风电波动成本分摊方法

陈晓榕,江岳文

(福州大学 电气工程与自动化学院,福建 福州 350108)

摘要:由于不同风电场出力之间可能存在平滑效应,含多风电场系统总风电波动成本并不等于各风电场单独并网波动成本之和,这给总风电波动成本在各风电场之间的合理分摊带来困难。提出基于波形相似性理论的风电波动成本分摊方法。在"同一系统中,所有参与并网发电的风电场运营商都应承担跟踪负荷波动的任务"的前提下,对各风电场出力进行等电量顺负荷等效变换,并以等效变换曲线作为风电波动成本分摊系数计算的基准;用波形相似性方法度量风电场实际出力曲线和等效出力曲线的波动整体性差异,兼顾风电场装机容量的影响,确定各风电场因未能有效跟踪负荷波动而应承担的风电波动成本份额。算例结果验证了所提方法的有效性。

关键词:风电场;风电并网;风电波动性成本;等电量顺负荷;成本分摊;波形相似性理论 中图分类号:TM 614
文献标志码:A DOI:10.1608

DOI:10.16081/j.epae.202010002

0 引言

在节能减排的时代背景下,风电装机规模不断 增大^[1]。同时,由于风电出力具有显著的波动性和 不确定性,系统内其他可调常规机组需要采取频繁 启停、调整出力以及预留足够的备用容量等方式保 证系统中的电力供需平衡^[2],这对系统运行经济性 产生影响,由此形成了风电接纳成本。

对于风电出力的波动性和不确定性,有些文献 不加区分,将其作为风电出力的随机性一并研 究^[34]。而有些文献对二者进行了明确界定^[5]:风电 出力波动性的定义为风电出力随时间推移而不断变 化的特性;风电出力不确定性的定义为风电出力的 不可预测性,即风电实际出力与风电预测出力之间 存在偏差。因此,定义不确定成本为风电出力不确 定性给电网运行带来的额外成本^[6],风电波动成本 为由于风电波动性特征的存在导致风电并网后给电 网运行带来的附加成本^[7]。

目前,关于风电波动成本的研究主要有2种思路:一种是基于仿真或者历史数据的统计分析^[8-10]; 另一种是基于优化调度的场景分析^[11-12]。前者存在 计算所需数据量大、计算结果物理意义不明确等不 足,近年来学者们更倾向于采用后者量化风电波动 成本。

文献[13]指出,在计算风电波动成本时,计算结 果应当剥离风电本身的能源价值。文献[7]进一步 指出,对风电波动成本的计算不能忽视"系统中的负 荷需求也是波动变化的"这一事实,其在前人所提风

收稿日期:2020-01-07;修回日期:2020-07-14

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51707040)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51707040)

电恒等出力等效场景模型的基础上,提出等电量顺 负荷法的风电出力等效场景构造方法,从优化调度 的角度出发,计算有、无风电并网场景下系统总运行 成本之差,求得风电波动成本。该方法既能够有效 剥离风电的能源价值和波动成本,又符合电力生产 要跟踪负荷波动的现实需求。但事实上,由于多风 电场出力的平滑效应,多风电场作为一个整体出力 时的波动成本小于各风电场单独并网所造成的波动 成本之和[14]。平滑效应的存在,一方面使得风电波 动成本计算只适用于计算系统总风电波动成本,另 一方面使得各风电场之间对波动成本的影响复杂交 错,给系统总风电波动成本在各风电场之间的合理 分摊造成困难。目前基于等电量顺负荷法的风电波 动成本计算主要应用于风电品质区分,尚未应用于 风电波动成本分摊。文献[14]从平滑效应减少风电 波动成本的角度出发,将减少的风电波动成本作为 风电场群集群出力产生的收益,并基于Shapley值法 分配该收益。目前关于风电波动成本有效分摊的研 究较缺乏。然而,风电波动成本分摊对风电规划、衡 量各风电场的潜在能源价值、评估风电并网对系统 辅助服务和安全运行的影响都有着重要的意义。

