

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190597

# 计及新能源随机特性的电网深度调峰多目标策略

应益强<sup>1</sup>, 王正风<sup>2</sup>, 吴旭<sup>2</sup>, 付蓉<sup>1</sup>, 徐俊<sup>1</sup>

(1. 南京邮电大学, 江苏 南京 210023; 2. 国网安徽省电力有限公司调控中心, 安徽 合肥 230061)

**摘要:** 在规模化新能源并网消纳趋势下, 电网新能源的出力随机特性和系统调峰裕度亟需兼顾研究。首先根据非参数估计理论对新能源出力的随机特性进行处理。其次基于火电调峰机组的深度调峰过程对机组的运行费用进行分析建模。接着构建综合考虑电网深度调峰运行经济性和调峰灵活性的多目标优化调度模型, 提出考虑新能源出力随机特性的多目标电网深度调峰运行优化调度策略。最后基于多目标求解方法分别以10台火电机组电力系统和某地区实际电网运行数据进行仿真计算, 分析该多目标调度策略的有效性。

**关键词:** 新能源消纳; 随机特性; 深度调峰; 多目标

## Multi-objective strategy for deep peak shaving of power grid considering uncertainty of new energy

YING Yiqiang<sup>1</sup>, WANG Zhengfeng<sup>2</sup>, WU Xu<sup>2</sup>, FU Rong<sup>1</sup>, XU Jun<sup>1</sup>

(1. Nanjing University of Posts and Telecommunications, Nanjing 210023, China;  
2. Control Center of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230061, China)

**Abstract:** Under the trend of large-scale new energy grid-connected consumption, the random characteristics of power grid new power generation and system peaking margin need to be considered. Firstly, according to the non-parametric estimation theory, the stochastic characteristics of the new energy output are processed. Secondly, based on the deep peak-shaving process of the thermal power peak-shaving unit, the operating cost of the unit is analyzed and modeled. Then, a multi-objective optimal scheduling model considering the economic stability and peak shaving flexibility of the power grid is constructed, and the multi-objective power grid deep peaking operation optimization scheduling strategy considering the stochastic characteristics of the new energy output is proposed. Finally, based on the multi-objective solution method, the power system of 10 thermal power units and the actual grid operation data of a certain area are simulated and analyzed, and the effectiveness of the multi-objective scheduling strategy is analyzed.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61633016) and Project of State Grid Anhui Electric Power Company Ltd. (Key Technologies Research of Corporation of New Energy Consumption and Coal-fired Unit Peak Regulation).

**Key words:** new energy consumption; random characteristics; deep peak shaving; multi-target

## 0 引言

目前对规模化新能源并网消纳的电网深度调峰运行优化策略研究时, 大多都在研究过程中将新能源的消纳量当作一个准确的数值来优化火电机组出力的调度策略<sup>[1]</sup>, 忽略了新能源出力的随机性和波动性对电网火电机组计划出力的影响。并且对于深

度调峰运行策略优化建模时, 大多研究都仅对电网运行的经济性进行了分析与优化, 在目前新能源消纳容量越来越大其出力的波动性影响严重情况下需要兼顾对系统调峰裕度容量的研究与分析。

根据我国目前的电网结构, 火电机组承担着主要的社会发电任务, 对于电网传统的经济调度, 根据机组的煤耗量采用等耗量微增率法则或者方程协调优化方法来进行机组的经济调度安排。文献[2]通过等耗量微增率法则的电网负荷安排方法, 进而提出了电网火电机组出力顺序的机组安排策略, 基于算例仿真得到了优化的火电机组出力安排方案。文

**基金项目:** 国家自然科学基金重点项目资助(61633016); 国网安徽省电力有限公司项目资助(新能源消纳与燃煤机组调峰的协同关键技术研究)

献[3]提出了一种根据电网运行状态动态实时调度策略, 根据时间序列的动态计划安排, 得到了电网火电机组对应各时段的出力安排以及机组的开停机计划策略。文献[4]提出了一种基于粒子群改进优化算法的电网经济调度运行优化策略, 采用了等耗量微增率迭代法整合优化方案, 对提高传统电网的运行经济性有显著效果。其不足之处在于该优化策略仅针对传统不含新能源接入下的电网, 对于目前规模化新能源并网消纳的电网发展趋势下, 传统电网的经济调度策略已经难以见效。

并且我国风电光伏新能源的并网消纳量逐年剧增, 火电机组不得不进行深度调峰改造以适应电网的灵活性调度出力安排, 传统的经济调度策略对现状电网也不再适用, 基于传统的经济调度策略, 首先是对传统经济调度模型约束条件的优化。文献[5]考虑了日前风电预测出力的概率模型及约束, 通过仿真计算分析在  $t+1$  时段风电出力实际的期望值和预测值的误差情况, 得到了电网的旋转备用裕度需求。文献[6]则是在传统经济调度模型的基础上, 对电网的旋转备用容量约束进行优化, 通过细化建模的方法将旋转备用约束模型划分成 2 个约束条件分开约束。除了对调度模型约束条件的优化研究之外, 第二个方面则是对传统经济调度模型目标函数的改善优化。文献[7]通过建立概率分布函数方程的形式把新能源出力预测值和负荷预测值进行概率建模, 将其预测误差通过惩罚函数的概念加入到调度模型目标函数中, 优化了调度策略。文献[8]同样也是加入了由新能源出力预测误差引起的惩罚函数项, 并且在此基础上还兼顾了电网对风电的购电成本, 细化了函数模型。大部分文献都是通过引入与风电参数相关的罚函数对目标函数进行改进。

综上所述, 对于规模化新能源并网消纳的电网调度策略研究中, 基本上的研究都只考虑了电网和火电厂整体的宏观效益, 进而对系统运行结果进行经济性评估分析<sup>[9-13]</sup>, 缺少火电机组在调峰运行过程的细化研究。火电机组在调峰过程中, 在不同的调峰状态不仅对于不同的能耗成本, 并且计及新能源出力波动特性的系统调峰裕度也需要重点考虑, 因此需要从多个目标优化火电机组的机组组合出力策略, 从而得到考虑新能源出力随机特性的电网多目标机组深度调峰优化策略。

