

# 考虑风电预测区间的电力系统灵活性评估方法

唐君毅<sup>1,2</sup>, 丁碧薇<sup>3</sup>, 杨琪<sup>1</sup>

- (1. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830001;  
2. 新疆电力系统全过程仿真重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830001;  
3. 国网新疆电力有限公司乌鲁木齐供电公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

**摘要:** 高比例风电接入加剧了电力系统运行的不确定性, 充足的灵活性对系统安全可靠运行至关重要。提出了一种考虑风电预测区间的电力系统灵活性评估方法。首先, 考虑风电的随机波动特性和预测区间, 构建随机极限场景集, 表征风电出力 and 爬坡的不确定性并降低问题的复杂度。然后, 考虑机组和系统运行特性, 提出机组和系统运行灵活性综合评价指标。最后, 考虑系统运行成本约束、预测场景和随机场景的运行约束, 建立考虑风电预测区间的电力系统灵活性优化评估模型, 量化机组和系统的灵活性供给能力并保证运行鲁棒性。在改进的 IEEE 39 节点系统进行仿真分析, 验证了所提方法的可行性和有效性。

**关键词:** 风电; 不确定性; 预测区间; 极限场景; 电力系统; 灵活性; 灵活性资源; 评价指标

**中图分类号:** TM28 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed24250

## Power System Flexibility Evaluation Method Considering Wind Power Prediction Interval

TANG Junyi<sup>1,2</sup>, DING Biwei<sup>3</sup>, YANG Qi<sup>1</sup>

- (1. Electric Power Research Institute of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830001, Xinjiang, China; 2. Xinjiang Key Laboratory of Whole Process Simulation for Power System, Urumqi 830001, Xinjiang, China; 3. Urumqi Power Supply Company of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, Xinjiang, China)

**Abstract:** The integration of high proportion of wind power intensifies the uncertainty of power system operation. The sufficient flexibility is vital for the safe and reliable operation of the power system. An evaluation method of power system flexibility considering wind power prediction interval was proposed. First, considering the stochastic fluctuation and prediction interval of wind power, a stochastic extreme scenario set was constructed, which can characterize the uncertainty of wind power generation and slope climbing, and reduce the complexity of the problem. Then, considering the operating characteristics of units and power system, the comprehensive evaluation indices of operational flexibility of units and system were proposed. Finally, in view of the system cost constraints and the operating constraints under the forecast and stochastic scenarios, the flexibility optimization evaluation model considering the wind power forecast interval was established to quantify the flexibility supply capacity of units and system, so as to effectively ensure operational robustness. Simulations on the improved IEEE 39 bus system were carried out to verify the feasibility and effectiveness of the proposed method.

**Key words:** wind power; uncertainty; prediction interval; extreme scenario; power system; flexibility; flexible resources; evaluation index

随着环境污染和化石资源短缺等问题日益严峻, 构建以新能源为主体的新型电力系统支撑能源转型, 实现“碳达峰、碳中和”的双碳目标已成为共识<sup>[1]</sup>。但风电具有显著的随机性和间歇性, 难以准确预测, 其大规模并网大大增加了电力系统发电能力的间歇性和不确定性, 导致系统

灵活性需求剧增<sup>[2]</sup>, 因此提出适用于含高比例风电的电力系统灵活性评估方法, 对于系统接纳风电, 提升运行灵活性和鲁棒性具有重要意义。

电力系统灵活性是指在一定时间尺度下, 通过调用灵活性资源, 以一定的成本应对系统源网荷随机性的调节能力, 而灵活性资源指所有能够

应对波动性与不确定性的调节手段<sup>[3]</sup>。在灵活性需求评估方面,文献[4]建立了高比例可再生能源系统灵活性需求评估模型,用于指导系统的长期运行和规划。文献[5]基于鲁棒优化理论建立了节点灵活性需求评估模型。在灵活性资源评估和规划方面,文献[6]提出一种灵活性资源的量化评估模型,能够评估系统所需的灵活性资源,用于指导系统规划。文献[7]提出一种配电网中储能等灵活性资源的最优配置方法,能够实现经济性和灵活性的提升。文献[8]提出一种分布式可再生能源的灵活性评估方法,能够量化其静态和动态灵活性潜力。以上研究多从灵活性需求及资源评估的角度出发分析电力系统的灵活性,能够用于指导长期规划,但并未在系统短期运行灵活性方面开展深入探讨。

