

# 光伏系统中虚拟惯性与阻尼增益协调控制策略

何润泉<sup>1</sup>, 陈稷露<sup>1</sup>, 陈俊安<sup>1</sup>, 张峻诚<sup>2</sup>, 赵军<sup>2</sup>, 潘凯岩<sup>2,3</sup>

(1.广东电网有限责任公司茂名供电局, 广东 茂名 525000; 2.东方电子股份有限公司, 山东 烟台 264000; 3.哈尔滨工程大学 智能科学与工程学院, 黑龙江 哈尔滨 150000)

**摘要:** 随着光伏发电等新能源的快速渗透, 电力系统对其参与一次调频提出了更高的要求。为了实现更全面的频率调节, 文章根据相关电网规范, 确定了评估频率质量的关键指标, 借助同步发电机转子运动方程, 分析了惯性常数和阻尼增益对频率质量的影响。基于这些分析结果, 设计了一种虚拟惯性和频率阻尼的协调控制策略, 旨在光伏系统具备一定功率储备下实现最佳频率支持。最后, 通过仿真验证了所提出的控制策略在光伏系统参与一次调频的优势和有效性。通过虚拟惯性控制和频率阻尼控制之间相互协调, 光伏系统能够以高效的方式支持电网的频率稳定性。

**关键词:** 频率稳定; 光伏系统; 虚拟惯性控制; 阻尼控制

**中图分类号:** TK51; TM615 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)01-0119-08

## 0 引言

电力电子器件广泛应用于可再生能源系统中, 使电力系统的动态响应特性发生了显著变化, 由此引发了电力系统的稳定性问题<sup>[1,2]</sup>。新能源发电系统具有更高的灵敏性和更快的响应速度, 大电网无法单纯依靠传统火力发电机组的转子加速或减速来吸收或者供给电网多余能量以平衡系统惯性, 从而将电网的频率控制在稳定范围内。因此, 以光伏等新能源为主导的发电机组也需要纳入到一次调频任务中, 快速地调节频率, 以缓解火力发电机组频繁的调峰、调谷压力, 维持整体电力系统的稳定性<sup>[3]</sup>。

为了解决光伏发电的间歇性问题, 可以通过使用储能系统、需求侧响应、虚拟惯性等技术<sup>[4,5]</sup>来调节可再生能源发电厂和风力/光伏发电场向电网输送的能量频率。文献[6]提出了一种有功备用式光伏虚拟同步发电机控制策略, 可以在不增加额外储能的情况下使光伏具有调频的功能。文献[7]利用储能优势弥补光伏动态特性的不足, 实现了独立微网的频率稳定。文献[8]为了模拟虚拟惯性, 修改了PV系统中的直流链路电压控制, 通过 $f-U_{pv}$ 和 $f-U_{dc}$ 补偿环节影响频率的暂态过程, 达到稳定频率的效果。文献[9]提出了双级式光伏发电有功功率-频率下垂控制和虚拟惯量控制,

通过修改 Boost 变换器或网侧逆变器原有的控制结构, 实现光伏发电主动参与电网频率调节。文献[10]提出了一种代替传统光伏逆变器的同步功率控制器, 其在任何情况下都不需要改变控制结构<sup>[11]</sup>。然而, 上述这些解决方案没有考虑到系统的阻尼作用, 以及未充分发挥光伏系统的功率调节能力, 而且额外的储能设备增加了电网投资。

为充分发挥光伏本身的功率调节能力并且考虑到系统中阻尼的影响, 本文提出了一种针对光伏系统中虚拟惯性控制和频率阻尼控制的协调策略, 将传统同步发电机中惯性常数和阻尼增益的调节特性有机结合, 旨在光伏系统具备一定功率储备情况下实现最佳频率调节。最后, 通过仿真验证了所提出的控制策略的优势和有效性。

## 1 光伏系统及其相关控制

典型的两级三相光伏控制系统如图1所示。图中: $C_{pv}$ ,  $C_{dc}$ 为直流滤波电容; $i_{pv}$ ,  $u_{pv}$ 分别为光伏阵列侧直流电流、直流电压; $L_f$ 为滤波电感;PCC为并网点; $i_{pcc}$ ,  $u_{pcc}$ 分别为并网点电流、电压。光伏阵列板输出直流电先经过 Boost 升压变换器升压后再通过网侧逆变器将交流电输送至大电网中, 由锁相环(PLL)实现同步控制功能。通常情况下, 光伏系统的输出功率由升压变换器调节, 一般采用最大功率跟踪(MPPT)算法。注入电网的有功和

收稿日期: 2023-08-18。

基金项目: 南方电网科技项目(030900KC23070002)。

作者简介: 何润泉(1990-), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化。E-mail: 553968890@qq.com

