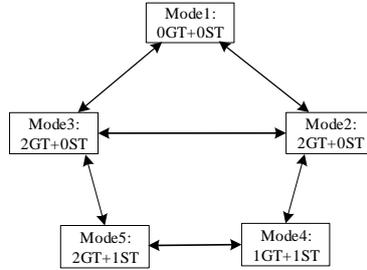


图 A1 联合循环燃气机组运行模式开机方式及转换关系

Fig.A1 Operation mode and conversion relation of operation mode of combined cycle gas turbine

联合循环燃气轮机运行成本由不同运行模式下的燃料消耗成本和运行模式转换带来的机组启停成本构成：

$$\begin{aligned} F_{\text{comb}} &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{comb}}} \left( \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} g_{o,m,i}^{\text{comb}} + g_{s,i}^{\text{comb}} \right) f_t^{\text{gas}} \\ g_{s,i}^{\text{comb}} &= \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} \sum_{n=1}^{M_i^{\text{comb}}} (C_{i,m,n}^{\text{trans}} B_{i,m,t-1}^{\text{comb}} B_{i,n,t}^{\text{comb}}) \end{aligned} \quad (\text{A3})$$

其中， $F_{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机总成本； $N_{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机总数； $M_i^{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机  $i$  具有的运行模式总数； $g_{o,m,i}^{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机  $i$  在模式  $m$  下的运行成本，由发电功率和耗量特性计算得到，不同模式下耗量特性如图 A2 所示； $g_{s,i}^{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机  $i$  在  $t$  时刻模式切换成本； $C_{i,m,n}^{\text{trans}}$  为联合循环燃气轮机  $i$  运行模式由  $m$  切换到  $n$  时产生的切换成本； $B_{i,m,t}^{\text{comb}}$  为 0-1 变量，表示联合循环燃气轮机  $i$  在  $t$  时刻是否处于模式  $m$  的状态。

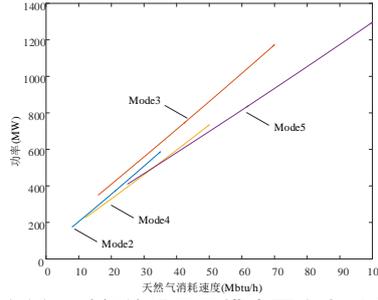


图 A2 联合循环燃气轮机不同模式下出力耗量特性曲线

Fig.A2 Output consumption characteristics of combined cycle gas turbine under different modes

联合循环燃气轮机运行约束有功率上下限约束、爬坡约束、最小运行时间约束、运行模式状态约束和模式转换约束：

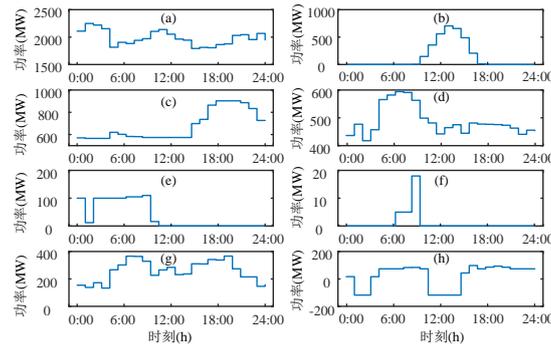
$$\begin{cases}
 P_{i,m,\min}^{\text{comb}} \leq P_{i,m,t}^{\text{comb}} \leq P_{i,m,\max}^{\text{comb}} \\
 -P_{i,m,\text{down}}^{\text{comb}} \leq P_{i,m,t}^{\text{comb}} - P_{i,m,t-1}^{\text{comb}} \leq P_{i,m,\text{up}}^{\text{comb}} \\
 (B_{i,m,t-1}^{\text{comb}} - B_{i,m,t}^{\text{comb}})(T_{\text{on},i,m,t-1}^{\text{comb}} - T_{\text{on},m,i}^{\text{comb}}) \geq 0 \\
 \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} B_{i,m,t}^{\text{comb}} = 1 \\
 \sum_{m=1}^{M_i^{\text{comb}}} S_{n,m}^{\text{comb}} B_{i,m,t}^{\text{comb}} \geq B_{i,n,t-1}^{\text{comb}}
 \end{cases} \quad (\text{A4})$$

