

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2021.222

# 计及深度调峰辅助服务与多典型日的年度发电计划优化模型

张爱枫<sup>1</sup>, 刘或让<sup>2</sup>, 王勇<sup>1</sup>, 艾林<sup>1</sup>, 周颖<sup>1</sup>, 蒋振涌<sup>1</sup>, 桑福敏<sup>1</sup>, 林祖贵<sup>2</sup>, 颜伟<sup>2</sup>

(1. 重庆电力交易中心有限公司, 重庆 400013; 2. 重庆大学输配电装备及系统安全与新技术  
国家重点实验室, 重庆 400044)

**摘要:**在调峰市场背景下, 机组调峰成本与辅助服务费用对发电企业影响较大, 据此, 提出了计及深度调峰辅助服务与多典型日的年度发电计划优化模型。在场景获取方面, 提出了考虑负荷与风电耦合的典型场景聚类方法, 有效解决了月内多个典型日场景的模拟问题。在模型方面, 考虑了深度调峰成本、辅助服务补偿费用、售电利益与碳交易成本, 建立了发电企业参与深度调峰辅助服务市场的收益约束, 确保市场各主体能从中获利。考虑到该模型属于非线性混合整数规划模型, 结合线性化策略和 CPLEX 求解器实现了高效求解。最后, 基于修正算例系统进行了仿真分析, 验证了所提模型的有效性。

**关键词:**深度调峰; 调峰补偿; 典型场景; 优化调度; 年度发电计划

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1000-582X(2023)08-020-12

## Annual power generation plan optimization model considering deep peak regulation auxiliary services and multiple typical days

ZHANG Aifeng<sup>1</sup>, LIU Huorang<sup>2</sup>, WANG Yong<sup>1</sup>, AI Lin<sup>1</sup>, ZHOU Ying<sup>1</sup>, JIANG Zhenyong<sup>1</sup>,  
SANG Fumin<sup>1</sup>, LIN Zugui<sup>2</sup>, YAN Wei<sup>2</sup>

(1. Chongqing Electric Power Trading Center Co., Ltd., Chongqing 400013, P. R. China; 2. State Key  
Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing  
University, Chongqing 400044, P. R. China)

**Abstract:** In the context of the deep peak regulation auxiliary service market, the costs of unit peak regulation and auxiliary service fees have a significant impact on power generation companies. To address this issue, this paper proposes an optimization model for annual generation plan that takes into account deep peak regulation auxiliary services and multiple typical days. To achieve effective scene acquisition, a typical scene clustering method with considering the coupling of load and wind power is proposed, thereby effectively solving the simulation problem of multiple typical daily scenes in a month. By considering the deep peak regulation cost, auxiliary services compensation, benefit from electricity sales and carbon trading cost, the model established the income constraints of generation companies participating in the auxiliary service market to ensure profitability for market entities. As the model is a nonlinear mixed integer programming problem, this paper uses linearization strategy and CPLEX

收稿日期: 2021-10-28 网络出版日期: 2021-12-02

作者简介: 张爱枫(1967—), 女, 高级工程师, 主要从事电力系统继电保护与控制、电力市场交易研究, (E-mail) cqsee-zh@qq.com。

通信作者: 颜伟, 男, 博士, 教授, 博士生导师, (E-mail) cqyanwei@cqu.edu.cn。

solver to achieve an efficient solution. Finally, simulation analysis is conducted using a modified example system, verifying the effectiveness of the proposed model.

**Keywords:** deep peak regulation; peak regulation compensation; typical scenarios; optimized dispatch; annual power generation plan

含高比例可再生能源的电网成为未来电力系统的发展趋势和重要特征<sup>[1-3]</sup>。为应对可再生能源出力随机性,进一步提升电力系统调节能力,中国逐步建立了深度调峰电力辅助服务市场。因此,在年度发电优化模型中考虑深度调峰服务对系统效益的影响具有重要的现实意义。

为探寻深调辅助服务的经济效益与生产需求,需在传统的发电计划优化模型中对辅助服务的各项规则加以考虑。一些文献从物理模型角度探讨了火电机组调峰成本:文献[4-6]详细分析了火电机组在深调状态下的煤耗成本、投油成本、损耗成本等各类附加成本;文献[7-8]讨论了不同煤价与调峰深度下的调峰收益曲线。一些文献从日前调峰市场的角度进行了研究:文献[9]证实了日前市场与调峰市场同时出清的意义;文献[10]提出了调峰市场辅助服务竞价策略。一些文献将深度调峰作为灵活调节能力加入到了日前优化调度中:文献[11-16]分别将深度调峰与需求响应、碳交易、储能系统、抽水蓄能等机制综合考虑建立发电优化模型。但上述文献仅讨论了火电机组自身的调峰成本,而未考虑辅助服务的补偿政策对电厂效益的影响。文献[17]考虑系统中参与调峰各主体的调峰费用与收益,提出了主动调峰约束,但该约束未考虑火电厂参与深调市场损失的售电利润,且考虑补偿费用时未采用实际中的分段机制。上述文献均针对短期优化调度问题,缺少对中长期时间尺度内电力系统深调需求量与经济效益的分析。目前调峰市场尚不成熟,很多火电厂还未进行深调改造,因此需要对特定规则下发电企业的年度调峰收益进行测算,这对于引导火电机组灵活性改造具有重大参考意义。

针对以上问题,文中建立了考虑负荷与风电耦合性的场景聚类方法,在剖析了考虑机组调峰成本与辅助服务补偿费用时各电厂的经济效益后,搭建了计及深度调峰辅助服务与多典型日的年度发电计划优化模型,并经线性化处理调用CPLEX求解器求解。通过算例验证了文中所提方法能够实现深度调峰市场下年度发电计划的最优化。

