基于减载系数变化的风电机组一次调频控制

曾雪洋1,张 纯1,王顺亮2,李小鹏1,刘天琪2

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;2. 四川大学 电气工程学院,四川 成都 610065)

摘要:风电机组参与电网一次调频对提高高比例风电并网系统的频率调节能力具有重要意义。分析风电机 组传统一次调频控制下超速减载控制的功率跟踪曲线与下垂控制间的交互影响机制,结果表明该交互影响 不能充分释放风电机组减载控制储备的备用功率,削弱了风电机组的调频能力;为了消除该交互影响,提出 基于减载系数变化的风电机组一次调频控制策略,并给出一次调频参数设置方法。在PSCAD / EMTDC 中搭 建仿真算例,结果表明,所提控制策略能够很好地消除该交互影响,其频率改善效果优于传统一次调频控制。 关键词:风电机组;减载控制;一次调频控制;交互影响;减载系数变化 中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204061

0 引言

近年来,以双馈风电机组 DFIG(Double-Fed Induction Generator)和永磁直驱风电机组 PMSG(Permanent Magnet Synchronous Generator)为主的变速 风电机组 VSWT(Variable Speed Wind Turbine)在 电网中的并网容量不断增加[1-2]。与同步发电机不 同,VSWT通过电力电子变频器接入电网,其转速与 电网频率解耦,转子的旋转惯量被隐藏。此外,为了 捕获最大的风能, VSWT 的输出功率通常由最大功 率点跟踪 MPPT(Maximum Power Point Tracking) 控 制,VSWT不具有功率备用,不能提供类似于同步发 电机的一次调频[34]。随着风电接入比例的不断提 高,部分同步发电机将会被VSWT取代,电力系统的 惯量和调频能力将会持续降低,这将给电力系统的 频率稳定与控制带来严峻的挑战^[5-6]。

为此,世界风电大国都明确要求风电提供频率 支撑[7-9]。国内外学者开展了大量相关研究工作,提 出了许多使风电机组利用自身调节能力来参与频率 调节的措施,常见的措施有虚拟惯性(无功率备用) 和一次调频(有功率备用)。

提供虚拟惯性的风电机组运行在 MPPT 运行 点,通过控制风电机组的电磁功率或者电磁转矩使 其转速临时变化,从而使风电机组在短时间内释放 或者吸收转子的旋转动能,用于提供类似于同步发 电机惯性响应的虚拟惯性。常见的风电机组提供虚 拟惯性支撑的控制方法有虚拟惯性控制、下垂控制 以及二者结合的综合惯性控制^[10-15]。虚拟惯性控制 中将频率的微分作为输入信号,用于抑制频率变化 率,而下垂控制中将频率的偏差作为输入信号,用于 减小最大频率偏差。转子动能提供虚拟惯性的能力 与所储备的动能密切相关,如果转速下降到一定值,

收稿日期:2021-08-09:修回日期:2022-02-07 在线出版日期:2022-04-19

则风电机组将会退出调频来避免低速脱网,这可能 会引起频率二次跌落^[16]。此外,利用动能参与频率 调节,风电机组会偏离 MPPT 运行点(转速会偏离最 优转速),无论转速上升还是下降,风电机组捕获的 功率都会减少,这会加剧转速恢复过程中的频率跌 落[17]。由于没有功率备用,虚拟惯性仅能实现短期 调频,改善暂态过程中的频率特性,对于稳态频率无 改善作用。

对于大规模风电并网的系统,风电机组提供的 虚拟惯性已经不能满足调频需求,还需要使风电机 组提供一次调频。为了实现一次调频,事先要对风 电机组进行减载控制来预留调频所需的功率备用, 减载控制可以通过变桨距角控制和超速控制实现。 变桨距角控制通过增加风电机组的桨距角来预留功 率备用,通过在变桨距角控制中引入下垂控制来实 现一次调频[18]。变桨距角控制可以实现全风速下的 减载控制,但是由于有机械部分的参与,该控制的响 应速度较慢,且频繁地调节桨距角会加剧风电机组 的磨损,缩短风电机组寿命,增加风电机组运行成 本^[19]。此外,变桨距角控制减少的风能直接被丢弃, 风能利用率降低。超速控制是通过提高风电机组运 行的转子转速,使风电机组运行在捕获风能曲线最 大功率点的右侧,这样在风电机组参与频率调节的 过程中出现转速下降时,其捕获的功率会增加,超速 控制与下垂控制相结合可实现一次调频。相较于变 桨距角控制,超速控制是通过脉冲宽度调制 PWM (Pulse Width Modulation) 控制实现的,其响应速度 较快,部分减载丢弃的风能可以以旋转动能的形式 储存,但超速控制不适用于全风速下的控制,在高风 速下需要与变桨距角控制相结合。为充分利用2种 减载控制的优势,文献[20-21]提出在低风速时采用 超速控制而在高风速时采用变桨距角控制的协调控 制。但上述协调控制没有考虑超速减载控制的功率 跟踪曲线与下垂控制间的交互影响,这种交互影响 使传统一次调频控制下风电机组提供的实际附加功 率小于下垂控制的附加功率,导致调频过程中不能 充分释放减载控制储备的功率,削弱了一次调频控 制的效果。

