

基于虚拟同步发电机的微网频率与电压综合控制策略

苏宏升^{1,2}, 江 昆^{1,2}, 杨 桢^{1,2}, 何开忠^{1,2}

(1. 兰州交通大学 自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730070;

2. 兰州交通大学 甘肃省轨道交通电气自动化工程实验室, 甘肃 兰州 730070)

摘要:为解决微网运行时频率与电压易受负荷波动影响而偏离额定值的问题,提出了一种基于虚拟同步发电机的频率与电压综合控制策略。在对比分析2种选取转子运动方程阻尼环节参考值方案的基础上,取额定角频率为参考值,通过引入虚拟调速器与转子运动方程相结合设计自动发电控制系统来实现频率的无差控制。针对电压信号反馈需要通信系统支持的缺陷,引入修正后的电压幅值估计器来实现对公共耦合点(PCC)电压的精确估计,在自动电压控制器作用下使得微网无需配置通信系统即可实现PCC电压的二次调节,提升了系统的经济性。进一步地,通过建立系统的小信号模型分析了关键参数的变化对系统稳定性的影响。

关键词:虚拟同步发电机;虚拟调速器;电压估计;小信号模型;频率稳定性;电压稳定性

中图分类号:TM 34;TM 727

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202001030

0 引言

随着传统能源储量的减少,绿色的分布式发电DG(Distributed Generation)单元获得了人们更多的关注。各种不同类型的DG相互组合可组成微网系统,提高系统的经济运行能力。微网通过逆变器接入电力系统,并且可以运行在并网和孤岛2种模式^[1]。在传统控制方法中,下垂控制由于模拟了旋转同步发电机RSG(Rotational Synchronous Generator)运行的稳态特性,可很好地实现有功功率与无功功率的均分,因而得到了广泛的应用^[2]。然而,与其他控制方法类似,下垂控制的参考频率也存在突变的现象,给负荷的安全稳定运行带来了极大的挑战。

为增强系统的频率支撑能力,文献[3]最早提出了虚拟同步机VSM(Virtual Synchronous Machine)的概念,但VSM仍为电流控制型,与RSG此类电压型电源仍有一定的差异。为此,有学者提出了虚拟同步发电机VSG(Virtual Synchronous Generator)的控制方法,将逆变器等效为一个电压源^[4]。相比于RSG以转子储存的机械能作为惯性源,VSG则通过在并网逆变器直流侧配置具有一定容量的储能系统来模拟RSG的惯性以及阻尼特性^[5]。通过求取相位扰动到频率输出闭环传递函数矩阵的 H_2 与 H_∞ 范数,

文献[6]定量刻画了虚拟惯量的引入对系统频率扰动抑制能力的影响。文献[7-8]通过自适应配置虚拟惯量等相关参数来调节并网系统的等效惯性,改善了暂态过程的动态响应。文献[9-11]根据扰动时系统运行点在功-角曲线上的运动趋势,给出了一种虚拟转子惯量的棒-棒控制策略,使得系统的暂态响应有所改善。文献[12]在此基础上加入阻尼系数的自适应调节,与惯量系数相协调进行交错控制,进一步改善了频率的暂态响应特性。上述文献证明了虚拟惯量的引入有助于系统频率稳定性的提升。在频率恢复方面,文献[13-14]通过在阻尼环节加入积分器实现了VSG频率的二次调整,其重点考虑了VSG的频率调节功能,但并没有对VSG的电压控制策略作进一步研究。在选取阻尼参考值方面,文献[4-9, 13-14]选取额定角频率为阻尼环节的参考值,文献[10-12]选取电网角频率为阻尼环节的参考值,但没有对比分析这2种选取方案对转子频率造成的影响。

针对上述问题,本文首先对2种选取阻尼环节参考值的方案进行对比分析,并参考RSG的发电特性设计了虚拟调速器,实现VSG的自动发电控制。同时,针对现有文献中VSG电压恢复能力较弱的问题,提出了一种自动电压控制器AVC(Automatic Voltage Controller),引入修正后的电压幅值估计器来实现对公共耦合点PCC(Point of Common Coupling)电压的精确估计,利用外环电压调节器与内环功率控制器实现输出端电压与无功功率的实时调节。在阻抗算例的基础上,建立系统的小信号模型,利用控制变量法分析主要参数的变化对系统频率与电压稳定性的影响。最后,利用仿真结果验证了本文所提控制方案的正确性与有效性。

收稿日期:2019-01-06;修回日期:2019-11-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(61867003,61263004);
甘肃省科技计划资助项目(17JR5RA083);兰州交通大学
优秀科研团队资助项目(201701)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(61867003,61263004),the Science and Technology Program of Gansu Province(17JR5RA083) and the Program for Excellent Team of Scientific Research in Lanzhou Jiaotong University(201701)

1 VSG的控制结构

1.1 VSG控制策略下系统的源-荷结构

图1为逆变器采用VSG控制策略时系统的源-荷结构示意图,直流侧为配有储能系统 ESS(Energy Storage System)的 DG 单元,主电路采用三相电压源型逆变器。图中, U_{dc} 为公共直流母线的电压; L_f 为 LC 滤波器的滤波电感, R_f 为 L_f 的寄生电阻, C_f 为滤波电容; e_a, e_b, e_c 为逆变器桥侧的基波电动势; u_o, i_o 分别为输出端电压和线路电流; i_L 为流过滤波电感的电流; i_C 为流过滤波电容的电流; R_g, L_g 分别为滤波器输出端到 PCC 的线路电阻和电感; E_m 为调制信号幅值; P_{out}, Q_{out} 分别为逆变电源输出的瞬时有功功率和无功功率; P_{set}, Q_{set} 分别为有功功率和无功功率给定值; P_{m_ref}, Q_{ref} 分别为有功功率和无功功率参考值; f_g, U_{PCC} 分别为测量得到的频率和 PCC 电压幅值瞬时值; f_N, U_{PCC_ref} 分别为系统给定的频率和 PCC 电压参考值。