## 1 考虑负荷与风电耦合的典型日场景生成方法

### 1.1 考虑负荷与风电耦合的场景聚类

与以前优化调度不同,在年度计划中考虑深度调峰时存在模型规模较大、难以求解的问题,因此需对数据进行近似处理。对于负荷的近似主要包括持续负荷曲线法<sup>[18]</sup>和典型日法2种。典型日法包含负荷时序信息,更好地实现多电源联合优化,因此文中采用多典型日法,用数个典型日场景代表月负荷曲线。传统的多典型日法在场景聚类时往往单独对用电负荷或风电出力大小进行聚类,而未计及二者的关联性。考虑到实际中负荷与风电的大小与季节、气温均具有相关性,某些负荷与风电的组合场景并不符合实际情形。针对这一问题,文中提出将负荷与风电数据放至同一单元格同时进行聚类的方法,以得到更贴合实际数据的典型日场景。某一样本下的聚类单元可表示为

$$[L_1, \dots, L_t, \dots, L_T, W_1, \dots, W_t, \dots, W_T], \quad (1)$$

式中, $T$ 为一个典型日内最大时段数,文中取24。

### 1.2 改进k-means法聚类流程

k-means法是一种应用广泛的无监督聚类算法,为了得到最佳的聚类数与初始聚类中心,文中采用一种改进k-means算法。

根据CH指标在 $[2, \sqrt{N}]$ 范围内<sup>[19]</sup>求得样本的最佳聚类数

$$C_H(k) = \frac{t_B / (k-1)}{t_W / (N-k)}, \quad (2)$$

式中: $t_B$ 为类间离差平方和; $t_W$ 为类内离差平方和; $k$ 为聚类数; $N$ 为样本数。 $C_H(k)$ 值越大代表各类之间越分

散而各类内部更紧密,即聚类效果越好。

确定聚类数之后,根据样本密度参数  $D(S_n, d)$  确定最佳聚类中心,若有复数个最优值则定义凝聚度参数  $C(S_n, d)$  作为补充判据。

$$D(S_n, d) = \sum_{n'=1}^N \text{Sign}(d - \rho(S_n, S_{n'})); \quad (3)$$

$$\rho(S_n, S_{n'}) = \sqrt{(S_{n,1} - S_{n',1})^2 + \dots + (S_{n,M} - S_{n',M})^2}; \quad (4)$$

$$C(S_n, d) = \sum_{n'=1}^N \frac{\varphi(S_n, S_{n'})}{nd}; \quad (5)$$

$$\varphi(S_n, S_{n'}) = \begin{cases} \rho(S_n, S_{n'}), & \rho(S_n, S_{n'}) < d, \\ d, & \rho(S_n, S_{n'}) \geq d. \end{cases} \quad (6)$$

式中:Sign表示符号函数; $d$ 为样本平均距离; $\rho$ 为欧几里得距离; $S_{n,m}$ 表示第 $n$ 个样本的第 $m$ 个元素。

完整的典型日场景聚类流程如下:

- 1)将每月的历史风电数据与负荷数据放至同一单元格内生成样本集。
- 2)根据式(3)计算每组数据的密度参数 $D$ ,并找出 $D$ 值最大的样本。
- 3)若 $D$ 值最大的样本唯一,则选取其作为初始聚类中心;若不唯一则再根据式(5)计算其凝聚度参数 $C$ ,选取 $C$ 值最小的样本作为初始聚类中心。
- 4)在 $[2, \sqrt{N}]$ 范围内依次增加 $k$ 值进行多次聚类并计算每次的CH指标。
- 5)选取CH指标最大值所对应的聚类结果作为最佳聚类结果。

## 2 各类电源参与调峰辅助服务市场的收益方程构建

深度调峰辅助服务涉及的费用主要包括2个部分:一是调峰火电厂增加了机组投资成本、投油成本、受应变力作用而产生的维修成本等额外费用,同时由于压缩出力减少了相应的售电收益;二是其他市场主体分摊调峰机组的辅助服务费用,根据相关规则按档位对燃煤机组的下调容量进行分摊补偿。虽然在计算全社会整体效益时,新能源企业支付给火电企业的补偿费用被抵消从而不会对目标函数产生影响,但对于单个发电企业,该费用可能会影响其参与调峰市场的积极性。现有文献大多仅讨论了火电机组自身的调峰成本,而缺乏对各发电企业综合收益的考虑。文中参考实际辅助服务规则,对机组深调成本与补偿费用进行建模,构建不同市场主体的收益方程。

### 2.1 火电机组深度调峰成本方程

根据调峰深度不同,可将火电机组的深度调峰分为不投油深度调峰与投油深度调峰2个阶段。在不投油阶段,主要考虑由于机组转子热应力过大所产生的损耗成本;在投油调峰阶段,还需考虑为保证稳定燃烧投油助燃所产生的投油成本。具体公式详见文献[4]。

### 2.2 深度调峰辅助服务补偿费用方程构建

借鉴文献[20]的实际规则,将火电机组的深调程度按负荷率分为 $n$ 档,对每档下调容量设置不同服务补偿费用为

$$p_{c,i,m,d,t} = \sum_{s=1}^n (P_{m,i,s} - P_{m,i,s-1} - P_{i,m,d,t,s}) \times \gamma_{c,s} \Delta t, \quad (7)$$

式中: $p_{c,i,m,d,t}$ 表示火电机组 $i$ 在 $m$ 月 $d$ 典型日 $t$ 时段得到的补偿费用; $s$ 表示火电机组出力档位,在深度调峰阶段共分为 $n$ 档; $P_{m,i,s}$ 表示火电机组 $i$ 第 $s$ 档容量上限; $P_{i,m,d,t,s}$ 表示火电机组 $i$ 在 $m$ 月 $d$ 典型日 $t$ 时段第 $s$ 档出力; $\gamma_{c,s}$ 表示第 $s$ 档服务补偿费用。

### 2.3 参与调峰辅助服务市场的收益方程构建

#### 2.3.1 参与调峰市场的火电企业收益方程构建

文献[17]中讨论了火电企业参与调峰的收益关系,但未考虑受售电收益与碳交易成本的影响。综合考虑火电企业获得的补偿费用、自身调峰成本、售电利润和碳交易成本,构建了新的火电企业调峰收益方程:

$$e_{r,m,d,t}^T = \sum_{i \in I_r} (p_{c,i,m,d,t} - C_{oil,i,m,d,t} - C_{ullage,i,m,d,t}), \quad (8)$$

$$e_{r,m,d,t}^{T'} = \sum_{i \in I_r} (p_{i,m,d,t}^T - C_{i,m,d,t}^T - C_{carbon,i,m,d,t}), \quad (9)$$

$$C_{carbon,i,m,d,t} = p_{carbon} \times (\alpha_{1,i} P_{i,m,d,t} - \alpha_{2,i} P_{i,m,d,t}) \times \Delta t_0 \quad (10)$$

