

计及典型日选取与源荷灵活性调节的优化调度研究

王译旋^{1,2}, 杨用春¹, 高长征³

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 河北 保定 071003; 2. 国网冀北电力有限公司张家口供电公司, 河北 张家口 075000; 3. 中国电力企业联合会电力建设技术经济咨询中心, 北京 100053)

摘要: 针对电网面临的反调峰特性和新能源消纳问题, 提出一种计及源荷侧灵活性调节资源的电力系统优化调度模型。首先, 根据负荷特点采用改进 SSE-PFCM 聚类算法求取负荷典型日。其次, 基于负荷用户对电价变化的不同响应行为, 提取出具有需求响应潜力的两类负荷, 并且分别为其构建计及乐观响应隶属度的模糊负荷转移率模型以及需求价格弹性模型。然后, 计及需求响应不确定性模型以及火电机组深度调峰, 以系统综合运行成本最小为目标构建优化调度模型, 采用引入步长弹性系数的改进粒子群算法求解。最后, 以改进 IEEE 30 节点系统为例进行多种场景的仿真计算分析, 结果表明所提策略能够有效提升系统可再生能源的消纳能力和系统运行的经济性。

关键词: 新能源消纳; 优化调度; 典型日选取; 需求响应; 深度调峰; 改进粒子群优化

Optimal scheduling considering typical day selection and source load flexibility adjustment

WANG Yixuan^{1,2}, YANG Yongchun¹, GAO Changzheng³

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Baoding 071003, China; 2. Zhangjiakou Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Zhangjiakou 075000, China; 3. Electric Power Development Research Institute (CEC Technical and Economic Consulting Center of Electric Power Construction), Beijing 100053, China)

Abstract: This paper proposes an optimization scheduling model for power systems taking into account the flexibility of source load side regulation resource given the characteristics of peak shaving and the problem of new energy consumption faced by the power grids. First, an improved SSE-PFCM clustering algorithm is used to calculate the typical day of the load based on the characteristics of the load. Secondly, based on the different response behaviors of load users to electricity price changes, two types of loads with demand response potential are extracted. Fuzzy load transfer rate models and demand price elasticity models considering optimistic response membership degrees are constructed. Then, taking into account the demand response uncertainty model and the deep peak shaving of thermal power units, an optimal scheduling model is constructed with the objective of minimizing the overall operating cost of the system. An improved particle swarm optimization algorithm with the introduction of step size elasticity coefficient is used to analyze the problem. Finally, taking the improved IEEE 30-bus system as an example, simulation calculations are conducted with various scenarios, and the results show that the proposed strategy can effectively improve the renewable energy consumption capacity of the system and the economy of system operation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51607168).

Key words: new energy consumption; optimal dispatch; typical day selection; demand response; deep peak shaving; improved particle swarm optimization

0 引言

随着以风电为主的新能源大规模并网, 电力系

统面临的不确定性与反调峰特性不断增强^[1-2], 需要充分挖掘电力系统的灵活调节能力^[3], 在满足调峰需求的同时提高可再生能源消纳。高比例可再生能源的波动性容易造成系统内火电机组频繁启停, 进而导致发电侧与用户侧之间功率失衡^[4]。在风、光机组大发时, 全额接纳风、光出力需要停运高效火

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51607168); 中央高校基本科研业务费项目资助(2021MS068)

电机组；若限制风、光并网出力则会产生大量弃风、弃光^[5]。为缓解含高比例可再生能源电力系统的困境，一方面，挖掘燃煤机组深度调峰潜力，提升火电运行灵活性^[6]，降低火电机组的启停频率；另一方面，在节假日期间通过调整电价政策来刺激各类负荷用户积极开展紧急型填谷需求响应，缓解各种因素导致的电网运行调节压力^[7]。

典型日负荷曲线对负荷调度计划以及运行控制有着重要意义。文献[8]结合混合整形多目标线性优化建立了典型日选取模型，采用两阶段模糊规划分配典型日权重；文献[9]基于改进模糊 C 均值(fuzzy C-means, FCM)算法进行负荷分析，根据有效性指数确定最佳聚类数；文献[10]提出了基于自适应因子与概率统计法相结合的改进 FCM 典型日负荷曲线选取方法。上述文献基本采用单一模糊聚类算法，存在计算量大、容易陷入局部收敛等缺陷，并不能很好地反映日负荷曲线的电力特性。

需求响应的执行效果需要更多地关注不同用户响应能力和意愿的影响，具有很强的不确定性^[11]。文献[12]利用响应前后净负荷包络域期望量化用户响应能力；文献[13]采用三角隶属度函数来描述负荷响应率的不确定性；文献[14]提出了负荷转移率的分段线性模型以及可调节热负荷随光照强度不确定性的响应模型。上述文献对需求响应资源不确定性建模的方法较为单一，未能综合考虑各类负荷用户的响应特点。

电力系统优化调度问题是一个非线性、多约束、高维数的优化问题，当前主要借助经典优化算法和人工智能优化算法求解模型。文献[15]提出快速求解综合能源系统随机动态经济调度问题的并行多维近似动态规划算法，避免了经典优化算法容易产生的“维数灾”问题。文献[16]基于改进遗传算法提出了智能电网多目标优化调度方法，但该方法参数多且选取复杂，求解速度较慢；文献[17]提出了一种自适应的惯性权重和学习因子，得到改进粒子群算法进行微电网优化调度研究，但该算法的收敛速度与精度一般。

基于以上研究，本文主要开展 4 部分工作：一是将 FCM 与可能 C 均值算法(possible C-means, PCM)结合得到可能模糊 C 均值(possible fuzzy C-means, PFCM)算法，然后对该算法的目标函数进行改进并引入组内误差平方和(sum of the squared errors, SSE)来确定最佳聚类数目，得到改进 SSE-PFCM 聚类算法，进行负荷典型日求取；二是分析各类负荷用户收到电价变动信号后的响应行为特点，并据此判断该类负荷作为需求侧资源的响应潜

力，针对负荷特性及响应潜力为可参与响应的负荷构建需求响应不确定性模型；三是分别将计及不同类型需求响应资源的不确定性模型与火电机组深度调峰性能加入到电力系统常规优化调度模型中，得到计及源荷灵活性调节资源的电力系统优化调度模型；最后引入步长弹性系数的改进粒子群算法(step elasticity coefficient-improve particle swarm optimization, SEC-IPSO)对具体算例进行求解，并调整需求响应策略和火电机组调峰深度，分析源荷两侧灵活性调节资源参与优化调度对电力系统的影响。