## 1 新能源出力随机特性处理

### 1.1 基于非参数估计的光伏出力预测区间

本文主要采用核密度估计方法得到光伏的出力置信区间来体现光伏出力的随机特性<sup>[16]</sup>, 其通用表

达式如式(1)所示。

$$\hat{f}(x) = \frac{\sum_{i=1}^N H\left(\frac{x - X_i}{w}\right)}{N \times w} \quad (1)$$

式中:  $N$  表示总样本数;  $H(\cdot)$  表示核函数, 一般使用的有高斯核函数、三角核函数和均匀核函数等;  $X_i$  表示选取的样本;  $w$  表示带宽。

定义光伏出力预测误差  $\Delta P_w$  如式(2)所示。

$$\Delta P_w = P_{w, \text{real}} - P_{w, \text{pre}} \quad (2)$$

式中:  $P_{w, \text{real}}$  表示光伏实际出力值;  $P_{w, \text{pre}}$  表示光伏预测出力值。即  $\Delta P_w$  表示某时刻光伏实际出力值与预测出力值的误差。

光伏出力的预测值需要根据出力水平分类, 因为光伏出力的预测误差会随出力水平的改变而变化。可将光伏出力分为多个区间, 在每个区间内进行预测误差的统计分析。对于某一已分好的区间  $S_i$ , 可将光伏出力预测误差的概率密度函数表示为

$$f(\Delta P_w) = \frac{\sum_{i=1}^N H\left(\frac{\Delta P_w - X_i}{w}\right)}{N \times w} \quad (3)$$

式中:  $w$  表示区间长度;  $f(\Delta P_w)$  表示概率密度函数, 核函数选用高斯核函数。

对光伏出力的预测误差概率密度函数进行积分, 可以得到相应的累积概率分布函数  $F(\zeta)$ , 其中,  $\zeta$  表示光伏出力预测误差的随机变量。则光伏出力预测值  $P_{w, \text{pre}}$  在置信概率  $1-a$  下的置信区间可由式(4)表示。

$$\left[ P_{w, \text{pre}} + \hat{F}(a_1), P_{w, \text{pre}} + \hat{F}(a_2) \right] \quad (4)$$

式中:  $a_1 = a/2$ ;  $a_2 = 1-a/2$ ;  $\hat{F}(\cdot)$  表示累积概率分布函数  $F(\zeta)$  的反函数。

综上所述, 计算置信概率  $1-a$  下的光伏出力预测区间分为三个步骤:

- 1) 确定  $P_{w, \text{pre}}$  对应的光伏出力预测值区间  $S_i$ , 画出预测误差概率密度曲线;
- 2) 将曲线进行拟合, 找出光伏出力预测误差的分位点  $a_1$  和  $a_2$ ;
- 3) 通过式(4)计算得出其预测值波动区间。

### 1.2 光伏随机特性处理

在本文中主要针对光伏出力预测区间来体现光伏出力的随机特性, 因此在多目标电网深度调峰优化调度策略研究中考虑光伏出力随机特性的处理按照下述两个步骤完成<sup>[15]</sup>。

- 1) 首先使用确定性的光伏日前出力预测值参与机组的优化调峰运行策略仿真, 获得模型最优解集;

2) 其次结合不同置信度的光伏出力预测区间, 根据最优解集所对应的各调峰运行策略进行结果分析评价。

将最优解集中所有机组调峰运行调度策略作为备选方案, 调度人员根据实际情况选定可接受的光伏出力预测区间, 基于预测区间上限计算出此时系统所需的调峰裕度大小, 从备选方案中选取各时刻经济性与调峰灵活性最优且最接近区间上限所需的调峰裕度的方案, 作为最终的选择策略。

## 2 火电机组参与深度调峰运行费用

### 2.1 机组进行深度调峰运行固定成本模型

根据文献[17]可以得到火电调峰机组在深度调峰运行状态下的固定成本函数, 如式(5)和式(6)所示。

$$C_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_{\text{cost}}(P_{i,t}) I_{i,t} \quad (5)$$

$$C_{\text{cost}}(P_{i,t}) = \begin{cases} A'(P_{i,t}), P_a < P_{i,t} \leq P_N \\ A'(P_{i,t}) + B'(P_{i,t}), P_b < P_{i,t} \leq P_a \\ A'(P_{i,t}) + B'(P_{i,t}) + \\ C'(P_{i,t}) + D'(P_{i,t}), P_{\min} < P_{i,t} \leq P_a \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $T$  表示计算的时间长度;  $I_{i,t}$  表示机组的启停状态,  $I_{i,t}=1$  表示机组运行,  $I_{i,t}=0$  表示机组停机;  $A'(P_{i,t})$  表示机组煤耗成本;  $B'(P_{i,t})$  表示机组寿命成本;  $C'(P_{i,t})$  表示机组油耗成本;  $D'(P_{i,t})$  表示环境附加成本;  $P_N$  为机组额定容量;  $P_{\min}$  为机组的最小技术出力;  $P_a$  为机组深度调峰不投油最低稳燃出力;  $P_b$  为机组深度调峰投油稳燃极限出力。

除了机组的运行费用, 在机组开机或停机时也会产生一定的费用, 其费用公式可由(7)所示。

$$C_{\text{qt}} = k_i + u_i [1 - \exp(-T_{\text{off},i,t} / \tau_i)] \quad (7)$$

式中:  $k_i$  和  $u_i$  表示第  $i$  台机组开机时的煤耗常数;  $T_{\text{off},i,t}$  表示第  $i$  台机组在时段  $t$  已经停运的时间;  $\tau_i$  表示机组的冷却时间常数。