直流侧为 VSG 的能量源, 本文主要研究 VSG 的控制器设计, 因此假设 ESS 的荷电状态能够满足系统的输出要求, 且直流母线电压处于安全域内, 不再赘述 DG 与 ESS 的协调控制, 认为直流侧可等效为一个可控直流电压源^[5]。

1.2 选取阻尼参考值的方案对比

转子运动方程作为 VSG 有功-频率控制器的核心, 有着至关重要的作用, 其结构如图2所示。

首先对 $\omega_{D_ref} = \omega_N$ 进行分析, 此时转子运动方程可写为:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e - T_d = T_m - T_e - D(\omega_r - \omega_N) \quad (1)$$

其中, T_m, T_e, T_d 分别为机械转矩、电磁转矩和阻尼转矩; J 为转子轴上所有附加机械具有的共同转动惯量, 单位为 $\text{kg} \cdot \text{m}^2$; ω_N 为额定角频率; D 为阻尼系数。对式(1)进行拉普拉斯变换可得:

$$Js\omega_r(s) = T_m(s) - T_e(s) - D(\omega_r(s) - \omega_N) \quad (2)$$

整理可得转子角频率的表达式如式(3)所示。

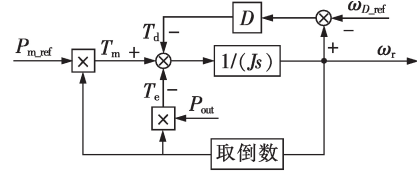


图2 转子运动环节框图

Fig.2 Block diagram of rotor movement level

$$\omega_r(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \left[\omega_N + \frac{T_m(s) - T_e(s)}{D} \right] \quad (3)$$

$$\tau = J/D \quad (4)$$

其中, τ 为频率内环时间常数。

当系统处于稳态时, 转子频率为:

$$\omega_{r_ss} = \omega_N + \frac{T_{m_ss} - T_{e_ss}}{D} \quad (5)$$

其中, $\omega_{r_ss}, T_{m_ss}, T_{e_ss}$ 分别为稳态时转子角频率、输入机械转矩和输出电磁转矩。此时有:

$$T_{m_ss} - T_{e_ss} = D(\omega_{r_ss} - \omega_N) \quad (6)$$

当输出电磁转矩增大时, 转子频率下降, 呈现下垂特性, 输入机械转矩与输出电磁转矩之间存在偏差。此时, 阻尼环节与惯性环节可用一个时间常数为 τ 的一阶惯性环节等效替代, 使得转子频率的变化具有惯性特性。

当 $\omega_{D_ref} = \omega_g$ 时, 式(1)可改写为:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e - D(\omega_r - \omega_g) \quad (7)$$

运用拉普拉斯变换可得:

$$\omega_r(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \left(\omega_g(s) + \frac{T_m(s) - T_e(s)}{D} \right) = \frac{1}{\tau s + 1} \frac{T_m(s) - T_e(s) + D\omega_g(s)}{D} \quad (8)$$

由式(8)可知, ω_r 为与 ω_g 有关的函数。由于在瞬态过程中电网频率与转子频率的不一致性, 系统中会产生交替变化的阻尼转矩, 从而使得转子频率呈现出衰减振荡现象。当系统处于稳态时, 由同步特

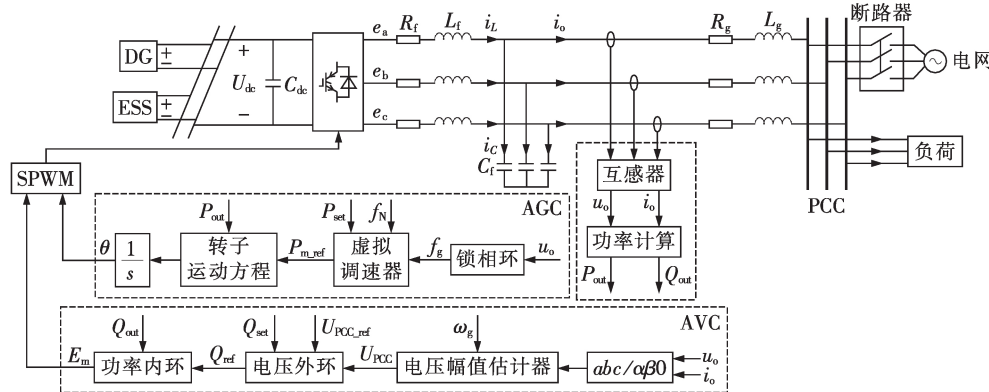


图1 采用VSG控制时系统的源-荷结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of source-load structure with VSG control

性可知转子角频率与电网角频率相等,即 $\omega_{r_ss} = \omega_{g_ss}$,有:

$$T_{m_ss} - T_{e_ss} = 0 \quad (9)$$

图3为分别选取 $\omega_{D_ref} = \omega_N$ 与 $\omega_{D_ref} = \omega_g$ 时,按相同容量设计的孤岛运行VSG在系统负荷突变8.6 kW时转子频率的变化曲线。由于选取 $\omega_{D_ref} = \omega_g$ 时仅采用转子运动方程的系统无调频能力,因此加入比例环节来模拟一次调频功能。可以看出,当 $\omega_{D_ref} = \omega_N$ 且 $J=0.5 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, $D=35.8$ 时转子频率的变化具有惯性特性,无振荡现象发生,有利于系统频率的快速稳定;当 $\omega_{D_ref} = \omega_g$ 且 $J=0.5 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, $D=100$ 时,转子频率在受到扰动后存在复杂的振荡现象,不利于频率稳定。为此,本文选取 $\omega_{D_ref} = \omega_N$,将转子运动方程等效为一个一阶惯性环节。