针对上述问题,本文首先分析传统一次调频控 制下超速减载控制的功率跟踪曲线与下垂控制间的 交互影响机制,然后提出一种消除这种交互影响的 基于减载系数变化的一次调频控制,并给出相关控 制参数的设置方法,最后在PSCAD / EMTDC 中搭建 仿真模型,仿真结果表明,所提一次调频控制的支撑 功率与转子转速解耦,仅与频率偏差和下垂系数有 关,能够较好地模拟同步发电机一次调频的功率支 撑效果,有效消除上述交互影响,调频控制效果优于 传统风电机组的一次调频控制。

1 PMSG模型

120

本文以 PMSG 为例进行研究,下文所提控制策略也适用于 DFIG。典型的 PMSG 模型如附录 A 图 A1 所示, PMSG 通过一台背靠背变流器接入电网,发电机侧变流器控制风电机组发出的功率,风电机组根据运行的转子转速从功率跟踪曲线上获得定功率控制的参考值,电网侧变流器控制直流电压和变流器与电网交换的无功功率。风电机组模型详细介绍参考文献[22]。

将风电机组从空气中捕获的功率P_{wind}作为输入 风电机组发电机的机械功率。根据空气动力学原 理,P_{wind}为:

$$P_{\rm wind} = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 v_{\rm w}^3 C_{\rm p}(\lambda,\beta) \tag{1}$$

$$\lambda = \frac{\omega_{\rm r} R}{v_{\rm w}} \tag{2}$$

式中: ρ 为空气密度;R为风电机组叶片半径; v_w 为风 速; $C_p(\lambda,\beta)$ 为风电机组的风能利用系数,如式(3) 所示, λ 为叶尖速比, β 为桨距角; ω_r 为风电机组转子 转速。

$$C_{\rm p}(\lambda,\beta) = 0.517.6 \left(\frac{116}{\lambda_{\rm i}} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_{\rm i}}} + 0.006.8\lambda$$
(3)

$$\frac{1}{\lambda_{i}} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^{3} + 1}$$
(4)

正常运行条件下,当风电机组转子转速 ω_r 低于 变桨距角控制的参考值 ω_r^{max} 时,桨距角 $\beta=0^\circ$,此时 C_p 仅与 λ 有关,对于给定的 λ 最佳值 λ_{opt} ,可得到 C_p 的 最大值 C_p^{max} 。当给定风速 v_w 后,由式(2)可确定风电 机组最佳转子转速。

忽略发电机的功率损耗,即发电机的机械功率和电磁功率相等,将式(2)代入式(1)可得到风电机 组运行在 MPPT运行点时的有功功率参考值 P_{opt}16 为:

$$P_{\rm opt} = \frac{\pi \rho R^5 C_{\rm p}^{\rm max}}{2\lambda_{\rm opt}^3} \omega_{\rm r}^3 = k_{\rm opt} \omega_{\rm r}^3$$
(5)

式中:k_{opt}为风电机组运行在MPPT运行点时的功率曲线系数,为常数。

2 减载控制

含高比例风电的电力系统需要风电机组提供一次调频,而风电机组运行在 MPPT 运行点时,不具有 功率备用,不能类似同步发电机提供一次调频,因 此,若要使风电机组提供一次调频,则首先要使风电 机组在稳态时具有提供一次调频的备用功率。

减载控制是一种使风电机组具有功率备用的有效方法。若对风电机组执行减载控制,则风电机组 捕获的功率 P_a为:

$$P_{\rm d} = (1-d)P_{\rm wind} = \frac{1}{2} (1-d)\pi \rho R^2 C_{\rm p}^{\rm max} v_{\rm w}^3 \qquad (6)$$

式中:d为风电机组的减载系数,0<d≤1。

由式(1)可知,当风速固定时,风电机组捕获的 功率仅由风能利用系数决定,因此,对风电机组执行 减载控制时其捕获的功率可以表示为:

$$P_{\rm d} = \frac{1}{2} \pi \rho R^2 C_{\rm p_del} v_{\rm w}^3 \tag{7}$$

式中: $C_{p_{-del}}$ 为风电机组减载时的风能利用系数。

对比式(6)和式(7)可得:
$$C_{n,del} = (1-d)C_n^{max}$$
 (8)

式(8)表明,可以通过减小风电机组的风能利用 系数实现对风电机组的减载控制。图1为风速恒定 时对风电机组执行减载控制的原理,图中点A对应 的转速 ω_2 大于 MPPT点对应的转速 ω_0 ,点C对应的 转速 ω_1 小于 MPPT点对应的转速 ω_0 ,点D对应的桨 距角 β_1 小于 MPPT点对应的桨距角 $\beta_0=0^\circ$ 。由图可 知,通过增加桨距角(点D)以及进行转子超速控制 (点A)和转子减速控制(点C)均能降低风能利用率, 实现对风电机组的减载控制。变桨距角控制通过增 加桨距角来获得功率备用,当频率下降时,通过减小 桨距角来增加捕获的功率。在转子超速控制下,当 频率下降时,风电机组释放动能,当转子转速下降 时,风电机组捕获的功率会增加,有利于风电机组的 稳定运行。而转子减速控制会使风电机组运行在不 稳定的点(点C),这是由于当频率下降时,风电机组



释放动能,转速下降,导致捕获的功率进一步下降, 从而使转速进一步下降。因此,本文采用变桨距角 控制以及转子超速控制来实现对风电机组的减载 控制。

风速不同时,风电机组运行的转子转速也不同, 实现减载控制的方式也不同。附录A图A2为风电 机组参考功率与转子转速的关系图。图中: ω_{n} 为中 高风速和中低风速的分节点B对应的转速; ω_{n} 为风 电机组并网的最小转子转速; ω_{max} 为风电机组运行 的最大转子转速,也为变桨距角控制的参考值,当转 子转速 $\omega_{r}>\omega_{max}$ 时,变桨距角控制将会动作来限制转 子转速的升高。

