

DOI: 10.19666/j.rlfed.202404073

基于改进 LADRC 的构网型变换器 预同步控制策略研究

吴林林, 刘 辉, 黄贤淼, 邵尹池, 赵 洋, 朱学森
(国网冀北电力科学研究院(华北电力科学研究院有限责任公司), 北京 100045)

[摘 要] 针对构网型变换器预同步过程时电力系统频率电压稳定性低导致变换器并网失败的问题, 提出一种基于改进线性自抗扰控制(LADRC)的构网型变换器预同步控制策略。首先, 采用无锁相环(PLL)控制策略, 通过相位偏差的反馈控制对网侧电压的相位和幅值进行快速同步追踪, 可避免因 PLL 精度较低和响应速度慢而引起的电力系统稳定性降低的问题。在此基础上, 在有功频率支路模块的角频率输出端引入 LADRC, 这可以有效解决预同步控制过程中变换器输出电压频率存在过冲的问题, 从而确保构网型变换器预同步控制顺利进行最终实现成功并网。最后, 在 MATLAB/Simulink 仿真平台中搭建基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制模型并进行仿真验证, 结果表明所提控制策略可以有效抑制系统频率震荡, 并能够加速系统预同步进程, 确保构网型变换器安全运行最终实现成功并网, 仿真结果验证了所提方法的有效性。

[关 键 词] 构网型变换器; 预同步控制; 自抗扰控制; 无锁相环控制; 有功频率支路

[引用本文格式] 吴林林, 刘辉, 黄贤淼, 等. 基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略研究[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 94-104. WU Linlin, LIU Hui, HUANG Xianmiao, et al. Research on pre-synchronization control strategy of grid-forming converter based on improved LADRC[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 94-104.

Research on pre-synchronization control strategy of grid-forming converter based on improved LADRC

WU Linlin, LIU Hui, HUANG Xianmiao, SHAO Yinchu, ZHAO Yang, ZHU Xuesen
(State Grid Jibei Electric Power Research Institute (North China Electric Power Research Institute Co., Ltd.), Beijing 100045, China)

Abstract: To address the problem of grid connection failure caused by low frequency and voltage stability in power system during pre-synchronization process of grid-forming converters, a pre-synchronization control strategy for grid-forming converters based on improved linear active disturbance rejection control (LADRC) is proposed. Firstly, the phase locked loop (PLL) control strategy is used to synchronize the phase and amplitude of the grid voltage with the feedback control of phase deviation, which can avoid the stability problems caused by low precision of the PLL and the slow response speed. On this basis, introducing LADRC in angular frequency output of the active frequency branch module can effectively suppress the frequency oscillation of the system, so as to ensure the normal pre-synchronization process of the grid-forming converter and realize successful grid-connection. Finally, on the MATLAB/Simulink simulation platform, a pre-synchronization control model for grid-forming converters based on improved LADRC is established verified through simulation. The results show that, the proposed strategy can effectively suppress the system frequency oscillations and accelerate the pre-synchronization process of the system, ensuring safe operation of the grid-forming converter and ultimately achieving successful grid connection. The simulation results verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: grid-forming converter; pre-synchronization control; active disturbance rejection control; no phase

收稿日期: 2024-04-22

基金项目: 国网冀北电力有限公司科技项目(52018K23000G)

Supported by: Technology Project of State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd. (52018K23000G)

第一作者简介: 吴林林(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为新能源并网技术, wulin226@163.com.

通信作者简介: 刘辉(1975), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为新能源并网技术, 13127757578@163.com.

locked loop control; active frequency branch

随着能源与环境问题加剧，分布式发电技术得到了广泛关注。分布式电源经过传统的变换器变换之后接入电网，而传统变换器控制策略无法为电网提供足够的阻尼和惯性，不能为电网电压和频率提供足够的支撑^[1-6]。同时，变换器系统根据电网的运行需要和故障情况变化会存在离网和并网 2 种运行状态，变换器需要在这两种运行状态之间灵活切换，因此，如何将变换器系统从离网状态平滑地切换到并网状态并进行预同步控制，且不对电网产生剧烈的冲击和波动、保证系统的安全稳定运行是当前研究的关键，也是目前的研究热点之一。因此，有学者提出了构网型变换器控制技术，通过模拟同步发电机运行特性，引入惯量和阻尼环节，这使得系统运行的稳定性得到了有效提升^[7-10]。目前，构网型变换器控制策略主要分为下垂控制、匹配控制、虚拟振荡器控制和虚拟同步机控制（virtual synchronous generator, VSG）4 种^[11-14]，其中以虚拟同步机技术为基础的控制策略研究最为广泛。

为提高构网型变换器预同步控制过程的动稳态性能，简化预同步控制算法并加速预同步控制进程，文献[15]有效提升锁相环精度，通过同步锁相环滤除网侧采集电压谐波，获取无谐波网侧的电压及其相位，但其忽略了预同步过程中的频率波动问题；文献[16]提出一种无锁相环（phase locked loop, PLL）的预同步并网控制策略，在 $\alpha\beta$ 坐标系下推导出构网型变换器输出电压和网侧电压相角差 $\sin\Delta\theta$ 的表达式，通过 PI 调节器接入 $P-f$ 控制模块，减少了采用 PLL 的个数，但是在预同步过程中存在频率波动幅度较大的问题，这会对系统的稳定性产生不利影响；文献[17]在构网型变换器和电网之间引入虚拟阻抗，将构网型变换器和网侧之间传输的虚拟功率作为变换器频率的反馈，减小它们之间的相位偏差，但该方法没有考虑本地负载，只是通过 PI 控制模块来调节构网型变换器的频率，预同步过程结束运行时系统将经历一个不稳定的动态过程；文献[18]采用虚拟功率控制策略，通过调节改变虚拟阻抗处的无功功率来控制两侧电压快速同步，此控制策略能有效避免采用锁相环的复杂动作流程，但在调节控制每相虚拟无功时存在计算量较大与操作过程十分繁杂的问题。以上文献提出的控制策略都通过减少 PLL 的复杂操作流程来提高构网型变换器预同步控制的准确度和速度，但都未

考虑控制过程中变换器输出电压频率存在过冲的问题，严重时可能造成变换器损坏，系统稳定性下降，最终导致并网失败^[19-22]。

综上所述，为有效解决系统预同步控制过程中频率电压过冲的问题，本文在采用无锁相环控制的基础上，将在有功频率控制支路的角频率输出端引入线性自抗扰控制（linear active disturbance rejection control, LADRC），提出一种改进 LADRC 的构网型变换器并网预同步控制策略。该策略首先利用构网型变换器可自动生成参考相位的特点，基于相角补偿对网侧电压的相位和幅值进行同步追踪，然后从有功频率控制结构角度进行研究，通过引入自抗扰控制器加速控制角频率变化，可以有效减小功率冲击，从而达到安全并网的效果。该策略可以简化预同步并网控制过程，还可以避免因锁相环精度和响应速度的影响而引起电力系统的稳定性问题，有效增强了对频率电压的控制效果，保证系统的离/并网平滑快速切换。最后利用 MATLAB/Simulink 搭建基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略的预同步控制系统，验证了所提方法的有效性。

