

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190798

# 计及需求响应的含风电电力系统旋转备用优化配置策略

陈志杰<sup>1</sup>, 李凤婷<sup>1</sup>, 黄蓉<sup>2</sup>

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网甘肃省电力公司电力科学研究院, 甘肃 兰州 730070)

**摘要:** 风电大规模并网影响了电力系统的稳定运行, 且存在消纳困难。为保证含风电电力系统的可靠性, 提出了一种计及需求响应的旋转备用优化配置策略。该策略在分析风电出力及负荷预测误差的前提下, 考虑可控负荷需求响应能力, 以系统发电总成本最小为目标建立电源优化组合模型。采用 GUROBI 求解器对模型优化求解。经仿真验证, 该策略在保证电网稳定运行的前提下, 可提高电力系统运行的经济性, 增强常规机组提供旋转备用的能力, 促进风电消纳, 具有较高的工程应用性。

**关键词:** 需求响应; 可控负荷; 分时电价; 旋转备用

## Spinning reserve optimal configuration strategy of a wind power system with demand response

CHEN Zhijie<sup>1</sup>, LI Fengting<sup>1</sup>, HUANG Rong<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. State Grid Gansu Electric Power Corporation Electric Power Research Institute, Lanzhou 730070, China)

**Abstract:** The large-scale grid connection of wind power has affected the stable operation of the power system, and there are difficulties in consumption. In order to ensure the reliability of the wind power system, this paper proposes a rotating standby optimization configuration strategy that takes into account the demand response. Based on the analysis of wind power output and load forecasting error, this strategy considers the controllable load demand response capability and establishes a power supply optimization combination model with the minimum total system power generation cost as the goal. The model optimization is solved using the GUROBI solver. The simulation proves that the strategy can improve the economical operation of the power system under the premise of ensuring the stable operation of the power grid, enhance the ability of the conventional unit to provide rotary standby, and promote wind power consumption. It has high engineering applicability.

This work is supported by Science and Technology Supporting Xinjiang Project of the Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2017E0277) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGGSKY00FJWT1900165).

**Key words:** demand response; controllable load; time-of-use price; spinning reserve

## 0 引言

风电固有的随机性、波动性等特点严重影响系统稳定运行。随着新能源并网发电规模不断扩大, 对系统的旋转备用需求骤增, 且新能源发电消纳能力严重不足。电网智能化背景下, 灵活可控负荷与电网交互性增强, 可控负荷参与调度有助于提高系统可靠性及经济性。为保障电力系统安全稳定运行且促进风电消纳, 需改进原有运行方式, 配备适量的旋转备用并将可控负荷纳入调度计划以应对风电

出力及负荷的不确定性。

国内外学者对含风电电力系统旋转备用优化配置问题大多从系统运行的可靠性<sup>[1-4]</sup>、经济性及风险性<sup>[5-10]</sup>等方面展开研究。文献[1-4]分别从源网荷三个方面对系统旋转备用优化问题展开研究。文献[1-2]从源的角度分别研究了风电高渗透电网中风电提供旋转备用及提高风功率预测精度对系统旋转备用的优化配置。文献[3]从网的角度考虑网络约束和传输线的中断概率, 提出一种优化输电线路故障的电力系统旋转备用新模型。文献[4]从荷的角度引入序列运算理论以精确表示各时段净负荷的概率密度函数离散序列, 从而优化正负旋转备用的配置。然而旋转备用配置问题需要源网荷三方面协调解决,

基金项目: 新疆维吾尔自治区科技支疆项目资助(2017E0277); 国家电网公司科技项目资助(SGGSKY00FJWT1900165)

仅从某一方面考虑难以保证得到系统最优解。

文献[5]通过分摊含风电电力系统旋转备用费用,引导系统降低备用需求,提高系统经济性。文献[6]基于不同置信水平下的经济性优化旋转备用需求。文献[7-10]以期望旋转备用效益最大和风险最小为优化目标,优化得到的正负旋转备用容量,兼顾了系统的可靠性与经济性。上述文献在确定旋转备用容量时,虽然考虑了系统的经济性,但未计及用户侧可调度资源,并非全局最优解。文献[11-13]考虑用户侧需求响应建立旋转备用优化模型,研究分时电价和可中断负荷的实施对旋转备用效益的影响,得到系统最优旋转备用容量。但并未就需求响应对旋转备用容量配置的影响进行深入分析。

