

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.03.005

基于相位与幅值补偿的虚拟同步发电机低电压穿越控制

陈智勇, 董新伟, 李传辉, 王志超, 赵明, 杜秀稳

(中国矿业大学电气工程学院, 江苏 徐州 221008)

摘要:虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)通过模拟同步发电机的工作原理,引入虚拟惯量与阻尼系数,提高了分布式电源并网的稳定性。但是当电网发生电压跌落时,电压的跌落与恢复均会使电网电压的相位与幅值发生跳变,而传统的VSG控制策略难以解决该问题。为此,文中提出一种基于相位与幅值补偿的VSG低电压穿越控制方法。首先,分析电网电压跌落与恢复对电网造成的不同影响。其次,在电网电压跌落期间,通过将VSG输出电压和电网电压之间的相位与幅值差控制在允许范围内来实现过流抑制、输出功率的快速稳定以及无功补偿的目的。然后,在电网电压恢复时,通过快速补偿消除VSG输出电压和电网电压之间的相位与幅值差,从而抑制因电网电压跳变而造成的过流等问题。最后,通过MATLAB/Simulink仿真验证所提控制策略的有效性。根据仿真结果可知,文中提出的控制策略可以有效抑制过流的产生并且能够实现无功补偿。

关键词:虚拟同步发电机(VSG);低电压穿越;相位与幅值跳变;相位与幅值补偿;过流抑制;功率稳定;无功补偿

中图分类号:TM341;TM464

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)03-0042-10

0 引言

为实现能源的可持续性发展,以逆变器为主要接口的分布式电源越来越多地接入到电网中^[1],然而大量分布式电源接入电网势必会影响电网安全稳定运行^[2-6]。

针对以上问题,国内外学者提出了虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术^[7-8],通过引入转子运动方程以及调频、调压机制来模拟同步发电机的工作特性,为整个系统增加阻尼和惯性,同时为电网提供电压和频率支撑,维持了电网的稳定运行^[9-11]。

目前,传统的VSG控制技术多是应用在电网电压正常的工况下^[12-15]。但在实际运行中,配电网易受短路故障影响而出现电网电压跌落的情况,此时须要求并网逆变器有足够的低电压穿越能力来保证电网在故障下的稳定运行。而传统VSG控制技术在电压跌落期间无法抑制过流,也难以提供足够的无功支撑,从而造成电网运行失稳^[16-19]。

针对传统VSG控制技术难以实现低电压穿越的问题,国内外相关学者提出了一些切实可行的低电压穿越方法。文献[20-21]提出了一种额外增加电流环的控制方法,但无法在低电压穿越期间提供无功功率支撑。文献[22-23]提出了一种通过平滑切换模式的VSG低电压穿越控制方法,但没有考虑到功率振荡过大的问题。文献[24]在低电压穿越期间加入定量的虚拟阻抗,通过增大系统的阻抗值

来减小故障时的电流大小,但忽略了电网电压跌落与恢复时均会引起相位变化的问题,不能有效解决因相位变化而引起的VSG输出电压和电网电压之间电压差过大的问题。文献[25]通过有功与无功指令相结合的方式保持功角的稳定,并通过无功指令与虚拟电抗相结合的方式限制短路过电流,但该方案在弱电网中的适应性还有待验证。文献[26]通过相位补偿来抑制短路过电流和维持有功功率的稳定输出,但需要监测大量的实时数据来计算所需补偿的物理量,增加了实际操作的困难性,降低了控制的精确性,并且没有考虑频率稳定性的问题。文献[27]通过模拟同步发电机励磁状态的调整方式,改进了基于VSG的低电压穿越方法,但无法在低电压穿越期间灵活地调整有功和无功功率。文献[28]提出了在电网发生故障时,控制模式由电压型控制切换到电流型控制,从而有效抑制短路电流,但故障过程中无法为电网提供有效的电压支撑。

以上各种常规的低电压穿越控制策略在电网电压跌落的场景下均有一定的效果,但是大都仅仅考虑了电网电压幅值下降造成的过流影响,忽略了电网电压相位的变化,或者在考虑相位跳变时所提的控制策略较为复杂,难以应用于工程实践。而电网电压相位与幅值的跳变均会造成VSG输出电压与电网之间的电压差过大,从而产生过流、输出功率不稳定等问题。

为此,文中首先介绍了VSG的基本数学模型。其次,分析了在VSG控制方法下电网电压跌落时存在的问题。然后,提出了一种基于相位与幅值补偿

收稿日期:2023-11-10;修回日期:2024-01-17

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2021YFC3100300)

的VSG低电压穿越控制策略。该策略整体上分为两部分,一是在电网电压跌落期间,兼顾抑制过流、稳定输出功率、频率以及无功支撑4个目标,设计了相位补偿与加入虚拟阻抗进行幅值补偿的环节;二是在电网电压恢复之后,以抑制过流为目标,设计了相位与幅值快速补偿环节。最后,通过仿真结果验证了所提控制策略的有效性。

1 VSG 建模及故障特性分析

1.1 VSG 数学建模

图1为传统VSG控制下的逆变器系统框图^[29-31]。其中 u_{gabc} 为三相电网电压; u_{abc} 、 i_{abc} 分别为VSG输出三相电压、三相电流; Z_g 为等效线路阻抗; Z_e 为并网点和逆变器端口之间的等效阻抗,滤波结构为电感 L_e 和电容 C 组成的LC滤波; e_{abc} 为VSG内电势; U_{dc} 为直流电压源; ω_N 为系统额定角频率; ω 为系统实际角频率; $\Delta\omega$ 为 ω 与 ω_N 之差; K_p 、 K_q 分别为有功-频率、无功-电压下垂系数; P_{ref} 为设定的有功参考值; P_m 为虚拟机械功率; P_e 为VSG实际输出的有功功率; J 为VSG的虚拟转动惯量; D 为VSG的阻尼系数; s 为拉普拉斯算子; θ_{ref} 为VSG内电势的参考相位; Q_{ref} 为无功功率参考值; Q_e 为VSG实际输出的无功功率; E 为VSG内电势幅值; E_{ref} 为内电势参考幅值。