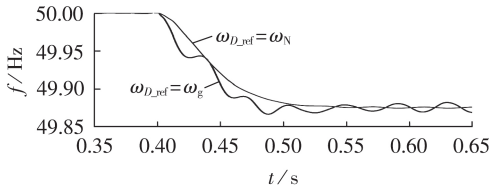


图3 转子频率曲线

Fig.3 Curves of rotor frequency

2 频率/电压综合控制策略

2.1 自动发电控制器

VSG的自动发电控制器AGC(Automatic Generation Controller)与AVC是相互独立的,在控制器层面无耦合关系。AGC的核心为转子运动方程以及虚拟调速器,调速器根据电网频率与参考值的差值实时调整功率参考值,转子运动方程根据功率指令以及输出功率生成输出频率参考值。

将转子运动方程(式(1))改写为:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{P_{m_ref} - P_{out}}{\omega_r} - D(\omega_r - \omega_N) \quad (10)$$

$$\begin{aligned} P_{out} &= \mathbf{u}_{o_abc}^T \mathbf{i}_{o_abc} \\ \mathbf{u}_{o_abc} &= [u_{o_a} \ u_{o_b} \ u_{o_c}]^T \\ \mathbf{i}_{o_abc} &= [i_{o_a} \ i_{o_b} \ i_{o_c}]^T \end{aligned} \quad (11)$$

其中, $\mathbf{u}_{o_abc}$ 和 $\mathbf{i}_{o_abc}$ 分别为VSG输出端三相电压和电流的列向量。

由于转子频率处于额定值附近的一个很小的范围内,其变化幅度一般要求不超过0.4%,相对于其变化率以及有功功率的增量值而言可以忽略不计,因此可在式(10)等号右侧第一项中取 $\omega_r \approx \omega_N$,进行线性化处理与拉普拉斯变换后可得转子角频率参考值为:

$$\omega_r(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \left(\frac{P_{m_ref}(s) - P_{out}(s)}{D\omega_N} + \omega_N \right) \quad (12)$$

为实现VSG的自动发电控制,在AGC中引入虚

拟调速器,如图4所示。图中有功功率参考值可由式(13)给出。

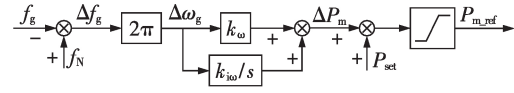


图4 虚拟调速器

Fig.4 Virtual governor

$$\begin{aligned} P_{m_ref} &= P_{set} + \Delta P_m = P_{set} + 2\pi \left(k_{\omega} + \frac{k_{io}}{s} \right) (f_g - f_N) = \\ &P_{set} + \left(k_{\omega} + \frac{k_{io}}{s} \right) (\omega_g - \omega_N) \end{aligned} \quad (13)$$

其中, k_{ω} 为有功-频率下垂系数; k_{io} 为积分器增益。虚拟调速器根据锁相环PLL(Phase Locked Loop)测得的电网频率瞬时值与参考值进行比较,根据频率偏差生成有功功率补偿指令 ΔP_m 。电网频率的偏差和调度运行人员的指令均可使 P_{m_ref} 发生变化,进而改变VSG的输出角频率。 k_{ω} 由图5所示的稳态有功-角频率特性决定^[13]。

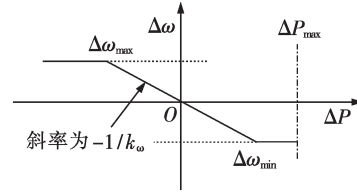


图5 带调速器的RSG稳态时的有功-角频率特性

Fig.5 Power-angle frequency characteristic in steady state of RSG with governor

2.2 AVC

AVC包含3个部分:电压状态估计器、电压外环调节器以及功率内环控制器。在实际中,通常希望维持PCC电压在额定值,为此在AVC中引入电压外环调节器,如图6所示。

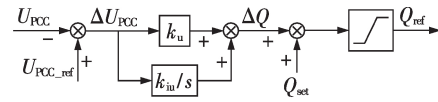


图6 电压外环控制器

Fig.6 Voltage outer-loop controller

无功功率参考值为:

$$Q_{ref} = Q_{set} + \Delta Q = Q_{set} + \left(k_u + \frac{k_{iu}}{s} \right) (U_{PCC} - U_{PCC_ref}) \quad (14)$$

其中, k_u 为电压-无功下垂系数; k_{iu} 为积分器增益。

当内环为无功功率调节器,电压外环生成无功功率参考值后,内环控制器根据参考值实时调节VSG输出的无功功率。并且,内环控制器生成调制信号的幅值,进而改变VSG的输出端电压,调制信号可由式(15)给出。

$$E_m = E_0 + \frac{K}{s} (Q_{ref} - Q_{out}) \quad (15)$$

$$Q_{out} = \frac{1}{\sqrt{3}} [(u_{o,a} - u_{o,b})i_{o,c} + (u_{o,b} - u_{o,c})i_{o,a} + (u_{o,c} - u_{o,a})i_{o,b}] \quad (16)$$

其中, E_0 为空载时 VSG 输出端电动势; K 为比例系数。

文献[14]指出为避免线路阻抗造成的压降对电压测量的影响, 可以从 PCC 处引入电压反馈。然而, PCC 距离 DG 的输出端总是存在一定的距离, 因此引入 U_{PCC} 反馈需要通信系统的支持, 不可避免地存在一定的延时, 使得系统响应速度变慢并降低系统的可靠性[15]。若直接利用检测的输出端电压作为反馈, 又存在选取参考值困难的问题。为解决这个问题, 文献[16]引入了电压状态估计器, 利用检测到的输出端电压电流与系统角频率实时估计 PCC 的电压幅值, 并以此作为反馈提供给电压调节器。但没有对估计器原理做出说明和对应用效果进行评估。本文首先对电压幅值估计器的原理做了补充说明, 并在对估计器效果进行评估的基础上做出了修正。