在系统运行灵活性评估方面,文献[9]提出了一系列灵活性评价指标,并建立了计及系统运行约束的灵活性评估模型,但并未考虑新能源出力的随机特性和系统运行成本,可能导致评估结果的鲁棒性和经济性较差。文献[10]利用蒙特卡洛模拟方法刻画风电不确定性,并与经济调度模型结合评估系统运行灵活性。文献[11]提出了灵活性充裕度评价指标,利用多个风电随机场景下的机组组合优化结果对系统灵活性进行评估。文献[12]在优化调度中利用电转气和热电联产机组的协调提升综合能源系统的运行灵活性,但没有考虑新能源的不确定性。文献[13]从区内有功平衡能力、网架坚强程度及跨区输电能力建立评价指标,对电力系统的灵活性进行评估。文献[14]提出一种基于随机生产模拟的系统充裕度和灵活性评估方法。上述文献利用多风电随机场景优化得到概率型的灵活性评估结果,适用于长时间尺度运行或者规划层面,对于日前和日内的短期运行阶段,难以确定系统在应对一定区域的风电波动时各时段的灵活性大小并保证鲁棒性,同时运行成本与灵活性的协调关系也鲜有文献研究。

本文提出一种考虑风电预测区间的电力系统灵活性评估方法。首先基于极限场景的概念,考虑风电预测区间生成风电出力和爬坡极限场景,进而构建随机极限场景集,表征系统运行阶段的灵活性需求并降低模型复杂度。计及火电机组和系统运行特性,提出火电机组和系统运行灵活性综合评价指标,量化机组和系统的灵活调节能力及不足程度。考虑成本约束及预测场景

和随机场景的运行约束,建立电力系统灵活性评估模型。最后在改进的IEEE 39节点系统进行仿真分析,验证所提方法的可行性和有效性。

## 1 风电随机极限场景集构建

在含风电电力系统的传统调度运行中,多采用风电功率点预测值进行调度计划制定,并要求风电场尽可能跟踪该计划出力运行<sup>[15]</sup>,但风电具有随机性和间歇性,基于点预测信息的调度模式不利于风电的消纳,且难以发挥系统灵活性资源的调节能力并保证实际运行的鲁棒性,在风电预测偏差较大或剧烈波动时可能导致极端运行方式,使得系统面临严重的安全问题。相比于风电功率点预测值,风电区间能够有效表征系统风电的随机波动特性,在其基础上进行调度优化更有利于提高系统运行的灵活性和鲁棒性,有效应对风险事件。

本节基于风电预测区间,构建风电出力和爬坡极限场景,简洁有效地表征风电不确定性。根据极限场景的概念,风电场出力均达到区间顶点的场景称作极限场景,风电场出力与预测曲线一致的场称为预测场景。图1为风电在预测区间内的出力情况, $t_i$ 为第*i*个时段, $abc$ 为预测曲线。 $\bar{a}\bar{b}\bar{c}$ 和 $\underline{a}\underline{b}\underline{c}$ 为区间内风电波动最剧烈的场景,对爬坡灵活性需求最大,能够校验系统的爬坡能力是否满足需求,而 $\bar{a}\bar{b}\bar{c}$ 和 $\underline{a}\underline{b}\underline{c}$ 分别为风电出力最大和最小的场景,对系统功率调节空间需求最大,能够校验系统的功率灵活性是否满足需求。因此,本节分别从系统灵活性的功率和爬坡特征出发,将所有时段风电场出力均位于区间上界或下界的场景作为风电出力极限场景,将相邻时段位于不同区间边界(即分别位于上界和下界)的场景作为风电爬坡极限场景,构成随机极限场景集,校验系统灵活性是否满足运行需求并保证调度计划的鲁棒性。