本文在现有研究的基础上,针对含风电电力系统调峰能力薄弱以及风电消纳水平低的问题,从源网荷协调的角度提出计及需求响应的旋转备用优化配置策略。该策略考虑风电出力及负荷预测的不确定性,并根据需求响应特点建模。进一步建立旋转备用约束模型并采用 GUROBI 求解器求解。通过算例分析验证该策略的正确性和有效性。

## 1 风电出力及负荷不确定性建模

风电出力随机,同常规机组相比,无法通过控制出力实现灵活、准确的调度,且需要常规机组提供旋转备用来保证电力系统安全稳定运行。当风电并网电量超出系统消纳能力时,则会采取弃风限电措施。由于负荷的随机性和时变性,需要系统提供旋转备用追踪负荷变化,保障功率平衡。近年来负荷增长的多样性加重了系统旋转备用配置难度。本节针对含风电电力系统旋转备用亟待克服的困难,建立风电出力及负荷不确定性模型。

### 1.1 风电场出力不确定性建模

风电机组输出功率  $p_w$  可用风速  $v$  的分段函数表示<sup>[14-15]</sup>,即

$$P_w^{yc} = g(v) = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_1 \\ (k_2 v^2 + k_1 v + k_0) P_r, & v_1 < v \leq v_r \\ P_r, & v_r < v \leq v_0 \\ 0, & v_0 < v \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $v_1$  表示切入风速;  $v_r$  表示额定风速;  $v_0$  表示切出风速;  $P_r$  表示风电机组额定功率;  $k_0$ 、 $k_1$  和  $k_2$  为常数,根据  $v_1$  和  $v_r$  求得。

考虑风电出力的不确定性,可在风电预测出力  $P_w^{yc}$  基础上叠加预测误差,用  $\Delta \varepsilon_w$  来表示,则风电实际出力  $P_w$  为

$$P_w = P_w^{yc} + \Delta \varepsilon_w \quad (2)$$

式中:  $\Delta \varepsilon_w$  服从均值为 0、方差为  $\sigma_{w,t}^2$  的正态分布。标准差  $\sigma_{w,t}$  用风电出力预测值和风电总装机容量  $R_z$  表示如下:

$$\sigma_{w,t} = \frac{1}{5} P_w^{yc} + \frac{1}{50} R_z \quad (3)$$

### 1.2 负荷不确定性建模

设定  $t$  时刻的负荷预测值为  $p_{l,t}$ , 并认为负荷预测偏差服从正态分布,即

$$f_1(\Delta p_l) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{\Delta p_l^2}{2\sigma^2}} \quad (4)$$

式中:  $\Delta p_l$  为负荷预测误差;  $\sigma^2$  为负荷预测误差的方差。

## 2 需求响应建模

新能源发电装机容量增长的同时,负荷结构发生显著变化,高峰负荷快速增长,导致负荷峰谷差逐年增长。电力调度调峰能力不足时,一般采取拉闸限电等措施来满足功率平衡,严重影响用户用电满意度。电网的智能化改造,使用户负荷的用电灵活动不断提高。对负荷的有序利用,可极大提高系统的调度能力,提高系统运行的经济性<sup>[16-18]</sup>。本节主要对两类可控负荷进行建模,以研究需求响应对旋转备用配置的影响。

### 2.1 可中断负荷模型

可中断负荷可根据系统功率平衡情况对其进行部分或全部中断。可中断负荷响应速度快,可替代部分火电机组提供旋转备用辅助服务,有助于保障系统功率平衡。用 0-1 变量表示可中断负荷在时段  $t$  的中断状态,  $u_{i,t} = 1$  表示负荷  $i$  在时段  $t$  被中断。