其中， $P_{i,m,\max}^{\text{comb}}$  和  $P_{i,m,\min}^{\text{comb}}$  分别为联合循环燃气轮机  $i$  运行模式  $m$  下的最大、最小功率； $P_{i,m,\text{up}}^{\text{comb}}$  和  $P_{i,m,\text{down}}^{\text{comb}}$  分别为联合循环燃气轮机  $i$  运行模式  $m$  下的上爬坡和下爬坡功率； $T_{\text{on},m,i}^{\text{comb}}$  为联合循环燃气轮机  $i$  运行模式  $m$  下要求的最小运行时间； $S_{n,m}^{\text{comb}}$  为模式转换可行性矩阵， $S_{n,m}^{\text{comb}}$  取值为 1 表示可由  $n$  运行模式转换到  $m$  运行模式。

表 B1 常规机组参数表

Table B1 Parameters of conventional units

编号	出力上、 下限/MW	启停成 本/\$	耗量特性			最小启、 停时间/h	爬坡功率/ (MW·h <sup>-1</sup> )
			$a/ (\$ \cdot \text{MW}^{-2})$	$b/ (\$ \cdot \text{MW}^{-1})$	$c/ (\$ \cdot \text{h}^{-1})$		
1	420, 210	250	0.0106	8.34	64.16	10, 10	210
2	350, 175	100	0.003	10.76	32.96	8, 8	175
3	300, 150	110	0.0109	12.89	6.78	8, 8	150
4	300, 150	440	0.0109	12.89	6.78	8, 8	150
5	250, 125	100	0.0024	12.33	28	8, 8	125
6	250, 125	100	0.0024	20	71.4	8, 8	125
7	100, 50	50	0.128	17.82	10.15	5, 5	50
8	80, 40	45	0.046	15.47	74.33	4, 4	40



注：(a)—(h)依次是风电、光伏发电、凝汽式燃煤机组、热电联产机组、联合循环燃气机组、燃气轮机、梯级水电站和抽水储能电站。

图 B1 最优运行方案各种机组出力

Fig.B1 Output of each unit under optimal operation scheme

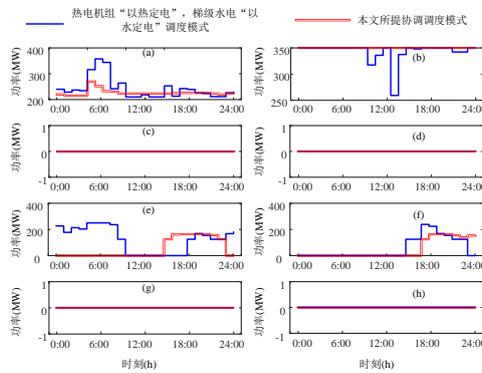


图 B2 2 种调度模式下各凝汽式火电机组出力

Fig.B2 Output of each condenser type thermal power unit under two dispatch modes

火电机组分为凝汽式机组和热电联产机组。凝汽式机组只对外提供电能，运行成本主要有燃料消耗成本和机组启停成本，如下所示：

$$\begin{aligned}
 F_{\text{coal}} &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{coal}}} [g_{o,i}^{\text{coal}} (P_{i,t}^{\text{coal}}) + g_{s,i}^{\text{coal}} (B_{i,t}^{\text{coal}})] \\
 g_{o,i}^{\text{coal}} (P_{i,t}^{\text{coal}}) &= a_i^{\text{coal}} (P_{i,t}^{\text{coal}})^2 + b_i^{\text{coal}} P_{i,t}^{\text{coal}} + c_i^{\text{coal}} \\
 g_{s,i}^{\text{coal}} (B_{i,t}^{\text{coal}}) &= B_{i,t}^{\text{coal}} (1 - B_{i,t-1}^{\text{coal}}) D_i^{\text{coal}}
 \end{aligned} \tag{B1}$$