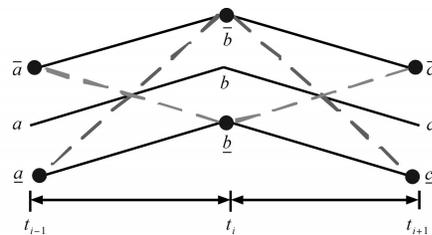


图1 风电极限场景特征分析

Fig.1 Characteristic analysis of wind power extreme scenarios

## 2 电力系统灵活性评价指标

本节从灵活性资源和系统的角度出发建立

灵活性综合评价指标,评估火电机组和系统的灵活性及灵活性不足量,量化考虑风电区间的调度模式下系统应对风电不确定性的灵活调节能力。

### 2.1 火电机组灵活性指标

灵活性资源可来自电源侧、需求侧及储能侧。考虑到目前需求侧响应和储能技术在中国电网中尚未大范围推广,而电源侧主要靠火电机组等常规电源提供灵活性,截止到2021年底,火电机组在中国的电源结构中仍占主导地位,占总装机容量的比例约为54%,是非常重要的灵活性资源,因此本文重点考虑火电机组作为灵活性资源。火电机组的灵活性由出力状态、出力边界和响应时间内的爬坡能力共同决定。机组出力范围越大、爬坡速率越快,则具有的灵活性越强。考虑灵活性的方向性和利用率,本节建立向上调节能力 $F_{g,t}^{\text{up}}$ 、向下调节能力 $F_{g,t}^{\text{down}}$ 及综合调节能力 $F_{g,t}$ 作为火电机组灵活性指标,表达式如下所示:

$$F_{g,t}^{\text{up}} = \min \{ (P_g^{\text{max}} - P_{g,t}) u_{g,t}, R_g^{\text{up}} \Delta t \} \quad (1)$$

$$F_{g,t}^{\text{down}} = \min \{ (P_{g,t} - P_g^{\text{min}}) u_{g,t}, R_g^{\text{down}} \Delta t \} \quad (2)$$

$$F_{g,t} = \frac{F_{g,t}^{\text{up}} + F_{g,t}^{\text{down}}}{P_g^{\text{max}} - P_g^{\text{min}}} \quad (3)$$

式中: $P_{g,t}$ 为火电机组 $g$ 在 $t$ 时段的有功出力; $P_g^{\text{max}}$ ,  $P_g^{\text{min}}$ ,  $R_g^{\text{up}}$ ,  $R_g^{\text{down}}$ 分别为火电机组的最大出力、最小出力、向上爬坡速率、向下爬坡速率; $u_{g,t}$ 为机组运行状态的0~1整数变量,0为停机状态,1为发电状态; $\Delta t$ 为机组响应时间,本文设置为10 min<sup>[16]</sup>。

### 2.2 系统灵活性指标

本文考虑火电机组作为系统的灵活性资源,通过火电机组灵活性叠加可得到系统灵活性。考虑灵活性的方向性和利用率,建立向上调节能力 $F_{s,t}^{\text{up}}$ 、向下调节能力 $F_{s,t}^{\text{down}}$ 和综合调节能力 $F_{s,t}$ 作为系统灵活性指标,表达式如下:

$$F_{s,t}^{\text{up}} = \sum_g F_{g,t}^{\text{up}} \quad (4)$$

$$F_{s,t}^{\text{down}} = \sum_g F_{g,t}^{\text{down}} \quad (5)$$

$$F_{s,t} = \frac{\sum_g (F_{g,t}^{\text{up}} + F_{g,t}^{\text{down}})}{\sum_g (P_g^{\text{max}} - P_g^{\text{min}}) u_{g,t}} \quad (6)$$

### 2.3 系统灵活性不足指标

对于给定的风电预测区间,电力系统并不能保证能够完全应对任意随机场景,灵活性不足时通过采取弃风和切负荷等手段保证功率实时平衡,因此本节采用极限场景下电网弃风和切负荷

功率作为系统各时段向下灵活性不足指标 $I_{s,t}^{\text{down}}$ 和向上灵活性不足指标 $I_{s,t}^{\text{up}}$ ,表达式如下:

$$I_{s,t}^{\text{down}} = \sum_w P_{w,t}^{\text{cur}} \quad (7)$$

$$I_{s,t}^{\text{up}} = \sum_n P_{n,t}^{\text{ls}} \quad (8)$$

式中: $P_{w,t}^{\text{cur}}$ ,  $P_{n,t}^{\text{ls}}$ 分别为风电场 $w$ 的弃风功率和节点负荷 $n$ 的切负荷功率。

## 3 电力系统灵活性评估模型

考虑电力系统运行约束并利用随机极限场景集表征风电的随机波动特性,本节建立考虑风电预测区间的电力系统灵活性评估模型,在满足系统运行约束和成本约束的前提下评估火电机组和系统的综合灵活性及灵活性不足量。

