

基于VSG的储能系统并网逆变器建模与参数整定方法

胡文强¹, 吴在军¹, 孙充勃², 宋毅², 原凯²

(1. 东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096;

2. 国网北京经济技术研究院, 北京 102209)

摘要:从并网逆变器主电路和同步发电机等效电路的对应关系出发, 提出模拟同步发电机转子的运动方程、有功-频率下垂特性与无功-电压下垂特性的虚拟同步发电机(VSG)外环控制策略。引入虚拟阻抗模拟同步发电机定子电气方程的电压环, 和基于准比例谐振控制器的电流环共同构成应用于储能系统并网逆变器的VSG控制策略。建立应用于储能系统并网逆变器的VSG动态小信号模型, 分析其参与电网需求响应的机理。推导得出VSG参与电网调压/调频需求响应的动态模型, 为研究电网电压/频率波动时VSG无功/有功输出特性提供依据; 进而在保证有功环、无功环的稳定性与调压/调频动态性能的条件下, 总结得到VSG关键参数的整定方法。最后通过仿真与实验验证了所提VSG参与电网调压/调频动态模型的正确性与参数整定方法的有效性。

关键词:虚拟同步发电机; 储能系统; 并网逆变器; 下垂特性; 动态小信号模型; 调压调频; 参数整定; 建模

中图分类号: TM 464

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2018.08.003

0 引言

能源是维持人类生存和社会发展的的重要因素。电能作为一种便利的能源形式, 是国民经济的命脉^[1]。日益严重的能源短缺和环境污染问题, 使新能源得到广泛的重视和利用。分布式发电 DG (Distributed Generation) 是利用新能源发电的有效途径^[2]。分布式电源与储能接入大电网普遍采用由电力电子器件构成的并网逆变器, 虽然其具有控制灵活、响应迅速等优点, 但也存在低惯性、欠阻尼等不足。其中下垂控制策略虽然模拟了发电机组的“功频静特性”^[3], 但仍然无法与同步发电机的惯性相匹配, 容易给大电网造成冲击与振荡。

有国内外学者提出虚拟同步发电机 VSG (Virtual Synchronous Generator) 技术, 使并网逆变器模拟同步发电机的转子运动惯性与机电暂态特性, 以增加电力系统的虚拟惯性和阻尼, 使分布式电源“友好”地接入电网。VSG 的基本思想和概念最初在欧洲的 VSYNC 工程中由比利时鲁汶大学 J. Driesen 团队提出^[4-6]。其控制思路是构造虚拟转动惯量及虚拟一次调频特性, 并通过 dq 旋转坐标系下电流闭环反馈来提高控制精度^[7]。该方案主要在外特性上模拟同步发电机的摇摆方程, 但并未模拟其电压调节特性。此后克劳斯塔尔工业大学 Yong Chen 等人提出“VISMA (Virtual Synchronous Machine)”^[8]技术, 在结合转子运动方程的基础上加入

定子电压方程, 通过电流滞环控制产生并网逆变器的驱动信号。上述 2 种 VSG 模型实为电流型控制, 难以为系统提供电压和频率支撑, 仅适用于分布式电源渗透率较低的强电网环境, 且必须运行在并网模式。

为了弥补电流型 VSG 的不足, 一些学者提出了电压型 VSG。文献[9]提出的 VSG 模型考虑了同步发电机转子运动方程和原动机、调速器的数学模型, 实现了有功-频率特性与同步发电机的等效, 但不具备电压-无功调节能力。文献[10]在无功-电压下垂控制的基础上加入虚拟惯性控制策略, 使微电网电源具有下垂特性的同时还具有类似于同步发电机转子运动的惯性, 有助于增强微电网的频率稳定性, 但是未能体现同步发电机的输出电压特性。文献[11-13]从表征同步发电机电磁特性的电压方程和磁链方程入手, 同时考虑其机械旋转特性, 提出了 Synchronverter 的概念, 很好地实现了 VSG 与同步发电机在数学与物理上的等效, 并加入并网同步控制, 实现了无锁相环的离/并网切换。文献[14]在不考虑调频器和励磁调节器作用的情况下对 VSG 进行静态小信号模型稳定性分析, 总结得出转动惯量和阻尼参数对 VSG 运行影响的规律。文献[15]建立了 VSG 有功环与无功环的工频小信号模型, 为设计 VSG 模型时进行参数优化提供了依据, 但在参数整定过程中仅考虑有功环与无功环的稳定性, 并未考虑 VSG 参与电网调压/调频的动态性能。此外, 关于 VSG 实际应用的研究已涉及光伏电站^[16]、交直流微电网^[17]、高压直流输电^[18]等多种场景。本文将 VSG 用作储能并网接口控制策略, 并将应用场景考虑为配电网, 以弥补常规储能系统并网逆变器无惯性的缺点, 同时利用 VSG 的自同步发电机制, 在配

收稿日期: 2017-05-23; 修回日期: 2018-05-06

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2016YFB0900103); 国家电网公司科技项目(PD71-17-008)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2016YFB0900103) and the Science and Technology Project of SGCC (PD71-17-008)

电网频率/电压、有功/无功异常的情况下不依赖通信地自主做出响应,实现储能系统自治运行和主动管理^[19]。

本文从并网逆变器主电路和同步发电机等效电路的对应关系出发,通过模拟同步发电机转子运动方程、定子电压方程、有功-频率下垂特性与无功-电压下垂特性,提出应用于储能的 VSG 控制策略。建立 VSG 的动态小信号模型,总结得出 VSG 参与电网调压/调频需求响应的动态模型,为研究电网电压/频率波动时 VSG 无功、有功输出特性提供了依据。进而在保证有功环、无功环的稳定性与调压/调频动态性能的条件下,总结得出 VSG 关键参数的整定方法。最后通过仿真与实验验证了 VSG 参与电网调压/调频动态模型的正确性与参数整定方法的有效性。

1 VSG 控制原理

1.1 VSG 外环控制策略

基于 LC 滤波的并网逆变器的主电路拓扑结构如图 1(a) 所示。图中, V_{T1} — V_{T6} 构成三相全桥逆变器;直流侧用直流电压源 U_{dc} 等效; L_1 和 C 分别为滤波电感和电容,组成 LC 滤波电路; r_1 为滤波电感的寄生电阻;电网侧用线路电感 L_s 、线路电阻 r_s 和交流电压源组成的无穷大系统等效; e_a 、 e_b 、 e_c 为并网逆变器三相桥臂中点电压; u_a 、 u_b 、 u_c 为滤波电容电压。

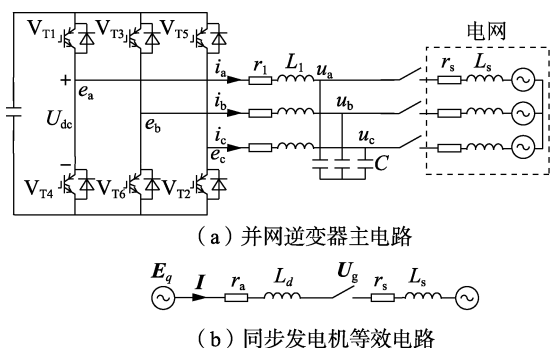


图 1 并网逆变器主电路与同步发电机等效电路的对应关系

Fig.1 Corresponding relationship between main circuit of grid-connected inverter and equivalent circuit of synchronous generator

同步发电机稳态运行时的等值电路^[20]如图 1(b) 所示,考虑隐极机,即 d 轴同步电抗与 q 轴同步电抗相等。对比 LC 滤波的并网逆变器的主电路不难发现,二者存在一定的对应关系: e_a 、 e_b 、 e_c 模拟同步发电机的电势 E_g ; L_1 、 r_1 分别模拟同步发电机的同步电感 L_d 和定子电阻 r_a ; u_a 、 u_b 、 u_c 模拟同步发电机端电压 U_g 。