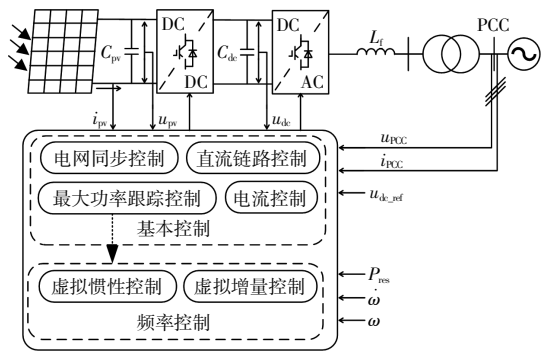


图1 光伏系统结构框图

Fig.1 Structure diagram of photovoltaic system

无功功率由网侧逆变器调节，一般采用双环电流控制策略。在 MPPT 基础上增加有功储备可以实现各种灵活的有功功率控制方案，例如功率储备控制、功率限制控制等。此外，还可以实现频率控制，包括虚拟惯性控制（VIC）和频率阻尼控制（FDC）。

## 2 光伏系统有功备用运行机制及功率储备的选择

传统光伏系统通过 MPPT 算法进行控制以最大化能量产出，在此过程中光伏系统始终在最大功率点(MPP)运行。为了实现光伏系统自适应地调节输出功率，光伏系统保留一定数量的储备功率是必要的，其算法和模式会相应地改变，因此需要对具有功率储备的 MPPT 控制进行分析。

光伏面板在 25 °C 水平下的功率-电压( $P-V$ ) 曲线如图 2 所示。从图中可以看出，随着电压的增加，功率先增加后减小，在  $P-V$  曲线上产生一个拐点(MPP)。通常情况下，通过实时功率储备控制策略测量最大光伏功率( $P_{pv}^{max}$ )，为了实现功率储备( $P_{res}$ )，光伏系统应在功率储备点(PRP)而不是 MPP 处运行。非单调的  $P-V$  关系将会存在两个功率储备点，即左功率储备点(L-PRP)和右功率储备点(R-PRP)，分别对应于 MPP 的左侧和右侧的

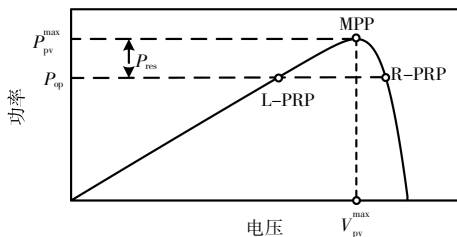


图2 功率-电压曲线

Fig.2  $P-V$  curve

功率储备点。由于 MPP 右侧的斜率大于左侧斜率，在 R-PRP 处响应更快，同时在 MPP 左侧提升有功功率备用容量需要降低直流母线电压，斜率较缓意味着直流电压需要更大的压降，会导致光伏存在脱网风险。因此，通常采用 R-PRP 进行光伏系统的功率储备操作<sup>[12]</sup>。

在考虑功率储备时，由于 R-PRP 调节速度较快，当辐照度突然下降时，光伏电压可能会跃升超出开路电压，同时考虑到光照强度较低时功率储备较低，一次调频效果不佳，所以本文采取分段储备方式，其数学模型如下：

$$\begin{aligned} P_{res} &= P_{mpp} \cdot \sigma, P_{pv} > P_{min} \\ P_{res} &= 0, P_{pv} < P_{min} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{S}{1000} \times 10\%$$

式中： $P_{mpp}$  为最大功率； $\sigma$  为功率储备系数； $P_{pv}$  为光伏实时运行功率； $P_{min}$  为最小功率，应根据当地光照水平设定，一般取额定容量的 10%； $S$  为光照强度。

## 3 电网频率质量与调节

频率是考察设备与电网是否同步的一个关键参数。在电网规范中，频率质量要求是最基本的，不同容量和电网管理标准下制定的频率质量要求可能会有所不同，我国规定电网频率为  $50 \pm (0.2 \sim 0.5)$  Hz。

如图 3 所示，以频率降低时的频率动态情况为例，当发生负荷突然增长或事故（例如发电机停机）时，频率下降导致相对较大的频率变化率 (RoCoF) (通常在给定的时间窗口内测量)。在检测到事故后，启用一次调频控制，频率将在达到最低点后逐渐增加；频率将在新的稳态周围震荡，表明频率已恢复，此时稳态频率远离其名义值；激活二次调频控制，系统控制中心将重新分配每个发电机组的输出功率参考值，频率开始在正常操作