因为有机组启停时间的约束, 在实际计算当中可以将其进行简化, 机组停机时间过长可以设定为冷启动方式, 机组停机时间在一定时间内可以认为是热启动, 将冷、热启动分别设定为一个常数, 可以得到机组的冷、热启停成本如式(8)所示<sup>[18]</sup>。

$$C_{\text{qt}}' = \begin{cases} C_{\text{hot},i,t} & M_{\text{off},i,t} \leq T_{\text{off},i,t} \leq M_{\text{off},i} + T_{c,i} \\ C_{\text{cold},i,t} & T_{\text{off},i,t} > M_{\text{off},i} + T_{c,i} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $C_{\text{hot},i,t}$  和  $C_{\text{cold},i,t}$  分别为机组  $i$  的热、冷启动费用;  $M_{\text{off},i}$  表示机组  $i$  最小停机时间;  $T_{\text{off},i,t}$  表示机组  $i$  在时段  $t$  已停机的时段数;  $T_{c,i}$  表示冷启动时间。

因此, 在一段时间内系统机组的启停成本总和可由式(9)所示。

$$C_2 = C_{\text{qt}}' \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^T [(1 - I_{i,t}) I_{i,t-1} + (1 - I_{i,t-1}) I_{i,t}] \quad (9)$$

### 2.2 机组参与深度调峰运行补偿收益

深度调峰补偿收益可以定义为按照火电机组的深度调峰运行电量乘以补偿价格得到相应的收益。以中部某地区电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)为例, 规定火电机组有偿调峰基准暂定为其额定容量的 50%。深度调峰交易采用阶梯式、分机组报价<sup>[19-20]</sup>, 以机组各档负荷率作为一个报价区间, 随负荷率降低而增加, 其中下一档报价不得低于上一档报价。具体负荷率分档及报价上限如表 1 所示。

表 1 某地区深度调峰服务分档定价区间

Table 1 Pricing interval of deep peak-shaving service in a region

报价档位	机组负荷率	调峰报价 上限/(元/MW)
第一档	45%≤负荷率<50%	100
第二档	40%≤负荷率<45%	200
第三档	35%≤负荷率<40%	400
第四档	30%≤负荷率<35%	600
第五档	负荷率<30%	1 000

根据电网调度计划安排模式同样可以把调峰辅助服务市场模式分为日前、日内二个阶段<sup>[21]</sup>。按照 15 min 为统计周期, 来计算得到该机组的深度调峰补偿收益费用。

因此, 火电机组在调峰辅助服务市场模式下, 其深度调峰补偿收益为

$$C_3 = \sum_{j=1}^5 (c_{\text{mbc},j} \times P_{\text{deep},T,j}) \quad (10)$$

式中:  $c_{\text{mbc},j}$  为基于表 1 所确定的机组第  $j$  档调峰补偿价格;  $P_{\text{deep},T,j}$  表示机组对应参与第  $j$  档深度调峰运行所发出来的功率大小。

## 3 多目标电网深度调峰优化调度模型

### 3.1 目标函数

根据调峰机组参与深度调峰运行的费用分析, 可以建立以整体火电机组运行费用最小为目标的经济性目标函数。

$$\min C_{\text{sum}} = C_1 + C_2 - C_3 \quad (11)$$

除了传统的机组经济性目标函数外, 在考虑新能源出力随机特性下机组的调峰灵活性也需要重点考虑。由于新能源出力的波动性, 机组的调峰灵活性体现在当机组在某时段处于深度调峰运行时, 是否还有充足的调峰裕度来满足电网系统的运行波动, 系统调峰裕度越大, 机组能够进行灵活调峰的

能力就越强, 因此定义系统在时段  $t$  下的调峰能力裕度  $E_t$  表示为

$$E_t = \frac{P_{\text{en},t}}{P_{\text{ed},t}} \quad (12)$$

$$E = \min_{t \in T_m} (E_t) \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{en},t}$  表示  $t$  时段系统的调峰能力可由式(14)所示;  $P_{\text{ed},t}$  表示  $t$  时段系统的调峰需求可由式(15)所示, 通过两者的比值大小可以较好地反映出时段  $t$  系统的调峰裕度情况;  $T_m$  表示系统调峰压力最大时段;  $E$  表示系统调峰压力最大时段系统调峰裕度的最小值。

$$P_{\text{en},t} = \sum_{i=1}^N I_{i,t} (P_{i,t} - P_{i,\min}) \quad (14)$$

$$P_{\text{ed},t} = P_{\text{by},t} + L_{\text{dx},t} - L_{\text{dx},\min} \quad (15)$$

式中:  $P_{i,t}$  为机组  $i$  在时段  $t$  的出力;  $P_{\text{by},t}$  为系统在时段  $t$  时的旋转备用容量;  $L_{\text{dx},t}$  为系统在时段  $t$  的等效负荷, 即实际负荷减去新能源预测出力后的负荷值;  $L_{\text{dx},\min}$  为计算时段内等效负荷的低谷最小值。

因此得到了机组深度调峰运行策略的多目标函数模型如式(16)所示。

$$\begin{cases} \min C_{\text{sum}} = C_1 + C_2 - C_3 \\ \max E \end{cases} \quad (16)$$

### 3.2 约束条件

#### 1) 火电机组出力约束

$$P_{i,t,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t,\max} \quad (17)$$

式中,  $P_{i,t,\min}$  和  $P_{i,t,\max}$  分别为机组  $i$  在  $t$  时刻的最小、最大出力限值。

#### 2) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N I_{i,t} P_{i,t} - P_{\text{loss},t} - P_{\text{vw},t} = L_t \quad (18)$$

式中:  $I_{i,t}$  表示机组的运行状态,  $I_{i,t}=1$  表示机组运行,  $I_{i,t}=0$  表示机组停机;  $P_{\text{loss},t}$  为网损;  $P_{\text{vw},t}$  为新能源消纳量;  $L_t$  为负荷。

