

# 基于负荷有序聚类的主动配电网 储能规划方法

杜向阳,熊小伏,王 建,程俊杰

(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:**为了充分挖掘电力负荷的时序性、周期性特点,进而提升配电网储能规划的可靠性与经济性,首先,在对全年 3 种典型负荷曲线进行相似度分析的基础上,通过有序聚类法对各类负荷曲线按照全年时间序列进行更精细聚类;然后,将配电网中移动储能动态配置的最小时间单位按月规划,进而提出一种基于负荷有序聚类的主动配电网储能规划方法;最后,采用 IEEE 33 节点系统对所提方法进行验证。算例结果表明:考虑负荷实际时序特性的储能配置方案经济性更优,更能真实反映配电网的实际运行情况。该方案是对配电网中储能设备灵活运用有效扩展,可以更好地服务于主动配电网负荷多变的运行情况,进而更好地发挥储能作用。

**关键词:**配电网;储能规划;有序聚类;混合整数二阶锥规划

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.020 中图分类号:TM715 文章编号:1673-9140(2023)06-0187-11

## Energy storage planning method of active distribution network based on load ordered clustering

DU Xiangyang, XIONG Xiaofu, WANG Jian, CHENG Junjie

(State Key Laboratory of Power Transmission and Distribution Equipment and System Safety and New Technology,  
Chongqing University, Chongqing 400044, China)

**Abstract:** To fully explore the temporal and cyclical characteristics of electric power loads and further enhance the reliability and cost-effectiveness of energy storage planning for distribution networks, firstly, based on the similarity analysis of three typical load curves throughout the year, a more refined clustering is performed on various load curves using the ordered clustering method according to the annual time series. Subsequently, the minimum time unit for dynamically configuring mobile energy storage in the distribution network is planned on a monthly basis. Thereby an active distribution network energy storage planning method is proposed based on ordered clustering of loads. Finally, the proposed method is validated using the IEEE-33 node system. The case study results indicate that the energy storage configuration scheme, taking into account the actual temporal characteristics of the load, exhibits better economic efficiency and provides a more realistic reflection of the actual operation of the distribution network. The approach represents an effective extension of the flexible utilization of energy storage devices in distribution networks. It can better serve the dynamic operational conditions of active distribution networks, thereby enhancing the role of energy storage.

收稿日期:2022-06-17;修回日期:2022-10-25

基金项目:国家自然科学基金—智能电网联合基金(U1866603)

通信作者:熊小伏(1962—),男,博士,教授,博士生导师,主要从事电力系统继电保护与电力系统优化运行等研究;E-mail:cquxf@vip.sina.com

**Key words:** power distribution network; energy storage planning; orderly clustering; mixed-integer second-order cone programming (MISOCP)

随着分布式发电(distributed generation, DG)陆续接入电网,主动配电网(active distribution network, ADN)技术开始被广泛应用<sup>[1-2]</sup>。通过储能与ADN的功率双向流动,可以实现削峰填谷、电压质量以及功率的调节<sup>[3]</sup>;通过合理调整配电网中储能的充、放电运行方式,可以有效调节DG与实际负荷需求间的失配问题,进而缓解实时用电需要与发电的动态平衡<sup>[4-5]</sup>。

在ADN规划中,一个能充分反映负荷时序性的模型是获得准确规划结果的基础,故而对用户负荷大数据平台中提取出的用户负荷数据曲线进行正确聚类是重中之重。在聚类之前对负荷曲线序列进行特征提取及降维,可大大提升聚类效率。文献[6]通过有序聚类并结合实际配电系统的时序场景,得到了负荷连续时间的规划场景;文献[7]以主动配电网模型中净收益最高为目标,基于递归负荷有序聚类确定最优时段划分方案;文献[8]采用改进后的K-means算法对负荷大数据聚类,所提方法效率较高;文献[9]通过将云变化法加入模糊C均值算法,实现对负荷的分类;文献[10]将智能算法与模糊C均值算法结合,进行电力负荷的分类。虽然在一定程度上这些方法解决了传统聚类算法中初始聚类中心、聚类数目选取等固有缺点,但是这些方法均是以欧氏距离作为唯一的相似性度量特征,未能对负荷曲线序列的上升、下降等趋势特征进行有效的识别。

当前,已有较多有关ADN储能规划运行的研究,如:文献[11]以投资周期内移动储能投资商利润最大为目标,对规划期内储能车的数量与额定容量进行优化;文献[12]建立经济调度模型,在考虑光伏出力曲线和主动配电网分时电价的同时,加入了储能运行综合费用,进而优化储能和光伏的最优容量;文献[13]以整个系统功率波动最低为目标,构建了储能容量优化配置双层模型。经过归纳总结已有的ADN储能规划方法发现,其规划通常是采用某种固定的储能配置或按照季节的储能配置方法,然而这种简单划分负荷的方法较为

粗糙,并不能精准地反映配电网全年内负荷的周期性<sup>[14-15]</sup>。

实际上,常见的几种负荷如商业、工业和居民负荷均在全年具有周期性的变化特征,随着主动配电网内陆续接入各种新能源出力设备,实际电力负荷的全年周期性特征使得主动配电网在单个月或数个月的时间尺度上呈现出不同的运行特点,固定不变或者简单按照四季来划分的储能配置均无法满足所有时刻的ADN发挥充分的价值。

因此,本文综合考虑负荷数据相似性指标及聚类效果,采用弗雷歇距离描述空间路径的相似度。考虑连续的电力负荷场景从向量的角度分析又具有相似性,故采用有序聚类方法探索电力负荷实际时序变化规律、划分电力负荷场景。

综上,在对配电网的3种典型负荷即商业、工业和居民负荷曲线相似度分析的基础上,本文按照全年时间序列对各类负荷曲线进行有序聚类。为充分发挥储能设备的灵活性,以主动配电网内储能配置后带来的经济利益最大化为目标,以ADN和储能运行为约束,进行储能在全寿命周期内的选址定容规划,构建储能动态配置的混合整数二阶锥规划(mixed-integer second-order cone programming, MISOCP)模型,并以IEEE 33节点作为算例,验证所提方法的可行性和经济性。

## 1 主动配电网负荷有序聚类

目前,时间序列数据聚类方法主要包括有序、层次、划分聚类以及基于模型、密度的聚类方法等。本文需要对全年负荷按照时间顺序进行聚类划分,有序聚类法在聚类时要求不能打乱原始样品的排列顺序,将样品按照距离或者相似系数等标准来进行分类,适合本文对负荷划分的需求,故采用有序聚类法。