式中:  $e_{r,m,d,t}^T$  与  $e_{r,m,d,t}^{T'}$  分别表示火电厂  $r$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段参与调峰后与参与调峰前的收益;  $I_r$  表示火电厂  $r$  包含的机组集合;  $p_{i,m,d,t}^T$  表示机组  $i$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段售出调峰等额电量能得到的售电费用;  $C_{carbon,i,m,d,t}$  表示机组  $i$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的碳交易成本;  $C_{i,m,d,t}^T$  表示机组  $i$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的发电成本。  $p_{carbon}$  表示碳交易价格;  $\alpha_{1,i}$  表示第  $i$  台火电机组发出单位电量的碳排放强度;  $\alpha_{2,i}$  表示第  $i$  台火电机组的碳排放基准, 其在《全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》<sup>[21]</sup> 中根据机组压力、容量和燃料类型所划定;  $P_{i,m,d,t}$  表示机组  $i$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的实际出力。

### 2.3.2 参与调峰市场的可再生能源企业收益方程构建

可再生能源企业收益与需分摊的辅助服务补偿费用与售电利润有关。文中依据实际交易规则, 在文献 [22] 基础上进行改进, 考虑水电企业分摊费用构建了新方程:

$$p_{c,r,m,d,t} = \frac{\sum_{i=1}^N p_{c,i,m,d,t} \times P_{r,m,d,t}}{\sum_{i=1}^N P_{i,m,d,t} + \sum_{i=1}^{N_H} P_{i,m,d,t}^H + \sum_{i=1}^{N_W} P_{i,m,d,t}^W}, \quad (11)$$

$$e_{r,m,d,t} = p_{r,m,d,t}, \quad (12)$$

$$e_{r,m,d,t}' = p_{c,r,m,d,t} \quad (13)$$

式中:  $P_{r,m,d,t}$  与  $p_{c,r,m,d,t}$  分别表示电厂  $r$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的出力总和与需分摊的费用;  $P_{i,m,d,t}^H$  与  $P_{i,m,d,t}^W$  分别表示第  $i$  台水电机组与风电机组在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的出力;  $p_{r,m,d,t}$  表示可再生能源电厂  $r$  在  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段售出该部分调峰电量能得到的售电费用。

## 3 计及深度调峰辅助服务与多典型日的年度发电计划优化模型构建

### 3.1 建模思路及其假设条件

结合第 1 节考虑负荷与风电耦合的典型日场景聚类方法及第 2 节中对各类电源参与深度调峰的收益方程, 在年度范围内建立水火风系统发电计划优化模型。本模型考虑各类电源模型, 从调度角度考虑市场环境下的深度调峰辅助服务相关费用对发电计划的影响。

该模型作如下假设: 1) 将每月发电、负荷与来水情况用数个典型日代表; 2) 考虑到现阶段电网尽量保证新能源全额消纳, 忽略水电与风电发电成本; 3) 忽略水电站的联合梯调与振动区约束。

### 3.2 目标函数

本模型的目标函数为考虑深度调峰后火电机组发电总成本最小:

$$\min C = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{S_m} \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N D_m (C_{P,i,m,d,t} + C_{U,i,m,d,t} + C_{ullage,i,m,d,t} + C_{oil,i,m,d,t} + C_{carbon,i,m,d,t}) \eta_{m,d}, \quad (14)$$

$$C_{P,i,m,t} = u_{i,m,t} (a_i P_{i,m,t}^2 + b_i P_{i,m,t} + c_i), \quad (15)$$

$$C_{U,i,m,t} = y_{i,m,t} \times p_{U,i} \quad (16)$$

式中:  $D_m$  表示第  $m$  月总天数;  $S_m$  表示第  $m$  月的典型日场景数;  $C_{P,i,m,d,t}$  与  $C_{U,i,m,d,t}$  分别表示机组  $i$  在第  $m$  月  $d$  典型日  $t$  时段的发电成本与启动成本;  $\eta_{m,d}$  表示第  $m$  月  $d$  典型日的出现概率;  $u_{i,m,t}$  表示机组  $i$  在第  $m$  月  $t$  时刻的启停状态;  $a_i, b_i, c_i$  为煤耗成本系数;  $y_{i,m,d,t}$  为表示机组开机动作的 0-1 变量;  $p_{U,i}$  为机组  $i$  的启动成本。关于深度调峰损耗成本、投油成本和碳交易成本已在前文中介绍, 此处不再赘述。

### 3.3 约束方程

#### 3.3.1 发电企业参与调峰服务的收益约束

1) 火电企业收益约束为

$$e_{r,m,d,t}^T \geq e_{r,m,d,t}^{T'}, \quad (17)$$

表示仅当火电厂获得的补偿费用减去调峰成本后大于该部分电量的售电利润时,才会申请相应容量的调峰服务。

2)可再生能源企业收益约束为

$$e_{r,m,d,t} \geq e'_{r,m,d,t}, \quad (18)$$

该式表示仅当可再生能源企业售出调峰电量所得收益大于需分摊的辅助服务补偿费用时,才会参与调峰服务。

### 3.3.2 火电约束

1)机组出力爬坡约束

$$P_{i,m,d,t} - P_{i,m,d,t-1} \leq u_{i,m,d,t-1} P_{up,i} + y_{i,m,d,t} P_{start,i}, \quad (19)$$

$$P_{i,m,d,t-1} - P_{i,m,d,t} \leq u_{i,m,d,t-1} P_{down,i} + y_{i,m,d,t} P_{shut,i} \circ \quad (20)$$

2)最小启停时间约束

$$(u_{i,d,t-1} - u_{i,d,t})(T_{i,d,t-1} - T_{min,i}^{on}) \geq 0, \quad (21)$$

$$(u_{i,d,t} - u_{i,d,t-1})(-T_{i,d,t-1} - T_{min,i}^{off}) \geq 0. \quad (22)$$

3)启停变量逻辑约束

$$u_{i,m,d,t} - u_{i,m,d,t-1} = y_{i,m,d,t} - z_{i,m,d,t} \circ \quad (23)$$

式中: $P_{up,i}$ 、 $P_{down,i}$ 分别表示机组*i*的最大上坡速率与最大下坡速率; $P_{start,i}$ 、 $P_{shut,i}$ 分别表示机组*i*的最大启动功率与最大停机功率; $z_{i,m,d,t}$ 表示机组停机动作的0-1变量; $T_{min,i}^{on}$ 与 $T_{min,i}^{off}$ 分别表示机组*i*的最小运行时间与最小停机时间; $T_{i,t}$ 表示机组*i*在*t*时刻已经连续运行或连续停机的时间。正值时表示运行,负值时表示停机。