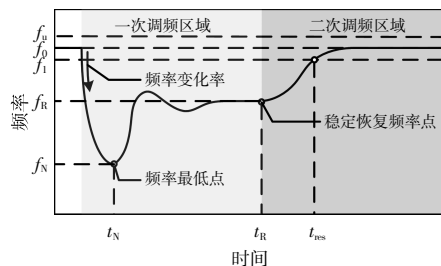


图3 频率降低时的频率动态情况

Fig.3 Frequency dynamics during an under-frequency issue

范围内逐渐增加;最后,频率恢复正常。

图 3 中,频率稳定指标包括频率最低值  $f_N$  (频率下降时)、稳态恢复频率  $f_R$  (或者稳态频率偏差  $f_0-f_R$ )、RoCoF 和恢复一次调频响应时长  $t_{res}$ 。由于主频率控制只能由发电机组独立实现,而次级频率控制由整个系统的控制中心执行,与主频率控制相关的频率稳定指标是区域发电机组最需要考虑的。因此,在设计光伏系统的电网频率支持控制时,应关注  $f_N$ , RoCoF 和  $f_R$ 。

传统电网频率稳定由同步发电机的转子调节实现,其中机械惯性和阻尼决定了频率特性。为了正确设计光伏系统的虚拟惯性控制(VIC)和频率阻尼控制(FDC),首先需要研究摆动方程的机制。摆动方程可以表示为

$$\begin{cases} 2H\dot{\omega}=P_m-P_e-D(\omega-1) \\ \dot{\delta}=\omega_s(\omega-1) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $H$  为惯性常数; $\omega$  为角频率; $P_m$  为机械功率; $P_e$  为电磁功率, $P_e=K\delta$ ,其中, $\delta$  为功角, $K$  为同步力矩系数; $D$  为阻尼增益; $\omega_s$  为系统额定角频率。

摆动方程可以用传递函数框图表示,如图 4 所示。由图 4 可以看到,惯性常数  $H$  和阻尼增益  $D$  决定了有功功率和频率的动态特性。具体而言, $H$  主要决定频率的导数 (RoCoF), $D$  更多地影响频率偏差( $f_0-f_R$ )。在大规模电力系统中,RoCoF 高度依赖系统的总惯性,而  $f_0-f_R$  更多地依赖系统的总阻尼。为了进一步说明  $H$  和  $D$  对频率动态的影响,进行以下分析。

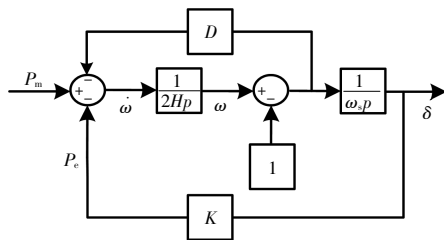


图 4 同步发电机转子运动方程框图

Fig.4 Diagram of equations of motion of synchronous generator rotor

①惯性常数

$H$  从 0~2 s 增加到 10 s 时,负载突变 25% 情况下频率和 RoCoF 的响应如图 5 所示,其中  $D$  固定为 5 p.u.。

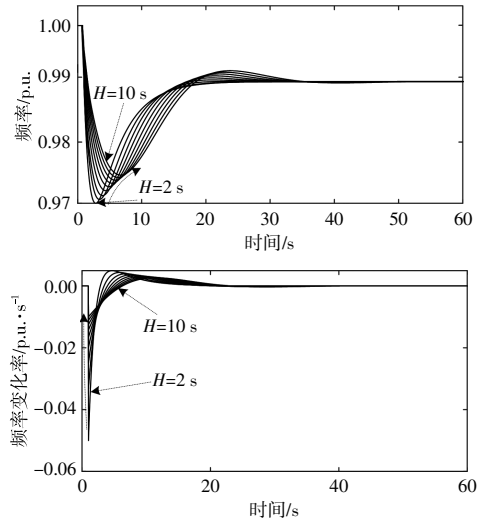
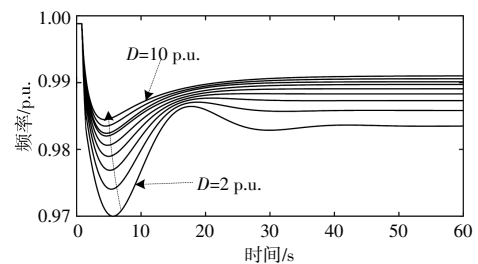


图 5 不同惯性常数下频率和频率变化率的动态情况  
Fig.5 Dynamic behavior of frequency and frequency rate of change under different inertia constants

从图 5 可以看出,在达到恢复频率之前,频率会出现一段时间的振荡。当  $H$  增加时,频率谷值显著增加,达到谷值的时间也相应增加。在达到谷值后,频率上升恢复到额定值,直至达到上升拐点 (RoCoF 为零)。值得注意的是, $H$  不会影响恢复频率,因为惯性在瞬态能量中起到缓冲作用,该能量在达到新的稳态后将减小为零。从图 5 中还可以看到,随着惯性的增加,RoCoF 得到有效降低,避免了由于较大的 RoCoF 引起的多种紧急情况,例如发电机组的脱网,从而提高了频率质量,进一步改善了系统稳定性。