在三相 abc 静止坐标系下, 逆变器输出端电压与 PCC 电压具有下列关系:

$$u_{o,abc} = L_g \frac{di_{o,abc}}{dt} + R_g i_{o,abc} + u_{PCC} \quad (17)$$

$$u_{PCC} = [u_{PCC,a} \ u_{PCC,b} \ u_{PCC,c}]^T$$

其中, u_{PCC} 为 PCC 处三相电压的列向量。

利用 Clark 变换可得 VSG 输出端电压 u_o 与 PCC 电压 u_{PCC} 的动态关系在 $\alpha\beta$ 坐标系下可表示为:

$$\begin{cases} u_{PCC,\alpha} = u_{o,\alpha} - R_g i_{o,\alpha} + \omega_g L_g i_{o,\alpha} \\ u_{PCC,\beta} = u_{o,\beta} - R_g i_{o,\beta} - \omega_g L_g i_{o,\beta} \end{cases} \quad (18)$$

PCC 处的电压幅值可通过式(19)计算得到。

$$U_{PCC} = \sqrt{u_{PCC,\alpha}^2 + u_{PCC,\beta}^2} \quad (19)$$

因此可得电压幅值估计器的框图如图7所示。

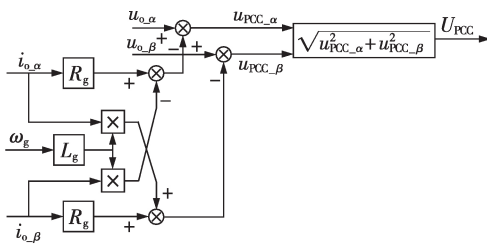


图7 电压幅值估计器

Fig.7 Voltage amplitude estimator

在应用中发现, 当 PCC 电压稳定时估计器的输出电压存在周期性的不规则脉动分量, 其频率约为 50 Hz, 并且在 PCC 电压变化时估计器的输出存在一个瞬时尖峰脉冲, 这对控制系统而言是不期望出现的。为滤除脉动分量的影响并消除瞬时尖峰, 可在估计器后引入一个一阶低通滤波器 LPF (Low-Pass

Filter), 得到修正后的电压幅值估计器如图8所示。

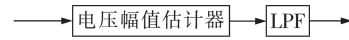


图8 修正后的电压幅值估计器

Fig.8 Modified voltage amplitude estimator

为达到良好的滤波效果并提高估计器对 PCC 电压实测值的跟踪精度, LPF 的截止频率应在脉动频率的 20%~30% 之间选择, 在选择好截止频率 f_H 后即可根据式(20)确定 LPF 的时间常数 τ_{LPF} 。

$$\tau_{LPF} = 1/(2\pi f_H) \quad (20)$$

3 稳定性分析

3.1 阻抗算例

图9为一个 DG 独自带负载的简单微网示意图。图中 θ_E 和 θ_g 分别为电源和电网电压相位。线路与变压器的基本参数如附录表 A1 所示。由于升压变 T_1 与降压变 T_2 除电压变换等级不同外其余参数均一致, 因此仅列出了 T_1 的参数。

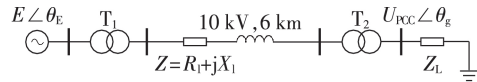


图9 孤岛微网示意图

Fig.9 Schematic diagram of islanding microgrid

为分析图9所示系统的等效电路, 将表 A1 中所有参数归算到 0.4 kV 侧, 得到归算后的阻抗如附录表 A2 所示。可以看出, 虽然输电线路的 R/X 较大, 但由于变压器的阻抗变换作用以及变压器本身的感抗较大, 这会使得总的 R/X 变小为 0.0286。根据复功率的计算方法可得从逆变桥侧到 PCC 处传输的有功功率和无功功率为:

$$\begin{cases} P = \frac{3U_{PCC}(RU_{PCC} \cos \delta + XE \sin \delta - RU_{PCC})}{R^2 + X^2} \\ Q = \frac{3U_{PCC}(XE \cos \delta - RE \sin \delta - XU_{PCC})}{R^2 + X^2} \end{cases} \quad (21)$$

其中, δ 为系统的功角, 且 $\delta = \theta_E - \theta_g$ 。再考虑到滤波电路的感抗, 从逆变桥侧到负载端的综合阻抗主要呈现感性, 则式(21)可简化为:

$$\begin{cases} P \approx \frac{3EU_{PCC}}{X} \sin \delta \\ Q \approx \frac{3U_{PCC}(E - U_{PCC})}{X} \end{cases} \quad (22)$$

3.2 参数稳定性分析

首先建立系统的小信号模型。文献[14, 17-18]在建立系统的小信号模型时, 以 PCC 电压相位为参考, 将系统所有的扰动视为 DG 的扰动, 并且小信号模型受 DG 工作模式的影响较大。这种小信号模型存在以下缺点: 不符合系统的实际情况, 降低了模型的精度。为此, 在不降低系统模型精度的前提下, 本文从所提控制策略出发, 建立了更加符合系统实际

情况的高精度小信号模型。

将式(10)与式(22)中各状态变量写为稳态量和扰动量之和,并假设系统受扰动前运行在额定状态,在发生小扰动时指令值维持不变,故有:

$$\begin{cases} \omega_r = \omega_N + \Delta\omega_r \\ \omega_g = \omega_N + \Delta\omega_g \\ P_{m_ref} = P_{set} + \Delta P_m \\ P_{out} = P_{set} + \Delta P_{out} \\ E = E_N + \Delta E \\ U_{PCC} = U_{PCC_ref} + \Delta U_{PCC} \\ Q_{out} = Q_{set} + \Delta Q_{out} \end{cases} \quad (23)$$

其中, E_N 为电源电压在稳态工作点时的幅值; $\Delta\omega_r$ 、 $\Delta\omega_g$ 、 ΔP_m 、 ΔE 、 ΔU_{PCC} 、 ΔQ_{out} 为稳态工作点附近的小扰动量。对式(10)与式(23)进行线性化并将式(22)代入,在等式两边消去稳态分量以及扰动量的二阶干扰项,忽略线路功率损耗,然后利用拉普拉斯变换可得:

$$\begin{cases} \Delta P_m(s) - \Delta P_{out}(s) \approx (Js + D)\omega_N \Delta\omega_r(s) \\ \Delta P_{out}(s) \approx \frac{3E_N U_{PCC_ref}}{X} \Delta\delta(s) = \\ \frac{3E_N U_{PCC_ref}}{X} \frac{\Delta\omega_r(s) - \Delta\omega_g(s)}{s} \\ \Delta Q_{out}(s) \approx \frac{3U_{PCC_ref}}{X} \Delta E(s) - \\ \frac{3(2U_{PCC_ref} - E_N)}{X} \Delta U_{PCC}(s) \end{cases} \quad (24)$$