### 3.3.3 水电约束

1)水量平衡约束

$$V_{j,m} = V_{j,m} + R_m - \sum_{i=1}^{N_{Hj}} q_{i,m} - s_{j,m}, \quad (24)$$

2)水电关系转化约束

$$\sum_{d=1}^{S_m} \sum_{i=1}^{24} P_{i,m,d,t}^H \eta_{m,d} = 86400 A_j q_{i,m} H_{j,m}, \quad (25)$$

式中: $V_{j,m}$ 表示水电站*j*在第*m*月的水位; $R_m$ 表示第*m*月的天然来水量; $q_{i,m}$ 表示水电机组*i*在第*m*月的发电水量; $N_{Hj}$ 表示水电站*j*中所有水电机组集合; $s_{j,m}$ 表示水电站*j*在第*m*月的弃水量; $A_j$ 为水电站*j*的综合出力系数; $H_{j,m,t}$ 为水电站*j*在第*m*月的发电水头。

本模型还包括功率平衡约束,旋转备用约束,各类机组的出力上下限约束,水库库容上下限,发电流量、弃水量与下泄流量上下限等约束。限于篇幅原因,文中不再赘述。

## 3.4 模型求解方法

由于电力系统中长期时序优化问题属于混合整数非线性规划问题,模型规模较大、求解较为复杂,目前研究普遍采用线性化方法简化后利用商业求解器进行求解。文中对目标函数中火电机组的发电成本、调峰成本与约束方程中最小启停时间约束、水电转换关系约束进行线性化处理,然后基于Matlab平台调用CPLEX求解器进行求解。

### 3.4.1 火电调峰损耗成本线性化

通过引入连续变量 $w_{k,i,m,d,t}$ 与0-1变量 $d_{k,i,m,d,t}$ ,可将火电机组的出力分为停机、投油深度调峰、不投油深度调峰与常规调峰4种状态,将每种状态下不同的机组损耗成本线性化表示为:

$$C_{ullage,i,m,d,t} = F_{d,i,1} w_{1,i,m,d,t} + F_{d,i,2} w_{2,i,m,d,t} + F_{d,i,3} w_{3,i,m,d,t} + F_{d,i,4} w_{4,i,m,d,t} + F_{d,i,5} w_{5,i,m,d,t} - F_{d,i,1} (1 - u_{i,m,d,t}) - F_{d,i,3} d_{4,i,m,d,t}, \quad (26)$$

$$u_{i,m,d,t} P_{i,m,d,t} = 0 \times w_{1,i,m,d,t} + P_{min,i} w_{2,i,m,d,t} + 0.4 P_{max,i} w_{3,i,m,d,t} + 0.5 P_{max,i} w_{4,i,m,d,t} + P_{max,i} w_{5,i,m,d,t}, \quad (27)$$

$$w_{k,i,m,d,t} \geq 0, \quad k \in \{1, 2, 3, 4, 5\}, \quad (28)$$

$$\sum_{k=1}^5 w_{k,i,m,d,t} = 1, \quad (29)$$

$$\sum_{k=1}^4 d_{k,i,m,d,t} = 1。 \quad (30)$$

式中: $F_{d,i,1}$ 、 $F_{d,i,2}$ 与 $F_{d,i,3}$ 表示机组出力在投油深度调峰与不投油深度调峰临界点处的损耗成本; $P_{\max,i}$ 表示火电机组 $i$ 的最大出力。通过以上约束可将机组调峰损耗表示为出力区间两处端点费用的线性组合。

### 3.4.2 火电发电费用线性化

本程序中火电机组发电费用函数分为 $n+4$ 段,前 $n$ 段属于深度调峰范围,依据各地的具体规则进行分段;后4段属于基本调峰范围,在 $50\%P_N \sim P_N$ 出力范围内平均分。参考文献[23]的方法,将火电机组出力 $P_{i,m,d,t}$ 分段并对每一段分别进行线性化,式(15)中的发电费用可表示为

$$C_{P,i,m,d,t} = u_{i,m,d,t} C_{m0,i} + \sum_{s=1}^{n+4} F_{m,i,s} P_{i,m,d,t,s}, \quad (31)$$

$$F_{m,i,s} = \frac{(a_i P_{i,s}^2 + b_i P_{i,s} + c_i) - (a_i P_{i,s-1}^2 + b_i P_{i,s-1} + c_i)}{P_{m,i,s} - P_{m,i,s-1}}, \quad (32)$$

$$0 \leq P_{i,t,s} \leq P_{i,s} - P_{i,s-1}, \quad (33)$$

式中: $P_{m,i,s}$ 表示第 $i$ 台火电机组第 $s$ 档的容量上限; $s$ 表示机组出力所属的段号; $C_{m0,i}$ 表示机组 $i$ 处于最小出力时的发电费用; $F_{m,i,s}$ 表示机组 $i$ 发电费用曲线第 $s$ 段的斜率; $P_{i,m,d,t,s}$ 表示机组 $i$ 在第 $m$ 月 $d$ 典型日 $t$ 时段内第 $s$ 段的出力。

### 3.4.3 火电最小启停时间约束线性化

文献[23]中将最小启停时间约束线性化为

$$\sum_{k=\max(t-T_{\min,i}^{\text{on}},1)}^t y_{i,k} \leq u_{i,m,d,t}, t \in [\max\{0, \min[T, u_{i,0}(T_{\min,i}^{\text{on}} - T_{i,0})]\} + 1, T], \quad (34)$$

$$\sum_{k=\max(t-T_{\min,i}^{\text{off}},1)}^t z_{i,k} \leq 1 - u_{i,m,d,t}, t \in [\max\{0, \min[T, (1-u_{i,0})(T_{\min,i}^{\text{off}} + T_{i,0})]\} + 1, T], \quad (35)$$