1) 调度后负荷  $i$  在时段  $t$  的功率

$$P_{i,t}^{cut} = (1 - u_{i,t} \alpha_i) P_{i,t}^{cut*} \quad (5)$$

式中:  $P_{i,t}^{cut*}$  为负荷  $i$  在  $t$  时段调度前的用电功率;  $\alpha_i$  为负荷中断系数,  $0 < \alpha_i \leq 1$ ,  $\alpha_i = 1$  表示负荷  $i$  被全部中断。

2) 调度后给予用户  $i$  的补偿费用

$$C_i^{cut} = \sum_{t=1}^T [u_{i,t} \alpha_i P_{i,t}^{cut*} C_{price}^{cut}] \quad (6)$$

式中,  $C_{price}^{cut}$  为中断单位功率负荷的补偿费用。

3) 中断时间及频次约束

$$\sum_{t=1}^T u_{i,t} \leq T_{max}^{sum} \quad (7)$$

$$M_i^{cut} \leq N_{max,i}^{cut} \quad (8)$$

式中:  $T_{\max}^{\text{sum}}$  为调度周期内负荷中断的最大持续时间;  $M_i^{\text{cut}}$  为可中断负荷  $i$  实际被调用次数;  $N_{\max,i}^{\text{cut}}$  为调度周期内允许的最大负荷中断次数。

## 2.2 可平移负荷模型

可平移负荷是用户响应分时电价, 追求最小用电成本的可控负荷。其响应速度慢, 但规模较大, 主要改变负荷用电趋势, 平滑负荷用电曲线, 从根本上降低对常规机组的旋转备用需求, 常应用于日前调度。

1) 响应分时电价后  $t$  时段可平移负荷

$$P_y(t) = P_{y,t}^{\text{fore}} + P_{y,t}^{\text{in}} - P_{y,t}^{\text{out}} \quad (9)$$

式中:  $P_{y,t}^{\text{fore}}$  为日前调度预测的  $t$  时段负荷;  $P_{y,t}^{\text{in}}$ 、 $P_{y,t}^{\text{out}}$  分别为转入  $t$  时段的负荷和转出  $t$  时段的负荷。

2) 平移量约束

$$\begin{cases} P_y(t) - P_y(t-1) \leq P_y^{\max} \\ \sum_{t=1}^T P_y(t) \times \Delta t = \sum_{t=1}^T P_{y,0}(t) \times \Delta t \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_{y,j}(t-1)$  为可平移负荷在  $t-1$  时段响应后功率;  $P_y^{\max}$  为负荷允许的最大变化功率;  $P_{y,0}(t)$  为负荷在  $t$  时段的初始用电功率。

3) 等效调度成本

$$S_j = \sum_{t=1}^T [C_{y,0}(t) P_{y,0,j}(t) \Delta t - C_y(t) P_{y,j}(t) \Delta t] \quad (11)$$

式中:  $C_{y,0}(t)$  为  $t$  时刻的原始电价;  $C_y(t)$  为  $t$  时刻的分时电价;  $P_{y,j}(t)$  为可平移负荷  $j$  在  $t$  时刻的实际功率;  $\Delta t$  为采样时间。