1 构网型变换器控制原理

本文搭建构网型变换器控制结构模型和控制原理图如图 1 所示。

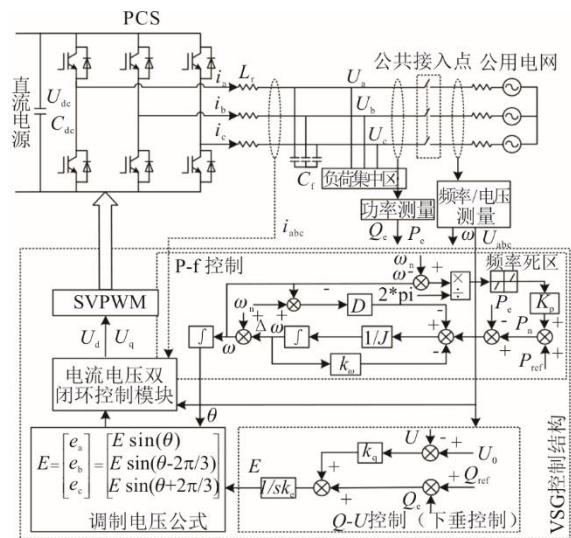


图 1 VSG 控制原理

Fig.1 Schematic diagram of principle of VSG control

由图 1 可见，该控制结构是由以典型 VSG 控

制构成的功率外环和以电压电流双闭环构成的内环共同组成。图 1 中： U_{dc} 为直流电源处电压； C_{dc} 为直流电源稳压电容； ω_n 为电力系统额定角频率； ω 为构网型变换器的输出角频率； U_{abc} 为网侧电压； U_a 、 U_b 、 U_c 分别为滤波后负荷集中的输出电压； U_d 、 U_q 分别为双闭环控制环节的 d 、 q 轴输出分量； i_{abc} 为经过电感滤波后的电流； Q_{ref} 、 P_{ref} 分别为构网型变换器系统有功功率、无功功率设定值； L_f 、 C_f 分别为变换器侧的滤波电感、电容； P_e 和 Q_e 分别为从 PCC 采集电压电流参数信息计算得出后经过低通滤波输出的有功、无功功率； U 为构网型变换器的输出电压； U_0 为系统额定电压。

所搭建构网型变换器的基本控制结构包括有功频率控制环节、无功电压控制环节和同步发电机的电磁模型。VSG 控制通过模拟同步发电机转子运动方程，相比下垂控制能够更为精确的模拟虚拟同步机运行特性。虚拟同步机转子运动二阶方程为：

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D(\omega - \omega_n) \approx \\ \frac{P_m}{\omega_n} - \frac{P_e}{\omega_n} - D(\omega - \omega_n) \\ P_m = P_{ref} + k_\omega(\omega - \omega_n) \\ k_e \frac{dE}{dt} = (Q_{ref} - Q) + k_q(U_0 - U) \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega - \omega_n \end{cases} \quad (1)$$

式中： J 为构网型变换器转动惯量； T_m 、 T_e 分别为机械转矩与电磁转矩； D 为构网型变换器阻尼系数； P_m 为机械功率； k_ω 为有功频率环节反馈系数； θ 为 VSG 参考电压相角； E 为构网型变换器内电势幅值； Q 为构网型变换器实际输出无功功率； k_q 为无功电压增益系数； k_e 为无功电压支路调压参数。

2 基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制

2.1 构网型变换器预同步控制策略

为了解决构网型变换器系统在复杂运行工况下进行预同步时频率电压过冲程度的问题，同时满足系统应该具备优良的动态响应特性，本文提出基于改进型 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略，控制策略原理如图 2 所示。

所提基于改进型 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略相较于传统变换器预同步控制，可以更有效地降低电网波动和负荷需求变化等的干扰影

响程度，避免由于锁相环繁杂操作带来的误差，同时能够给电力系统提供惯性支撑，使得控制系统响应速度更快，可以根据给定功率进行能量快速分配，起到提高调频质量以及确保电网在极端运行条件下安全稳定运行的作用。

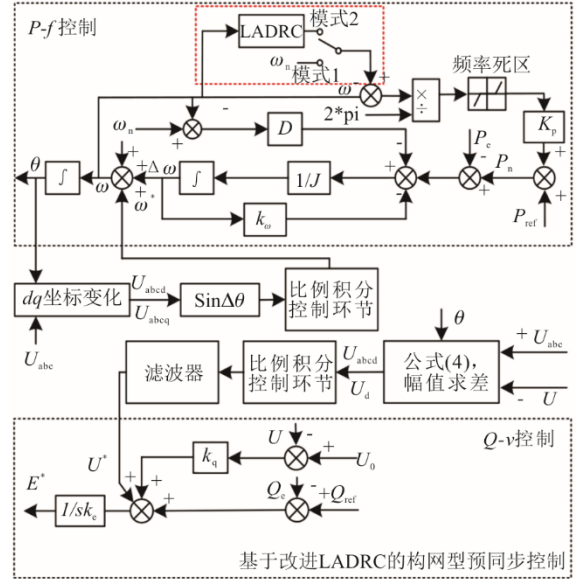


图 2 基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制原理
Fig.2 Principle of the pre-synchronization control of grid-forming converter based on the improved LADRC

2.2 基于坐标变换的预同步控制

传统的预同步控制方法是利用 PLL 提取变换器输出电压和电网电压的幅值和相位信息，通过 PI 控制器分别将电压差和相角差接入 $Q-U$ 控制器和 $P-f$ 控制器中，实现离网到并网的无缝切换。但是传统预同步需要锁相环不断地将网侧和变换器侧电压相位进行比较、控制，存在过度调节的情况，且本身存在非线性、响应慢、参数设计难等问题，因此引入过多的锁相环可能会影响系统预同步的速度和精度。

为使变换器可以平滑地进行并离网切换，提出一种基于无 PLL 相角补偿的预同步控制策略，该策略使变换器输出的三相电压无差地对网侧电压幅值、频率和相位进行追踪，可以减小并网瞬间系统产生的冲击电压和电流，并且能加速预同步进程，最终确保系统安全稳定运行实现成功并网，具体预同步控制向量如图 3 所示。在构网型变换器模型中，针对滤波环节造成的相位偏移在变换器的调制波相位上引入补偿相位 θ_0 进行补偿。以构网型变换器输出电压相位为输入，对网侧电压进行坐标变换，此时虚拟同步发电机电压与 d 轴重合， q 轴分量为

0。然后，通过调整构网型变换器的输出电压角速度 ω ，实现对 dq 坐标系旋转角速度的控制，最后实现电压幅值、频率、相位的同步控制。

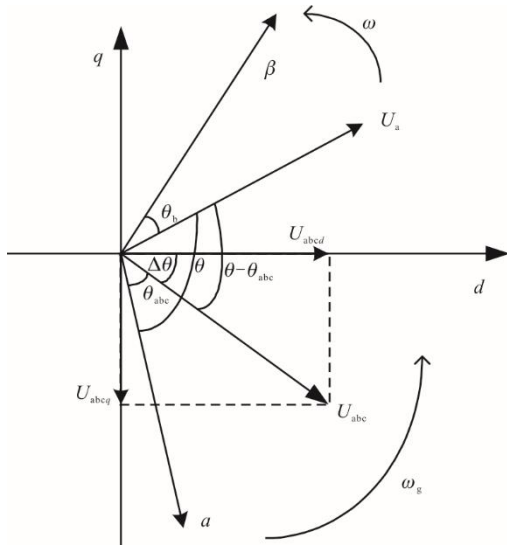


图 3 预同步控制向量示意
Fig.3 Schematic diagram of the pre-synchronous control vector

图 3 中， U_a 为构网型变换器输出的 a 相电压； U_{abcd} 、 U_{abcq} 分别为网侧电压在 d 轴和 q 轴的分量； θ_{abc} 为网侧电压相位； θ 为构网型变换器输出电压的相位。构网型变换器输出电压超前电网电压相位值：

$$\sin \Delta\theta = -\frac{U_{abcq}}{\sqrt{U_{abcq}^2 + U_{abcd}^2}} \quad (2)$$