VSG 的机械运动特性通过模拟同步发电机的二阶模型^[21]实现(本文令 VSG 极对数为 1),如式(1)所示。

$$\begin{cases} d\theta/dt = \omega \\ Jd\omega/dt = T_m - T_e - D(\omega - \omega_n) \end{cases} \quad (1)$$

其中, J 为虚拟转动惯量,单位为 kg/m^2 ,该量使 VSG 的有功-频率响应表现出惯性; D 为阻尼系数,单位为 $\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s/rad}$; θ 为虚拟内电势相角,单位为 rad ; ω 和 ω_n 分别为虚拟角频率、额定角频率,单位为 rad/s ; T_m 和 T_e 分别为虚拟机械转矩与虚拟电磁转矩,单位为 $\text{N}\cdot\text{m}$,可由式(2)得到。

$$\begin{cases} T_m = P_m/\omega \approx P_m/\omega_n \\ T_e = P_e/\omega \approx P_e/\omega_n \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_m 和 P_e 分别为 VSG 虚拟机械功率与电磁功率,单位为 W 。为了模拟同步发电机的有功-频率下垂特性,虚拟机械功率 P_m 由式(3)得到。

$$P_m = P_{\text{set}} + K_f(\omega_n - \omega) \quad (3)$$

其中, P_{set} 为 VSG 输出有功功率设定值; K_f 为调差系数,单位为 W/rad 。为了降低 VSG 输出瞬时功率中脉动量的影响,虚拟电磁功率 P_e 为 VSG 输出瞬时有功功率在半个工频周期内的平均值,如式(4)所示。

$$P_e = \frac{2}{T_{\text{line}}} \int_{\frac{T_{\text{line}}}{2}}^{T_{\text{line}}} (u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c) dt \quad (4)$$

其中, T_{line} 为工频周期。

为了使 VSG 模拟同步发电机的无功-电压下垂特性,令 VSG 的无功功率指令 Q_m 通过式(5)得到。

$$Q_m = Q_{\text{set}} + K_v(\sqrt{2}U_n - \sqrt{2}U) \quad (5)$$

其中, Q_{set} 为无功功率给定值;单位为 var ; U_n 为额定相电压有效值,单位为 V ; U 为电容相电压有效值,单位为 V ; K_v 为电压调差系数,单位为 var/V 。为了使 VSG 输出无功功率 Q_e 按照指令值 Q_m 变化,令无功功率偏差经积分环节得到 VSG 虚拟内电势幅值,如式(6)所示。

$$\sqrt{2}E = K \int (Q_m - Q_e) dt \quad (6)$$

其中, E 为 VSG 虚拟内电势相电压有效值,单位为 V ; K 为无功功率积分系数。与 P_e 类似,为了降低 VSG 输出瞬时功率中脉动量的影响,无功功率 Q_e 为 VSG 输出瞬时无功功率在半个工频周期内的平均值,如式(7)所示。

$$Q_e = \frac{2}{T_{\text{line}}} \int_{\frac{T_{\text{line}}}{2}}^{T_{\text{line}}} [(u_a - u_b) i_c + (u_b - u_c) i_a + (u_a - u_c) i_b] dt \quad (7)$$

通过式(1)~(7)可得到 VSG 虚拟内电势的相角 θ 和幅值 $\sqrt{2}E$,进而可由式(8)得到虚拟内电势瞬时值。

$$\begin{cases} e_a = \sqrt{2} E \sin \theta \\ e_b = \sqrt{2} E \sin(\theta - 120^\circ) \\ e_c = \sqrt{2} E \sin(\theta + 120^\circ) \end{cases} \quad (8)$$

式(1)~(8)即构成 VSG 的外环控制策略。

1.2 引入虚拟阻抗的电压环控制策略

如图 1(b)所示,同步发电机内电势 E_q 、定子电流 I 、机端电压 U_g 存在如下关系:

$$E_q = U_g - I(r_a + j\omega L_d) \quad (9)$$

为了使 VSG 的控制策略具备式(9)所示的同步发电机定子的电气特性,VSG 的电压环设计如图 2 所示。图中, L_v 为虚拟阻抗。

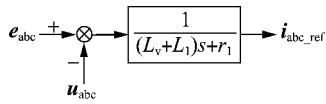


图 2 VSG 电压环

Fig.2 Voltage loop of VSG

引入虚拟阻抗等效于虚拟一个与 L_1 串联的电感,增大了逆变器的输出阻抗,有助于抑制多 VSG 并联运行形成环流。通过设置 $\omega(L_v + L_1) \gg r_1$,增大了逆变器与电网之间的感性,有助于 VSG 有功环、无功环的解耦^[15],使 VSG 功率环参数整定更为方便。

1.3 基于准 PR 控制器的电流环控制策略

比例谐振 (PR) 控制在谐振频率处可获得无穷大的增益,具有更好的抗谐波干扰的性能。然而 PR 控制在非谐振频率处的增益将会很小,在实际应用中,电网频率并非完全不变。准 PR 控制在保持 PR 控制优点的同时,通过增加带宽的方式减小了网侧频率偏移带来的影响。准 PR 控制器的传递函数如式(10)所示。

$$G_{PR}(s) = k_p + \frac{2k_r\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_0^2} \quad (10)$$

其中, k_p 为比例系数; k_r 为谐振系数; ω_0 为谐振频率,此处取 $\omega_0 = \omega_n$; ω_c 为谐振部分带宽,考虑到电网频率波动往往不会超过 1 Hz,取 $\omega_c = 2\pi$ rad/s。

图 3 给出了基于准 PR 控制器的电流环控制框图。图中, $K_{pwm} = U_{dc}/(2U_{tri})$ 为逆变器增益, U_{dc} 为直流母线电压, U_{tri} 为正弦脉宽调制 (SPWM) 三角载波幅值,本文取 $U_{tri} = U_{dc}/2$,即 $K_{pwm} = 1$ 。对于 LC 滤波器,其传递函数 $G_F(s)$ 为:

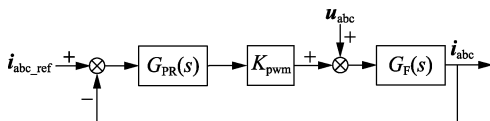


图 3 基于准 PR 控制器的电流环控制框图

Fig.3 Block diagram of current loop control based on quasi PR controller

$$G_F(s) = \frac{1}{L_1 s + r_1} \quad (11)$$

因此电流闭环传递函数 $T_I(s)$ 为:

$$T_I(s) = \frac{G_{PR}(s) G_F(s)}{1 + G_{PR}(s) G_F(s)} \quad (12)$$

通过绘制电流闭环传递函数 $T_I(s)$ 的波特图确定 k_p 、 k_r 的取值。不同 k_p 、 k_r 下电流闭环波特图分别如图 4、图 5 所示。由图 4 可知,随 k_p 的增大,电流环截止频率增大,响应速度加快,但较大的截止频率不易滤除电网高次谐波电压的影响;而 k_p 过小,则对低次谐波电压有放大作用。如当 $k_p = 5$ 时,在频率 f 为 100 Hz、150 Hz 处,电流闭环增益大于 0,说明电流环对 2、3 次谐波有放大作用。综合考虑电流环的响应速度与抗谐波干扰的能力,取 $k_p = 10$ 。