为此,本文提出基于波形相似性理论的波动成本分摊方法,以各风电场的等电量顺负荷等效曲线为基准,解决各风电场对风电波动成本的影响相互交错、难以界定的难题。本文通过各风电场与其各自的等电量顺负荷等效曲线之间的波形差异性关系,确定各风电场应当承担的风电并网波动性成本份额。通过实例验证了本文所提方法的有效性。进一步地,本文通过气象观测站数据分析不同风电场在同一时期以及同一风电场在不同时期的风电成本分摊份额,获得风电波动成本分摊的规律。

1 风电波动成本

1.1 风电波动性影响

风电波动性是风电固有属性,即不论是否存在 风电出力预测误差,风电出力波动均存在。风电出 力波动性给系统带来安全性和经济性方面的影响。

在安全性方面,大规模风电并网可能造成系统 有功功率缺额、频率波动、节点静态电压失稳和线路 传输功率越限等问题。在经济性方面:一是风电出 力过大时风电场需要弃风,造成风资源和风电投资 的浪费;二是为了应对风电出力的波动性,系统内常 规发电机组需要频繁启停和调整出力来满足系统功 率平衡等需求,造成系统运行成本增加。且系统中 风电装机容量越大,对系统的影响也将越大^[15]。因 而风电的规划和运行都需要考虑风电出力波动性带 来的影响。

1.2 风电波动成本计算

风电波动成本是指,由于风电强波动性的存在, 风电出力波动与负荷需求的变化不"匹配",系统内 其他常规电源通过启停和改变出力来满足系统功率 平衡等约束而产生的额外调节成本。

等电量顺负荷法是一种计算风电波动成本的有效方法,其核心思路是在优化调度运行的基础上,通过构建无风电波动成本的风电出力等效场景,计算有、无风电波动出力场景的系统运行成本之差,以得到风电波动成本^[7]。

计算风电波动成本的等电量顺负荷法等效场景 基于以下2点要求构建。

(1)等电量:调度周期内,等效前后的风电出力 曲线的上网电量相等。

(2)顺负荷:所有发电商(包括常规电源商和风 电场商)都要承担跟踪负荷波动的任务。

求取风电波动成本的等电量顺负荷法等效场景构建原理图见附录中图A1。

当负荷需求曲线L(t)和风电出力曲线 $P_{w}(t)$ 已 知时,按式(1)和式(2)即可求得无风电波动的等效 出力曲线 $P'_{w}(t)$ 。

$$\sum_{t=1}^{T} P'_{w}(t) = \sum_{t=1}^{T} P_{w}(t)$$
(1)

 $\frac{P'_{w}(t) - P'_{w}(t-1)}{P'_{w}(t-1)} = \frac{L(t) - L(t-1)}{L(t-1)} \quad t = 2, 3, \dots, T \quad (2)$

其中,T为等电量顺负荷等效的时间窗口长度。

当风电等电量顺负荷等效场景已知时,进行系统联合优化调度可求得调度周期内系统的总风电波动成本。

(1)以一年为调度周期,风电出力P_{*}(t)直接接 入系统,计及系统功率平衡、系统备用容量、系统可 调度常规机组的出力能力、爬坡功率、最小启停时间 等约束,以整个系统运行成本最小为目标,对电力系统进行联合优化调度¹⁶,并计算此时的系统总运行成本 *C*_{ori}。

(2)风电出力经等电量顺负荷变换后的等效出力 P'_{*}(t)接入系统,进行联合优化再调度,计算系统 年总运行成本 C_{em}。

2 风电波动成本分摊

2.1 风电波动成本分摊方法的设计思路

风电波动成本在系统优化调度运行的基础上进 行计算,反映的是所有并网风电同时上网所引起的 系统运行成本的增加。当系统并网风电场数量不止 1座时,将需要考虑系统总风电波动成本在各风电 场之间进行合理分摊的问题。不同风电场的出力特 性与并网容量不尽相同,这使得各风电场对系统运 行的影响也不同。风电波动成本分摊应当充分考虑 各风电场的现实差异,使成本分摊方法更加公正,这 有利于引导风电场的规划建设更加合理,促进含风 电电力系统健康发展。

