

# 变速与变桨协调的风电机组平滑功率控制

汤雪松<sup>1</sup>, 殷明慧<sup>1</sup>, 李冬运<sup>1</sup>, 刘建坤<sup>2</sup>, 周连俊<sup>3</sup>, 邹 云<sup>1</sup>

(1. 南京理工大学自动化学院, 江苏省南京市 210094; 2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏省南京市 211103;  
3. 新疆金风科技股份有限公司, 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市 830026)

**摘要:** 考虑到风电功率秒级波动对电网频率稳定的影响, 需要对风电机组输出功率进行平滑控制。现有依靠风电机组实现风电功率平滑控制的方法大都存在频繁变桨的问题。为此提出了协调变速与变桨的平滑功率控制方法。该方法通过分离桨距角的上调和下调动作, 将传统的基于变桨调节的恒转速(转速上限)控制转变为转速区间控制, 使风轮机能够在任意桨距角下变速运行, 从而更大程度地利用风轮机动能来平滑风电功率波动。因此, 该方法在保证平滑控制效果的同时, 能有效降低变桨动作频率和幅度, 并减小变桨伺服机构的疲劳和叶片载荷。最后, 基于风电机组模拟器的实验验证了所提方法的有效性。

**关键词:** 风力发电; 平滑功率控制; 桨距角; 动能缓冲; 变速控制; 变桨调节

## 0 引言

随着风电大规模接入电网, 风电功率秒级波动将使电力系统面临严峻的频率稳定问题<sup>[1-2]</sup>。为此, 平滑风电机组输出功率, 成为支撑电网频率稳定的一种可行技术途径<sup>[3-7]</sup>。由于风轮机的大转动惯量决定了其可作为能量缓冲器, 故依靠风轮机的自身控制<sup>[8-16]</sup>(风轮机变速和叶片变桨)实现风电功率平滑控制成为当前研究热点。目前, 这类方法可以分为优先桨距角控制<sup>[6, 10-11]</sup>和优先转速控制<sup>[12-16]</sup>。

1) 优先桨距角控制: 通过桨距角调节, 实时平衡输入气动功率与输出有功功率, 从而平滑风电功率波动。文献[5-6, 10]以实时转速与参考值的偏差作为比例-积分(proportional and integral, PI)控制器的输入, 并获得桨距角参考值。文献[11]针对桨距角与转速的强非线性关系, 利用模糊控制得到变桨指令。由于变桨动作延迟, 因此在风速剧烈波动时, 仅通过桨距角调节难以达到理想平滑效果<sup>[6]</sup>。

2) 优先转速控制: 文献[12-13]将功率偏差输入PI控制器, 通过其输出平滑后的风轮机转速参考值来平滑风电功率; 文献[7, 14]设定具有线性关系的转速-功率曲线, 减缓输出功率随转速的变化; 文

献[15]下调转速上限, 限制转速波动范围, 抑制风电功率波动。这类控制本质上仍是优先通过变速, 利用风轮机动能缓冲来平滑风电功率波动。相较于优先桨距角控制, 该类控制虽然存在更大范围的转速波动<sup>[7]</sup>, 但能有效减少变桨动作量, 有利于平滑功率控制的工程应用<sup>[16]</sup>。

上述文献进行平滑功率控制时, 大都只考虑控制性能指标(如风电功率平滑程度<sup>[6, 10, 17]</sup>和风能捕获效率<sup>[6, 18]</sup>), 忽略了安全运行约束指标(如变桨动作量和叶片载荷)。Bossanyi明确指出风电机组控制会显著影响风电机组载荷<sup>[19-20]</sup>; 文献[21]在设计控制器时综合考虑了变桨动作量和叶片根部载荷。因此, 平滑功率控制设计需要关注上述运行约束指标。本文研究发现: 由于利用风轮机加速来缓存动能, 因此采用平滑功率控制的风轮机容易加速至额定转速。这不仅使风轮机动能缓冲失效, 而且风机控制也转变为仅依赖变桨的恒转速控制。此时, 风机频繁而大量地变桨动作, 以避免风轮机超速, 同样会增大变桨伺服机构的疲劳与叶片载荷。究其原因在于, 现有平滑功率控制方法囿于变速和变桨的独立应用, 导致只有零度桨距角风轮机才被用做动能缓冲器。

针对上述问题, 本文提出了一种协调变速与变桨的改进平滑功率控制方法。该方法将任意桨距角(零度和非零度)风轮机用做动能缓冲, 在保证电网频率稳定性的同时, 减少了变桨动作量, 缓解了变桨机构的动作压力和叶片载荷。最后, 基于风电机组

收稿日期: 2018-03-19; 修回日期: 2018-08-29。

上网日期: 2018-10-26。

国家自然科学基金资助项目(61673213); 江苏省电力有限公司科技项目(J2017046); 江苏风力发电工程技术中心开放基金资助项目(ZK18-03-02)。

模拟器<sup>[22-23]</sup>对美国国家可再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory, NREL)的 CART 3 叶片风电机组进行平滑功率控制实验,验证了本文方法的有效性。

## 1 风电机组的功率平滑控制原理

首先介绍风电机组的数学模型,然后给出一种利用风轮机动能缓冲实现风电机组输出功率平滑的控制策略,为本文后续提出协调变速与变桨的平滑功率控制方法奠定基础。

### 1.1 风电机组的数学模型

由水平轴风轮机的气动理论可知,风轮机捕获的风功率  $P_m$  可以表示为:

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 v^3 C_P(\lambda, \beta) \quad (1)$$

式中: $v$  为风速; $\rho$  为空气密度; $R$  为风轮机半径; $C_P(\lambda, \beta)$  为风能利用系数,是叶尖速比  $\lambda$  和桨距角  $\beta$  的函数。

叶尖速比  $\lambda$  定义为:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2)$$

式中: $\omega_r$  为风轮机转速。

因此,风轮机作用在传动链上的气动转矩  $T_m$  可表示为:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (3)$$