式中, $T_{i,0}$ 表示机组 $i$ 在初始时刻已经连续运行或者停机的时间,正值表示运行,负值表示停机。

### 3.4.4 水电转换关系线性化

文献[24]中提出一种考虑水电站库容、来水量与水电机组出力关系的线性化模型,该模型先对库容分段,再构造不同库容下的机组发电功率与发电流量之间的线性关系。将式(25)中发电水头与发电流量的关系解耦,构造线性方程:

$$\sum_{d=1}^{S_m} \sum_{t=1}^{24} P_{i,m,d,t}^H \eta_{m,d} = 86400 \sum_{r=1}^R \frac{q_{i,m,r}}{e_m}, \quad (36)$$

$$0 \leq q_{i,m,r} \leq d_{i,m,r} Q_{\max,i}, \quad (37)$$

$$q_{i,m} = \sum_{r=1}^R q_{i,m,r}, \quad (38)$$

$$\sum_{r=1}^R d_{i,m,r} V_{R,i,r-1} \leq \frac{V_{i,m-1} + V_{i,m}}{2} \leq \sum_{r=1}^R d_{i,m,r} V_{R,i,r}, \quad (39)$$

$$\sum_{r=1}^R d_{i,m,r} = 1。 \quad (40)$$

式中: $R$ 表示对库容水位的分段数; $r$ 表示分段号; $q_{i,m,r}$ 表示水电机组 $i$ 在第 $m$ 月第 $r$ 段库容下的发电流量; $e_r$ 为第 $r$ 段库容下发电流量与出力的线性关系转换系数; $d_{i,m,r}$ 为库容分段0-1决策变量,当 $d_{i,m,r}=1$ 时表示水电机组 $i$ 在第 $m$ 月处于第 $r$ 段水位; $V_{R,i,r}$ 为第 $i$ 台水电机组第 $r$ 段水位的起点。

## 4 算例分析

### 4.1 基本参数

参考文献[25]中的机组参数与某地区历史负荷、风电出力情况,搭建以下测试系统。

1)测试系统包含4台非供热燃煤火电机组,2个水电站和3台风电机组,其中每个水电站中包含3台水电机组,每台风电机组装机容量为100 MW。火电机组参数与水电站运行参数详见表1和表2。表中1的 $P_{\max}$ 为

火电机组的最大出力,  $P_{\min}$  为最小出力,  $\alpha_1$  为碳排放强度,  $\alpha_2$  为碳排放基准,  $a$  为发电费用二次项系数,  $b$  为发电费用一次项系数,  $c$  为发电费用常数项,  $p_U$  为启动费用; 表2中的  $P_{\max}^w$  为水电站机组最大出力,  $Q_{\max}$  为最大发电流量,  $Q_{\text{smax}}$  为最大下泄流量,  $Q_{\text{smin}}$  为最小下泄流量,  $V_{\max}$  为最大库容,  $V_{\min}$  为最小库容。

2) 系统负荷备用为总负荷的10%。

3) 参考《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》<sup>[26]</sup>, 将深度调峰区间分为5段, 低于50% $P_N$ 的部分每5%为一段。将每档分别按500、400、300、200、100元/(MW·h)设置服务费用:

$$C_s = \sum_{d=1}^{S_n} \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^{12} \sum_{t=1}^{24} \sum_{s=1}^5 D_m (P_{m, i, s} - P_{m, i, s-1} - P_{i, m, d, t, s}) \times (700 - 100s) \quad (41)$$

4) 深度调峰成本的相关系数参考文献[15], 机组损耗系数  $\beta=1.2$ ; 转子致裂周期与机组出力关系为  $N(P) = 0.005778P^3 - 2.682P^2 + 484.8P - 8411$ 。

表1 火电机组参数

Table 1 Thermal power unit parameters

火电机组号	$P_{\max}/\text{MW}$	$P_{\min}/\text{MW}$	$\alpha_1/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	$\alpha_2/(\text{t} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	$a/(\text{元} \cdot \text{MW}^{-2})$	$b/(\text{元} \cdot \text{MW}^{-2})$	$c/\text{元}$	$p_U/\text{元}$
1	600	150	0.86	0.8267	0.0140	185.4671	9072.7	353470
2	600	150	0.86	0.8267	0.0140	1185.4671	9072.7	353470
3	360	100	0.94	0.8748	0.0314	188.7889	6041.5	204420
4	150	40	1.05	1.0177	0.0644	199.5156	3245.7	77190

表2 水电站参数

Table 2 Hydropower station parameters

火电机组号	$P_{\max}^w/\text{MW}$	$Q_{\max}/(\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$	$Q_{\text{smax}}/(\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$	$Q_{\text{smin}}/(\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$	$V_{\max}/(10^8 \text{ m}^3)$	$V_{\min}/(10^8 \text{ m}^3)$
1	350	593	3000	280	15.81	6.53
2	120	150	1000	70	6.57	1.21

#### 4.2 典型日场景聚类方法的有效性验证

对某地区2015—2019年的实际负荷与风电数据分别按以下3种方法进行聚类, 得到的每月场景数如表3所示。

方法1: 每月经用一个典型日表示。

方法2: 不考虑负荷与风电耦合性将二者分别聚类, 然后将各自结果进行组合后得到每月数个典型日。

方法3: 采用文中方法进行聚类, 考虑负荷与风电耦合性, 得到每月二者相对应的数个典型日。

表3 不同方法的典型日场景数

Table 3 Number of typical scenes of different methods

聚类方法	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
方法1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
方法2	15	8	4	6	4	4	6	6	4	4	9	6
方法3	2	2	2	3	2	3	2	3	2	2	2	2

由表3结果可见, 在考虑负荷与风电耦合性后, 每月聚类得到的场景数远小于未考虑耦合性时的场景数, 同时和单典型日法相比也不会增加过多的场景。这是因为文中采用的改进k-means算法可根据每月情况自动选择最佳聚类数, 从而在保证聚类效果的同时也能尽量压缩程序的计算时间。

