

双馈抽水蓄能机组参与电网调频的改进虚拟惯性控制策略

李 辉¹, 刘海涛¹, 宋二兵¹, 肖洪伟¹, 骆 林², 黄智欣²

(1. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆市 400044;

2. 东方电气集团东方电机有限公司, 四川省德阳市 618000)

摘要: 为了提高双馈抽水蓄能机组参与电网调频的能力, 提出一种带比例-微分(PD)环节的双馈抽水蓄能机组改进虚拟惯性控制策略。首先, 基于双馈抽水蓄能机组运行特点, 分别建立了可逆水泵水轮机和双馈感应电机的数学模型及双馈抽水蓄能机组控制模型。其次, 根据机组虚拟转动惯量与转速调节及电网频率变化的关系, 提出一种带PD环节的双馈抽水蓄能机组改进虚拟惯性控制策略, 并给出了改进虚拟惯性控制相关参数的整定方法。最后, 通过对含双馈抽水蓄能机组的3机系统的仿真分析, 验证了所述策略可有效提升双馈抽水蓄能机组在发电、电动工况下的频率响应能力, 提高了电力系统的频率稳定性。

关键词: 双馈抽水蓄能机组; 虚拟惯量; 惯性控制; 频率调节; 参数整定

0 引言

双馈抽水蓄能机组(doubly fed pumped storage unit, DFPSU)以其转速可调的优点逐渐成为新建抽水蓄能电站的主流机组之一^[1-3]。近年来, 随着可再生能源在电力系统尤其是在区域电网中渗透率的不断增加, 要求DFPSU不仅具备参与电网调峰的作用, 还要具备参与电网频率调节的能力。然而, 现有DFPSU功率解耦控制使得双馈感应电机(doubly fed induction machine, DFIM)转子不能随着频率的变化自动作出快速响应, 进而对整个系统的频率贡献微乎其微^[4-7]。因此, 如何通过DFPSU调频控制策略的研究, 提高机组参与电网调频的能力, 对提高电力系统频率稳定性具有重要意义。

目前, 国内外关于DFPSU方面的研究大多集中在系统建模和功率解耦仿真分析上^[8-9], 而涉及DFPSU频率控制方面的报道较少, 如文献^[8-9]分别针对抽水蓄能机组水力机械系统和电气系统的建模进行研究。近年来, 虽然在双馈风力发电领域已经开展频率控制的研究, 但仅限于DFIM运行在发电工况, 缺少对电动工况调频控制策略和动态性能的研究。例如: 文献^[10-13]提出转子动能控制的方

法, 通过增加辅助频率控制环来释放/吸收转子动能提供短时功率支撑。文献^[14-16]通过模拟同步发电机一次调频的功率-频率下垂特性, 提出采用下垂控制策略实现对双馈机组频率的控制。然而, 该控制方法由于不能消除稳态频差 Δf , 使得额外有功参考信号 ΔP 始终存在, 这就可能使机组转速不断下降以至于转速过低而产生机组失速等情况。虽然文献^[17-19]提出采用基于 df/dt 控制环的虚拟惯性调频控制策略, 来模拟与同步发电机相似的惯性响应; 然而, 在系统振荡过程中, df/dt 控制环节会产生负阻尼效果, 不利于该控制器参数的设计及系统的稳定运行^[7]。此外, 虽然上述文献所述控制策略均能实现对系统频率的调节, 但缺乏对调频能力, 特别是系统频率最低点(frequency nadir, FN)、频率最高点(frequency zenith, FZ), 以及机组转速恢复稳定动态效果的深入研究。另外, 为了更好地发挥DFPSU作为电网调度工具的重要作用, 要求其在发电、电动工况均具有调频能力; 而现有调频控制策略的研究大都针对双馈机组的发电运行工况进行分析, 关于机组电动工况调频控制策略的研究尚未见报道; 此外, 涉及DFPSU发电、电动工况控制参数及调频能力的分析, 亦未见深入研究。因此, 为了弥补传统虚拟惯性控制策略自身存在的负阻尼缺点, 消除 Δf 单闭环控制时存在的稳态频差, 有必要结合DFPSU电动、发电双向运行的特点, 进一步研究有效的DFPSU调频控制策略。

为了提高系统的FN、降低FZ, 缩短机组转速恢

收稿日期: 2016-07-06; 修回日期: 2017-01-04。

上网日期: 2017-03-21。

国家自然科学基金资助项目(51377184); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(106112016CDJZR158802)。

复稳定的时间,本文提出一种带比例-微分(PD)环节的 DFPSU 改进虚拟惯性调频控制策略。结合 DFPSU 运行特点,分别建立了可逆水泵水轮机和 DFIM 的数学模型,以及 DFPSU 控制模型。根据机组虚拟转动惯量与转速调节及电网频率变化的关系,分析了虚拟惯性控制原理,进而提出带 PD 环节的 DFPSU 改进虚拟惯性控制策略,并给出了改进虚拟惯性控制相关参数的整定方法。最后,基于 MATLAB/Simulink 平台搭建含 DFPSU 的 3 机系统模型,分别对 DFPSU 在发电、电动工况下对电网频率支持的动态过程进行仿真研究,验证所述控制策略的有效性。