在低风速下,风电机组运行在附录A图A2中HI 段时,减载控制不会使风电机组转子转速达到 ω_{max} , 仅通过转子超速控制就可实现所需的功率备用,变桨 距角控制不动作,因此,风电机组减载时的风能利用 系数与最大风能利用系数存在如式(9)所示的关系。

$$C_{\rm p_del}(\lambda_{\rm del}, 0) = (1 - d) C_{\rm p}^{\rm max}(\lambda_{\rm opt}, 0)$$
(9)

式中:λ_{del}为风电机组减载时的叶尖速比。

忽略发电机的功率损耗,即发电机的机械功率 和电磁功率相等,将式(2)代入式(7)可得到风电机 组运行在*HI*段时减载控制的参考功率*P*_{del}为:

$$P_{\rm del} = \frac{\pi \rho R^5 C_{\rm p,del}}{2\lambda_{\rm del}^3} \omega_{\rm r}^3 \tag{10}$$

将式(9)代入式(10)可得到
$$P_{del}$$
为:
 $P_{del}(1-d)\pi\rho R^5 C_p^{max}$ (1)

$$P_{\rm del} = \frac{(1 - \omega)^{\alpha} P^{\alpha} \sigma_{\rm p}}{2\lambda_{\rm del}^3} \omega_{\rm r}^3 = k_{\rm opt}' \omega_{\rm r}^3 \qquad (11)$$

式中: k'_{opt} 为减载时的功率跟踪曲线系数,与风电 机组的减载系数d和减载时的转子转速 $\omega_{rdel}(\lambda_{del} = \omega_{rdel} R/v_w)$ 有关。当d确定后, ω_{rdel} 即可确定,从而 k'_{opt} 也为确定的常数。

在中风速下,风电机组运行在附录A图A2中IJ 段,风电机组转子转速为ω_n<ω_r≤ω_{max}时,仅依靠转 子超速控制不能满足对风电机组的减载控制要求, 需要将转子超速控制与变桨距角控制结合。当转子 转速达到额定转子转速时,变桨距角控制动作来限 制转子转速的上升,此时的风能利用率为:

 $C_{p_{del}}(\lambda_{del}, \beta_{del}) = (1-d)C_{p}^{max}(\lambda_{opt}, 0)$ (12) 式中: β_{del} 为减载控制时的桨距角。

将式(12)代人式(10)可得到与式(11)相同表达 形式的功率参考值。

在高风速(小于极限风速)下,风电机组运行在 附录A图A2中JK段,风电机组的转子转速为 ω_{max} , 转子转速已经不能再上升,只能依靠变桨距角控制 来实现减载控制,此时的功率参考值为:

$$P_{del} = (1-d)P_{max}$$
(13)
式中: P_{max} 为风机额定功率。

3 基于减载系数变化的一次调频控制

3.1 传统一次调频控制

传统一次调频控制利用超速减载控制进行功率 存储,利用下垂控制响应频率,其控制框图如附录A 图A3所示。

$$P_{\rm ref1} = P_{\rm del} + \Delta P_{\rm d} = P_{\rm del} - \frac{K_{\rm d}(f - f_0)}{f_0}$$
(14)

式中: P_{reft} 为传统一次调频控制后的参考功率; ΔP_{d} 为下垂控制的附加功率; K_{d} 为下垂系数;f为实测的电网频率; f_{0} 为电网额定频率。

然而,这种超速减载控制与下垂控制结合的传统一次调频控制,存在功率跟踪曲线与下垂控制间的交互影响,这导致风电机组一次调频控制响应能力减弱以及风电机组减载储存的功率不能充分释放。下面以风电机组运行在附录A图A2的AB段进行分析。

由式(11)可知,扰动前风电机组的输出功率 P_{w1}为:

$$P_{\rm wt1} = k'_{\rm opt} \omega_{\rm r1}^3 \tag{15}$$

式中:ω_{rl}为扰动前的风电机组转子转速。

根据式(11)和式(14),风电机组提供一次调频 控制时的输出功率 P_w,为:

$$P_{\rm wt2} = k'_{\rm opt} \omega_{\rm r2}^3 - \frac{K_{\rm d} (f - f_0)}{f_0}$$
(16)

式中: *ω*₁₂ 为风电机组提供一次调频控制时的转子转速。

风电机组传统一次调频控制提供的实际附加功率 ΔP_{y} 为:

$$\Delta P_{y} = P_{wt2} - P_{wt1} = k'_{opt} \left(\omega_{r2}^{3} - \omega_{r1}^{3} \right) - \frac{K_{d} \Delta f}{f_{0}} = \Delta P_{1} + \Delta P_{d} (17)$$

式中: $\Delta P_1 = k'_{opt}(\omega_{r_2}^2 - \omega_{r_1}^3)$,表示因一次调频控制下超 速减载控制的功率跟踪曲线与下垂控制间的交互影 响而少发的功率; $\Delta f = f - f_0$,为频率偏差。