为进一步比较聚类效果, 将3种方法的场景聚类指标进行对比, 结果如表4所示。其中场景符合率由聚类样本对应的实际场景数与每种场景的理论天数相比得到。

表 4 不同方法的场景聚类指标

聚类方法	最大负荷平均偏差率/%	场景平均符合率/%
方法 1	15.85	100.00
方法 2	7.08	75.82
方法 3	8.50	91.62

由表 4 可见,采用多场景法后的最大负荷平均偏差率远小于单典型日法,对于电量的刻画更加准确。方法 1 只有一个典型日,场景符合率始终为 100%。方法 2 未考虑负荷与风电耦合性,导致一些场景组合并不符合实际情况,平均符合率较低。而文中所采用的方法 3 能够保证较高的聚类精确性,同时避免了额外的模型规模。以 1 月为例,采用方法 3 求得的负荷与风电聚类结果如图 1 所示,其中 2 个场景的概率分别为 77.4% 与 22.6%。

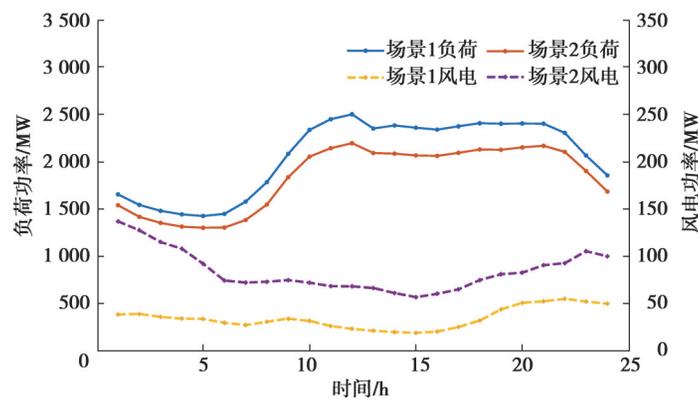


图 1 1 月典型场景的负荷与风电出力

Fig. 1 Typical scenarios of load and power in January

### 4.3 所建模型有效性验证

#### 4.3.1 机组调峰效果验证

为验证本模型有效性,采用上述算例分别对加入深度调峰前后的模型进行仿真分析。以每个季度首月的第一个场景为例,仿真结果分别如图 2 和图 3 所示。

由图 2 和图 3 可见,在以 1 月为例的高负荷、枯水期月份,加入深度调峰前后发电计划变化不大,因为此时火电机组需保证出力以满足负荷需求;在以 4 月和 10 月为例的低负荷、枯水期月份,调峰市场启动,削减部分火电出力以保证风电消纳;同理,在以 7 月为例的丰水期月份,调峰市场启动以减少弃水电量。加入深度调峰能力后,火电机组的全年发电量由  $68.62 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$  降低至  $62.72 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,减少 8.6%。由于收益约束的限制,火电机组的调峰深度基本限定在不投油阶段,此时既能保证新能源消纳,也能保证各发电企业收益相对均衡。

#### 4.3.2 所建模型对降低弃风、弃水的有效性分析

为进一步探究深度调峰辅助服务市场对促进新能源消纳的作用,将加入深度调峰前后的每月弃风、弃水电量进行对比,结果如图 4 所示。

图 4(a)展示了加入调峰前后的弃风电量情况。在加入调峰服务后系统全年弃风电量由  $4.79 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$  减少为  $3.48 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,削减了 27.35%。可见深度调峰的加入能有效应对风电的反调峰特性,削减新能源波动性。尤其在系统负荷水平较低、来水较少的时段,其对促进风电消纳具有明显作用。图 4(b)展示了加入调峰前后的弃水电量情况。在加入调峰服务后系统全年弃水电量由  $28.24 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$  减少为  $21.91 \times 10^9 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,削减了 22.42%。该改善效果不如弃风电量的改善效果显著,这是由于水电电价低于风电,因而收益约束限制了其参与调峰的积极性。