1 典型日负荷曲线确定方法

电力系统负荷数据存在很强的周期性、时序性以及一定的随机性^[18]。本文针对电网负荷数据特点，考虑单一算法在选取典型日负荷曲线上的不足，将 FCM 算法与改进 PCM 算法结合并引入 SSE 指标，得到聚类效果与性能较优的改进 SSE-PFCM 算法。

1.1 数据预处理

原始负荷数据维数高且容易出现一些受气象条件和特殊事件影响而产生的突变日。在聚类分析前，需要通过数据预处理剔除“坏点”、精准抽取数据、调整数据格式，得到准确、完整、简洁的高质量数据^[19]。原始数据预处理主要分为以下 4 步。

- 1) 采用拉依达准则剔除畸变数据日。
- 2) 利用 Min-Max 准则对数据进行标准化处理。
- 3) 通过设置合理的特征指标对数据进行降维处理。
- 4) 利用熵权法^[20]对 3)中各项指标进行加权处理得到最终数据集。

1.2 改进模糊聚类算法

FCM 算法的聚类效果很大程度上依赖于初始聚类中心的选取，且对畸变数据敏感性较高^[21]。PCM 算法重视典型性却忽略了模糊隶属度，在大规模数据下容易产生聚类一致性问题。改进 PFCM 算法结合二者优点，引入协方差矩阵，其目标函数 $J_{w,p}$ 如式(1)所示。

$$J_{w,p} = \sum_{i=1}^C \sum_{j=1}^n (a \cdot u_{i,j}^w + b \cdot t_{i,j}^p) d_{i,j}^2 + \frac{\sigma^2}{w^2 C} \sum_{i=1}^C \sum_{j=1}^n (1 - t_{i,j}^w)^p \quad (1)$$

其中：

$$\begin{cases} \sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |x_j - \bar{x}|^2 \\ \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_j \end{cases} \quad (2)$$

隶属度矩阵中的元素 $u_{i,j}^{(\gamma+1)}$ 为

$$u_{i,j}^{(\gamma+1)} = \frac{1}{\sum_{k=1}^C \left(\frac{d_{i,j}^{(\gamma)}}{d_{k,j}^{(\gamma)}} \right)^{\frac{2}{w-1}}} \quad (3)$$

样本典型值为

$$t_{i,j}^{(\gamma+1)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{\sigma^2}{w^2 C} (d_{i,j}^{(\gamma)})^2 \right)^{\frac{1}{p-1}}} \quad (4)$$

聚类中心矩阵中的元素 $V_{i,j}^{(\gamma+1)}$ 为

$$V_{i,j}^{(\gamma+1)} = \frac{\sum_{j=1}^n [a \cdot (u_{i,j}^{(\gamma)})^w + b \cdot (t_{i,j}^{(\gamma)})^p] \cdot x_j}{\sum_{j=1}^n [a \cdot (u_{i,j}^{(\gamma)})^w + b \cdot (t_{i,j}^{(\gamma)})^p]} \quad (5)$$

式中: C 为聚类数; n 为样本数; w 为模糊加权数; $u_{i,j}$ 为样本 x_j 对第 i 类的隶属度; $t_{i,j}$ 为样本 x_j 对第 i 类的典型值; $d_{i,j}$ 为样本 x_j 到聚类中心 V_i 的欧氏距离; a 、 b 、 p 均为自定义参数; γ 为迭代次数。

改进 PFCM 算法仍然属于划分类聚类算法, 聚类效果对聚类数依赖程度较高, 需要在聚类分析前通过判断 SSE 的变化趋势给定最佳聚类数。随着聚类数增大, 类内聚合程度提高, SSE 总体呈下降趋势^[22]。当 C 小于最佳聚类数时, C 的增大会大幅增加类内聚合程度, 使得 SSE 的下降幅度较大; 当 C 达到最佳聚类数后, SSE 的下降幅度骤减, 然后趋于平缓。因此, SSE 的下降曲线存在一明显拐点, 其对应 C 值就是数据的最佳聚类数。

$$S_{SE} = \sum_{i=1}^C \sum_{x \in C_i} |x - e_i|^2 \quad (6)$$

式中: C_i 是第 i 类样本; x 是 C_i 中的样本点; e_i 是 C_i 中所有样本的均值。

2 综合需求响应不确定性模型

2.1 可转移负荷

可转移负荷可以用计及乐观响应隶属度的模糊负荷转移率模型分析, 在电价激励机制下, 用户具有很强的自主性, 容易受到外部环境以及用户个体认知能力的影响。因此, 真实需求响应曲线会处于乐观与悲观响应预测曲线之间, 具备模糊属性。图 1 以峰谷负荷转移为例, 建立了峰转谷负荷转移率(某时段峰转谷负荷量与峰时段平均用电量比值)与峰谷时段电价差的关系模型, 将用户的响应行为根据电价差水平划分为“死区”、“响应区”和“饱和区”^[23]。

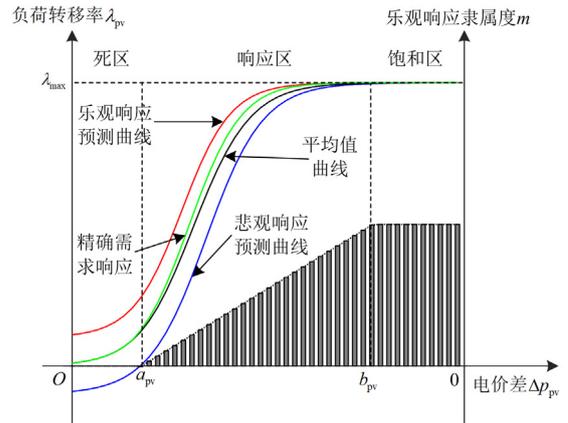


图 1 峰谷负荷转移率模型

Fig. 1 Time-of-use load transfer rate model

图 1 中的乐观、悲观响应预测曲线是基于 Sigmoid 函数得到的。

$$\lambda_{pv}(\Delta p_{pv}) = \frac{\lambda_{\max}}{1 + \left(\frac{\lambda_{\max}}{\lambda_0} - 1 \right) e^{-\tau \Delta p_{pv}}} \quad (7)$$