风能利用系数  $C_P$  反映风机捕获风能的效率,不同的叶尖速比  $\lambda$  与桨距角  $\beta$  决定风轮机的风能利用系数  $C_P$ 。因此,可以通过调节叶尖速比  $\lambda$  以及桨距角  $\beta$  的值来实现对风能利用系数的控制。风能利用系数在桨距角为  $0^\circ$  时存在最大值  $C_{Pmax}$ ,对应叶尖速比为最佳叶尖速比  $\lambda_{opt}$ ;在同一桨距角下,风能利用系数随叶尖速比的递增先增大后减小,存在一个极大值;在同一叶尖速比下,风能利用系数随桨距角度数的增加而逐渐减小。

如附录 A 中图 A1 所示,风电机组的机电动态部分包括风轮机与发电机转子,两者之间由一个变比为  $n_g$  的齿轮箱连接。其可视为一个双质量块的柔性轴模型<sup>[24]</sup>,运动方程表示为:

$$\begin{cases} J_r \dot{\omega}_r = T_m - D_r \omega_r - T_{ls} \\ J_g \dot{\omega}_g = T_{hs} - D_g \omega_g - T_{em} \\ n_g = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\omega_g$  为发电机转速; $T_{ls}$  和  $T_{hs}$  分别为低速轴与高速轴的机械转矩; $T_{em}$  为发电机的电磁转矩; $D_r$  和  $D_g$  分别为风轮机和发电机的外阻尼系数; $J_r$  和  $J_g$  分别为风轮机和发电机的转动惯量。

假设传动链是刚性轴,并且忽略风轮机和发电机的外阻尼系数,可将式(4)简化为:

$$J_t \dot{\omega}_r = T_m - T_g = \frac{P_m}{\omega_r} - \frac{P_e}{\omega_r} \quad (5)$$

式中: $J_t = J_r + n_g^2 J_g$ ,为风轮机与发电机的等效转动惯量; $T_g = n_g T_{em}$ ,为等效到低速侧的发电机转矩; $P_e$  为发电机输出有功功率。

### 1.2 基于功率曲线调整的平滑功率控制

C.Luo 等人在文献[7]中提出了基于功率曲线平缓设定的平滑功率控制(以下简称斜线平滑控制)方法。该方法是一种利用风轮机动能缓冲来实现风电机组输出有功功率平滑的方法。与最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制方法不同,该方法在确定功率参考值时,功率和转速之间的关系不再是三次方关系<sup>[6,10]</sup>,而是线性关系:

$$P_{slope}(\omega_r) = K\omega_r + P_0 \quad (6)$$

式中: $P_0$  为初始功率; $K$  为斜率。

根据斜线平滑控制方法可知,在风速变化时,风电机组的稳定运行点会随之发生变化,如附录 A 图 A2 所示。当风速从  $v_2$  升高至  $v_1$  时,在 MPPT 控制下,风电机组稳定运行点从 A 点迁移至 B 点;而在斜线平滑控制下,稳定运行点则从 C 点迁移至 D 点。与 MPPT 控制方法相比,斜线平滑控制方法主要有以下特点。

1)输出有功功率随转速的变化更为平缓。由于有功功率指令与风轮机转速呈线性关系,因此相同的转速变化导致的有功功率变化量要明显小于 MPPT 控制,特别是在高风速、高转速情况下。

2)相同的风速变化对应于更宽的风轮机转速运行范围。当风速发生相同的变化时,斜线平滑控制方法对应的风轮机转速变化范围  $\Delta\omega_s$  要远大于 MPPT 控制方法的  $\Delta\omega_M$ 。这说明,在风速增大时,提升的风能捕获量将更多地缓存为风轮机动能,以减缓输出电功率的增长;在风速降低时,通过释放风轮机动能,维持输出电功率的平缓降低。

### 1.3 斜线参数的设定方法

参数  $K$  和  $P_0$  共同决定斜线平滑控制性能,但查阅文献所及,尚未发现有文献讨论这 2 个参数的设定。为此,本节探讨斜线参数的设定方法。

$P_0$  主要影响风电机组输出有功功率的幅值水平,该水平需要与风速主导决定的输入气动功率相匹配。设定过高会使风电机组经常运行在 MPPT 阶段而导致平滑功能失效;设定过低会使风轮机很容易增速至转速上限而频繁启动变桨。因此,考虑到利用风轮机动能缓冲来平滑风电机组功率的控制

设计初衷,本文设定  $P_{\text{slope}}(\omega_r)$  经过风速  $0.5(\bar{v} + v_{\min})$  对应的最大功率点为  $(\omega_{\text{opt}}, P_{\text{MPPT}})$ , 即式(7)和式(8)来确定参数  $P_0$ 。

$$\omega_{\text{opt}} = \frac{0.5(\bar{v} + v_{\min})\lambda_{\text{opt}}}{R} \tag{7}$$

$$P_{\text{MPPT}}(\omega_{\text{opt}}) = K_{\text{opt}}\omega_{\text{opt}}^3 \tag{8}$$

式中:  $\bar{v}$  和  $v_{\min}$  分别为平均风速和最低风速;  $\omega_{\text{opt}}$  和  $P_{\text{MPPT}}$  分别为风速  $0.5(\bar{v} + v_{\min})$  对应的最优转速和最大功率。

风电机组输出有功功率的平滑程度主要由斜率  $K$  来决定。  $K$  越小, 则平滑效果越明显, 但风能捕获效率也随之降低。 此外, 实际电力系统也允许一定范围的频率偏差<sup>[25]</sup>。 因此, 本文以保证电网频率偏差在允许范围内来确定风电功率的平滑程度(即斜率  $K$ )。 具体地, 在已知  $P_{\text{slope}}(\omega_r)$  经过某风速最大功率点的前提下, 本文应用风电机组仿真软件 FAST (fatigue aerodynamics structures and turbulence) 和等值单机频率响应模型<sup>[26]</sup>, 通过遍历  $K$ , 仿真计算得到不同  $K$  对应的最大频率偏差  $\Delta f_{\max}$ , 并将  $P_{\text{slope}}(\omega_r)$  的斜率设定为保证  $\Delta f_{\max}$  在允许范围内的最大  $K$  值。