并网的各风电场相互之间存在一定的平滑效 应。风电场群联合出力的示意图如附录中图 A2 所 示。多风电场群出力的波动一般小于各风电场出力 的波动。

由于风电场出力之间存在平滑效应,各风电场 出力之间相反方向的波动过程会减少甚至消弭对方 的波动,使得电网中的电力供应波动减缓,系统运行 成本相应下降。且含多风电场系统总风电波动成本 并不等于各风电场单独并网波动成本之和,这给波 动成本分摊机制的制定带来困难。

各风电场出力之间的影响交错复杂,因此需要 为量化各风电场出力波动对系统的影响提供一个基 准参考。由于风电波动成本来源于风电场出力波动 与负荷需求波动之间的不匹配,因此分摊时也应对 此进行充分考虑。鉴于此,制定风电波动成本分摊 机制时,应当充分遵循"同一系统中,所有参与风电 场并网发电的运营商都应承担跟踪负荷波动的任 务"的前提,将系统负荷需求曲线作为确定各风电场 波动成本分摊份额的依据。在此基础上,本文提出 基于波形相似性理论的风电波动成本分摊方法。

如图1所示,以含2座并网风电场的电力系统为 例,介绍风电波动成本分摊方法计算原理。图1(c) 右图中虚线是风电场1、2联合出力曲线经等电量顺 负荷变换后的等效曲线,实线是系统内负荷需求波 动曲线,是风电场出力曲线进行等效变换的参照。

基于图1(c)中的风电实际出力曲线和等效出力 曲线,按等电量顺负荷法进行计算,可得到风电场1、





Fig.1 Equal electricity and load-following transformation for output scene of multiple wind farms

2共同并网出力的总风电波动成本 C_f。

在进行成本分摊时,首先将风电场1、2的出力 曲线均以负荷波动曲线L为跟踪目标进行等电量顺 负荷等效,并以其各自的等效曲线作为确定成本分 摊份额的参考依据;然后利用波形相似性理论,度量 各风电场实际出力曲线与其等效出力曲线的差异, 并以此求取各风电场因出力波动未能有效跟踪负荷 波动所应承担的风电波动成本分摊份额。

2.2 基于波形相似性度量理论的风电波动成本 分摊

波形相似性度量理论主要应用于信号波形的相 (似性分析研究中^[17],该研究从波形的波动变化率以 及波形的幅值角度出发。定义波动成本分摊系数为 各风电场因出力波动未能有效跟踪负荷波动所应承 担的风电波动成本份额与总风电波动成本之比,其 主要由波动变化率差异测度*S*_{vd}和波动幅值差异测 度*S*_{ad}两部分组成,对两部分进行合理组合可得到最 终的波动成本分摊系数δ_i。

2.2.1 波动变化率差异测度

波动变化率差异测度 S_{ed}表征原始风电出力波 动曲线与其等电量顺负荷等效曲线之间变化率的差 异程度。采用夹角余弦算法作为整体差异程度计算 的基础。

在计算波动变化率差异测度前,需要对风电出

力曲线进行处理。假定有原始风电场j的出力序列 $P_{wj,1}$ 、 $P_{wj,2}$ 、…、 $P_{wj,T}$,记为 $\{P_{wj,t}\}$,取其后项与前项之差 组成新的序列 $a_{j,1}$ 、 $a_{j,2}$ 、…、 $a_{j,T-1}$,记为 $\{a_{j,t}\}$ 。

$$a_{j,t} = P_{wj,t+1} - P_{wj,t} \quad t = 1, 2, \cdots, T - 1$$
(4)