图 2 为频率降低时传统一次调频控制下风电机 组的运行特性。图中:点 E 为调频前的稳态运行点, 对应的转子转速为 ω_{ri} ;点 F 为频率支持阶段的任意 一点,对应的转子转速为 ω_{r2} ;点 G 为风电机组机械功 率和电磁功率达到的新的平衡点(不考虑二次调 频),对应的转子转速为 ω_{r3} ;点 H 为转子转速为 ω_{r2} 时 减载功率跟踪曲线上获得的参考功率对应的点;带 箭头曲线表示风电机组提供频率支撑时的轨迹。由 图可知,当频率降低($\Delta f < 0$)时,风电机组提供一次 调频支撑,在下垂控制($\Delta P_{a} > 0$)的作用下,风电机组 的电磁功率增加,而调频初始时刻机械功率不变,这 时电磁功率大于机械功率,转子转速下降,捕获的风 电功率沿着曲线上EG段增加(机械功率增加),但从 减载功率跟踪曲线上获得的参考功率沿着曲线上 EH段降低,在达到新的平衡前,转子转速下降,风电机组捕获的机械功率增加,电磁功率下降。当电磁功率等于机械功率时,风电机组进入新的稳定状态(点G),对于频率支撑过程中的任意一点F,对应的转子转速 ω_{r2} 小于调频前的 ω_{r1} , $\Delta P_1 < 0$,而 $\Delta P_d > 0$,因此 $\Delta P_y < \Delta P_d$ 。同理,当频率升高($\Delta f > 0$)时, $\omega_{r2} > \omega_{r1}$, $\Delta P_1 > 0$,而 $\Delta P_d < 0$,因此 $|\Delta P_y| < |\Delta P_d|$ 。由此可见,功率跟踪曲线与下垂控制间的交互影响使风电机组传统一次调频控制提供的实际附加功率小于下垂控制的附加功率,导致在调频过程中不能充分释放减载控制储备的功率,削弱了一次调频控制的效果。





Fig.2 Operation characteristics of wind turbine with traditional primary frequency control when frequency reduces

3.2 基于减载系数变化的一次调频控制

为了消除上述超速减载控制的功率跟踪曲线与 下垂控制间的交互影响,本文提出基于减载系数变 化的一次调频控制策略,控制框图如图3所示,流程 图如图4所示。图3中: d_s 为采用所提一次调频控制 计算出的减载变化系数:d'为风电机组的实际减载 系数,为 $d = d_s 之 差$; S_{EN} 为所提一次调频控制的启动 判断环节输出信号; P_{del0} 为风电机组调频前的初期 参考功率。当 $S_{EN} = 1$ 时,采样保持器不保持采样,其 输出值等于输入值 P_{del} ,当 S_{EN} 由1转换为0时,采样 保持器保持采样,此时其输入值为 P_{del0} ,并且其输出





Fig.3 Block diagram of primary frequency control based on deloadding coefficient variation



图 4 基于减载系数变化的一次调频控制流程图 Fig.4 Flowchart of primary frequency control based on deloadding coefficient variation

值将会一直保持为 P_{del0} ,直到 S_{EN} 由0变为1。启动判断环节用于控制采样保持器的启动或者退出,只有在风电机组提供一次调频控制时才启动采样保持器(S_{EN} =0),在其他情况下,不启动采样保持器(S_{EN} =1)。有多种方法可以启动采样保持器,本文中当频率偏差超过频率死区 Δf_d 时,延时0.2 s启动采样保持器,频率死区的设置方法如式(18)所示。

 $\Delta f_{d} = \max(f - f_{0} - \Delta f_{v}, 0) + \min(f - f_{0} + \Delta f_{v}, 0) (18)$ 式中: Δf_{v} 为死区大小。

由图 3、4可知:当频率偏差在频率死区 Δf_d 之内 时, S_{EN} =1,风电机组不启动一次调频控制,采样保持 器的输出值为 P_{del} ,下垂控制的输出值 ΔP_d =0,此时 比例积分 PI(Proportion-Integral)控制器的输入值为 0,输出值 d_s 也为0,风电机组的实际减载系数d'等于 减载系数初始值d;当频率偏差超过死区 Δf_d 时,延 时 0.2 s 启动采样保持器, S_{EN} =0,风电机组启动一次 调频控制,此时 PI 控制器的输入值不为0, d_s 也不为 0, $d'=d-d_s$,风电机组自动调整减载系数使 P_{del} 跟踪 $P_{del0} + \Delta P_d$,同时为了避免过度释放风电机组减载所 储备的功率,设置 PI 控制器限幅值为± d_o

与传统一次调频控制相比,在频率支撑阶段,本 文所提一次调频控制下风电机组提供一次调频支撑 的附加功率与转子转速无关,仅与频率偏差有关,能 够较好地消除功率跟踪曲线与下垂控制间的交互 影响。

3.3 一次调频参数设置

图3中,风电机组的下垂系数K_d和减载系数初

始值*d*的选取尤为关键,二者是决定风电机组一次 调频能力的重要参数。

同步发电机是通过调速器的下垂特性实现一次 调频的,因此,参考同步发电机功率-频率静特性系 数的定义,风电机组的下垂系数可表示为:

$$K_{\rm d} = \frac{1}{\delta_{\rm m}} \tag{19}$$

式中: δ_x 为风电机组的静态调差系数。参考汽轮机 组静态调差系数的取值范围, δ_x 取值范围为0.04~ 0.06,对应的下垂系数 K_a 的取值范围为16.67~25。

