

# 基于高斯混合聚类的海上风电出力特征曲线提取方法及其在电量平衡计算中的应用

王诗超<sup>✉</sup>, 刘嘉畅, 刘展志

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663)

**摘要:** [目的] 为了减少化石能源消耗和改善环境污染问题, 海上风力发电是解决问题的有效方式之一。然而, 海上风电存在间歇性强、波动性大、双向调峰性等问题, 研究其出力特性曲线对海上风电消纳具有重要意义。[方法] 提出一种基于贝叶斯信息准则的高斯混合聚类模型, 对海上风电原始出力曲线进行分类和特征曲线提取。[结果] 得到能够反映不同海风区域特点的海上风力特性曲线, 并应用于海上风电出力的电量平衡计算。[结论] 最后, 以沿海某省份海上风电 15 GW 装机规模下不同海风区域原始海上风电出力曲线为研究对象, 验证所提方法的有效性。

**关键词:** 海上风电; 出力特性曲线; 高斯混合聚类; 电量平衡; 贝叶斯信息准则

中图分类号: TK89; TM74

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2023)01-0039-09

开放科学(资源服务)二维码:



## Extraction Method of Offshore Wind Power Output Characteristic Curve Based on Gaussian Mixture Model and Its Application in Electric Quantity Balance

WANG Shichao<sup>✉</sup>, LIU Jiachang, LIU Zhanzhi

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China)

**Abstract:** [Introduction] To reduce fossil energy consumption and mitigate environmental pollution, offshore wind power is one of the effective ways to solve the problem. However, there are some problems in offshore wind power, such as strong intermittency, large volatility and bidirectional peak shaving. Therefore, it is of great significance to study the output characteristic curve of offshore wind power. [Method] In this paper, a Gaussian Mixture Model (GMM) based on Bayesian Information Criterion was proposed. The original output curve of offshore wind power was classified and the characteristic curve was extracted. [Result] The characteristic curve of offshore wind power which can reflect the characteristics of different wind areas is obtained, and it is applied to the calculation of electric quantity balance of offshore wind power output. [Conclusion] At last, the effectiveness of the proposed method is verified by taking the original offshore wind power output curves of different sea wind areas under the installed capacity of 15 GW of offshore wind power in a coastal province as the research object.

**Key words:** offshore wind power; output characteristic curve; Gaussian mixture model(GMM); electric quantity balance; Bayesian Information Criterion(BIC)

2095-8676 © 2023 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

## 0 引言

当前, 能源转型变革正在全球兴起, 新能源替代传统化石能源, 电能在能源消费中比例提升是全球能源格局发展的大势所趋, 世界各国也都面临着巨

大的挑战<sup>[1]</sup>。我国海岸线长达 1.8 万 km, 大小岛屿有 6 000 余座, 可利用海域面积 300 多万 km<sup>2</sup>, 拥有发展海上风电的天然优势。与陆上风电相比, 海上风电具有不占用土地、风速高、风电机组发电量大、

收稿日期: 2022-09-16 修回日期: 2022-11-10

基金项目: 中国能建广东院科技项目“‘双高’电力系统交直流大电网机电-电磁暂态混合仿真研究”(EV06281W)

离负荷中心近、易消纳等优势。然而,海上风电存在间歇性强、波动性大、双向调峰性的特性,在碳达峰、碳中和背景下未来大规模海上风电并网无疑将对电网的电量平衡提出更高的挑战。因此,为了更准确地掌握海上风电大规模并网对于电网电量平衡的影响、合理开发海上风电与进行电网配套建设,对海上风电出力曲线进行更合理和细致地分类与提取,具有十分重要的意义。

目前,海上风电出力曲线的研究普遍采用的方法是基于各风电场出力的原始曲线,通过聚类分析的方法对实际风电出力场景进行提取、归类和简化。国内外对包含风电在内的新能源发电出力特性做了大量研究。为研究风电典型场景下的出力分布特征,相关研究采用最优核函数带宽选择的改进型非参数核密度估计法<sup>[2]</sup>、采用贝塔(Beta)分布拟合风电出力的预测误差<sup>[3-5]</sup>、采用流体计算模型,提出基于风资源评估不确定分析方法的风电有效出力计算模型<sup>[6]</sup>等不同模型对风电出力进行拟合。

通过不同算法、模型分别得到风电出力特征,进一步归纳得到风电典型场景集,对提出具备实际应用场景的风电出力模型有较大意义。文献[7]基于改进  $k$ -means 聚类算法,得到风电功率典型场景并将场景应用到电力系统日前调度;文献[8-9]通过  $k$ -means 聚类实现对风电场出力样本的聚类划分,得到典型风电场出力场景并将场景应用到电力系统日前调度;以上场景提取均受限于  $k$ -means 聚类数的选取而对聚类结果有不利影响。文献[10]基于 Wasserstein 概率距离指标和改进  $k$ -medoids 对原始风电出力数据进行划分,得到经典风电场出力场景集;文献[11]通过分层聚类法和主成分分析法对风电出力历史数据进行处理,提取出典型风电出力场景;文献[12]分别采用改进  $k$ -means 聚类和两步聚类算法得到风电的典型场景集;文献[13]基于概率分布的高斯混合聚类模型 GMM(Gaussian Mixture Model),以某一类的概率大小为样本相似度判断,对风电出力场景划分,获得风电的典型场景集;以上研究缺少基于不同海风区域和不同出力特性情况进行分类和特征曲线的提取,这样就导致无法反映出不同海风区域海上风电出力的特性,因而无法更好地反应各海风区域的特征。另外,由于无法针对不同出力特性的海风曲线给出不同类别的特征曲线,因而使得利用海风