## 3 旋转备用优化模型

### 3.1 目标函数

由系统发电成本、发电侧正负旋转备用成本、弃风成本和需求侧响应成本优化求解出系统最小发电总成本  $C_{\min}$  [19-23]。

$$\begin{cases} C_{\min} = \sum_{t=1}^T F(t) + F_{\text{wc}} + F_{\text{SR}} + F_{\text{load}} \\ F(t) = \sum_{i=1}^N [a_i P_{G,i}^2(t) + b_i P_{G,i}(t) + c_i] \\ F_{\text{wc}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{wc}} (P_{\text{w},t}^{\text{yc}} - P_{\text{w},t}) \\ F_{\text{SR}} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (\alpha_{i,u} \bar{R}_{i,t} + \alpha_{i,d} \underline{R}_{i,t}) \\ F_{\text{load}} = \sum_{i=1}^I C_i^{\text{cut}} + \sum_{j=1}^J S_j \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $F(t)$  为火电机组在  $t$  时刻总的出力经济成本;  $P_{G,i}(t)$  为发电机  $i$  在  $t$  时刻的出力;  $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$  为火电机组的单位出力煤耗系数;  $F_{\text{wc}}$  为弃风惩罚成本;  $C_{\text{wc}}$  为弃风惩罚的价格;  $F_{\text{SR}}$  为旋转备用成本;  $\alpha_{i,u}$  与  $\alpha_{i,d}$  分别为上下旋转备用价格;  $\bar{R}_{i,t}$  与  $\underline{R}_{i,t}$  分别为上下旋转备用容量;  $F_{\text{load}}$  为需求响应成本。

### 3.2 主要约束

常规优化潮流模型的约束条件主要包括以下几个。

1) 有功功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i}(t) + P_{\text{w},t} = P_{\text{L},t} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{w},t}$  为  $t$  时刻风电并网功率;  $P_{\text{L},t}$  为  $t$  时刻总用电负荷。

2) 发电厂出力约束

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \quad (14)$$

$$P_{\min}^{\text{w}} \leq P_{\text{w},t} \leq P_{\max}^{\text{w}} \quad (15)$$

式中:  $P_{i,\max}$ 、 $P_{i,\min}$  为常规机组出力的上下限;  $P_{\max}^{\text{w}}$ 、 $P_{\min}^{\text{w}}$  为风电机组出力的上下限。

3) 输电线路传输功率约束

$$P_{l,t} \leq P_l^{\max} (l \in b_{\text{ranch}}) \quad (16)$$

式中,  $P_l^{\max}$  为线路  $l$  传输的有功功率上限。

4) 常规机组爬坡率约束

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{i,\text{up}} \\ P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq R_{i,\text{down}} \end{cases} \quad (17)$$

式中,  $R_{i,\text{up}}$  和  $R_{i,\text{down}}$  为机组  $i$  单位时间爬坡功率和下降功率限值。

5) 正负旋转备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^G (P_{i,\max} - P_{i,t}) \geq \bar{R}_t \\ \sum_{i=1}^G (P_{i,t} - P_{i,\min}) \geq \underline{R}_t \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $\bar{R}_t$ 、 $\underline{R}_t$  分别为  $t$  时刻负荷和风电波动需要满足的上调备用和下调备用值。

## 4 求解

本文采用 Matlab 工具箱 YALMIP 编程求解上述混合整数线性规划问题, 其中求解器为 GUROBI。其求解流程如下:

- 1) 输入风电出力及负荷预测数据;
- 2) 设定常规机组参数、需求响应模型参数及约束条件;

3) 采用 GUROBI 求解器求解机组组合, 确定各机组出力计划及旋转备用能力;

4) 由分时电价, 调整可平移负荷各时段预测值, 重复步骤 3);

5) 根据设定的风电及负荷波动案例, 调整可中断负荷用电情况, 重复步骤 3)。

## 5 算例分析

### 5.1 算例参数

本文采用 6 台火电机组及 5 个风电场组成的电力系统进行仿真分析。其中火电机组参数如表 1 所示, 风电场共由 200 台装机容量为 1.5 MW 的风电机组组成。火电机组的运行成本为 252 元/MW·h, 旋转备用成本为 130 元/MW·h。弃风惩罚成本为 180 元/MW·h。定义系统旋转备用能力为火电机组装机容量与各时段负荷的比值。

表 1 火电机组参数

Table 1 Thermal power unit parameters

类型	出力上限/ MW	出力下限/ MW	上爬坡率/ (MW/h)	下爬坡率/ (MW/h)	机组数
火电 1	300	150	160	160	2
火电 2	240	120	130	130	4

负荷及风电出力预测数据如表 2 所示。将 8:00—22:00 时段作为峰段, 执行峰时电价 0.57 元/kW·h; 22:00—次日 8:00 作为谷段, 执行谷时电价 0.29 元/kW·h。原始电价为 0.5 元/kW·h。可中断负荷的调度成本为 225 元/MW·h。可中断负荷容量为 50 MW。