2 频繁变桨的问题

对于平滑功率控制, 由于利用了风轮机动能的缓存/释放, 因此大范围的转速变化使得风轮机更容易加速到转速上限  $\omega_{\text{lim,u}}$ , 从而触发变桨动作。 即便在风速低于额定风速时, 风电机组同样会触发变桨动作。 风轮机达到转速上限不仅使其动能缓冲机制失效, 而且风电机组控制重点也转变为仅依赖变桨调节的恒转速控制。 此时, 风机需要频繁地进行桨距角调节, 以避免超速。

为了阐明平滑功率控制下风机存在频繁变桨问题及严重程度, 并为下文变速与变桨协调机制方法的提出奠定基础, 本节应用 FAST 仿真软件, 给出 CART 3 叶片风电机组分别采用斜线平滑控制方法和 MPPT 控制方法在平均风速为 10 m/s 风况下的仿真轨迹, 见附录 A 图 A3。

虽然平均风速尚未达到额定风速 (13.5 m/s), 但风轮机已加速至转速上限。 此时, 变速范围消失使得风电机组无法继续利用风轮机动能缓冲来平滑输出有功功率, 而需要频繁变桨以实现上限转速处的恒转速控制。

进一步, 统计风电机组在 2 种控制方法下的桨距角动作情况, 包括桨距角累计动作量  $\beta_{\Sigma}$  和平均变桨速率  $\bar{\beta}'$ 。

$$\begin{cases} \beta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{N-1} |\beta_{i+1} - \beta_i| \\ \bar{\beta}' = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{|\beta_{i+1} - \beta_i|}{\Delta t} \end{cases} \tag{9}$$

式中:  $N$  为统计时段内采样次数;  $m$  为变桨机构动作次数;  $\Delta t$  为采样间隔;  $\beta_i$  为桨距角第  $i$  次采样值。

相较于风电机组传统控制模式(即低于额定风速的 MPPT 控制和高于额定风速的恒功率控制), 由于需要更大的变速范围, 因此平滑功率控制会导致变桨频率和桨距角调节量大幅升高, 桨距角动作量从  $115.58^\circ$  升高至  $469.61^\circ$ , 变桨速率由  $0.37^\circ/\text{s}$  升至  $0.79^\circ/\text{s}$ 。 这不可避免地会增大变桨机构疲劳程度与叶片载荷, 缩短风轮机运行寿命。

需要说明的是, 所给出 MPPT 控制方法的仿真结果, 并非是全面比较斜线平滑控制方法与 MPPT 控制方法的性能, 而是仅以 MPPT 控制方法对应的变桨动作指标作为参考, 说明斜线平滑控制方法存在频繁变桨的问题。

3 平滑功率控制的改进方法

为了克服上述频繁变桨的问题, 在功率曲线平缓设定的基础上, 提出协调变速与变桨的改进平滑功率控制方法。 该方法允许风电机组在非零度桨距角下变速运行, 更大程度利用风轮机动能缓冲, 有效降低了桨距角动作量, 减轻了变桨伺服压力和叶片载荷。

3.1 非零度桨距角风轮机的变速运行

现有平滑功率控制方法囿于 MPPT 控制方法的设计思想, 基于变速运行的风轮机动能缓冲通常仅在桨距角为  $0^\circ$  时生效。 当风轮机转速达到额定值时, 风电机组控制重点由基于风轮机动能缓冲的平滑功率控制转变为依靠变桨的恒转速控制。 然而, 根据风电机组的机电动态可知, 处于非零度桨距角的风轮机也可以变速运行, 并用做平滑功率的动能缓存。

对于给定的  $P_{\text{slope}}(\omega_r)$  和桨距角  $\beta$ , 在风速  $v$  下, 若存在转速  $\omega_r^s$ , 满足式(10), 则称  $\omega_r^s$  为对应于风速  $v$  和桨距角  $\beta$  的稳定运行点。

$$P_m(v, \omega_r^s, \beta) = P_{\text{slope}}(\omega_r^s) \quad \omega_{\text{lim,l}} \leq \omega_r^s \leq \omega_{\text{lim,u}} \tag{10}$$

式中:  $\omega_{\text{lim,l}}$  为转速下限。

具体地, 图 1 画出了不同风速 ( $v_1 > v_2 > v_3$ ) 下桨距角为  $\beta_1$  ( $\beta_1 > 0$ ) 时的风轮机气动功率曲线。 假定风电机组初始运行在风速  $v_1$  和桨距角  $\beta_1$  对应的 A 点 ( $\omega_r^s(v_1, \beta_1)$ ) 处。 此时, 风轮机转速小于额定转速  $\omega_{\text{lim,u}}$ , 不会触发变桨动作; 当风速从  $v_1$  降低到  $v_2$



时,稳定平衡点从  $A$  点( $\omega_r^s(v_1, \beta_1)$ )迁移至  $B$  点( $\omega_r^s(v_2, \beta_1)$ ),桨距角保持  $\beta_1$  不变。当风速继续降低到  $v_3$ ,只要风轮机转速不低于下限转速  $\omega_{lim,l}$ ,则风电机组仍可保持桨距角为  $\beta_1$  进行变速运行。

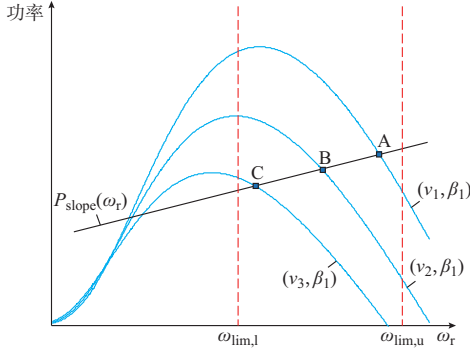


图1 桨距角非零时风轮机变速运行的稳态分析  
Fig.1 Steady-state analysis of variable-speed operation of wind turbine at non-zero pitch angle