曲线进行的电量平衡计算结果失准。

因此,本文提出一种基于贝叶斯信息准则 BIC (Bayesian Information Criterion) 的高斯混合聚类模型 GMM,对各海风区域出力的原始曲线进行分类,形成不同特征的曲线簇,并在各类曲线簇的基础上,按照时间特征使用箱型图对原始数据进行筛选并提取特征值,迭代筛选后每一类各得到一条代表性曲线,作为此类海上风电曲线簇的日出力特征曲线,用于海上风电出力的电量平衡计算。

## 1 原始出力曲线数据处理

根据区域海上风电分布情况和基于海上测风塔 8 760 h 测风数据,结合海域位置、离岸距离以及风速情况,将全区域海上风电划分为  $N$  个风区。

结合子区域内各风区海上风电规模和各风区小时级海上风电出力原始曲线,通过加权求和的方式可以得到子区域的小时级海上风电出力原始曲线,公式如下:

$$A_{it} = \sum_i^m P_{it} \times \alpha_i \quad (1)$$

式中:

$A_{it}$  ——当前区域的小时级海上风电出力原始曲线;

$i$  ——风区;

$m$  ——当前区域内的风区的总数目;

$P_{it}$  ——风区  $i$  的海上风电出力原始曲线 ( $t=1, 2, \dots, 8760$ );

$\alpha_i$  ——风区  $i$  的海上风电规模占当前区域的海上风电总规模的比重。

对全域内所有分风区内海上风电场出力序列进行叠加,可得到全域海上风电出力曲线。

## 2 基于 GMM 对海上风电出力曲线的划分方法

### 2.1 高斯混合聚类模型

GMM 是一种基于概率模型的聚类方法, GMM 假设输入样本服从  $k$  个参数未知的高斯分布,服从同一分布的样本则被聚为一类。GMM 利用最大期望 (Expectation-Maximization, EM) 算法对  $k$  个混合的高斯分布进行拟合,以求得每个分布的均值和协方差。相较于应用广泛的  $k$ -means 聚类、层次凝聚

聚类等方法, GMM 聚类方法在复杂分布能够获得较好的拟合效果, 且聚类效果优于  $k$ -means<sup>[14-15]</sup>。

假设一天内每个小时的风电功率  $x_i (i=1, 2, \dots, 24)$ , 则高斯混合模型可以表示为:

$$p(x) = \sum_{k=1}^K \pi_k N(x|\mu_k, \varepsilon_k) \quad (2)$$

式中:

- $x$  —— 随机变量;
- $p(x)$  —— 随机变量  $x$  的概率;
- $\pi_k$  —— 权重系数, 且满足  $\sum_{k=1}^K \pi_k = 1$ ;
- $N(x|\mu_k, \varepsilon_k)$  —— 混合模型中的第  $k$  个高斯分布分量。

以上高斯混合模型有 3 个参数需要估计, 分别为均值  $\mu_k$ 、权重系数  $\pi_k$  以及方差  $\varepsilon_k$ 。

上式也可以转化为:

$$p(x|\mu, \pi, \varepsilon) = \sum_{k=1}^K \pi_k N(x|\mu_k, \varepsilon_k) \quad (3)$$

下面采用最大期望算法 (EM) 进行以上参数估计。算法具体步骤如下:

- 1) 指定  $\mu, \pi, \varepsilon$  的初始值。
- 2) 计算后验概率  $\gamma(k)$ :

$$\gamma(k) = \frac{\pi_k N(x|\mu_k, \varepsilon_k)}{\sum_{j=1}^K \pi_j N(x|\mu_j, \varepsilon_j)} \quad (4)$$

- 3) 求解  $\mu_k$  的最大似然函数:

$$\mu_k = \frac{1}{N_k} \sum_{n=1}^N \gamma(k) x_n \quad (5)$$

- 4) 求  $\varepsilon_k$  的最大似然值:

$$\varepsilon_k = \frac{1}{N_k} \sum_{n=1}^N \gamma(k) (x_n - \mu_k)(x_n - \mu_k)^T \quad (6)$$

- 5) 求解  $\pi_k$  的最大似然函数:

$$\pi_k = \frac{N_k}{N} \quad (7)$$

6) 如果满足  $\|\mu^{(k)} - \mu^{(k-1)}\| < \alpha_1$ ,  $\|\varepsilon^{(k)} - \varepsilon^{(k-1)}\| < \alpha_2$  和  $\|\pi^{(k)} - \pi^{(k-1)}\| < \alpha_3$  (其中  $\alpha_1, \alpha_2$  和  $\alpha_3$  为收敛判断阈值), 则  $\mu, \pi, \varepsilon$  的值分别取  $\mu^{(k)}, \varepsilon^{(k)}, \pi^{(k)}$ ; 否则循环计算步骤 2)~步骤 6), 直至算法收敛。

## 2.2 最佳聚类个数的确定方法

对于最佳聚类个数的确定, GMM 聚类往往是采用 BIC<sup>[16]</sup>。BIC 是在 1978 年由 Schwarz 提出, 用于实际中选择最优的模型。本文利用基于 BIC 的模型选择理论对 GMM 的分组个数进行概率估计, 通过逼近的方式逐步获得最优聚类数目。BIC 的定义如