表 2 负荷及风电出力预测数据

Table 2 Load and wind power output forecast data

时段	负荷预测/ MW	风电出力 预测/MW	时段	负荷预测/ MW	风电出力 预测/MW
1	590	184.8	13	1 130	40.4
2	500	172.6	14	1 287	41.4
3	444	147.7	15	1 421	23.7
4	439	150.4	16	1 500	21.6
5	465	153.1	17	1 432	22
6	498	135.8	18	1 401	34.0
7	576	75.1	19	1 335	66.6
8	612	120.8	20	1 140	111.1
9	656	150.6	21	964	112.8
10	698	132.8	22	846	121.4
11	747	80	23	770	150.2
12	938	51	24	651	120.2

### 5.2 结果分析

由于风电出力的不确定性, 常规机组的总装机

容量若接近日最大负荷则系统旋转备用能力不足, 存在切负荷风险。由算例数据分析可知, 16:00 时段备用容量不足, 旋转备用能力为 104%, 且负荷峰谷差达到了 1 061 MW, 若新增常规机组出力, 则边际成本过高, 经济性差。电力系统调度陷入两难境地。而通过分时电价的激励, 可改变可平移负荷用电趋势, 如表 3 数据。由表 3 可见峰值负荷降为 1 084 MW, 远小于常规火电机组出力总额, 此时的峰谷差减少到 484 MW。调整机组组合及出力分配可减少发电成本高的火电机组开机数量, 极大提高系统运行的经济性。减少了系统 27.7% 旋转备用需求, 而且提高了系统运行的经济性, 系统的旋转备用能力达到 121.8%。电力用户在分时电价前后的电费支出分别为 10 520 000 元、10 061 080 元, 可见居民用电负荷响应分时电价节约用电成本约 4.4%。

表 3 分时电价前后负荷数据

Table 3 Time-of-use electricity price before and after load data

时段	负荷值 (前)/MW	负荷值 (后)/MW	时段	负荷值 (前)/MW	负荷值 (后)/MW
1	590	600	13	1 130	908
2	500	743	14	1 287	1 015
3	444	710	15	1 421	1 047
4	439	603	16	1 500	992
5	465	735	17	1 432	1 020
6	498	806	18	1 401	925
7	576	743	19	1 335	1 008
8	612	789	20	1 140	1 084
9	656	843	21	964	913
10	698	808	22	846	934
11	747	955	23	770	1 072
12	938	900	24	651	887

可中断负荷作为一种等效的旋转备用, 相比于常规机组提供的旋转备用, 具有响应速度快、成本低、容量小等特点。当负荷或风电出力短时波动时, 优先调整可中断负荷可及时保证功率平衡, 当波动尺度过大时, 在调用常规机组旋转备用, 既满足了系统可靠性要求, 又减少了旋转备用容量, 提高了系统运行的经济性。

如图 1 所示为分时电价执行后的日内旋转备用配置计划, 分别考虑了计及可中断负荷和不含可中断负荷两种情况并给出了可中断负荷计划调用曲线。由于常规机组提供旋转备用的成本分为容量成本和调用成本, 而调用可中断负荷只需调用补偿成

本, 故而在满足约束条件的前提下, 优先调用可中断负荷可进一步提高系统经济性。通过计算分析, 计及可中断负荷的配置计划相比于未考虑可中断负荷的计划节约成本近 24.6%。

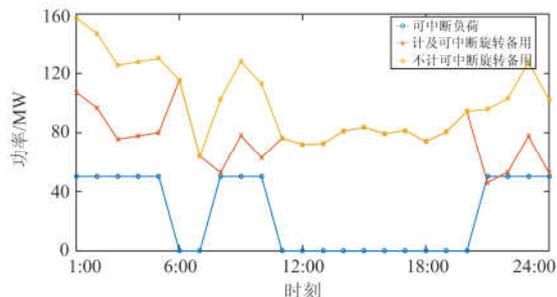


图 1 日内旋转备用配置计划

Fig. 1 Intraday spinning reserve configuration plan

## 6 结论

风电大规模并网以及分时电价和可中断负荷的实施, 给发电侧旋转备用的配置带来了新的挑战与机遇。本文考虑分时电价、可中断负荷对旋转备用优化配置的影响而进行研究, 结论如下:

1) 分时电价改变了居民的用电习惯, 部分可平移负荷响应调度激励, 将用电提前或延后, 分散了用电高峰时的用电需求, 减轻了常规机组的调峰压力, 优化了机组组合, 降低了系统旋转备用需求, 等效提高了常规机组提供旋转备用的能力, 在满足供电可靠性的前提下, 进一步降低了系统的供电成本。

2) 可中断负荷由于响应迅速, 在系统出现短时功率失衡时, 先于常规机组响应, 可及时平抑波动, 提高了电力系统的稳定性, 同时抵消了部分由常规机组提供的旋转备用容量, 大大提高了系统整体运行的经济效益。但是可中断负荷规模较小, 亟需电网智能化改造, 扩大来源。

3) 受用户用电习惯惯性影响, 可平移负荷只能预测趋势而不能建立精准模型; 用电负荷中冷热负荷比例较高、用电持续时间长及具有热惯性, 可通过增设蓄热/冷装置来分散用电规模及时段或通过热源、气源替代部分用电负荷, 使多源互补, 以此提高整体的经济性和可靠性。

## 参考文献

[1] 陈厚合, 王杨, 张儒峰, 等. 考虑源荷协调的风电并网系统旋转备用容量优化[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 185-192.  
CHEN Houhe, WANG Yang, ZHANG Rufeng, et al. Spinning reserve capacity optimization considering coordination between source and load for power system

with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 185-192.

[2] 张志, 徐忱, 李新鹏, 等. 考虑大规模风电接入的电力系统旋转备用容量优化[J]. 华北电力技术, 2017(11): 6-11.  
ZHANG Zhi, XU Zhen, LI Xinpeng, et al. Optimization Of spinning reserve capacity of power system with wind-power[J]. North China Electric Power, 2017(11): 6-11.

[3] QIN P, BIE Z, LIAN H, et al. Optimizing spinning reserve requirement of power system with transmission line fault[C] // 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, October 25-28, 2016, Xi'an, China.

[4] 吕智林, 孙顺吉, 汤泽琦, 等. 基于序列运算理论的微电网正负旋转备用容量优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(20): 100-109.  
LÜ Zhilin, SUN Jishun, TANG Zeqi, et al. Optimal scheduling of plus and minus spinning reserve in microgrid based on sequence operation theory[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(20): 100-109.

[5] 邵立政, 刘荣辉, 汪红波, 等. 基于条件风险价值的备用成本分摊方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 23-30.  
SHAO Lizheng, LIU Ronghui, WANG Hongbo, et al. A method for cost allocation of reserve based on conditional value at risk[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 23-30.

[6] 郭永明, 李仲昌, 尤小虎, 等. 计及备用容量优化配置的风火联合随机经济调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(24): 31-36.  
GUO Yongming, LI Zhongchang, YOU Xiaohu, et al. Stochastic economic dispatch model for joint delivery of wind power and thermal power generation system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(24): 31-36.

[7] 刘怡君, 夏晨杰, 关惠方, 等. 电力市场下风电电力系统旋转备用风险-成本模型[J]. 电力工程技术, 2019, 38(1): 42-48.  
LIU Yijun, XIA Chenjie, GUAN Huifang, et al. Risk-cost model of spinning reserve of power system incorporated wind power in electricity market[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(1): 42-48.