### 3.1 目标函数

所建灵活性评估模型以系统向上和向下调节总能力 $F_s$ 最大为目标量化系统的运行灵活性,如下式所示:

$$\max(F_s) = \sum_t (F_{s,t}^{\text{up}} + F_{s,t}^{\text{down}}) \quad (9)$$

### 3.2 运行成本约束

为最大化系统灵活性的同时保证运行经济性,需要对系统运行成本进行约束,系统运行成本 $F$ 包含两部分 $F_1$ 和 $F_2$ ,其中第一部分 $F_1$ 为火电机组在预测场景下的发电成本、启停机成本及极限场景下的调节成本, $F_2$ 为极限场景下系统灵活调节能力不足导致的弃风和切负荷惩罚成本,如下式所示:

$$\begin{cases} F = F_1 + F_2 & F \leq (1 + \xi) F_b \\ F_1 = \sum_t \sum_g C(P_{g,t}^0) + \sum_s C_g^{\text{up}} \Delta r_{g,t}^{s,\text{up}} + \\ \quad \sum_s C_g^{\text{down}} \Delta r_{g,t}^{s,\text{down}} + K_g^{\text{su}} y_{g,t} \\ F_2 = \sum_t \sum_w \sum_s C_{\text{cur}} P_{w,t}^{\text{cur},s} + \sum_t \sum_n \sum_s C_{\text{ls}} P_{n,t}^{\text{ls},s} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $\xi$ ,  $F_b$ 分别为成本约束系数和运行成本阈值; $P_{g,t}^0$ ,  $C(P_{g,t}^0)$ 分别为火电机组在预测场景下的出力和运行成本函数; $\Delta r_{g,t}^{s,\text{up}}$ ,  $C_g^{\text{up}}$ 分别为火电机组在极限场景 $s$ 下的向上调节功率及调节成本; $\Delta r_{g,t}^{s,\text{down}}$ ,  $C_g^{\text{down}}$ 分别为火电机组在极限场景 $s$ 下的向下调节功率及调节成本; $K_g^{\text{su}}$ ,  $y_{g,t}$ 分别为火电机组的开机成本及开机状态变量; $P_{w,t}^{\text{cur},s}$ ,  $C_{\text{cur}}$ 分别为在场景 $s$ 下的弃风功率及弃风惩罚系数; $P_{n,t}^{\text{ls},s}$ ,  $C_{\text{ls}}$ 分别为在场景 $s$ 下的切负荷功率及切负荷惩罚系数。

### 3.3 预测场景运行约束

系统预测场景下的运行约束如下式:

$$\sum_g P_{g,t}^0 + \sum_w P_{w,t}^0 - \sum_n P_{n,t}^0 = 0 \quad (11)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} \quad (12)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1 \quad (13)$$

$$[U_{g,t-1}^{on} - T_g^{on}] \times [u_{g,t-1} - u_{g,t}] \geq 0 \quad (14)$$

$$[U_{g,t-1}^{off} - T_g^{off}] \times [u_{g,t} - u_{g,t-1}] \geq 0 \quad (15)$$

$$u_{g,t} P_g^{\min} \leq P_{g,t}^0 \leq u_{g,t} P_g^{\max} \quad (16)$$

$$P_{g,t}^0 - P_{g,t-1}^0 \leq R_g^{\text{up}} \Delta T (1 - y_{g,t}) + P_g^{\min} y_{g,t} \quad (17)$$

$$P_{g,t-1}^0 - P_{g,t}^0 \leq R_g^{\text{down}} \Delta T (1 - z_{g,t}) + P_g^{\min} z_{g,t} \quad (18)$$

$$-P_{l,\max} \leq \sum_g A_{l,g} P_{g,t}^0 + \sum_w A_{l,w} P_{w,t}^0 - \sum_n A_{l,n} P_{n,t}^0 \leq P_{l,\max} \quad (19)$$

式中: $P_{n,t}^0, P_{w,t}^0$ 分别为负荷功率和预测场景下的风电功率; $z_{g,t}$ 为火电机组的停机动作变量; $U_{g,t}^{on}, U_{g,t}^{off}$ 分别为火电机组的已连续开机时间、停机时间; $T_g^{on}, T_g^{off}$ 分别为火电机组最小开机、停机运行时间; $\Delta T$ 为调度时间间隔,取为1h; $P_{l,\max}$ 为输电线路的输电容量; $A_{l,g}, A_{l,w}, A_{l,n}$ 分别为火电机组、风电场、节点负荷对线路 $l$ 的功率转移分布因子。

其中,式(11)为系统有功功率平衡约束,式(12)和式(13)为启停机状态约束,式(14)和式(15)为最小启停机运行时间约束,式(16)为机组出力限值约束,式(17)和式(18)为机组向上和向下爬坡速率约束,式(19)为系统线路输电功率约束。