式中: λ_{pv} 为负荷转移率; Δp_{pv} 为电价差; λ_{\max} 为负荷转移率最大值; λ_0 为电价差为 0 时的负荷转移率; τ 为时间常数。

在“死区”, 电价差过小, 未能激发用户自主调整用电模式, 用户响应行为为具有很强的随机性, 负荷转移率曲线由乐观和悲观预测的平均值确定。在“响应区”, 随着电价差增大, 用户响应积极性被调动, 负荷转移率稳定增长, 响应行为更倾向于乐观响应预测曲线。因此采用偏大型半梯形隶属度函数计算乐观响应隶属度, 并将其作为需求响应机理的概率约束。在“饱和区”, 用户负荷响应潜力已被完全挖掘, 负荷转移率达到上限, 不再变化。可转移负荷在电价激励下的负荷转移率 $\bar{\lambda}_{pv}$ 如式(8)所示。

$$\bar{\lambda}_{pv} = \begin{cases} \frac{\lambda_{pv}^{\max} + \lambda_{pv}^{\min}}{2} & 0 \leq \Delta p_{pv} \leq a_{pv} \\ \lambda_{pv}^{\max} & \Delta p_{pv} \leq b_{pv} \\ \lambda_{pv}^{\min} + \frac{\lambda_{pv}^{\max} + \lambda_{pv}^{\min}}{2} (1 + m) & a_{pv} < \Delta p_{pv} < b_{pv} \end{cases} \quad (8)$$

式中: m 表示乐观响应隶属度, 用来反映用户负荷乐观响应情况的概率; λ_{pv}^{\max} 和 λ_{pv}^{\min} 分别表示乐观、悲观响应预测的负荷转移率; a_{pv} 表示死区与响应区的临界点; b_{pv} 表示响应区与饱和区的临界点。

乐观响应隶属度 m 如式(9)所示。

$$m = \frac{\Delta p_{pv} - a_{pv}}{b_{pv} - a_{pv}} \quad (9)$$

2.2 易节约易替代负荷

易节约负荷用户接收到电价变动信号后根据自身响应能力动态调节用电量；易替代负荷用户将电能和其他能源之间进行替代，二者响应特点均可用需求价格弹性矩阵^[24]分析，需求响应电量如式(10)所示。

$$\Delta D = D_0 \alpha \frac{\Delta p}{p_0} \quad (10)$$

式中： α 为需求价格弹性系数； ΔD 、 Δp 分别为电量和电价变化量； D_0 、 p_0 分别为初始用电需求电量和初始电价。

2.3 刚性负荷

刚性负荷是用户生活工作必须满足的负荷，不能轻易转移或削减，受控程度很低，基本不受实时电价变动的的影响。

3 日前优化调度模型及其求解算法

3.1 优化模型目标函数及约束条件

3.1.1 目标函数

从发电与用电两方面考虑电力系统优化调度问题时，以系统稳定运行成本及灵活性调节资源运行成本最小为目标函数，建立计及火电机组深度调峰及用户侧需求响应资源的优化调度模型。

$$Z = \min(Z_{\text{co1}} + Z_{\text{co2}} + Z_{\text{re}} + Z_{\text{dr}}) \quad (11)$$

式中： Z 表示电力系统总运行成本； Z_{co1} 表示火电机组常规调峰成本； Z_{co2} 表示火电机组深度调峰成本； Z_{re} 表示弃风、弃光惩罚成本； Z_{dr} 表示需求响应资源激励成本。

其中，火电机组常规调峰成本主要由燃料成本与机组开停机成本组成。

$$Z_{\text{co1}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T [(f_i P_{i,t}^2 + g_i P_{i,t} + h_i) + z_d] \quad (12)$$

式中： N 为机组数； T 为研究周期； f_i 、 g_i 、 h_i 均为机组煤耗系数； $P_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的出力； z_d 为机组开停机成本。

不同于常规调峰，深度调峰不仅包含燃料等显性成本，还包括锅炉稳燃的投油成本、磨损寿命损失、燃烧不充分而产生的环境污染等隐性成本。

$$Z_{\text{co2}} = C(P_{i,t}) + A(P_{i,t}) + B(P_{i,t}) + E_v \quad (13)$$

式中： $C(P_{i,t})$ 为机组煤耗成本； $A(P_{i,t})$ 为机组寿命损耗成本； $B(P_{i,t})$ 为投油成本； E_v 为环境附加成本。

可再生资源惩罚成本 Z_{re} 以及需求响应资源激励成本 Z_{dr} 分别如式(14)和式(15)所示。

$$Z_{\text{re}} = \sum_{t=1}^T R \Delta P_t^{\text{re}} \quad (14)$$

$$Z_{\text{dr}} = \sum_{t=1}^T \Delta P_{\text{pv},t} \Delta P_t^{\text{dr}} \quad (15)$$

式中： ΔP_t^{re} 为风、光发电量与出力功率之差； R 为可再生资源惩罚成本； $\Delta P_{\text{pv},t}$ 与 ΔP_t^{dr} 分别为电价差与用户侧需求响应量。

3.1.2 约束条件

本模型除了考虑火电机组出力、爬坡速率以及启停时间等约束外，还充分考虑了用户参与需求响应项目时的体验感和满意度，故在模型中加入响应能量约束和时间约束。

1) 响应能量约束

$$0 \leq D_{n,t} \leq \mu_{n,t} D_{n,t}^{\text{max}} \quad (16)$$

式中： $D_{n,t}$ 表示第 n 个需求响应资源在时段 t 的功率变化量； $\mu_{n,t}$ 表示能量调用状态； $D_{n,t}^{\text{max}}$ 表示第 n 个需求响应资源在时段 t 的最大功率变化量。