下式所示:

$$BIC = k \ln(n) - 2 \ln(L) \quad (8)$$

式中:

- $k$  —— 模型参数个数;
- $n$  —— 样本数量;
- $L$  —— 估计模型似然函数最大值;
- $k \ln(n)$  —— 惩罚项, 在维数过大且训练样本数据相对较少的情况下, 可以有效避免出现维度灾难现象。

假设模型的误差或扰动呈正态分布, 则 BIC 可表示为:

$$BIC = k \ln(n) + n \ln\left(\frac{S_{RSS}}{n}\right) \quad (9)$$

式中:

- $S_{RSS}$  —— 估计模型的残差平方和。
- BIC 是  $S_{RSS}$  和  $k$  的递增函数, 即残差和未知参数的引入会使 BIC 增大。因此, 在判断海上风电出力最优聚类个数时, 以具有低 BIC 值的模型为优。

## 2.3 箱型图的筛选原则

箱型图也叫箱线图, 是检验样本数据中异常值的常用方法。箱型图上下为样本最大值和最小值, 样本中位数置于箱型图中部, 四分位数的间距为箱长 (IQR), 中位数上下端为上四分位数 ( $Q_3$ ) 和下四分位数 ( $Q_1$ )。箱形图的结构如图 1 所示。

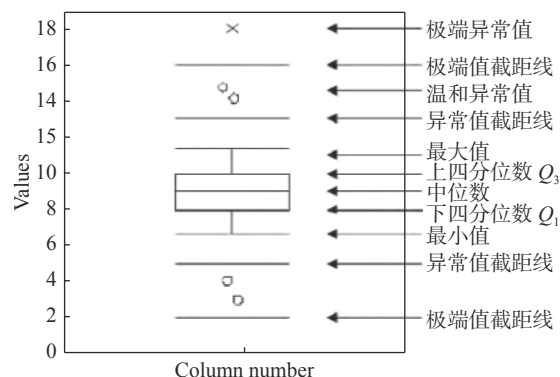


图 1 箱型图结构

Fig. 1 Box plot's structure

当样本数据不在  $[Q_3 - 1.5IQR, Q_3 + 1.5IQR]$  区间时, 定义为箱型图的异常值。本文对异常值采用剔除的方法进行处理, 以保证结果的可靠性, 经筛选后的曲线能真实直观地表现出力曲线原始特性。

### 3 海上风电出力的电量平衡计算方法

#### 3.1 海上风电出力曲线分类流程

针对不同风电场、不同海风区域和不同特性的海风出力曲线,通过不同海风区域的划分,建立各海风区域出力的原始曲线,在挑出夏季反调峰特性曲线的基础上,对剩余出力曲线根据其出力特性、波动趋势等特征,采用 GMM 对原始曲线进行分类,形成不同特征的曲线簇。在各类曲线簇的基础上,按照时间特征使用箱型图对原始数据进行筛选并提取特征值,迭代筛选后每一类各得到一条代表性曲线,作为此类海上风电曲线簇的日出力特征曲线。对各类日出力特征曲线的月度分布特性进行统计分析,在此基础上拟定不同海上风电出力情景,并得到各情景的概率值,具体分类步骤如下所述:

1) 根据某地域特点,将其分为若干子区域,并将各风区划分至各子区域。结合子区域内各风区海上风电规模和各风区小时级海上风电出力原始曲线,通过加权求和的方式可以得到子区域的小时级海上风电出力原始曲线,公式如下:

$$A_t = \sum_i^m P_{it} \quad (10)$$

式中:

$A_t$  ——各子区域小时级海上风电出力原始曲线, ( $t=1, 2, \dots, 8760$ );

$I$  ——该子区域内的第  $i$  个风场;

$m$  ——该子区域内风场总数目;

$P_{it}$  ——第  $i$  个风场的出力原始曲线 ( $t=1, 2, \dots, 8760$ )。

2) 得到夏季反调峰特性曲线簇。将各子区域  $A_t$  ( $t=1, 2, \dots, 8760$ ) 夏季 (5~10 月) 184 条海上风电日出力曲线对日负荷峰谷差的加剧程度按大到小进行降序排列,挑出反调峰特性曲线,即反调峰特性指标大于 5% 的日出力曲线,形成一类夏季反调峰特性曲线簇。反调峰特性指标的计算公式如下:

$$\gamma_{\text{sum}} = \frac{\Delta L_{\text{net}} - \Delta L_0}{P_{\text{max}}} \quad (11)$$

式中:

$\gamma_{\text{sum}}$  ——夏季海风日出力曲线的反调峰特性值;

$\Delta L_{\text{net}}$  ——净负荷曲线峰谷差,净负荷曲线为日负荷曲线减去海上风电日出力所形成的曲线;

$\Delta L_0$  ——日负荷曲线峰谷差;

$P_{\text{max}}$  ——当日海上风电出力最大值。

3) 对经过步骤 2 处理后中各子区域  $A_t$  ( $t=1, 2, \dots, 8760$ ) 剩余的海上风电日出力曲线按照波动趋势和出力特性进行分类,得到若干曲线簇。分类方法考虑采用高斯混合模型,利用公式(3),设定  $K$  个高斯分布,每个高斯分布线性叠加得到高斯混合模型概率密度函数。