对风电场j的等效场景出力序列 $P'_{w_{i,1}}$, $P'_{w_{i,2}}$,…、 $P'_{w_{i,r}}$,即 $\{P'_{w_{i,t}}\}$ 也进行类似处理,得到 $\{a'_{i,t}\}$ 。

根据夹角余弦算法,对序列 $\{a_{j,i}\}$ 和 $\{a'_{j,i}\}$ 按照式 (5)计算 $S_{vd,i^{\circ}}$

$$S_{\mathrm{vd},j} = -\frac{\sum_{t=1}^{T-1} a_{j,t} a_{j,t}'}{\sqrt{\sum_{t=1}^{T-1} a_{j,t}^2} \sqrt{\sum_{t=1}^{T-1} (a_{j,t}')^2}}$$
(5)

其中, $S_{vd,j}$ 用于衡量风电场j在2种场景下出力曲线 之间变化的差异性, 且 $S_{vd,j} \in [-1,1]$ 。 $S_{vd,j}$ 的值越大 表示风电场j实际出力曲线和等效场景出力曲线的 波动相似性越差。

2.2.2 波动幅值差异测度

波动幅值差异测度 S_{ad}用于衡量两波动曲线波动幅值整体成比例变化的差异性。夹角余弦算法对波形的幅值变化特别是幅值成比例变化等不敏感, 波动变化率差异测度 S_{vd}并不能反映两场景之间的幅值差异。故还需考虑两场景的波动曲线幅值变化 情况,引入波动幅值差异测度 S_{ad}。

风电场j的实际出力曲线和等效出力曲线序列 仍分别记为 $\{P_{w_{i},i}\}$ 和 $\{P'_{w_{i},i}\}$,则有:

$$D_{j,t} = \frac{\left| P_{wj,t} - P'_{wj,t} \right|}{P'_{wj,t}}$$
(6)

$$S_{\text{ad},j} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{T} D_{j,t}$$
(7)

其中,D_{j,t}为风电场 j 在 t 时刻的实际出力曲线和等效 出力曲线幅值之差的绝对值与等效出力曲线幅值的 比值,可以直观表示两波动曲线波动幅值的变化情 况;S_{ad,j}为风电场 j 相应序列 {D_{j,t}}的均值。S_{ad,j}的值越 大表示风电场 j 实际出力曲线和等效出力曲线的波 动幅值变化情况越不相似。

 $S_{vd,j}$ 和 $S_{ad,j}$ 的取值范围差异较大,并不能直接用 于出力曲线的波动相似性程度计算,需进一步转换。 分别基于式(8)和式(9)对 $S_{vd,j}$ 和 $S_{ad,j}$ 进行处理,将 $S_{vd,j}$ 和 $S_{ad,j}$ 的取值范围转化至[0,1]之间。

$$S'_{\text{vd},j} = \frac{S_{\text{vd},j} + 1}{2}$$
 (8)

$$S'_{\mathrm{ad},j} = \frac{S_{\mathrm{ad},j}}{\max\left(S_{\mathrm{ad}}\right)} \tag{9}$$

其中, S_{ad} ={ $S_{ad,j}$ |j=1,2,…, N_w }, N_w 为并网风电场数; max(S_{ad})表示取集合 S_{ad} 中的最大值。

对*S*_{vd,j}和*S*_{ad,j}进行加权平均,得到两场景下风电出力曲线的差异性测量值:

$$S'_{j} = \mu_{vd}S'_{d,j} + \mu_{ad}S'_{ad,j}$$
 (10)
其中, μ_{vd} 和 μ_{ad} 分别为风电场 j 在两场景下出力曲线
波动变化率差异测度 $S'_{vd,j}$ 和波动幅值差异测度 $S'_{ad,j}$
在风电出力曲线整体差异测度 S'_{j} 计算时所占的比
重,且 $\mu_{vd} + \mu_{ad} = 1_{\circ}$