2) 响应持续时间约束

$$T_n^{\text{min}} \leq T_n^{\text{on}} \leq T_n^{\text{max}} \quad (17)$$

式中： T_n 为第 n 个需求响应资源在调度周期内的响应时间； T_n^{max} 和 T_n^{min} 分别为其在调度周期内的最大和最小响应时间。

3.2 改进粒子群优化算法

为了平衡算法前后期全局搜索与局部搜索能力，提高收敛精度^[25]，本文令学习因子随迭代次数线性变化，具体如式(18)和式(19)所示；令惯性权重随迭代非线性递减，具体如式(20)所示。

$$c_1 = c_{1i} + k \cdot (c_{1f} - c_{1i}) / k_{\text{max}} \quad (18)$$

$$c_2 = c_{2i} + k \cdot (c_{2f} - c_{2i}) / k_{\text{max}} \quad (19)$$

式中： c_1 、 c_2 均为学习因子； k 为当前迭代次数； k_{max} 为最大迭代次数； c_{1f} 、 c_{2f} 分别为 c_1 、 c_2 终值； c_{1i} 、 c_{2i} 分别为 c_1 、 c_2 初值，其中 $c_{1i} \neq c_{2f}$ 且 $c_{2i} \neq c_{1f}$ 。

$$q = q_s - (q_s - q_e) \cdot \left[\frac{2k}{k_{\text{max}}} - \left(\frac{k}{k_{\text{max}}} \right)^2 \right] \quad (20)$$

式中： q 为惯性权重； q_s 和 q_e 分别为 q 的初值和终值。

此外，本文还加入步长弹性系数来影响个体最优粒子和全局最优粒子在速度更新过程中的作用，得到改进后算法 SEC-IPSO，其速度和位置更新过程如式(21)和式(22)所示。

$$v_{i,d}^{k+1} = qv_{i,d}^k + c_1r_1(\beta_1x_{i,d,pbest}^k - x_{i,d}^k) + c_2r_2(\beta_2x_{d,gbest}^k - x_{i,d}^k) \quad (21)$$

$$x_{i,d}^{k+1} = x_{i,d}^k + v_{i,d}^{k+1} \quad (22)$$

式中: r_1 、 r_2 均为[0,1]区间内的随机数; β_1 和 β_2 均为步长弹性系数; $v_{i,d}^k$ 和 $x_{i,d}^k$ 分别为粒子的当前速度和位置; $x_{i,d,pbest}^k$ 和 $x_{d,gbest}^k$ 分别为个体最优位置和全局最优位置。

4 算例分析

本文以含高比例可再生能源的新型电力系统为对象开展仿真研究, 将 IEEE 30 节点系统的发电侧进行修改, 由原来的 6 机火力发电系统改为多种类能源发电系统。同时, 为验证本文所提方法对实际电力系统优化调度的有效性, 将东北地区某电网 2021 年负荷数据按照比例折算, 并将其作为 IEEE 30 节点系统的负荷进行分析。采用 python 软件编程实现负荷典型日选取、需求响应资源不确定性建模以及电力系统优化调度求解。

4.1 负荷典型日求取

4.1.1 数据预处理及聚类数确定

本节以该地区 2021 全年负荷数据为研究对象, 共计 8760 个采样点数据、365 条日负荷曲线。对原始数据进行畸变日剔除, 剔除掉 7 个负荷畸变日, 除测量失误因素影响外, 畸变数据基本由节假日及冬夏两季气温急剧变化引起。对有效数据集标准化处理以及降维处理得到 358×6 阶的特征数据集。最后利用熵权法得到特征指标的权重见附录 A 表 A1, 经过特征指标加权后得到最终数据集。

考虑到资源和负荷的季节性, 典型日选取分季度开展, 根据 SSE 变化趋势确定季度最佳聚类数 C 。令 C 值从 1 依次取到 8, 并对每一个 C 值进行聚类, 画出 SSE 和 C 的关系图见附录 A 图 A1, 选取拐点对应 C 值作为最佳聚类数。根据附录 A 图 A1 得到 4 个季度的最佳聚类数分别为 3、3、4、4。

4.1.2 聚类结果分析

将最佳聚类数代入改进 PFCM 算法中并分别对其负荷数据进行聚类分析。将剔除畸变日后的季平均负荷作为基准日负荷, 用皮尔森相关系数法确定聚类中心与基准日之间的相关性, 皮尔森相关系数见表 1。

由于两者皮尔森相关系数越大, 相关性越强, 根据表 1 可分别选出表征 4 个季度负荷特性的聚类中心为类别 1、类别 2、类别 4、类别 4。选取与各聚类中心隶属度最高的样本日作为负荷典型日。

表 1 皮尔森相关系数

| Table 1 Pearson correlation coefficient | | | | |
|-----------------------------------------|---------|-------|-------|-------|
| 季度 | 皮尔森相关系数 | | | |
| | 类别 1 | 类别 2 | 类别 3 | 类别 4 |
| I | 0.971 | 0.714 | 0.827 | — |
| II | 0.966 | 0.989 | 0.977 | — |
| III | 0.862 | 0.937 | 0.948 | 0.988 |
| IV | 0.864 | 0.930 | 0.919 | 0.979 |

将选出的典型日负荷与季度基准日负荷的日负荷率、最小负荷率指标进行对比, 结果见附录 A 表 A2。由附录表 A2 可知每季度的负荷典型日与其对应基准日的指标基本相似, 说明选出的典型日负荷可以代表每季度的负荷水平, 因此, 本文提出的改进模糊聚类选取典型日负荷的方法是可行的。

基于以上分析, 通过对原始数据进行预处理—SSE-PFCM 聚类分析—皮尔森相关系数法分类后得到该地区全年负荷数据的 4 个具有代表性的典型日, 日负荷曲线如图 2 所示。

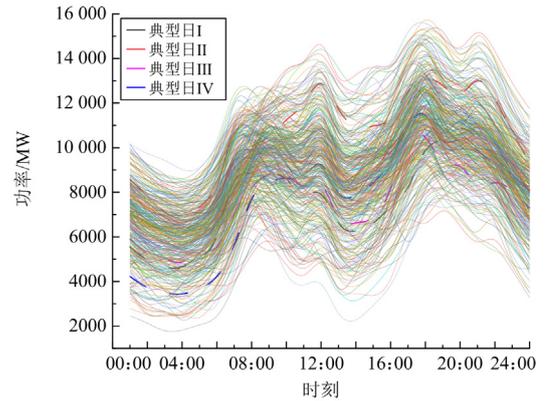


图 2 典型日负荷曲线

Fig. 2 Typical daily load curve

观察图 2 中各典型日负荷曲线的变化趋势, 发现典型日 IV 负荷波动最剧烈, 附录表 A2 中典型日 IV 的日负荷率与最小负荷率指标数据值也最低。该日最容易在负荷低谷期出现弃风、弃光现象, 对火电机组调峰以及用户侧需求响应资源的要求最为严格。因此, 选取典型日 IV 作为 4.2 节分析含高比例可再生能源机组的新型电力系统优化调度的原始负荷。