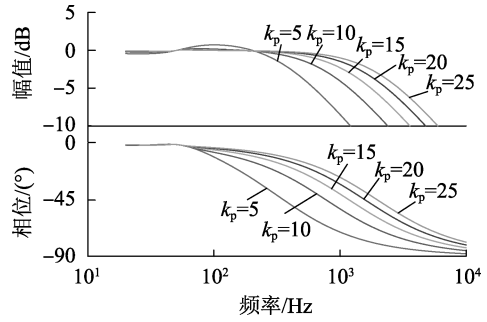
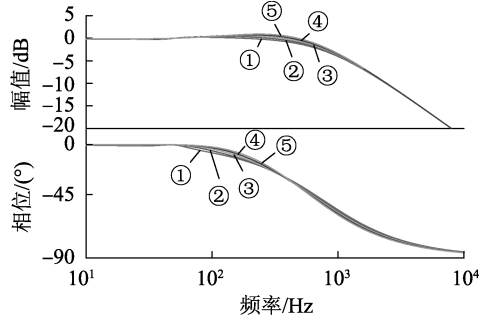
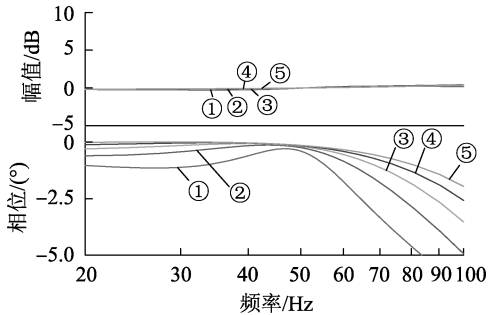


图 4 不同 k_p 下电流闭环波特图

Fig.4 Bode diagram of current closed-loop with different k_p



(a) 整体波特图



(b) 工频附近波特图

① $k_r=100$, ② $k_r=200$, ③ $k_r=300$
④ $k_r=400$, ⑤ $k_r=500$

图 5 不同 k_r 下电流闭环波特图

Fig.5 Bode diagram of current closed-loop with different k_r

由图 5(a) 可知, k_r 的变化对电流环带宽没有明显的影响。但通过图 5(b) 不难发现, 随着 k_r 的增大, 电流环在工频附近的相位偏差减小, 增益并无明显变化, 而电流环在工频附近的相位偏差会对 VSG 输出功率的准确控制产生明显的影响。为了使电流环在工频附近取得较小的相位偏差, 取 $k_r = 500$ 。

综上可得 VSG 整体控制框图, 如图 6 所示。

2 VSG 参与电网需求响应机理分析

2.1 VSG 动态小信号模型

图 7 为 VSG 并网等效电路。图中, Z 为 VSG 输出阻抗, 如式 (13) 所示。

$$Z = r_1 + j\omega(L_1 + L_v) \approx j\omega(L_1 + L_v) = jX \quad (13)$$

并网变流器桥臂中点基波电压相量为 $E \angle \delta$, VSG 并网点处电压相量为 $U \angle 0^\circ$, 其中 δ 为 2 个电压相量之间的相位差 (亦称功角), 其表达式为:

$$\delta = \int (\omega - \omega_g) dt \quad (14)$$

其中, ω_g 为电网角频率。

进而得到 VSG 输出视在功率为:

$$S = 3UI^* = 3U \frac{E \angle (-\delta) - U}{jX} = P_e + jQ_e \quad (15)$$

对式 (15) 进一步展开可得:

$$P_e = \frac{3UE}{X} \sin \delta \quad (16)$$

$$Q_e = \frac{3UE}{X} \cos \delta - \frac{3U^2}{X} \quad (17)$$

当配电网正常稳定运行时, 电压和频率均为额定值, 不需要储能系统向配电网补充有功/无功功率, 因此储能系统并网有功指令 P_{set} 、无功指令 Q_{set} 均为 0, 此时 VSG 功率稳定运行点为 $(P_{e0}, Q_{e0}) = (0, 0)$ 。结合式 (16)、(17) 可得 VSG 虚拟内电势稳定运行点, 如式 (18) 所示。

$$\begin{cases} \delta_0 = \arctan \frac{P_{e0}X}{Q_{e0}X + 3U_n^2} \\ E_0 = \frac{P_{e0}X}{3U_n \sin \delta_0} \end{cases} \quad (18)$$

将 $(P_{e0}, Q_{e0}) = (0, 0)$ 代入式 (18) 可得 $(\delta_0, E_0) = (0^\circ, 220 \text{ V})$ 。考虑 VSG 的调压/调频特性, 建

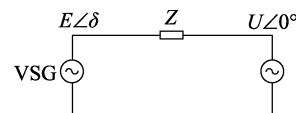


图 7 VSG 并网等效电路

Fig.7 Equivalent circuit of grid-connected VSG

立 VSG 动态小信号模型, 分析 VSG 参与电网需求响应的机理, 具体步骤分为对时域方程进行扰动分离和线性化与对线性化后的时域方程进行拉普拉斯变换 2 个步骤^[22]。

a. 对时域方程进行扰动分离和线性化。

将 VSG 数学模型表达式中的状态变量写为稳态量和小扰动量之和, 如式 (19) 所示。

$$\begin{cases} \delta = \delta_0 + \hat{\delta} \\ \omega = \omega_0 + \hat{\omega} \\ \omega_g = \omega_{g0} + \hat{\omega}_g \\ P_m = P_{m0} + \hat{P}_m \\ P_e = P_{e0} + \hat{P}_e \\ E = E_0 + \hat{E} \\ U = U_0 + \hat{U} \\ Q_m = Q_{m0} + \hat{Q}_m \\ Q_e = Q_{e0} + \hat{Q}_e \end{cases} \quad (19)$$

其中, 下标带“0”表示各变量的稳态值; 带“^”表示相应变量在稳态工作点附近的小扰动。结合式 (1) — (7) 与 (14)、(16)、(17), 消除其中的稳态分量和二次扰动量, 得小信号表达式如式 (20) 所示。

$$\begin{cases} \frac{d\hat{\delta}}{dt} = \hat{\omega} - \hat{\omega}_g \\ J \frac{d\hat{\omega}}{dt} = \frac{\hat{P}_m}{\omega_n} - \frac{\hat{P}_e}{\omega_n} - D \hat{\omega} \\ \hat{P}_m = -K_f \hat{\omega}_g \\ \hat{P}_e = \frac{3E_0 \sin \delta_0}{X} \hat{U} + \frac{3U_n \sin \delta_0}{X} \hat{E} + \frac{3U_n E_0 \cos \delta_0}{X} \hat{\delta} \\ \frac{d\sqrt{2}\hat{E}}{dt} = K(\hat{Q}_m - \hat{Q}_e) \\ \hat{Q}_m = -\sqrt{2}K_v \hat{U} \\ \hat{Q}_e = \frac{3E_0 \cos \delta_0 - 6U_n}{X} \hat{U} + \frac{3U_n \cos \delta_0}{X} \hat{E} - \frac{3U_n E_0 \sin \delta_0}{X} \hat{\delta} \end{cases} \quad (20)$$

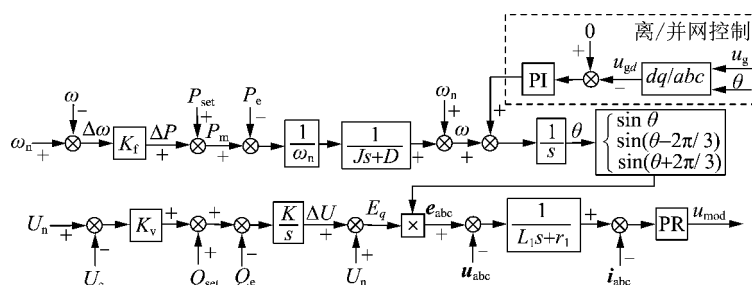


图 6 VSG 整体控制框图

Fig.6 Overall control block diagram of VSG

b. 对线性化后的时域方程进行拉普拉斯变换。

将 VSG 虚拟内电势稳定运行点 $(\delta_0, E_0) = (0^\circ, 220 \text{ V})$ 代入式 (20) 并进行拉普拉斯变换, 可得:

$$\begin{cases} s\hat{\delta}(s) = \hat{\omega}(s) - \hat{\omega}_g(s) \\ (Js+D)\hat{\omega}(s) = (\hat{P}_m(s) - \hat{P}_e(s))/\omega_n \\ \hat{P}_m(s) = -K_f\hat{\omega}(s) \\ \hat{P}_e(s) = \frac{3U_n^2}{X}\hat{\delta}(s) \\ \sqrt{2}\hat{E}(s) = \frac{K}{s}(\hat{Q}_m(s) - \hat{Q}_e(s)) \\ \hat{Q}_e(s) = -\frac{3U_n}{X}\hat{U}(s) + \frac{3U_n}{X}\hat{E}(s) \end{cases} \quad (21)$$