 $δ_w$ 还可以表示为:

$$\delta_{\rm w} = -\frac{\Delta f}{f_0 \Delta P_{\rm w}} \tag{20}$$

式中: ΔP_{x} 为频率偏差 Δf 下风电机组增发的功率;负号表示 ΔP_{x} 与 Δf 变化趋势相反。

风电机组一次调频稳定输出的最大功率等于风 电机组减载所储备的备用功率 ΔP_{del} ,由式(20)可知, ΔP_{del} 可表示为:

$$\Delta P_{\rm del} = \frac{\Delta f_{\rm dmax} - \Delta f_{\rm d}}{f_0 \delta_{\rm w}} = \frac{\Delta f_{\rm dmax} - \Delta f_{\rm d}}{f_0} K_{\rm d} \qquad (21)$$

式中: Δf_{dmax} 为一次调频所能覆盖的最大频率偏差。

将风电机组减载所储备的备用功率 ΔP_{del} 转化为风电机组的减载系数d,如式(22)所示。

$$d = \frac{P_{\text{opt}} - P_{\text{del}}}{P_{\text{opt}}} = \frac{\Delta P_{\text{del}}}{P_{\text{opt}}} = \frac{(\Delta f_{\text{dmax}} - \Delta f_{\text{d}})K_{\text{d}}}{f_0 P_{\text{opt}}}$$
(22)

4 仿真分析

4.1 仿真模型

为了验证所提控制策略的准确性,在PSCAD/ EMTDC中搭建如附录A图A4所示的仿真系统,包 含1台PMSG、1台同步发电机、1个固定负荷和1个 可投切负荷。PMSG的参数如附录B表B1所示。同 步发电机采用7阶模型,相关参数如附录B表B2所 示。固定负荷 P_{L1} =3+j0.3 MV·A,可变负荷 P_{L2} =0.15+ j0.015 MV·A。风电机组的下垂系数 K_d =20,备用功 率 ΔP_{del} =0.06 p.u., Δf_d =0.05 Hz, Δf_{dmax} =0.2 Hz。

4.2 中低风速下负荷突然增加

在风速为8.3 m/s下,10 s时突然增加5%的可 变负荷,图5为风电机组 MPPT无附加控制、MPPT下 垂控制、传统一次调频控制(减载控制+下垂控制)、 所提基于减载系数变化的一次调频控制的仿真结 果。图中: P_{wt} 为风电机组的输出功率; P_{wt} 、 P_{wind} 、 ω_r 均 为标幺值。令 f_{nadir} 为频率最低点, f_{α} 为扰动后的稳态 频率,图5(a)中:MPPT无附加控制的 f_{nadir} =49.06 Hz, f_{α} =49.88 Hz; MPPT下垂控制的 f_{nadir} =49.59 Hz, f_{α} = 49.87 Hz;传统一次调频控制的 f_{nadir} =49.75 Hz, f_{α} = $49.91~Hz_{\,\circ}$



Fig.5 Simulative results for 5% sudden load increase under medium- and low-wind speed

由图5可知:当风电机组运行在 MPPT 无附加 控制时,风电机组不响应频率,最大频率偏差达到 0.94 Hz;当风电机组运行在 MPPT 下垂控制时,通过 释放储备在转子中的旋转动能使最大频率偏差降 到 0.41 Hz, 相较于 MPPT 无附加控制降低了 56.4%。 由图5(b)和图5(c)可知,由于没有功率备用,当转 子转速下降时,风电机组捕获的功率不仅没有增加 反而下降,这导致在频率恢复的过程中风电机组从 电网中吸收的能量(图5(b)中竖线阴影部分的面 积)比频率支撑阶段释放的能量(图5(b)中横线阴 影部分的面积)要多,这也直接导致了频率波动的时 间较长,并且出现了轻微的二次频率跌落现象。对 风电机组执行减载控制后,风电机组储备了0.06 p.u. 的备用功率,转子转速提高,但还没有达到额定值, 因此变桨距角控制不会动作,桨距角保持为0°(如 图 5(e) 所示)。由于有备用功率,当频率恢复时,传 统一次调频控制没有从系统中吸收能量,并且在 转子转速下降时风电机组捕获的功率增加,最大频 率偏差降到 0.25 Hz, 相较于 MPPT 无附加控制降低 了73.4%,且稳态频率提升了0.02 Hz,但是由于在一 次调频过程中转子转速会下降,因此,从功率跟踪曲 线获得的参考功率会下降,这削弱了传统一次调频 控制的效果。由图5(a)和图5(b)可知,传统一次调

频控制的频率改善效果比本文所提一次调频控制 要差,并且风电机组储备的功率释放量也比所提一 次调频控制要少,所提一次调频控制下的最大频率 偏差降到0.21 Hz,相较于无附加控制降低了77.7%, 相较于传统一次调频控制降低了16%。此外,由 图 5(b)和图 5(c)可知,在稳态频率时,相较于传统 一次调频控制,本文所提一次调频控制下风电机 组的输出功率和捕获的功率均要高,稳态频率提高 了 0.01 Hz。综上,本文所提一次调频控制优于传统 一次调频控制。

4.3 中高风速下负荷突然增加

在风速为10 m/s下,10 s时突然增加5%的可 变负荷,附录A图A5为风电机组MPPT无附加控制、 MPPT下垂控制、传统一次调频(减载控制+下垂控 制)、所提基于减载系数变化的一次调频控制的仿真 结果。