其中， $T$  为调度周期； $N_{\text{coal}}$  为凝汽式火电机组数； $P_{i,t}^{\text{coal}}$  为凝汽式火电机组  $i$  在  $t$  时刻功率； $B_{i,t}^{\text{coal}}$  为 0-1 变量，

表示凝汽式火电机组  $i$  在  $t$  时刻运行状态；  $g_{o,i}^{\text{coal}}(P_{i,t}^{\text{coal}})$  和  $g_{s,i}^{\text{coal}}(B_{i,t}^{\text{coal}})$  分别为凝汽式火电机组燃料消耗成本和启停成本；  $D_i^{\text{coal}}$  为机组  $i$  启动一次成本。

凝汽式火电机组运行约束包括有功功率约束、爬坡约束和最小启停时间约束：

$$\begin{cases} P_{i,\min}^{\text{coal}} \leq P_{i,t}^{\text{coal}} \leq P_{i,\max}^{\text{coal}} \\ -P_{i,\text{down}}^{\text{coal}} \leq P_{i,t}^{\text{coal}} - P_{i,t-1}^{\text{coal}} \leq P_{i,\text{up}}^{\text{coal}} \\ (B_{i,t-1}^{\text{coal}} - B_{i,t}^{\text{coal}})(T_{\text{on},i,t-1}^{\text{coal}} - T_{\text{on},i}^{\text{coal}}) \geq 0 \\ (B_{i,t}^{\text{coal}} - B_{i,t-1}^{\text{coal}})(T_{\text{off},i,t-1}^{\text{coal}} - T_{\text{off},i}^{\text{coal}}) \geq 0 \end{cases} \quad (\text{B2})$$

其中，  $P_{i,\text{up}}^{\text{coal}}$  和  $P_{i,\text{down}}^{\text{coal}}$  分别为机组  $i$  上爬坡功率和下爬坡功率；  $T_{\text{on},i,t-1}^{\text{coal}}$  和  $T_{\text{off},i,t-1}^{\text{coal}}$  分别为处于运行、停机状态的机组  $i$  到  $t-1$  时刻连续运行/停机时长；  $T_{\text{on},i}^{\text{coal}}$  和  $T_{\text{off},i}^{\text{coal}}$  分别为机组  $i$  最小运行、停机时长。

与凝汽式机组只提供电能不同，热电联产机组同时对外提供电能与热能。热电联产机组主要有背压式和抽汽式 2 种，运行特性如图 B3 所示。由图可知：背压式热电机组电功率完全由热功率决定，在满足热负荷需求时机组不具有调节能力；抽汽式热电机组电功率和热功率构成一个封闭凸可行域，在满足热功率  $h_{\text{ab}}$  时电功率可在  $p_a \sim p_b$  内调节，随着热功率的增加电功率可调范围不断缩小。背压式和抽汽式热电联产机组运行点都可由式(B3)采用可行域端点表示。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{chp}} = \lambda_t^1 P_i^A + \lambda_t^2 P_i^B + \lambda_t^3 P_i^C + \lambda_t^4 P_i^D + \lambda_t^5 P_i^E \\ H_{i,t}^{\text{chp}} = \lambda_t^1 H_i^A + \lambda_t^2 H_i^B + \lambda_t^3 H_i^C + \lambda_t^4 H_i^D + \lambda_t^5 H_i^E \\ 0 \leq \lambda_t^i \leq 1 \quad i=1,2,3,4,5 \\ \lambda_t^1 + \lambda_t^2 + \lambda_t^3 + \lambda_t^4 + \lambda_t^5 = B_{i,t}^{\text{chp}} \end{cases} \quad (\text{B3})$$