通过将参数 $\sin\Delta\theta$ 输入比例积分控制环节进行控制，得出的调节量 ω^* 补偿反馈给构网型变换器的有功频率支路角频率输出端，可以实现相位、频率同步。对网侧电压 U_{abc} 和构网型变换器的输出电压 U 进行 abc/dq 坐标变换得出：

$$\begin{bmatrix} U_{abcd} & U_{abcq} \end{bmatrix}^T = T_{dq/abc} \begin{bmatrix} U_a & U_b & U_c \end{bmatrix}^T \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} U_d & U_q \end{bmatrix}^T = T_{dq/abc} \begin{bmatrix} U_a & U_b & U_c \end{bmatrix}^T \quad (4)$$

$$T_{dq/abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin \theta & \sin(\theta - 120^\circ) & \sin(\theta + 120^\circ) \\ \cos \theta & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \end{bmatrix} \quad (5)$$

当经过相位频率预同步环节调节后，构网型变换器输出电压与电网电压相位同步，即 $\theta = \theta_{abc}$ ，此时 d 轴分量 U_{abcd} 为电网电压幅值。将 $U_{abcd} - U_d$ 输入比例积分控制环节进行控制，再经过滤波环节后将得到的 U^* 信号补偿给构网型变换器的额定电压，完成对构网型变换器输出电压幅值的预同步过程调节。最后，在构网型变换器系统捕捉到并网信号后，

启动相位预同步控制，在网侧电压和构网型变换器输出电压重合时，满足 $\theta_{abcq}=0$ 、 $\theta=\theta_{abc}$ ，完成系统的预同步控制过程。

2.3 改进型 LADRC 策略

虽然无 PLL 预同步控制可以避免因为锁相环的锁相精度导致电压相位和幅值存在偏差，以及锁相操作繁杂带来的不利影响，但是预同步过程中存在电压过冲问题以及同步速度往往还是不能满足实际需求，因此本文在有功频率支路角频率输出端引入自抗扰控制器，在无功电压支路引入 PI 控制器，可以有效抑制系统频率电压震荡，从而加速系统与电网频率电压整体同步速度。

自抗扰控制器主要由跟踪微分器、线性扩展状态观测器 (linear expansion state observer, LESO) 和线性状态误差反馈 (linear state error feedback, LSEF) 3 个部分组成，具体结构及原理如图 4 所示。

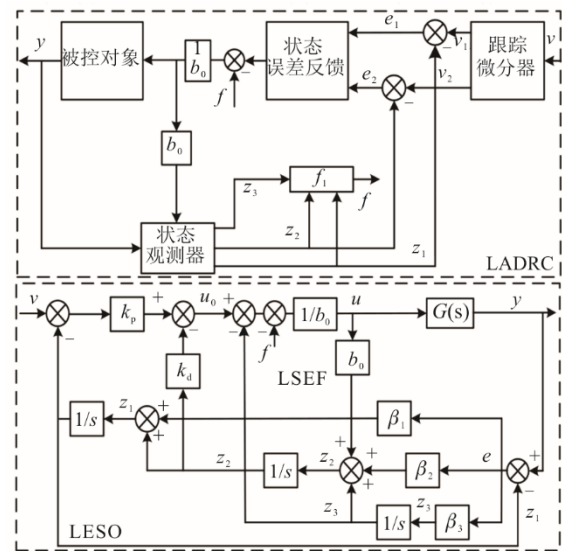


图 4 LADRC 结构及原理
Fig.4 Structure and principle of LADRC

图 4 中： v 为输入参考信号； v_1 和 v_2 为目标跟踪信号； y 为被控对象输出量； z_1 、 z_2 和 z_3 分别为系统输出的观测值、输出微分的观测值和系统总扰动的观测值； b_0 为系统总扰动的补偿系数； u 为补偿后的控制信号； β_1 、 β_2 和 β_3 均为观测器增益； e 为系统跟踪误差； f 为系统内外总扰动； a 和 b 分别为微分方程 \dot{y} 和 y 的系数，相关计算公式如下：

$$\begin{aligned} \ddot{y} &= -a\dot{y} - by + (b - b_0)u + b_0u = \\ & f(y, \dot{y}, \omega, t) + b_0u \end{aligned} \quad (6)$$

扩张状态观测器为：

$$\begin{cases} e = y - z_1 \\ \dot{z}_1 = z_2 + \beta_1 e \\ \dot{z}_2 = z_3 + \beta_2 e + b_0 u \\ \dot{z}_3 = \beta_3 e \end{cases} \quad (7)$$

将式(7)状态方程进行 Laplace 变换得出:

$$\mathbf{Z}(s) = \frac{1}{s^3 + \beta_1 s^2 + \beta_2 s + \beta_3} \times \begin{bmatrix} b_0 s & \beta_1 s^2 + \beta_2 s + \beta_3 \\ b_0 s^2 + b_0 \beta_1 s & \beta_2 s^2 + \beta_3 s \\ -b_0 \beta_3 & \beta_3 s^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U(s) \\ V(s) \end{bmatrix} \quad (8)$$

式中: $\mathbf{Z}(s)$ 为系统观测矩阵; $U(s)$ 为将补偿后的控制信号 u 进行 Laplace 变换后得到的函数; $V(s)$ 为将输入信号 v 进行 Laplace 变换后得到的函数。根据状态观测及状态方程可以得到 LSEF 原理, 即为:

$$u = \frac{k_p(v - z_1) - k_d z_2 - f - z_3}{b_0} = \frac{-z_3 - f + u_0}{b_0} \quad (9)$$

$$U(s) = \frac{1}{b_0} [k_p R(s)C(s) - V(s)H(s)C(s)] \quad (10)$$

$$\frac{V(s)}{R(s)} = \frac{k_p}{s^2 + k_d s + k_p} \quad (11)$$

$$C(s) = \frac{s^3 + \beta_1 s^2 + \beta_2 s + \beta_3}{s^3 + (\beta_1 + k_d)s^2 + (\beta_1 k_d + \beta_2 + k_p)s} \quad (12)$$

$$H(s) = \frac{(k_p \beta_1 + k_d \beta_2 + \beta_3)s^2 + (k_p \beta_2 + k_d \beta_3)s + k_p \beta_3}{s^3 + \beta_1 s^2 + \beta_2 s + \beta_3} \quad (13)$$