基于稳态分析可以得到,桨距角为  $\beta$  时,存在风速范围 $[v_{lim,l}, v_{lim,u}]$ ,使得风电机组可保持桨距角  $\beta$  不变而变速运行在转速范围 $[\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ 内,从而利用风轮机能来平滑风电功率波动。风速范围的下界  $v_{lim,l}$  和上界  $v_{lim,u}$  可分别由风轮机转速为  $\omega_{lim,l}$  和  $\omega_{lim,u}$  时的临界状态确定:

$$v_{lim,l}(\beta) = \left\{ v \mid 0.5\rho\pi R^2 v^3 C_P\left(\frac{\omega_{lim,l}R}{v}, \beta\right) = P_{slope}(\omega_{lim,l}) \right\} \quad (11)$$

$$v_{lim,u}(\beta) = \left\{ v \mid 0.5\rho\pi R^2 v^3 C_P\left(\frac{\omega_{lim,u}R}{v}, \beta\right) = P_{slope}(\omega_{lim,u}) \right\} \quad (12)$$

此处,  $\omega_{lim,u}$  一般设为风轮机额定转速;借鉴文献[27]的切换方法,  $\omega_{lim,l}$  设为最优功率曲线  $P_{MPPT}(\omega_r)$  与斜线  $P_{slope}(\omega_r)$  的交点对应的转速  $\omega_{opt}$ 。

综上,即使桨距角调节到非零度位置,只要风速合适,风轮机仍然可以在转速范围 $[\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ 内变速运行,并达到气动功率与电功率的平衡。

### 3.2 风轮机变速与变桨的协调机制

受限于现有风电机组控制中变速与变桨调节的独立运用,目前的平滑功率控制仅能在零度桨距角时可以利用风轮机能缓冲。当风轮机转速达到额定值时,风轮机(零度桨距角)的动能缓冲功能失效,只能依赖变桨调节实现气动功率与电功率的即时平衡。为此,本文通过变速与变桨的协调运行,将原先的转速上限附近的恒转速( $\omega_{lim,u}$ )控制改进为转速

区间( $[\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ )控制,从而将任意桨距角下风轮动能都能利用起来。图2给出了风速大范围变化(先升高再降低)时风电机组经历的3个阶段,用以说明风电机组变速与变桨的协调机制。假定初始风速  $v_0$  和  $\beta_0 = 0^\circ$  时的转速为  $\omega_r^s(v_0, \beta_0)$ ,且  $\omega_{lim,l} < \omega_r^s(v_0, \beta_0) < \omega_{lim,u}$ 。

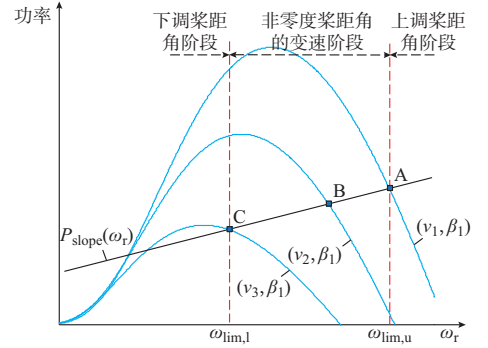


图2 变速与变桨协调控制策略  
Fig.2 Coordinative control strategy of rotor speed and pitch angle regulation

1) 上调桨距角阶段。当风速由  $v_0$  上升至  $v_1$ , 且  $\omega_r^s(v_1, \beta_0) > \omega_{lim,u}$  时,需要通过上调桨距角,减少风能捕获,避免风轮机超速。理想情况下,桨距角增大至  $\beta_1$  时,  $\omega_r^s(v_1, \beta_1) = \omega_{lim,u}$ 。

2) 非零度桨距角的变速阶段。当风速从  $v_1$  降低至  $v_2$ ,若风电机组存在稳定平衡点  $B(\omega_r^s(v_2, \beta_1))$ ,且  $\omega_r^s(v_2, \beta_1) \in [\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ ,则风轮机保持桨距角  $\beta_1$  不变,从  $A$  点( $\omega_r^s(v_1, \beta_1)$ )变速运行至  $B$  点( $\omega_r^s(v_2, \beta_1)$ )。

3) 下调桨距角阶段。当风速持续降低至  $v_3$ ,桨距角  $\beta_1$  和风速  $v_3$  对应的  $\omega_r^s(v_3, \beta_1) < \omega_{lim,l}$ ,或可能不存在稳定平衡点。此时,需要下调桨距角,增加风能捕获,避免因持续减速而导致的风电机组失稳。理想情况下,桨距角减小至  $\beta_2$ ,恰使  $\omega_r^s(v_3, \beta_2) = \omega_{lim,l}$ 。

可见,上述协调策略可使风轮机变桨调节与变速调节交替进行。前者主要应对大幅值、低频率的风速变化,通过改变桨距角使风轮机转速稳定在 $[\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ ,所以又可称为转速区间控制;后者主要应对小幅值、高频率的风速波动,利用任意桨距角下风轮机的动能缓冲作用,减轻变桨机构的动作压力和叶片载荷。

### 3.3 维持风电机组稳定的 MPPT 模式切换

在借助风轮动能变化平滑输出功率时,较大的变速范围更容易导致风电机组因转速过低而进入不稳定区域[28]。因此,在风轮机转速过低时,需要将平滑功率模式切换为 MPPT 模式,通过降低输出功率指令,避免风电机组失稳。

随着风速减小,当下调桨距角也无法使得风轮机运行在 $\omega_{lim,l}$ 以上,运行功率曲线将由 $P_{slope}(\omega_r)$ 切换为 $P_{MPPT}(\omega_r)$ ,即由平滑功率模式切换为 MPPT 模式。需要注意的是,考虑到变桨机构的动作延迟,风轮机转速在降低到 $\omega_{lim,l} + \Delta\omega$ 时就应启动下调桨距角动作,这样,可避免 2 种模式之间无谓的频繁切换,进而影响到输出功率的平滑效果。此处 $\Delta\omega$ 为启动下调桨距角的转速提前量,在本文方法中, $\Delta\omega$ 经验性地取为 $(0.1 \sim 0.2)\omega_{lim,l}$ 。