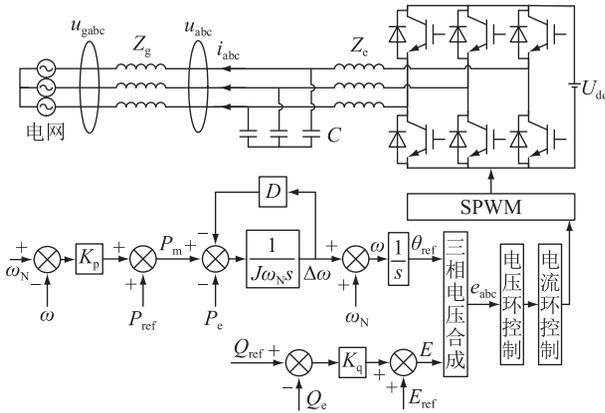


图1 VSG 主电路及控制结构

Fig.1 VSG main circuit and control structure

VSG控制主要由有功-频率环和无功-电压环组成。利用有功下垂控制模拟同步发电机的原动机调速器,利用转子运动方程来模拟同步发电机的惯性和阻尼特性,两者共同组成了有功-频率环;利用无功下垂控制模拟同步发电机的励磁调压部分来调节输出的无功功率;并利用电压电流双闭环解耦控制以及正弦脉宽调制(sinusoidal pulse width modulation, SPWM)技术控制逆变器,从而维持系统电压的稳定。其基本控制方程为:

$$\begin{cases} P_m = P_{ref} - K_p(\omega - \omega_N) \\ J\omega_N \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_N) \\ E = E_{ref} - K_q(Q_e - Q_{ref}) \end{cases} \quad (1)$$

1.2 VSG 故障特性分析

当电网系统正常工作时,传统VSG控制下电压相量如图2所示,VSG输出电压相量和电网电压相量之间的相位差为 δ_0 (因为线路阻抗 Z_g 很小,所以在系统正常工作时 δ_0 非常小, $\Delta\dot{U}_0$ 即为因线路阻抗存在而产生的VSG输出电压和电网电压之差),但当电网电压发生跌落故障时,电网电压的幅值会相应减小,同时电网电压由故障前的 \dot{U}_{g0} 跳变至 \dot{U}_{gF} (相位跳变具有随机性,文中以跳变后的电网电压滞后于跳变前的电网电压为例进行分析)。此时,VSG输出电压相量与电网电压相量之间的相位差变为 δ_F ,因无功-电压环的调节作用,VSG输出电压相量由故障前的 \dot{U}_0 变为 \dot{U}_F ,且由于虚拟惯量的作用,VSG输出相电压的相位不能快速改变,所以 \dot{U}_F 和 \dot{U}_0 保持在同一相位。

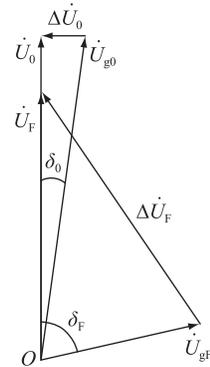


图2 传统VSG控制下电压相量

Fig.2 Voltage phasor under traditional VSG control

结合图2可知,在电网电压跌落后,VSG输出电压和电网电压之间存在较大的电压相量差 $\Delta\dot{U}_F$,故在电网电压跌落后,存在过流风险。

2 电网电压跌落期间的VSG低电压穿越控制策略

由上文分析可知,在电网电压跌落后,电网电压的幅值与相位都发生了相应的变化,使电网存在过流的风险,因此文中在考虑解决这2个问题的基础上,提出了图3所示的基于幅值与相位补偿的VSG低电压穿越控制策略。其中,红色部分为加入的补偿环节; Z_v 为虚拟阻抗; $\Delta\theta_F$ 、 $\Delta\theta_R$ 为相位补偿量; ΔU_R 为幅值补偿量。

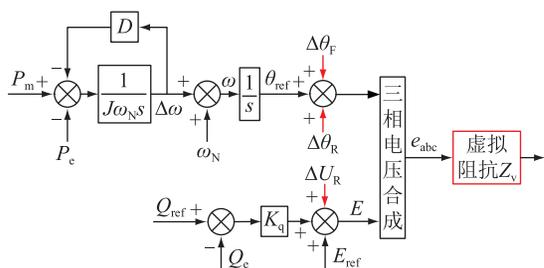


图3 VSG 低电压穿越改进控制框图

Fig.3 VSG low voltage ride-through improvement control block diagram

2.1 相位补偿

当忽略传输线路中的阻性成份时,VSG 向电网输送的有功功率和无功功率分别为:

$$P_e = \frac{3}{2} \times \frac{UU_g}{X_e} \sin \delta \quad (2)$$

$$Q_e = \frac{3}{2} \times \frac{U_g(U \cos \delta - U_g)}{X_e} \quad (3)$$

式中: U 为 VSG 输出相电压的幅值; U_g 为电网相电压的幅值; X_e 为 VSG 输出电压和电网电压之间的总阻抗; δ 为 VSG 输出电压和电网电压之间的功角。

由 1.2 节的分析可知,为减小 VSG 输出电压和电网电压之间的电压差,需要减小两者之间的相位差。易知,当两者之间的相位差 δ_F 减小为 0 时,两者之间的电压相量差 $\Delta \dot{U}_F$ 最小。但是根据式(2)可知,当 $\delta_F = 0$ 时,VSG 向电网输出的有功功率 $P_e = 0$,且由于电网电压幅值的下降,有功负载消耗的有功功率小于参考值,此时会出现 $P_{ref} \gg P_e$ 的情况,这将导致电网频率大幅度增加,最终影响电网电能质量。

文中将频率波动范围 $-0.2 \sim 0.2$ Hz 作为电网频率的标准要求。当电网电压跌落时,VSG 输出侧功率必然小于输入侧功率,所以电网频率必然大于工频 50 Hz,那么此时频率在标准要求内的波动范围为 $0 \sim 0.2$ Hz。由式(2)、式(3)可知,随着功角 δ 的变化,有功功率 P_e 和无功功率 Q_e 呈现相反的变化趋势,而为了提供更多的无功支撑,须要求 VSG 尽可能多地输出无功功率,尽可能少地输出有功功率,此时就需要控制频率波动为 0.2 Hz 这一最低要求,即要控制 VSG 输出电压和电网电压之间有最小相位差 δ_{min} ,以保证电网频率稳定。并且因电压电流双闭环的响应时间远小于虚拟同步控制环的响应时间,可认为 e_{abc} 与 u_{abc} 相等,所以可以通过调节 VSG 内电势与电网电压相量之间的相位差来调节有功功率的输出。