有序聚类法要求被分类样品之间必须是连续的,故而又称为最优分割,其核心是同类样品的相似度最大,而不同类样品的相似度最小。有序聚类

法一般包括类直径计算、目标函数计算和最佳聚类数优化 3 步<sup>[16]</sup>。

设全年负荷分段后的一个负荷数据子区间为  $\{x_i, x_{i+1}, \dots, x_j\} (j > i)$ , 记  $P = \{i, i+1, \dots, j\}$ , 该组负荷数据区间的均值向量为

$$\bar{X}_p = \sum_{i=i}^j F / \sum_{i=1}^{n-1} i \quad (1)$$

式中,  $\sum_{i=i}^j F$  为负荷数据子区间内两两曲线的弗雷歇距离<sup>[17]</sup>的总和, 弗雷歇距离越小, 说明 2 条曲线之间的相似度越高。

在有序聚类法中, 用“离差平方和”作为类直径, 其负荷子区间的类内差异程度为

$$B(i, j) = \sum_{t=i}^j (X_t - \bar{X}_p)^2 \quad (2)$$

式中,  $X_t$  为负荷子区间中第  $t$  组 2 条负荷曲线对应的弗雷歇距离。

对于给定的全年负荷数据, 其总体差异性是一个固定值, 即当聚类好的负荷类间差异性最小时, 其类内差异性必然达到最大。因此, 以负荷曲线类间差异性最小来定义目标函数, 即

$$L[b(m, r)] = \sum_{i=1}^r B(i_v, i_{v+1} - 1) \quad (3)$$

当负荷数据数量为  $m$ 、分段数  $r$  固定时, 目标函数越小, 表示该种分割方式使分段后的  $k$  组负荷数据的离差平方和越小, 说明此时的分类越合理。

利用 Fisher 算法, 得到最优分割的 2 个递推公式为

$$\begin{cases} L[\rho(m, 2)] = \min_{2 \leq j \leq m} \{B(1, j-1) + B(j, m)\} \\ L[\rho(m, r)] = \min_{r \leq j \leq m} \{L[\rho(j-1, r-1)] + B(j, m)\} \end{cases} \quad (4)$$

对于最佳聚类数, 若目标函数与分段数  $r$  之间为非单调关系, 则易获得分类数。而一般情况下, 目标函数会随着分段数  $r$  的增大而减小, 故需要清晰的判断方法得到最优分段数  $r$ 。

现有的最优分段方法可分为 3 类: ①经验法, 该方法更多依靠人为经验, 故而结果存在主观性, 不具有通用性; ②阈值法, 满足不等式  $L[\rho(j, r-1)] + L[\rho(j, r)] < \Delta (\Delta > 0)$  的  $r$  即为所求最佳分段数, 不同的  $\Delta$  对于分段结果影响较大,  $\Delta$  的选择也

较困难; ③拐点法, 其目标函数为凹函数, 斜率与分段数呈单调负相关的特性。

在求最佳聚类数时, 因拐点法中目标函数为凹函数, 克服了传统算法中需要人工来识别分段数的缺点, 能更精准地识别分段点, 因此对于最佳聚类数的确定采用拐点法<sup>[18]</sup>。

在实际坐标轴中, 凹函数斜率随着横坐标增加单调递减、曲线变化率在拐点处最突出, 因此, 拐点的求解问题可以转为优化问题, 突变处的  $r$  即为最佳分段数  $r_{id}$ 。

令  $\omega$  次分割和  $\omega+1$  次分类之间的离差斜率为

$$\tan R = L[\rho(m, r+1)] - L[\rho(m, r)] \quad (5)$$

令相邻分段数的斜率变化率为

$$d_f(R^*) = \left| \frac{\tan R - \tan(R-1)}{\tan R - \tan(R+1)} \right| \quad (6)$$

最佳分段数为

$$r_{id} = R^*; \text{ s.t. } d_f(R^*) = \max \{d_f(R)\} \quad (7)$$

至此, 基于全年负荷有序聚类算法的整体构架完成, 最终经过有序聚类所得到的即是本文要求的负荷曲线分类方式。综上所述, 基于负荷的有序聚类流程如图 1 所示。

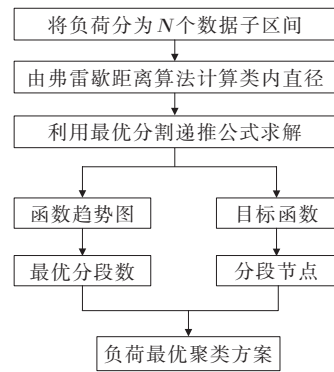


图 1 负荷有序聚类流程

Figure 1 Orderly clustering process of power load

## 2 主动配电网储能动态配置模型

### 2.1 电力负荷的周期性

电力负荷按照用途的不同可划分为 5 类: 工业、商业、农业、居民以及建筑负荷<sup>[19]</sup>, 其中常用的典型负荷曲线有商业、工业、居民负荷曲线, 因此, 本文选用的负荷以这 3 种负荷为主。

配电网中的各类负荷在全年均有周期性的特征<sup>[20]</sup>,如居民负荷在6—8月因为降温设备而有大幅增加;在12—次年2月又因供暖设备的需求达到另一个负荷峰值<sup>[21]</sup>。同样,商业负荷与工业负荷也具备旺、淡季之分,故而可通过有序聚类法并根据负荷曲线的相似性划分典型负荷曲线,进而更加精确地得到配电网中典型的运行场景,各个典型运行场景对应一种较经济的储能运行方式,使储能设备充分发挥其价值。

## 2.2 储能动态配置

随着储能技术的发展,高密度可移动的储能逐渐投入生产使用,由于其便于拆装、体积较小且运输方便,故而在实际配电网中接入储能可用于改善潮流的分布<sup>[22]</sup>。如图2所示,在配电网区域内成立一个储能运输中心,作为储能运输、中转及检修的平台,当典型运行场景改变时,从运输中心运出储能至需要增加储能的节点,相应的,某些节点多余的储能被运回储能运输中心。相较于传统固定的储能配置方式,因动态配置储能过程中运输储能使得该方式在投资上多出了费用。