4.2 计及源荷灵活性资源的电力系统优化调度

4.2.1 基本数据与参数

本文所用算例发电侧包括 5 台总装机容量为 1253 MW 的火电机组, 机组基本参数见附录 A 表 A3, 其余各类型电源容量及其在 IEEE 30 节点系统内接入节点见附录 A 表 A4。该地区目前可参与电网调度的储能资源尚在起步阶段, 故本文不考虑储

能资源的填谷效益。将 4.1 节聚类分析选出的典型日负荷曲线折算进 IEEE 30 节点系统中, 则系统负荷、风电与光伏出力曲线如图 3 所示。

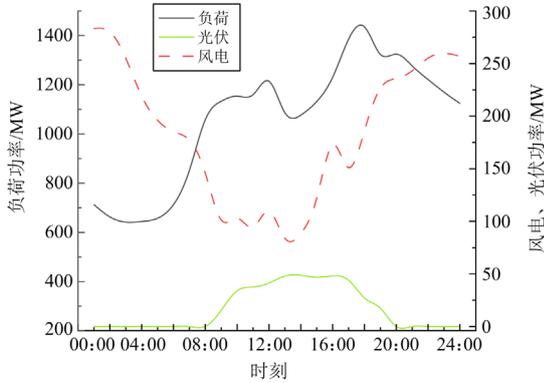


图 3 负荷及可再生能源出力曲线

Fig. 3 Load and renewable energy output curve

该地区工业负荷在负荷构成中占比超过 50%。而工业负荷调整能力较强、对电价信号相对敏感, 在适当的激励条件下, 参与电力需求侧响应的积极性较高。因此, 该地区需求响应资源基础较好, 本文设置该地区三类不同需求响应潜力的负荷占比为刚性负荷: 可转移负荷: 易节约易替代负荷=95:3:2。

4.2.2 优化调度结果分析

为验证本文所构建模型的有效性, 本文基于以下 4 种调度场景进行对比, 分析不同调度模式下系统运行的经济性及其可再生能源的消纳水平。

场景 1: 风、光、水联合运行, 不考虑需求响应资源, 火电机组常规调峰。

场景 2: 风、光、水、需求响应联合运行, 火电机组常规调峰。

场景 3: 风、光、水联合运行, 不考虑需求响应, 火电机组深度调峰。

场景 4: 风、光、水、需求响应联合运行, 火电机组深度调峰。

4 种场景下该系统电力电量仿真结果如图 4—图 7 所示。

场景 1 在 01:00—06:00 负荷低谷期间, 火电机组常规调峰, 调峰深度为 50%。

场景 2 在火电机组常规调峰基础上考虑该系统中一部分具有需求响应能力的负荷用户, 通过图 5 可以发现, 需求响应资源的加入一方面在负荷高峰期削减用电量, 使得火电机组运行成本下降; 另一方面在负荷低谷期提升用电量, 增加可再生能源(主要是风电)消纳量。

