

构网型新能源-储能联合并网系统LVRT 控制策略研究

郭佳俊¹, 徐志^{2,3}, 翟保豫^{2,3}, 陈雨田¹, 陈俊儒¹

- (1.新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017;
- 2.国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830001;
- 3.新疆电力系统全过程仿真重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830001)

摘要:针对构网型变换器控制下的新能源-储能联合并网系统低电压穿越问题,提出一种基于传统低电压穿越策略的附加电压限制器控制方案。首先分析传统基于电流限制的低压穿越策略存在的不足,当故障持续时间较长时仅设置电流限制将容易导致同步失稳问题;然后提出附加电压限制器的改进低压穿越策略,以抑制更长时间尺度下的故障电流,提升故障下的同步稳定性;最后在 Matlab/Simulink 中搭建新能源-储能联合并网系统的仿真模型对所提方案进行验证。实验结果显示该方案确保了电网发生三相对称跌落故障时新能源-储能联合并网系统能够不脱网运行,有效提升故障期间系统的同步稳定性。

关键词:构网型变换器;新能源-储能;低电压穿越;电压限制器;同步稳定性

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd24963

Research on LVRT Control Strategy of Combined Grid-connected System with New Energy-Energy Storage Based on Grid-forming Converters

GUO Jiajun¹, XU Zhi^{2,3}, ZHAI Baoyu^{2,3}, CHEN Yutian¹, CHEN Junru¹

- (1.School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, Xinjiang, China;
- 2.Electric Power Research Institute of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830001, Xinjiang, China;
- 3.Xinjiang Key Laboratory of Whole Process Simulation for Power System, Urumqi 830001, Xinjiang, China)

Abstract: Aiming at the low voltage ride through (LVRT) problem of the combined grid-connected system with new energy-energy storage under the control of the grid-forming converter, an additional voltage limiter control scheme based on the traditional LVRT was proposed. Firstly, the shortcomings of the traditional LVRT strategy based on current limitation was analyzed. When the fault duration is long, only setting current limitation would easily lead to synchronization instability. Then, an improved LVRT strategy with additional voltage limiter was proposed to suppress the fault current under a longer time scale and improve the synchronization stability under the fault. Finally, a simulation model of new energy-energy storage combined grid system was built in Matlab/Simulink to validate the proposed scheme. The experimental results show that the proposed scheme can ensure that the new energy-energy storage combined grid-connected system not be taken off-grid during the three-phase symmetrical sag fault, and effectively improved the synchronization stability of the system during the fault.

Key words: grid-forming converter; new energy-energy storage; low voltage ride through (LVRT); voltage limiter; synchronization stability

随着全球日益增长的电力需求和双碳目标的实现,新能源和电力电子装备渗透率占比不断攀升。由于传统并网电力电子装备不具备主动

支撑电网电压与频率的特性,故基于电力电子变换器接入电网的新能源与储能大规模取代传统同步发电机的过程中,电力系统惯性减小、系统

基金项目:国网新疆电力有限公司科技项目(5230DK22000V)

作者简介:郭佳俊(1993—),男,硕士,主要研究方向为无线电能传输、构网型新型电力系统,Email:1790943451@qq.com

强度变弱,使得系统稳定性问题愈发严重^[1]。针对上述问题,构网型(grid-forming, GFM)变流器^[2-4]控制技术近年来获得了大力发展,其因有望扭转新能源电源无电网支撑能力的劣势,而获得了广泛关注。目前,GFM控制技术包括下垂控制^[5]、同步变流器^[6]、虚拟同步机^[7-8],可使变流器具备同步支撑电网电压、频率的能力,从而可提升电力系统新能源消纳能力^[9-12]。但GFM控制技术的关键缺陷是故障条件下极易出现暂时过电流,导致发生硬件跳闸事故,进而威胁区域电网的安全运行。考虑到电力系统中发生对称接地故障引发的低电压事故较多,因此,研究基于构网型变换器的低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)方案,避免新能源近区暂时过电流引发的跳闸事故,对构网型变换器控制技术的发展、推广及运用具有重要意义。