### 3.4 极限场景运行约束

系统在极限场景 $s$ 下的约束如下:

$$\sum_g P_{g,t}^s + \sum_w (P_{w,t}^s - P_{w,t}^{\text{cur},s}) - \sum_n (P_{n,t}^0 - P_{n,t}^{\text{ls},s}) = 0 \quad (20)$$

$$u_{g,t} P_g^{\min} \leq P_{g,t}^s \leq u_{g,t} P_g^{\max} \quad (21)$$

$$P_{g,t}^s = P_{g,t}^0 + \Delta r_{g,t}^{\text{s,up}} - \Delta r_{g,t}^{\text{s,down}} \quad (22)$$

$$0 \leq \Delta r_{g,t}^{\text{s,up}} \leq u_{g,t} R_g^{\text{up}} \Delta T \quad (23)$$

$$0 \leq \Delta r_{g,t}^{\text{s,down}} \leq u_{g,t} R_g^{\text{down}} \Delta T \quad (24)$$

$$P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^s \leq R_g^{\text{up}} \Delta T (1 - y_{g,t}) + P_g^{\min} y_{g,t} \quad (25)$$

$$P_{g,t-1}^s - P_{g,t}^s \leq R_g^{\text{down}} \Delta T (1 - z_{g,t}) + P_g^{\min} z_{g,t} \quad (26)$$

$$-P_{l,\max} \leq \sum_g A_{l,g} P_{g,t}^s + \sum_w A_{l,w} (P_{w,t}^s - P_{w,t}^{\text{cur},s}) - \sum_n A_{l,n} (P_{n,t}^0 - P_{n,t}^{\text{ls},s}) \leq P_{l,\max} \quad (27)$$

其中,式(20)~式(27)所有极限场景的约束相同,式(20)考虑弃风和切负荷的系统有功功率平衡约束,式(21)为机组出力限值约束,式(22)为机组调整功率约束,式(23)和式(24)为机组上调和下调功率约束,式(25)和式(26)为机组向上和向下爬坡速率约束,式(27)为线路输电功率约束。极限场景 $s$ 和预测场景下运行变量及参数的含义相同,不再赘述。

## 4 算例分析

为验证所提方法和模型的有效性,在改进的IEEE 39节点测试系统上进行算例分析。算例系统中包含10台火电机组、19个节点负荷和46条输电线路,详细运行参数见文献[17],系统中接入3个200 MW风电场和4个300 MW风电场。弃风和切负荷惩罚成本分别设置为80 \$(/MW·h)和1 000 \$(/MW·h)。系统负荷和风电预测信息如图2所示,风电预测区间由风电预测值的±5%构成。

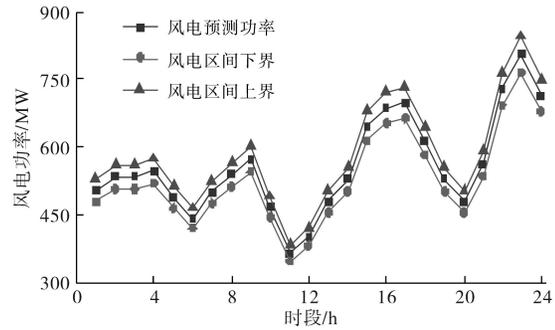


图2 系统风电预测功率和预测区间

Fig.2 System wind power generation and interval prediction

利用经济性最优为目标的优化模型计算得到系统运行成本确定运行成本阈值,并且成本约束系数设为5%。本文中的模型均为混合整数规划模型,在Matlab平台上调用商业求解器CPLEX进行求解。

### 4.1 不同运行方法的结果对比分析

本节对所提考虑风电预测区间的灵活性优化评估方法的可行性和有效性进行分析,设计以下3种方案。

方案1:不考虑风电区间的随机波动,预留10%风电预测功率的旋转备用并且考虑机组运行成本 $F_1$ 为目标函数的确定性优化模型<sup>[9]</sup>。

方案2:考虑风电区间的随机波动,以系统运行成本 $F$ 为目标函数的优化模型,约束条件为式(11)~式(27)。

方案3:考虑风电区间的随机波动,以系统灵活性 $F_s$ 为目标函数的优化模型,约束条件为式(10)~式(27),即本文所提灵活性评估方法。

为验证本文所提方案(方案3)的有效性,对比方案1、方案2的优化结果,并且利用风电随机极限场景对方案1的优化结果进行校验,其中场景1、场景2为风电出力极限(上、下界)场景,场景3、场景4为风电爬坡极限场景。3种方案的运行成本和灵活性评估结果如表1、图3~图6所示。