2.2.3 风电装机容量对波动成本分摊的影响

由于S_{vd,j}和S_{ad,j}均经过归一化处理,已不能反映 装机容量大小对风电波动成本分摊系数的影响,为 此需要引入容量系数刻画装机容量对波动成本分摊 系数的影响。

$$K_{c,k} = \frac{C_{\text{inst},k}}{\sum_{j=1}^{N_w} C_{\text{inst},j}}$$
(11)

其中,K_{c,k}为计算风电场k波动成本分摊系数的容量 参数,体现了风电场k的装机容量与系统中总风电 装机容量的大小关系;C_{inst,i}为风电场j的装机容量。

至此,可得到风电场*k*的风电波动成本分摊系数为:

$$\delta_{k} = \frac{K_{c,k}S'_{k}}{\sum_{j=1}^{N_{w}}K_{c,j}S'_{j}} = \frac{C_{inst,k}S'_{k}}{\sum_{j=1}^{N_{w}}C_{inst,j}S'_{j}}$$
(12)

有:

$$\delta_{k} = 1 - \frac{\sum_{j=1, j \neq k}^{N_{w}} C_{\text{inst}, j} S_{j}'}{C_{\text{inst}, k} S_{k}' + \sum_{j=1, j \neq k}^{N_{w}} C_{\text{inst}, j} S_{j}'}$$
(13)

由式(13)可得,在已知系统其他风电场装机容量和出力波动特性的情况下,风电场*k*的风电波动成本分摊系数δ_i与风电场*k*装机容量的关系见图2。



图 2 风电场 k 的 波动成本分摊系数 与 装机容量的关系

Fig.2 Relationship between fluctuation cost allocation coefficient and installed capacity of wind farm k

当各风电场出力曲线与其各自等电量顺负荷曲 线的波动整体差异测度确定后,根据图2可知,δ_k将 随着装机容量增加而以1为极限不断增大。这与系 统中风电场装机容量越大,其出力波动对系统影响 越大的现实相符合。

2.2.4 本文方法实现流程

基于波形相似性度量理论的风电波动成本分摊 的具体流程图如图3所示。

假定在一时间周期内,经等电量顺负荷法测算 得到系统的总风电波动成本为*C*_t,由基于波形相似



图 3 波动成本分摊方法流程图

Fig.3 Flowchart of fluctuation cost allocation method

理论的波动成本分摊方法计算得到系统中风电场k的波动成本分摊份额为 δ_k ,则最终风电场k在该时间周期应承担的风电波动成本为:

$$C_{\mathrm{f},k} = \delta_k C_{\mathrm{f}} \tag{14}$$

3 算例分析

3.1 有效性验证

通过模拟多风电场出力场景,利用本文所提风 电波动成本分摊方法来分摊多风电场场景下的风电 场波动成本。

为简便说明,假设多风电场系统的出力场景如 图4所示,图中3座风电场的装机容量相同。



图4 简单多风电场出力场景

Fig.4 Output scene of multiple wind farms

从图中的曲线波动情况可以看出:风电场1的 出力波动曲线与系统负荷波动曲线呈现明显的反向 波动趋势,具有较强的反调峰性;风电场2的出力波 动曲线与系统负荷在波动上呈现较好的正向契合, 整体波动趋势与系统负荷波动趋势大致相同;而风 电场3的出力波动曲线波动特性则介于风电场1和 风电场2之间。

假设µ_{vd}和µ_{ad}分别取值0.8和0.2,采用基于波动 相似性理论的风电场出力波动性成本分摊计算方法 计算所模拟的各风电场的风电波动成本分摊系数, 结果如表1所示。

表1 各风电场出力波动成本分摊系数

Table 1 Fluctuation cost allocation coefficient for output of each wind farm

	output	or each w	ind furth	
风电场	$S'_{\mathrm{vd},j}$	$S'_{\mathrm{ad},j}$	S_j'	$\delta_{_j}$
1	1	1	1	0.5706
2	0.1619	0.4089	0.2113	0.1206
3	0.4637	0.8506	0.5411	0.3088