针对以电力电子变换器为接口电源的低电压穿越问题,国内外学者进行了大量的研究。文献[13]为了保证系统发生故障时,光伏发电系统有充分应对LVRT的能力,进而提出了一种自适应最大功率点跟踪算法的LVRT滑模控制策略;文献[14]提出了一种基于无功补偿的光伏并网LVRT控制策略;文献[15]提出考虑多控制目标的低压穿越控制方法,解决逆变型分布式电源控制目标单一、输出电流存在越限风险等问题;文献[16]基于光伏电源低电压穿越时的电流和阻抗特性,提出改进的距离阻抗继电器暂降源定位法,给出修正判据,改善复杂配电网的电压暂降源定位可靠性;文献[17]从电网电压跌落期间机组的整体需求出发,提出了一种基于定子串联阻抗的双馈感应风力发电机低电压穿越综合控制策略。随着相关研究的不断深入,并网新能源的LVRT得到了高度关注^[18-21],然而相关研究主要关注构网型新能源的低电压穿越问题,对采用构网型控制的新能源-储能联合并网系统的低穿问题相关研究仍然极为缺乏。

本文提出了一种附加电压限制器的改进低电压穿越策略以实现限制故障电流,从而实现构网型变换器控制的新能源-储能联合并网系统的低电压穿越。所提方案详细分析了传统基于电流限制的低压穿越策略存在的不足和改进策略的优点,在Matlab/Simulink中将两种策略进行仿真对比,从而论证了改进方案的有效性与优越性。

1 新能源-储能联合并网系统的拓扑结构及控制策略

1.1 新能源-储能联合并网系统的拓扑结构

新能源-储能联合并网系统由风力发电系统、光伏发电系统、储能装置、源侧变换器和并网逆变器组成^[19]。其中,风力发电系统和光伏发电系统作为分布式电源,分别通过AC/DC和DC/DC变换器与直流母线相连;储能装置由蓄电池和超级电容共同组成,通过DC/DC变换器与直流母线相连。直流母线通过DC/AC并网变换器与交流母线相连,交流母线通过变压器 T_1 向所带负荷供电,通过变压器 T_2 与交流主网进行功率交换。联合并网系统的拓扑结构如图1所示。

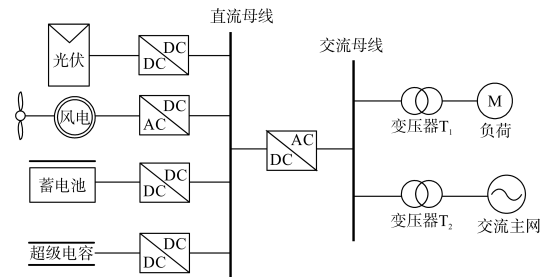


图1 新能源-储能联合并网拓扑结构

Fig.1 New energy-energy storage combined grid topology

1.2 构网型控制策略

本节对并网新能源的构网型控制策略进行了回顾。构网型控制由两个部分组成,其一是虚拟同步控制环节,其中包括有功功率和无功功率计算、有功-调频控制、无功-调压控制以及虚拟阻抗调节控制;另一个是电压源变流器(voltage source converter, VSC)控制,包括内部电压闭环控制器、外部电流闭环控制器以及SPWM调制部分。构网型控制整体结构如图2所示。

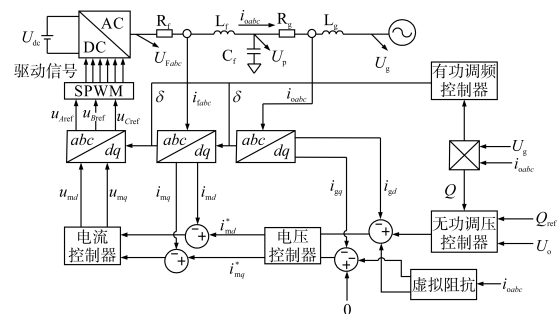


图2 构网型控制策略

Fig.2 Grid-forming control strategy

由图2可知,有功调频控制器用以确定功角 δ 和实现与电网同步,同时来控制实际的有功功率输出;无功调压器用来确定电压幅值,同时控制

无功功率输出和支撑电网电压。由此,首先无功调压控制器得到的电势 E 经过虚拟阻抗调节输出新能源-储能变换器的参考电压 u_{gd}^*, u_{gq}^* ,并输入到内部电压闭环控制系统当中,从而得到新能源-储能变换器的参考电流 i_{md}^*, i_{mq}^* ,经过电流外环控制得到参考电压 u_{md}, u_{mq} ,最后经过Park反变换得到三相电压参考值 $u_{Aref}, u_{Bref}, u_{Cref}$ 并生成SPWM调制信号,驱动并网变换器运作。控制无功功率输出和支撑电网电压。