根据式 (21), 得到 VSG 在 s 域内的动态小信号模型, 如图 8 所示。

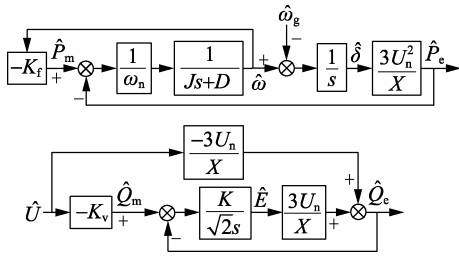


图 8 VSG 动态小信号模型

Fig.8 Dynamic small signal model of VSG

由图 8 可知, 本文所研究的应用于储能系统的 VSG 控制策略, 其动态小信号模型实现了频率/有功环与电压/无功环的完全解耦。这是因为电网稳定运行时不需要储能系统提供额外的有功、无功功率, 储能并网接口稳态时输出功角 $\delta_0 = 0^\circ$, 这使得 VSG 的动态小信号模型中 $\hat{P}_e(s)$ 、 $\hat{Q}_e(s)$ 之间的耦合项系数值为 0, 从而实现了频率/有功环与电压/无功环的完全解耦。

2.2 VSG 参与电网需求响应动态模型

此处所述需求响应的概念并非广义上大量电力用户根据市场的电价信号或激励机制做出响应的行为, 而是针对采用 VSG 控制策略的储能系统, 在较短时间尺度内 (毫秒至秒级) 面对电网多种需求所做出的响应行为, 主要基于以下 3 点原因: 在分钟级以上的时间尺度, 基于 VSG 的储能系统可等效为定功率源, 其输出功率跟随上级电网调度指令变化, 起到削峰填谷的作用, 该时间尺度无法体现 VSG 控制策略本身对电网需求响应的影响; 在毫秒级的时间尺度上进行需求响应分析能够精确地预测储能系统在电网频率/电压异常后的响应特性, 有利于实现储能系统与当前电力系统的有功调度与电压控制的协调配合; 国内电力市场发展不够完善, 价格信号难以获取, 即使在国外发展相对完善的电力市场中, 小于 5 min 时间尺度的价格信号也难以分辨。

在毫秒至秒级时间尺度, 基于 VSG 的储能系统参与电网需求响应的目标主要体现在以下 2 个方面。

a. 参与电网调频。维持电网频率的常用手段有一次调频、二次调频、高频切机、低频自动切负荷等。基于 VSG 的储能系统具有“自同步”特性, 能自动跟踪电网频率值, 并根据电网频率变化情况主动改变其有功功率输出, 减少甚至避免高频切机或低频切负荷的情况。此外通过合理设计 VSG 控制参数, 使 VSG 参与电网调频的动态过程与系统一次调频相配合, 以达到降低机组的蓄热容量、减轻瞬时有功功率缺额、帮助电网频率恢复的作用。

b. 参与电网调压。电网电压的调整与控制是分级分区进行的, 常用手段有调整发电机无功功率、加装无功补偿设备、低压自动切负荷等。基于 VSG 的储能系统能实时监测并网点处电压值, 根据电网电压变化情况主动改变其无功功率输出, 减少无功补偿设备的投资与低压自动切负荷的情况, 可降低发电厂无功容量, 起到维持区域电压稳定的作用。

由图 8 可得 VSG 参与电网调频的动态模型为:

$$\frac{\hat{P}_e(s)}{\hat{\omega}_g(s)} = -\frac{JG_1s + (D\omega_n + K_f)G_1}{J\omega_n s^2 + (D\omega_n + K_f)s + G_1} \quad (22)$$

其中, $G_1 = 3U_n^2/X$ 。式 (22) 描述了 VSG 在电网频率波动的情况下输出有功功率变化的动态过程, VSG 能主动参与电网一次调频。当动态过程结束后, VSG 输出有功功率变化量 ΔP_e 与系统频率变化量 $\Delta \omega_g$ 之间存在如下关系:

$$\frac{\Delta P_e}{\Delta \omega_g} = D\omega_n + K_f \quad (23)$$

式 (23) 体现了 VSG 的频率-有功下垂特性, 参数 D 、 K_f 根据 VSG 参与电网调频的程度决定。

由图 8 可得 VSG 参与电网调压的动态模型为:

$$\frac{\hat{Q}_e(s)}{\hat{U}(s)} = -\frac{3\sqrt{2}U_n s + 3K_v K U_n}{\sqrt{2}Xs + 3K U_n} \quad (24)$$

式 (22) 描述了 VSG 在电网电压波动的情况下输出无功功率变化的动态过程, VSG 能主动参与电网电压控制。当动态过程结束后, VSG 输出无功功率变化量 ΔQ_e 与系统电压变化量 ΔU 之间存在如下关系:

$$\frac{\Delta Q_e}{\Delta U} = K_v \quad (25)$$

式 (25) 体现了 VSG 的电压-无功下垂特性, 参数 K_v 根据 VSG 参与电网调压的程度决定。

3 VSG 外环参数整定

3.1 J 、 D 、 K_f 的整定

由图 8 可以得到 VSG 有功环闭环传递函数 $T_p(s)$ 为:

$$T_p(s) = \frac{G_1/\omega_n}{Js^2 + Ds + G_1/\omega_n} \quad (26)$$

显然 VSG 有功环闭环传递函数为典型的二阶系统,其自然振荡角频率 $\omega_{np} = \sqrt{G_1/(J\omega_n)}$,阻尼比 $\zeta_p = 0.5D\sqrt{\omega_n/(JG_1)}$ 。

由图 8 可得 VSG 频率环传递函数 $T_f(s)$ 为:

$$T_f(s) = \frac{G_1/\omega_n}{Js^2 + (D + K_f/\omega_n)s + G_1/\omega_n} \quad (27)$$

显然 VSG 频率环闭环传递函数也为典型二阶系统,其自然振荡角频率 $\omega_{nf} = \sqrt{G_1/(J\omega_n)}$,阻尼比 $\zeta_f = 0.5(D + K_f/\omega_n)\sqrt{\omega_n/(JG_1)}$ 。VSG 有功环与频率环的自然振荡角频率相等,即 $\omega_{np} = \omega_{nf}$,频率环的阻尼比大于有功环阻尼比,即 $\zeta_{np} < \zeta_{nf}$ 。这意味着频率环的响应速度小于有功环,VSG 参与电网调频的响应速度主要受频率环响应时间的影响。为了使 VSG 参与电网调频的动态过程具有较快的响应速度,同时保证 VSG 的输出阻尼以免出现频率/有功振荡,本文令有功环为欠阻尼环节, $0.707 < \zeta_{np} < 1$; 频率环为过阻尼环节, $\zeta_{nf} > 1$ 。

a. 考虑有功环动态性能的参数整定。

按照 GB/T 31464—2015《电网运行准则》的规定,机组一次调频需在频率故障后 3 s 内开始响应。为了使基于 VSG 的储能系统参与电网调频的动态过程与系统一次调频相配合,要求 VSG 参与电网调频的响应时间 $t_{s1} \leq 3$ s。VSG 参与电网调频的响应时间约等于 VSG 有功环与频率环响应时间之和,即 $t_{s1} \approx t_{sp} + t_{sf}$,其中 t_{sp} 为有功环响应时间, t_{sf} 为频率环响应时间。由上文可知 $t_{sp} < t_{sf}$,为了减弱有功环响应时间对整体响应时间的影响,令 $t_{sp} < 0.1$ s。