3.4 改进平滑功率控制原理

基于上述讨论,本文提出一种协调变速与变桨的改进平滑功率控制方法。该方法通过变桨调节,将风轮机转速维持在转速区间 $[\omega_{lim,l}, \omega_{lim,u}]$ 内。这使得任意桨距角的风轮机都可以作为动能缓冲器,主要平抑小幅且高频的风速波动导致的风电机组输出功率的波动。改进平滑功率控制方法的流程框图和原理框图分别如图 3 和图 4 所示,图中 $K_{opt}$ 为最大跟踪功率点处系数; $P_{MPPT}$ 为最大跟踪功率; $P_{ref}$ 和 $\beta_{ref}$ 为相应变量参考值。

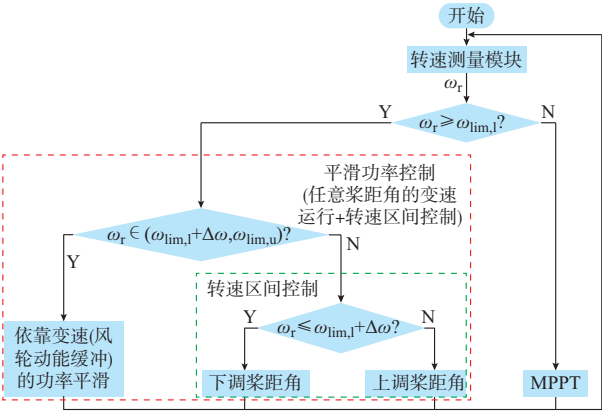


图 3 改进平滑功率控制方法的流程图  
Fig.3 Flow chart of improved power smoothing control method

改进平滑功率控制方法主要由以下 3 部分组成。

1) 基于变桨调节的转速区间控制。该方法将原先基于变桨调节的恒转速控制转变为转速区间控制。一旦风速大幅变化导致风轮机转速超出预设区间 $[\omega_{lim,l} + \Delta\omega, \omega_{lim,u}]$ ,便会触发变桨机构单方向变桨调节,风电机组保持在转速区间内运行,式(13)给出了具体的桨距角调节指令。

$$\beta = \begin{cases} K_u^p(\omega_r - \omega_{lim,u}) + K_u^I \int (\omega_r - \omega_{lim,u}) dt & \omega_r > \omega_{lim,u} \\ \beta_{lst} & \omega_{lim,l} + \Delta\omega \leq \omega_r \leq \omega_{lim,u} \\ K_l^p[\omega_r - (\omega_{lim,l} + \Delta\omega)] + K_l^I \int [\omega_r - (\omega_{lim,l} + \Delta\omega)] dt & \omega_r < \omega_{lim,l} + \Delta\omega \end{cases} \quad (13)$$

式中: $K_u^p$ 和 $K_l^p$ 分别为上调和下调桨距角控制的比例系数; $K_u^I$ 和 $K_l^I$ 分别为上调和下调桨距角控制的积分系数; $\beta_{lst}$ 为当前桨距角。

2) 基于风轮机动能缓冲的输出功率平滑控制。当 $\omega_{lim,l} + \Delta\omega < \omega_r < \omega_{lim,u}$ 时,风电机组将保持固定桨距角变速运行。此时,风电机组按式(6)给定输出功率,并进而确定发电机电磁转矩指令 $T_e^{ref}$ 。通过平缓的功率曲线设定,风电机组可利用任意桨距角时风轮机的动能缓冲作用,平滑其输出功率。

3) 基于 MPPT 的风电机组稳定控制。当风速过低时,即使桨距角已下调至 $0^\circ$ ,风轮机转速也会降低到 $\omega_{lim,l}$ 以下。此时,风电机组须从平滑功率模式切换至 MPPT 模式,以降低输出功率指令,避免风电机组失稳。

需要说明的是,本文改进方法将斜线平滑控制下的变速与变桨独立运用改进为联合运用。斜线平滑控制中,风电机组只在上限转速处变桨,且只在零度桨距角时变速运行;而改进平滑功率控制分离桨距角的上调和下调动作,使得风电机组在非零度桨距角时也能变速运行,从而能更大程度地利用风轮机动能缓冲。

4 实验验证

由于本文讨论的风电机组控制无须获取电网频率信息,故可分离、独立进行基于风电机组动模实验平台的平滑功率控制实验和基于等值单机的电网频率响应仿真。首先基于实验室构建的风电机组动模实验平台<sup>[22-23]</sup>,针对 NREL 的 CART 3 风电机组,进行平滑功率控制实验,验证提出的协调控制在优化变桨动作和降低叶片载荷方面的改进效果,并获

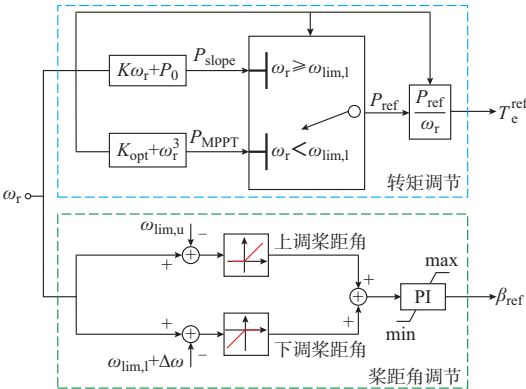


图 4 改进平滑功率控制方法的原理框图  
Fig.4 Principle block diagram of improved power smoothing control method

得风电功率波动轨迹  $P_w(t)$ ;再将  $P_w(t)$  引入到等值单机模型<sup>[26]</sup>,进行电网频率响应仿真,进而获得电网频率变化轨迹。

#### 4.1 实验环境

基于风电机组模拟器的实验平台如附录 A 图 A4 所示,该平台可以模拟 CART 3 机型的气动和机电动态,主要包括如下 3 个部分。

1) 风电机组模拟器:由异步电机、飞轮和运行于可编程控制器 (programmable logic controller, PLC) 的模拟算法构成,可模拟复现风轮机的气动特性和慢机械动态特性。另外,通过移植 FAST 仿真软件的气动-弹性耦合计算代码至 PLC 中,不仅使风电机组气动特性的模拟更为真实,同时可获得准确的载荷数据。