构网型变换器的输出功率由公共耦合点(point of common coupling, PCC)电压和变换器输出电压之间的电压差决定。若将构网型输出电压记作 $E\angle 0^\circ$, PCC端电压记作 $U_p\angle -\delta$,并忽略滤波器电枢电阻 R_f ,即令 $X_f=j\omega L_f$ 。则PCC处的有功功率和无功功率可由下两式表示:

$$P = \frac{EU_p}{X_f} \sin\delta \quad (1)$$

$$Q = \frac{E^2}{X_f} - \frac{EU_p}{X_f} \cos\delta \quad (2)$$

式中: E 为输出电压有效值; U_p 为PCC端电压有效值; X_f 为滤波电抗; δ 为功角。

由于输出电压 $E\angle 0^\circ$ 作为基准值,因此构网型控制的有功电流输出 I_{gd} 和无功电流输出 I_{gq} 可通过式(1)和式(2)中给出的功率除以输出电压来计算,如下式所示:

$$I_{gd} = \frac{U_p}{X_f} \sin\delta \quad (3)$$

$$I_{gq} = \frac{E}{X_f} - \frac{U_p}{X_f} \cos\delta \quad (4)$$

构网型变换器可以直接控制有功功率 P 和输出电压 E ,因此可以根据式(1)来确定功角 δ ;根据式(2)可知,无功功率受输出电压 E 和功角 δ 影响。而构网型变换器输出的有功电流和无功电流都与PCC电压 U_p 有关,同时该电压取决于图2所示的电网电压 U_g 。因此,很难对构网型变换器输出的有功和无功电流进行限制。

2 新能源-储能联合并网系统LVRT控制策略

2.1 传统电流限制策略

本节针对传统基于电流限制的低压穿越策略进行介绍,其控制方案如图3所示。

由图3可知,低电压穿越策略在电压控制器外部电流设置了限幅 i_{dmax} 和 i_{qmax} 。关于传统电流

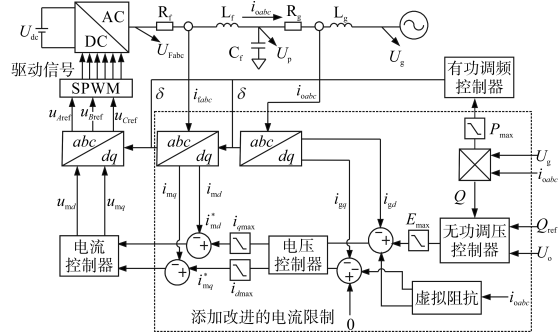


图3 添加传统电流限制方案的构网型控制

限制策略的分析可根据图4中的功角曲线进行阐述。

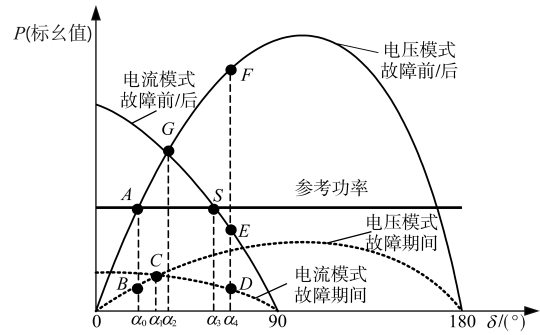


图4 功率角曲线图1

Fig.4 Power angle curve graph 1

在图4中,当构网型变换器工作在电压源模式下,实线和虚线分别表示变换器在电网基准电流和电网故障电流下运行;当构网型变换器工作在电流源模式下,实线和虚线分别表示变换器在电网基准电压和电网故障电压下运行。

当电网电压发生故障时,功角 δ 超过 α_1 ,此时变换器的运行模式改为电流模式,并且沿故障期间的虚线移动。由于参考功率仍大于变换器的输出功率,导致功角 δ 不断增加。此时,如果功角 δ 在达到 α_2 之前故障被清除,那么变换器运行点在稳定区域内返回到电压模式下的实线上,并最终稳定在初始平衡点A处。