由典型欠阻尼二阶环节响应时间计算公式可得:

$$t_{sp} = \frac{4.4}{\zeta_{np}\omega_{np}} \quad (28)$$

结合 $0.707 < \zeta_{np} < 1$ 、 $t_{sp} < 0.1$ s,可以得到 $\omega_{np} > 62.2$ rad/s,取 $\omega_{np} = 62.8$ rad/s。由 $\omega_{np} = \sqrt{G_1/(J\omega_n)}$ 可得 $J = 0.093$ 。再由 $\zeta_p = 0.5D\sqrt{\omega_n/(JG_1)}$ 、 $0.707 < \zeta_{np} < 1$ 可得 D 的取值范围如下:

$$\sqrt{\frac{2JG_1}{\omega_n}} < D < 2\sqrt{\frac{JG_1}{\omega_n}} \quad (29)$$

b. 考虑频率环动态性能的参数整定。

定义过阻尼二阶系统时间常数 T_1 和 T_2 如下:

$$\begin{cases} T_1 = \frac{1}{\omega_{nf}(\zeta_f - \sqrt{\zeta_f^2 - 1})} \\ T_2 = \frac{1}{\omega_{nf}(\zeta_f + \sqrt{\zeta_f^2 - 1})} \end{cases} \quad (30)$$

若 $T_1 \geq 4T_2$,则频率环响应时间 $t_{sf} = 3T_1$ (误差超过 10%)。本文令 $t_{sf} \leq 0.5$ s,结合式(30)可得:

$$\zeta_f - \sqrt{\zeta_f^2 - 1} > \frac{6}{\omega_{nf}} \quad (31)$$

绘制 $f(\zeta_f) = \zeta_f - \sqrt{\zeta_f^2 - 1}$ 如图 9 所示。

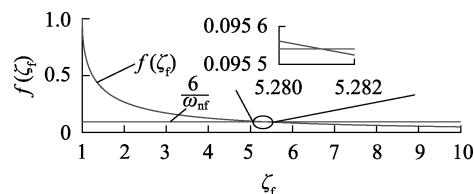


图 9 $f(\zeta_f) = \zeta_f - \sqrt{\zeta_f^2 - 1}$ 曲线

Fig.9 Curve of $f(\zeta_f) = \zeta_f - \sqrt{\zeta_f^2 - 1}$

同样地,绘制 T_1 、 T_2 关于 ζ_f 的函数曲线如图 10 所示。

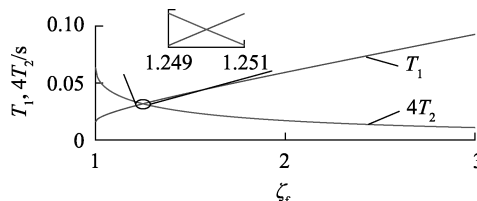


图 10 T_1 、 T_2 关于 ζ_f 的函数曲线

Fig.10 Function curves of T_1 and T_2 vs. ζ_f

由图 9 和图 10 可知, ζ_f 的取值范围为 $1.25 < \zeta_f < 5.281$,进而可得:

$$2.5\sqrt{JG_1\omega_n} < D\omega_n + K_f < 10.562\sqrt{JG_1\omega_n} \quad (32)$$

由上文可知,参数 D 、 K_f 根据式(23)决定,同时还需满足式(32)所示约束。本文令储能系统中单个并网逆变器的额定容量 $S_n = 100$ kV·A,当配电网的频率变化 1 Hz 时,输出有功功率变化 100%,因此有:

$$D\omega_n + K_f = \frac{100 \times 10^3}{2\pi \times 1} = 15\,915 \text{ (W/rad)} \quad (33)$$

需要说明的是,当储能系统的额定容量很大时,为了保证 VSG 参与电网调频具有良好的响应速度、满足式(32)所示的要求,其参与电网调频的程度可能相应地降低,即不能达到本文所设计的配电网频率变化 1 Hz 时,输出有功功率变化 100%的情况。

根据式(29)与式(33)所示的约束,可得合适的 D 、 K_f 的取值,本文取 $D = 9$ N·m·s/rad、 $K_f = 13\,089$ W/rad。

3.2 K_v 、 K 的确定

参数 K_v 根据式(25)决定。本文设计当配电网电压变化 10% 时,储能系统输出无功功率变化 100%, 因此有:

$$K_v = \frac{100 \times 10^3}{220 \times \sqrt{2} \times 10\%} = 3214 (\text{var/V}) \quad (34)$$

由图 8 可以得到 VSG 无功环闭环传递函数 $T_Q(s)$ 为:

$$T_Q(s) = \frac{1}{T_q s + 1} \quad (35)$$

其中, $T_Q(s)$ 为典型一阶环节; T_q 为一阶环节时间常数, $T_q = \sqrt{2}X / (3KU_n)$, 该时间常数体现 VSG 模拟同步发电机励磁系统的惯性。

国家标准 GB/T 31464—2015《电网运行准则》指出电网电压控制采取“分层分区,就地平衡”的原则,因此电网调压的响应时间明显小于系统调频的响应时间。目前诸多关于电网电压分层协调控制与自动电压控制器(AVC)的研究使电网电压控制的响应时间达到 1 s 以下。为了使基于 VSG 的储能系统参与电网调压的动态过程与电网电压控制相配合,令 VSG 参与电网调压的响应时间 $t_{s2} < 0.2$ s。VSG 参与电网调压的响应时间 t_{s2} 约等于无功环的响应时间 t_{sQ} 。由于无功环为典型一阶环节,有 $t_{sQ} = 3T_q < 0.2$ s, 整理得:

$$K > \frac{5\sqrt{2}X}{U_n} \quad (36)$$

易知无功环开环增益为 $G_Q(s) = 1/(T_q s)$, 设无功环开环截止频率为 f_{cQ} , 根据截止频率处开环增益幅值为 1 dB 可得:

$$|G_Q(j2\pi f_{cQ})| = \frac{1}{T_q} \left| \frac{1}{j2\pi f_{cQ}} \right| = 1 \quad (37)$$

整理得:

$$K = \frac{2\sqrt{2}\pi f_{cQ} X}{3U_n} \quad (38)$$

为了抑制瞬时无功功率中 2 倍工频脉动量对输出电压幅值的影响,选取无功环的截止频率 f_{cQ} 小于 2 倍工频的 1/10, 即 $f_{cQ} < 10$ Hz, 可得:

$$K < \frac{20\sqrt{2}\pi X}{3U_n} \quad (39)$$

式(36)、(39)确定了 K 的取值范围,本文取 $K = 0.05$ 。

4 仿真与实验分析

4.1 仿真验证

本文利用 MATLAB/Simulink 搭建如图 11 所示

的仿真电路。主电路及 VSG 控制器参数为: $r_1 = 0.2 \Omega$, $L_1 = 2$ mH, $C = 30 \mu\text{F}$, 变压器变比为 380:12 660, 额定角频率 $\omega_n = 100\pi$ rad/s, VSG 额定相电压 $U_n = 220$ V, $J = 0.093$ kg/m², $D = 9$ N·m·s/rad, $K_f = 13089$ W/rad, $K_v = 3214$ var/V, $K = 0.05$, $L_v = 2$ mH。