由表1可见,风电场2的出力曲线与系统负荷需 求波动曲线的波动整体差异测度*S*²₂=0.2113,为3座 风电场中的最小值;风电场1的波动整体差异测度 *S*¹₁=1,为3座风电场中的最大值;风电场3的波动整 体差异测度*S*³₃=0.5411,介于风电场1和风电场2之 间。这说明本文所提风电波动成本计算方法中的波 动整体差异测度能够正确反映各风电场出力曲线与 其各自等电量顺负荷曲线的差异程度。

3.2 实例分析

本节以气象观测站实测风速数据为例,分析不同风电场在相同时期以及同一风电场在不同时期的风电成本分摊份额。

3.2.1 数据来源及参数设置

本节算例采用美属维尔京群岛地区的风速观测站(Bovoni站和Longford站)的实测数据,该地区风能资源丰富,数据来源于美国国家新能源实验室(NREL)的公开数据。典型日负荷数据如图5所示(图中负荷为标幺值)。为了量化风电自身波动特性对分摊系数的影响,算例中的日、月、季、年负荷曲线都由该曲线连接构成,从而保证了分摊系数计算的参考基准一致。



Fig.5 Typical load curve

风电场输出功率采用以分段线性曲线表示的风 电场风速--功率转换特性求取^[18],其中切入风速为 2.5 m/s,额定风速为12 m/s,切出风速为25 m/s。 计算风电波动成本分摊系数时,时间间隔均为1 h (可根据实际需要调整),波动变化率差异和波动幅 值差异的权重分别取0.8 和0.2(可根据实际需要调 整,本文更关注波动变化率差异,故对其设置较大权 重),且假定两风电场装机容量相等。

3.2.2 风电波动成本分摊份额情况分析

首先分析同一时期不同风电场波动成本分摊。 基于Longford和Bovoni两风电场2013年的观测风速数据,计算各月风电场风电波动成本分摊系数如图





图 6 风电场 Longford 和 Bovoni 的波动成本分摊系数 Fig.6 Fluctuation cost allocation coefficient of wind farm Longford and Bovoni

由图6可见,整体而言,风电场Bovoni的出力波 动特性与负荷波动特性更相似,即该风电场的出力 更好地跟踪负荷需求的波动,因此在风电场装机容 量相同的情况下,该风电场需要承担的风电波动成 本份额将比风电场Longford要少。

单独就各风电场而言,同一风电场在不同时间 所具有的波动性也有所差异。以风电场Longford观 测站数据为例,进行以日、月和季度为周期的风电场 波动成本分摊系数计算,得到结果如图7所示。





结合表2所示的风电场Longford的波动成本分 摊系数的统计结果可见:相较于季度间波动成本分 摊系数,月间波动成本分摊系数的差异较大;而相较 于月间波动成本分摊系数,日间波动成本分摊系数 的变化更大。这说明同一风电场的统计时间窗口长 度越短,其波动特性差异越大。

表 2 虚构多风电场出力场景下风电场 Longford 出力 波动成本分摊系数

Table 2Fluctuation cost allocation coefficient for outputof wind farm Longford under virtual output scene

of multiple win	d farms
-----------------	---------

国田	Ù	支动成本分摊系	数
<u></u>	最大值	最小值	峰谷值差
日间	0.6790	0.3568	0.3222
月间	0.5595	0.4991	0.0604
季度间	0.5400	0.5027	0.0373

经计算得到风电场Longford的分年风电波动成本分摊系数为0.5214。受限于数据不足,无法计算 更长窗口长度的分摊系数。但通过现有计算结果可见,同一风电场的风电波动成本分摊系数随分摊计 算窗口长度的增大,其差异逐渐减小。这是因为时 间窗口越长,风电波动特性越趋于一致,从而使得波 动成本的分摊系数越接近。