②阻尼增益

在  $H$  为 6 s 的情况下, $D$  从 2 p.u.增加到 10 p.u.,本文进行了类似的研究,结果如图 6 所示。从图 6 可以看出,随着  $D$  的增加,频率谷值增加,而达到谷值的时间相应减小。值得注意的是,较大的  $D$  可以有效抑制后续振荡(较小的过冲),频率将更快地恢复到之前状态,恢复频率更接近额定值,可以减轻系统中其他发电机组的调节负担。从图



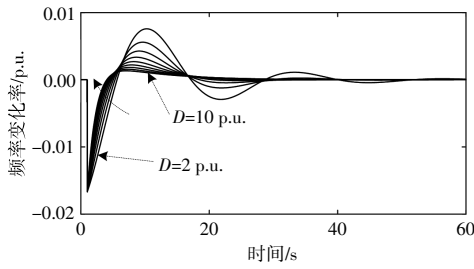


图6 不同阻尼增益下频率和频率变化率的动态情况

Fig.6 Dynamic behavior of frequency and frequency rate of change under different damping gains

6 还可以看出,在频率谷值之前, $D$  几乎不会影响 RoCoF,而在振荡过程中,RoCoF 通常是最大的。尽管在频率谷值之后增加  $D$  可以减小 RoCoF,但对于改善频率质量而言,其影响相对较小。

从以上分析可以得出结论,较大的  $H$  可以增加谷值并减小 RoCoF,而  $D$  对于增加频率谷值(较大的谷值)和  $f_0-f_R$  贡献更大。

#### 4 光伏系统中虚拟惯性和频率阻尼协调控制

受到同步发电机转子摆动方程特性的启发[式(1)],光伏系统的频率控制可以通过 VIC 和 FDC 两个方面实现,旨在增强电网的惯性和阻尼。对于同步发电机而言,其惯性和阻尼特性由转子的机械属性确定,这是不可改变的。然而,与同步发电机不同,光伏系统可以借助电力电子技术更灵活地调节输出功率,为电网提供适应性的惯性和阻尼,从而有效提高电网的频率质量。为此,本文提出了一种新的光伏系统频率控制策略,在一定功率储备下以最佳方式协调 VIC 和 FDC,实现频率最佳控制。

##### 4.1 VIC 和 FDC

如前文所述,为了实现 VIC,光伏系统的输出功率应与 RoCoF 成比例调节,即:

$$P_{pv}^{VIC} = 2H_{pv} \dot{\omega} \quad (3)$$

式中: $H_{pv}$  为光伏系统的虚拟惯性。

$$\begin{cases} H_{pv}^{max} = \frac{P_{res}^{VIC}}{2\dot{\omega}_t} \\ H_{pv}^{min} = 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: $H_{pv}^{max}$  和  $H_{pv}^{min}$  分别为  $H_{pv}$  的上限和下限; $\dot{\omega}_t$  为设定的频率变化率阈值; $P_{res}^{VIC}$  为具有 VIC 的光伏系统的功率储备。

FDC 可以通过光伏输出功率与  $f_0-f_R$  成比例调节实现。

$$P_{pv}^{FDC} = D_{pv} \Delta\omega \quad (5)$$

$$\begin{cases} D_{pv}^{max} = \frac{P_{res}^{FDC}}{\Delta\omega_t} \\ D_{pv}^{min} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $D_{pv}^{max}$  和  $D_{pv}^{min}$  分别为光伏系统阻尼  $D_{pv}$  的上限和下限; $\Delta\omega_t$  为设定的频率偏差阈值; $P_{res}^{FDC}$  为具有 FDC 的光伏系统的功率储备。

角频率  $\omega$  与频率  $f$  之间的关系为  $\omega=2\pi f$ 。当  $f, \omega$  取标么值时,  $\omega=f$ 。

所以式(3)和式(5)可以写为关于  $f$  的表达式,即:

$$P_{pv}^{VIC} = 2H_{pv} \frac{df}{dt}, P_{pv}^{FDC} = 2H_{pv} \Delta f \quad (7)$$