4) 确定高斯混合分布所得到的合理的曲线簇分类个数。高斯混合分布可以将各子区域的小时级海上风电出力曲线分为指定的  $K$  类,但合理的  $K$  值却无法由高斯混合分布给出。采用公式(8)确定合理的曲线簇分类数目,保证对原始数据的合理分类。

5) 基于曲线簇分类结果,利用箱型图对包括反调峰特性曲线簇在内的数据进行筛选和迭代,得到各曲线簇的代表性曲线。分析各曲线簇数据的中心位置和散布范围,并计算数据间的离散程度、异常值和分布差异等,最终每个曲线簇得到一条代表性曲线。

6) 拟定各子区域不同的海上风电出力情景。对步骤 5 中所得到的子区域内各条海上风电出力代表性曲线所表征的曲线簇进行月份特征统计,在此基础上得到各月份所对应的海上风电出力代表性曲线。代表性曲线的选取原则考虑如下:(1)若夏季较为集中出现某条代表性曲线,则以此条曲线代表夏季海风日出力特性,特别地,对于夏季若出现不同代表性曲线并且概率较为接近的情况,则以不同曲线代表夏季海风日出力特性;(2)若冬季较为集中出现某条代表性曲线,则以此条曲线代表冬季海风日出力特性,特别地,对于冬季若出现不同代表性曲线并且概率较为接近的情况,则以不同曲线代表冬季海风日出力特性;(3)同时对夏季以及冬季得到的代表性曲线进行组合,并结合概率统计特性,由此形成不同的各子区域全年海上风电出力情景。表示如下:

$$\text{SCE}_i = \{\text{Sum}_m | \text{Win}_n\} \quad (12)$$

式中:

$\text{SCE}_i$  ——第  $i$  个出力情景;

$\text{Sum}_m$  ——夏季代表性曲线  $m$ ;

$\text{Win}_n$  ——冬季代表性曲线  $n$ 。

于是,所形成的各出力情景的概率值公式如下:

$$\beta_i = \frac{N_{\text{sum}_m} N_{\text{win}_n}}{NO_{\text{sum}} NO_{\text{win}}} \quad (13)$$

式中:

$\beta_i$  ——第  $i$  个出力情景的概率值;

$N_{\text{sum}_m}$  ——夏季代表性曲线  $m$  所在曲线簇中夏季曲线总条数;

$N_{\text{win}_n}$  ——冬季代表性曲线  $n$  所在曲线簇中冬季曲线总条数;

$NO_{\text{sum}}$  ——各条夏季代表性曲线所在曲线簇中夏季曲线总条数;

$NO_{\text{win}}$  ——冬季代表性曲线所在曲线簇中冬季曲线总条数。

7) 对各不同情景  $i$  下的全年的海上风电出力曲线进行修正。不同出力情景下, 应保证全年的海上风电利用小时数与各子区域小时级海上风电出力所得到的利用小时数一致。利用原始利用小时数与不同出力情景下的利用小时数的比值作为修正因子, 并对情景内各条出力特征曲线进行修正。公式如下:

$$U_{\text{new}_{i=1}}^{24} = U_{\text{sce}_{i=1}}^{24} (T_{\text{ori}} / T_{\text{sce}}) \quad (14)$$

式中:

$U_{\text{new}_{i=1}}^{24}$  ——修正后的海风出力特征曲线;

$U_{\text{sce}_{i=1}}^{24}$  ——修正前的海风出力特征曲线;

$T_{\text{ori}}$  ——各子区域小时级海上风电出力得到的原始年利用小时数;

$T_{\text{sce}}$  ——各情景海上风电特征曲线得到的修正前的年利用小时数。

### 3.2 海上风电出力的电量平衡计算

海上风电出力的电量平衡计算方法流程如图 2 所示。根据上述获得的不同类别的海上风电出力特征曲线, 根据各个出力情景的概率值通过加权平均法进行电量平衡计算, 公式如下:

$$A_{it} = \sum_i^m a_i P_{it} \quad (15)$$

式中:

$a_i$  ——风区  $i$  的第 1 海上风电规模占当前区域的海上风电总规模的比重。

$$Q = \sum_{i=1}^M Q_i \beta_i \quad (16)$$

式中:

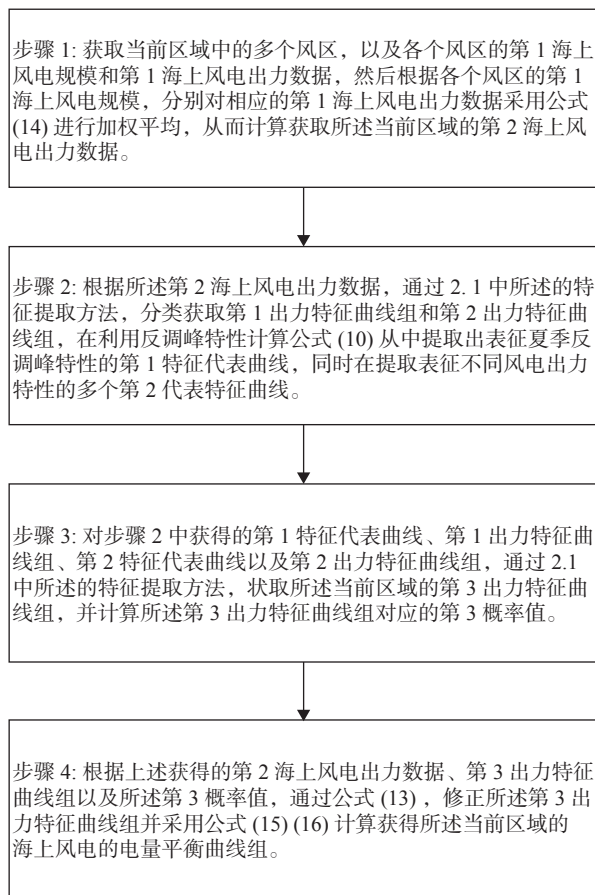


图 2 海上风电出力的电量平衡计算方法流程

Fig. 2 Flow chart of calculation method for electric quantity balance of offshore wind power output