场景 3 在场景 1 的基础上考虑火电机组深度调

峰, 调峰深度为 70%。根据图 6 可以看出, 火电机组深度调峰使得火电出力在负荷低谷期大幅度降低, 在不改变负荷水平的情况下, 风电上网量得到大幅度增加。

场景 4 综合需求响应对负荷水平的调节以及深度调峰对火电机组出力的调节, 需求响应资源既降

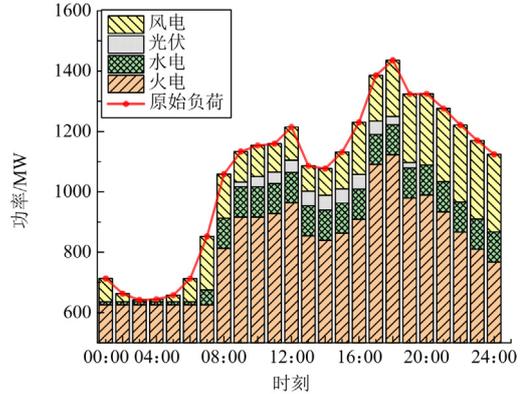


图 4 场景 1 电力电量平衡结果

Fig. 4 Power and energy balance results of Scenario 1

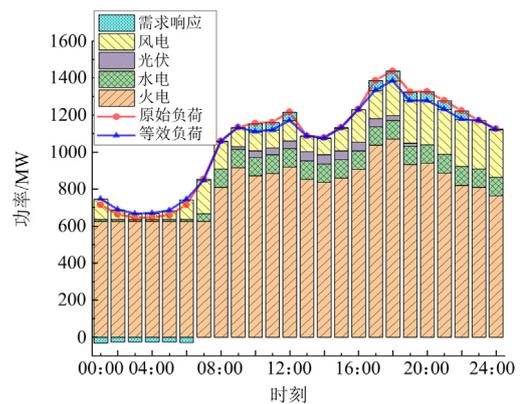


图 5 场景 2 电力电量平衡结果

Fig. 5 Power and energy balance results of Scenario 2

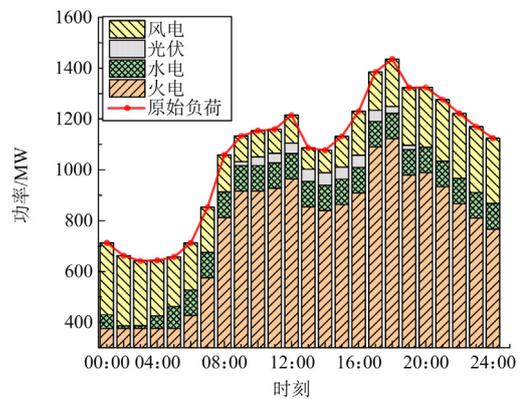


图 6 场景 3 电力电量平衡结果

Fig. 6 Power and energy balance results of Scenario 3

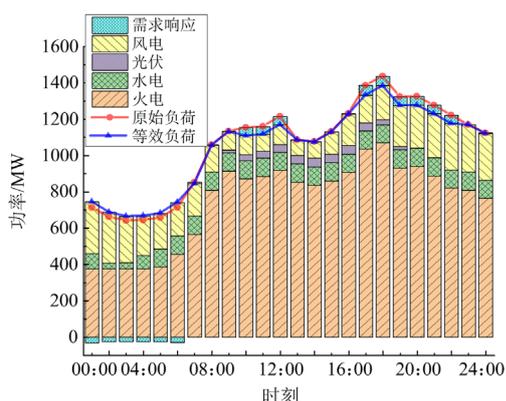


图7 场景4 电力电量平衡结果

Fig. 7 Power and energy balance results of Scenario 4

低了负荷峰谷差，又在一定程度上缓解了火电机组深度调峰压力。

本文设置煤炭价格为545元/t，油耗成本为6092元/t，环境附加成本为408元/t，弃风惩罚系数为500元/MWh。则系统运行经济性与可再生能源消纳水平见表2，由于本文所研究场景未涉及到弃光情况，表2仅列出弃风率。

表2 4种调度模式下系统运行情况

Table 2 System operation under four scheduling modes

| 指标 | 场景1 | 场景2 | 场景3 | 场景4 |
|-----------|--------|--------|-------|-------|
| 弃风率 | 27.17% | 23.57% | 0.08% | 全额消纳 |
| 综合运行成本/万元 | 340.6 | 341.6 | 359.5 | 318.9 |

通过对比场景1、2的仿真结果，可以看到需求响应资源在整个运行周期均可以发挥作用，然而需求响应依赖用户侧意愿的特性决定其调节容量与稳定性较低，表2数据显示需求响应资源的加入使得研究周期内弃风率降低3.6%。通过对比场景1和场景3的仿真结果，可以看到火电机组深度调峰在负荷低谷期发挥作用是巨大的，当调峰深度提高到70%时，相比于50%的常规调峰，弃风率降低了27.09%。而场景4综合源荷侧灵活性调节资源，在本场景内实现风电全额消纳。

在系统综合运行成本方面，需求响应资源激励成本相比于火电深度调峰低廉，但其容量小导致弃风成本高；深度调峰运行成本较高但其调峰效果好，弃风成本低。场景4融合源荷两种灵活性调节资源，既能保证可再生能源全额消纳，又能维持较低的运行成本。因此，用户侧需求响应资源辅助发电侧深度调峰，加强源荷双侧互动，可以兼顾电力系统经济性与稳定性。

4.2.3 需求响应资源比例对系统运行影响分析

由于两种需求响应资源的响应性质不同，二者

所占负荷比例会对系统调度后的响应量产生影响。4.2.1节设置可转移负荷与易节约易替代负荷比例为3:2，本节调整二者比例，得到负荷低谷期系统风电消纳情况如图8所示。

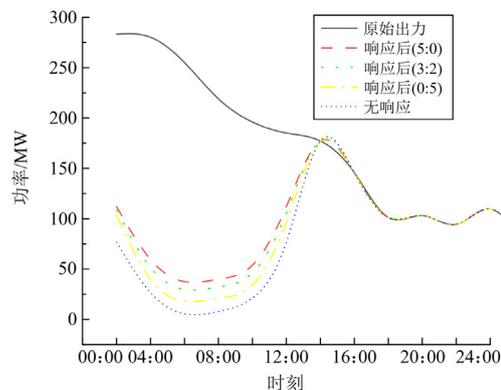


图8 风电出力(调整负荷比例)

Fig. 8 Wind power output (adjusting load ratio)

观察图8中风电消纳量随两种需求响应资源比例不同的变化趋势，分别计算各种响应情况对应的风电出力并将其与无响应情况对比，发现系统新增可再生能源消纳量在98.43~200.29 MWh间波动，当系统中可转移负荷资源增加时，需求响应调度效果更好。

4.2.4 调峰深度对系统运行影响分析

为进一步研究火电机组深度调峰对系统可再生能源消纳的影响，本节对发电侧火电机组设置不同调峰深度，负荷低谷期弃风率见表3，系统风电出力如图9所示。

表3 不同调峰深度下系统弃风率

Table 3 System abandonment rate under different peak shaving depths

| 指标 | 常规调峰 | 55% | 60% | 65% | 70% |
|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 弃风率/% | 27.17 | 18.78 | 10.62 | 3.90 | 0.08 |

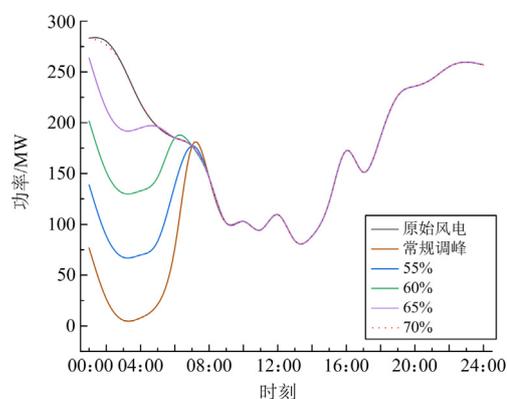


图9 风电出力(调整调峰深度)

Fig. 9 Wind power output (adjusting peak shaving depth)

观察表 3 和图 9 发现,在不考虑需求响应资源的情况下,当火电机组调峰深度达到 65%时,系统的弃风率就降低到较低的水平,而调峰深度达到 70%时基本可以达到可再生能源全额消纳。火电机组随调峰深度加深其调峰成本增加,因此合理调配用户侧资源有助于降低系统运行成本。

5 结论

新能源大规模并网使得负荷峰谷差增大,其中负荷低谷期“供过于求”导致的弃风现象日益严重。本文提出一种计及综合需求响应不确定性以及火电机组深度调峰的电力系统优化调度模型,利用改进粒子群算法求解该模型得到如下结论。

1) 本文针对 FCM 算法与 PCM 算法在大规模数据下易产生聚类一致性的问题,将 PCM 与 FCM 结合得到改进 SSE-PFCM 算法,经过实例验证发现,该算法类内相关度较好,选出的典型日可以代表样本负荷水平。