最后根据式(9)一式(13)和图 4 可以推导出线性自抗扰控制系统闭环传递函数:

$$L(s) = \frac{s^3 + \beta_1 s^2 + \beta_2 s + \beta_3}{s^5 + a_1 s^4 + a_2 s^3 + a_3 s^2 + a_4 s + k_p \beta_3} \quad (14)$$

式中: $\alpha_1 = \beta_1 + k_d$; $\alpha_2 = k_d \beta_1 + \beta_2 + k_p$; $\alpha_3 = k_d \beta_2 + k_p \beta_1 + \beta_3$; $\alpha_4 = k_p \beta_2 + k_p \beta_3$ 。

结合 LADRC 结构及原理框图, 将构网型变换器系统中的 $P-f$ 环节作为主控对象, 将角频率作为输入信号; 线性状态误差反馈模块通过对输出信号的观测而反馈补偿被控变量, 使输入信号被输出信号及时跟踪。图 5 为 LADRC 系统伯德图。图 5 中, ω_0 、 ω_c 分别为 LADRC 中观测器带宽、控制器带宽。为了更加了解 ω_0 和 ω_c 对 LADRC 控制性能的影响, 将参数 ω_c 设置为 10, 将 ω_0 从 0.1 到 10 取值得到 LADRC 系统伯德图 5a)。由图 5a)可见, 随着观测器带宽取值的增大, 系统对高频信号抑制能力先降

低后逐渐提高。 ω_0 取值较小时, 系统在低频段存在干扰抑制能力和相位裕度剧烈变动的情况, 这会对电力系统安全稳定运行产生不利影响; ω_0 取值在中间时, 系统在中频段干扰抑制能力和相位裕度都有一定降低, 但是系统在高频段稳定性提高; ω_0 取值较大时, 系统对干扰信号的抑制响应推迟, 相位裕度在高频段有所下降。通过比较伯德图参数结果得出, 在 ω_0 取值为 3 左右时性能较好, 能同时满足干扰抑制和相位裕度的条件。将参数 ω_0 设置为 3, 将 ω_c 从 3 到 15 进行取值得到 LADRC 系统伯德图 5b), 由图 5b)可见, 随着 ω_c 的增大, 系统的抗干扰性能逐渐提升, 在中频段附近相位裕度有了明显的提高, 系统抵御外界干扰能力有所增强, 与此同时, ω_c 增大对低频处的扰动也有了更好地抑制效果。综上所述, 同时考虑 LADRC 中 ω_c 与 ω_0 参数关系, 选择 $\omega_c = 15$, $\omega_0 = 3$ 。

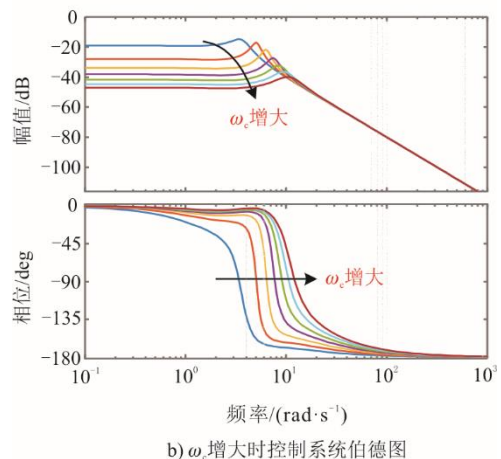
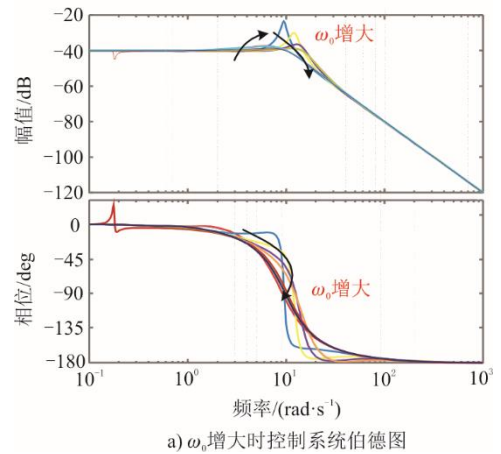


图 5 LADRC 系统伯德图

Fig.5 Bode diagram of the LADRC system

3 仿真实验及分析

为验证所提基于改进型 LADRC 的构网型变换

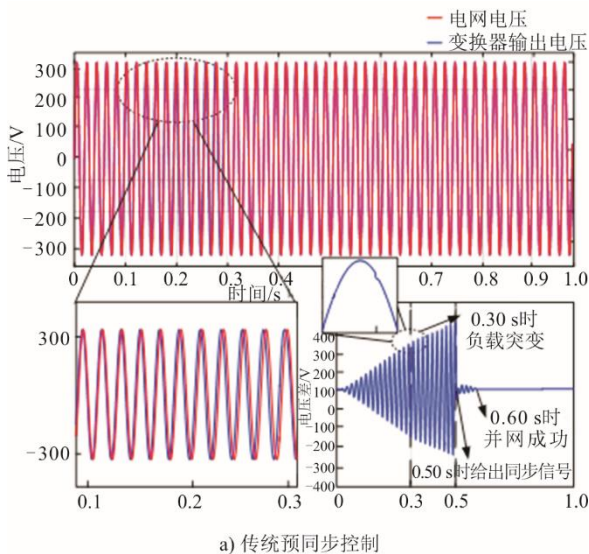
器预同步控制策略的有效性, 结合前面所提模型在 Simulink 平台中搭建构网型变换器并/离网预同步控制系统模型, 表 1 中数据为文章所搭建构网型变换器预同步仿真模型参数。

表 1 系统仿真参数
Tab.1 Simulation parameters of the system

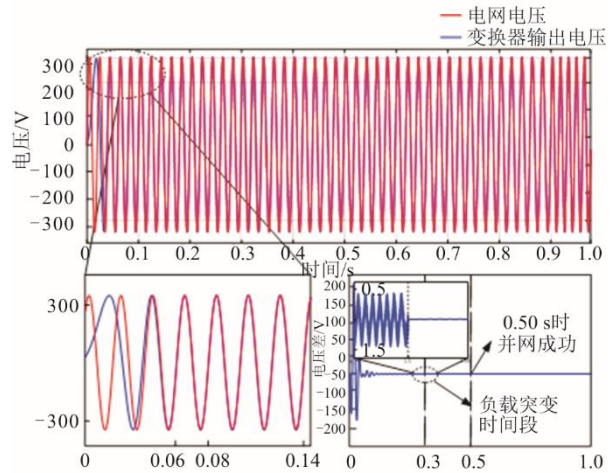
参数	数值
功频增益系数 k_p	0.1
无功电压增益系数 k_q	0.75
电力系统额定角频率 $\omega_n/(\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})$	$2\times\pi\times 50$
滤波电感 L_f/mH	370
滤波电容 $C_f/\mu\text{F}$	0.1
有功频率环节反馈系数 k_{ω}	0.15
无功电压支路调压系数 k_c	10
观测器带宽 ω_0	3
虚拟惯量 $J/(\text{kg}\cdot\text{m}^2)$	6
阻尼系数 $D/(\text{N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1})$	284.5
控制器带宽 ω_c	15
网侧电压 U_{abc}/V	380