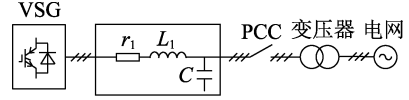


图 11 仿真电路

Fig.11 Simulation circuit

a. VSG 参与电网调频响应的验证。

本文对电网频率由额定值升高和降低 2 种场景分别进行仿真分析,仿真场景设置如下。

场景 1: $t=0$ 时, VSG 按照额定参数运行于稳态状态, $P_{\text{set}}=0$, $Q_{\text{set}}=0$, 电网频率 $f_g = 50$ Hz; $t=1$ s 时, 电网频率突降 0.2 Hz, $f_g = 49.8$ Hz; $t=3$ s 时, 电网频率恢复至 $f_g = 50$ Hz。

场景 2: $t=0$ 时, VSG 按照额定参数运行于稳态状态, $P_{\text{set}}=0$, $Q_{\text{set}}=0$, 电网频率 $f_g = 50$ Hz; $t=1$ s 时, 电网频率突升 0.1 Hz, $f_g = 50.1$ Hz; $t=3$ s 时, 电网频率恢复至 $f_g = 50$ Hz。

图 12 展示了电网频率变化时, VSG 参与电网调频响应的动态过程。

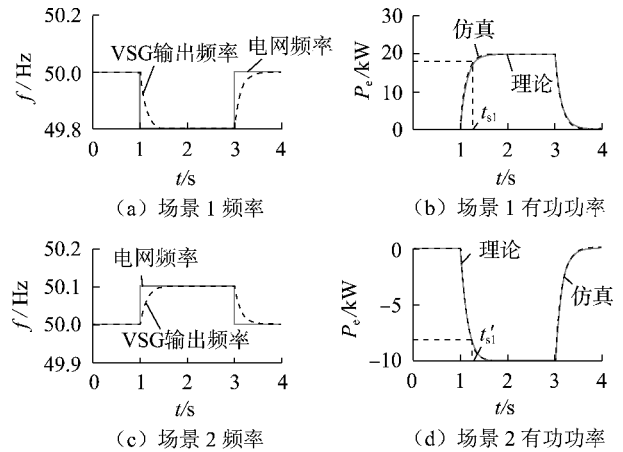


图 12 VSG 参与电网调频的动态过程

Fig.12 Dynamic process of VSG participating in power grid frequency regulation

由图 12(a)、(c)可见 VSG 具有自同步特性,能够自主跟踪电网频率。在场景 1 电网频率下降 0.2 Hz 后, VSG 输出有功功率 P_e 由电网频率正常时的 0 增至 20 kW; 在场景 2 电网频率上升 0.1 Hz 后, VSG 输出有功功率 P_e 由电网频率正常时的 0 变为 -10 kW (负号表示吸收有功功率, 储能充电)。VSG 有功功率稳态变化量与设计参数 K_f 、 D 时所期望的效果一致。VSG 在电网频率变化时其有功功率动态响应的仿真结果与理论曲线相吻合, 证明了本文所建立的 VSG 参与电网调频需求响应模型的正确性。场

景 1 电网频率下降 0.2 Hz 后, VSG 输出有功功率 P_e 达到稳定值 90% 的响应时间 $t_{s1} = 0.284$ s; 场景 2 电网频率上升 0.1 Hz 后, VSG 有功功率 P_e 达到稳定值 90% 的响应时间 $t'_{s1} = 0.306$ s, 达到设计参数时要求的 $t_{s1} < 0.6$ s, 证明本文所提参数设计方法的有效性。

b. VSG 参与电网调压响应的验证。

本文对电网电压由额定值升高和降低 2 种场景分别进行仿真, 仿真场景设置如下。

场景 3: $t=0$ 时, VSG 按照额定参数运行于稳定状态, $P_{set}=0$ 、 $Q_{set}=0$, 电网相电压幅值 $U=311$ V; $t=1$ s 时, 令相电压幅值突降 5%, $U=295.5$ V; $t=3$ s 时, 电网频率恢复至 $U=311$ V。

场景 4: $t=0$ 时, VSG 按照额定参数运行于稳定状态, $P_{set}=0$ 、 $Q_{set}=0$, 电网相电压幅值 $U=311$ V; $t=1$ s 时, 令相电压幅值突升 3%, $U=320.3$ V; $t=3$ s 时, 电网频率恢复至 $U=311$ V。

图 13 展示了电网电压变化时, VSG 参与电网调压响应的动态过程(图中电压为标幺值)。

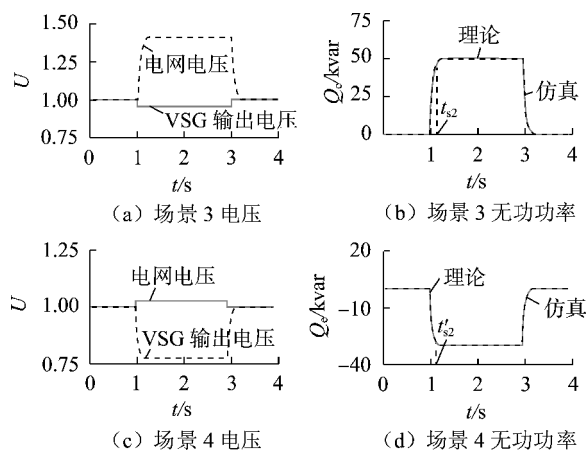


图 13 VSG 参与电网调压的动态过程

Fig.13 Dynamic process of VSG participating in power grid voltage regulation

在 0~1 s 内, 电网电压处于正常水平 $U=1$ p.u., VSG 虚拟内电势 E 与变压器低压侧额定电压相等, VSG 输出无功功率 $Q_e=Q_{set}=0$; 1~3 s 内, 场景 3 电网电压下降 5%, VSG 虚拟内电势 E 的显著增大, 使 VSG 输出无功功率 Q_e 增大, 缓解电网无功功率的不足; 场景 4 电网电压升高 3%, 虚拟内电势 E 降低, VSG 吸收无功功率, 以促进电网电压恢复; 3~4 s 内, 电网电压恢复至额定值, E 也经过短暂的动态过程后恢复至电网电压额定值。

在场景 3 电网电压下降 5% 后, VSG 输出无功功率从 0 变为 50 kvar; 在场景 4 电网电压升高 3% 后, VSG 从输出无功 0 变为吸收无功 30 kvar, VSG 无功功率稳态变化量与设计参数 D_q 时所期望的效果一致。VSG 在电网电压变化时 Q_e 动态响应的仿真结果与理论曲线相吻合, 证明了本文建立的 VSG 参与

电网调压需求响应模型的正确性。场景 3 电网电压下降 5% 后, VSG 输出无功功率 Q_e 达到稳定值 90% 的响应时间 $t_{s2} = 0.113$ s; 场景 4 电网电压升高 3% 后, VSG 无功功率 Q_e 达到稳定值 90% 的响应时间 $t'_{s2} = 0.120$ s, 达到参数设计时要求的 $t_{s2} < 0.2$ s, 证明了本文所提参数设计方法的有效性。

4.2 实验验证

本文利用型号为 OP5600 的 RT-Lab 目标机进行 VSG 硬件在环 HIL(Hardware-In-Loop) 实验。RT-Lab 硬件在环实验系统由上位机、目标机以及数字控制器组成。其中上位机通过 MATLAB/Simulink 搭建 VSG 主电路, 即图 11 所示的变流器拓扑、LC 滤波电路、变压器与模拟电网拓扑; OPAL-RT 软件对主电路 Simulink 模型编译生成 C 代码, 通过基于 TCP/IP 协议的以太网下载到目标机中; 目标机采用 Redhat 操作系统, 多核分布式并行计算以实现控制对象的精确实时模拟; 目标机输出模拟信号用来反映变流器的实时运行状况, 同时接收来自控制器的脉宽调制(PWM)脉冲信号用来控制变流器的工作, 目标机通过 FPGA OP5142 模拟/数字 I/O 板卡以实现与外部控制器的无缝连接; 外部的数字控制器采用型号为 TMS320F28335 的数字信号处理器 DSP(Digital Signal Processor) 采集来自目标机的模拟信号, DSP 运行 VSG 控制算法并产生 PWM 驱动信号, 送入目标机的数字 I/O 板卡中。主电路与控制器参数同 4.1 节, VSG 控制器中 $P_{set}=0$ 、 $Q_{set}=0$ 。