以电网电压的实时相位为 d 轴定向,对 VSG 内

电势 e_{abc} 进行 dq 变换,VSG 内电势 \dot{E} 在 dq 轴上的分量 \dot{E}_d 、 \dot{E}_q 如图 4 所示。在电网电压跌落期间冻结 VSG 的无功-电压环,令 $Q_{ref} = Q_e$,从而控制 VSG 始终以内电势参考幅值 E_{ref} 运行。根据图 4 可知,控制 VSG 内电势与电网电压之间的功角 δ 为最小值 δ_{min} ,等效为将幅值 E_q 控制为符合频率波动最低要求的最小值 E_{q-min} ,二者之间满足:

$$E_{q-min} = 2\pi \left(K_{p-\delta} + \frac{K_{i-\delta}}{s} \right) (f - 50.2) \quad (4)$$

$$\delta_{min} = \arcsin \left(\frac{E_{q-min}}{E_{ref}} \right) \quad (5)$$

式中: $K_{p-\delta}$ 、 $K_{i-\delta}$ 分别为将电网频率快速调整至 50.2 Hz 的自适应比例、积分系数,系统稳定运行时为常数; f 为电网的实际频率。

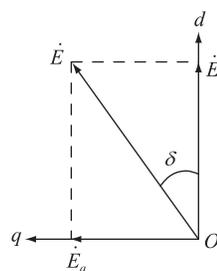


图4 VSG 内电势 dq 轴分量

Fig.4 dq axis component of potential in VSG

利用比例积分 (proportional-integral, PI) 控制,根据式(6)计算得到电网电压跌落期间的相位补偿量 $\Delta \theta_F$ 。

$$\Delta \theta_F = \left(K_{p-\omega} + \frac{K_{i-\omega}}{s} \right) (E_{q-min} - E_q) \quad (6)$$

式中: $K_{p-\omega}$ 、 $K_{i-\omega}$ 分别为将 VSG 输出电压和电网电压的相位差快速补偿到所需最小量的自适应比例、积分系数,系统稳定运行时为常数。

图 5 为相位补偿后的电压相量图。其中, \dot{E}_0 为故障发生后未进行相位补偿之前的 VSG 内电势; \dot{E}_F 为进行相位补偿之后的 VSG 内电势。由图 5 可知,经过相位补偿之后,VSG 输出电压和电网电压之间的相量差变为了 $\Delta \dot{U}_{F1}$ 。

文中采用模糊控制对相位补偿过程中的 PI 参数进行调节,对输入误差进行模糊控制,如图 6 所示,其中 r 为模糊自适应 PI 控制过程的初始输入值; y 为输出值; ΔK_p 、 ΔK_i 为根据模糊推理产生的 PI 参数修正量。根据各参数的模糊控制模型和各模糊子集的隶属度赋值表,利用模糊规则推理设计 PI 参数的模糊矩阵表,实时对 PI 参数进行修正,修正公式如式(7)所示。

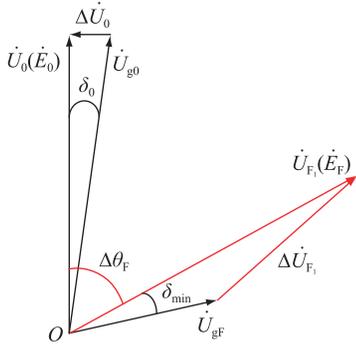


图5 相位补偿后的电压相量

Fig.5 Voltage phasor after phase compensation

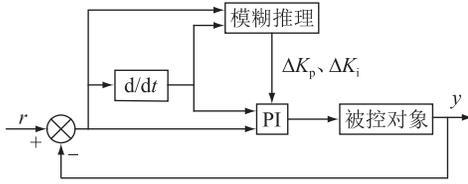


图6 模糊自适应PI控制框图

Fig.6 Fuzzy adaptive PI control block diagram

$$\begin{cases} K_{p-\delta} = K_{p-\delta 0} + \Delta K_{p-\delta} \\ K_{i-\delta} = K_{i-\delta 0} + \Delta K_{i-\delta} \\ K_{p-\omega} = K_{p-\omega 0} + \Delta K_{p-\omega} \\ K_{i-\omega} = K_{i-\omega 0} + \Delta K_{i-\omega} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\Delta K_{p-\delta}$ 、 $\Delta K_{i-\delta}$ 、 $\Delta K_{p-\omega}$ 、 $\Delta K_{i-\omega}$ 为 PI 参数修正量; $K_{p-\delta 0}$ 、 $K_{i-\delta 0}$ 、 $K_{p-\omega 0}$ 、 $K_{i-\omega 0}$ 为由传统 PI 整定方法得到的初始值。文中设置 $K_{p-\delta 0} = K_{p-\omega 0} = 10$, $K_{i-\delta 0} = K_{i-\omega 0} = 20$ 。

2.2 幅值补偿

由于冻结无功-电压环之后, VSG 以内电势参考幅值 E_{ref} 运行, 所以当电网电压跌落程度较深时, VSG 输出电压幅值与电网电压幅值差较大。由图 5 可知, 当 VSG 输出电压和电网电压幅值相差过大时, 进行相位补偿后, 两者之间的相量差 $\Delta\dot{U}_{F1}$ 仍然较大, 此时仍存在过流的风险。根据上述分析可知, 在进行相位补偿之后, 要进一步减小 VSG 输出电压幅值来减小其与电网电压之间的相量差, 以此来避免过流。

因此, 文中考虑在无功-电压环中加入虚拟阻抗来减小 VSG 输出电压的幅值。假设虚拟阻抗 $Z_v = R_v + jL_v$, 则虚拟阻抗上产生的虚拟电压降为:

$$\Delta U_v = |I| \sqrt{R_v^2 + L_v^2} \quad (8)$$

式中: R_v 、 L_v 分别为虚拟电阻和虚拟电感; I 为 VSG 输出电流。

此时 VSG 输出电压幅值为:

$$U_{F2} = |\dot{E}_F - \Delta\dot{U}_v| \quad (9)$$

如图 7 所示, 在加入虚拟阻抗之后, VSG 输出电压和电网电压之间的相量差变为 $\Delta\dot{U}_{F2}$, 两者之间电压相量差幅值变得很小, 此时过流的风险得以消除。在虚拟阻抗作用下, 将虚拟电压降与 VSG 内电势相叠加, 则可动态控制 VSG 的输出电压。