#### 3) 开停机时间约束

火电机组的启停都需要一定的时间做准备, 相当于具有一定时间惯性, 因此不管是机组从停运状态到开机状态还是运行状态到停运状态, 中间必须有一定的时间保证机组的运行状态转变。

$$\text{开机时间约束: } T_{\text{on},i,t} \geq M_{\text{on},i}^{\min} \quad (19)$$

$$\text{停机时间约束: } T_{\text{off},i,t} \geq M_{\text{off},i}^{\min} \quad (20)$$

式中:  $M_{\text{on},i}^{\min}$  和  $M_{\text{off},i}^{\min}$  分别表示第  $i$  台机组的最小开机时间和最小停机时间;  $T_{\text{on},i,t}$  和  $T_{\text{off},i,t}$  分别表示第  $i$  台机组在时段  $t$  的已运行时间和已停机时间。

#### 4) 爬坡约束

爬坡约束表示火电机组在一定时间内机组出力的增减能力, 不同的机组对应不同的爬坡能力, 在实际电网运行中是不可忽略的因素, 定义  $P_{\text{up},i}$  表示第  $i$  台机组增加出力时的最大变化量,  $P_{\text{down},i}$  表示第  $i$  台机组减小出力时的最大变化量, 其爬坡约束如下所示。

$$\text{增加出力情况爬坡约束: } P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{\text{up},i}$$

$$\text{减小出力情况爬坡约束: } P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq P_{\text{down},i}$$

### 3.3 多目标求解方法

求解多目标优化问题的 Pareto 最优解集常用的一种方法是归一化法线约束法(Normalized Normal Constraint, NNC)<sup>[22]</sup>。它是通过将几个目标转变成约束, 从而缩小问题可行域, 最终实现化多目标为单目标, 将多目标优化问题进行了简化。求解过程如图 1 所示。

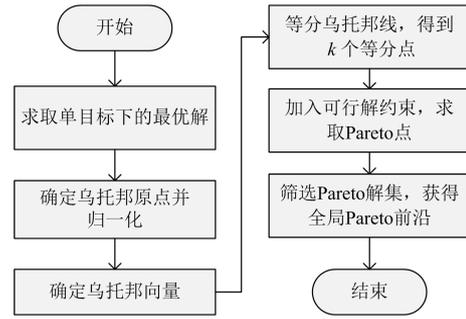


图 1 多目标求解方法流程图

Fig. 1 Flow chart of multi-objective solution method

结合本文提出的多目标模型, NNC 法求解的具体步骤如下所示:

1) 取锚点, 分别求取单目标  $C_{\text{sum}}$  和  $E$  的最优解

$$F_{C_{\text{sum}}}(x_{C_{\text{sum}}}, y_{C_{\text{sum}}}), F_E(x_E, y_E);$$

2) 归一化, 定义乌托邦 0 点为  $F_0(x_{C_{\text{sum}}}, y_E)$ ;

3) 确定乌托邦向量, 定义乌托邦线  $U$  的方向由  $F_{C_{\text{sum}}}(x_{C_{\text{sum}}}, y_{C_{\text{sum}}})$  指向  $F_E(x_E, y_E)$ ;

4) 将乌托邦线平均划分成  $k$  个点;

5) 求取 Pareto 点, 确定全局 Pareto 前沿。

## 4 仿真算例

### 4.1 仿真算例系统

以 10 台火电机组电力系统为例基于 Matlab 软件进行仿真分析, 火电总装机容量为 627 万 kW, 每台火电机组都具有深度调峰能力, 系统旋转备用固定为系统火电装机容量的 5%, 火电机组的具体参数详见表 2。

设定火电机组在某时段运行负荷率低于 50% 时表示机组在该时段已经进行深度调峰运行, 负荷率低于 40% 则表示机组已经进行投油深度调峰运行, 机组的最小技术出力为 30% 机组额定容量。煤炭价格为 638 元/t, 油耗成本为 6 130 元/t, 燃油的环境附加成本为 448 元/t。火电机组参与深度调峰的补偿收益在这里采用调峰服务辅助市场模式进行, 参照表 1 按照各档位报价的上限值进行调峰补偿使电网获得最大调峰补偿收益。典型日的负荷预测曲线如图 2 所示。

表 2 火电机组详细参数

Table 2 Detailed parameters of thermal power unit

火电机组 容量/MW	机组煤耗参数			投油深度调峰 阶段油耗量/t
	a/(t/MWh <sup>2</sup> )	b/(t/MWh)	c/t	
3×1 000	0.000 078 7	0.138 77	8.246 03	0.265
2×660	0.000 080 6	0.141 21	11.462 0	
1×630	0.000 080 3	0.141 15	11.261 9	0.240
2×340	0.000 089 7	0.156 97	14.002 3	0.200
2×320	0.000 090 1	0.157 37	14.212 4	

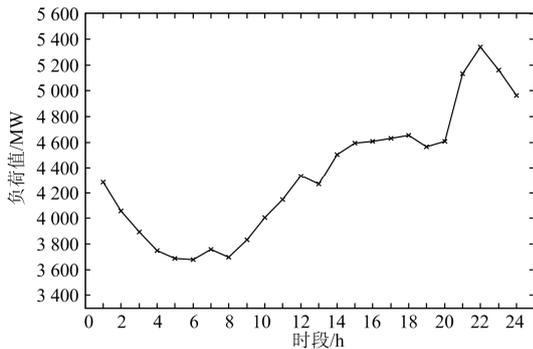


图 2 典型日负荷预测曲线

Fig. 2 Typical daily load forecasting curve

光伏新能源装机容量为 200 万 kW, 采用 2.1 节方法得到光伏出力不同置信度下的预测区间上下限, 如图 3 所示, 黑色虚线由外到内依次是 100%、90%、80% 置信度下光伏出力预测区间的上限值。选取腰荷 12:00—14:00 进行分析。