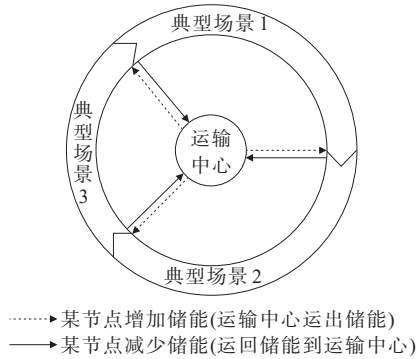


图2 储能配置示意

Figure 2 Schematic diagram of energy storage configuration

## 2.3 目标函数

从配电网运营商(distribution system operator, DSO)方面考虑,储能设备的投入使ADN与主网的功率交换成为了可能<sup>[23]</sup>,经过合理配置高密度的储能在ADN中各典型运行场景中的位置、容量,能够有效地降低DSO从主网购买电能的总费用,从而达到经济最优。本文以投入储能所带来的净收益为目标函数,在对各类负荷曲线按时序进行精细刻画的基础上,建立模型以规划储能装置在各类典型运

行场景下的功率、容量配置及实际运行方式。

投入储能前主网与ADN的功率交换包括分布式发电出力、网内负荷以及网损,增加储能后主网与ADN的功率交换在以上功率的基础上增加了储能的功率。

在ADN投入储能前、后,从主网购电功率的变化量为

$$\Delta p = p_1 - p_2 = p^{\text{loss},1} - p^{\text{loss},2} - p^{\text{ESS}} \quad (8)$$

DSO相关收益通过降低从电网购电的费用而获得,由式(8)可知,相关收益来自两部分:①储能通过电价差套利获得的利润;②通过ADN网损的减少获得的利润<sup>[24]</sup>。其中,投入储能后ADN降低网损所带来的年利润为

$$P_{\text{loss}}^{\text{ESS}} = T\delta \cdot (P_1 - P_2) \quad (9)$$

式中, $P_1$ 、 $P_2$ 分别为储能接入前、后单位时间内系统的总网损; $T$ 为8760; $\delta$ 为对应的电价。

储能通过电价差套利获得的年利润为

$$P_{\text{arb}}^{\text{ESS}} = T \sum_{i=1}^n \delta \cdot p_i^{\text{ESS}} \quad (10)$$

式中, $n$ 为配电网中的节点个数; $p_i^{\text{ESS}}$ 为配电网内第*i*个节点接入储能后的运行功率, $p_i^{\text{ESS}} > 0$ 表示储能蓄电, $p_i^{\text{ESS}} < 0$ 表示储能放电。

对降低ADN中的网损所带来的年利润和通过电价差套利获得的年利润进行综合计算,可得储能接入后为DSO带来总的净经济效益为

$$P_{\text{max}}^{\text{ESS}} = \sum_{y=1}^Y \left( \frac{1+i_o}{1+r_o} \right)^y (P_{\text{loss}}^{\text{ESS}} + P_{\text{arb}}^{\text{ESS}}) - P_{\text{cost}}^{\text{ESS}} \quad (11)$$

式中, $P_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 为规划期内的总利润,作为本文规划储能动态配置的目标函数; $Y$ 为规划年限; $i_o$ 为通货膨胀率; $r_o$ 为贴现率; $P_{\text{cost}}^{\text{ESS}}$ 为规划期内储能的总成本,即

$$P_{\text{cost}}^{\text{ESS}} = C(t,n)C_{\text{in}}^{\text{ESS}} + \sum_{y=1}^Y \left( \frac{1+i_o}{1+r_o} \right)^y O_{\text{M}}^{\text{ESS}} + \sum_{a=1}^c P_a^Y \quad (12)$$

式中, $C_{\text{in}}^{\text{ESS}}$ 为ESS的投资建设费用; $O_{\text{M}}^{\text{ESS}}$ 为储能设施年运营维护成本; $c$ 为储能设施一年内的更新次数; $P_a^Y$ 为第*a*次更新储能设施时所需的运送费用; $C(t,n)$ 为回收系数,表示为

$$C(t,n) = \frac{t(1+t)^n}{(1+t)^n - 1} \quad (13)$$

式中, $t$ 为年利率, $n$ 为储能运行的寿命, $a$ 。



储能的寿命受其运行方式影响较大,影响储能工作寿命的因素包括环境温度、放电深度(depth of discharge, DOD)以及充放电循环次数等。文献[25]研究表明,DOD是影响电池最大循环次数的最为关键性因素。DOD越大电池的循环次数就越少,对应的工作寿命就越短。工程上通常以实验所得具体类型储能电池的DOD与其最大循环次数 $N$ 的关系曲线为基准。

由图2可知,在运行场景交替时,将某些节点多余的储能送回运输中心,而从运输中心运送储能至需要增加储能的节点。整个过程产生的运送费用与储能的体积、质量及运输的距离有关。假定已知配送中心到每个节点的距离,可以计算得到第 $a$ 次更新储能设施时的 $P_a^Y$ ,即

$$P_a^Y = D \cdot \left| S_{\text{after}(a)}^{\text{ESS}} - S_{\text{before}(a)}^{\text{ESS}} \right| \cdot P_E \quad (14)$$

式中, $D$ 为由节点 $1-n$ 到运输中心的最短距离; $S_{\text{before}(a)}^{\text{ESS}}$ 、 $S_{\text{after}(a)}^{\text{ESS}}$ 为第 $a$ 次场景变化前、后的储能容量; $P_E$ 为运输单位容量的储能单位距离所需价格。

## 2.4 约束条件

配电网储能动态配置约束包含ADN和储能的运行约束。

### 2.4.1 配电网运行约束

#### 1) 节点功率平衡。

$$P_{ij} = \sum_{v \in Z} P_{jv} + r_{ij} \cdot q_{ij} + p_j^D + p_j^{\text{ESS}} - p_j^{\text{DG}} \quad (15)$$

$$Q_{ij} = \sum_{v \in Z} Q_{jv} + x_{ij} \cdot q_{ij} + q_j^D + q_j^{\text{ESS}} - q_j^{\text{DG}} \quad (16)$$

式中, $P_{ij}$ 、 $Q_{ij}$ 分别为 $i$ 到 $j$ 线路初始端的有功、无功功率; $Z$ 为所有与节点 $j$ 相连接的线路; $q_{ij}$ 为 $i$ 到 $j$ 线路电流的平方; $r_{ij}$ 、 $x_{ij}$ 分别为 $i$ 到 $j$ 线路的电阻和电抗; $p_j^D$ 、 $q_j^D$ 分别为节点 $j$ 的有功、无功负荷; $p_j^{\text{DG}}$ 、 $q_j^{\text{DG}}$ 分别为节点 $j$ 的PV有功、无功出力; $p_j^{\text{ESS}}$ 、 $q_j^{\text{ESS}}$ 分别为节点 $j$ 接入储能的运行功率。