1 DFPSU 模型及综合控制系统

1.1 可逆水泵水轮机数学模型

1) 水轮机运行模式

可逆水泵水轮机运行在水轮机模式时,可等效为常规水轮机,其数学模型为^[20]:

$$\begin{cases} H = \frac{Q^2}{g^2} \\ \dot{Q} = \frac{1}{T_w} \left(1 - \frac{Q^2}{A_t^2 g^2} \right) \\ \dot{g} = -K_a g + K_a v_{sm} \\ P_t = \gamma \eta_t H Q = 9.81 \eta_t H Q \end{cases} \quad (1)$$

式中: H, Q, g 分别为水轮机的有效水头、流量和导叶开度; T_w 和 A_t 分别为水流惯性时间常数和导叶系数; K_a 和 v_{sm} 分别为伺服电机的时间常数和输入电压; P_t 为水轮机功率; η_t 为水轮机效率; γ 为水的比重。

2) 水泵运行模式

可逆水泵水轮机运行在水泵模式时,其水泵工况运行点取决于水泵特性曲线 $H-Q$ 和管路特性曲线 H_d-Q 的交点^[16],即

$$\begin{cases} H = a_0 n_r^2 + a_1 n_r Q + a_2 Q^2 \\ H_d = H_s + H_1 = H_s + f_c Q^2 \end{cases} \quad (2)$$

式中: a_0, a_1, a_2 为曲线拟合系数; n_r 为水泵转速; H 为扬程; H_d 为泵升过程所需总扬程; H_s 和 H_1 分别为静扬程和损失扬程; f_c 为水泵摩擦系数。

水泵模式下机械功率 P_m 为:

$$P_m = \gamma \eta_p H Q = 9.81 \eta_p H Q \quad (3)$$

式中: η_p 为水泵效率。

1.2 DFIM 数学模型

DFIM 在 dq 同步旋转坐标系下的磁链方程和电压矩方程为:

$$\begin{cases} \dot{\psi}_s = L_s \dot{I}_s + L_m \dot{I}_r \\ \dot{\psi}_r = L_r \dot{I}_r + L_m \dot{I}_s \\ \dot{U}_s = R_s \dot{I}_s + \frac{d\dot{\psi}_s}{dt} + j\omega_e \dot{\psi}_s \\ \dot{U}_r = R_r \dot{I}_r + \frac{d\dot{\psi}_r}{dt} + j(\omega_e - \omega_r) \dot{\psi}_r \end{cases} \quad (4)$$

式中: ω_r 为转子角速度; ω_e 为同步角速度; R_s, R_r, L_s, L_r, L_m 分别为定、转子电阻,定、转子等效自感和互感; \dot{U}_s 和 \dot{U}_r 分别为定、转子电压相量; \dot{I}_s 和 \dot{I}_r 分别为定、转子电流相量; $\dot{\psi}_s$ 和 $\dot{\psi}_r$ 分别为定、转子磁链相量。

图 1 所示为 DFPSU 系统控制结构图。图中: PWM 为脉宽调制; P_{ref0} 为机侧有功给定值; Q_{ref0} 和 Q_{gref} 分别为机、网侧无功给定值; V_{dcref} 和 V_{dc} 分别为直流母线电压给定值和实际值。为了实现 DFPSU 的快速功率响应特性和功率解耦控制,本文分别对 DFIM 机侧变流器(MSC)和网侧变流器(GSC)施加定子电压定向矢量控制和电网电压定向矢量控制;可逆水泵水轮机侧根据机组给定负荷 P^* 和水头 H^* 计算出最优转速 n_r^* ,然后通过调节调速器和机械导叶实现对机组转速的控制;其中,调频环节采用传统虚拟惯性控制策略^[14]。

2 DFPSU 的虚拟惯性控制及参数整定

2.1 DFPSU 的虚拟惯量分析

由于功率解耦控制下的 DFPSU 在电网频率变化时无法通过释放或吸收转子动能,向电网提供有功支撑。因此含 DFPSU 的电力系统惯性时间常数 H_{tot} ^[21]可表示为:

$$H_{tot} \equiv \frac{1}{2} J \frac{\omega_s^2}{S_N} = \frac{1}{S_N} \left(\sum E_{k_DFPSU} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (J_i \omega_s^2) \right) = \frac{1}{2S_N} \sum_{i=1}^n (J_i \omega_s^2) \quad (5)$$

式中: ω_s 为同步角速度; n 为同步发电机组的台数; J_i 为系统中同步发电机组 i 的转动惯量; S_N 为系统总的额定容量; E_{k_DFPSU} 为 DFPSU 旋转动能。