#### 4.2 仿真结果与分析

根据算例系统数据, 采用不同的系统运行方式得到 5 种运行结果, 来研究分析基于上述模型所建立的多目标电网机组深度调峰运行策略, 其中结果 4—结果 5 考虑了光伏出力的随机特性, 与传统运行方法<sup>[16]</sup>得到的结果 1—结果 3 分别进行比较分析。

结果 1: 仅以运行费用最低为优化目标的电网运行结果;

结果 2: 仅以机组调峰裕度最大为优化目标的电网运行结果;

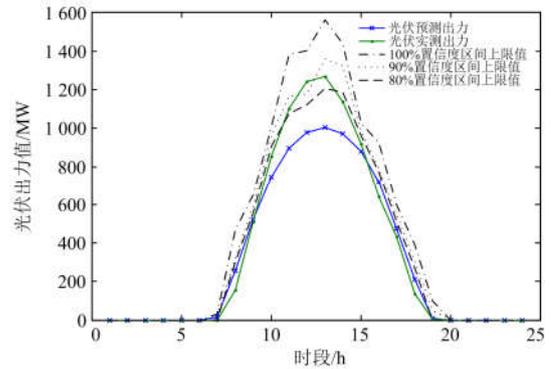


图 3 不同置信度下各时段光伏出力预测区间上限包络线

Fig. 3 Upper bound envelope of photovoltaic output prediction interval at different confidence levels

结果 3: 采用传统多目标解集折中<sup>[23]</sup>选取的电网运行结果;

结果 4: 选取光伏预测出力 100% 置信区间出力上限值时的电网推荐运行结果;

结果 5: 选取光伏预测出力 80% 置信区间出力上限值时的电网推荐运行结果。

其 5 种运行结果如表 3 所示。Pareto 前沿如图 4 所示。图 4 中每一个点对应一个策略, 调度人员根据实际需求选择最优的调度策略。

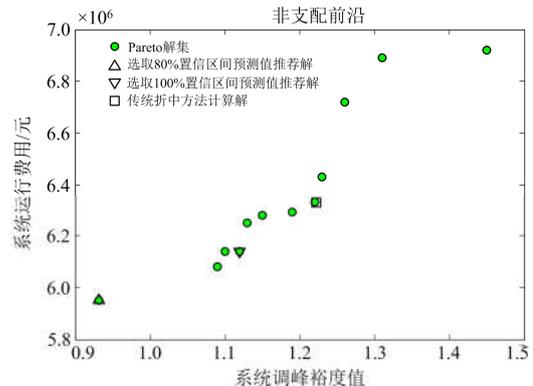


图 4 系统仿真结果

Fig. 4 System simulation results

表 3 仿真结果对比

Table 3 Comparison of simulation results

仿真运行结果	运行费用/百万元	系统调峰裕度
1	5.949 0	0.932 1
2	6.918 0	1.453 9
3	6.293 0	1.192 4
4	6.142 0	1.115 6
5	5.949 0	0.932 1

根据表 3 所示数据, 可以发现该腰荷时段电网运行费用和系统调峰裕度呈现正相关性, 调峰裕度上升, 机组的运行费用增加。表 4 给出了各方法运

行结果相比较于结果 1 运行费用最优情况下的对比数据。

表 4 各运行结果较结果 1 对比

Table 4 Comparisons of operation results with results 1

运行结果	运行费用/百万元	同比增量/百万元	增幅/%	系统调峰裕度	同比增量	增幅/%
1	5.949 0	—	—	0.932 1	—	—
2	6.918 0	0.969 0	16.290	1.453 9	0.521 8	55.980
3	6.293 0	0.344 0	5.780	1.192 4	0.279 3	29.960
4	6.142 0	0.193 0	3.240	1.115 6	0.183 5	19.690
5	5.949 0	0	0	0.932 1	0	0

从表 5 和表 6 可以看出, 腰荷时段 13:00 时段以传统经济性最优的调峰运行策略下系统的调峰裕度为 0.943 3, 此时存在两种情况:

1) 假如调度人员在安排出力时较为乐观, 选取 80%置信度下的光伏预测出力区间上限值, 就可以把仅以运行费用最低为目标的调度策略来安排机组出力。

2) 假如调度人员比较谨慎, 选取 90%或者 100%置信度下的光伏预测出力区间上限值作为最终预测值, 此时单以系统运行经济性最优为目标的调度策略就无法使用, 因为此时系统的调峰裕度已经小于上限值所需的裕度值, 不确定能够百分百概率消纳新能源出力。

表 5 腰荷时段 13:00 时光伏预测区间上限值

Table 5 Upper limit value of voltage prediction interval at 13:00 load time

预测区间	100%置信度	90%置信度	80%置信度
上限值/MW	1 561.11	1 360.38	1 207.16
所需系统调峰裕度	1.147 3	0.105 5	0.957 2

表 6 腰荷时段 13:00 时各结果的系统调峰裕度

Table 6 Peak-shaving margin of each result at 13:00 in waist load period

结果	1	2	3	4	5
系统调峰裕度	0.943 3	1.460 5	1.207 3	1.154 2	0.943 3

对于结果 2 仅以系统调峰裕度最大为优化目标时, 腰荷时段的系统调峰裕度达到了 1.459 3。通过对比表 5 和表 6 数据可以发现, 当光伏的预测区间置信度选取 100%时最保险情况下, 按照结果 2 的运行方式下系统调峰裕度远大于 100%置信度预测区间上限值所需的系统调峰裕度, 此时在系统调峰裕度过量并且运行费用较大的情况下, 结果 2 的调峰运行策略明显不合理。

结果 3 基于 Pareto 前沿解集折中选取得到, 其仅表示系统费用和系统调峰裕度相对综合最优情况

下的中间选择, 对于一个动态实时变化的运行电网来说, 结果 3 的运行策略并没有考虑到新能源出力的随机波动变化情况, 甚至也忽略了电网负荷的动态变化, 因此考虑到新能源出力随机特性的情况下, 基于传统折中方案解的电网调峰运行策略也不适用于规模化新能源并网消纳电网的调度运行。