#### 2) 线路载流约束。

$$q_{ij} \geq \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i} \quad (17)$$

$$q_{ij}^{\max} \geq q_{ij} \quad (18)$$

式(17)、(18)中, $v_i$ 为节点 $i$ 电压的平方; $q_{ij}^{\max}$ 为 $i$ 到 $j$ 线路电流平方的最大值。

将式(17)右边的二次部分改写为二阶锥约束:

$$\begin{cases} 2P_{ij} \\ 2Q_{ij} \\ |f_{ij} - v_i| \end{cases} \leq f_{ij} + v_i \quad (19)$$

### 3) 节点电压约束。

$$v_j = v_i - 2(r_{ij} \cdot P_{ij} + x_{ij} \cdot Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \left( \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i} \right) \quad (20)$$

$$v_{\min} \leq v_i \leq v_{\max} \quad (21)$$

其中, $v_{\min}$ 、 $v_{\max}$ 分别为节点电压的最小值、最大值。由于式(20)中二次项远远小于其他两项,因此可以忽略,从而约束(20)将变为线性。

### 2.4.2 储能运行约束

#### 1) 容量约束。

$$c_i \cdot P_{\min,i}^{\text{ESS}} \leq P_{s,i}^{\text{ESS}} \leq c_i \cdot P_{\max,i}^{\text{ESS}} \quad (22)$$

$$c_i \cdot S_{\min,i}^{\text{ESS}} \leq S_{s,i}^{\text{ESS}} \leq c_i \cdot S_{\max,i}^{\text{ESS}} \quad (23)$$

$$P_{\min}^{\text{ESS}} \leq \sum_{i=1}^n P_{s,i}^{\text{ESS}} \leq P_{\max}^{\text{ESS}} \quad (24)$$

$$S_{\min}^{\text{ESS}} \leq \sum_{i=1}^n S_{s,i}^{\text{ESS}} \leq S_{\max}^{\text{ESS}} \quad (25)$$

式(22)~(25)中, $S_{s,i}^{\text{ESS}}$ 、 $P_{s,i}^{\text{ESS}}$ 分别为配置储能时第 $i$ 个节点的额定容量和功率; $\sum_{i=1}^n S_{s,i}^{\text{ESS}}$ 、 $\sum_{i=1}^n P_{s,i}^{\text{ESS}}$ 分别表示接入配电网的总储能容量和功率; $c_i$ 为0/1变量,表示第 $i$ 个节点上不接入/接入储能装置; $P_{\min,i}^{\text{ESS}}$ 、 $P_{\max,i}^{\text{ESS}}$ 分别表示第 $i$ 个节点接入储能功率时的最小、最大值; $S_{\min,i}^{\text{ESS}}$ 、 $S_{\max,i}^{\text{ESS}}$ 分别表示第 $i$ 个节点接入储能容量时的最小、最大值。

#### 2) 荷电状态约束。

假定储能装置处于日循环运行模式,即

$$S_{i,h,0}^{\text{ESS}} = S_{i,h,24}^{\text{ESS}} \quad (26)$$

式中, $S_{i,h,0}^{\text{ESS}}$ 为第 $i$ 个节点在某运行场景最初的荷电状态(state of charge, SOC)。

$$(p_i^{\text{ESS}})^2 + (q_i^{\text{ESS}})^2 \leq (P_{s,i}^{\text{ESS}})^2 \quad (27)$$

$$S_{i,h}^{\text{ESS}} + \eta_{\text{ch}} p_{i,h+1}^{\text{ESS}} = S_{i,h+1}^{\text{ESS}}, h \in H_c \quad (28)$$

$$S_{i,h}^{\text{ESS}} + \frac{p_{i,h+1}^{\text{ESS}}}{\eta_{\text{dis}}} = S_{i,h+1}^{\text{ESS}}, h \in H_d \quad (29)$$

$$S_{i,h}^{\text{ESS}} = S_{i,h+1}^{\text{ESS}}, h \in H_o \quad (30)$$

$$S_{\min}^{\text{ESS}} \leq S_{i,h}^{\text{ESS}} \leq S_{\max}^{\text{ESS}} \quad (31)$$

$$\sum_{h \in H_c} p_{i,h}^{\text{ESS}} = \beta_d \beta_c \sum_{h \in H_d} p_{i,h}^{\text{ESS}} \quad (32)$$

式中, $\beta_c$ 为储能蓄电效率; $\beta_d$ 为储能放电效率。

本文采用文献[26]中方法对储能充放电行为进行出力简化,通过峰谷电价来确定储能的充/放电时间段,其中, $H_c$ 代表充电时段, $H_d$ 代表放电时段, $H_o$ 代表其余时段。

对储能装置的充放电深度约束如下:

$$\beta_c \sum_{h \in H_c} p_{i,h}^{ESS} \leq \delta_{DE} \cdot S^{ESS} \quad (33)$$

式中, $\delta_{DE}$ 为储能允许的充放电深度。

## 2.5 模型规划及求解

综合以上,储能动态配置的规划模型可表示为

$$\begin{cases} \max \text{ 式(11)} \\ \text{s.t. 式(14)~(16), 式(18)~(33)} \end{cases}$$

本文将非线性的线路载流约束转化为二阶锥形式,可以用gurobi求解器求得模型的全局最优解,此为MISOCP模型在Intel Core i5-8400处理器和16 GB内存的计算机上,使用Matlab R2018b和Yalmip工具箱对改进的IEEE 33节点系统进行测试,以验证模型的有效性,采用Gurobi9.0.2求解MISOCP模型。

## 3 算例分析

### 3.1 参数设置

以IEEE 33节点配电系统进行算例分析,验证本文所提方案的有效性,如图3所示,系统包括32条支路,其中,基准电压为12.66 kV,系统基准容量为10 MV·A,配电网参数如表1所示。

设定节点7、28、29、30为工业负荷,节点13、16、24为商业负荷,其余节点接入的负荷为居民负荷,并在节点1接入额定功率为200 kW的PV装置。选取该市某年商业、工业及居民负荷数据,各类负荷数据的采样频次为15 min/次,一天共96组数据。