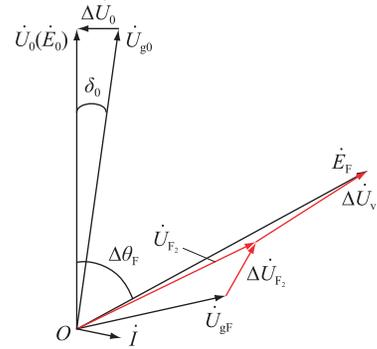


图7 幅值补偿后的电压相量

Fig.7 Voltage phasor after amplitude compensation

其中, 可根据式 (10) 设计虚拟阻抗的值。

$$|Z_v + Z_g| = \frac{|\dot{E}_F - \dot{U}_{gF}|}{I_{lim}} \quad (10)$$

式中: I_{lim} 为电流限值, 短路情况下对任意相电流起到限值作用。同时设置 $I_{lim} \leq 1.3I_{set}$, I_{set} 为 VSG 输出电流额定值。

当需要实现 VSG 对电网最大的电压支撑时, 设置 $I_{lim} = 1.3I_{set}$ 。同时为更便捷地调整虚拟阻抗的大小, 文中设置虚拟阻抗、阻感比为 1:1, 即虚拟电阻 R_v 和虚拟电感 L_v 存在以下关系:

$$R_v/L_v = 1 \quad (11)$$

图 8 为加入虚拟阻抗后的电压电流双闭环控制框图, 图中 U_{ref} 、 U_F 分别为故障发生后 VSG 输出电压参考值及 VSG 输出电压实际值; K_{vp} 、 K_{vi} 、 K_{ip} 、 K_{ii} 分别为传统电压电流双闭环解耦控制结构中的比例、积分系数。

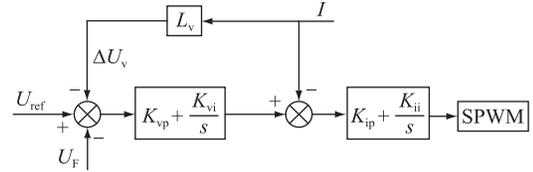


图8 加入虚拟阻抗后的电压电流双闭环控制框图

Fig.8 Block diagram of voltage and current double closed-loop control after adding virtual impedance

3 电网电压恢复后的 VSG 低电压穿越控制策略

故障恢复后, 解除无功-电压环的冻结, 去除虚拟阻抗, 使 VSG 恢复到正常的工作状态。去除虚拟

阻抗之后, VSG 内电势与 VSG 输出电压相等, 且由于无功-电压环调节时间的滞后, 在电网电压恢复后, VSG 输出无功功率值在额定值附近振荡, 因此 VSG 输出电压值也在额定值附近振荡。受虚拟机械惯性的影响, 在电网电压恢复之后, VSG 内电势的相位也不能发生快速变化。

电网电压恢复后, 同样存在幅值与相位的跳变, 如图 9 所示, 在故障恢复瞬间, 电网电压从 \dot{U}_{gF} 跳变至 \dot{U}_{gR} (文中以跳变后的 \dot{U}_{gR} 超前 \dot{U}_{gF} 为例进行分析, 滞后情况的分析思路相同)。从图 9 中可以看出, 由于 VSG 输出电压和电网电压之间存在相位与幅值差, 两者之间依旧存在很大的电压差 $\Delta\dot{U}_R$, 因此同电网电压跌落期间一样需要进行相位与幅值的补偿。

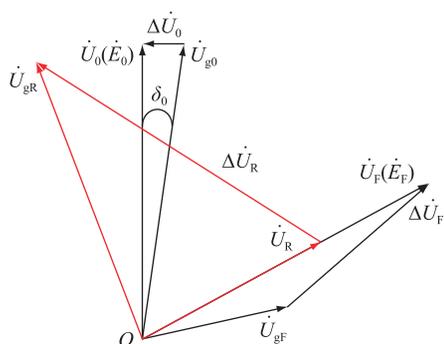


图 9 故障恢复后的电压相量

Fig.9 Voltage phasor diagram after fault recovery

在进行相位补偿时, 电网电压已恢复至额定值, 有功负载吸收的功率也基本达到了额定值, 因此不需要 VSG 向电网提供额外的有功功率来维持电网频率的稳定。所以为了尽可能地维持电网的稳定运行, 可将两者之间的相位差控制为 0。

由于 VSG 无功-电压环调节时间的滞后, VSG 输出电压不能快速达到额定值, 因此也需要加入相应的幅值补偿策略来使其快速达到额定值, 以消除其与电网电压之间的幅值差。为此, 文中提出了低电压穿越控制策略, 以保证故障恢复之后, 系统能够稳定运行。

与电网电压跌落期间的补偿原理类似, 仍以电网电压实时相位为 d 轴定向, 对 VSG 输出电压 u_{abc} 进行 dq 变换, 根据上述分析可知, 此时需要控制 u_{abc} 在 d 轴上的分量值等于 E_{ref} , 在 q 轴上的分量值为 0, 即可满足幅值与相位的补偿要求。利用 PI 调节器根据式 (12)、式 (13) 计算得到故障恢复期间的相位与幅值补偿量。

$$\Delta\theta_R = \left(K_{p-\omega'} + \frac{K_{i-\omega'}}{s} \right) (0 - U_q) \quad (12)$$

$$\Delta U_R = \left(K_{p-U'} + \frac{K_{i-U'}}{s} \right) (E_{ref} - U_d) \quad (13)$$

式中: U_d 、 U_q 分别为 u_{abc} 在 d 、 q 轴上的分量值; $K_{p-\omega'}$ 、 $K_{p-U'}$ 、 $K_{i-\omega'}$ 、 $K_{i-U'}$ 分别为自适应的比例系数和积分系数, 系统稳定运行时为常数, 其作用为快速跟踪电网电压, 将 VSG 输出电压快速补偿至与电网电压相同, 此处自适应的比例和积分系数的设计方法和 2.1 节中的 PI 参数调节方法一致。

电网电压恢复后, 在进行相位与幅值补偿的同时, 检测 VSG 输出电流的峰值。当 VSG 输出电流值能够稳定在电流额定值的 1.3 倍以内时, 撤去相位与幅值补偿环节, 系统恢复到正常的工作状态。

综上所述, 文中所提的低电压穿越控制策略的流程如图 10 所示。通过比较电网电压幅值与阈值, 判断其是否发生跌落。文中电网相电压额定值 U_{gN} 为 311 V, 据国标要求, 当电网电压幅值低于 $0.9U_{gN}$ 时, 可认为发生电压跌落故障, 当电网电压幅值高于 $0.9U_{gN}$ 时, 可认为恢复正常。