忽略阻尼作用,DFPSU 转子储存的旋转动能为 $E_{k_DFPSU} = J_{DFPSU} \omega_r^2 / 2$,其中 J_{DFPSU} 为 DFPSU 的转动惯量;则当系统频率从 f_0 变化至 f 时(转速从系统频率变化前的转子角速度 ω_{r0} 变化至 ω_r),转子释放的动能 ΔE_{k_DFPSU} 为:

$$\begin{aligned} \Delta E_{k_DFPSU} &= \frac{1}{2} J_{DFPSU} [(\omega_{r0} + \Delta\omega_r)^2 - \omega_{r0}^2] = \\ &= \frac{1}{2} J_{vir} [(\omega_s + \Delta\omega_s)^2 - \omega_s^2] \end{aligned} \quad (6)$$

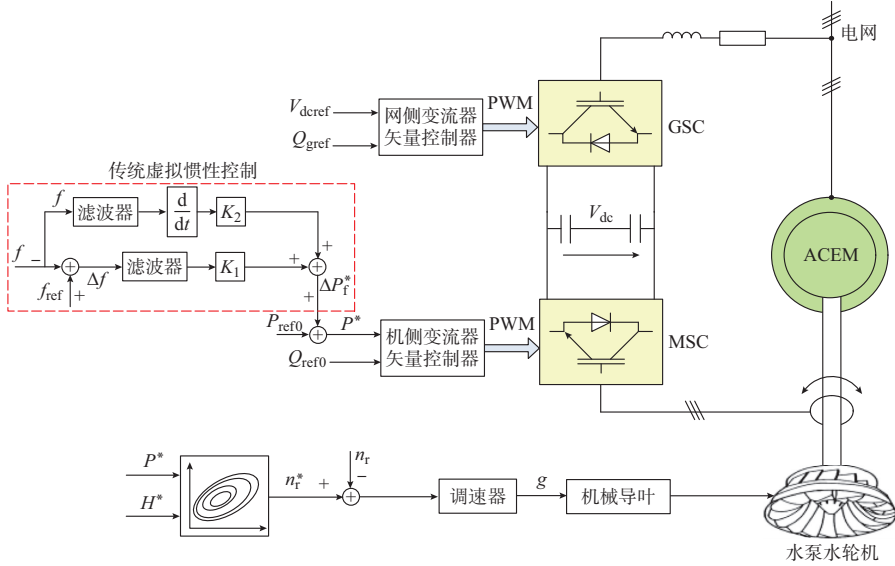


图1 DFPSU 控制系统结构
Fig.1 Structure of DFPSU control system

式中： J_{vir} 为DFPSU的等效虚拟转动惯量； $\Delta\omega_r$ 为转子角速度增量； $\Delta\omega_s$ 为同步角速度增量。

由式(6)可得DFPSU相对于系统频率变化虚拟出的等效惯量为：

$$J_{vir} = \frac{(2\omega_{r0} + \Delta\omega_r)\Delta\omega_r}{(2\omega_s + \Delta\omega_s)\Delta\omega_s} J_{DFPSU} \approx \frac{\omega_{r0}\Delta\omega_r}{\omega_s\Delta\omega_s} J_{DFPSU} = \frac{\omega_{r0}\Delta\omega_r}{2\pi\omega_s\Delta f} J_{DFPSU} \quad (7)$$

式中： Δf 为系统频率变化量。

结合式(5)和式(7)可得，含DFPSU的电力系统惯性时间常数为：

$$H_{tot} = \frac{1}{2S_N} \left(\sum_{j=1}^m J_{vir,j}\omega_s^2 + \sum_{i=1}^n J_i\omega_s^2 \right) \quad (8)$$

式中： m 为DFPSU的台数； $J_{vir,j}$ 为第 j 台DFPSU的虚拟转动惯量。

可见，含DFPSU的电力系统总的惯量由系统所包含的同步机组和DFPSU两部分决定。此外，由式(7)可知，DFPSU的虚拟惯量除和自身的固有惯量有关外，还取决于 ω_{r0} 、 $\Delta\omega_r$ 和 Δf 。因此，在含DFPSU的电力系统中，DFPSU可以通过转速调节等效出比自身固有惯量更大的虚拟惯量。

2.2 带PD环节的虚拟惯性控制策略

本文在2.1节关于DFPSU虚拟转动惯量与转速调节，以及电网频率变化关系分析的基础上，提出一种带PD环节的DFPSU改进虚拟惯性控制策略，如图2所示。与传统虚拟惯性控制不同，本文所述控制策略通过用 $d\Delta f/dt$ 控制环节代替 $d f/dt$ 控制环节，弥补了传统惯性控制策略自身存在的负阻尼

缺点。此外，由于采用 $d\Delta f/dt$ 和 Δf 相结合的控制结构，不仅可以消除 Δf 单闭环控制时存在的稳态频差，还可以实现对转速的快速跟踪，有利于机组转速的快速恢复。

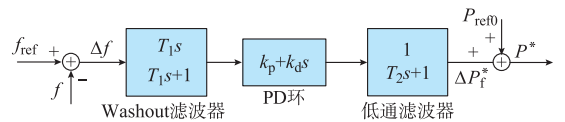


图2 带PD环节的DFPSU改进虚拟惯性控制结构
Fig.2 Structure of DFPSU improved virtual inertia control with PD loop