如果功角 δ 在增加到 $\alpha_2\sim\alpha_3$ 之间故障被清除,那么由于电流限制,此时运行点无法返回到电压模式下的实线上,而是将在电流模式下开始沿实线移动。由于在 $\alpha_2\sim\alpha_3$ 这个范围内,变换器的输出功率大于参考功率,并网系统减速,使得运行点移动到G点。这时,由于并网系统一直减速,运行点返回到电压模式下的实线上,并最终稳定在初始平衡点A。但是,功角 δ 增加到超过 α_3 时故障被清除,那么变换器就会失去同步稳定性。这是因为虽然变换器的运行点沿着电流模式下的

实线移动,但是功角 δ 这时已超过 α_3 ,参考功率仍大于变换器的输出功率,功角就会一直增加,无法回到平衡点A。

综上所述,采用的传统电流限制策略需要在 $\alpha_1\sim\alpha_3$ 这个范围内实现故障清除才有效,否则,系统会出现同步失稳问题。

2.2 附加电压限制的改进故障穿越策略

从上述传统电流限制策略的分析来看,如果要避免同步失稳,该方案的有效实现会受到电流限幅运行持续时间的限制。这是由于构网型变换器输入的参考电压具有相位和幅值,对参考电流直接进行限制无法限制其参考电压,这就会使参考电压产生误差积累。而参考电压的误差积累会使变换器失去同步稳定性。为了避免这种情况,构网型变换器要进行有效的电流限制,应该进一步对其参考电压进行限制。本节提出了一种改进策略,如图5所示。

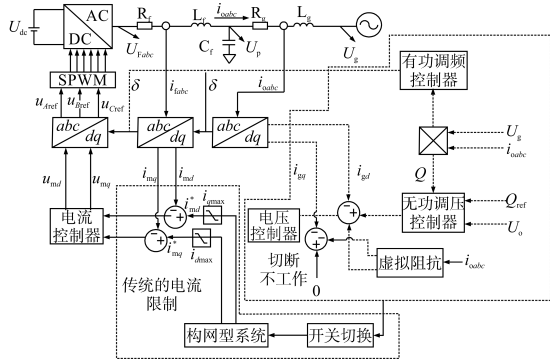


图5 添加改进的电流限制策略的构网型控制

Fig.5 Grid-forming control strategy with improvement current limit

变换器的输出电流是由变换器端口处电流和电容器电流共同组成的。该方案本质上用于限制变换器端口处的电流。为了方便研究电容器的无功电流,忽略无源阻尼电阻 R_d ,并将电流限制器值用 $I_{d,max}$ 和 $I_{q,max}$ 来表示,滤波电容用 C_f 来表示,则输出的电流可以表示为

$$I_{gd} = I_{d,max} \quad (5)$$

$$I_{gq} = I_{q,max} + EC_f \quad (6)$$

将式(4)重新改写如下式所示:

$$E = I_{gq} X_f + U_p \cos \delta \quad (7)$$

将式(6)代入式(7)可得到限制电压与限制电流之间的关系如下式所示:

$$E_{max} = \frac{I_{q,max} X_f + U_p \cos \delta}{1 - X_f C_f} \quad (8)$$

考虑到 $U_p \cos \delta = \sqrt{U_p^2 - U_p^2 \sin^2 \delta}$,将式(3)、式(5)代入到式(7)中,可得到限制电压与限制电

流之间新的关系如下式所示:

$$E_{max} = \frac{I_{q,max} X_f + \sqrt{U_p^2 - I_{d,max}^2 X_f^2}}{1 - X_f C_f} \quad (9)$$

从式(9)可知,由于 $I_{d,max}^2 + I_{q,max}^2$ 为常数,因此有功电流限制 $I_{d,max}$ 的增加,会导致无功电流限制 $I_{q,max}$ 的减小,以及 $U_p^2 - I_{d,max}^2 X_f^2$ 一项减小。因此,限制电压 E_{max} 会降低。另外,根据式(9)中的 $\sqrt{U_p^2 - I_{d,max}^2 X_f^2}$ 可得出稳定解的条件为 $U_p \geq I_{d,max} X_f$,此稳定解可作为理论依据设置针对有功电流 $I_{d,max}$ 的限制。