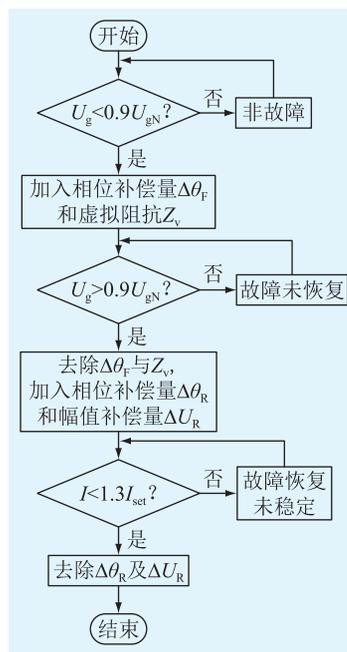


图 10 低电压穿越控制流程

Fig.10 Flow chart of low voltage ride-through control

4 仿真分析

为验证文中所提低电压穿越控制策略的有效性, 在 MATLAB/Simulink 中搭建了图 1 所示的 VSG 并网仿真模型。VSG 额定有功功率 P_N 为 15 kW、额定无功功率 Q_N 为 0, 内电势参考幅值 E_{ref} 和额定频率 f_N 分别为 311 V 和 50 Hz, 主要的仿真参数如表 1 所示。

为验证文中所提的加入补偿量的低电压穿越控

表 1 VSG 并网仿真参数

Table 1 VSG grid connection simulation parameters

参数	数值	参数	数值
电网相电压额定值 U_{gN}/V	311	直流电压源 U_{dc}/V	700
线路电感 L_g/mH	4	有功下垂系数 K_p	2 500
线路电阻 R_g/Ω	0.1	无功下垂系数 K_q	0.001
滤波电容 $C/\mu F$	20	惯量 $J/(kg \cdot m^{-2})$	0.1
滤波电感 L_c/mH	3	阻尼系数 D	200
滤波电阻 R_c/Ω	0.1		

制策略的有效性,分别设定不加补偿量和加入补偿量 2 种控制情形下的仿真实验,对比 2 种情况下的波形并分析。整体仿真时间为 2 s,前 0.7 s,VSG 运行于额定状态;0.7 s 时电网电压跌落至 0.5 p.u.;1.3 s 时恢复正常,恢复后运行于额定状态。

4.1 不加补偿量的常规控制策略

图 11 为电网电压跌落至 0.5 p.u. 时的 VSG 输出电压和电网电压的相位波形。正常运行时,两者的相位十分相近;当发生故障时,电网电压相位向后发生了跳变,两者之间的相位差增大,从 0° 增加到了 10° 左右;故障恢复后,电网电压同样发生了跳变,且该跳变使得电网电压超前于 VSG 输出电压,电网电压相位与 VSG 输出电压相位差最大达到了 12° 。VSG 输出有功和无功功率波形如图 12 所示。在故障发生与恢复时,有功和无功都存在很明显的振荡现象,并且在故障恢复时,VSG 出现了吸收有功功率的情形,严重威胁了电网的稳定运行。

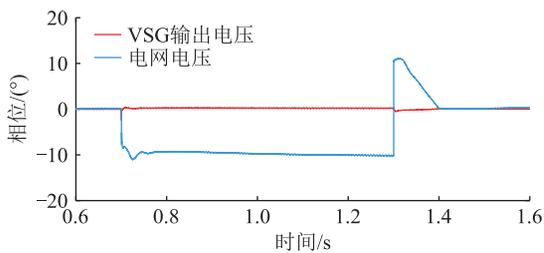


图 11 不加补偿量时的相位波形

Fig.11 Phase waveforms without compensation

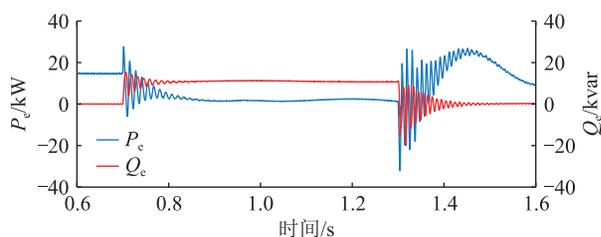


图 12 不加补偿量时的 VSG 输出功率波形

Fig.12 VSG output power waveforms without compensation

图 13 为不加补偿量时电网电压跌落至 0.5 p.u. 时的电压波形和电流波形。由图 13(b)可知,额定

电流为 32.1 A,故障发生后最大冲击电流达到了 83.5 A,稳态过流为 48.2 A,故障恢复后最大冲击电流达到了 70.6 A。

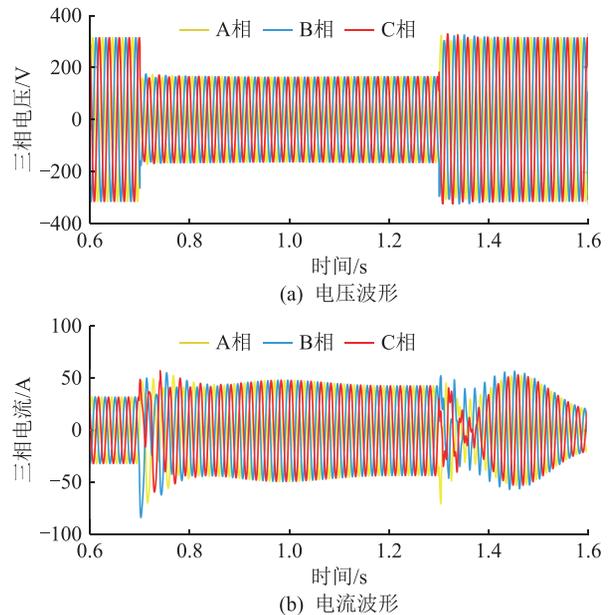


图 13 不加补偿量时的电压、电流波形

Fig.13 Voltage and current waveforms without compensation

4.2 加入补偿量的改进控制策略

由 4.1 节仿真分析可知,若不加入补偿环节,在整个故障阶段以及故障恢复阶段都会出现明显的过流现象。因此文中设计相位补偿与幅值补偿环节,并进行仿真验证。

图 14 为加入补偿量之后的 VSG 输出电压和电网电压的相位波形,可以看出,由于相位补偿量的加入,故障发生后 VSG 输出电压相位可以快速接近电网电压相位,两者之间的相位差维持在 2.5° 左右,从而避免了冲击电流的出现,同时两者之间仍然留有一定的余量差来保证 VSG 输出足够的有功功率,达到稳定频率的目的。图 15 为 VSG 输出有功和无功功率波形,可以看出,故障发生时,功率振荡现象基本消除,故障恢复后,输出功率可在短时间内达到额定值。图 16 为加入补偿量后的 VSG 输出电压及电网电压幅值波形,在低电压穿越期间,VSG 输出电压幅值为 171 V,电网电压幅值为 163 V。