从图2可以看出，带PD环节的DFPSU改进虚拟惯性控制策略的调频辅助功率 ΔP_f^* 为：

$$\Delta P_f^* = k_p \Delta f + k_d \frac{d\Delta f}{dt} \quad (9)$$

式中： k_p 和 k_d 分别为频率偏差值的比例和微分系数。

此外，该控制策略通过添加Washout滤波器和低通滤波器改善控制效果。其中，Washout滤波器可以阻断稳态输入信号，使控制过程对稳态频率偏差不起作用；低通滤波器用于消除高频噪音信号。

2.3 DFPSU改进虚拟惯性控制参数整定

虚拟惯性控制的控制参数决定着机组的调频特性，为此本文研究了带PD环节的虚拟惯性控制的参数整定方法，并从系统模型的幅相特性出发，阐述所述PD控制器参数整定方法的有效性。

1) k_p 的整定

传统同步机组单位调节功率标么值为：

$$K_{G^*} = \frac{\Delta P_{G^*}}{\Delta f^*} = \frac{\Delta P_{G^*}}{P_{N_DFPSU}} \frac{f_N}{\Delta f^*} = \frac{1}{\sigma^*} \quad (10)$$

式中: $\sigma^* = \Delta f^* / \Delta P_{G^*}$, 为机组调差系数; P_{N_DFPSU} 为 DFPSU 的额定功率; f_N 为系统额定频率; ΔP_{G^*} 和 Δf^* 分别为有功变化量标幺值和频率偏差标幺值。

由等值关系可知:

$$k_p \Delta f = \Delta P_G \quad (11)$$

$$\Delta P_G = K_G \Delta f = \frac{K_{G^*} P_{N_DFPSU}}{f_N} \Delta f \quad (12)$$

式中: ΔP_G 为系统有功变化量; K_G 为单位调节功率。

由式(10)至式(12)可得:

$$k_p = \frac{P_{N_DFPSU}}{\sigma^* f_N} \quad (13)$$

2) k_d 的整定

当系统频率发生扰动时, 等值机组通过转子动能的变化, 释放或吸收的有功功率 ΔP_d 为:

$$\Delta P_d = -\frac{dE_{k_DFPSU}}{dt} = -J_{DFPSU} \omega_r \omega_s \frac{d\omega_r}{dt} - J_{DFPSU} \omega_r \omega_s \frac{d\omega_s^*}{dt} \quad (14)$$

由等值关系可得:

$$k_d \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_d \quad (15)$$

$$\frac{d\omega_r^*}{dt} = \frac{d\frac{f}{f_N}}{dt} = \frac{1}{f_N} \frac{d(f_N - (f_N - f))}{dt} = -\frac{1}{f_N} \frac{d\Delta f}{dt} \quad (16)$$

根据式(14)至式(16)可得:

$$k_d = \frac{J_{DFPSU} \omega_r \omega_s}{f_N} \quad (17)$$

由于系统频率波动范围较小, 可近似取 $\omega_r \approx \omega_s$, 则由式(17)和式(5)可得:

$$k_d = \frac{2HP_N}{f_N} \quad (18)$$

图2中带PD环节的改进虚拟惯性控制器在s域的传递函数为:

$$G_{pd}(s) = \frac{T_1 s}{T_1 s + 1} (k_d s + k_p) \frac{1}{T_2 s + 1} \quad (19)$$

式中: T_1 和 T_2 为滤波时间常数; s 为拉氏变换算子。

又根据文献[22]可知, 频率波动下的电网等效模型可表示为:

$$G_{net}(s) = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{1}{2Hs + D} \quad (20)$$

式中: H 为系统惯性时间常数; D 为阻尼系数。

于是, 由式(19)、式(20)可得, 在考虑负荷波动情况下, 引入PD环节后控制系统的闭环传递函数为:

$$G(s) = \frac{G_{net}(s)}{1 + G_{net}(s)G_{pd}(s)} \quad (21)$$

基于上述线性时不变模型, 结合 k_p 和 k_d 的整定公式, 利用经典单输入单输出(SISO)控制理论可得引入PD环节前、后控制系统的闭环Bode图, 如附录A图A1所示。其中, 比例系数 $k_p = 9.8$, 微分系数 $k_d = 2.44$ 。

由附录A图A1可见, 在引入带PD环节的改进虚拟惯性控制策略后, 基于PD控制器控制参数的整定方法, 系统控制回路具有更高的闭环幅值增益, 表明带PD环节的DFPSU改进虚拟惯性控制策略能够更好地抑制系统频率的波动, 增强系统频率的稳定性。

3 仿真分析

为了验证本文所述改进控制策略的有效性, 基于MATLAB/Simulink平台搭建了如附录A图A2所示的3机系统仿真模型(机组的基本参数见附录B表B1至表B3)。该系统包含2个常规火电厂 G_1 和 G_2 (容量分别为3 200 MW和1 000 MW)和1个抽水蓄能电站 G_3 (容量 4×196 MW的DFPSU), 抽水蓄能电站和火电厂均采用单机无穷大等值机组; 3个集中负荷 L_1, L_2 和 L_3 为有功负荷(容量分别为2 000, 1 000, 500 MW), 额定频率 $f_N = 50$ Hz。仿真结果各参量均采用标幺值, 选取各机组的额定容量为其功率基值。