3.1 系统负荷突增预同步工况

设定系统运行在 0.30 s 时突增 4 kW 的有功负载, 0.50 s 时给出启动预同步信号, 系统预同步仿真总时长为 1.00 s, 电压同步波形如图 6 所示。图 6a) 波形为处于传统预同步控制策略下的变换器输出电压与电网电压的比较, 图 6b) 波形为处于基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略下的变换器输出电压与电网电压的比较。图 7 为负荷突增工况下电压系统频率、电压和功率波形。从图 6 和图 7 可以看出, 传统预同步控制系统中, 若采用传统构网型变换器控制策略, 逆变侧电压和网侧电压的电压差较大且将保持较长时间。



a) 传统预同步控制



b) 基于改进LADRC的构网型预同步控制

图 6 负荷突增工况下电压同步波形
Fig.6 The voltage synchronization waveforms under load surge condition

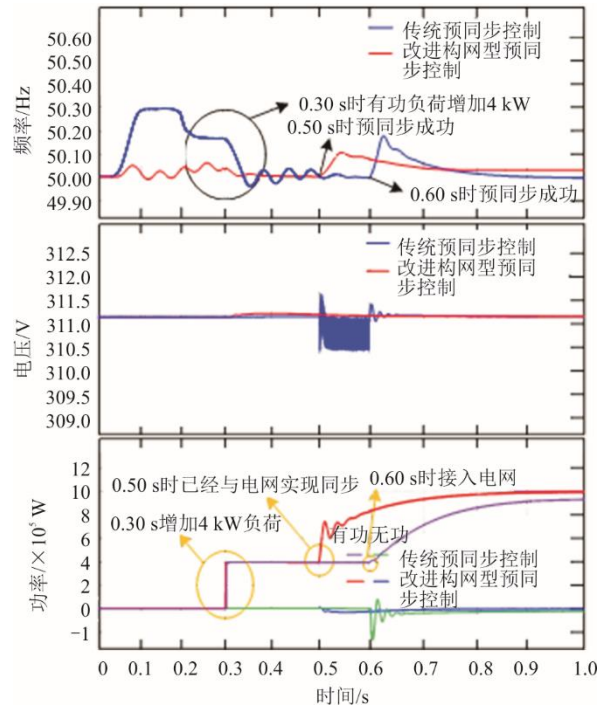


图 7 负荷突增工况下电压系统频率、电压和功率波形
Fig.7 Waveform diagram of frequency, voltage and power of voltage system under load surge condition

采用基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略下时, 系统在 0.50 s 时就已经达到并网要求, 相较于采用传统预同步策略时提前 0.10 s 达到并网要求。当系统负载在 0.30 s 时突增 4 kW, 由于传统控制策略不能实现频率的无差调节, 因此系统的输出频率从 50.18 Hz 迅速降至 49.97 Hz, 这种现象将对系统中电子元件的安全产生不利影响, 而采用基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策

略时，系统频率会出现较小的波动但不存在频率迅速上升或者下降的情况。

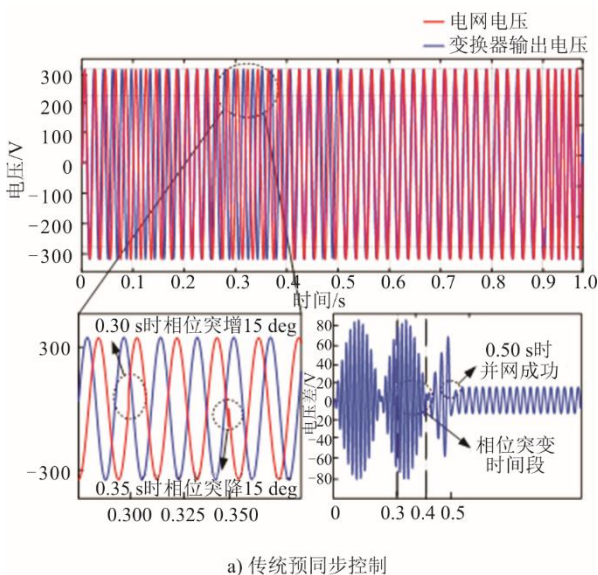
同时从图 7 电压波形可以看出，采用传统预同步控制策略时，从 0.50 s 给出并网信号到满足并网要求时间段内变换器输出电压存在高频剧烈波动，并且在 0.60 s 时频率会产生较大的增加 $|\Delta f_{\max}|=0.178$ Hz，这对电力系统正常运行不利，采用本文提出的基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略时变换器输出电压波动较小，在 0.50 s 并网时 $|\Delta f_{\max}|=0.107$ Hz。

综上所述，采用本文提出的基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略时能够加速系统预同步速度，同时可以有效抑制系统电压频率波动，提高系统电能质量。

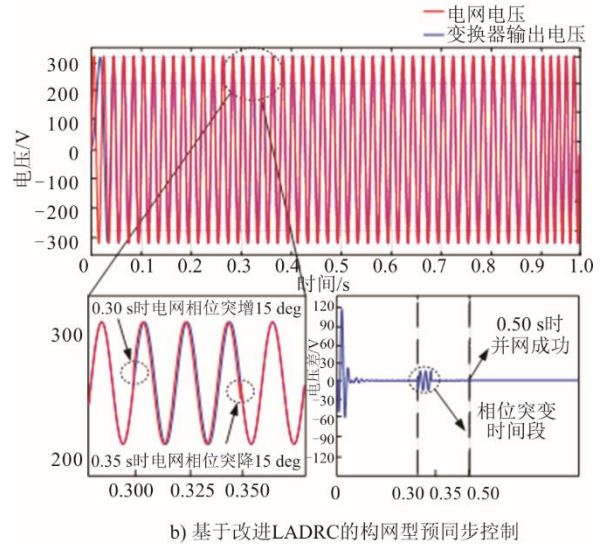
3.2 公用电网相位突变预同步工况

考虑到电网中极端运行工况，在 0.30 s 时电网电压相位突增 15 deg.，0.50 s 时给出启动预同步信号，系统预同步仿真总时长为 1.00 s，电压同步波形以及系统频率、电压和功率波形分别如图 8 和图 9 所示。

在传统预同步控制下，由于不能提供足够相位补偿以及不能快速抑制干扰信号对系统的影响，系统在预同步过程中，电网电压和变换器输出电压始终存在较大电压差，在 0.50 s 时系统频率会迅速升高至 50.25 Hz 以上，这会直接导致电力系统崩溃甚至造成严重停电事故。采用基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略时，变换器输出电压会得到相位补偿，因此电网电压和变换器输出电压间的电压差会快速降低。



a) 传统预同步控制



b) 基于改进LADRC的构网型预同步控制

图 8 电网相位突变工况下电压同步波形
Fig.8 The voltage synchronization waveforms under phase abrupt change of power network