$Q$  ——当前区域的海上风电的电量平衡曲线组;

$M$  ——第 4 出力特征曲线组;

$Q_i$  ——根据与当前区域的全年海上风电出力情景  $i$  对应的第 4 出力特征曲线组所计算的电量平衡结果;

$\beta_i$  ——与当前区域的全年海上风电出力情景  $i$  对应的第 3 概率值。

对于各类电源的利用小时数, 按如下公式获得全年利用小时数:

$$T = \sum_{i=1}^8 a_i Q_i / P \quad (17)$$

式中:

$P$  ——各类电源装机容量。

### 3.3 计算实例

根据中国某省份的海上风电分布情况和海上测风数据(剔除不良测风塔测风数据)将全省海上风电

划分为 3 个子区域,分别为子区域 1、子区域 2 以及子区域 3,并采用中国某省的海上风电原始出力曲线,按表 1 中海上风电装机 15 GW 规模下不同区域装机情况,拟合得到不同子区域风电出力率曲线。

表 1 中国某省海上风电不同场景发展规模及其分布情况

Tab. 1 Development scale and distribution of offshore wind power in different scenarios of a Chinese province

场景	具体厂址	装机容量/GW
2025年中国某省海上风电装机15 GW	子区域1	7.65
	子区域2	0.50
	子区域3	6.85

对中国某省份不同子区域内海上风电原始出力曲线,通过采用第 2 节所提的分类方法对各子区域的海上风电拟合出力曲线进行分类、筛选以及聚合处理,得到 15 GW 装机规模下各子区域曲线簇分类结果如图 3~图 4 所示。从图中可以看出,子区域 1 能够聚类出 1 条反调峰和 3 类海上风电出力曲线,子区域 2 能够聚类出 3 类海上风电出力曲线,子区域 3 能够聚类出 1 条反调峰和 2 类海上风电出力曲线。

对上述所得到的各子区域内各条海上风电出力代表性曲线所表征的曲线簇进行月份特征统计,在此基础上得到各月份所对应的海上风电出力代表性曲线。

区域 1 同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性如图 5 所示,区域 1 在夏季 5~10 月份,反调峰

特性曲线较为集中,共出现 52 条,占整个夏季曲线的比例为 45%,另外 3 类曲线在夏季占比较低,于是仅考虑反调峰特性曲线作为区域 1 夏季代表性曲线。同理可知,区域 1 在冬季 1~4 月份以及 11~12 月份,第 2 类和第 3 类曲线分别出现 38 条(占比 23%)和 103 条(占比 63%),而反调峰及第 1 类曲线在冬季的占比较低,于是选取第 2 类和第 3 类曲线作为区域 1 的冬季代表性曲线。

区域 2 不同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性如图 6 所示,区域 2 在夏季 5~10 月份,第 1 类曲线较为集中,共有 96 条(占比 52%),另外两类曲线在夏季占比较低,于是选取第 1 类曲线作为区域 2 夏季的代表性曲线。在冬季 1~4 月份以及 11~12 月份中,第 2 类和第 3 类曲线分别出现 38 条(占比 23%)和 103 条(占比 63%),而反调峰及第 1 类曲线在冬季的占比较低,于是选取第 2 类和第 3 类曲线作为区域 1 的冬季代表性曲线。

区域 3 不同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性如图 7 所示,区域 3 在夏季 5~10 月份中,海上风电曲线类型中以反调峰特性曲线占比为 54%,共 75 条,其余曲线占比较低,故选取反调峰曲线作为区域 3 夏季的代表性曲线。在冬季 1~4 月份以及 11~12 月份中,第 1 类和第 2 类曲线分别为 58 条(占比 40%)和 60 条(占比 42%)而反调峰特性曲线在冬季占比较低,故选择第 1 类和第 2 类曲线作为区域 3 的冬季代表性曲线。