3.1 负荷突增时系统频率响应性能仿真分析

$t = 10$ s时, 负荷 L_2 由1 000 MW突增至1 300 MW, 系统频率降低。仿真研究DFPSU分别运行在发电、电动工况下, 机组采取不同频率控制策略时, 系统的频率响应特性。仿真结果如图3所示。

从图3中可以看出, 当负荷突增300 MW时, 在本文改进虚拟惯性控制策略下, DFPSU在发电、电动运行工况下均能参与系统频率调节。且与传统控制相比, 改进虚拟惯性控制策略提高了系统的FN值, 其中发电、电动工况均提高约0.017 Hz。

从图3中转速 ω_r 和有功 P_{DFPSU} 仿真结果可以看出, 当采取改进虚拟惯性控制策略时, 机组转速降幅最大, 通过释放旋转变动能获得的DFPSU有功变

化量 ΔP_{DFPSU} 瞬间值也最大, 因而对系统频率突变量的抑制作用最大, 提高了系统 FN 值。而由于发电工况有功变化量 ΔP_{DFPSU} (0.15 (标么值)) 小于电动工况 (0.16 (标么值)), 因此, 发电工况 FN 值 (49.853 Hz) 也小于电动工况 FN 值 (49.870 Hz)。此外, 对比图 3 中发电、电动工况转速波形可以看出, 负荷突增后, 采用传统惯性控制策略时机组转速恢复稳定需要约 45 s, 而采用改进虚拟惯性控制策略时则仅需约 20 s, 缩短了机组转速恢复时间, 有利于提高机组运行的稳定性。

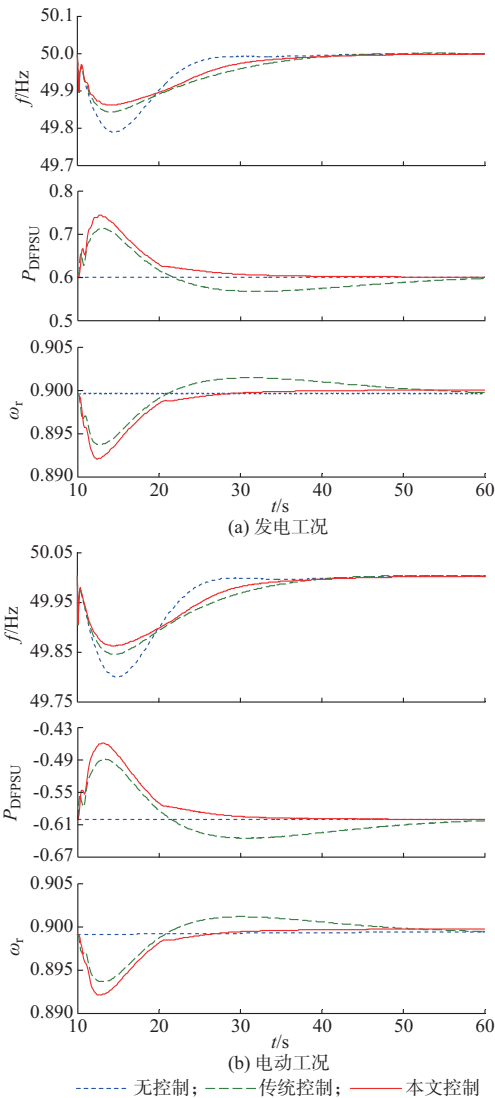


图3 负荷 L_2 突增 300 MW 时系统频率响应性能对比

Fig.3 Comparison of system frequency response performances when load L_2 increases 300 MW suddenly