4 结论与展望

针对风电场集群出力可能存在的平滑效应所导 致的风电波动成本难以合理分摊的问题,本文提出 基于波形相似性理论的风电波动成本分摊方法,以 各风电场的等电量顺负荷等效曲线作为参考基准, 解决各风电场出力对风电波动成本的影响交错复杂 而难以分辨的难题,通过度量风电场实际出力与其 等电量顺负荷等效曲线之间的差异性,加权组合得 到各风电场因未能有效跟踪负荷波动而应承担的风 电波动成本份额。主要结论如下。

(1)风电场的波动成本分摊系数由该风电场的 装机容量以及风电场出力波动特性与系统负荷需求 波动特性之间的差异所决定,并且风电场的风电波 动成本分摊系数随风电场装机容量的增加而以1为 极限不断增大。

(2)采用本文提出的基于波形相似性理论的风 电波动成本分摊方法得到的分摊系数计算结果可以 合理反映各风电场因未能有效跟踪负荷波动所应承 担的风电场波动成本份额,风电波动特性与负荷波 动差异越大,则应承担的分摊成本越多。

(3)同一风电场的风电波动特性在不同时间窗 口上具有一定的差异;在等装机容量大小的多风 电场算例中,随着时间跨度从日、月、季不断增大,风 电场的波动成本分摊系数峰谷值差依次递减为 0.3222、0.0604、0.0373,这表明波动特性差异随统 计时间窗口长度增大而减小,并且在长时间窗口情 况下趋于稳定。

本文主要研究风电成本分摊的方法,下一步工 作将进一步考虑如何利用上述成本分摊方法指导电 力市场环境下风电申报出力及竞价。 附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 中华人民共和国国家能源局.2019年前三季度风电并网运 行情况[EB/OL].(2019-11-04)[2019-11-22].http://www. nea.gov.cn/2019-11/04/c_138527392.htm.
- [2] 柴大鹏,史慧,薛松,等.风电并网附加成本确定性模型和随机 性模型的模拟仿真[J].电网技术,2014,38(3):687-693.
 CHAI Dapeng, SHI Hui, XUE Song, et al. Simulation of deterministic model and stochastic model of additional cost for grid-integration of wind power[J]. Power System Technology, 2014,38(3):687-693.
- [3] CHANG J, MADJAROV K, BALDICK R, et al. Renewable integration model and analysis [C] //IEEE PES T&D 2010. New Orleans, USA; IEEE, 2010; 1-8.
- [4] 曲正伟,王京波,张坤,等.考虑不确定性成本的含风电场群电力 系统短期优化调度[J].电力自动化设备,2016,36(4):137-144.
 QU Zhengwei,WANG Jingbo,ZHANG Kun, et al. Short-term optimal dispatch considering uncertainty cost for power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(4):137-144.
- [5]李茜,刘天琪,何川,等. 含风电系统的有功和备用协调优化方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):7-14.
 LI Qian,LIU Tianqi,HE Chuan,et al. Coordinated optimization of active power and reserve capacity for power grid with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(7):7-14.
- [6] 钱臻,刘建坤,陈静,等. 计及风电不确定性的含 UPFC 电力 系统的两阶段最优潮流[J]. 电力自动化设备,2017,37(3): 80-86.

QIAN Zhen,LIU Jiankun,CHEN Jing,et al. Two-stage OPF considering wind-power uncertainty for power system with UPFC [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(3):80-86.