由图A5可知:当风电机组运行在MPPT无附加 控制时,风电机组不参与频率调节,最大频率偏差达 到0.87 Hz;当风电机组运行在 MPPT 下垂控制时,风 电机组通过释放储备在转子中的动能,最大频率偏 差降到 0.39 Hz, 相较于 MPPT 无附加控制降低了 55.2%。由图A5(c)可知,由于没有功率备用,当转 子转速下降时,风电机组捕获的功率下降,但下降幅 度没有中低风速下的大。由图A5(b)可知,在频率 恢复的过程中,相较于中低风速,中高风速下风电机 组从电网中吸收的能量(图中竖线阴影部分的面积) 要少,频率波动时间要短,频率波动幅度也要小,这 是由于中高风速下转子转速较高,在释放相同的能 量下,转子转速下降幅度更小,从而使捕获的风能损 失量也更小,这说明风电机组 MPPT 运行的调频能 力与风速相关,在MPPT运行下,要慎重选取风电机 组的下垂系数。对风电机组执行减载控制后,转子 转速提高到额定值,变桨距角控制动作来限制转子 转速的上升(如图A5(e)所示)。由于有备用功率, 当频率恢复时,传统一次调频控制下的最大频率偏 差降到 0.23 Hz, 相较于 MPPT 无附加控制降低了 73.6%,且稳态频率提升了0.03 Hz。本文所提一次 调频控制下的最大频率偏差降到0.2 Hz,相较于 MPPT无附加控制降低了77%,相较于传统一次调 频控制降低了13%,证明了本文所提一次调频控制 的控制效果优于传统一次调频控制。结合图5的仿 真结果可知,在中高和中低风速下,所提一次调频控 制的暂态频率偏差和稳态频率偏差几乎相等,这表 明该控制不受风速的影响。

4.4 中低风速下负荷突然减少

在风速为8.3 m/s下,10 s时突然减少5%的可 变负荷,附录A图A6为风电机组MPPT无附加控制、 MPPT下垂控制、传统一次调频(减载控制+下垂控 制)、所提基于减载系数变化的一次调频控制的仿真结果。

由图A6可知:当风电机组运行在MPPT无附加 控制时,风电机组不响应频率,最大频率偏差达到 0.92 Hz;当风电机组运行在 MPPT 下垂控制时,最大 频率偏差降到0.34 Hz,相较于 MPPT 无附加控制降 低了63%。由图A6(c)可知,与图5中负荷突然增加 的结果不同,风电机组捕获的功率与调频所需功率 同调(当频率上升时,风电机组捕获的功率减少),这 有利于调频,但频率峰值降低的幅度没有另外2种 减载控制下的大。由图A6(b)可知,在频率恢复阶 段,风电机组向外释放功率,这导致 MPPT 下垂控制 下频率恢复的时间最长。传统一次调频控制下,最 大频率偏差降到0.26 Hz,相较于 MPPT 无附加控制 降低了71.7%,且稳态频率偏差减小了0.01 Hz,但是 由于在一次调频过程中转子转速上升,因此,从功率 跟踪曲线上获得的参考功率增加,这削弱了传统一 次调频控制的效果。由图A6(a)和图A6(b)可知,所 提一次调频控制下的最大频率偏差降到0.21 Hz,相 较于MPPT无附加控制降低了77.2%,相较于传统一 次调频控制降低了19.2%,并且所提一次调频控制 下的稳态频率比传统一次调频控制减小了0.01 Hz, 因此,本文所提一次调频控制优于传统一次调频 控制。

5 结论

本文提出一种基于减载系数变化的风电机组一 次调频控制,得到如下主要结论。

1)传统风电机组一次调频控制直接将减载控制 和下垂控制结合,存在功率跟踪曲线与下垂控制间 的交互影响,会削弱风电机组的一次调频控制效果, 并且在频率支撑阶段不能充分利用风电机组减载储 存的功率。

2)所提基于减载系数变化的一次调频控制的频 率支撑能力不受转子转速的影响,输出的附加功率 仅与频率偏差和下垂系数有关,能够很好地消除传 统一次调频控制下超速减载控制的功率跟踪曲线与 下垂控制间的交互影响,所提一次调频控制的控制 效果优于传统一次调频控制。在相同的减载量下, 所提一次调频控制能够进一步提高风电机组的频率 支撑能力。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] 刘洪波,彭晓宇,张崇,等.风电参与电力系统调频控制策略综述[J].电力自动化设备,2021,41(11):81-92.
 LIU Hongbo, PENG Xiaoyu, ZHANG Chong, et al. Overview of wind power participating in frequency regulation control

strategy for power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(11); 81-92.

- [2]周天沛,孙伟.高渗透率下变速风力机组虚拟惯性控制的研究
 [J].中国电机工程学报,2017,37(2):486-496.
 ZHOU Tianpei, SUN Wei. Study on virtual inertia control for DFIG-based wind farms with high penetration[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):486-496.
- [3] OCHOA D, MARTINEZ S. Fast-frequency response provided by DFIG-wind turbines and its impact on the grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5):4002-4011.
- [4] LI Y J, XU Z, ZHANG J L, et al. Variable gain control scheme of DFIG-based wind farm for over-frequency support [J]. Renewable Energy, 2018, 120:379-391.
- [5]金铭鑫,王彤,黄世楼,等.含储能型虚拟同步发电机的直驱风机并网系统自适应协调阻尼控制策略[J].电力自动化设备,2021,41(10):170-177,191.
 JIN Mingxin,WANG Tong,HUANG Shilou, et al. Adaptive coor-

dinated damping control strategy for grid-connected directdriven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):170-177, 191.