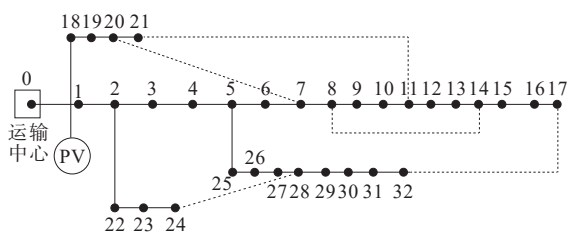


图3 IEEE 33节点配电网拓扑结构

Figure 3 IEEE-33 node distribution network topology structure

表1 IEEE 33节点配电网支路参数

Table 1 Branch parameters of IEEE-33 nodedistribution network

节点 <i>i</i>	节点 <i>j</i>	节点 <i>j</i> 负荷/ kW	支路 <i>ij</i> 阻抗/ $\Omega$	距离/km
0	1	100+j60	0.092 2+j0.04 7	0.099 0
1	2	90+j40	0.493 0+j0.251 1	0.529 1
2	3	120+j80	0.366 0+j0.186 4	0.392 7
3	4	60+j30	0.381 1+j0.194 1	0.409 0
4	5	60+j20	0.819 0+j0.707 0	1.576 8
5	6	200+j100	0.187 2+j0.618 8	1.586 9
6	7	200+j100	0.711 4+j0.235 1	0.477 8
7	8	60+j20	1.030 0+j0.740 0	1.618 4
8	9	60+j20	1.044 0+j0.740 0	1.618 4
9	10	45+j30	0.196 6+j0.065 0	0.132 1
10	11	60+j35	0.374 4+j0.123 8	0.251 6
11	12	60+j35	1.468 0+j1.155 0	2.526 1
12	13	120+j80	0.541 6+j0.712 9	1.654 1
13	14	60+j10	0.591 0+j0.526 0	1.173 1
14	15	60+j20	0.746 3+j0.545 0	1.192 0
15	16	60+j20	1.289 0+j1.721 0	3.993 1
16	17	90+j40	0.372 0+j0.574 0	1.353 4
1	18	90+j40	0.164 0+j0.156 5	0.349 0
18	19	90+j40	1.504 2+j1.355 4	3.022 9
19	20	90+j40	0.409 5+j0.478 4	1.087 6
20	21	90+j40	0.708 9+j0.937 3	2.174 7
2	22	90+j50	0.451 2+j0.308 3	0.674 3
22	23	420+j200	0.898 0+j0.709 1	1.550 9
23	24	420+j200	0.896 0+j0.701 1	1.533 3
5	25	60+j25	0.203 0+j0.103 4	0.217 8
25	26	60+j25	0.284 2+j0.144 7	0.304 9
26	27	60+j20	1.059 0+j0.933 7	2.082 4
27	28	120+j70	0.804 2+j0.700 6	1.562 5
28	29	200+j600	0.507 5+j0.258 5	0.544 6
29	30	150+j70	0.974 4+j0.963 0	2.147 7
30	31	210+j70	0.310 5+j0.361 9	0.822 7
31	32	60+j40	0.341 0+j0.536 2	1.264 3

该地区时段划分及各时段电价如表2所示;限制接入配电网中的储能总容量上限为3 MW,算例其余的主要参数如表3所示;本文所采用储能电池的DOD与最大循环次数*N*的实测数据如表4所示。

表 2 峰谷分时电价

Table 2 Peak and valley electricity prices

时段	时间	电价/ (元/(kW·h))
峰	08:00—12:00,17:00—21:00	1.10
平	12:00—17:00,21:00—24:00	0.66
谷	00:00—08:00	0.32

表 3 储能系统参数

Table 3 Storage system parameters

额定容量造价 $S_T^{ESS}/$ (元/(kW·h))	通货膨胀率 $i_0/\%$	年利率/ $\%$	额定功率造价 $P_S^{ESS}/$ (元/kW)
1 005	2	4.9	1 500
贴现率 $r_0/$ $\%$	充放电深度 $\delta_{DE}$	储能价格 $P_E/$ (元/(MW·h·km))	
10	0.75	100	

表 4 储能电池  $D_{OD}$ 与最大循环次数  $N$  实测数据

Table 4 Measured data of  $D_{OD}$  and maximum cycle number  $N$  of storage battery

$D_{OD}/\%$	$N$	$D_{OD}/\%$	$N$	$D_{OD}/\%$	$N$
100	1 500	60	2 800	30	6 250
90	1 700	50	3 400	20	9 800
80	2 000	40	4 500	10	20 000
70	2 300				

对表 4 中数据进行曲线拟合,常用的拟合方法有  $N$  阶函数法、幂函数法和分段拟合法等,本文采用幂函数表征最大循环次数  $N$  与  $D_{OD}$  的关系:

$$N=f(D_{OD})=2\,064D_{OD}^{-1}-620.7 \quad (34)$$

式中,  $D_{OD}$  为放电深度。

### 3.2 规划结果

对全年共计 366 条负荷曲线分别按照有序聚类方法进行聚类,分类数与目标函数的关系如图 4 所示,为节约篇幅,在此仅显示商业负荷的分类。

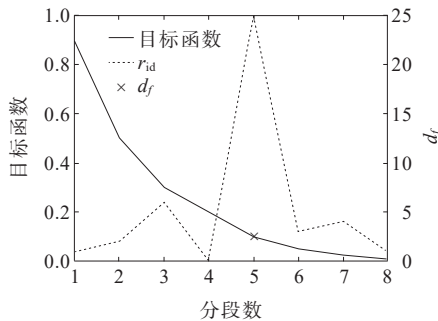


图 4 商业负荷分割数分析

Figure 4 Analysis of commercial load segmentation

商业、工业、居民负荷的目标函数分别在分段数为 5、3、4 时发生突变,即全年商业、工业、居民负荷的最佳分段数分别为 5、3、4。商业负荷全年的有序聚类结果如图 5 所示。