图 17(a) 为 VSG 输出电压和电网电压相位差为 0° 时的频率波形,可知 VSG 有功输出的不足导致了电网频率的波动范围过大,峰值处达到了 50.4 Hz。图 17(b) 为 VSG 输出电压和电网电压相位差为 δ_{\min} (文中理论分析所设置的仿真条件下为 2.5°) 时的频率波形,可知相位差 δ_{\min} 的存在可以保证 VSG 输出足够的有功功率,从而稳定了电网频率。

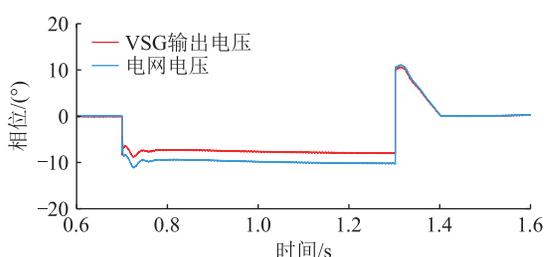


图 14 加入补偿量后的相位波形

Fig.14 Phase waveforms after adding compensation

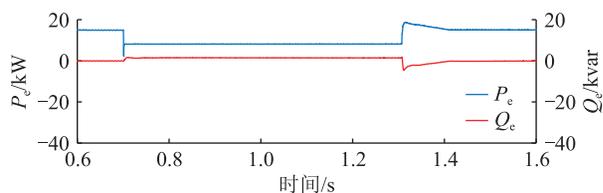


图 15 加入补偿量后的 VSG 输出功率波形

Fig.15 VSG output power waveforms after adding compensation

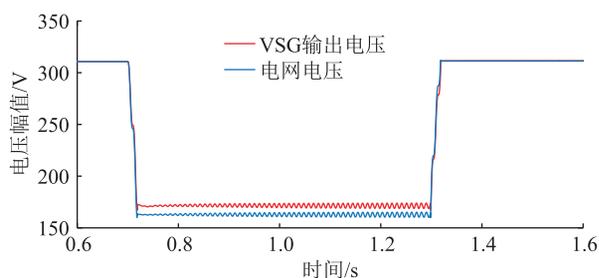
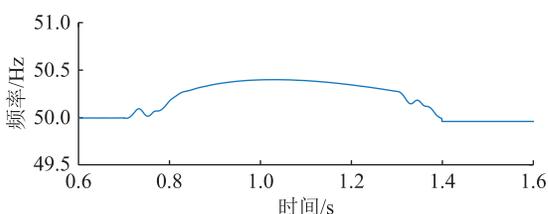
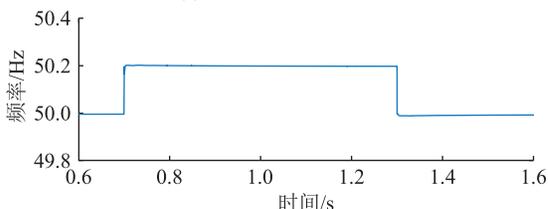


图 16 加入补偿量后的 VSG 输出电压及电网电压幅值波形

Fig16 VSG output voltage and grid voltage amplitude waveforms after adding compensation



(a) 相位差为0时的频率波形



(b) 相位差为 δ_{min} 时的频率波形

图 17 加入补偿量后的频率波形

Fig.17 Frequency waveforms after adding compensation

图 18 为加入补偿量后电网电压跌落至 0.5 p.u. 时的电流波形,可知故障阶段的最大冲击电流峰值为

34 A,稳态过电流为 33.7 A,故障恢复阶段的最大冲击电流峰值为 37.2 A,均在电流安全运行的 $1.3I_{set}$ 范围内,整个故障过程均不存在过流现象。并且在 1.3 s 电网电压恢复之后,经过 0.1 s 的调节时间,整个系统恢复到了正常的工作状态。

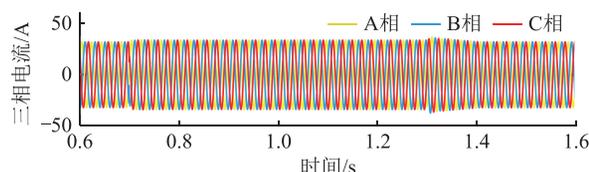


图 18 加入补偿量后的电流波形

Fig.18 Current waveforms after adding compensation

由上述实验可知,加入补偿环节之后,故障阶段 VSG 输出电压和电网电压之间的相量差明显减小,输出功率振荡现象被消除,电网频率得以稳定,限流效果也明显提升,验证了文中所提控制策略的有效性。同时由于文中所用的补偿方法利用了 PI 调节器,可以达到快速跟踪并减小误差的效果,因此可以很大程度上减小检测延时对补偿策略的影响。

5 结论

针对电网发生对称短路故障以及故障恢复时产生的逆变器过流及输出功率不稳定等问题,文中提出了一种基于相位与幅值补偿的 VSG 低电压穿越控制策略,实现了 VSG 与电网并网工作时的低电压穿越过程。文中结论及下一步工作展望如下:

(1) 电网发生电压跌落与恢复时,电网电压相位与幅值均会发生跳变,逆变器并网时,在传统 VSG 控制下,会出现过流及逆变器输出功率不稳定等问题。

(2) 文中提出的低电压穿越控制策略通过在故障发生过程中加入相位与幅值补偿的方法,来减小 VSG 输出电压与电网电压之间的相量差,从而避免了过流等问题的发生,并消除了 VSG 输出功率振荡现象,同时达到了稳定电网频率的效果。

(3) 故障恢复期间,文中提出的控制策略依然具有适应性,能够快速消除 VSG 输出电压和电网电压之间的相量差,在解决过流问题的同时使系统快速恢复到额定状态。

(4) 文中仅针对单个逆变器并网发生对称故障时的情况提出了相应的低电压穿越控制策略。但当多个逆变器同时接入电网时,系统工况更加复杂,发生短路故障产生的影响也会更加复杂,后续将进一步展开相关的研究工作。