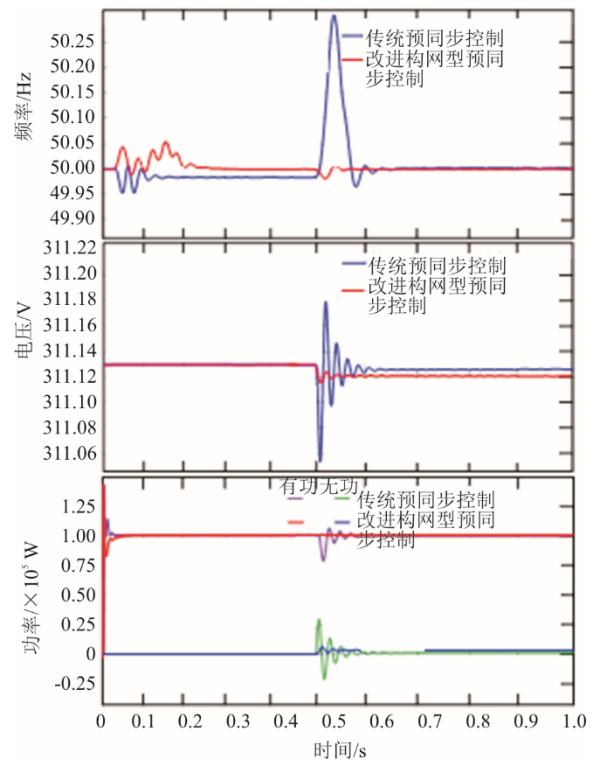


图 9 电网相位突变工况下系统频率、电压和功率波形
Fig.9 Waveform diagram of system frequency, voltage and power output under abrupt phase change

采用基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略时，系统电压频率的稳定性最好。由图 9 从 0.50 s 之后定量指标可见，采用改进型 LADRC 策略时 $|\Delta f_{\max}|=0.023$ Hz，相比于采用传统 LADRC 策略 $|\Delta f_{\max}|=0.33$ Hz 评价指标降低了 93.03%。说明在电网电压相位突变的极端运行工况下，采用改进型

LADRC 策略能提供足够的系统惯量支撑,能有效抑制外界扰动对系统稳定性带来的不利影响,同时通过迅速改变提升有功出力,降低系统频率下降幅度和速率,加速系统预同步进程。

3.3 公用电网电压突变预同步工况

考虑到电网中电压的不稳定性,在 0.30 s 时电网电压由 0.2p.u.突增为 0.8p.u.,后在 0.35 s 时由 0.2p.u.突降为 1.0p.u.,0.50 s 时给出启动预同步信号,系统预同步仿真总时长为 1.00 s,电网电压突变工况下电压同步波形及系统频率、电压和功率出力波形如图 10、图 11 所示。

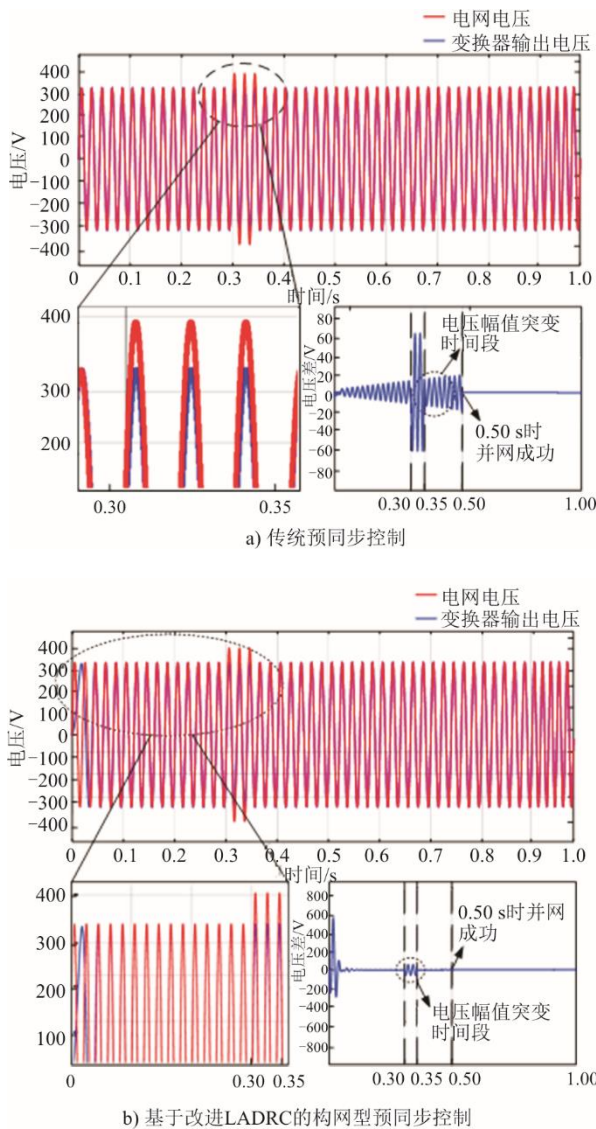


图 10 电网电压突变工况下电压同步波形
Fig.10 The voltage synchronization waveforms under the condition of power grid voltage sudden change

由图 10 可见,在电网电压突变工况下,0.30 s 和 0.35 s 时电压突增 0.2p.u.和突降 0.2p.u.,电网电

压和变换器输出电压之间的电压差在 0.30 s 时会发生突增,在 0.35 s 时发生突降。采用传统预同步控制策略时电压差会逐渐增大,对电力系统安全稳定运行带来了不利影响,直到 0.50 s 并网时才会达到稳定。而采用基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略时,电压差很快会得到降低,同时加速了预同步进程。

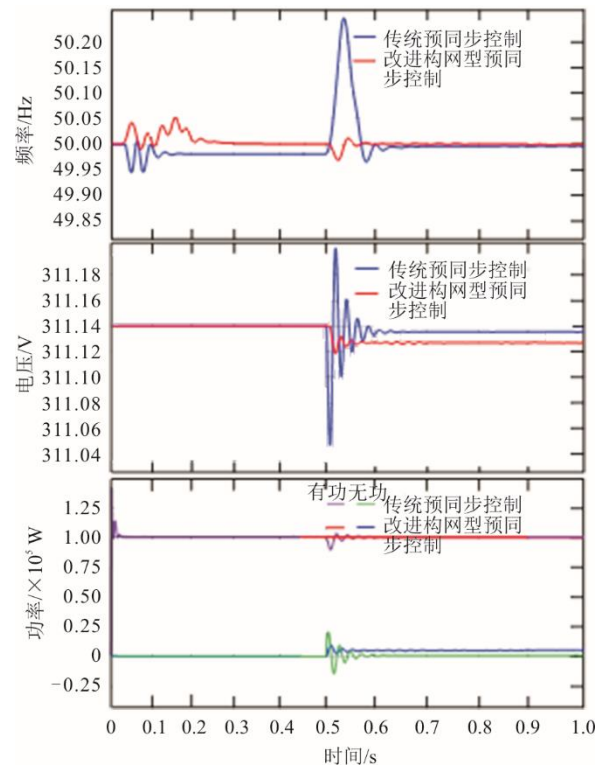


图 11 电网电压突变工况下系统频率、电压和功率波形
Fig.11 Waveforms of system frequency, voltage and power output under the condition of sudden voltage change

由图 11 从 0.50 s 之后定量指标可见,采用改进型 LADRC 策略时 $|\Delta f_{\max}|=0.038$ Hz,相比于采用传统 LADRC 策略时 $|\Delta f_{\max}|=0.270$ Hz,评价指标降低了 85.926%。通过对图 10、图 11 波形分析,发现采用改进型 LADRC 策略可以加速系统预同步进程,有效抑制电压突变对系统频率带来的扰动,可以在较小的频率波动情况下提供足够的有功支撑,系统频率快速恢复。