图3中,场景1的切负荷值都为0,因而没有场景1的柱状图。

表1 3种方案运行成本和灵活性结果

Tab.1 The operation cost and flexibility results of three schemes

方案	发电成本/\$	启停成本/\$	调节成本/\$	惩罚成本/\$	灵活性/MW
方案1	552 300	11 260	—	316 410	2 547
方案2	556 360	8 700	48 845	0	2 933
方案3	592 780	5 520	45 975	0	4 856

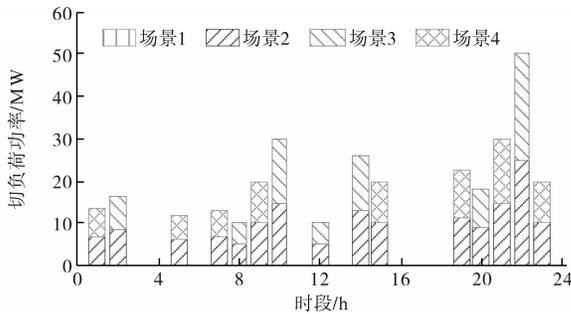


图3 4种极限场景校验下方案1的切负荷情况

Fig.3 Load shedding power value of scheme 1 under four extreme scenarios verification

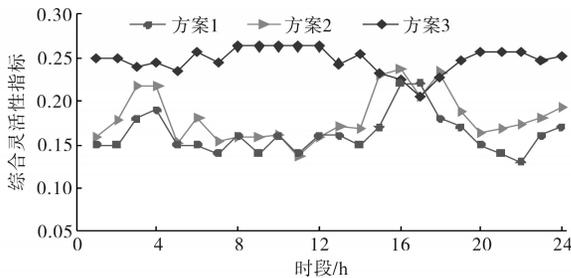


图4 3种方案的综合灵活性指标结果

Fig.4 Results of comprehensive flexibility index for the three schemes

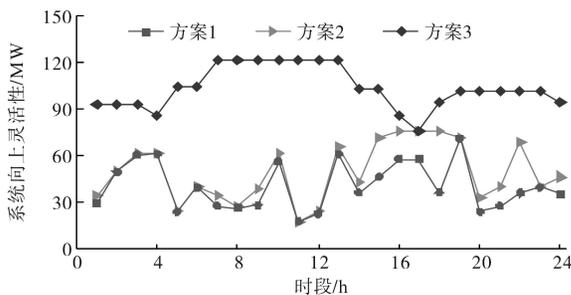


图5 3种方案的向上灵活性

Fig.5 The upward flexibility of the three schemes

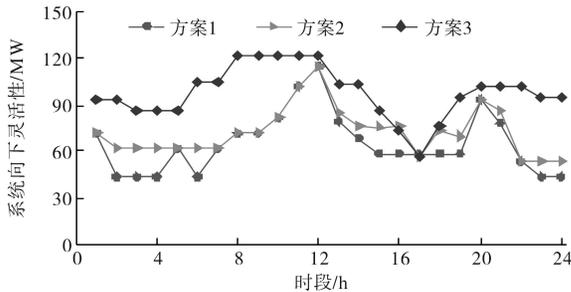


图6 3种方案的向下灵活性

Fig.6 The downward flexibility of the three schemes

由表1和图3可知,一方面,方案1的发电成本略低于方案2,但其弃风和切负荷惩罚成本非常高,且在多数时段面临严峻的切负荷风险,这是由于方案1虽预留了一定的旋转备用应对风电的随机波动,但由于其仅考虑了备用能力的单时段约束,忽略了实际运行中不同时段耦合和牵制关系,导致在风电误差场景下难以完全调用预留的备用容量,鲁棒性较差。另一方面,由图4~图6可知,方案1的系统综合灵活性及向上、向下灵活性均劣于方案2,这是由于方案1未充分考虑风电预测区间内的随机波动,为追求经济性而依赖部分经济性好的机组承担发电和旋转备用任务,使得剩余机组的出力状态接近出力边界,难以充分释放其运行灵活性。因此,本文所提模型计及风电预测区间的运行约束,能保证系统运行鲁棒性并更好地释放系统的灵活性。