图 14 为 VSG 参与电网调频的瞬时功率动态波形, 电网电压频率在 t_1 时刻由 50 Hz 变为 49.5 Hz, t_2 时刻由 49.5 Hz 变为 50 Hz, t'_1 时刻由 50 Hz 变为 50.2 Hz, t'_2 时刻由 50.2 Hz 变为 50 Hz。由图可知, 当电网电压频率为 50 Hz 额定值时, VSG 输出有功与无功功率分别与其设定值 P_{set} 、 Q_{set} 相等; t_1 时刻电网频率低于额定值 0.5 Hz 后 VSG 自动增加输出有功功率 50 kW, t'_1 时刻电网频率高于额定值 0.2 Hz 后 VSG 自动吸收有功功率 20 kW 为储能充电; t_2 时刻与 t'_2 时刻电网频率恢复后 VSG 输出功率也恢复至设定值。电网频率波动时 VSG 功率变化量与设计值相同, 功率变化过程无超调且有功与无功实现较好的解耦控制。图 15 为 VSG 参与电网调频的电压、电流动态波形。由图可知, VSG 在电网频率突变时有功功率调节时间不超过 320 ms, VSG 参与电网调频的响应时间远小于系统一次调频的响应时间, 说明采用本文所设计的控制参数, VSG 参与电网调频的动态性能是满足要求的。

图 16 为 VSG 参与电网调压的瞬时功率动态波形, 电网电压幅值在 t_3 时刻由 1 p.u. 变为 0.9 p.u., t_4 时刻由 0.9 p.u. 变为 1 p.u., t'_3 时刻由 1 p.u. 变为 1.05 p.u., t'_4 时刻由 1.05 p.u. 变为 1 p.u.。由图可

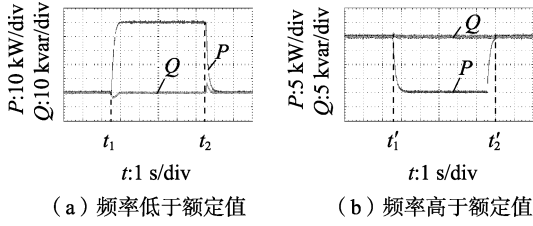


图 14 VSG 参与电网调频的瞬时功率动态波形

Fig.14 Dynamic waveforms of instantaneous power when VSG participates in grid frequency regulation

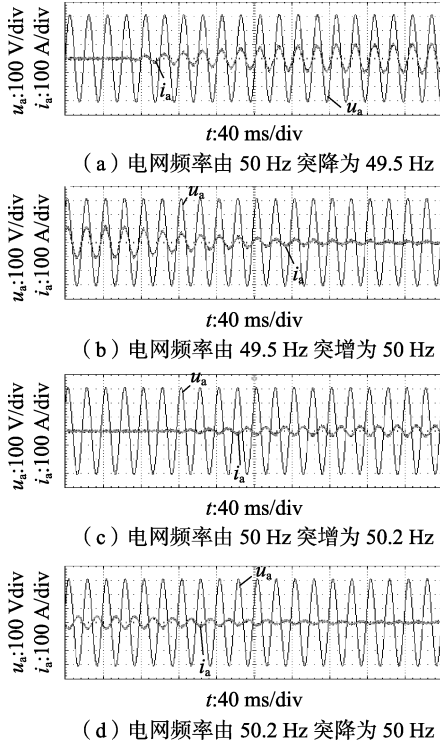


图 15 VSG 参与电网调频的电压、电流动态波形

Fig.15 Dynamic waveforms of voltage and current when VSG participates in grid frequency regulation

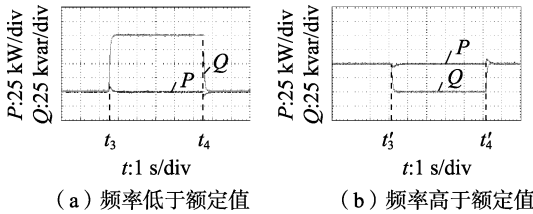


图 16 VSG 参与电网调压的瞬时功率动态波形

Fig.16 Dynamic waveforms of instantaneous power when VSG participates in grid voltage regulation

知,电网电压幅值变化之前,VSG 输出有功与无功功率分别与其设定值 P_{set} 、 Q_{set} 相等; t_3 时刻电网电压幅值低于额定值 0.1 p.u. 后 VSG 自动增加无功功率输出 100 kvar, t_3' 时刻电网电压幅值高于额定值 0.05 p.u.后 VSG 自动吸收无功功率 50 kvar, t_4 时刻与 t_4' 时刻电网电压幅值恢复后 VSG 输出功率也恢复至设定值。电网电压波动时 VSG 功率变化量与设计值相同,功率变化过程无超调且有功与无功能够较

好地解耦控制。图 17 为 VSG 参与电网调压的电压、电流动态波形。由图可知,VSG 在电网电压幅值突变后无功功率调节时间不超过 200 ms,该响应时间远小于区域电网无功调度的响应时间,使 VSG 迅速有效地参与区域电压调节,能够为加快区域电压恢复做出贡献,证明了本文所提参数设计方法的有效性与合理性。

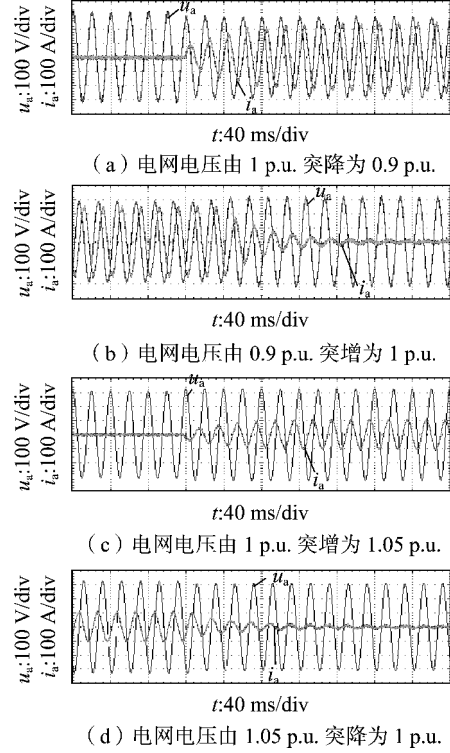


图 17 VSG 参与电网调压的电压、电流动态波形

Fig.17 Dynamic waveforms of voltage and current when VSG participates in grid voltage regulation