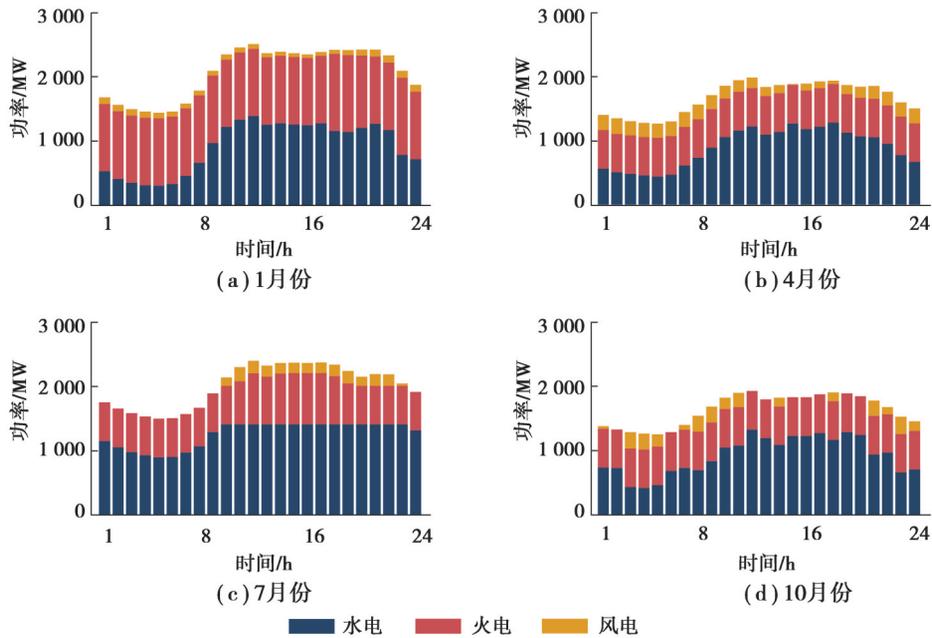


图2 加入深度调峰前各电源出力情况

Fig. 2 The power output of each source before deep peak regulation

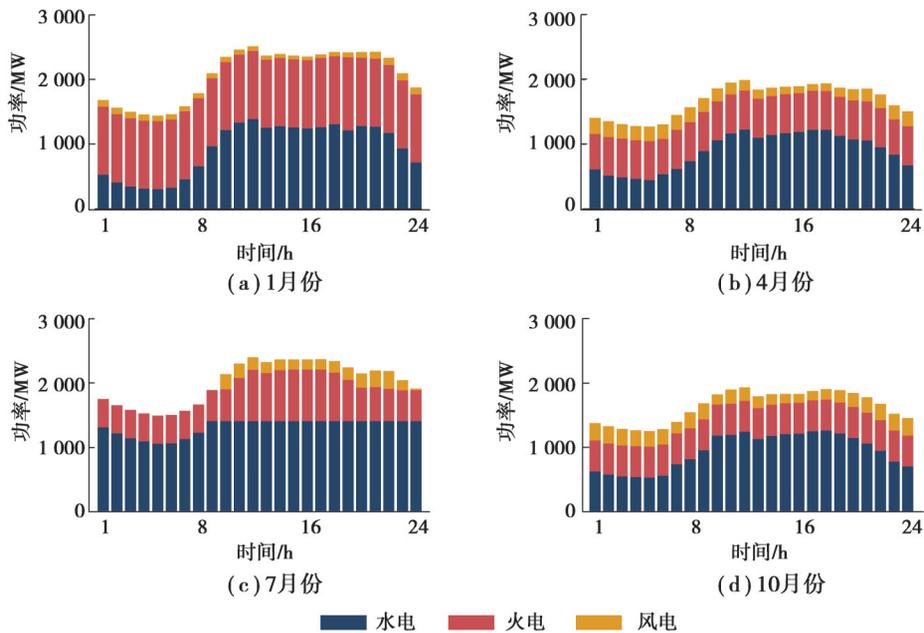


图3 加入深度调峰后各电源出力情况

Fig. 3 The power output of each source after deep peak regulation

综上,深度调峰辅助服务的引入可较好地应对对可再生能源的消纳问题,缓解系统净负荷波动性,减少弃风、弃水成本。可见在新能源占比逐渐加大的前景下,深度调峰辅助服务的推行能够为电力系统带来愈加显著的效益。

#### 4.3.3 所建模型调峰效益有效性验证

为进一步验证发电企业参与调峰收益约束的有效性,探究深度调峰带来的经济效益,分别对以下3种模型进行仿真分析,各模型的经济参数对比如表5所示。

模型1:不考虑深度调峰辅助服务。

模型2:考虑深度调峰辅助服务,不考虑发电企业参与调峰的收益约束。

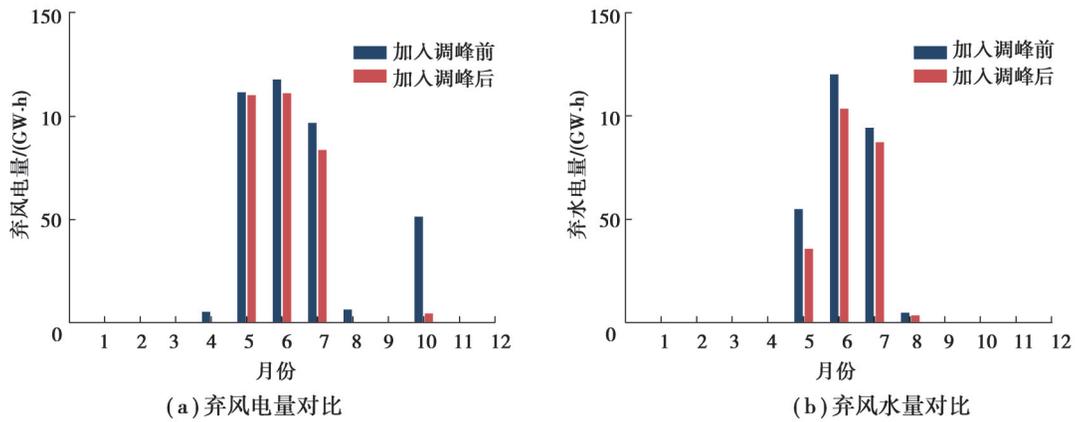


图 4 加入深度调峰前后弃电量对比

Fig. 4 Comparison of abandoned power before and after deep peak regulation

模型 3:考虑深度调峰辅助服务,同时考虑发电企业参与调峰的收益约束。

表 5 各模型经济参数对比

万元

优化模型	模型 1	模型 2	模型 3
火电运行成本	153 360	126 240	130 320
调峰损耗成本	0	10 161	10 228
调峰投油成本	0	9 997	8 683
碳交易成本	3 252	2 906	3 040
系统总成本	156 612	149 304	152 271
辅助服务费用	0	18 025	20 918
火电收益	96 040	88 966	99 110
水电收益	270 790	278 400	275 260
风电收益	52 809	67 881	61 260
系统总收益	419 639	435 247	435 630

对比 3 个模型的仿真结果可得,在加入调峰服务后系统总收益增加,这是由于运行成本较高的火电企业让利于新能源企业,实现了更好的利益分配。但在未考虑火电企业的收益约束时,由于深度调峰较高的附加成本,火电企业收益有所降低。而在加入收益约束后,各企业能够根据自身收支情况决定是否加入辅助服务市场,虽然系统总成本略有提升,但在系统整体收益提升的同时火电企业也能从辅助服务中获益。不过火电与水电企业参与调峰后的收益仍相对较低,而受益于较小的运行成本与较高的售电费用,风电企业始终是调峰市场的最大获益者。若要提升各企业主动参与调峰市场的意愿,还需对火电机组改造与调峰辅助服务规则进行更多的研究,使市场各主体的利益分配更加均衡。

## 5 结 论

在调峰辅助服务市场环境下,针对目前的年度发电优化模型中未考虑调峰辅助服务影响的问题,建立了计及深度调峰辅助服务与多典型日的年度发电计划优化模型,主要结论如下:

1)在年度发电计划中引入深度调峰辅助服务,实现了辅助服务收益与可再生能源消纳的年度精细量化,这对于引导火电机组的灵活性改造具有重大参考意义。

2)加入了发电企业参与调峰的收益约束,在深调主动性约束中详细考虑了深调补偿费用的分段特点以及火电厂参与深调损失的售电利润,确保了火电企业的深调获利,从而实现了调峰辅助服务市场成交条件的精确模拟,有效提高了火电厂深度调峰年利润分析的准确性。