根据式(1)可知,由于电压相角的限制与变换器的功率参考值有关,因此,对参考功率进行限制将有助于限制电压相角。

此时参考功率限制表达式可由下式来表示:

$$P_{max} = E_{max} I_{d,max} \quad (10)$$

根据图4可知,在基准电网电压模式下,功角 α_2 所对应的最大功率 P_{max} 处的运行点即为G点。

在该策略下,输出的最大有功电流 $I_{d,max,0}$ 和最大无功电流 $I_{q,max,0}$ 可由下两式来表示:

$$I_{d,max,0} = \frac{U_0}{X_f} \sin \delta_{max,0} \quad (11)$$

$$I_{q,max,0} = \frac{U_0}{X_f} (1 - X_f X_c - \cos \delta_{max,0}) \quad (12)$$

且有:

$$I_{d,max,0}^2 + I_{q,max,0}^2 = I_m^2 \quad (13)$$

式中: U_0 为变换器输出的基准电压; $\delta_{max,0}$ 为最大功角; $I_{d,max,0}$ 为最大功角对应的最大有功电流; $I_{q,max,0}$ 为最大功角对应的最大无功电流; I_m 为变换器电流幅度限制。

根据式(11)可得最大功率限制表达式:

$$P_{max,0} = U_0^2 / X_f \cdot \sin \delta_{max,0} \quad (14)$$

根据式(3)可知,如果有功电流为定值,那么电网电压降低会使功角增大。而在电网电压恢复到基准值的瞬间,功角增大会导致有功功率和电流增大,此时会造成变换器损坏。因此,构网型变换器的最大功角 $\delta_{max,0}$ 可由式(11)~式(13)来计算。然而,有功电流不能为定值,应随着电网电压的变化而变化,可由下式表示:

$$I_{d,max} = \frac{U_p}{X_f} \sin \delta_{max,0} = \frac{U_p}{U_0} I_{d,max,0} \quad (15)$$

根据式(13)计算出无功电流 $I_{q,max}$,可由下式表示:

$$I_{q,max} = \sqrt{I_m^2 - I_{d,max}^2} \quad (16)$$

将式(15)和式(16)代入式(8)可计算出输出限制电压 E_{\max} , 由下式表示:

$$E_{\max} = \frac{I_{q,\max} X_f + U_p \cos \delta_{\max,0}}{1 - X_f C_f} \quad (17)$$

并将式(16)和式(17)代入式(10), 得到:

$$P_{\max} = \frac{I_{q,\max} X_f + U_p \cos \delta_{\max,0}}{1 - X_f B_c} \cdot \frac{U_p}{U_0} I_{d,\max,0} \quad (18)$$

那么提出的电压限制策略可根据图6进行分析说明。

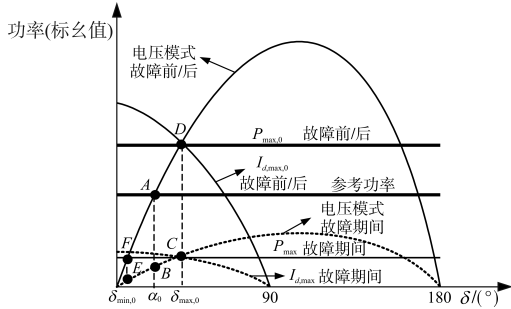


图6 功率角曲线图2
Fig.6 Power angle curve 2

图6中电压模式下的实线表示变换器运行在恒定的基准电压下, 虚线表示变换器运行在限制电压 E_{\max} 下; 电流模式下的实线表示变换器运行在恒定的限制电流 $I_{d,\max,0}$ 下, 虚线表示变换器运行在限制电流 $I_{d,\max}$ 下。最初在电网电压为基准电压时, 变换器输出的功率与参考功率保持平衡, 即为图6中的A点。