将式(13)代入式(24),同时联立式(14)与式(15)可得:

$$\begin{cases} \Delta P_{out}(s) = \frac{k_\omega s + k_{i\omega}}{s} \Delta\omega_g(s) - (Js + D)\omega_N \Delta\omega_r(s) \\ \Delta Q_{out}(s) = \frac{k_u s + k_{iu}}{s} \Delta U_{PCC}(s) - \frac{s}{KK_{PWM}} \Delta E(s) \end{cases} \quad (25)$$

其中, K_{PWM} 为从调制器输入端到逆变桥输出端的传递函数。由式(25)可知,输出有功功率的小扰动响应不仅与 $\Delta\omega_r$ 有关,也与 $\Delta\omega_g$ 有关,输出无功功率的扰动响应量不仅与 ΔU_{PCC} 有关,也与 ΔE 有关,同时与控制器的各项参数均有关。因此,建立的功率传输小信号模型能很好地反映输出功率与控制器各参数、电网频率以及电压之间的相互关系。

联立求解式(24)与式(25),可得系统频率环与电压环的小信号模型为:

$$\begin{cases} \Delta\omega_r(s) = \frac{Xk_\omega s + Xk_{i\omega} + 3E_N U_{PCC_ref}}{JX\omega_N s^2 + DX\omega_N s + 3E_N U_{PCC_ref}} \\ \Delta\omega_g(s) = \frac{\Delta E(s)}{\Delta U_{PCC}(s)} = \\ \frac{XKK_{PWM}(Xk_u + 6U_{PCC_ref} - 3E_N)s + X^2KK_{PWM}k_{iu}}{X^2s^2 + 3XKK_{PWM}U_{PCC_ref}s} \end{cases} \quad (26)$$

利用控制变量法^[17-18]分析参数变化时系统的闭环极点分布情况,可得频率与电压的小信号稳定性分析结果见附录图A1。

图A1中,箭头方向表示所选参数增大时系统闭环极点的位置变化情况,图A1(a)~(e)、A1(f)~(i)分别为系统的频率稳定性与电压稳定性分析结果。由图A1(a)~(e)可知,当虚拟惯量 J 取值增大时,系统的闭环极点逐渐向虚轴靠近,严重威胁到系统的稳定性。另一方面,阻尼系数 D 取值较小时,系统存在较严重的振荡,随着 D 的增大,系统的振荡逐渐减弱,若 D 的取值过大也会对系统的稳定性造成威胁。随着调速器的比例系数 k_ω 的增大,系统的闭环极点位置几乎不变,因此 k_ω 的变化几乎不会对系统的稳定性造成影响。由于 k_ω 表征着逆变电源的容量,从另一方面说明 DG 容量的大小对系统的频率稳定性没有影响,因此微网系统可以接受各容量等级的 DG 接入。但是其闭环有效零点会逐渐靠近虚轴,使得系统的阻尼比减小,会给系统带来较大的振荡,从物理意义上而言,容量越大的 DG 其本身越不易稳定。并且,调速器的积分器增益系数与线路阻抗的变化不会影响系统的稳定性,但是线路阻抗的增大会使得系统的阻尼比减小。

由图A1(f)~(i)可知,随着 k_u 的增大其闭环有效极点的位置几乎不变,对系统的稳定性没有影响,这与 k_ω 对频率稳定性的影响有着相似的原因与结果。同时,电压调节器的积分器增益也不会影响系统的电压稳定性。随着无功功率调节器的增益系数增大,电压闭环极点逐渐远离虚轴,对系统的稳定性是有益的。与线路阻抗对频率稳定性影响相反的是,线路的感抗增大时极点会向虚轴靠近,会对系统的电压稳定性造成一定的威胁。

4 仿真分析

根据图9所示的系统等效电路,在 MATLAB / Simulink 仿真环境下建立了一个孤岛微网系统,以测试系统的性能。表1列出了系统的仿真参数,选取 LPF 的截止频率为 13.26 Hz,初始状态下系统负荷为 50 kW / 20 kvar,直流侧用可控电压源替代。

表1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

参数名	参数值	参数名	参数值
U_{dc} / V	800	f_N / Hz	50
K_{PWM}	1.6	U_{PCC_ref} / V	311.1
额定容量 / (kV·A)	100	k_ω	79578
开关频率 / kHz	10	$k_{i\omega}$	10^3
P_{set} / kW	50	$J / (\text{kg} \cdot \text{m}^2)$	0.4
Q_{set} / kvar	20	D	20
R_g / Ω	0.0344	k_u	4593
L_g / H	1.75×10^{-4}	k_{iu}	1.5×10^3
E_0 / V	311	K	6.6×10^{-3}

仿真过程中的动作序列如下:在 $t=0.4$ s时,系统有功负荷与无功负荷分别增加10 kW和3 kvar,并于0.8 s时切除。

为体现本文选取的阻尼环节参考值的优越性,与选取 $\omega_{D_ref}=\omega_g$ 且系统分别处于一、二次调频时转子频率的变化进行对比。当系统负荷发生上述变化时,VSG输出端有功功率、负荷有功功率以及系统频率的变化曲线如图10所示。由图10(a)可知,输送到PCC处的有功功率能准确地跟踪负荷有功功率的变化,不受线路有功功率损耗的影响。同时,由图10(b)可以看出,一次调频模式下,转子频率在负荷突增时均具有-0.145 Hz的稳态偏差,当 $\omega_{D_ref}=\omega_g$ ($D=100$)时,转子频率在下降过程中存在不规则的振荡现象并且在稳态时也具有小幅度振荡分量;当 $\omega_{D_ref}=\omega_N$ 时,转子频率下降过程呈现惯性特性并且稳态频率无振荡。当系统处于二次调频模式,系统负荷突变时两者的瞬态最大偏差值均为0.7 Hz,但当 $\omega_{D_ref}=\omega_g$ ($D=100$)时,转子频率经过0.36 s恢复到50 Hz,而取 $\omega_{D_ref}=\omega_N$ 时只需0.22 s,同比减少38.9%,同时转子频率变化曲线也更加平稳。需要说明的是,选取 $\omega_{D_ref}=\omega_g$ 时,孤岛运行状态下VSG的阻尼系数 D 只能通过反复试凑得到,给参数设计带来了很大的困难, D 取不同值时转子频率变化趋势无规律可言,甚至会导致系统不稳定,这可由图10(c)看出。因此,相比而言取 $\omega_{D_ref}=\omega_N$ 时VSG具有更好的频率稳定性与