3)采用多个典型日代表每月的源荷状态,在保证中长期模型求解速度的同时,相对单典型日方法大幅度提高了年度电力电量平衡分析的精度。

### 参考文献

- [ 1 ] 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 C Q, Yao L Z. 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.(in Chinese)
- [ 2 ] Yaramasu V, Wu B, Sen P C, et al. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies[J]. Proceedings of the IEEE. 2015, 103(5): 740-788.
- [ 3 ] Burke M J, Stephens J C. Political power and renewable energy futures: a critical review[J]. Energy Research & Social Science, 2018, 35:78-93.
- [ 4 ] 林俐,邹兰青,周鹏,等.规模风电并网条件下火电机组深度调峰的多角度经济性分析[J].电力系统自动化,2017,41(7):21-27.  
Lin L, Zou L Q, Zhou P, et al. Multi-angle economic analysis on deep peak regulation of thermal power units with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 21-27.(in Chinese)
- [ 5 ] Lee Y Y, Baldick R. A frequency-constrained stochastic economic dispatch model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2301-2312.
- [ 6 ] 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.
- [ 7 ] 林俐,田欣雨.基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J].电网技术,2017,41(7):2255-2263.  
Lin L, Tian X Y. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2255-2263.(in Chinese)
- [ 8 ] 祁乐,陈标,江平,等.燃煤火电机组提供调峰辅助服务的成本和效益分析[J].电力大数据,2019,22(10):23-29.  
Qi L, Chen B, Jiang P, et al. Cost and benefit analysis of peak regulation auxiliary services for coal-fired thermal power units [J]. Power Systems and Big Data, 2019, 22(10): 23-29.(in Chinese)
- [ 9 ] 李嘉龙,陈雨果,刘思捷,等.考虑深度调峰的电力日前市场机制设计[J].电力系统自动化,2019,43(4):9-15,78.  
Li J L, Chen Y G, Liu S J, et al. Mechanism design of day-ahead market considering deep peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 9-15,78.(in Chinese)
- [ 10 ] 田亮,谢云磊,周桂平,等.基于两阶段随机规划的热电机组深调峰辅助服务竞价策略[J].电网技术,2019,43(8):2789-2798.  
Tian L, Xie Y L, Zhou G P, et al. Deep peak regulation ancillary service bidding strategy for CHP units based on two-stage stochastic programming[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2789-2798.(in Chinese)
- [ 11 ] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等.考虑火电机组深度调峰的实时发电计划模型及应用[J].电力自动化设备,2019,39(3):108-113.  
Dong C, Zhang Y T, Liu J N, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering deep peak regulation of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 108-113.(in Chinese)
- [ 12 ] 邓婷婷,娄素华,田旭,等.计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(15):34-41.  
Deng T T, Lou S H, Tian X, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 34-41.(in Chinese)
- [ 13 ] 邓婷婷.考虑源荷双端灵活性的电力系统优化调度研究[D].武汉:华中科技大学,2019.  
Deng T T. Optimal dispatch of power system considering the flexibility of demand side and power generation side[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2019. (in Chinese)
- [ 14 ] 王淑云,娄素华,刘文霞,等.考虑火电深度调峰的电力系统低碳发电优化研究[J].全球能源互联网,2019,2(3):226-231.  
Wang S Y, Lou S H, Liu W X, et al. Study on optimization of low-carbon power generation in power system considering the depth peak regulation of thermal power units[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(3): 226-231.(in Chinese)
- [ 15 ] 李军徽,张嘉辉,穆钢,等.储能辅助火电机组深度调峰的分层优化调度[J].电网技术,2019,43(11):3961-3970.  
Li J H, Zhang J H, Mu G, et al. Hierarchical optimization scheduling of deep peak shaving for energy-storage auxiliary thermal power generating units[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3961-3970.(in Chinese)
- [ 16 ] Zhang N, Kang C Q, Kirschen D S, et al. Planning pumped storage capacity for wind power integration[J]. IEEE Transactions

- on Sustainable Energy, 2013, 4(2): 393-401.
- [17] 李铁, 李正文, 杨俊友, 等. 计及调峰主动性的风光水火储多能系统互补协调优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(10): 3622-3630.  
Li T, Li Z W, Yang J Y, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.(in Chinese)
- [18] Kazempour S J, Conejo A J, Ruiz C. Strategic generation investment using a complementarity approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 940-948.
- [19] Kim M, Ramakrishna R S. New indices for cluster validity assessment[J]. Pattern Recognition Letters, 2005, 26(15): 2353-2363.
- [20] 国家能源局华中监管局, 重庆市经济和信息化委员会. 重庆电力辅助服务(调峰)交易规则[EB/OL]. (2019-04-29) [2021-04-15]. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20190429/977900.shtml>.  
Central China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration of the People's Republic of China, Chongqing Economic and Information Commission. Chongqing auxiliary service (peak regulation) trading rules[EB/OL]. (2019-04-29) [2021-04-15]. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20190429/977900.shtml>.(in Chinese)
- [21] 生态环境部. 2019-2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)[EB/OL]. (2020-12-30.) [2021-04-15]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230\\_815546.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230_815546.html).  
Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. 2019-2020 national carbon emission trading quota setting and allocation implementation plan (power generation industry) [EB/OL]. (2020-12-30) [2021-04-15]. [https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230\\_815546.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202012/t20201230_815546.html).(in Chinese)
- [22] 周一凡, 胡伟, 闵勇, 等. 考虑热电联产调峰主动性的电热协调调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 42-51.  
Zhou Y F, Hu W, Min Y, et al. Coordinated power and heat dispatch considering peak regulation initiative of combined heat and power unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 42-51.(in Chinese)
- [23] 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.
- [24] 葛晓琳. 水火风发电系统多周期联合优化调度模型及方法[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.  
Ge X L. Multi-period optimal scheduling models and methods for hydro-thermal-wind power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2013. (in Chinese)
- [25] 王淑云, 娄素华, 吴耀武, 等. 计及火电机组深度调峰成本的大规模风电并网鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 118-125.  
Wang S Y, Lou S H, Wu Y W, et al. Robust optimal dispatch of large-scale wind power integration considering deep peak regulation cost of thermal power units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 118-125.(in Chinese)
- [26] 国家能源局华中监管局. 华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则[EB/OL]. (2020-09-07)[2021-03-01]. <http://hzj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=AEB05CC013329FBDE050A8C0C1C8659B>.  
Central China Energy Regulatory Bureau of National Energy Administration of the People's Republic of China. Implementation rules for auxiliary service management of grid connected power plants in Central China [EB/OL]. (2020-09-07) [2021-03-01]. <http://hzj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=AEB05CC013329FBDE050A8C0C1C8659B>. (in Chinese)

(编辑 詹燕平)