2) 电气部分:由永磁发电机和全功率变流器组成。该部分与实际风电机组一致。PLC 下达转矩参考值  $T_e^{\text{ref}}$  后,整流器根据此参考值得到作用在发电机转子上的电磁转矩。

3) 控制器:在 PLC 中实现平滑功率控制。在每一控制周期内,控制器会发送转矩参考值  $T_e^{\text{ref}}$  和桨距角指令  $\beta_{\text{ref}}$ 。

CART 3 机型详细参数可参考文献[29]。实验采用 Bladed 软件<sup>[30]</sup>构建的 10 min 湍流风速,其平均风速为 8 m/s、湍流强度为  $C$ 、积分尺度为 350。斜线平滑控制方法与本文改进方法都采用相同的  $P_{\text{slope}}(\omega_r)$  设定,即

$$P_{\text{slope}}(\omega_r) = 43.3\omega_r + 4.87 \quad (14)$$

#### 4.2 平滑功率控制的评估指标

为了全面评价改进平滑功率控制,本文从控制性能和风电机组安全运行约束 2 个方面给出具体评估指标:风能捕获效率和风电功率的平滑程度、变桨动作量和叶片载荷。

1) 风能捕获效率指标。采用  $\eta_{\text{avg}}$ <sup>[7,18]</sup> 评估风电机组的风能捕获效率:

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{\text{avg}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\text{cap}}(i)}{\sum_{i=1}^N P_{\text{wy}}(i)} \\ P_{\text{cap}} = T_e \omega + J \dot{\omega} \\ P_{\text{wy}} = 0.5 \rho \pi R^2 v^3 \end{array} \right. \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{cap}}$  为风电机组实际捕获功率;  $P_{\text{wy}}$  为空气中蕴含的最大风功率。

2) 表征风电功率平滑程度的最大电网频率偏差指标。考虑到平滑功率控制最终目的是为了降低电网频率波动,故将实验得到的平滑后的风电功率  $P_w(t)$  引入电网频率响应模型<sup>[26]</sup> (如附录 A 图 A5 所示),仿真得到频率波动轨迹,并由最大频率偏差

$\Delta f_{\text{max}}$  来间接描述风电功率的平滑效果。

3) 变桨动作量指标参见式(9)。

4) 叶片载荷指标。变桨频繁程度会影响叶片载荷。根据文献[22,31]和 FAST 用户手册<sup>[32]</sup>,本文选取叶根和叶尖处的分别沿轴向和切向的受力和弯曲,作为叶片载荷指标。

#### 4.3 实验结果分析

针对 4.1 节构建的湍流风速,分别采用斜线平滑控制和本文提出的改进方法进行实验。相较于斜线平滑控制,本文提出的改进方法具有如下特点。

1) 转速运行范围扩大,且波动程度大于斜线平滑控制,如附录 A 图 A6 所示。在改进平滑控制下,风电机组可在任意桨距角下变速运行,更多时候处于变速阶段,而斜线平滑控制在转速达到额定值时,则变为额定转速处的恒转速控制。

2) 桨距角累积动作量和变桨速率大幅减小。改进方法分离桨距角调节的上调和下调动作,允许风电机组在任意桨距角下变速运行,从而利用任意桨距角下的风轮动能缓冲作用,有效降低了变桨动作的幅度和频率。如表 1 所示,改进方法的变桨动作量和变桨速率分别降低了 55.28% 和 65.42%。

3) 叶片载荷减小,包括轴向载荷的振荡次数降低和切向载荷减小。如附录 A 图 A7 和表 1 所示,叶片轴向载荷(轴向叶根部力矩和轴向叶尖处弯曲角度)呈类似正弦型波动,振荡频率受转速影响。与斜线平滑控制相比,改进平滑控制振荡频率降低 7.47%。叶片切向载荷(切向叶根部力矩和切向叶尖处弯曲角度)与风电机组运行状态相关,对于转速较低、变桨动作量较小的改进方法,其叶根切向力矩和叶尖切向弯曲角度分别降低 28.44% 和 32.00%。

4) 改进方法的平滑效果要略逊于传统方法,导致电网频率偏差较大,增大 9.26%,但偏差均在电网频率偏差允许范围( $\pm 0.2$  Hz)内。对于斜线平滑控制方法,当转速达到额定值时,由于变为恒转速控制,因此风电机组输出功率几乎保持恒定;而对于本文改进方法,即便在高风速条件下,风电机组仍应用风轮机变速运行来平滑风电机组输出有功功率,风电功率随转速变化而波动。

值得注意的是,考虑到电力系统中同步机组的调频作用和电网允许一定范围内的频率波动,以少许的频率偏差增大来减小变桨机构的疲劳程度和叶片载荷,有利于风电机组长期安全稳定运行。实质上,风电机组输出功率的光滑程度与电力系统中同步机组的调频能力密切相关,兼顾风电机组自身利益和电网支撑深度的平滑功率控制器设计及其参数优化仍有待进一步研究。



表 1 改进平滑控制方法与斜线平滑控制方法的性能对比  
Table 1 Performance comparison between the improved power smoothing control method and the linear slope method

| 控制方法   | $\beta_{\Sigma}/(^{\circ})$ | $\beta'/((^{\circ})\cdot s^{-1})$ | $\Delta f_{\max}/\text{Hz}$ | $\eta_{\text{avg}}$ | 轴向叶根部            |          | 切向叶根部力矩平均值/<br>(kN·m) | 轴向叶尖处                      |          | 切向叶尖处弯曲<br>角度平均值/( $^{\circ}$ ) |
|--------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------|------------------|----------|-----------------------|----------------------------|----------|---------------------------------|
|        |                             |                                   |                             |                     | 力矩平均值/<br>(kN·m) | 振荡<br>次数 |                       | 弯曲角度<br>平均值/( $^{\circ}$ ) | 振荡<br>次数 |                                 |
| 斜线平滑控制 | 98.329                      | 0.195                             | 0.129                       | 0.396               | 90.138           | 281      | 177.081               | 0.135                      | 281      | 0.893                           |
| 改进平滑控制 | 43.975                      | 0.067                             | 0.141                       | 0.357               | 89.237           | 260      | 126.711               | 0.133                      | 260      | 0.607                           |
| 变化率/%  | -55.28                      | -65.42                            | 9.26                        | -9.94               | -1.00            | -7.47    | -28.44                | -1.56                      | -7.47    | -32.00                          |