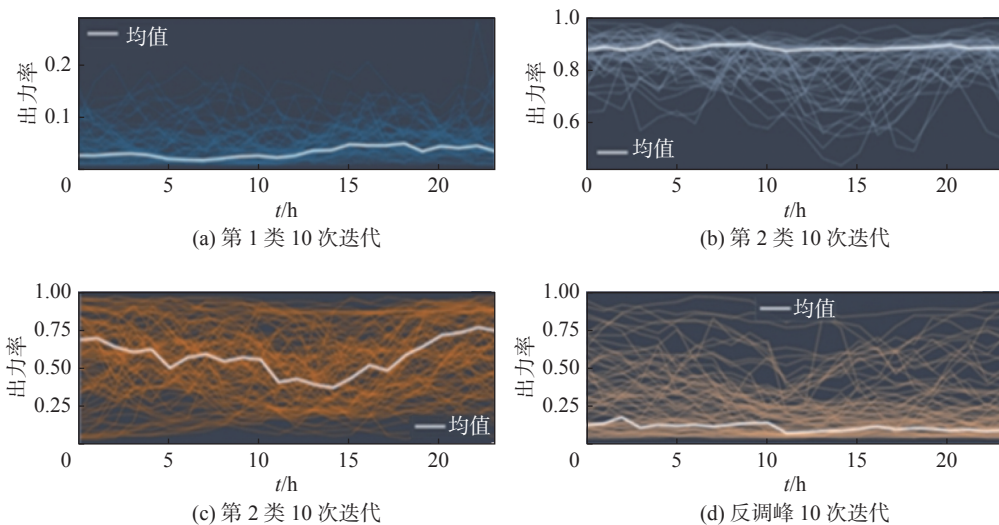


图 3 子区域 1 风电出力不同曲线簇与特征曲线分类结果

Fig. 3 Classification results of different curve group and characteristic curves of offshore wind power output in Area 1

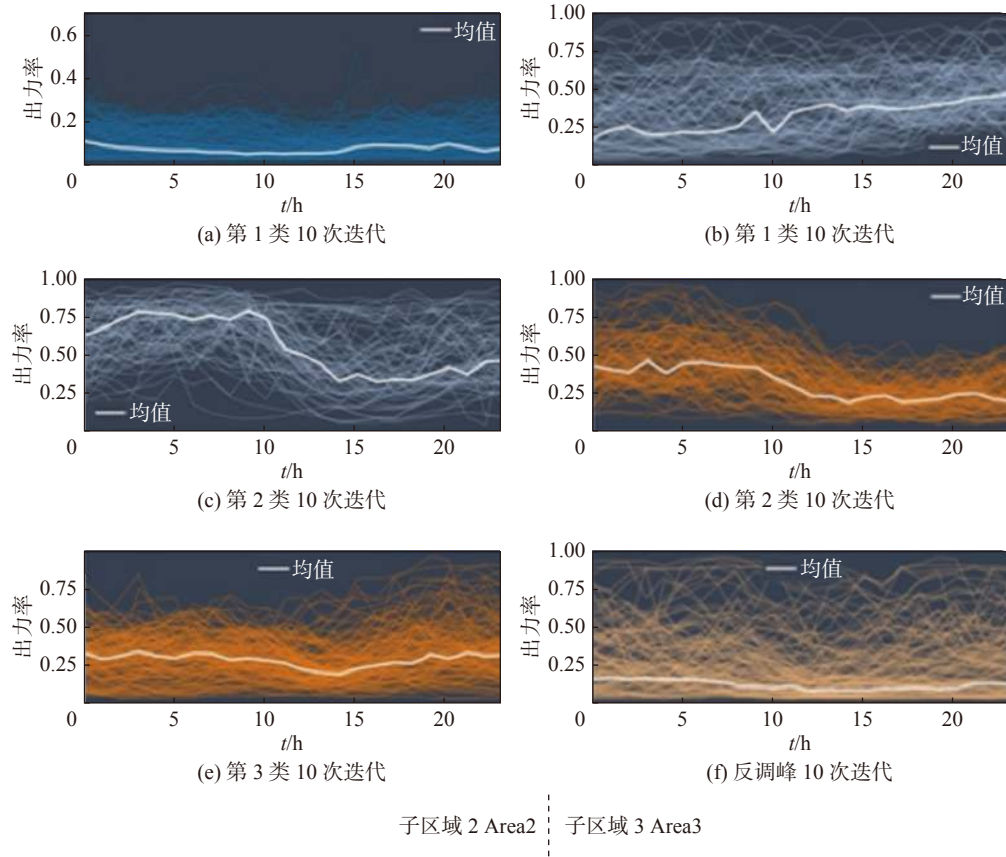


图 4 子区域 2、3 风电出力不同曲线族与特征曲线分类结果

Fig. 4 Classification results of different curve group and characteristic curves of offshore wind power output in Area 2 and Area 3

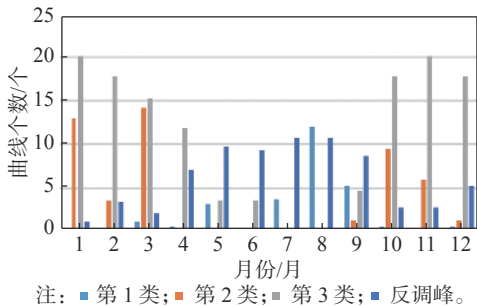


图 5 区域 1 不同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性  
Fig. 5 Monthly statistical characteristics of daily output curves of different types of offshore wind power in Area 1

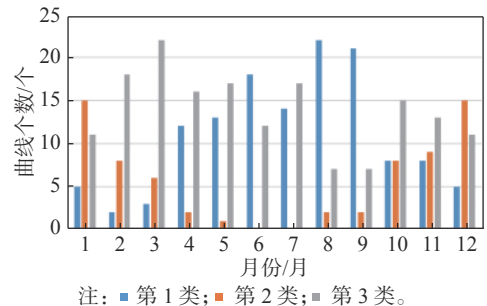


图 6 区域 2 不同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性  
Fig. 6 Monthly statistical characteristics of daily output curves of different types of offshore wind power in Area 2

区域的全年海上风电出力曲线由一条夏季海上风电出力曲线和一条冬季海上风电出力曲线组成, 因此结合上述中各区域所取的夏季与冬季海上风电出力代表性曲线, 可以组合出各区域的全年海上风电出力场景, 如表 2 所示。