##### 4.2 具有一定功率储备情况下的协调控制

频率低点、频率变化率和稳定频率偏差是频率质量的关键指标。RoCoF 通常在频率事件的早期阶段达到最大值。对于光伏系统的频率控制,低频事件的目标是降低 RoCoF,特别是在振荡的早期阶段,增加频率可能达到的低点值,并保持恢复频率接近额定值。通过增加  $H$ ,可以有效降低振荡早期阶段的 RoCoF,并增加低点。尽管较大的  $D$  也可以增加低点,但对于扰动的早期阶段 RoCoF 几乎没有影响。至于恢复频率( $t$  时刻的频率与额定频率偏差,即稳定频率偏差),它不受  $H$  的影响,可以通过较大的  $D$  保持在较高水平。因此,为了改善频率质量,在频率事件的早期阶段应采用较大的  $H$ ,而在低点后则希望采用较大的  $D$ 。然而,在光伏系统中,虚拟  $H$  和  $D$  受可用调节功率的限制,为了最大化光伏系统的频率支持能力,应根据上述讨论适当协调功率储备。具体而言,当检测到异常频率时,激活频率调节。此时,功率储备用于产生虚拟惯性,其中  $H$  被设置为  $H_{pv}^{max}$ ;一旦检测到频率低点,功率储备用于提供频率振荡的阻尼, $D$  应为  $D_{pv}^{max}$ ,而  $H$  为零。为了进一步说明光伏系统如何相互协调实现频率波动后自适应控制,本文将频率以及 RoCoF 作为判断特征量,通过两个 S-R 触发器检测、触发

以及生成逻辑信号。

图7为频率自适应控制在各个频率场景下的逻辑控制情况。

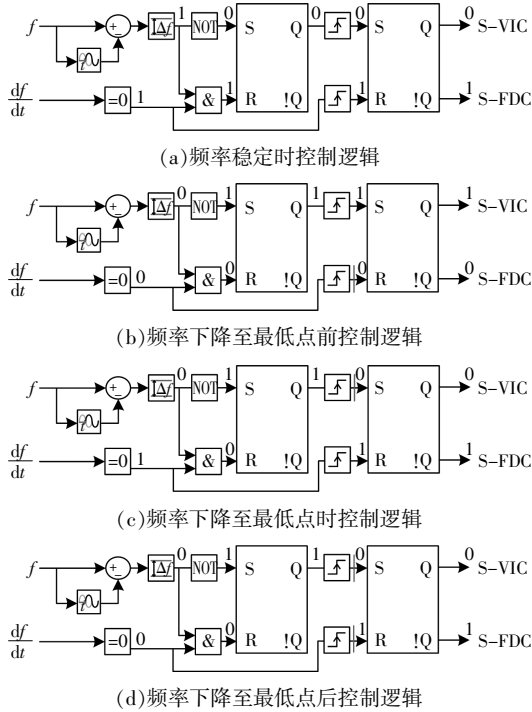


图7 频率发生波动后控制逻辑

Fig.7 Control logic after frequency fluctuations

①如图7(a)所示:当频率处于稳态频率[通常在(50±0.2) Hz]之内,频率波动检测 S-R 触发器 Q 输出为 0,同时频率导数接近于 0,监测装置输出布尔变量为 1;控制切换中 S-R 触发器 Q 输出为 0,反信号! Q 输出为 1,此时系统在阻尼控制下运行。

②如图7(b)所示:当频率发生波动后(该时段指最低点前),频率波动检测 S-R 触发器 Q 输出为 1,频率导数不为 0,输出布尔变量为 0;由于①中频率波动检测 S-R 触发器 Q 输出的布尔变量为 0,而频率发生波动后频率波动检测 S-R 触发器 Q 输出的布尔变量为 1,触发上升沿,此时控制切换中 S-R 触发器输入 S 布尔变量为 1,输入 R 布尔变量由 1 变成 0,没有触发上升沿,因此布尔变量为 0,系统频率由虚拟惯性控制。

③如图7(c)所示:当频率达到最低点时(该时间是瞬时的),频率波动检测 S-R 触发器 Q 输出仍然为 1,但是没有触发上升沿,控制切换中 S-R 触发器输入 S 布尔变量为 0;频率导数此时为输出布尔变量 1(最低点导数为 0);控制切换中

S-R 触发器输入 R 布尔变量由 0 变成 1,触发上升沿,输入 R 布尔变量为 1,系统频率由阻尼控制。

④如图7(d)所示,当频率开始恢复时(该时段指最低点后和达到恢复稳态频率之前),频率导数不为 0,输出布尔变量又变为 0。但输入至控制切换中 S-R 触发器前的上升沿均没有收到 0-1 的触发信号,因此系统频率仍然由阻尼控制。

⑤当频率恢复至稳态频率后,频率和频率变化率的输出布尔变量又为 1,等待下一次频率波动事件的发生。

上述所形成的 S-VIC 和 S-FDC 布尔变量信号将在升压转换器的 PWM 控制中实现,如图8所示。光伏输出功率参考是通过最大可用功率、功率储备和VIC 或 FDC 引入的额外参考生成的。功率参考与瞬时输出功率之间的差异将被发送到比例积分(PI)控制器,然后生成升压转换器的占空比。VIC 和 FDC 环路的激活由各个频率状态下所生成的切换信号控制。