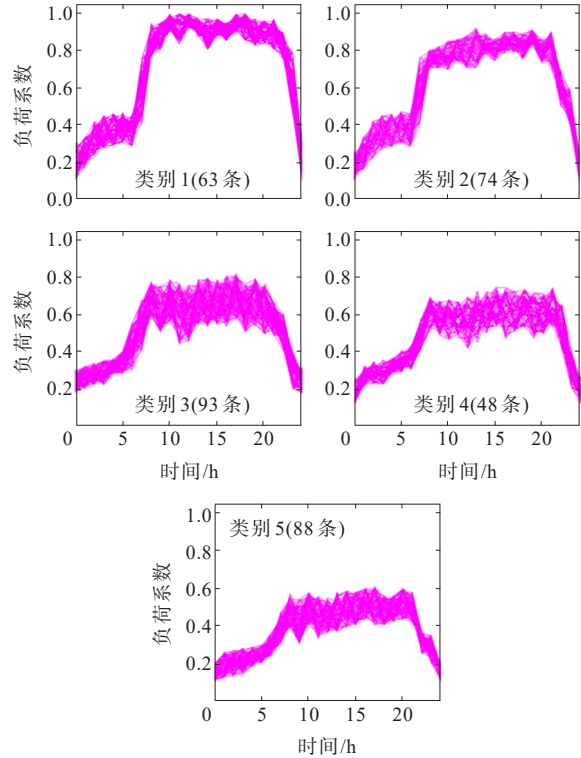


图 5 商业负荷有序聚类

Figure 5 Ordered clustering of commercial load

由于人工智能算法能够减少主观因素和随机性,故本文采用基于距负荷聚类中心的平方差最小的选取方法,分别提取商业、工业、居民负荷的典型负荷曲线,典型商业负荷曲线如图 6 所示。其中,通过有序聚类后的工业负荷中类别 1、2、3 分别为 153、82、131 d;通过有序聚类后的居民负荷中类别 1、2、3、4 分别为 85、106、95、80 d。

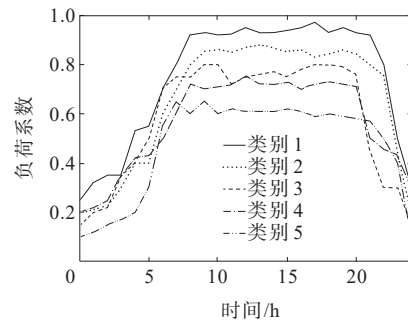


图 6 典型商业负荷曲线

Figure 6 Typical commercial load curve

由上述3类负荷的聚类结果可知,基于有序聚类后的负荷并非严格按照传统意义上的4个季度来划分。这是因为该地区受温度、光照等环境因素的影响,全年范围内实际商业负荷的波动较大,故而划分的类别较多,而实际工业负荷波动较小,故而划分的类别较少,所以需根据不同地区实际的待聚类负荷确定最优的聚类方案。将表1负荷乘以图6对应的负荷系数即可得到ADN中全年的负荷。

对本文建立的储能动态配置规划模型进行求解,并将储能移动的最小时间单位设定为月。规划期为20 a,得到储能规划结果如图7、8所示。储能带来的净收益为280.45万元,而全年储能固定不变的配置净收益为271.26万元,基于有序聚类的储能配置方法比固定储能配置方法净收益高出9.19万元。储能规划结果如表5所示。

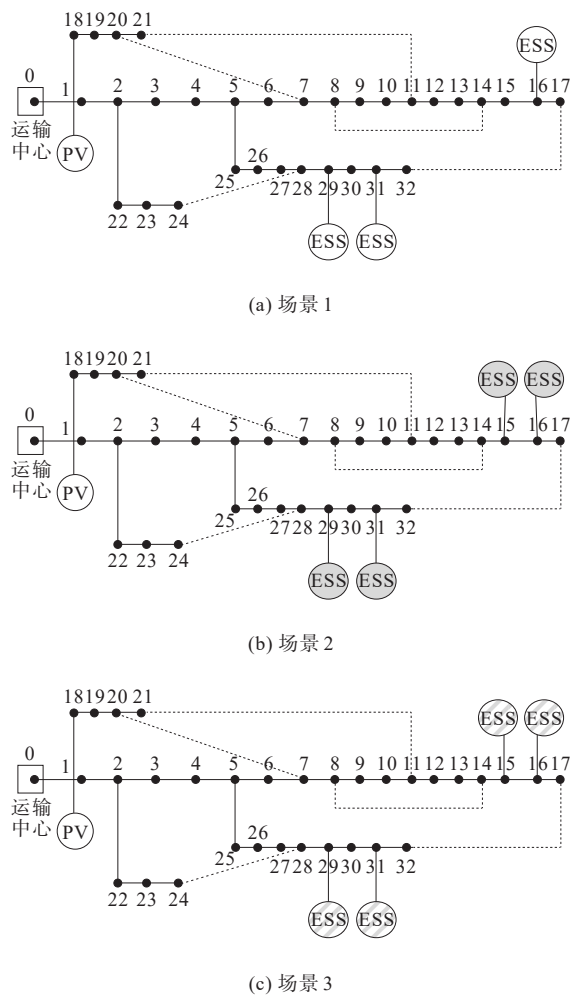


图7 3个典型运行场景下储能接入节点示意

Figure 7 Schematic diagrams of energy-storage connection nodes in three typical operating scenarios

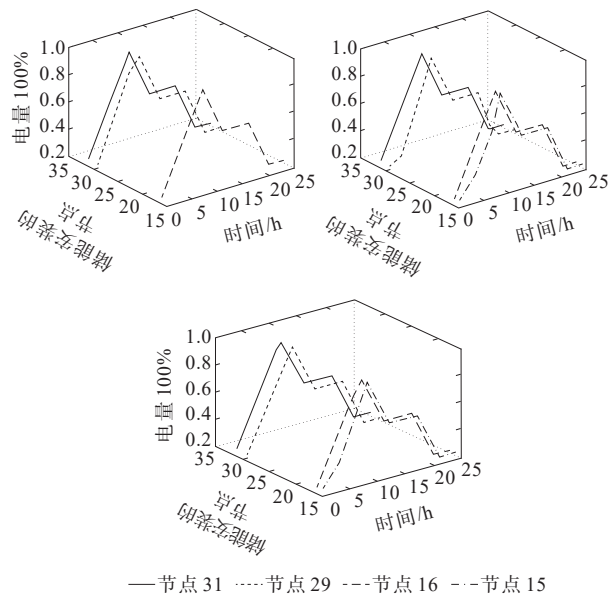


图8 3个典型运行场景下24 h SOC示意

Figure 8 Schematic diagrams of 24 h SOC under three typical operation scenarios

表5 规划结果

Table 5 Planning results

月份	节点	$P_i^{ESS}/MW$	$S_i^{ESS}/(MW \cdot h)$
11、12、1、2、3	16	0.11 8	0.95 6
	29	0.14 2	0.91 3
	31	0.13 1	1.02 1
4、5、6	15	0.10 1	0.72 3
	16	0.11 0	0.88 6
	29	0.10 2	0.80 5
	31	0.10 2	0.81 3
7、8、9、10	15	0.10 6	0.84 8
	16	0.10 8	0.89 7
	29	0.10 6	0.82 4
	31	0.10 1	0.84 5
固定	29	0.18 0	1.76 1
配置	31	0.12 4	1.09 4