将该省份 3 个区域出现的场景进行组合, 获得全省海上风电 15 GW 装机规模下各情景分类统计

结果以及概率特性, 如表 3 所示。

对表 3 中获得的 4 个场景中全年海上风电代表性出力曲线, 考虑其各自的权重, 利用公式(15)和公式(16), 得到全年电量平衡和利用小时数结果, 如表 4 所示。

结合海上风电各类组合场景曲线, 在综合考虑各类组合场景中海上风电各类反调峰曲线中发现,

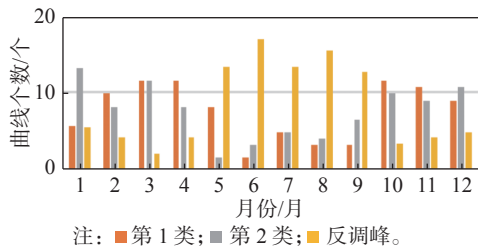


图 7 区域 3 不同种类海上风电日出力曲线的月份统计特性  
Fig. 7 Monthly statistical characteristics of daily output curves of different types of offshore wind power in Area 3

表 2 各区域海上风电场景划分

Tab. 2 Scene division of offshore wind power in different area

区域	场景
区域1	场景①: 反调峰(夏季)+第2类(冬季)
	场景②: 反调峰(夏季)+第3类(冬季)
区域2	场景①: 第1类(夏季)+第3类(冬季)
区域3	场景①: 反调峰(夏季)+第1类(冬季)
	场景②: 反调峰(夏季)+第2类(冬季)

表 3 某省海上风电情景分类统计结果

Tab. 3 Statistic of classification results of offshore wind power scenes in province (example)

情景	概率权重/%
情景1: 区域1场景①+区域2场景①+区域3情景①	13.2
情景2: 区域1场景①+区域2场景①+区域3情景②	13.7
情景3: 区域1场景②+区域2场景①+区域3情景①	35.8
情景4: 区域1场景②+区域2场景①+区域3情景②	37.3

表 4 不同场景下全年电量平衡结果

Tab. 4 Annual electric quantity balance results under different scenarios

情景	弃风电量/ GWh	煤电利用 小时数/h	气电利用 小时数/h	抽蓄利用 小时数/h
情景1	0	4 371	2 522	325
情景2	0	4 377	2 523	325
情景3	270	4 366	2 512	328
情景4	390	4 357	2 496	328
全年合计	240	4 365	2 509	311

海风曲线各类场景中不存在电量不足现象,且在情景 3 和 4 中出现少量弃风电量,处于较低水平,整体处在合理范围内,从调峰能力看,抽水蓄能电站利用小时数较低,在 300~340 h 之间。整体来看,15 GW 海上风电规模下,各分区海上风电电量消纳良好,不

会导致大规模弃风。

## 4 结论

本文提出了一种基于高斯混合聚类的海上风电出力特征曲线提取方法,并将其应用在电量平衡及弃风电量计算。本文的主要结论如下:

1)通过基于 BIC 的 GMM 算法,提出了全新的基于不同海风区域和不同出力特性情况进行分类迭代的特征曲线提取方法,比传统的典型场景聚类方法更全面,能合理给出表征海上风电出力的典型特征曲线。

2)根据海上风电出力曲线聚类结果,开展了不同类型海风曲线对应的电量平衡计算,通过概率加权的方式获得全年的弃风电量、各类机组利用小时数等指标,并通过计算实例分析验证了方法的可行性与合理性。

该方法提升了电量平衡及弃风电量计算的准确性,为后续电力系统规划及电网运行提供更准确的数据支持,助力新能源高效消纳和电力可靠供应。

## 参考文献:

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等.能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1893-1904. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.180067. ZHOU X X, CHEN S Y, LU Z X, et al. Technology features of the new generation power system in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.180067.
- [2] 蔡旭,杨仁焯,周剑桥,等.海上风电直流送出与并网技术综述[J].电力系统自动化,2021,45(21):2-22. DOI: 10.7500/AEPS20210909007. CAI X, YANG R X, ZHOU J Q, et al. Review on offshore wind power integration via DC transmission [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 2-22. DOI: 10.7500/AEPS20210909007.
- [3] 魏书荣,何之倬,符杨,等.海上风电机组故障容错运行研究现状分析[J].电力系统保护与控制,2016,44(9):145-154. DOI: 10.7667/PSPC151108. WEI S R, HE Z Z, FU Y, et al. Research status and prospect of offshore wind turbine fault tolerance [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 145-154. DOI: 10.7667/PSPC151108.
- [4] 朱黎.海上风电为可再生能源发展的新领域[J].新能源科技,2021(12):2-3. DOI: 10.3969/j.issn.2096-8809.2021.12.002. ZHU L. Offshore wind power is a new field of renewable energy development [J]. New Energy Technology, 2021(12): 2-3. DOI: 10.3969/j.issn.2096-8809.2021.12.002.
- [5] 李昊璋,刘莘元,王锦鸿,等.我国风电产业的发展现状分析及