3.2 负荷突减时系统频率响应性能仿真分析

$t = 10$ s 时, 负荷 L_2 由 1 000 MW 突减至 700 MW, 系统频率上升。仿真研究分别在发电、电

动工况下, 机组采取不同频率控制策略时的系统频率响应特性, 仿真结果如图 4 所示。

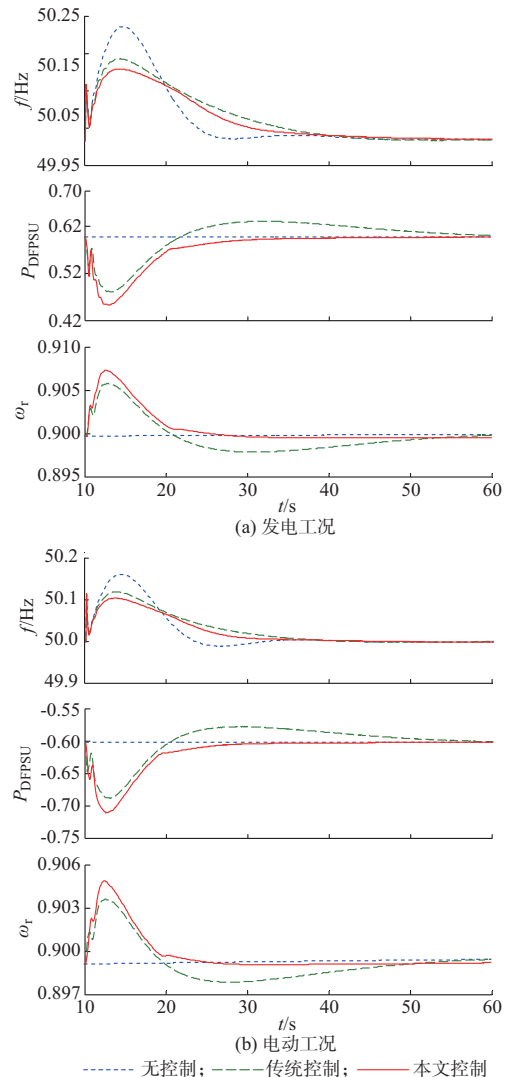


图4 负荷 L_2 突减 300 MW 时系统频率响应性能对比
Fig.4 Comparison of system frequency response performances when load L_2 decreases 300 MW suddenly

从图 4 中可以看出, 当负荷突减 300 MW 时, 本文改进虚拟惯性控制策略下, 机组在发电、电动工况下也均能实现对系统频率的调节。且与传统控制相比, 所述改进策略降低了系统的 FZ 值, 其中发电、电动工况分别降低约 0.020 Hz 和 0.018 Hz。

从图 4 中转速、有功功率仿真波形可以看出, 采取改进虚拟惯性控制策略时, 机组转速增幅最大, 通过存储动能获得的 DFPSU 有功变化量 ΔP_{DFPSU} 也最大, 因而对系统频率突变量的抑制作用最大, 降低了系统 FZ 值。而由于发电工况有功变化量 ΔP_{DFPSU} (0.12 (标么值)) 小于电动工况 (0.125 (标么值)), 因此, 发电工况 FZ 值 (50.130 Hz) 大于电动工

况 FZ 值(50.105 Hz)。此外,对比图 4 中发电、电动工况转速波形可以看出,负荷突减后,采用传统惯性控制策略时机组转速恢复稳定需要约 40 s,而采用改进虚拟惯性控制策略时则仅需约 15 s,明显缩短了机组转速恢复时间。

图 5(a),(b)分别给出不同频率控制策略下,负荷突增 300 MW 时,系统 FN 值的对比图和负荷突减 300 MW 时,系统 FZ 值的对比图。

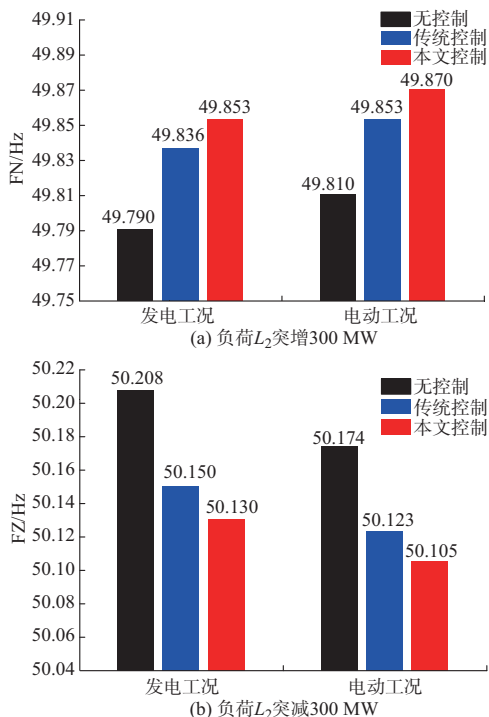


图 5 不同控制策略下系统频率响应对比
Fig.5 Comparison of system frequency responses under different control strategies

定义系统最大频率偏差缩小百分比 δ 为:

$$\delta = \left| \frac{\Delta f_{\text{cmax}} - \Delta f_{\text{0max}}}{\Delta f_{\text{0max}}} \right| \times 100\% \quad (22)$$

式中: Δf_{cmax} 为 DFPSU 采用附加频率控制策略时的最大频率偏差; Δf_{0max} 为 DFPSU 不采用附加频率控制策略时的最大频率偏差。

根据式(22)并结合图 5 所示频率响应特性,可得两种不同频率控制策略下,系统最大频率偏差缩小百分比 δ 结果对比如附录 B 表 B4 所示。

从图 5(a)和附录 B 表 B4 所示频率偏差缩小百分比 δ 可以看出,负荷突增时,相比于传统虚拟惯性控制策略,采用改进控制策略时系统 FN 值有所提高,最大频率偏差缩小百分比 δ 明显增大,且 FN 值在发电工况由 49.836 Hz 提高到 49.853 Hz, δ 值提高 9.1%;电动工况由 49.853 Hz 提高到 49.870 Hz,