[8] 刘兴宇, 温步瀛, 江岳文. 基于加权半方差的含风电电力系统旋转备用效益研究[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 103-108.  
LIU Xingyu, WEN Buying, JIANG Yuewen. Research of spinning reserve benefit based on weighted semi-variance

- for power system with wind power[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(9): 103-108.
- [9] 陈彦秀, 彭怡峰, 李怡舒, 等. 考虑弃风与失负荷损失的含风电系统旋转备用优化调度[J]. *电力科学与工程*, 2016, 32(4): 8-13.  
CHEN Yanxiu, PENG Yifeng, LI Yishu, et al. Wind power system considering waste wind and loss of load loss optimal rotation scheduling[J]. *Electric Power Science and Engineering*, 2016, 32(4): 8-13.
- [10] 刘兴宇, 温步瀛, 江岳文. 基于条件风险价值的含风电电力系统旋转备用效益研究[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(9): 169-178.  
LIU Xingyu, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on the benefit from spinning reserve in wind power integrated power system based on conditional value at risk[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(9): 169-178.
- [11] 杨昆, 苟庆林, 夏能弘. 考虑需求侧响应的风电并网系统旋转备用优化[J]. *水电能源科学*, 2019, 37(4): 197-201.  
YANG Kun, GOU Qinglin, XIA Nenghong. Spinning reserve optimization of wind power integration considering demand side response[J]. *Water Resources and Power*, 2019, 37(4): 197-201.
- [12] 陈志杰, 李凤婷, 赵新利, 等. 考虑源荷特性的双层互动优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(1): 135-141.  
CHEN Zhijie, LI Fengting, ZHAO Xinli, et al. A bi-level interactive optimization scheduling considering source-load characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(1): 135-141.
- [13] 刘兴宇, 温步瀛, 江岳文. 考虑用户侧响应的含风电电力系统旋转备用效益研究[J]. *电力科学与技术学报*, 2018, 33(2): 27-34.  
LIU Xingyu, WEN Buying, JIANG Yuewen. Study on the spinning reserve benefit considering demand response in power system containing wind power[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2018, 33(2): 27-34.
- [14] CHEN H, KONG Y. Optimal spinning reserve for wind power integrated system using CVaR[C] // 2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific), August 31-September 3, 2014, Beijing, China.
- [15] LI Yang, YANG Zhen, LI Guoqing, et al. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(2): 1565-1575.
- [16] MEHLAWAT M K, GUPTA P. Fuzzy chance-constrained multi objective portfolio selection mode[J]. *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, 2014, 22(3): 653-671.
- [17] 齐先军, 程桥, 吴红斌, 等. 激励型需求响应对配电网运行可靠性的影响[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(22): 5319-5326.  
QI Xianjun, CHENG Qiao, WU Hongbin, et al. Impact of incentive-based demand response on operational reliability of distribution network[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(22): 5319-5326.
- [18] WANG J, ZHONG H, MA Z, et al. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J]. *Applied Energy*, 2017, 202(9): 772-782.
- [19] LI Y, JU P, YONG T, et al. A distributed strategy for flexible load as Spinning Reserves in power system[C] // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 26-30, 2015, Denver, CO, USA.
- [20] ZENG Y, ZHOU B, ZHU W, et al. An improved risk assessment considering spinning reserve of power system with wind farm integration[C] // TENCON 2015 - 2015 IEEE Region 10 Conference, November 1-4, 2015, Macao, China.
- [21] LI J, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2018, 3(3): 21-34. DOI: 10.1186/s41601-017-0074-9.
- [22] TANEJA J, LUTZ K, CULLER D. The impact of flexible loads in increasingly renewable grids[C] // IEEE International Conference on Smart Grid Communications, October 21-24, 2013, Vancouver, BC, Canada: 265-270.
- [23] 刘小聪, 王蓓蓓, 李扬, 等. 计及需求侧资源的大规模风电消纳随机机组组合模型[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(14): 3714-3723.  
LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Stochastic unit commitment model for high wind power integration considering demand side resources[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(14): 3714-3723.

收稿日期: 2019-09-10; 修回日期: 2020-01-09

作者简介:

陈志杰(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统调度优化; E-mail: czj1075473638@163.com

李凤婷(1965—), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为含间歇性能源、负荷的系统运行控制与保护。E-mail: xjlf2009@sina.com

(编辑 葛艳娜)