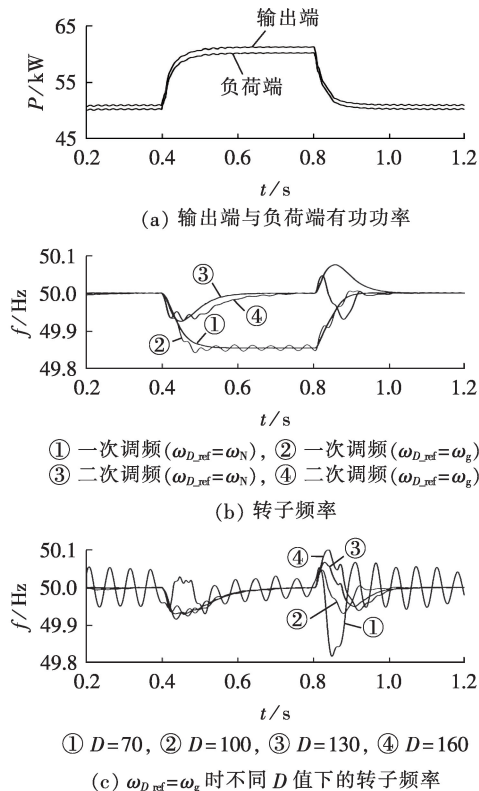


图10 有功功率与转子频率曲线

参数可设计性,符合上文的分析。

图11为系统各相关电压的变化曲线。由图11(a)可知,一次调压模式下PCC电压幅值为307.7 V,存在-3.4 V的偏差且进入稳态时间较长,二次调压模式下系统电压可快速恢复至额定值,证明了所提控制策略的有效性。图11(b)表明,在电压幅值估计器后增加一个LPF能够极大地削弱稳态时估计器输出值中的脉动分量与暂态时的瞬时尖峰,使得估计器的输出值与实测值在波动过程中几乎完全一致,修正后的电压幅值估计器在稳态与暂态过程中均能精确估计PCC电压的幅值,降低了实际工程中设备投资成本的同时提高了系统信号传输的可靠性。

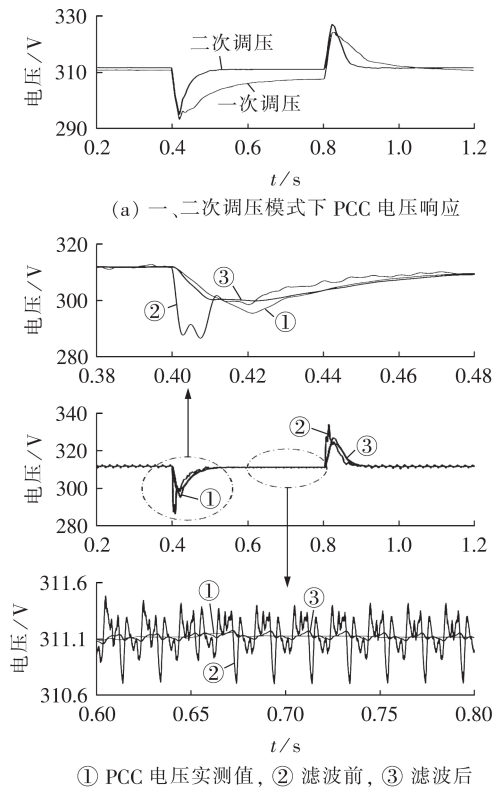


图11 系统电压曲线

Fig.11 Curves of system voltage

为评估修正后的电压幅值估计器中LPF的存在对电压调节效果的影响,图12分别给出了一、二次调压模式下有、无LPF时PCC电压的响应曲线。图12表明,没有LPF时PCC电压响应相比于有LPF时存在+1.1 V的电压偏差。在二次调压模式下,没有LPF时PCC电压响应相比于有LPF时存在-0.4 V的电压偏差。综上可知,LPF的存在与否对系统电压调节的精度有一定的影响,相比于二次调压模式,一次调压模式下没有LPF会有更大的电压偏差,并且在一次调压模式下稳态偏差为正值,在二次调压模式下稳态偏差为负值。

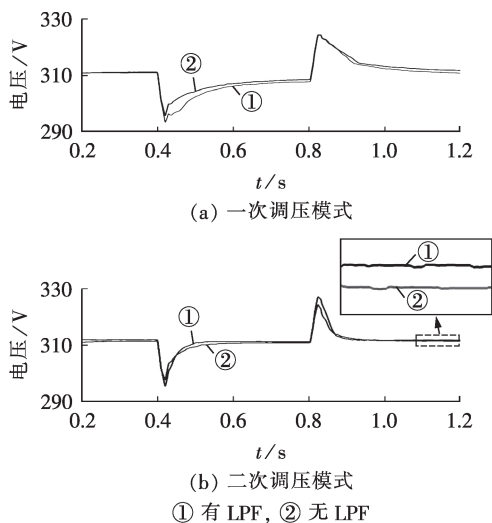


图12 有、无LPF时PCC电压曲线

Fig.12 Curves of PCC voltage with and without LPF

5 结论

本文首先针对目前相关研究中选取阻尼环节参考值的方案进行对比分析,在选取额定角频率为阻尼参考值的基础上提出了一种基于VSG的频率与电压综合控制策略。在阻抗算例的基础上建立了系统频率环与电压环的小信号模型,分析了系统参数变化对稳定性的影响,得到的主要结论如下:

(1)选取阻尼参考值为额定角频率可避免转子频率的振荡,提升系统的频率稳定性;

(2)若微网系统中存在变压器,则中低压系统的等效阻抗也呈现感性,可以进行简化分析;

(3)在电压估计器后引入LPF可大幅改善估计器的准确性,并且在一次与二次调压模式下LPF的存在对电压调节精度有着相反的影响;

(4)利用MATLAB/Simulink进行仿真,系统在负荷波动时频率与电压可快速恢复至额定值,验证了所提控制策略的有效性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] RAJESH K S, DASH S S, RAJAGOPAL R, et al. A review on control of AC microgrid[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 71: 814-819.
- [2] GUERRERO J M, VASQUEZ J C, MATAS J, et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—a general approach toward standardization[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2010, 58(1): 158-172.
- [3] BECK H P, HESSE R. Virtual synchronous machine[C]//International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. Barcelona, Spain: IEEE, 2007: 1-6.
- [4] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 5(4): 1259-1267.
- [5] XIONG Liansong, ZHUO Fang, WANG Feng, et al. Static syn-

chronous generator model: a new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied PWM inverter[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(9): 6264-6280.

- [6] 黄林彬, 辛焕海, 黄伟, 等. 含虚拟惯量的电力系统频率响应特性定量分析方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 31-38. HUANG Linbin, XIN Huanhai, HUANG Wei, et al. Quantified analysis method of frequency response characteristics for power systems with virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 31-38.
- [7] 邹蕴韬, 张海涛, 刘春阳, 等. 新型虚拟同步发电机控制方法及其暂态过程自适应控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 933-943. ZOU Yuntao, ZHANG Haitao, LIU Chunyang, et al. A control approach of novel virtual synchronous generator and an adaptive control strategy for its transient process[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 933-943.
- [8] SONI N, DOOLLA S, CHANDORKAR M C. Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(3): 1830-1838.
- [9] 程启明, 余德清, 程尹曼, 等. 基于自适应旋转惯量的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 79-85. CHENG Qiming, YU Deqing, CHENG Yinman, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive rotational inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 79-85.
- [10] 程冲, 杨欢, 曾正, 等. 虚拟同步发电机的转子惯量自适应控制方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(19): 82-89. CHENG Chong, YANG Huan, ZENG Zheng, et al. Rotor inertia adaptive control method of VSG[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 82-89.
- [11] ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(2): 451-458.
- [12] 李东东, 朱钱唯, 程云志, 等. 基于自适应惯量阻尼综合控制算法的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(11): 72-77. LI Dongdong, ZHU Qianwei, CHENG Yunzhi, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on self-adaptive rotor inertia and damping combination control algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 72-77.
- [13] GUAN Minyuan, PAN Wulue, ZHANG Jing, et al. Synchronous generator emulation control strategy for Voltage Source Converter(VSC) stations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3093-3101.
- [14] 李斌, 周林, 余希瑞, 等. 基于改进虚拟同步发电机算法的微网逆变器二次调频方案[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2680-2687. LI Bin, ZHOU Lin, YU Xirui, et al. Secondary frequency regulation for microgrid inverters based on improving virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2680-2687.
- [15] LIU Shichao, WANG Xiaoyu, PETER L. Impact of delays on communication secondary frequency control in an islanded microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(4): 2021-2031.
- [16] LIU Jia, MIURA Y, BEVRANI H, et al. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 8(5): 1-10.
- [17] 孟建辉, 王毅, 石新春, 等. 基于虚拟同步发电机的分布式逆变电源控制策略及参数分析[J]. 电工技术学报, 2014, 29(12):

1-10.

MENG Jianhui, WANG Yi, SHI Xinchun, et al. Control strategy and parameter analysis of distributed inverters based on VSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(12):1-10.

[18] 邹培根, 孟建辉, 王毅, 等. 灵活虚拟同步机主要控制参数对系统频率稳定性的影响分析[J]. 高电压技术, 2018, 44(4):1335-1342.

ZOU Peigen, MENG Jianhui, WANG Yi, et al. Influence analysis of the main control parameters in FVSG on the frequency stability of the system[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4):1335-1342.

作者简介:

苏宏升(1969—),男,甘肃靖远人,教授,博士研究生导



苏宏升

师,博士,主要研究方向为风电并网控制、设备预防性维修及系统可靠性与安全性(E-mail:shsen@163.com);

江 昆(1994—),男,四川宜宾人,硕士研究生,通信作者,研究方向为分布式发电与微网建模与控制(E-mail:634756243@qq.com);

杨 祯(1994—),女,甘肃临洮人,硕士研究生,主要研究方向为微网建模与控制(E-mail:759530210@qq.com);

何开忠(1992—),男,四川广元人,硕士研究生,主要研究方向为并网逆变器动态特性分析与稳定控制(E-mail:kaizhong_HE@163.com)。

(编辑 李玮)

Comprehensive control strategy of microgrid frequency and voltage based on virtual synchronous generator

SU Hongsheng^{1,2}, JIANG Kun^{1,2}, YANG Zhen^{1,2}, HE Kaizhong^{1,2}

(1. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China;

2. Rail Transit Electrical Automation Engineering Laboratory of Gansu Province, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China)

Abstract: For solving the problem that the frequency and voltage of microgrid are easily affected by load fluctuation and consequently deviate from the rated value, a comprehensive frequency and voltage control strategy based on virtual synchronous generator is proposed. The rated angular frequency is selected as the reference value of the damping link of swing equation based on comparing two cases of the reference value. And then, an automatic generation control system is designed by combining the virtual governor with the swing equation to realize no-error control on frequency. Subsequently, aiming at the defect that the voltage feedback needs the support of communication system, a revised voltage amplitude estimator is introduced to estimate the voltage of PCC (Point of Common Coupling) accurately. Under the action of automatic voltage controller, the secondary voltage regulation of PCC can be accomplished without configuring communication system, so that the economy is improved. Furthermore, the small-signal model of system is derived, and the influences of key parameters on the system stability are analyzed.