δ 值提高 8.95%。说明负荷突增时,所述改进虚拟惯性控制策略能够提高系统的频率稳定性。

此外,从图 5(b)和附录 B 表 B4 所示频率偏差缩小百分比 δ 还可以看出,负荷突减时,相比于传统虚拟惯性控制策略,采用改进控制策略时系统 FZ 值有所降低,最大频率偏差缩小百分比 δ 明显增大,且 FZ 值在发电工况由 50.150 Hz 下降到 50.130 Hz, δ 值提高 9.62%;电动工况由 50.123 Hz 下降到 50.105 Hz, δ 值提高 10.35%。说明负荷突减时,所述改进虚拟惯性控制策略同样能够提高系统的频率稳定性。

3.3 不同频率控制下系统功率响应特性分析

$t = 20$ s 时,母线 B_3 发生持续时间为 0.1 s 的三相瞬时短路故障,可得 DFPSU 在无附加频率控制、传统惯性控制及改进虚拟惯性控制策略下,机组 G_1 的有功动态响应。系统三相瞬时故障时,不同控制策略下机组 G_1 的有功功率输出响应对比如附录 A 图 A3 所示。

由附录 A 图 A3 可以看出,DFPSU 在无频率控制时,短路故障引起了系统持续性功率振荡,且 G_1 的功率振荡持续时间约为 6 s。当 DFPSU 采取传统惯性控制策略时,由于 df/dt 控制环节的负阻尼效应,使得机组 G_1 的功率振荡时间和幅值较无控制时均明显增加,且功率振荡持续时间延长至 8 s。而采用改进虚拟惯性控制策略后,机组 G_1 的功率振荡时间和幅值均得到有效抑制,功率振荡持续时间缩短至 4 s。说明本文所述改进虚拟惯性控制策略能够弥补传统虚拟惯性控制策略存在的负阻尼缺点,增强了系统的阻尼。

4 结论

为了弥补传统虚拟惯性控制策略自身存在的负阻尼缺点,消除单闭环控制时存在的稳态频差,本文提出一种带 PD 环节的 DFPSU 改进虚拟惯性控制策略,并给出了改进虚拟惯性控制相关参数的整定方法。通过搭建含 DFPSU 的 3 机系统模型,分别对 DFPSU 在发电、电动工况下对电网频率支持的动态过程进行仿真研究,得出如下结论。

1) 采用功率解耦控制的 DFPSU 在接入电网之后,导致系统总转动惯量减小,系统频率稳定性降低。

2) 所述改进虚拟惯性控制策略可实现 DFPSU 在发电、电动工况下均能参与系统频率调节。且与传统虚拟惯性控制策略相比,所述改进控制策略不

仅提高了系统 FN 值,降低了 FZ 值,还有效缩短了机组转速恢复稳定的时间,增强了系统的阻尼,有利于提高机组运行稳定性和电网频率稳定性。

3)通过对 DFPSU 发电、电动工况频率特性比较发现,在负荷突增时,电动工况下 FN 值比发电工况更高;负荷突减时,电动工况下 FZ 值比发电工况更低。因此,相比于发电运行工况,DFPSU 运行在电动工况时具有较好的参与电网频率调节的能力。

虽然本文所述带 PD 环节的 DFPSU 改进虚拟惯性控制策略能够有效实现机组在发电、电动工况下参与电网频率的调节,但由于机组运行工况复杂多变,采用固定 PD 系数控制时,无法有效地根据运行工况的变化自适应调整抽水蓄能机组的实时可用容量,下一步将开展基于自适应算法的可变 PD 系数的改进虚拟惯量控制策略研究。

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

参考文献

- [1] ARDIZZON G. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: advances and future challenges [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 31(2): 746-761.
- [2] KORITAROV V, GUZOWSKI L, FELTES J, et al. Modeling adjustable speed pumped storage hydro units employing doubly-fed induction machines [R]. Argonne National Laboratory, 2013.
- [3] 王之纯,王德贤,钟才惠.可变速抽水蓄能机组控制系统的仿真研究[J].*陕西电力*,2013(2):32-35.
WANG Zhichun, WANG Dexian, ZHONG Caihui. Simulation study on the control system of adjustable speed pumped storage unit[J]. *Shaanxi Electric Power*, 2013(2): 32-35.
- [4] 田新首,王伟胜,迟永宁,等.基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J].*电力系统自动化*,2015,39(5):20-26.DOI: 10.7500/AEPS20140320007.
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(5): 20-26. DOI: 10.7500/AEPS20140320007.
- [5] 何成明,王洪涛,孙华东,等.变速风电机组调频特性分析及风电场时序协同控制策略[J].*电力系统自动化*,2013,37(9):1-6.
HE Chengming, WANG Hongtao, SUN Huadong, et al. Analysis on frequency control characteristics of variable speed wind turbines and coordinated frequency control strategy of wind farm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(9): 1-6.
- [6] 关宏亮,迟永宁,王伟胜,等.双馈变速风电机组频率控制的仿真研究[J].*电力系统自动化*,2007,31(7):61-65.
GUAN Hongliang, CHI Yongning, WANG Weisheng, et al. Simulation on frequency control of doubly fed induction generator based wind turbine[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2007, 31(7): 61-65.
- [7] 曹军,王虹富,邱家驹.变速恒频双馈风电机组频率控制策略[J].*电力系统自动化*,2009,33(13):78-82.
CAO Jun, WANG Hongfu, QIU Jiaju. Frequency control strategy of variable speed constant frequency doubly fed induction generator wind turbine[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2009, 33(13): 78-82.
- [8] FANG H, CHEN L, DLAKAVU N, et al. Basic modeling and simulation tool for analysis of hydraulic transients in hydroelectric power plants [J]. *IEEE Trans on Energy Conversion*, 2008, 23(3): 834-841.
- [9] MULJADI E, SINGH M, GEVORGIAN V, et al. Dynamic modeling of adjustable-speed pumped storage hydropower plant [C]// 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 26-30, 2015, Denver, CO, USA: 5p.
- [10] 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.
- [11] 曹张洁.双馈感应发电机组参与系统一次调频的控制策略研究[D].成都:西南交通大学,2012.
- [12] 丁磊,尹善耀,王同晓,等.考虑惯性调频的双馈风电机组主动转速保护控制策略[J].*电力系统自动化*,2015,39(24):29-34. DOI:10.7500/AEPS20150529018.
DING Lei, YIN Shanyao, WANG Tongxiao, et al. Active rotor speed protection strategy for DFIG-based wind turbines with inertia control [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(24): 29-34. DOI: 10.7500/AEPS20150529018.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] IOANNIS D M, STAVROS A P, NIKOS D H. Frequency