参考文献:

- [1] 张若微,秦博宇,李恒毅,等. 基于干扰抑制的双馈风机低电压穿越控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(20): 112-120.
ZHANG Ruowei, QIN Boyu, LI Hengyi, et al. Low voltage ride-through control strategy for DFIG-based wind turbine based on disturbance attenuation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(20): 112-120.
- [2] 罗嘉,赵浩然,高术宁,等. 基于显式模型预测控制和改进虚拟阻抗的双馈风机低电压穿越策略[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1716-1723.
LUO Jia, ZHAO Haoran, GAO Shuning, et al. LVRT strategy for DFIG based on explicit model predictive control and improved virtual impedance[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1716-1723.
- [3] 韦徵,姬秋华,王伟,等. 适用于电网不对称下的自同步电压源逆变器控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 124-131.
WEI Zheng, JI Qihua, WANG Wei, et al. Control strategy of self-synchronous voltage source inverter for asymmetric power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 124-131.
- [4] 丁一凡,季亮,常潇,等. 不对称电压跌落下虚拟同步机改进低电压穿越控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(16): 76-85.
DING Yifan, JI Liang, CHANG Xiao, et al. Improved low voltage ride-through control strategy of a virtual synchronous generator during unbalanced voltage sags[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(16): 76-85.
- [5] 王德胜,颜湘武,贾焦心,等. 永磁直驱风机基于虚拟同步技术的高、低电压连续故障穿越策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(6): 2164-2175.
WANG Desheng, YAN Xiangwu, JIA Jiaoxin, et al. High/low voltage continuous fault ride through strategy of PMSGs based on virtual synchronization technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(6): 2164-2175.
- [6] ZHAO T, CHEN D L. Analysis and suppression of active power backflow of three-phase common DC-bus cascaded H-bridge PV grid-connected inverter during LVRT[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2022, 10(1): 745-759.
- [7] 颜湘武,崔森,宋子君,等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111-120.
YAN Xiangwu, CUI Sen, SONG Zijun, et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.
- [8] 彭星,姜飞,涂春鸣,等. 不对称故障下光伏逆变器的最优电压支撑策略[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4259-4268.
PENG Xing, JIANG Fei, TU Chunming, et al. Optimal voltage support strategy for photovoltaic inverters under asymmetric faults[J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4259-4268.
- [9] 王继磊,张兴,朱乔华,等. 虚拟同步发电机暂态稳定性分析与控制策略[J]. 电机与控制学报, 2022, 26(12): 28-37.
WANG Jilei, ZHANG Xing, ZHU Qiaohua, et al. Transient stability analysis and control strategy of virtual synchronous generator[J]. Electric Machines and Control, 2022, 26(12): 28-37.
- [10] 房志学,苏建徽,王华锋,等. 微网逆变器低电压穿越控制策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(2): 143-149, 161.
FANG Zhixue, SU Jianhui, WANG Huafeng, et al. Low voltage ride-through control strategy of microgrid inverter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(2): 143-149, 161.
- [11] 李帅虎,胡耀尹,罗滇生,等. 基于模型预测控制的光储发电系统VSG频率控制方法[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(4): 348-355.
LI Shuaihu, HU Yaoyin, LUO Diansheng, et al. VSG frequency control method of photovoltaic system with storage based on model predictive control[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(4): 348-355.
- [12] 秦世耀,齐琛,李少林,等. 电压源型构网风电机组研究现状及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1314-1334.
QIN Shiyao, QI Chen, LI Shaolin, et al. Review of the voltage-source grid forming wind turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1314-1334.
- [13] 王若谷,张若微,王明杰,等. 提升双馈风力发电系统低电压穿越能力的跟踪控制方法[J]. 电力工程技术, 2021, 40(2): 185-191.
WANG Ruogu, ZHANG Ruowei, WANG Mingjie, et al. A tracking control method for doubly-fed induction generator to enhance the low voltage ride through capability[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 185-191.
- [14] 张冠锋,杨俊友,王海鑫,等. 基于虚拟同步机技术的风储系统协调调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(S1): 83-92.
ZHANG Guanfeng, YANG Junyou, WANG Haixin, et al. Coordinated frequency modulation control strategy of wind storage system based on virtual synchronous machine technology[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(S1): 83-92.
- [15] 杨效,曾成碧,赖辉,等. 弱电网下基于谐波状态空间模型的光储-虚拟同步发电机稳定性分析与优化控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 34-47.
YANG Xiao, ZENG Chengbi, LAI Hui, et al. A stability analysis method and optimal control of a photovoltaic energy storage-virtual synchronous generator based on a harmonic state space model in a weak grid[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 34-47.
- [16] 董纪清,潘佳清,毛行奎. 自适应正负序复合控制的VSG低电压穿越策略[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 815-822.
DONG Jiqing, PAN Jiaqing, MAO Xinghui. Low voltage ride-through strategy of VSG based on adaptive positive and negative sequence composite control[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 815-822.