5 结论

本文提出一种基于 VSG 的储能系统并网接口控制策略,包含 VSG 外环和电压、电流内环。通过对动态小信号模型的分析总结得出 VSG 参与电网调频/调压的动态模型,并给出详细的参数整定方法,所得主要结论如下。

a. VSG 外环控制策略模拟了同步发电机转子的运动方程、有功-频率下垂特性与无功-电压下垂特性。电压环引入虚拟阻抗模拟同步发电机定子电气方程,同时抑制并联逆变器之间的环流。电流环采用准 PR 控制器以适应网侧频率偏移的影响并提高 VSG 的输出电能质量。

b. 在电网频率/电压处于正常额定状态时基于 VSG 的储能系统输出有功/无功功率均为 0;当电网频率/电压出现异常或波动时,基于 VSG 的储能系统自动调节其有功/无功功率输出(或输入)大小,起到参与电网调压调频需求响应的作用。

c. 应用于储能系统的 VSG 动态小信号模型实现了频率/有功环与电压/无功环的完全解耦。这是因为电网稳定运行时不需要储能系统提供额外的有功、无功功率,储能变流器稳态输出功角为 0° ,这使得 VSG 动态小信号模型中有功/无功功率之间的耦合项系数值为 0,从而实现了频率/有功环与电压/无功环的完全解耦。

d. 本文总结得出的 VSG 参与电网需求响应的动态模型准确描述了电网频率/电压波动时 VSG 有功/无功输出特性。利用该模型在已知电网频率/电压时序信号的情况下便可求出 VSG 输出有功/无功功率动态变化过程,可实现超短期储能系统出力高精度预测,对研究 VSG 储能系统能否有效配合系统一次调频与区域电压控制有重要意义。

e. 本文所提 VSG 外环参数设计方法在保证有功/无功环稳定性的同时考虑了其参与电网调压调频的动态性能要求,能够使频率-有功、电压-无功响应速度快于系统一次调频与区域电压控制的响应速度,与电网调频/调压手段配合,帮助维持电网频率/电压的稳定。

参考文献:

- [1] 王成山,王守相. 分布式发电供电系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2008,32(20):1-4.
WANG Chengshan, WANG Shouxiang. Study on some key problems related to distributed generation systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 1-4.
- [2] LASSETR R H. Microgrids and distributed generation[J]. Journal of Energy Engineering, 2007, 133(3): 144-149.
- [3] 王成山,李琰,彭克. 分布式电源并网逆变器典型控制方法综述[J]. 电力系统及其自动化学报,2012,24(2):13-16.
WANG Chengshan, LI Yan, PENG Ke. Overview of typical control methods for grid-connected inverters of distributed generation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2012, 24(2): 13-16.
- [4] DRIESEN J, VISSCHER K. Virtual synchronous generators[C]// Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 2008:1-3.
- [5] TOM L, SVEN D B, et al. Layout and performance of the power electronic converter platform for the VSYNC project[C]// IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest, Romania: IEEE, 2009:1-8.
- [6] VAN T V, VISSCHER K, DIAZ J, et al. Virtual synchronous generator: an element of future grids[C]// IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe(ISGT Europe). Gothenberg, Sweden: IEEE, 2010:1-7.
- [7] TOM L. Participation of inverter-connected distributed energy resources in grid voltage control[D]. Leuven, Belgium: Katholieke University, 2011.
- [8] CHEN Y, HESSE R, TURSCHNER D, et al. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines[C]// Proceedings of the 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. Malaga, Spain: IEEE, 2011: 1-6.
- [9] SAKIMOTO K, MIURA Y, ISE T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function[C]// Proceedings of 2011 IEEE 8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia. Jeju, South Korea: IEEE, 2011:1498-1505.
- [10] FANG G, IRAVANI M R. A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(2): 850-859.
- [11] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [12] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [13] MO S, PENG B, SHUAI Z, et al. A new self-synchronization control strategy for grid interface inverters with local loads[C]// Energy Conversion Congress and Exposition. Montreal, QC, Canada: IEEE, 2015:2316-2320.
- [14] 吕志鹏,盛万兴,钟庆昌,等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2591-2601.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2601.
- [15] WU H, RUAN X B, YANG D, et al. Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, 63(7): 4292-4302.
- [16] 郑天文,陈来军,刘炜,等. 考虑源端动态特性的光伏虚拟同步机多模式运行控制[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):454-464.
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, LIU Wei, et al. Multi-mode operation control for photovoltaic virtual synchronous generator considering the dynamic characteristics of primary source[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 454-464.
- [17] CHEN D, XU Y, A Q HUANG. Integration of DC microgrids as virtual synchronous machines into the AC grid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(9): 7455-7466.
- [18] GUAN M, PAN W, ZHANG J, et al. Synchronous generator emulation control strategy for Voltage Source Converter (VSC) stations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3093-3101.
- [19] ZHONG Q C. Virtual synchronous machines—a unified interface for smart grid integration[J]. IEEE Power Electronics Magazine, 2016, 3(4): 18-27.
- [20] 陈怡,蒋平,万秋兰,等. 电力系统分析[M]. 北京:中国电力出版社,2010:52-65.
- [21] 李光琦. 电力系统暂态分析[M]. 北京:中国电力出版社,2011: 151-158.
- [22] 胡寿松. 自动控制原理[M]. 北京:科学出版社,2013:21-56.

作者简介:



胡文强

胡文强(1992—),男,山东济宁人,博士研究生,主要研究方向为分布式发电与微电网(E-mail: wqhu1992@sina.com);

吴在军(1975—),男,江苏南京人,教授,博士,主要研究方向为变电站自动化、分布式发电与微网以及电能质量分析与控制(E-mail: zjwu@seu.edu.cn)。

Modeling and parameter setting method for grid-connected inverter of energy storage system based on VSG

HU Wenqiang¹, WU Zaijun¹, SUN Chongbo², SONG Yi², YUAN Kai²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Power Economic Research Institute, Beijing 102209, China)

Abstract: Starting from the corresponding relationship between the main circuit of grid-connected inverter and the equivalent circuit of synchronous generator, the outer loop control strategy of VSG (Virtual Synchronous Generator) is proposed to simulate the motion equation, active power-frequency droop characteristic and reactive power-voltage droop characteristic of the synchronous generator rotor. The virtual impedance is introduced to simulate the voltage loop of synchronous generator stator's electrical equation, which, combined with the quasi proportional resonant controller-based current loop, forms the VSG control strategy for the grid-connected inverter of energy storage system. The dynamic small signal model of VSG applied to the grid-connected inverter is established to analyze the mechanism of its participation in the demand response of power grid. The dynamic models of VSG participating in voltage regulation and frequency regulation demand responses are deduced, which provide the basis for studying the reactive/active output characteristics of VSG under voltage/frequency fluctuations. Then, the method of setting the key parameters of VSG is summarized under the conditions of maintaining the stability of active power loop and reactive power loop and the dynamic performances of voltage regulation and frequency regulation. Finally, simulative and experimental results verify the validity of the dynamic models of VSG participating in voltage regulation and frequency regulation and the effectiveness of the parameter setting method.

Key words: virtual synchronous generator; energy storage system; grid-connected inverters; droop characteristic; dynamic small signal model; voltage regulation and frequency regulation; parameter setting; model buildings

(上接第 12 页 continued from page 12)

作者简介:

王 鹤(1983—),男,辽宁铁岭人,副教授,博士,研究方向为微电网仿真与控制(E-mail: 794525714@qq.com);

朱 琳(1992—),女,江苏泰州人,硕士研究生,研究方向为柔性直流输电系统(E-mail: 972262720@qq.com);

单凤军(1990—),男,江苏苏州人,助理工程师,硕士,主



王 鹤

要研究方向为柔性直流输电系统(E-mail: 983413172@qq.com)。

Power flow calculation of DC power grid with multi-port DC power flow controller

WANG He¹, ZHU Lin¹, SHAN Fengjun², BIAN Jing¹

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132000, China;

2. Suzhou-branch of Jiangsu Electric Power Maintenance Branch Company, Suzhou 215000, China)

Abstract: Based on the principle of MDCPFC (Multi-port DC Power Flow Controller) with modular multilevel converter, a power flow calculation method of DC power grid considering MDCPFC is proposed. The MDCPFC is modeled by the modified nodal injection power at the end of the installation branch, which simplifies the calculation and improves the operation efficiency. Zhoushan five-port flexible HVDC (High Voltage Direct Current) project is employed as an example, and the control effects of MDCPFC are verified by the comparison of power flow calculation results among MDCPFC, PSAT software and two DC power flow controllers.

Key words: DC power grid; modular multilevel converter; multi-port DC power flow controller; power flow calculation