由图4~图6可知,方案3优化结果中系统向上、向下灵活性及综合调节能力指标在大部分时段均大于方案2,能够更大程度地释放系统灵活性、提高应对风电随机波动的能力。同时由表1可知,相比于方案2,方案3的发电成本增加了36 420\$,极限场景下的调节成本降低了2 870\$,调度周期内的灵活性共增加了1 923 MW,这是由于方案3为了提高系统灵活性增加了开机数量,使得提供灵活性的机组变多,并且使得机组出力计划偏离了经济最优的运行点,增加了系统的运行成本。因此,相比于以经济性最优为目标的方案2,所提方法能够更全面地评估系统灵活性并保证运行鲁棒性,另一方面,最大化释放灵活性的同时,发电成本仅增加了6.5%,量化了提升系统灵活性所牺牲的经济性,能够为运行人员制定灵活的调度计划提供参考。

#### 4.2 运行成本约束的影响分析

为验证所提方法考虑运行成本约束的影响,将忽略运行成本约束的方案3设置为方案4,进行对比分析,灵活性评估结果如图7所示。

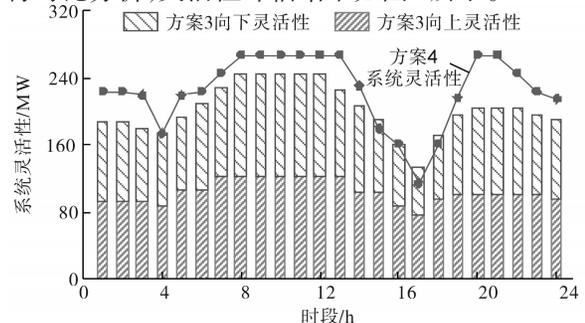


图7 方案3和方案4的灵活性结果对比

Fig.7 The comparison of flexibility results of scheme 3 and scheme 4

由图7可知,相比于方案3,方案4能够释放更多的系统灵活性,但其发电成本为654 640\$,增加了61 860\$,为了提升灵活性而过多地牺牲经济性,不能满足系统经济运行的要求,因此方案3通过考虑运行成本约束能够在提升系统运行灵活性的同时兼顾经济性,具有更好的适用性。

### 4.3 机组爬坡能力对灵活性的影响分析

火电机组的爬坡能力能够决定机组在响应时间内的调节能力,是系统灵活性的重要影响因素。本节研究机组爬坡能力对灵活性评估结果的影响,令机组的向上和向下爬坡速率分别增长为原来的1.1,1.3,1.5,1.7和1.9倍,优化结果如图8所示。

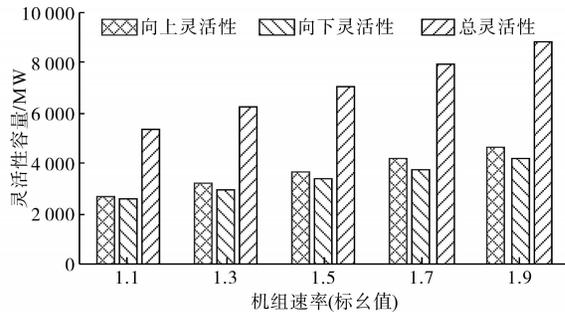


图8 不同爬坡速率下的灵活性评估结果

Fig.8 The flexibility evaluation results under different climbing rates

通过图8可以看出,随着火电机组爬坡能力的提高,系统的向上、向下及总体运行灵活性也逐渐增加,且爬坡能力越强,对灵活性的强化作用越显著,因此可以通过对机组进行改造升级,提高其爬坡能力,进而增强系统灵活性。

### 4.4 风电预测精度对灵活性的影响分析

风电预测精度是影响系统灵活性的重要因素,能够决定风电预测区间的范围,精度越差,则风电预测区间越宽。本节分析风电预测精度对系统灵活性评估结果的影响,采用方案2进行计算,结果如表2所示。

表2 不同风电预测精度下的优化结果

Tab.2 The optimization results under different wind power prediction accuracy

预测区间	发电成本/\$	调节成本/\$	惩罚成本/\$	灵活性/MW
10%	556 360	48 845	0	2 933
20%	564 490	100 740	0	3 602
25%	573 250	122 290	26 529	3 900
30%	602 460	141 490	89 800	4 356

由表2可知,随着预测精度降低,系统需要调整调度计划以释放更多的灵活性,应对不断增强的风电随机波动,同时发电成本和调节成本增

加,经济性变差。当预测区间增加至25%时,在极限场景下产生惩罚成本即出现弃风和切负荷情况,这表明系统灵活性已不能完全应对预测区间内的风电随机波动,面临弃风和切负荷风险。因此应采用技术手段提升风电预测精度,降低系统灵活性不足的风险并提高运行经济性。