其中，  $P_i^A - P_i^E$  和  $H_i^A - H_i^E$  分别为可行域边界 A—E 点的电功率和热功率。

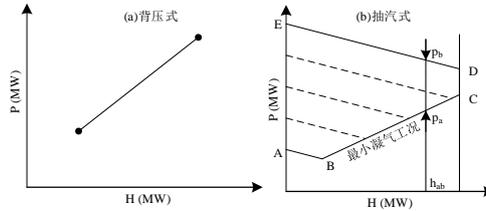


图 B3 2 种热电联产机组电热运行特性

Fig.B3 Heat-electricity operation characteristics of two CHP units

与凝汽式火电机组相同，热电联产机组运行成本也由燃料消耗成本和启动成本构成。但为满足热负荷需求，热电联产机组通常连续运行不停机。燃料消耗成本是将电功率和热功率折算为等蒸汽量时凝汽工况下的电功率进行计算：

$$\begin{aligned} F_{\text{chp}} &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{chp}}} [g_{o,i}^{\text{chp}}(P_{i,t}^{\text{chp}}, H_{i,t}^{\text{chp}}) + g_{s,i}^{\text{chp}}(B_{i,t}^{\text{chp}})] \\ g_{o,i}^{\text{chp}}(P_{i,t}^{\text{chp}}, H_{i,t}^{\text{chp}}) &= a_i^{\text{chp}} (P_{i,t}^{\text{chp}} + C_{v,i} H_{i,t}^{\text{chp}})^2 + \\ &\quad b_i^{\text{chp}} (P_{i,t}^{\text{chp}} + C_{v,i} H_{i,t}^{\text{chp}}) + c_i^{\text{chp}} \\ g_{s,i}^{\text{chp}}(B_{i,t}^{\text{chp}}) &= B_{i,t}^{\text{chp}} (1 - B_{i,t-1}^{\text{chp}}) D_i^{\text{chp}} \end{aligned} \quad (\text{B4})$$

其中，  $N_{\text{chp}}$  为热电机组总数；  $P_{i,t}^{\text{chp}}$ 、  $H_{i,t}^{\text{chp}}$  和  $B_{i,t}^{\text{chp}}$  分别为热电机组  $i$  在  $t$  时刻电功率、热功率和运行状态；  $C_{v,i}$  为热电机组  $i$  在固定进汽量下抽取单位蒸汽量时电功率的减少值。

热电机组运行约束有机组热功率和电功率上下限约束、爬坡约束和最小启停时间约束。热电机组的电功率上下限不是常数，而是同时刻热功率的函数，即图 B3(b)中的上下边界。火电机组爬坡约束实质是锅炉产汽量和汽轮机进汽量变化率的约束，因此热电机组的爬坡约束是将电、热功率统一折算到同进汽量下凝汽工况下的电功率约束。

$$\begin{cases}
H_{i,\min}^{\text{chp}} \leq H_{i,t}^{\text{chp}} \leq H_{i,\max}^{\text{chp}} \\
P_{i,\min}^{\text{chp}}(H_{i,t}^{\text{chp}}) \leq P_{i,t}^{\text{chp}} \leq P_{i,\max}^{\text{chp}}(H_{i,t}^{\text{chp}}) \\
-P_{i,\text{down}}^{\text{chp}} \leq (P_{i,t}^{\text{chp}} + C_{v,i}H_{i,t}^{\text{chp}}) - (P_{i,t-1}^{\text{chp}} + C_{v,i}H_{i,t-1}^{\text{chp}}) \\
(P_{i,t}^{\text{chp}} + C_{v,i}H_{i,t}^{\text{chp}}) - (P_{i,t-1}^{\text{chp}} + C_{v,i}H_{i,t-1}^{\text{chp}}) \leq P_{i,\text{up}}^{\text{chp}} \\
(B_{i,t-1}^{\text{chp}} - B_{i,t}^{\text{chp}})(T_{\text{on},i,t-1}^{\text{chp}} - T_{\text{on},i}^{\text{chp}}) \geq 0 \\
(B_{i,t}^{\text{chp}} - B_{i,t-1}^{\text{chp}})(T_{\text{off},i,t-1}^{\text{chp}} - T_{\text{off},i}^{\text{chp}}) \geq 0
\end{cases} \quad (\text{B5})$$

其中， $P_{i,\text{up}}^{\text{chp}}$  和  $P_{i,\text{down}}^{\text{chp}}$  分别为热电机组  $i$  在纯凝汽工况下上、下爬坡功率。