对于结果 4 和结果 5, 根据前面几个运行方式下的结果分析, 当调度人员对光伏的预测值较为乐观选取 80%置信度区间上限时, 结果 5 的调峰策略运行结果同结果 1 以运行费用最优相同, 假如调度人员对光伏的预测值较为谨慎选取 90%或者 100%置信度区间上限时, 结果 4 的调峰策略相比于结果 2、3 明显更优, 从运行费用增量和系统调峰裕度增量上可以看出此时不仅考虑了光伏出力的随机特性也优化了系统运行的经济性和灵活性。

因此通过对新能源出力的日前随机特性处理, 建立不同置信度下的出力预测区间, 对比不同预测区间下的系统运行费用和系统调峰裕度, 可以让调度人员对第二天的机组出力安排有更多明确的选择, 具有很好的实际工程意义。

#### 4.3 实际地区数据算例分析

选取某地区电网实际运行数据进行实例仿真分析, 选取冬季 2 月 9 号的电网运行数据, 包括新能源出力、负荷以及实际火电机组开机出力数据。2 月 8 号 23:00 时的火电调峰机组开机运行数量为 39 台, 其中 1 000 MW 等级机组 3 台, 600 MW 等级机组 17 台, 300 MW 等级机组 19 台。仿真系统调峰机组的起始出力值为 2 月 8 号晚 23 点的机组出力值, 机组的爬坡速率为该机组容量的 1.2%。考虑到 300 MW 容量以下火电机组出力的影响, 将电网的实际负荷减去 300 MW 容量以下机组的出力总和作为仿真系统的电网负荷值进行处理, 系统的备用容量 24 h 都固定在 120 万 kW, 其余仿真参数同上。图 5 给出该地区电网实例数据仿真 Pareto 解集。

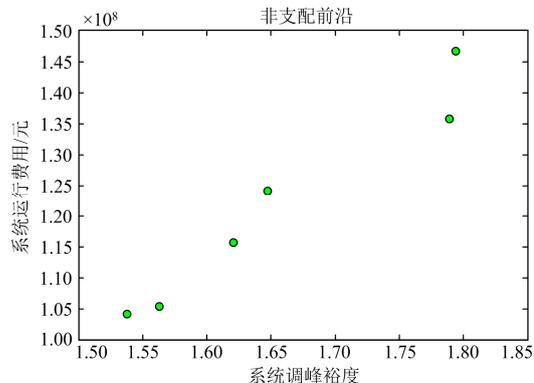


图 5 实例数据仿真 Pareto 解集

Fig. 5 Pareto solution set for case data simulation

根据实际运行数据,选取中午腰荷时段 11:00 到 14:00 进行计算分析,根据式(13)得到该时段下系统的实际系统调峰裕度值同多目标策略仿真结果得到的系统调峰裕度值进行对比分析,如表 7 所示。

表 7 系统调峰裕度值比较

Table 7 Comparison of peak-shaving margin value

时段	11:00	12:00	13:00	14:00
实际运行系统调峰裕度值	1.522	1.382	1.309	1.074
多目标策略系统调峰裕度值	1.758	1.603	1.433	1.528

由表 7 数据可以发现,本文考虑系统火电机组调峰裕度的多目标调峰策略相比于目前地区实际运行系统,其在腰荷时段的系统调峰裕度值更大。并且电网实际运行系统在 14:00 的系统调峰裕度值只有 1.074,假设由于新能源的日前预测误差,在腰荷时段实际的新能源出力比预测出力大 1 000 MW 时,计算结果如表 8 所示。

表 8 新能源增大时系统调峰裕度值比较

Table 8 Comparison of peak-shaving margin value with increasing new energy

时段	11:00	12:00	13:00	14:00
实际运行系统调峰裕度值	1.173	1.061	0.989	0.787
多目标策略系统调峰裕度值	1.379	1.321	1.136	1.311

可以看出,对于新能源的出力预测误差,电网实际运行系统在 13:00 和 14:00 时,系统火电调峰机组的调峰裕度值小于 1,说明此时系统将不得不舍弃部分新能源从而使得系统安稳运行。而对于本文的多目标电网深度调峰运行策略,当腰荷时段增加 1 000 MW 出力时,根据 2.1 节新能源置信区间求取如表 9 所示,相当于选取 90%新能源出力预测区间进行计算选择,其系统调峰裕度值仍然能够满足新能源预测误差带来的波动随机特性。

表 9 2 月 9 号腰荷时段新能源出力预测 90%置信区间上限值  
Table 9 Upper limit of 90% confidence interval for new energy output forecast during waist-load period on February 9

时段	11:00	12:00	13:00	14:00
预测确定值/MW	4 773.42	5 119.94	5 196.55	5 031.61
置信区间上限值/MW	5 417.22	5 987.67	6 079.33	5 788.21

除了系统调峰裕度,调峰机组的平均运行负荷率也是电网运行的一个重要评价指标。将地区的调峰火电机组划分为三个等级,图 6—图 9 给出了不同容量等级下调峰机组的实际运行平均运行负荷率与多目标调峰策略下机组平均运行负荷率对比图。

结合调峰机组深度调峰运行费用计算模型,计算得到 2 月 9 号该日的机组运行费用为 137.03 百万

元,基于多目标调峰策略仿真计算得到该日的机组运行费用为 139.17 百万元。因此结合图 9 可以明显看出,在运行费用相差不大的情况下,本文的多目标电网调峰策略有效地提高了机组的运行平均负荷率,在本文调峰策略中 1 000 MW 等级调峰机组承担更多的调峰压力,那是由于机组容量等级越高,