control in autonomous power systems with high wind power penetration[J]. IEEE Trans on Sustainable Energy, 2012, 3(2): 189-199.

- [16] 李军军,李圣清,匡洪海.双馈风电系统参与频率调节的小扰动稳定性分析[J].电机与控制学报,2012,16(8):1-10.
LI Junjun, LI Shengqing, KUANG Honghai. Small signal stability analysis of doubly-fed wind power system participated in frequency regulation [J]. Electric Machines and Control, 2012, 16(8): 1-10.
- [17] XUE Yingcheng, TAI Nengling. Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine [J]. Renewable Energy, 2011, 36(6): 1671-1677.
- [18] 张祥宇,付媛,王毅,等.含虚拟惯性与阻尼控制的变速风电机组综合 PSS 控制器[J].电工技术学报,2015,30(1):159-169.
ZHANG Xiangyu, FU Yuan, WANG Yi, et al. Integrated PSS controller of variable speed wind turbines with virtual inertia and damping control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(1): 159-169.
- [19] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等.风力发电的调频技术研究综述[J].中国电机工程学报,2014,34(25):4304-4314.
TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power[J]. Proceedings of the CSEE,

2014, 34(25): 4304-4314.

- [20] LIANG J, HARLEY R G. Pumped storage hydro-plant models for system transient and long-term dynamic studies[J]. Power & Energy Society General Meeting IEEE, 2010, 89(1): 1-8.
- [21] SUN Y, ZHANG Z, LI G, et al. Review on frequency control of power systems with wind power penetration [C]// 2010 International Conference on Power System Technology (POWERCON), October 24-28, 2010, Hangzhou, China; 8p.
- [22] MAURICIO J M, MARANO A, GÓMEZ-EXPÓSITO A, et al. Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2009, 24(1): 173-180.

李 辉(1973—),男,通信作者,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:风力发电技术、新型电机及其系统分析。
E-mail: cqulh@163.com

刘海涛(1990—),男,硕士研究生,主要研究方向:交流励磁电机运行与控制。E-mail: liuhaitao_cqu@163.com

宋二兵(1987—),男,硕士研究生,主要研究方向:风电变流器控制策略及热管理。

(编辑 章黎)

Improved Virtual Inertia Control Strategy of Doubly Fed Pumped Storage Unit for Power Network Frequency Modulation

LI Hui¹, LIU Haitao¹, SONG Erbing¹, XIAO Hongwei¹, LUO Lin², HUANG Zhixin²

- (1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology (Chongqing University), Chongqing 400044, China;
2. Dongfang Electric Machinery Co. Ltd., Deyang 618000, China)

Abstract: Aiming at enhancing the capability of the network frequency modulation supported by the doubly fed pumped storage unit (DFPSU), a kind of improved proportional-differential (PD) loop virtual inertia control strategy of DFPSU is proposed. First, based on the operation characteristics of DFPSU, the models of reversible pump turbine, doubly fed induction machine and control system of DFPSU are established. Then, according to the relationship between the virtual inertia, the rotational speed adjustment and the network frequency variation, a kind of improved PD loop virtual inertial control strategy of DFPSU is proposed. In addition, a control parameter calculating method in the improved PD virtual inertia control is also provided. Finally, a three-machine system with DFPSU is used to validate the proposed control strategy. The simulation results show that the proposed control strategy could effectively improve the frequency response ability of DFPSU in both the generator and motor mode and the frequency stability of the power system at the same time.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51377184) and Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 106112016CDJZR158802).

Key words: doubly fed pumped storage unit (DFPSU); virtual inertia; inertia control; frequency modulation; parameters calculation