[6] 李少林,王伟胜,张兴,等. 基于频率响应区间划分的风电机组 虚拟惯量模糊自适应控制[J]. 电网技术,2021,45(5):1658-1665.

LI Shaolin, WANG Weisheng, ZHANG Xing, et al. Fuzzy adaptive virtual inertia control strategy of wind turbines based on system frequency response interval division [J]. Power System Technology, 2021, 45(5):1658-1665.

- [7] Energy Development & Power Generation Committee, Electric Machinery Committee, Power System Relaying & Control Committee of the IEEE Power and Energy Society. IEEE draft standard for interconnection and interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) interconnecting with associated transmission electric power systems: IEEE P2800 / D6.1[S]. [S.I.]: IEEE, 2021.
- [8] 国家能源局.电力系统安全稳定导则:GB/T 38755-2019 [S].北京:中国标准出版社,2020.
- [9]国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定第1部分:陆上风电:GB/T 19963.1-2021[S].北京:中国标准出版社,2021.
- [10] 张旭,陈云龙,岳帅,等.风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J].电网技术,2018,42(6):1793-1803.
 ZHANG Xu,CHEN Yunlong,YUE Shuai, et al. Retrospect and prospect of research on frequency regulation technology of power system by wind power[J]. Power System Technology, 2018,42(6):1793-1803.
- [11] 曾雪洋,刘天琪,王顺亮,等.风电场柔性直流并网与传统直流 外送的源网协调控制策略[J].电网技术,2017,41(5):1390-1398.

ZENG Xueyang, LIU Tianqi, WANG Shunliang, et al. A coordinated source-grid control strategy for wind farm integration with VSC-HVDC and transmission with LCC-HVDC [J]. Power System Technology, 2017, 41(5):1390-1398.

- [12] 侍乔明,王刚,马伟明,等. 直驱永磁风电机组虚拟惯量控制的 实验方法研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(8):2033-2042.
 SHI Qiaoming, WANG Gang, MA Weiming, et al. An experimental study method of D-PMSG with virtual inertia control
 [J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(8):2033-2042.
- [13] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 433-434.
- [14] YE H, PEI W, QI Z P. Analytical modeling of inertial and droop responses from a wind farm for short-term frequency

regulation in power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3414-3423.

[15] 杨涛,廖勇,汤梦阳.改善含风电场虚拟惯量互联电力系统稳定性的自适应鲁棒滑模控制策略[J].电力自动化设备,2020,40(9):223-232.
 YANG Tao,LIAO Yong,TANG Mengyang. Adaptive robust-sli-

ding mode control strategy for improving stability of interconnected power system with virtual inertia of wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9):223-232.

- [16] 王同森,张峰,丁磊.考虑最优运行点的超速风电机组调频控制策略[J].电力自动化设备,2021,41(6):22-28.
 WANG Tongsen, ZHANG Feng, DING Lei. Frequency regulation control strategy of over-speed wind turbines considering optimal operation point[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(6):22-28.
- [17] 丁磊,尹善耀,王同晓,等.结合超速备用和模拟惯性的双馈风机频率控制策略[J].电网技术,2015,39(9):2385-2391.
 DING Lei,YIN Shanyao,WANG Tongxiao,et al. Integrated frequency control strategy of DFIGs based on virtual inertia and over-speed control[J]. Power System Technology,2015,39 (9):2385-2391.
- [18] 邹贤求,吴政球,陈波,等.变速恒频双馈风电机组频率控制策 略的改进[J].电力系统及其自动化学报,2011,23(3):63-68.
 ZOU Xianqiu, WU Zhengqiu, CHEN Bo, et al. Improved frequency control strategy for variable-speed constant-frequency doubly-fed induction generator wind turbines [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2011,23(3):63-68.
- [19] FU Y, WANG Y, ZHANG X Y. Integrated wind turbine controller with virtual inertia and primary frequency responses for grid dynamic frequency support [J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 11(8):1129-1137.
- [20] 张昭遂,孙元章,李国杰,等. 超速与变桨协调的双馈风电机组频率控制[J]. 电力系统自动化,2011,35(17):20-25,43.
 ZHANG Zhaosui, SUN Yuanzhang, LI Guojie, et al. Frequency regulation by doubly fed induction generator wind turbines based on coordinated overspeed control and pitch control[J].
 Automation of Electric Power Systems,2011,35(17):20-25,43.
- [21] 李颖颖,王德林,范林源,等.双馈风电机组限功率运行下频 率稳定的变系数控制策略[J].电网技术,2019,43(8):2910-2917.

LI Yingying, WANG Delin, FAN Linyuan, et al. Variable coefficient control strategy for frequency stability of DFIG under power-limited operation[J]. Power System Technology, 2019, 43 (8):2910-2917.

[22] ARANI M F M, MOHAMED Y A R I. Assessment and enhancement of a full-scale PMSG-based wind power generator performance under faults[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31(2):728-739.

作者简介:



曾雪洋

曾雪洋(1992—),男,博士,研究方向 为高压直流输电、新能源并网与发电技术 (**E-mail**:xueyangzeng@126.com);

张 纯(1985—),男,高级工程师,硕 士,研究方向为电网控制与保护(E-mail: zcdamaomao@foxmail.com);

王顺亮(1987—),男,副教授,博士研究生导师,博士,通信作者,研究方向为高 压直流输电、变流器控制与调制(E-mail: slw_scu@163.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第139页 continued on page 139)

on Power Electronics, 2014, 29(3):1254-1261.