- [7] CHEN C, ZHANG K, WU J, et al. Balancing cost analysis of large-scale integrated wind power[C]//2014 IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications(WARTIA). Ottawa, Canada: IEEE, 2014:1388-1391.
- [8] UECKERDT F, BRECHA R J, LUDERER G, et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves[J]. Energy, 2015, 90:1799-1814.
- [9] HIRTH L, UECKERDT F, EDENHOFER O. Integration costs revisited-an economic framework for wind and solar variability[J]. Renewable Energy, 2015, 74:925-939.
- [10] DING Y, SHAO C Z, YAN J Y, et al. Economical flexibility options for integrating fluctuating wind energy in power systems:the case of China[J]. Applied Energy, 2018, 228: 426-436.
- [11] ANDRIANESIS P,LIBEROPOULOS G. The "hidden cost" of renewable energy sources in electricity pool markets[C]//2012
 9th International Conference on the European Energy Market. Florence, Italy: IEEE, 2012: 1-8.
- [12] 高红均,刘俊勇,魏震波,等.考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型[J].电力自动化设备,2014,34(1):135-140.
 GAO Hongjun,LIU Junyong,WEI Zhenbo, et al. Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(1):135-140.
- [13] MILLIGAN M, E E L, HODGE B M, et al. Cost-causation and integration cost analysis for variable generation $[\rm R]$. Golden, USA: Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2011.
- [14] DAI X M, ZHANG K F, GENG J, et al. Study on variability smoothing benefits of wind farm cluster[J]. Turkish Journal

of Electrical Engineering and Computer Sciences, 2018, 26(4): 1894-1908

- [15] 江岳文,陈晓榕. 基于D-U空间混合多属性决策的风电场装机 容量优化[J]. 电网技术,2019,43(12):4451-4461. JIANG Yuewen, CHEN Xiaorong. Optimization of installed capacity of wind farm with mixed multiple attribute decisions based on D-U space[J]. Power System Technology, 2019, 43 (12):4451-4461.
- [16] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, $2006.21(3) \cdot 1371 - 1378$
- [17] 潘琢金, 王方, 周振辉. 导引头电子舱自动测试系统中波形相 似性度量问题的研究[J]. 计算机测量与控制,2010,18(6): 1355-1357,1369

PAN Zhuojin, WANG Fang, ZHOU Zhenhui. Study of waveform similarity measurement in seeker: eCabin automatic test system [J]. Computer Measurement & Control, 2010, 18(6): 1355-1357, 1369

[18] THAPAR V, AGNIHOTRI G, SETHI V K. Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines[J]. Renewable Energy, 2011, 36(11): 3166-3177.

作者简介:



陈晓榕(1994-),男,福建南安人,硕 士研究生,主要研究方向为电力系统优化运 行与风电并网等(E-mail: chenxr1994@163. com);

江岳文(1977-),女,湖南岳阳人,教 授,博士,通信作者,研究方向为风电并网优 化运行以及电力系统优化运行等(E-mail: jiangyuewen2008@163.com)

(编辑 王锦秀)

Wind power variability cost allocation method

CHEN Xiaorong, JIANG Yuewen

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: Since smoothing effect may be existing between outputs of different wind farms, the total wind power variability cost of system with multiple wind farms is not equal to the sum of variability costs of each wind farm integration respectively, which makes it difficult to reasonably allocate total wind power variability cost among each wind farm. A wind power variability cost allocation method based on waveform similarity theory is proposed. Under the premise that all the wind farm operators participating in gridconnected power generation should be responsible for tracking load fluctuation in the same system, the equal electricity and load-following equivalent transformation of output of each wind farm is carried out, and the equivalent transformation curve is taken as the benchmark for the calculation of wind power variability cost allocation coefficient. The waveform similarity method is used to measure the overall variability difference between actual wind farm output curve and equivalent output curve, and the influence of wind farm installed capacity is taken into account to determine the wind power variability cost share borne by each wind farm due to the failure of effectively tracking load fluctuation. The case results verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: wind farms; wind power integration; wind power variability cost; equal electricity and load-following; cost allocation; waveform similarity theory



图 A1 等电量顺负荷场景构建示意图

Fig.A1 Schematic diagram of scene construction by equal electricity and load-following method



Fig.A2 Schematic diagram of smoothing effect for combined output of multiple wind farms