2) 本文通过改变不同响应潜力的负荷占比发现可转移负荷积极性较高,在本文总需求响应资源占最大负荷 5%的情况下,可转移负荷全响应新增可再生能源消纳量较易节约易替代负荷全响应高 50%左右。

3) 从提升可再生能源消纳角度出发,火电机组深度调峰的性能较优,但其技术水平决定其成本较高,使用需求响应辅助火电机组深度调峰可以有效降低系统调峰成本,提高风电消纳量,从源荷双侧提升系统运行的灵活性。

附录 A

表 A1 特征指标权重

Table A1 Characteristic indicator weight

| 特征指标 | 权重 |
|-----------|--------|
| 日负荷率 | 0.0251 |
| 日最大负荷利用时间 | 0.0251 |
| 峰期负载率 | 0.3735 |
| 谷期负载率 | 0.3735 |
| 最大负荷出现时刻 | 0.2836 |
| 最小负荷出现时刻 | 0.4064 |

表 A2 负荷指标对比结果

Table A2 Comparison results of load indicators

| | 日负荷率 | 最小负荷率 |
|---------|--------|--------|
| 典型日 I | 0.7086 | 0.4279 |
| 基准日 I | 0.7018 | 0.4298 |
| 典型日 II | 0.8057 | 0.5245 |
| 基准日 II | 0.8000 | 0.5243 |
| 典型日 III | 0.7226 | 0.4663 |
| 基准日 III | 0.7273 | 0.4657 |
| 典型日 IV | 0.6726 | 0.3001 |
| 基准日 IV | 0.6712 | 0.3156 |

表 A3 火电机组运行参数

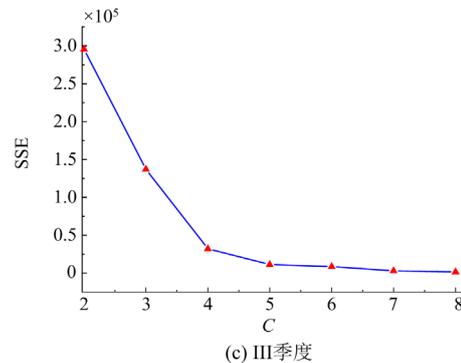
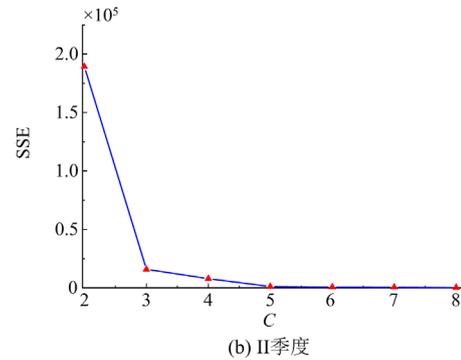
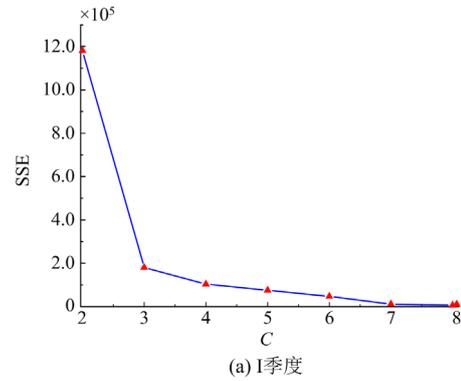
Table A3 Operating parameters of thermal power units

| 出力上限/MW | 出力下限/MW | 爬坡速率/(MW/h) | 燃料成本系数 | | |
|---------|---------|-------------|--------|------|------|
| | | | a | b | c |
| 460 | 230 | 80 | 0.04 | 85.5 | 6137 |
| 300 | 150 | 80 | 0.05 | 85.7 | 7745 |
| 243 | 121 | 60 | 0.05 | 85.9 | 8066 |
| 120 | 60 | 45 | 0.06 | 86.5 | 9645 |
| 130 | 65 | 45 | 0.06 | 86.5 | 9645 |

表 A4 各类型电厂参数

Table A4 Parameters of various types of power plants

| 电源类型 | 容量/MW | 接入节点 |
|------|-------|------|
| 水电 | 100 | 7 |
| 风电 | 300 | 13 |
| 光伏 | 50 | 5 |