3.4 公用电网频率突变预同步工况

考虑到电网中频率的不稳定性,在 0.30 s 时电网电压频率突降 0.2 Hz 后在 0.35 s 时突增 0.2 Hz,0.50 s 时给出启动预同步信号,系统预同步仿真总时长为 1.00 s,电网频率突变工况下电压同步波形及系统频率、电压和功率波形如图 12、图 13 所示。

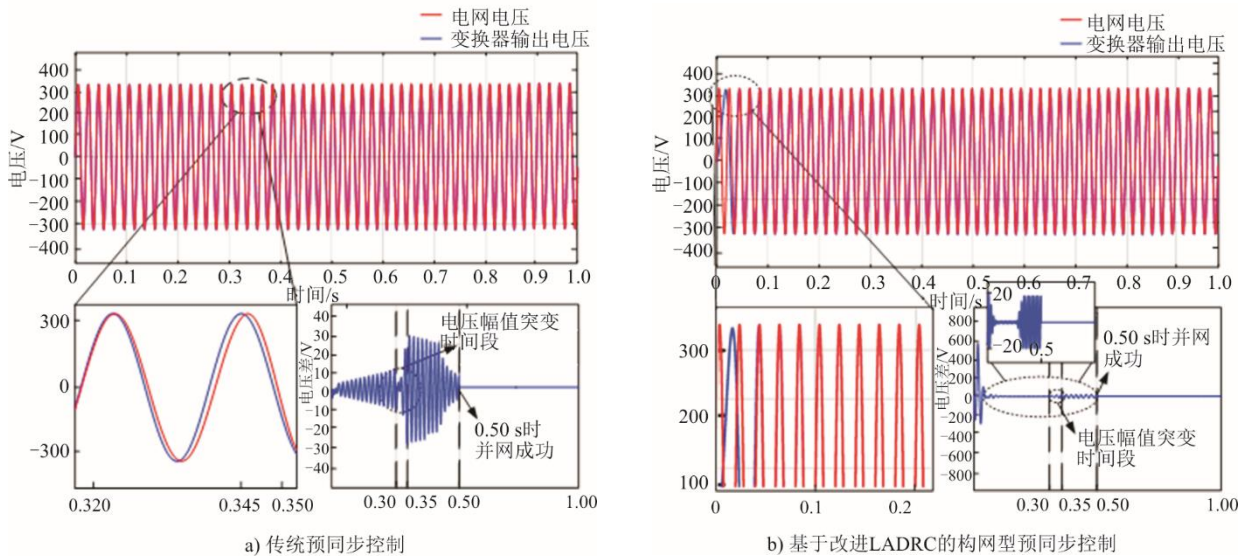


图 12 电网频率突变工况下电压同步波形

Fig.12 Voltage synchronization waveforms under frequency sudden change of power network

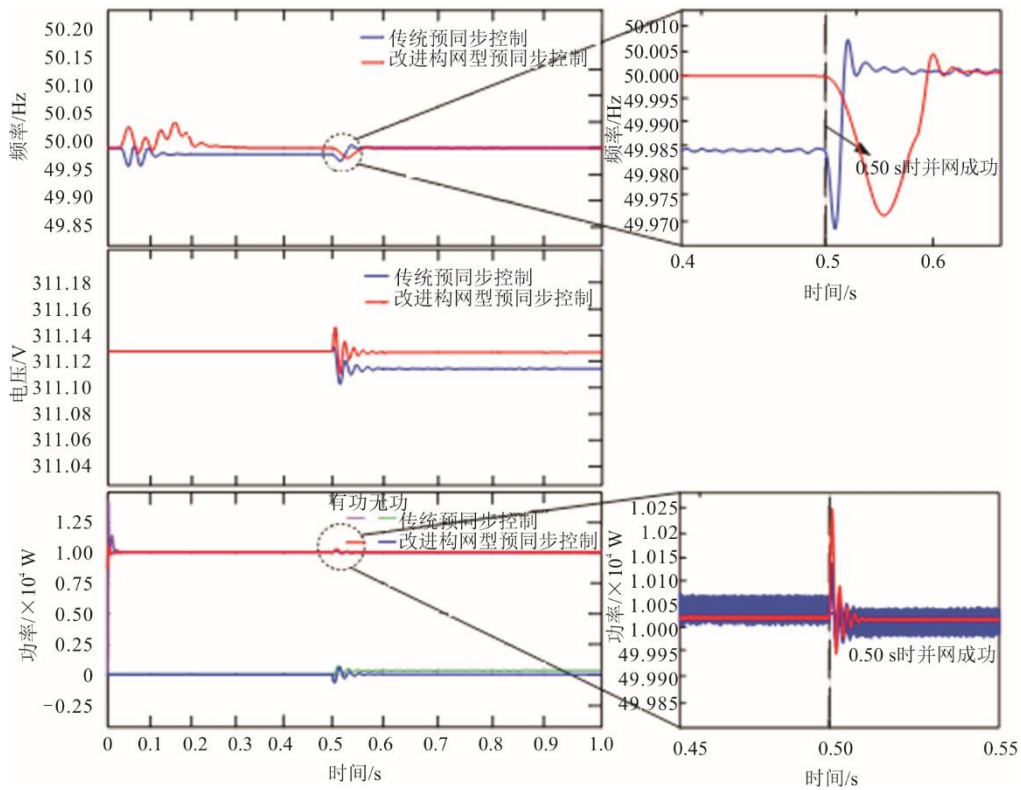


图 13 电网频率突变工况下系统频率、电压和功率波形

Fig.13 Waveform diagram of system frequency, voltage and power under abrupt frequency change of power network

由图 12 可见，在电网频率突变工况下，0.30 s 和 0.35 s 时电压频率突增 0.20 Hz 和突降 0.20 Hz，电网电压和变换器输出电压之间的电压差会发生突变，采用传统预同步控制策略时电压差在 0.50 s 之前一直较大，这对变换器的预同步进程带来了不利影响，直到 0.50 s 并网时才会达到稳定，这在

0.50 s 时的并网过程中对电网的电能质量会产生较大的不利影响，但是采用基于改进 LADRC 的构网型变换器控制策略时，电压差在 0.30 s 之前会得到迅速降低，在 0.30~0.35 s 的频率变化区段，电压差也会比采用传统预同步控制时的电压差小，说明改进 LADRC 控制策略能够对电压进行快速控制，这

对加速预同步进程具有促进作用。对图 13 从 0.50 s 之后定量指标分析可知,采用改进型 LADRC 策略时 $|\Delta f_{\max}|=0.028$ Hz,相比于采用传统 LADRC 策略时 $|\Delta f_{\max}|=0.032$ Hz,评价指标降低了 12.5%。通过对图 12、图 13 波形分析,发现采用改进型 LADRC 策略对外界干扰的抑制具有优良效果,能够显著改善电网频率突变给系统频率波动带来的不利影响,同时能够加速系统预同步进程,确保系统运行安全稳定。

由图 13 可见,在频率突变工况下,0.50 s 并网时变换器通过有功出力迅速变化对电力系统进行调频,采用改进型 LADRC 策略时的有功变化比其他两种方法更加迅速灵活,这是对基于坐标变换的无 PLL 预同步控制和改进 LADRC 控制快速响应的结果。