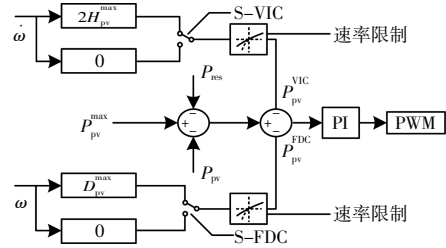


图8 三相桥式逆变器主电路拓扑

Fig.8 Main circuit topology of the three-phase inverter

### 5 仿真实验

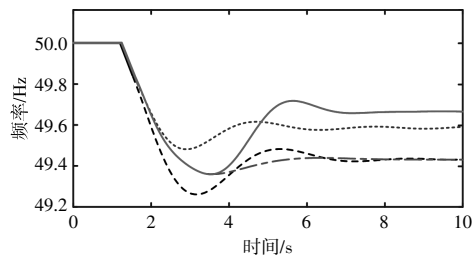
在案例研究中,本文设置基准功率为 20 MW,环境温度为 25 °C,光伏系统的最大可用功率为 20 MW( $P_{pv}^{max}=1$  p.u.),功率储备  $P_{res}=0.08$  p.u.。

由式(3)~(5)可得  $H_{pv}^{max}=1$  s,  $D_{pv}^{max}=8$  p.u.,光伏并网系统其他参数见文献[5],变换器采用平均模型。为了更好地衡量各种控制策略下频率质量指标,本文规定允许的最大稳态频率偏差为±0.5 Hz,最大频率变化率(RoCoF)为±2 Hz/s。

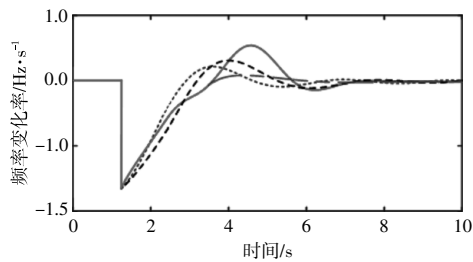
#### 5.1 光伏系统在不同控制策略下负荷增加时的频率响应

在  $t=1$  s 时,光伏系统施加了 2 MW 的负载变化。光伏系统在不同控制策略下(无控制、固定虚拟惯性常数控制、固定阻尼增益控制和协调控

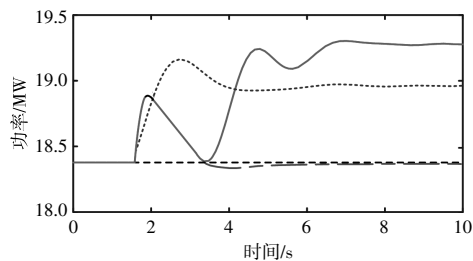
制)的频率动态如图 9 所示。当光伏系统未采用任何频率控制时,频率下降至 49.27 Hz,振荡后达到恢复频率 49.40 Hz。在这种情况下,测得负载变化后 0.2 s 时 RoCoF 为-1.27 Hz/s。通过固定阻尼增益控制,频率的最低点和恢复频率显著提高,RoCoF 略有降低;相反,通过固定惯性常数控制,RoCoF 显著降低。尽管频率最低点提高了,但性能不及固定阻尼增益控制。此外,恢复频率根本没有增加,这意味着光伏系统在振荡后不支持电网频率。



(a)电网频率



(b)频率变化率



(c)光伏输出功率

—— 协调控制 ..... 阻尼控制 —— 惯性控制 - - - 无控制

图 9 光伏系统在不同控制策略下负荷增加时系统频率响应曲线

Fig.9 Frequency response curve of photovoltaic systems under different control strategies during load increase

当采用本文提出的控制策略时,在振荡的早期阶段,虚拟惯性常数控制发挥作用,频率动态与固定惯性常数控制的情况相似。RoCoF 降低,最低点提高。此外,由于光伏系统在最低点后切换到固定阻尼增益控制,恢复频率显著增加。更重要的是,恢复频率甚至高于固定阻尼增益控制的情况。

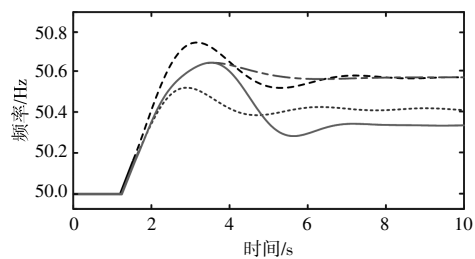
原因是本文提出的控制策略中  $D$  是由最大稳态频率偏差计算得出的,而固定  $D$  是由最大瞬时频率偏差计算得出的。