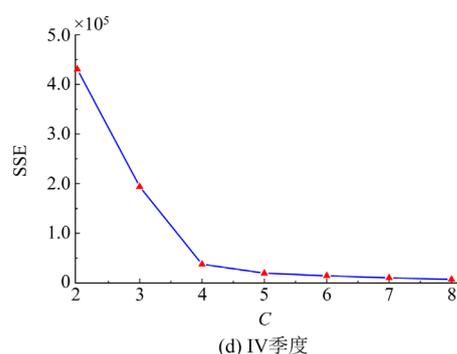


图 A1 不同 C 值聚类偏差图

Fig. A1 Cluster deviation graph for different C-values

参考文献

- [1] 李成, 张婕, 石轲, 等. 面向风电场的主动支撑电网型分散式储能控制策略与优化配置[J]. 中国电力, 2023, 56(12): 238-247.
LI Cheng, ZHANG Jie, SHI Ke, et al. Control strategy and optimal configuration of active-support-grid type decentralized energy storage system for wind farms[J]. Electric Power, 2023, 56(12): 238-247.
- [2] 徐彬, 薛帅, 高厚磊, 等. 海上风电场及其关键技术发展现状与趋势[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 227-235.
XU Bin, XUE Shuai, GAO Houlei, et al. Development status and prospects of offshore wind farms and its key technology[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 227-235.
- [3] 周俊宇, 李伟, 花洁, 等. 考虑需求侧可控负荷的含储能社区综合能源系统优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(2): 114-123.
ZHOU Junyu, LI Wei, HUA Jie, et al. Optimal dispatch of community integrated energy system with energy storage considering demand-side controllable load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 114-123.
- [4] 侯慧, 王晴, 薛梦雅, 等. 计及源荷不确定性及需求响应的离网型微电网两阶段日前经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 74-85.
HOU Hui, WANG Qing, XUE Mengya, et al. Two-stage economic day-ahead dispatch of an islanded microgrid considering uncertainty and demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 74-85.
- [5] 周强, 汪宁渤, 何世恩, 等. 高弃风弃光背景下中国新能源发展总结及前景探究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(10): 146-154.
ZHOU Qiang, WANG Ningbo, HE Shien, et al. Summary and prospect of China's new energy development under the background of high abandoned new energy power[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 146-154.
- [6] 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 Tie, LI Zhengwen, YANG Junyou, et al. Coordination and optimal scheduling of multi-energy complementary system considering peak regulation initiative[J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3622-3630.
- [7] 谈竹奎. 电力实时需求响应[M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- [8] 郭力, 杨书强, 刘一欣, 等. 风光储微电网容量规划中的典型日选取方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2468-2479.
GUO Li, YANG Shuqiang, LIU Yixin, et al. Typical day selection method for capacity planning of microgrid with wind turbine-photovoltaic and energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2468-2479.
- [9] LIU F, DONG T, HOU T, et al. A hybrid short-term load forecasting model based on improved fuzzy C-means clustering, random forest and deep neural networks[J]. IEEE Access, 2021, 9: 59754-59765.
- [10] 徐邦恩, 蔺红. 基于改进模糊聚类的典型日负荷曲线选取方法[J]. 电测与仪表, 2019, 56(4): 21-26.
XU Bangen, LIN Hong. Selection method of typical daily load curve based on improved fuzzy clustering[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(4): 21-26.
- [11] 刘子旭, 米阳, 卢长坤, 等. 计及需求响应和风力发电消纳的电-热系统低碳优化调度[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(7): 835-844.
LIU Zixu, MI Yang, LU Changkun, et al. Low-carbon optimal dispatch of electric-thermal system considering demand response and wind power consumption[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2023, 57(7): 835-844.
- [12] 郑若楠, 李志浩, 唐雅洁, 等. 考虑居民用户参与度不确定性的激励型需求响应模型与评估[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 154-162.
ZHENG Ruonan, LI Zhihao, TANG Yajie, et al. Incentive demand response model and evaluation considering uncertainty of residential customer participation degree[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 154-162.
- [13] 赵冬梅, 宋原, 王云龙, 等. 考虑柔性负荷响应不确定性的多时间尺度协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(22): 21-30.
ZHAO Dongmei, SONG Yuan, WANG Yunlong, et al. Coordinated scheduling model with multiple time scales considering response uncertainty of flexible load[J].

- Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 21-30.
- [14] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 163-175.
YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.
- [15] 张玉敏, 孙鹏凯, 吉兴全, 等. 基于并行多维近似动态规划的综合能源系统动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 60-68.
ZHANG Yumin, SUN Pengkai, JI Xingquan, et al. Dynamic economic dispatch for integrated energy system based on parallel multi-dimensional approximate dynamic programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 60-68.
- [16] 蒋庆明, 周南菁, 杨宝通, 等. 基于改进遗传算法的智能电网多目标优化调度研究[J]. 电工技术, 2023(3): 100-102.
JIANG Qingming, ZHOU Nanjing, YANG Baotong, et al. Research on multi-objective optimal scheduling of smart grid based on improved genetic algorithm[J]. Electric Engineering, 2023(3): 100-102.
- [17] 陈浩然, 刘瀚阳. 基于改进粒子群算法的微电网优化调度研究[J]. 科技创新与应用, 2021, 11(32): 68-71.
CHEN Haoran, LIU Hanyang. Research on microgrid optimal dispatch based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. Technology Innovation and Application, 2021, 11(32): 68-71.
- [18] 刘文丽, 张涛, 杨晓雷, 等. 计及负荷随机性含风电电力系统 TCSC 多目标优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 58-69.
LIU Wenli, ZHANG Tao, YANG Xiaolei, et al. Multi-objective optimal allocation of TCSC for a power system for wind power and load randomness[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 58-69.
- [19] QIU Y, LI Q, AI Y, et al. Two-stage distributionally robust optimization-based coordinated scheduling of integrated energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage[J]. Protection and Control Modern Power Systems, 2023, 8(2): 542-555.
- [20] 赵源上, 林伟芳. 基于皮尔逊相关系数融合密度峰值和熵权法典型场景研究[J]. 中国电力, 2023, 56(5): 193-202.
ZHAO Yuanshang, LIN Weifang. Research on typical scenarios based on fusion density peak value and entropy weight method of pearson's correlation coefficient[J]. Electric Power, 2023, 56(5): 193-202.
- [21] 韩玉环, 赵庆生, 郭贺宏, 等. 基于 FCM 的暂态电能质量扰动识别[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 62-68.
HAN Yuhuan, ZHAO Qingsheng, GUO Hehong, et al. Identification of transient power quality disturbances based on FCM[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 62-68.
- [22] 许健, 王琪, 唐海荣, 等. 基于改进 K-means 算法的指标阈值告警方法研究[J]. 现代计算机, 2022, 28(20): 31-36.
XU Jian, WANG Qi, TANG Hairong, et al. Research on indicator threshold alerting method based on improved K-means algorithm[J]. Modern Computer, 2022, 28(20): 31-36.
- [23] 杨世博, 孙亮, 陈立东, 等. 计及分时电价的含冷热电联供型微网的配电网系统协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(4): 15-23.
YANG Shibo, SUN Liang, CHEN Lidong, et al. Coordinated optimal scheduling of distribution network with CCHP-based microgrid considering time-of-use electricity price[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4): 15-23.
- [24] 欧飞, 刘敏, 李震. 基于电价敏感度和价格弹性的地区需求响应潜力评估[J]. 电力科学与工程, 2022, 38(9): 1-7.
OU Fei, LIU Min, LI Zhen. Regional demand responsiveness assessment based on electricity price sensitivity and price elasticity[J]. Electric Power Science and Engineering, 2022, 38(9): 1-7.
- [25] MAHDAVI-MEYMAND A, SULISZ W. Development of particle swarm clustered optimization method for applications in applied sciences[J]. Progress in Earth Planetary Science, 2023, 10.

收稿日期: 2023-07-27; 修回日期: 2024-04-10

作者简介:

王译旋(1999—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制; E-mail: wangyixuananran@163.com

杨用春(1982—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为电力系统分析、运行和控制、高压直流输电和柔性交流输电技术以及电能质量分析与控制; E-mail: yongchunyang@126.com

高长征(1978—), 男, 博士, 研究方向为电力系统规划、可再生能源整合。E-mail: gaochangzheng@cec.org.cn

(编辑 张颖)