4 结 论

本文针对构网型变换器预同步时电力系统频率电压稳定性低导致并网失败的问题,提出一种基于改进 LADRC 的构网型变换器预同步控制策略。

1) 从变换器系统底层控制原理角度和基于相位补偿的无锁相环预同步控制角度分析变换器预同步系统的影响特性,通过相位偏差的反馈控制对电网电压的相位和幅值进行同步追踪,并在有功频率支路环节的角频率输出端引入改进 LADRC 环节可以有效加速抑制系统频率震荡,充分挖掘构网型变换器系统的调频调压能力,从而确保构网型变换器预同步过程正常最终实现成功并网。

2) 提出改进型 LADRC 构网型变换器预同步控制策略,将有功控制环节和角频率输出环节串联控制,配合基于坐标变化的无锁相环控制策略对变换器输出电压进行相位补偿,实现整体出力的优化控制,构网型变换器预同步控制系统具有更优的协同控制性能。

3) 所提改进型 LADRC 构网型变换器预同步控制策略在综合负荷需求突然变化、电网电压、频率以及相位出现波动等复杂工况下,相比传统预同步控制策略具有更优的调频调压效果,能够为电网频率提供充足的支撑,确保变换器系统预同步安全稳定运行,最终实现成功并网。

【参 考 文 献】

[1] 李建林,丁子洋,游洪灏,等. 构网型储能支撑新型电

力系统稳定运行研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 1-11.
LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on stable operation of new power system supported by grid-forming energy storage system[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 1-11.

- [2] 李建林,丁子洋,刘海涛,等. 构网型储能变流器及控制策略研究[J]. 发电技术, 2022, 43(5): 679-686.
LI Jianlin, DING Ziyang, LIU Haitao, et al. Research on grid-forming energy storage converters and control strategies[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(5): 679-686.
- [3] 程静,胡健雄,王维庆,等. 基于虚拟同步机的风光储并网系统自适应功频控制策略[J/OL]. 现代电力, 1-8[2024-07-29]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0352>.
CHENG Jing, HU Jianxiong, WANG Weiqing, et al. Adaptive power frequency control strategy for wind/photovoltaics/storage grid connected system based on virtual synchronizer generator[J/OL]. Modern Electric Power, 1-8[2024-07-29]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2022.0352>.
- [4] 梁有伟,胡志坚,陈允平. 分布式发电及其在电力系统中的应用研究综述[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 71-75.
LIANG Youwei, HU Zhijian, CHEN Yunping. A survey of distributed generation and its application in power system[J]. Power System Technology, 2003, 27(12): 71-75.
- [5] 王成山,李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 10-14.
WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the micro-grid and smart distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 10-14.
- [6] 丁明,王伟胜,王秀丽,等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.
DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 1-14.
- [7] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Trans. Ind. Electron, 2011(58): 1259-1267.
- [8] 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.
- [9] 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): 2591-2603.
LYU Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [10] CHEN M, ZHOU D, BLAABJERG F. Modelling, implementation, and assessment of virtual synchronous generator in power systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020(8): 399-411.
- [11] LIU J, YANG Z, YU J, et al. Coordinated control parameter setting of DFIG wind farms with virtual inertia control[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 122(12): 1-11.

- [12] WANG H, CHEN Z, JIANG Q. Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(4): 350-359.
- [13] WANG Y, MENG J H, ZHANG X Y, et al. Control of PMSG-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 565-574.
- [14] OCHOA D, MARTINEZ S. Fast-frequency response provided by DFIG-wind turbines and its impact on the grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 4002-4011.
- [15] BEVRANI H, GHOSH A, LEDWICH G. Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives[J]. IET Renewable Power Generation, 2010, 4(5): 438-457.
- [16] YANHE X, CHAOSHUN L, ZANBIN W, et al. Load frequency control of a novel renewable energy integrated micro-grid containing pumped hydropower energy storage[J]. IEEE Access, 2018, 6: 29067-29077.
- [17] 郑敏嘉, 吴伟杰, 李逸欣, 等. 广东电力碳达峰路径研究[J]. 广东电力, 2023, 36(1): 29-34.
ZHENG Minjia, WU Weijie, LI Yixin, et al. Study on carbon peak path of Guangdong electric power[J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(1): 29-34.
- [18] 李嘉文, 余涛, 张孝顺, 等. 基于改进深度确定性梯度算法的 AGC 发电功率指令分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(21): 7198-7212.
LI Jiawen, YU Tao, ZHANG Xiaoshun, et al. AGC power generation command allocation method based on improved deep deterministic policy gradient algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7198-7212.
- [19] TORRES L M A, LOPES L A C, MORÁN T L A, et al. Self-tuning virtual synchronous machine: a control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2014(29): 833-840.
- [20] CHEN J, LIU M, MILANO F, et al. Adaptive virtual synchronous generator considering converter and storage capacity limits[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(2):580-590.
- [21] LI D D, ZHU Q W, LIN S F, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 397-398.
- [22] 王淋, 巨云涛, 吴文传, 等. 面向频率稳定提升的虚拟同步化微电网惯量阻尼参数优化设计[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4479-4490.
WANG Lin, JU Yuntao, WU Wenchuan, et al. Optimal design of inertia and damping parameters of virtual synchronous microgrid for improving frequency stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4479-4490.

(责任编辑 杜亚勤)

(上接第 93 页)

- [19] 付媛, 张保泽, 张祥宇, 等. 虚拟同步耦合下储能的频率支撑与功率振荡多目标协调控制[J/OL]. 电力自动化设备, 1-14[2024-07-29]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202310001>.
FU Yuan, ZHANG Baoze, ZHANG Xiangyu, et al. Multi objective coordinated control of frequency support and power oscillation for energy storage under virtual synchronous coupling[J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 1-14[2024-07-29]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202310001>.
- [20] 兰征, 吴方初, 余雪萍, 等. 含异构微源孤岛微电网暂态失稳分析与稳定策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4585-4599.
LAN Zheng, WU Fangcheng, YU Xueping, et al. Study on transient instability and stability strategy for islanded microgrid with heterogeneous micro-source[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4585-4599.
- [21] 孙佳航, 王小华, 黄景光, 等. 基于 MPC-VSG 的孤岛微电网频率和电压动态稳定控制策略[J]. 中国电力, 2023, 56(6): 51-60.
SUN Jiahang, WANG Xiaohua, HUANG Jingguang, et al. MPC-VSG based control strategy for dynamic stability of frequency and voltage in islanded microgrid[J]. Electric Power, 2023, 56(6): 51-60.
- [22] 李帅虎, 向丽珍, 向振宇, 等. 用于改善 VSG 频率响应的模型预测控制方法[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2856-2864.
LI Shuaihu, XIANG Lizhen, XIANG Zhenyu, et al. MPC control method for improving VSG frequency response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2856-2864.
- [23] LONG B, LIAO Y, CHONG K, et al. MPC-controlled virtual synchronous generator to enhance frequency and voltage dynamic performance in islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 953-964.
- [24] LONG B, LIAO Y, CHONG K, et al. Enhancement of frequency regulation in AC microgrid: a fuzzy-MPC controlled virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3138-3149.

(责任编辑 李园)