从图7和表5可以看出,不同典型运行场景下储能安置的位置与容量均有一定差异。由于第2个运行场景下各个负荷相比第1个运行场景有所增加,因此,在15节点处增添储能,用于调节线路的潮流;而在第3个运行场景下,负荷又有较大幅度的增长,故规划结果中各节点配置的储能容量均有一定幅度的增加。综上所述,全年负荷实际的周期性变化是配电网内储能配置发生变化的根本性原因。



深入分析可知,第1个典型运行场景为11月至次年的3月,因为该段时间内商业、工业、居民负荷均处于较低水平;在第2个规划运行场景4、5、6月内,随着温度的上升,商业、居民负荷的制冷设备使配电网总负荷有所增加;在第3个规划运行场景内,工业负荷进一步增加,使得储能动态配置的场景又有所改变。

进一步分析规划结果发现,规划期内各个场景下储能配置的位置大都位于较长线路的末端。究其原因,在该IEEE 33节点算例中,各分支线沿线更易出现时段性、局部性小幅过载现象,在线路末端接入储能设施,可以有效降低末端线路流过的功率;又因工业、商业负荷大都处于配电网线路末端,在末端加入储能后可实现负荷就地平衡,减少线路功率传输。另外,储能配置在末端,能够更好地抑制DG的功率波动,减少DG对配电网的冲击。

另外,设置算例的规划期为20 a,其他参数不变,按照文献[27]提出的4个季度配置储能,本文所求的储能配置模型与4个季度储能动态配置目标函数中各项收益和成本结果如表6所示,可知本文规划相比于4个季度的储能动态配置方法在网损收益、储能成本和运输成本上均具有优势。

**表6** 规划方案20年费用对比  
**Table 6** Cost comparison of planning schemes in 20 years

配置模型	网损降低收益	储能套利	储能成本	运输成本	净收益
本文	175.49	357.13	247.97	4.2	280.45
四季	171.28	360.52	250.45	5.6	275.75

### 3.3 灵敏度分析

#### 1) 光伏额定功率。

考虑ADN内PV出力额定功率的不确定性,对PV出力单元额定功率的灵敏度进行分析,不同的PV额定功率对规划期内储能配置净收益的影响如表7所示,可知配电网整体收益受分布式光伏出力影响较小。

#### 2) 储能单位容量成本。

实际生产中储能的成本具有波动性,取初始成本 $S_{\text{ESS}}^{\text{ESS}}$ 为1 005元/(kW·h)、 $P_{\text{ESS}}^{\text{ESS}}$ 为1 500元/kW的不同倍数,研究不同的储能成本对配电网净收益的影响,如表8所示。

**表7** 不同额定功率光伏下的储能配置情况

**Table 7** Energy storage configurations under different photovoltaic power

PV 额定功率/kW	净收益/万元	PV 额定功率/kW	净收益/万元
200	280.37	400	281.20
300	280.45	600	281.43

**表8** 不同储能单位成本下净收益情况

**Table 8** Net incomes under different energy storage unit costs

初始单位成本倍数	净收益/万元	初始单位成本倍数	净收益/万元
0.85	291.57	1.10	270.45
0.90	288.37	1.15	265.72
0.95	284.16	1.20	258.84
1.00	280.45		

从表8可以看出,初始单位成本倍数对储能配置的经济性影响较大,当储能系统的单位成本降低时,总成本也显著降低,储能规划配置后的净收益显著增加;当储能系统的单位成本增加时,总成本显著升高,进而净收益显著降低。实际上,当原始储能单位成本较低时,其总投资成本较低,可以进一步刺激配电网中分布式能源的投资,相应的收益也越大。而当原始储能单位成本增加到1.05倍时,其净收益将少于按照四季储能配置的方案,从中可以看出,随着储能技术的发展,成本的降低是未来AND中储能配置发展的一个重要方向。

## 4 结语

本文从负荷典型场景时序变化出发,充分考虑了负荷的周期性,提出了基于负荷有序聚类的主动配电网储能配置规划方法,所得结论如下:

1) 针对居民、商业、工业3种负荷,根据其实际的年周期性特征,采用有序聚类的方法进行了精细的聚类,能够更准确地刻画出实际负荷的时序特征;

2) 以投入储能为配电网运营商带来的净收益最大为目标,充分考虑了配电网运行约束与储能运行约束,构建了储能随配电网实际运行场景灵活配

置的混合整数二阶锥模型；

3) 算例结果显示,通过储能的合理配置可以动态调整配电网内潮流分布,且配电网内负荷的全年周期性变化是储能配置不断发生变化的主要驱动原因;基于负荷有序聚类的主动配电网储能规划配置比固定储能配置以及传统的四季配置更具有经济性。