5)风能捕获效率降低。改进方法允许风电机组在更长时间内运行在非零桨距角下,风能捕获系数为0.357,降低了9.94%。当风电机组向电网提供辅助调频、调压等辅助服务时,风能利用率不能作为衡量其性能的唯一性能指标,由此导致的发电效益损失可通过电力辅助服务市场弥补。

本文改进方法使得风电机组安全运行约束指标大幅降低,而性能指标却有小幅下降。考虑到合理范围内的安全运行约束指标是保证风电机组安全可靠运行的基础和前提,用性能指标的小幅损失换取安全运行约束指标的大幅优化,将保证风电机组长期安全可靠的运行。

5 结语

现有平滑功率控制方法囿于变速与变桨调节的独立运用,其在加速至额定转速时转变为仅依靠变桨调节的恒转速控制,风轮机动能缓冲功能失效不仅导致频繁的变桨动作,也增大了叶片载荷。为此,本文提出了协调变速与变桨的改进平滑功率控制方法。该方法能够利用任意桨距角下的风轮机动能缓冲作用,平滑由小幅值、高频率风速波动导致的风电功率波动,而变桨调节只须应对大幅值、低频率的风速变化。这样,在保证电网频率稳定性的同时,改进平滑控制方法可以大幅减少变桨动作的频率和幅度,减小变桨机构的疲劳程度和叶片载荷,有助于风电功率平滑的工程应用。

本文通过变速与变桨调节的联合运用,使风电功率平滑控制能够兼顾控制性能和风电机组运行约束。但是,面对复杂的湍流风况、变化的风电渗透率和不同的接入系统调频能力,平滑功率控制器的设计,特别是其参数优化设定仍亟待进一步研究,以综合协调风电机组自身的运行效益与电网调频的支撑深度。

本文受到国家自然科学基金项目(61773214)和江苏省产学研前瞻性联合研究项目(BY2016004-13)资助,特此致谢!

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

[1] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等.关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J].中国电机工程学报,2014,34(29):5029-5040.  
XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5029-5040.

[2] 牟澎涛,赵冬梅,王嘉成.高渗透率风电接入对区域电网小信号稳定性的影响[J].电力系统自动化,2016,40(11):137-142.DOI: 10.7500/AEPS20151215001.  
MU Pengtao, ZHAO Dongmei, WANG Jiacheng. Impact of high penetration wind power integration on small signal stability of regional power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 137-142. DOI: 10.7500/AEPS20151215001.

[3] 胥国毅,胡家欣,郭树锋,等.超速风电机组的改进频率控制方法[J].电力系统自动化,2018,42(8):39-44.DOI: 10.7500/AEPS20171010003.  
XU Guoyi, HU Jiaxin, GUO Shufeng, et al. Improved frequency control strategy for over-speed wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 39-44. DOI: 10.7500/AEPS20171010003.

[4] 潘文霞,全锐,王飞.基于双馈风电机组的变下垂系数控制策略[J].电力系统自动化,2015,39(11):126-131.DOI: 10.7500/AEPS20140825011.  
PAN Wenxia, QUAN Rui, WANG Fei. A variable droop control strategy for doubly-fed induction generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(11): 126-131. DOI: 10.7500/AEPS20140825011.

[5] 陈载宇,沈春,殷明慧,等.面向 AGC 的变速变桨风电机组有功功率控制策略[J].电力工程技术,2017,36(1):9-14.  
CHEN Zaiyu, SHEN Chun, YIN Minghui, et al. Review of active power control strategy for variable-speed variable-pitch wind turbine participating in AGC [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(1): 9-14.

[6] SENJYU T, SAKAMOTO R, URASAKI N, et al. Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2006, 21(2): 467-475.

[7] LUO Changling, BANAKAR H, SHEN Baike, et al. Strategies to smooth wind power fluctuations of wind turbine generator[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(2): 341-349.