从图 9(b)中可以看出,在本文提出的控制策略下,最低点后的 RoCoF 比其他控制方法的大。这是由虚拟惯性常数控制切换到固定阻尼增益控制所引起的。然而,由于  $H$  和  $D$  的变化速率受到一定程度的限制,这个阶段的 RoCoF 要比振荡的早期阶段小得多,符合电网规范要求。

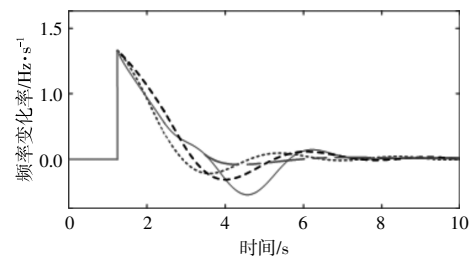
从图 9(c)中可以看出,通过固定惯性常数控制,在振荡的早期阶段,光伏系统增加了输出功率,但在振荡后又恢复到初始点,这意味着光伏系统停止了对电网的频率支持。通过固定阻尼增益控制,光伏系统可以在振荡后继续支持电网频率。然而,由于对阻尼增益的限制,光伏系统无法利用所有的功率储备维持振荡后的电网频率。当采用本文提出的控制策略时,光伏系统在振荡的早期阶段增加输出功率以抑制频率最低点。与固定惯性常数控制不同,提出的控制策略使光伏系统再次增加输出功率,以实现更大的恢复频率。与固定阻尼增益控制相比,提出的控制策略充分利用了光伏系统的功率储备,在频率振荡后支持电网,使稳态频率偏差更小。

### 5.2 光伏系统在不同控制策略下负荷减少时的频率响应

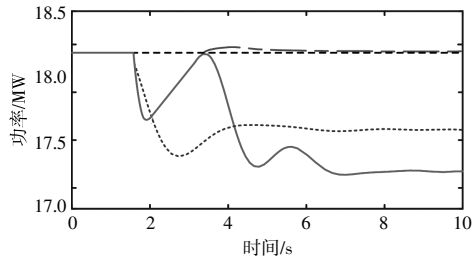
在原系统参数下,光伏系统在  $t=1$  s 时负载减少 2 MW 的系统频率响应曲线如图 10 所示。



(a)电网频率



(b)频率变化率



(c) 光伏输出功率  
—— 协调控制 ..... 阻尼控制 —— 惯性控制 ---- 无控制

图 10 光伏系统在不同控制策略下负荷减少时系统频率响应曲线

Fig.10 Frequency response curve of photovoltaic systems under different control strategies during load reduction

如图 10(a)所示,与光伏系统在负荷增加时频率调节特性相同,在频率事件早期阶段,采用固定虚拟惯性常数控制减缓系统频率上升速度,在达到最高点后,控制策略切换至固定阻尼增益控制以实现最小稳定频率偏差。固定惯性常数控制在最高点之前与协调频率控制表现相同,而最高点之后无法实现最小的稳定频率偏差。固定阻尼增益控制虽然也能尽快达到最低点,但该控制策略是由最大瞬时频率偏差计算得出的,最终调节效果没有协调控制明显。在协调控制下,光伏输出功率可以进一步被限制减小偏差,固定虚拟惯性常数控制在达到最高点后终止了频率调节,而固定阻尼增益控制由于无法完全利用功率储备而导致稳定频率仅维持在一定水平。

从两个案例的研究中可以得出结论,本文提出的控制策略有效地协调了虚拟惯性常数控制和固定阻尼增益控制,避免了二者单一控制的不足。因此,光伏系统的调节能力得到最大化,并且频率质量得到了很大程度的改善。

本文使用不同控制策略的频率质量指标总结如表 1 和表 2 所示。可以看出,本文提出的控制策略可以实现全面的最优频率质量。具体而言,只有固定阻尼增益和协调控制可以获得较大的最低

表1 不同控制策略下频率增加时各项指标

Table 1 Various indicators when frequency increases under different control strategies

控制方式	最低点频率/Hz	频率变化率/Hz·s <sup>-1</sup>	稳定频率偏差/Hz
无控制	49.27	-1.27	0.60
惯性控制	49.36	-1.23	0.60
阻尼控制	49.48	-1.26	0.44
协调控制	49.36	-1.23	0.35

表 2 不同控制策略下频率减少时各项指标

Table 2 Various indicators for frequency reduction under different control strategies