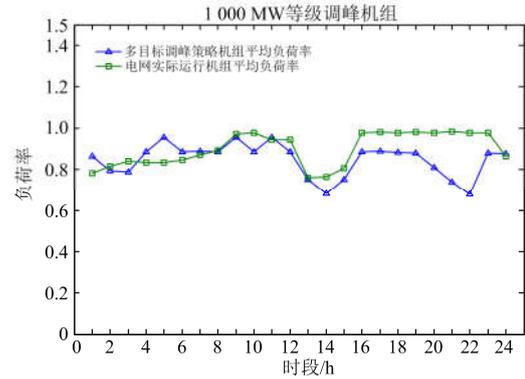


图 6 1 000 MW 等级调峰机组平均负荷率对比  
Fig. 6 Comparison of average load rate of 1 000 MW class peak-shaving units

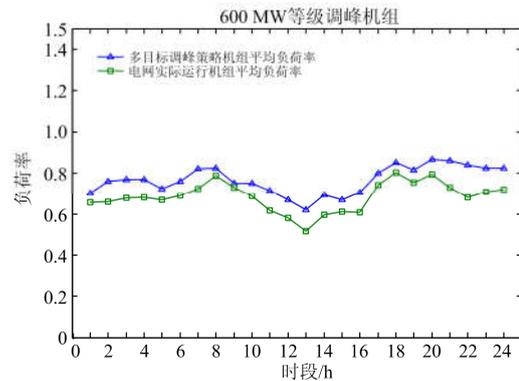


图 7 600 MW 等级调峰机组平均负荷率对比  
Fig. 7 Comparison of average load rate of 600 MW class peak-shaving units

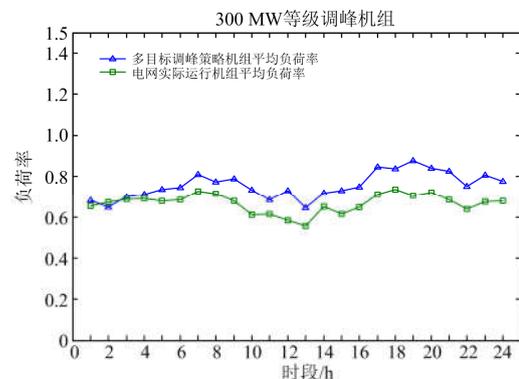


图 8 300 MW 等级调峰机组平均负荷率对比  
Fig. 8 Comparison of average load rate of 300 MW class peak-shaving units

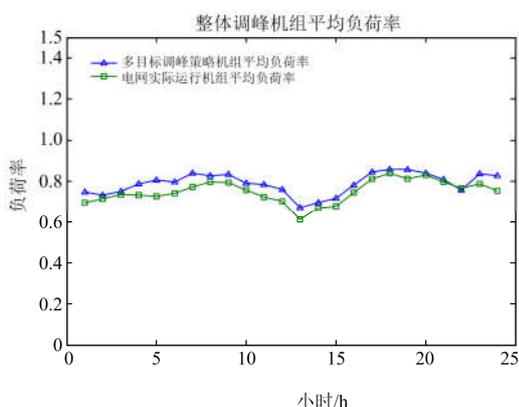


图 9 系统整体调峰机组平均负荷率对比

Fig. 9 Average load rate comparison of system integral peak-shaving units

深度调峰越灵活, 机组的运行成本和调峰收益补偿更高。根据查阅资料该地区的冬季 2 月份实际运行情况: 腰荷时段新能源的实际出力比预测出力多发电 1 000 MWh, 其机组平均负荷率降低了 11%, 因此选取 90%置信度的新能源预测出力区间上限值进行多目标调峰策略计算求解, 其对比结果如表 10 所示。

表 10 新能源发电增大后系统整体调峰机组平均负荷率比较  
Table 10 Average load rate comparison of overall peak-shaving units after new energy power generation increase

时段	11:00	12:00	13:00	14:00
实际运行机组平均负荷率	0.614 1	0.492 6	0.500 4	0.559 5
多目标策略机组平均负荷率	0.673 9	0.621 1	0.577 1	0.658 5

因此以实际地区电网运行数据基于本文的多目标电网调峰策略仿真计算时, 在运行费用接近的情况下, 不仅增大了腰荷时段系统的调峰裕度, 而且提高了系统调峰机组的整体平均负荷率, 对于实际电网的安稳运行具有较好的意义。

## 5 总结

规模化新能源的并网消纳不仅由于其出力的随机性和波动性对电网的安稳运行产生不利影响, 并且在一定程度上压缩了电网常规火电机组的出力空间, 迫使火电机组进行深度调峰运行。如果能够制定一个较好的机组调峰运行策略, 将有助于缓解电网在重要时段的调峰压力, 减少新能源消纳对电网的不利影响。为此本文提出的计及新能源出力随机特性的多目标电网机组深度调峰运行优化调度策略, 通过对系统调峰运行费用和系统调峰裕度的分析, 建立了以系统调峰运行费用最小、系统调峰裕度最大的多目标调度模型, 通过仿真分析获取最优的调度策略。本文的研究可以得到以下结论:

本文的优化策略运行结果不仅考虑了新能源日前出力预测的不确定性, 而且兼顾了系统运行费用和系统调峰裕度两个目标最优, 通过不同置信度新能源出力预测区间得到不同的调峰策略参考, 并且结合地区实际运行数据进行仿真对比分析, 不仅方便调度人员根据电网实际运行情况判断运行费用和调峰裕度的优先级进而选择最优的机组深度调峰运行策略, 并且提高了调峰灵活性和机组负荷率, 具有较好的实际应用价值。