[8] KIM Y, KANG M, MULJADI E, et al. Power smoothing of a

- variable-speed wind turbine generator in association with the rotor-speed-dependent gain [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 990-999.
- [9] 刘彬彬,杨健维,廖凯,等.基于转子动能控制的双馈风电机组频率控制改进方案[J].电力系统自动化,2016,40(16):17-22.DOI: 10.7500/AEPS20150930009.
- LIU Binbin, YANG Jianwei, LIAO Kai, et al. Improved frequency control strategy for DFIG-based wind turbines based on rotor kinetic energy control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 17-22. DOI: 10.7500/AEPS20150930009.
- [10] 廖勇,何金波,姚骏,等.基于变桨距和转矩动态控制的直驱永磁同步风力发电机功率平滑控制[J].中国电机工程学报, 2009,29(18):71-77.
- LIAO Yong, HE Jinbo, YAO Jun, et al. Power smoothing control strategy of direct-driven permanent magnet synchronous generator for wind turbine with pitch angle control and torque dynamic control [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(18): 71-77.
- [11] VAN T L, NGUYEN T H, LEE D C. Advanced pitch angle control based on fuzzy logic for variable-speed wind turbine systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2015, 30(2): 578-587.
- [12] QAIS M, HASANIEN H, ALGHUWAINEM S. Output power smoothing of grid-connected permanent magnet synchronous generator driven directly by variable speed wind turbine: a review[J]. The Journal of Engineering, 2017, 13: 1755-1759.
- [13] NGUYEN T H, LEE D C, KANG J H. Power smoothening control of wind farms based on inertial effect of wind turbine systems[J]. Journal of Electrical Engineering and Technology, 2014, 9(3): 1096-1103.
- [14] de BATTISTA H, MANTZ R J. Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(4): 756-763.
- [15] LIN J, SUN Y, SONG Y, et al. Wind power fluctuation smoothing controller based on risk assessment of grid frequency deviation in an isolated system [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(2): 379-392.
- [16] 胡泽春,罗浩成.大规模可再生能源接入背景下自动发电控制研究现状与展望[J].电力系统自动化,2018,42(8):2-15.DOI: 10.7500/AEPS20171025015.
- HU Zechun, LUO Haocheng. Research status and prospect of automatic generation control with integration of large-scale renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 2-15. DOI: 10.7500/AEPS20171025015.
- [17] 陈波,吴政球.基于约束因子限幅控制的双馈感应发电机有功功率平滑控制[J].中国电机工程学报,2011,31(27):130-137.
- CHEN Bo, WU Zhengqiu. Power smoothing control strategy of doubly-fed induction generator based on constraint factor extent-limit control [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(27): 130-137.
- [18] TANG C, SOONG W L, FREERE P, et al. Dynamic wind turbine output power reduction under varying wind speed conditions due to inertia [J]. Wind Energy, 2013, 16(4): 561-573.
- [19] BOSSANYI E A. Wind turbine control for load reduction[J]. Wind Energy, 2010, 6(3): 229-244.
- [20] WILLIS D J, NIEZRECKI C, KUCHMA D, et al. Wind energy research: state-of-the-art and future research directions [J]. Renewable Energy, 2018, 125: 133-154.
- [21] LIN Zhongwei, CHEN Zhenyu, WU Qiuwei, et al. Coordinated pitch & torque control of large-scale wind turbine based on Pareto efficiency analysis [J]. Energy, 2018, 147: 812-825.
- [22] YIN Minghui, LI Weijie, CHUNG C Y, et al. Inertia compensation scheme of WTS considering time delay for emulating large-inertia turbines [J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(4): 529-538.
- [23] LI Weijie, YIN Minghui, CHEN Zaiyu, et al. Inertia compensation scheme for wind turbine simulator based on deviation mitigation [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(2): 228-238.
- [24] BOUKHEZZAR B, SIGUERDIDJANE H, HAND M M. Nonlinear control of variable-speed wind turbines for generator torque limiting and power optimization [J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2006, 128(4): 516-530.
- [25] 中国国家标准化管理委员会.电能质量:电力系统频率偏差: GB/T 15945—2008[S].北京:中国电力出版社,2008.
- Standardization Administration of China. Power quality—frequency deviation for power system: GB/T 15945—2008[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2008.
- [26] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.
- [27] FERNANDEZ L M, GARCIA C A, JURADO F. Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines operating with power regulation [J]. Energy, 2008, 33(9): 1438-1452.
- [28] CHANG-CHIEN L R, SUN C C, YEH Y J. Modeling of wind farm participation in AGC [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 29(3): 1204-1211.
- [29] 周连俊,殷明慧,陈载宇,等.考虑湍流频率因素的风力机最大功率点跟踪控制 [J].中国电机工程学报,2016,36(9): 2381-2388.
- ZHOU Lianjun, YIN Minghui, CHEN Zaiyu, et al. Maximum power point tracking control of wind turbines with consideration of turbulence frequency [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(9): 2381-2388.
- [30] BOSSANYI E A. GH bladed: Version 3.67; user manual [R]. Bristol: Garrad Hassan and Partners Ltd, 2005.
- [31] WANG N, JOHNSON K E, WRIGHT A D. FX-RLS-based feedforward control for LIDAR-enabled wind turbine load mitigation [J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2012, 20(5): 1212-1222.
- [32] JONKMAN J M, BUHL Jr M L. FAST user's guide [R]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2005.

汤雪松(1973—),男,博士研究生,工程师,主要研究方向:风力发电控制、电力系统运行调度。E-mail: cqtxs@sina.com

殷明慧(1978—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:风力发电技术、电力系统稳定分析。E-mail: ymhui@vip.163.com



李冬运(1994—),男,硕士研究生,主要研究方向:风力发电系统控制。E-mail: lidongyun\_0921@163.com

(编辑 顾晓荣)

## Power Smoothing Control of Wind Turbine Generator via Coordinated Rotor Speed and Pitch Angle Regulation

TANG Xuesong<sup>1</sup>, YIN Minghui<sup>1</sup>, LI Dongyun<sup>1</sup>, LIU Jiankun<sup>2</sup>, ZHOU Lianjun<sup>3</sup>, ZOU Yun<sup>1</sup>

(1. School of Automation, Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094, China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co. Ltd., Nanjing 211103, China;

3. Xinjiang Goldwind Science & Technology Co. Ltd., Urumqi 830026, China)

**Abstract:** Considering the fluctuation of wind power in seconds exerts an influence on the frequency stability of power grids, it is required to smooth the output power of wind turbine generators. Currently, the wind turbine-depended methods for smoothing wind power usually lead to frequent pitch adjustment, therefore, a power smoothing control method coordinating the rotor speed and pitch angle regulation is proposed. By separating the upward and downward regulation of pitch angle, the conventional constant-speed (upper speed limit) control is redesigned as the rotor speed range control so that the variable-speed operation at any pitch position is available and the kinetic energy buffer of wind rotor can be more adequately used to smooth wind power fluctuations. Correspondingly, while guaranteeing the smoothing effect, the proposed method can effectively reduce the frequency and amplitude of pitch actions, and alleviate the pitch servo fatigue and blade stress. Finally, the proposed method is verified by the wind turbine simulator based experiments.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61673213), the Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co. Ltd. (No. J2017046), and the Open Fund of Jiangsu Wind Power Engineering Technology Center of China (No. ZK18-03-02).

**Key words:** wind power generation; power smoothing control; pitch angle; kinetic energy buffer; rotor speed control; pitch angle regulation