控制方式	最高点频率/Hz	频率变化率/Hz·s <sup>-1</sup>	稳定频率偏差/Hz
无控制	50.75	1.26	0.57
惯性控制	50.63	1.23	0.57
阻尼控制	50.50	1.26	0.41
协调控制	50.63	1.23	0.35

点/较小的最高点,而只有固定惯性常数控制可以实现较小的 RoCoF。更重要的是,通过本文提出的控制策略,稳态频率偏差最小,表明光伏系统的功率储备得到了充分利用。

## 6 结束语

本文提出了一种光伏系统具备功率储备的虚拟惯性与阻尼增益协调控制方法。该方法在电网频率波动的情况下,首先启用虚拟惯性控制减缓频率变化率并提高频率的最低点。一旦频率达到最低点后,光伏系统将切换至阻尼增益控制,以增加恢复频率。使电网中频率质量的 3 个关键指标(频率变化率、瞬时频率偏差和稳态频率偏差)得到最大程度上的优化,与现有的光伏系统单独虚拟惯性或单独阻尼增益控制相比,本文提出的控制策略能够最大化地利用光伏系统的功率储备,从而以一种经济高效的方式改善电网频率质量。

## 参考文献:

- [1] 李练兵,张凯宁,曾四鸣,等.分布式光伏并网接纳能力研究[J/OL].中国测试:1-8[2023-06-05].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1714.TB.20220701.1637.007.html>.
- [2] 吴建锋,赵文静,侯丽娟,等.电池储能系统辅助电网调频过程的研究 [J]. 电子器件,2022,45 (6):1403-1407.
- [3] 李军,房方,李杰,等.基于电网考核指标的飞轮储能辅助一次调频容量配置方法 [J]. 山东电力技术,2023,50(1):47-51.
- [4] 曹钰,姜彤,刘焯,等.考虑频率特性及储能电池状态的电化学储能参与一次调频控制策略[J/OL].储能科学与技术:1-13[2023-06-05].<https://doi.org/10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0281>.
- [5] 曹炜,钦焕乘,陆建忠,等.新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望 [J]. 电力系统自动化,2023,47(4):190-207.
- [6] 张海崢,张兴,李明,等.一种有功备用式光伏虚拟同步控制策略[J].电网技术,2019,43(2):514-520.

- [7] 贾焦心, 颜湘武, 李铁成, 等. 基于改进 RoCoF 测量方法的储能辅助光伏机组快速调频策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(S1): 93-105.
- [8] 杨慧彪, 贾祺, 项丽, 等. 双级式光伏发电虚拟惯量控制策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 87-94.
- [9] Rodriguez P, Citro C, Candela J I, et al. Flexible grid connection and islanding of SPC-based PV power converters [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(3): 2690-2702.
- [10] Verdugo C, Tarraso A, Candela J I, et al. Centralized synchronous controller based on load angle regulation for photovoltaic power plants [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 9(1): 485-496.
- [11] 颜湘武, 张世峥, 贾焦心. 光伏机组虚拟惯量控制下电力系统频率特性分析 [J]. 可再生能源, 2023, 41(1): 81-89.
- [12] 马明, 包广清, 吕清泉, 等. 具有有功功率自备用能力的光伏系统虚拟同步控制研究 [J]. 兰州理工大学学报, 2022, 48(1): 71-77.

## Virtual inertia and damping gain coordinated control strategy in photovoltaic systems

He Runquan<sup>1</sup>, Chen Manlu<sup>1</sup>, Chen Jun'an<sup>1</sup>, Zhang Juncheng<sup>2</sup>, Zhao Jun<sup>2</sup>, Pan Kaiyan<sup>2,3</sup>

(1. Maoming Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Maoming 525000, China; 2. Dongfang Electronics Co., Ltd., Yantai 264000, China; 3. College of Intelligent Systems Science and Engineering, Harbin Engineering University, Harbin 150000, China)

**Abstract:** With the rapid penetration of new energy sources such as photovoltaic power generation, the power system has put forward higher requirements for its participation in primary frequency regulation, requiring it to support the power grid in a more flexible way. In order to achieve more comprehensive frequency regulation, the key indicators for evaluating frequency quality are first determined according to the relevant grid specifications. Then, with the help of the motion equation of synchronous generator rotor, the effects of the constant of inertia and damping gain on the frequency quality are analyzed. Based on these research results, a coordinated control strategy of virtual inertia and frequency damping is designed, aiming to achieve the optimal frequency support of photovoltaic system with a certain power reserve. Finally, the performance of the proposed control strategy is verified by simulation, and the advantages and effectiveness of PV system participating in primary frequency regulation are displayed. By coordinating between virtual inertial control and frequency damping control, photovoltaic systems can support the frequency stability of the grid in an efficient manner.

**Keywords:** frequency stability; photovoltaic system; virtual inertial control; damping control