#### 参考文献:

- [1] 司威,刘慧芳,傅文进,等.计及风光不确定性的主动配电网优化调度研究[J].华中科技大学学报(自然科学版),2022,50(5):73-77+101.  
SI Wei, LIU Huifang, FU Wenjin, et al. Research on optimization scheduling of active distribution network considering uncertainty of wind and photovoltaic[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2022, 50(5): 73-77+101.
- [2] 罗金满,刘丽媛,刘飘,等.考虑源网荷储协调的主动配电网优化调度方法研究[J].电力系统保护与控制,2022,50(1):167-173.  
LUO Jinman, LIU Liyuan, LIU Piao, et al. An optimal scheduling method for active distribution network considering source network load storage coordination[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(1): 167-173.
- [3] 顾玖,王晨磊,解大.电力市场环境下的电-氢一体化站优化运行[J].电力科学与技术学报,2022,37(1):130-139.  
GU Jiu, WANG Chenlei, XIE Da. Research on optimal operation of electricity-hydrogen integrated station in electricity market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 130-139.
- [4] 段建东,孙茜,陈鲁鹏,等.基于改进和声搜索算法的有源配电网优化调度[J].高压电器,2021,57(11):1-9.  
DUAN Jiandong, SUN Qian, CHEN Lupeng, et al. Optimal dispatching of active distribution network based on improved harmony search algorithms[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(11): 1-9.
- [5] BORGES C L T, MARTINS V F. Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2012, 36(1): 107-116.
- [6] 刘洁颖,刘俊勇,黄媛,等.基于面板数据有序聚类的主动配电网规划场景降维技术[J].电网技术,2017,41(4):1132-1138.
- [7] LIU Jieying, LIU Junyong, HUANG Yuan, et al. Scene dimensionality reduction technology in active power distribution network planning based on orderly clustering of panel data[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1132-1138.
- [7] 高纯,于艾清,丁雨.基于改进递归有序聚类的有源配电网多时段动态重构[J].电力自动化设备,2021,41(2):84-90.  
GAO Chun, YU Aaqing, DING Yu. Multi-period dynamic reconfiguration of active distribution network based on improved recursive ordered clustering[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 84-90.
- [8] 苟超,陈伯建,吴翔宇,等.基于改进K-means算法的电力短期负荷预测方法研究[J].电力科学与技术学报,2022,37(1):90-95.  
XUN Chao, CHEN Bojian, WU Xiangyu, et al. Research on short-term power load forecasting method based on improved K-means algorithm[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 90-95.
- [9] 宋易阳,李存斌,祁之强.基于云模型和模糊聚类的电力负荷模式提取方法[J].电网技术,2014,38(12):3378-3383.  
SONG Yiyang, LI Cunbin, QI Zhiqiang. Extraction of power load patterns based on cloud model and fuzzy clustering [J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3378-3383.
- [10] 孟安波,卢海明,李海亮,等.纵横交叉算法优化FCM在电力客户分类中的应用[J].电力系统保护与控制,2015,43(20):150-154.  
MENG Anbo, LU Haiming, LI Hailiang, et al. Electricity customer classification based on optimized FCM clustering by hybrid CSO[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(20): 150-154.
- [11] 蔡博戎,凌开元,姜华,等.配电网移动储能优化配置研究[J].电工电能新技术,2019,38(9):26-32.  
CAI Borong, LING Kaiyuan, JIANG Hua, et al. Research on optimal allocation of movable energy storage in distribution network[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2019, 38(9): 26-32.
- [12] 吴杰,温晨阳,李珊,等.基于分时电价的光伏-储能系统容量优化配置[J].电工电能新技术,2018,37(1):23-30.  
WU Jie, WEN Chenyang, LI Shan, et al. Optimal allocation of PV and accumulator system based on time-of-use price [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2018, 37(1): 23-30.
- [13] 李建林,郭斌琪,牛萌,等.风光储系统储能容量优化配置策略[J].电工技术学报,2018,33(6):1189-1196.

- LI Jianlin, GUO Binqi, NIU Meng, et al. Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(6): 1189-1196.
- [14] 姜山,周秋鹏,董弘川,等.考虑数据周期性及趋势性特征的长期电力负荷组合预测方法[J].电测与仪表, 2022, 59(6):98-104.
- JIANG Shan, ZHOU Qiupeng, DONG Hongchuan, et al. Long-term load combination forecasting method considering the periodicity and trend of data[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(6):98-104.
- [15] 徐岩,张荟,孙易洲.基于变异粒子群算法的主动配电网故障恢复策略[J].电力自动化设备, 2021, 41(12):45-53.
- XU Yan, ZHANG Hui, SUN Yizhou, Fault recovery strategy of active distribution network based on mutation particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12):45-53.
- [16] 曹继雷.氢能支撑的风-燃气耦合低碳微网容量优化配置研究[D].大连:大连理工大学, 2021.
- CAO Jilei. Study on optimal configuration of wind-gas coupling low-carbon microgrid capacity supported by hydrogen energy[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2021.
- [17] 黄世泽,陈威,张帆,等.基于弗雷歇距离的道岔故障诊断方法[J].同济大学学报, 2018, 46(12):1690-1695.
- HUANG Shize, CHEN Wei, ZHANG Fan, et al. Method of turnout fault diagnosis based on fréchet distance[J]. Journal of Tongji University, 2018, 46(12):1690-1695.
- [18] 高纯,于艾清,丁雨.基于改进递归有序聚类的有源配电网多时段动态重构[J].电力自动化设备, 2021, 41(2): 84-90.
- GAO Chun, YU Aiqing, DING Yu. Multi-period dynamic reconfiguration of active distribution network based on improved recursive ordered clustering[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2):84-90.
- [19] CHENG Y, DONG N. Research on spectral analysis method of load characteristics in smart grid[C]//Eighth International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery, Shanghai, China, 2011.
- [20] 牛东晓,陈志业,邢棉,等.具有二重趋势性的季节性电力负荷预测组合优化灰色神经网络模型[J].中国电机工程学报, 2002, 22(1): 30-33.
- NIU Dongxiao, CHEN Zhiye, XING Mian, et al. Combined optimum gray neural network model of the seasonal power load forecasting with the double trends[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(1): 30-33.
- [21] 朱成章.季节性电力负荷的形成及解决途径[J].电力需求侧管理, 2003, 5(2): 6-8.
- ZHU Chengzhang. The form and solving approach of season power load[J]. Power Demand Side Management, 2003, 5(2):6-8.
- [22] 艾博.考虑可移动储能技术的SCUC模型与算法研究[D].北京:华北电力大学, 2017.
- AI Bo. Study on the SCUC model and algorithm considering mobile energy storage technology[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [23] 李军徽,孙大朋,朱星旭,等.光伏高渗透率下分布式储能群间协同的电压控制策略[J].电力系统自动化, 2023, 47(10):47-56.
- LI Junhui, SUN Dapeng, ZHU Xingxu, et al. Voltage regulation strategy for distributed energy storage considering coordination among clusters with high penetration of photovoltaics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10):47-56.
- [24] SAMIMI A, NIKZAD M. Complete active-reactive power resource scheduling of smart distribution system with high penetration of distributed energy resources[J]. Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(6):863-875.
- [25] 李勇,姚天宇,乔学博,等.基于联合时序场景和源网荷协同的分布式光伏与储能优化配置[J].电工技术学报, 2022, 37(13):3289-3303.
- LI Yong, YAO Tianyu, QIAO Xubo, et al. Optimal allocation of distributed photovoltaic and energy storage based on joint timing scenario and source load coordination[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(13):3289-3303.
- [26] DAMAVANDI M G, MARTÍ J R, KRISHNAMURTHY V. A methodology for optimal distributed storage planning in smart distribution grids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2):729-740.
- [27] 刘新萌,时荣超,吕风波,等.面向多站融合的储能容量优化配置模型及方法[J].供用电, 2022, 39(4):93-99.
- LIU Xinmeng, SHI Rongchao, LÜ Fengbo, et al. Model and method of optimal allocation of energy storage capacity for multi-station integration[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(4):93-99.