Key words: virtual synchronous generator; virtual governor; voltage estimation; small-signal model; frequency stability; voltage stability

(上接第20页 continued from page 20)

Dynamic load accurate allocation method for annular DC microgrid based on power flow calculation

LI Yumei¹, ZHA Xiaoming², SUN Pan¹

(1. School of Electrical Engineering, Naval University of Engineering, Wuhan 430033, China;

2. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: As for DC microgrid with large-span and annular network structure, the power flow calculation method of annular DC microgrid with droop control is firstly deduced. On this basis, the dynamic load allocation control methods with the droop coefficient ratio and reference voltage difference as control variables are compared and analyzed. Furthermore, an improved droop control method is proposed to comprehensively realize accurate control of dynamic load allocation and compensation of load voltage drop. Finally, a hardware-in-the-loop real-time simulation experimental platform of the four-terminal annular DC microgrid is built, and experimental results verify the effectiveness of the proposed control method.

Key words: DC microgrid; annular network; droop control; power flow calculation; dynamic load allocation; voltage drop compensation

附录

表 A1 线路与变压器参数
Table A1 Parameters of line and transformer

架空线路		变压器 T ₁	
导线型号	LG-16	型号	SB9-M-250/10
单位电阻	1.96 Ω	额定电压	10/0.4 kV
单位电抗	0.404 Ω	短路电压百分比	4%
线路长度	6 km	空载损耗	3.05 kW

表 A2 归算后阻抗
Table A2 Impedance after calculation

名称	架空线路	变压器 T ₁
归算电阻	0.0188 Ω	0.07 Ω
归算电抗	0.0039 Ω	0.0256 Ω
等效电阻/电抗	0.0344 Ω/0.0551 Ω	
考虑滤波电感时等效电抗	1.2036 Ω	

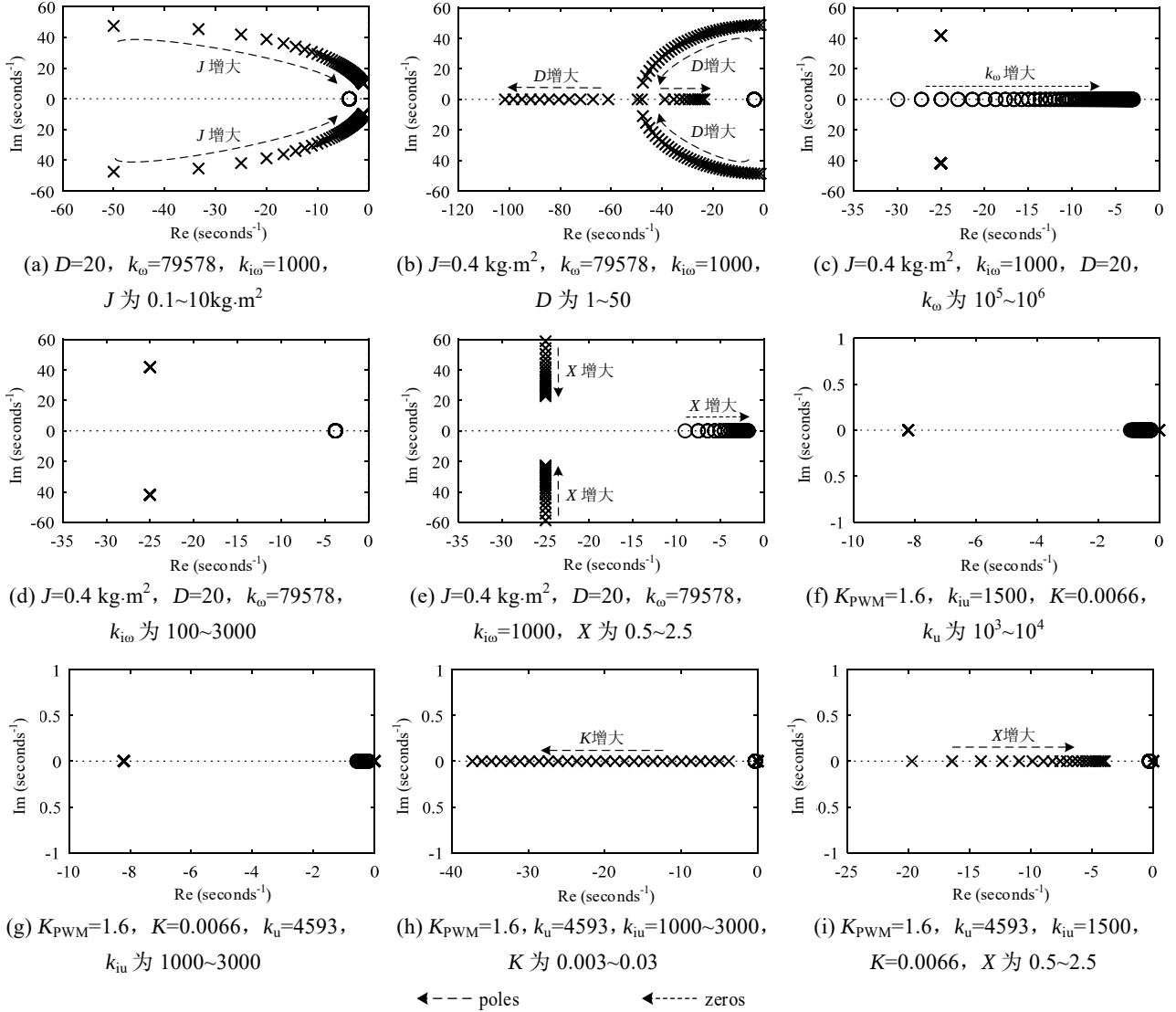


图 A1 系统参数变化时的零极点图

Fig.A1 Pole-zero map with variation of system parameters