## 5 结论

本文提出了一种考虑风电预测区间的电力系统灵活性评估方法。构建了基于风电预测区间的随机极限场景集,并提出火电机组和系统运行灵活性综合评价指标,评估系统的灵活运行能力。进而考虑随机场景集下的运行约束及成本约束,建立了电力系统灵活性评估模型。最后通过算例分析得到如下结论:

1) 风电随机极限场景能够有效表征风电区间内的随机波动,在模型中考虑其对应的运行约束,能够保证运行鲁棒性并释放系统灵活性。

2) 所提出的计及风电区间的灵活性评估方法能够在保证经济性的前提下评估系统的灵活性,同时保证运行鲁棒性,能够为系统灵活运行提供指导。

3) 机组爬坡能力越大,系统的灵活性越强,同时风电预测精度越差,则要求系统释放更多的灵活性并且经济性变差,因此可通过增强机组爬坡能力提升灵活性和提高风电预测精度,降低系统灵活性需求,保证系统灵活鲁棒运行。

### 参考文献

[1] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等. 新型电力系统的“碳视角”:科学问题与研究框架[J]. 电网技术,2022,46(3):821-833.  
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022,46(3):821-833.

[2] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):9-19.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(1):9-19.

[3] 鲁宗相,李海波,乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化,2016,40(13):147-158.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renew-

- able energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13):147-158.
- [4] GUERRA K, HARO P, GUTIÉRREZ R E, et al. Facing the high share of variable renewable energy in the power system: flexibility and stability requirements[J]. Applied Energy, 2022, 310:118561.
- [5] WEI W, CHEN Y, WANG C, et al. Nodal flexibility requirements for tackling renewable power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4):3227-3237.
- [6] JEONG J, LEE B. A framework for estimating flexible resources according to future Korean renewables scenario: robust optimization approach considering multiple uncertainties[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 118:105728.
- [7] GHAEMI S, SALEHI J. Assessment of flexibility index integration into the expansion planning of clean power resources and energy storage systems in modern distribution network using benders decomposition[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(2):231-242.
- [8] RIAZ S, MANCARELLA P. Modelling and characterisation of flexibility from distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(1):38-50.
- [9] 周光东,周明,孙黎滢,等.含波动性电源的电力系统运行灵活性评价方法研究[J].电网技术,2019,43(6):2139-2146.  
ZHOU Guangdong, ZHOU Ming, SUN Liying, et al. Research on operational flexibility evaluation approach of power system with variable sources[J]. Power System Technology, 2019, 43(6):2139-2146.
- [10] 李海波,鲁宗相,乔颖,等.大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J].电网技术,2015,39(6):1672-1678.  
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6):1672-1678.
- [11] 赵福林,俞啸玲,杜诗嘉,等.计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估[J].电力系统保护与控制,2021,49(1):42-51.  
ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1):42-51.
- [12] 周晟锐,刘继春,张浩禹,等.考虑管存动态特性的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J].电气传动,2021,51(13):69-74.  
ZHOU Shengrui, LIU Jichun, ZHANG Haoyu, et al. Low-carbon economic dispatch of electric-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of storage[J]. Electric Drive, 2021, 51(13):69-74.
- [13] 游广增,汤翔鹰,胡炎,等.基于典型运行场景聚类的电力系统灵活性评估方法[J].上海交通大学学报,2021,55(7):802-813.  
YOU Guangzeng, TANG Xiangying, HU Yan, et al. Flexibility evaluation method for power system based on clustering of typical operating scenarios[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2021, 55(7):802-813.
- [14] 马静洁,张少华,李雪,等.发电系统充裕度与灵活性的随机评估[J].电网技术,2019,43(11):3867-3874.  
MA Jingjie, ZHANG Shaohua, LI Xue, et al. Stochastic assessment of adequacy and flexibility of power generation systems[J]. Power System Technology, 2019, 43(11):3867-3874.
- [15] 雷翌,刘继春,魏平校,等.考虑资源共享的区域互联系统分布式调度[J].电气传动,2022,52(5):54-61.  
LEI Yi, LIU Jichun, WEI Pingan, et al. Distributed scheduling of regional interconnection systems considering resource sharing[J]. Electric Drive, 2022, 52(5):54-61.
- [16] 肖定垚,王承民,曾平良,等.考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J].电力自动化设备,2015,35(7):120-125.  
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7):120-125.
- [17] ZHANG G, LI F, XIE C. Flexible robust risk-constrained unit commitment of power system incorporating large scale wind generation and energy storage[J]. IEEE Access, 2020, 8:209232-209241.

收稿日期:2022-03-21

修改稿日期:2022-04-19