## 参考文献

- [1] 张高航, 李凤婷, 周强, 等. 考虑风电并网友好型的日前分层调度计划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 118-124.  
ZHANG Gaohang, LI Fengting, ZHOU Qiang, et al. Day-ahead hierarchical dispatching model considering friendliness of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 118-124.
- [2] 李刚, 程春田, 曾筠, 等. 改进等微增率算法求解火电负荷分配问题的实用化研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(2): 72-76.  
LI Gang, CHENG Chuntian, ZENG Yun, et al. Practical study and application of thermal load distribution solved by improved equal incremental principle[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(2): 72-76.
- [3] 陈章潮, 高家芬. 火电机组负荷分配和开停机计划优化探讨—动态规划法的应用[J]. 电力系统自动化, 1985, 9(1): 21-29.  
CHEN Zhangchao, GAO Jiafen. Optimization of thermal generating set commitment and scheduling using dynamic programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 1985, 9(1): 21-29.
- [4] 周乐, 梁亚楠. 大规模风电接入电网的机组组合问题研究[J]. 宁夏电力, 2016(3): 63-70.  
ZHOU Le, LIANG Yanan. Study on power unit commitment for large scale wind power generating interconnected with power grid[J]. Ningxia Electric Power, 2016(3): 63-70.
- [5] 张海峰, 高峰, 吴江, 等. 含风电的电力系统动态经济调度模型[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1298-1303.  
ZHANG Haifeng, GAO Feng, WU Jiang, et al. A dynamic economic dispatching model for power grid containing wind power generation system[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1298-1303.
- [6] CHEN C L. Simulated annealing-based optimal wind-thermal coordination scheduling[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2007, 1(3): 447-455.
- [7] 周玮, 孙辉, 顾宏, 等. 计及风险备用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, 2012, 32(1): 47-55.  
ZHOU Wei, SUN Hui, GU Hong, et al. Dynamic economic

- dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1): 47-55.
- [8] HETZER J, YU D C, BHATTARAI K. An economic dispatch model incorporating wind power[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(2): 603-611.
- [9] 崔杨, 杨志文, 张节潭, 等. 计及综合成本的风电—光伏—光热联合出力调度策略[J]. 高电压技术, 2019, 45(1): 269-275.  
CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHANG Jietan, et al. Scheduling strategy of wind power-photovoltaic power-concentrating solar power considering comprehensive costs[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(1): 269-275.
- [10] 于娜, 李伟蒙, 黄大为, 等. 计及可转移负荷的含风电场日前调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(17): 61-67.  
YU Na, LI Weimeng, HUANG Dawei, et al. Day-ahead scheduling model in wind power integrated system incorporating shiftable load[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(17): 61-67.
- [11] LEE Y Y, BALDICK R. A frequency-constrained stochastic economic dispatch model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2301-2312.
- [12] 杨萌, 张粒子, 杨巍巍. 考虑可再生能源参与的调峰交易机制设计[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(20): 45-52, 79.  
YANG Meng, ZHANG Lizi, YANG Weiwei. Design of trading mechanism for peak shaving service considering participation of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(20): 45-52, 79.
- [13] ZHAO L, XU D, LI P. Study on wind power output characteristics and correlation between load of region power system[C] // Proceedings of the 37th Chinese Control Conference, July 25-27, 2018, Wuhan, China.
- [14] LIANG Huijun, LIU Yungang, LI Fengzhong, et al. Dynamic economic/emission dispatch including PEVs for peak shaving and valley filling[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 6(4): 2880-2890.
- [15] YANG Fanqi, TANG Jinrui, HOU Tingting. Characteristic analysis of peak-valley regulation of central china power grid under different wind power consumption situations[C] // 2018 China International Conference on Electricity Distribution, September 17-19, 2018, Tianjin, China.
- [16] 向红吉. 考虑风电接入和负调峰能力的机组组合优化研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2017.  
XIANG Hongji. Research on unit commitment optimization considering wind and negative peak load regulation ability[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2017.
- [17] 邹兰青. 规模风电并网条件下火电机组深度调峰多角度经济性分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.  
ZOU Lanqing. Multi-angle economic analysis for deep peak regulation of thermal units with large scale wind power connected power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [18] 吴小珊, 张步涵, 袁小明, 等. 求解含风电场的电力系统机组组合问题的改进量子离散粒子群优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 45-52.  
WU Xiaoshan, ZHANG Buhan, YUAN Xiaoming, et al. Solutions to unit commitment problems in power systems with wind farms using advanced quantum-inspired binary PSO[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 45-52.
- [19] 国家能源华东监管局. 关于印发华东电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)的通知: 华东监能市场[2018]102号[Z]. 上海: 国家能源上海监管局, 2018.  
National Energy East China Regulatory Authority. Notice on printing and operating the east china power peaking auxiliary service market operation rules (Trial): Huadong Jianneng Market [2018] No. 102[Z]. Shanghai: National Energy Shanghai Regulatory Authority, 2018.
- [20] 国家能源华东监管局. 关于印发华东电力调峰辅助服务市场试点方案的通知: 华东监能市场[2018]102号[Z]. 上海: 国家能源上海监管局, 2018.  
National Energy East China Regulatory Authority. Notice on printing and distributing the pilot program for east china power peaking auxiliary service market: Huadong Jianneng Market[2018] No. 102[Z]. Shanghai: National Energy Shanghai Regulatory Authority, 2018.
- [21] 刘永奇, 张弘鹏, 李群, 等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(10): 148-154.  
LIU Yongqi, ZHANG Hongpeng, LI Qun, et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for Northeast China Power Grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10): 148-154.
- [22] MESSAC A, ISMAIL-YAHAYA A, MATTSON C A. The normalized normal constraint method for generating the Pareto frontier[J]. Structural and Multidisciplinary Optimization, 2003, 25(2): 86-98.
- [23] WANG L, SINGH C. Environmental/economic power dispatch using a fuzzified multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(12): 1654-1664.

收稿日期: 2019-05-25; 修回日期: 2019-08-06

作者简介:

应益强(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电网调峰运行研究分析; E-mail: ying20163318@163.com

付蓉(1974—), 女, 通信作者, 博士研究生, 教授, 研究方向为复杂系统控制、电网运行控制。E-mail: 399010550@qq.com

(编辑 周金梅)