- [17] 高长伟,黄翀阳,郑伟强,等. 虚拟阻抗制动可再生能源机组低电压穿越控制[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(10):142-152.
GAO Changwei, HUANG Chongyang, ZHENG Weiqiang, et al. Low voltage ride-through control of a renewable energy unit with virtual impedance braking[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 142-152.
- [18] 江世明,唐杰. 基于暂态阻尼增强的改进 VSG 控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(19):144-154.
JIANG Shiming, TANG Jie. Improved VSG control strategy based on transient damping enhancement[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 144-154.
- [19] 邢鹏翔,贾璇悦,许长清,等. VSG 低电压穿越的特性分析及控制方法研究[J]. 电网与清洁能源,2022,38(8):130-137,143.
XING Pengxiang, JIA Xuanyue, XU Changqing, et al. A study on characteristic analysis and control methods of low voltage ride through for the VSG [J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(8): 130-137, 143.
- [20] 马磊,刘国荣,毛云坤,等. 基于 VSG 的永磁直驱风电机组惯量支撑控制策略[J]. 电网与清洁能源,2020,36(12):115-120.
MA Lei, LIU Guorong, MAO Yunkun, et al. Inertia support control strategy for permanent magnet direct-drive wind turbines based on VSG[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(12): 115-120.
- [21] 马钰林,杨欢,屈子森,等. 改善虚拟同步发电机阻尼特性的设计方法[J]. 电网技术,2021,45(1):269-275.
MA Yulin, YANG Huan, QU Zisen, et al. Design method for improving damping characteristics of virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 269-275.
- [22] CHEN T Y, CHEN L J, ZHENG T W, et al. General control strategy to limit peak currents of virtual synchronous generator under voltage sags[C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA. IEEE, 2016: 1-5.
- [23] SHI K, SONG W T, XU P F, et al. Low-voltage ride-through control strategy for a virtual synchronous generator based on smooth switching[J]. IEEE Access, 1809, 6: 2703-2711.
- [24] 刘航,王跃,刘永慧,等. 基于定量设计虚拟阻抗的 VSG 低电压穿越策略[J]. 高电压技术,2022,48(1):245-256.
LIU Hang, WANG Yue, LIU Yonghui, et al. The LVRT strategy for VSG based on the quantitatively designed virtual impedance [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(1): 245-256.
- [25] 李清辉,葛平娟,肖凡,等. 基于功角与电流灵活调控的 VSG 故障穿越方法研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(7):2071-2080,2387.
LI Qinghui, GE Pingjuan, XIAO Fan, et al. Study on fault ride-through method of VSG based on power angle and current flexible regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2071-2080, 2387.
- [26] 郑涛,王子鸣,邹芃莹. 基于相位跳变补偿的虚拟同步发电机低电压穿越控制策略研究[J]. 电网技术,2023,47(1):100-109.
ZHENG Tao, WANG Ziming, ZOU Pengying. Research on low voltage ride-through control strategy of virtual synchronous generator based on phase jump compensation [J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 100-109.
- [27] 张国荣,沈聪,彭勃,等. 馈线故障下柔性多状态开关的平滑切换策略[J]. 高电压技术,2019,45(10):3050-3058.
ZHANG Guorong, SHEN Cong, PENG Bo, et al. Smooth switching strategy of flexible multi-state switchin the case of feeder fault [J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(10): 3050-3058.
- [28] OUREILIDIS K O, DEMOULIAS C S. A fault clearing method in converter-dominated microgrids with conventional protection means[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(6):4628-4640.
- [29] 杨银国,戴耀辉,陆秋瑜,等. 虚拟同步发电机暂态全局稳定分析与阻尼调制方法[J]. 高电压技术,2023,49(6):2505-2515.
YANG Yinguo, DAI Yaohui, LU Qiuyu, et al. Transient global stability analysis and damping tuning method of virtual synchronous generator [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(6): 2505-2515.
- [30] 沈可心,薛博文,朱晓荣. 直流微网中直驱风机的类虚拟同步发电机惯性控制策略[J]. 高电压技术,2023,49(6):2526-2535.
SHEN Kexin, XUE Bowen, ZHU Xiaorong. Inertia control strategy of direct-driven wind generation system in DC microgrid based on analogous virtual synchronous generator [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(6): 2526-2535.
- [31] LIU M Y, PAN W X, RAO Y F, et al. An electromagnetic transient analysis model for DFIG considering LVRT hardware protection[J]. IEEE Access, 1809, 9: 32591-32598.

作者简介:



陈智勇

陈智勇(1998),男,硕士在读,研究方向为新能源并网的运行与控制(E-mail: 1823735067@qq.com);

董新伟(1971),男,博士,副教授,研究方向为电力系统继电保护技术;

李传辉(1998),男,硕士在读,研究方向为微电网调度与控制。

Low voltage ride-through control of virtual synchronous generator based on phase and amplitude compensation

CHEN Zhiyong, DONG Xinwei, LI Chuanhui, WANG Zhichao, ZHAO Ming, DU Xiuwen

(School of Electrical Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China)

Abstract: Virtual synchronous generator (VSG) enhances the stability of distributed power sources during grid connection by simulating the operating principle of a synchronous generator and introducing the virtual inertia and damping coefficient. However the traditional VSG control strategy struggles to address abrupt changes in grid voltage phase and amplitude when the voltage drops in the grid. Therefore, a low voltage ride-through control method for VSG based on phase and amplitude compensation is proposed. Firstly, the different effects of voltage drops and recovery on the power grid are analyzed. Secondly, during voltage drops, the purposes of overcurrent suppression, rapid stabilization of output power, and reactive power compensation are achieved by controlling the phase and amplitude difference between VSG output voltage and grid voltage within the allowable range. Then, during voltage recovery, rapid compensation eliminates the phase difference and amplitude difference between VSG output voltage and grid voltage to suppress overcurrent and other problems caused by grid voltage jumps. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy is verified by MATLAB/Simulink simulation. The simulation results show that it can effectively suppress the overcurrent and realize reactive power compensation.

Keywords: virtual synchronous generator (VSG); low voltage ride-through; phase and amplitude jump; phase and amplitude compensation; overcurrent suppression; output power stabilization; reactive power compensation

(编辑 陆海霞)

(上接第 11 页)

Oscillation stability analysis and mitigation method of photovoltaic field connected to the grid via VSC-HVDC

DU Wenjuan¹, HAO Xiangkun¹, CHEN Jue²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: Photovoltaic field connected to the grid via voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) transmission is an important trend in the future development of the power system, but there is a risk that the interaction between photovoltaic and VSC-HVDC system may trigger system oscillations and instabilities. So, the open-loop and closed-loop interconnection models of the photovoltaic field integrated into grid through VSC-HVDC are established. The dynamic interaction between the photovoltaic subsystem and the VSC-HVDC subsystem based on the open-loop mode resonance theory are analyzed. When a strong interaction between two subsystems occurs, it may cause the corresponding closed-loop oscillation mode to enter the right side of the complex plane and trigger system oscillation instability. The risk of interaction instability between the photovoltaic subsystem and the VSC-HVDC subsystem can be mitigated by adjusting the control parameters of the dominant link. If the control parameters can not be adjusted, an additional damping controller for the photovoltaic unit is proposed as an inhibitory measure, which destroys the mode resonance phenomenon by adjusting the open-loop oscillatory modes of the photovoltaic subsystem away from the open-loop oscillatory modes of the VSC-HVDC subsystem in the complex plane, so as to stabilise the closed-loop system. The correctness of the above theoretical analysis results and the superiority of the proposed damping controller are verified by the simulation examples.

Keywords: voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC); photovoltaic field; open-loop mode resonance; stability analysis; damping controller; dynamic interaction

(编辑 方晶)