[21]苏田宇.含并网风电场电力系统次同步振荡阻尼控制研究
 [D].北京:华北电力大学,2019.
 SU Tianyu. Research on subsynchronous oscillation damping

control in the power system connected with wind farm[D]. Beijing:North China Electric Power University,2019.

作者简介:

李浩志(1998—),男,博士研究生,研究方向为电力系统 稳定性分析与控制(E-mail:lihz19@mails.tsinghua.edu.cn); 李景一(1990—),男,高级工程师,博士,主要研究方向



为海上风电交 / 直流送出系统的谐振特性 分析(**E-mail**:li_jy3@hdec.com);

杨建军(1964—),男,教授级高级工程 师,主要研究方向为水电和新能源工程电气 系统设计(**E-mail**:yang_jj@hdec.com);

谢小荣(1975—),男,教授,博士,通 信作者,研究方向为可再生能源电力系统、 次同步振荡分析与控制及柔性输配电系统 (**E-mail**:xiexr@tsinghua.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Shunt-VSC subsynchronous damping controller to suppress SSO in wind power connected by flexible DC sending system

LI Haozhi¹, LI Jingyi^{1,2}, YANG Jianjun², XIE Xiaorong¹

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipment,

Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Key Laboratory of Far-shore Wind Power Technology of Zhejiang Province,

Power China Huadong Engineering Corporation, Hangzhou 311112, China)

Abstract: Wind power connected to AC grid by flexible DC transmission (here is called flexible DC) system has become one of the main ways for grid connected onshore / offshore wind power system. However, there is a risk of subsynchronous oscillation caused by control interaction between wind power and flexible DC system. In order to suppress the oscillation, a shunt-VSC(Voltage-Source Converter) subsynchronous damping controller independent of flexible DC system and wind turbine unit converter is proposed. The collection line voltage is used as the input signal by this controller and the oscillation modes of the signal are extracted to modulate the signal's amplitude and phase, moreover the subsynchronous frequency current is injected by shunt-VSC into the system to suppress the oscillation. The parameters of controller are optimized based on the complex impedance method. The simulative results demonstrate that the proposed controller can suppress the oscillation effectively under different operation conditions.

Key words: wind farm; flexible DC transmission; modular multilevel converter; impedance analysis; suppression of subsynchronous oscillation

(上接第125页 continued from page 125)

Primary frequency control of wind turbine based on deloading coefficient variation

ZENG Xueyang¹, ZHANG Chun¹, WANG Shunliang², LI Xiaopeng¹, LIU Tianqi²

- (1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, China;
- 2. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The participation of wind turbines in primary frequency control of power grid is of great significance to improve the frequency regulation ability of power system with high proportion of wind power. The interaction influence mechanism between power tracking curve of over-speed deloading control and droop control under the traditional primary frequency control of wind turbines is analyzed, and results show that the interaction influence cannot fully release the reserve power of deloading control of wind turbines, which weakens the frequency regulation ability of wind turbines. In order to eliminate the interaction influence, a primary frequency control strategy of wind turbines based on deloading coefficient variation is proposed, and a parameter setting method of primary frequency control is given. A simulation example is built on PSCAD / EMTDC, and the results show that the proposed control strategy can well eliminate the interaction influence, and its frequency improvement effect is better than that of the traditional primary frequency control. **Key words**: wind turbine; deloading control; primary frequency control; interaction effect; deloading coefficient variation

附录 A:



图 A1 PMSG 模型

Fig.A1 PMSG model



图 A2 参考功率与转子转速的关系图

Fig.A2 Relationship between reference power and rotor speed



图 A3 风电机组传统一次调频控制框图

Fig.A3 Block diagram of traditional primary frequency control for wind turbine



图 A4 仿真测试系统

Fig.A4 Simulation test system



图 A5 中高风速下突然增加 5%的负荷时的仿真结果

Fig.A5 Simulative results for 5% sudden load increase under medium- and high-wind speed



图 A6 中低风速下突然减少 5%的负荷时的仿真结果

Fig.A6 Simulative results for 5% sudden load decrease under medium- and low-wind speed

附录 B:

表 B1 PMSG 主要参数

Table B1 Main parameters of PMSG

参数	参数值	参数	参数值
额定容量 Swr	2 MW	直流电容 C_{dc}	50 mF
机端电压 Vwr	0.69 kV	额定直流电压 V _{dc0}	2 kV
额定频率 fo	50 Hz	叶片半径 R	42 m
惯性时间常数 Hs	4 s	阻尼系数	0.01
额定转速	1.23p.u.	切入风速	4 m/s
额定风速	11 m/s	极限风速	25 m/s

表 B2 同步发电机主要参数

Table B2 Main parameters of synchronous generator

参数	参数值	参数	参数值
额定容量 Sg	3 MW	x_d , x_d , x_d	1.305, 0.296, 0.252
机端电压 Vg	6.6 kV	x_q , $x_q^{"}$, x_1	0.474, 0.243, 0.18
惯性时间常数 Hg	3.2 s	$T_d^{'}$, $T_d^{"}$, $T_q^{"}$	1.01, 0.053, 0.071
原动机调差系数	0.04	励磁调节器增益	400
原动机时间常数	2.67 s	励磁时间常数	0.01
伺服电机时间常数	0.07		