- 未来展望 [J]. *机电信息*, 2020(21): 91-94. DOI: 10.19514/j.cnki.cn32-1628/tm.2020.21.045.
- LI H Z, LIU P Y, WANG J H, et al. Analysis of the current situation and future prospects of China's wind power industry [J]. *Mechanical and Electrical Information*, 2020(21): 91-94. DOI: 10.19514/j.cnki.cn32-1628/tm.2020.21.045.
- [6] 李桂超. 海上风电出力特性及其消纳问题探讨 [J]. *通信技术*, 2019, 36(2): 241-242. DOI: 10.19399/j.cnki.tpt.2019.02.106.
- LI G C. Discussion on the output characteristics of offshore wind power and its consumption problems [J]. *Telecom Power Technology*, 2019, 36(2): 241-242. DOI: 10.19399/j.cnki.tpt.2019.02.106.
- [7] 廖攀峰, 齐军, 孙绥, 等. 基于改进k-means聚类的风电功率典型场景在日前调度中的应用 [J]. *电工材料*, 2020(1): 46-52. DOI: 10.16786/j.cnki.1671-8887.eem.2020.01.011.
- LIAO P F, QI J, SUN S, et al. Application of typical wind power scenarios based on improved k-means clustering in day-ahead dispatching [J]. *Electrical Engineering Materials*, 2020(1): 46-52. DOI: 10.16786/j.cnki.1671-8887.eem.2020.01.011.
- [8] 熊强, 陈维荣, 张雪霞, 等. 考虑多风电场相关性的场景概率潮流计算 [J]. *电网技术*, 2015, 39(8): 2154-2159. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2015.08.014.
- XIONG Q, CHEN W R, ZHANG X X, et al. Scenario probabilistic load flow calculation considering wind farms correlation [J]. *Power System Technology*, 2015, 39(8): 2154-2159. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2015.08.014.
- [9] 邱宜彬, 欧阳誉波, 李奇, 等. 考虑多风电场相关性的场景概率潮流计算及无功优化 [J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(2): 61-68. DOI: 10.7667/PSPC160100.
- QIU Y B, OUYANG Y B, LI Q, et al. Scenario probabilistic load flow calculation and reactive power optimization considering wind farms correlation [J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(2): 61-68. DOI: 10.7667/PSPC160100.
- [10] 王群, 董文略, 杨莉. 基于Wasserstein距离和改进K-medoids聚类的风电/光伏经典场景集生成算法 [J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(11): 2654-2661. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.2015.11.003.
- WANG Q, DONG W L, YANG L. A wind power/photovoltaic typical scenario set generation algorithm based on Wasserstein distance metric and revised K-medoids cluster [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(11): 2654-2661. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.2015.11.003.
- [11] 王洪涛, 刘旭, 陈之翎, 等. 低碳背景下基于改进通用生成函数法的随机生产模拟 [J]. *电网技术*, 2013, 37(3): 597-603. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2013.03.003.
- WANG H T, LIU X, CHEN Z X, et al. Power system probabilistic production simulation based on improved universal generating function methods in low-carbon context [J]. *Power System Technology*, 2013, 37(3): 597-603. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2013.03.003.
- [12] 丁明, 解蛟龙, 刘新宇, 等. 面向风电接纳能力评价的风资源/负荷典型场景集生成方法与应用 [J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(15): 4064-4071. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.152854.
- DING M, XIE J L, LIU X Y, et al. The generation method and application of wind resources/load typical scenario set for evaluation of wind power grid integration [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(15): 4064-4071. DOI: 10.13334/j.0258-8013.psee.152854.
- [13] 张发才, 李喜旺, 樊国旗. 基于高斯混合聚类的风电出力场景划分 [J]. *计算机系统应用*, 2021, 30(1): 146-153. DOI: 10.15888/j.cnki.csa.007737.
- ZHANG F C, LI X W, FAN G Q. Wind power output scene division based on Gaussian hybrid clustering [J]. *Computer Systems & Applications*, 2021, 30(1): 146-153. DOI: 10.15888/j.cnki.csa.007737.
- [14] 崔杨, 杨海威, 李鸿博. 基于高斯混合模型的风电场群功率波动概率密度分布函数研究 [J]. *电网技术*, 2016, 40(4): 1107-1112. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2016.04.019.
- CUI Y, YANG H W, LI H B. Probability density distribution function of wind power fluctuation of a wind farm group based on the Gaussian mixture model [J]. *Power System Technology*, 2016, 40(4): 1107-1112. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2016.04.019.
- [15] LI K H, MA Z J, ROBINSON D, et al. Identification of typical building daily electricity usage profiles using Gaussian mixture model-based clustering and hierarchical clustering [J]. *Applied Energy*, 2018, 231: 331-342. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.050.
- [16] 张美霞, 李丽, 杨秀, 等. 基于高斯混合模型聚类和多维尺度分析的负荷分类方法 [J]. *电网技术*, 2020, 44(11): 4283-4293. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1929.
- ZHANG M X, LI L, YANG X, et al. A load classification method based on Gaussian mixture model clustering and multi-dimensional scaling analysis [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(11): 4283-4293. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2019.1929.

## 作者简介:



王诗超

王诗超 (第一作者, 通信作者)

1988-, 女, 江西万载人, 高级工程师, 硕士, 主要从事电力系统规划、海上风电并网技术研究工作 (e-mail) wangshichao@gedi.com.cn。

刘嘉畅

1999-, 男, 江西贵溪人, 学士, 主要从事电力系统规划研究工作 (e-mail) 1029839056@qq.com。

刘展志

1993-, 男, 贵州贵阳人, 工程师, 硕士, 主要从事电力系统规划相关研究工作 (e-mail) ee\_liuzhanzhi@sina.com。

(编辑 李辉)