当电网电压发生故障时, 限制电压会随电网电压的变化而变化, 此时变换器运行在电压模式下的虚线上的B点。同时, 为了使最大功角 $\delta_{\max,0}$ 保持恒定, 最大参考功率 P_{\max} 会从处于 $P_{\max,0}$ 的曲线向下移动到处于 P_{\max} 的曲线上。由于参考功率受最大功率限制, 但其仍大于变换器的输出功率, 因此并网系统进行加速, 直到稳定在C点。

当故障被清除时, 运行点变为处于 $P_{\max,0}$ 的曲线的D点。由于参考功率低于最大功率 $P_{\max,0}$ 和变换器的输出功率, 此时并网系统减速, 直到其运行点向后移动并稳定在A点。

3 案例分析

为验证上述LVRT控制策略的有效性和优越性, 在Matlab/Simulink中建立新能源-储能联合并网系统的仿真模型, 并分别采用传统电流限制方案和改进电压限制方案, 验证不同电压深度下两种控制方案的故障穿越性能。仿真模型参数如

下: 直流侧母线电压 $U_{dc}=600$ V, 滤波电感 $L_f=5$ mH, 滤波电容 $C_f=80$ μ F, 线路负载 $P=5$ kW, 线路电感 $L_g=33$ mH, 线路电阻 $R_g=1.44$ Ω , 电网电压 $U_g=380$ V, 有功参考值 $P_{\text{sum}}=7.4$ kW, 无功参考值 $Q_n=0$ kvar, 转动惯量 $J=400$ kg \cdot m 2 , 阻尼系数 $D_p=8$ 000, 开关频率 $f_s=1$ MHz, 电压控制器 $P/I=17/0.189$ 8, 电流控制器 $P/I=500/1$, 电流限制 $I_{d,\max}=10\sim 15$ A, 电流限制 $I_{q,\max}=5\sim 10$ A, 电压限制 $E_{\max}=500$ V。

在以下案例中, 均设置1 s联合并网系统正常运行, 在1.0 s—1.5 s期间电网发生三相对称短路故障, 网侧电压由1(标么值)分别跌落至0.6(标么值)与0.4(标么值), 于1.5 s时故障解除, 电网电压恢复。

3.1 案例一(电压跌落至0.6(标么值))

本案例中电压发生中度跌落, 分别采用改进方案和传统电流限制方案后所得到的新能源-储能联合并网系统的输出电压、输出电流、有功功率和无功功率波形如图7a~图7c和图8a~图8c所示。

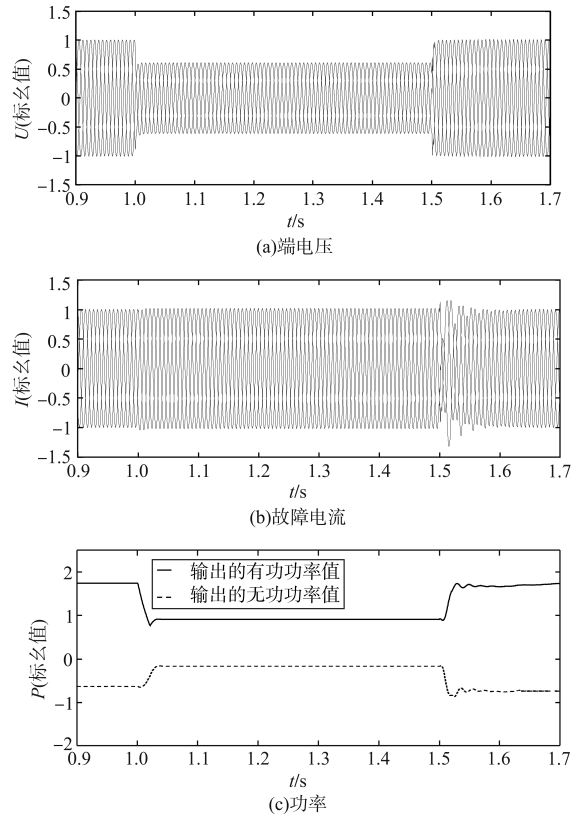


图7 电压跌落至0.6(标么值)后采用改进的电流限制措施并网系统动态响应

Fig.7 Dynamic response of the grid-connected system with improved current limit when the voltage drop to 0.6(p.u.)

在改进的电压限制方案中, 图7a中的输出电压在1.0 s—1.5 s内出现了跌落, 这是由于网侧电

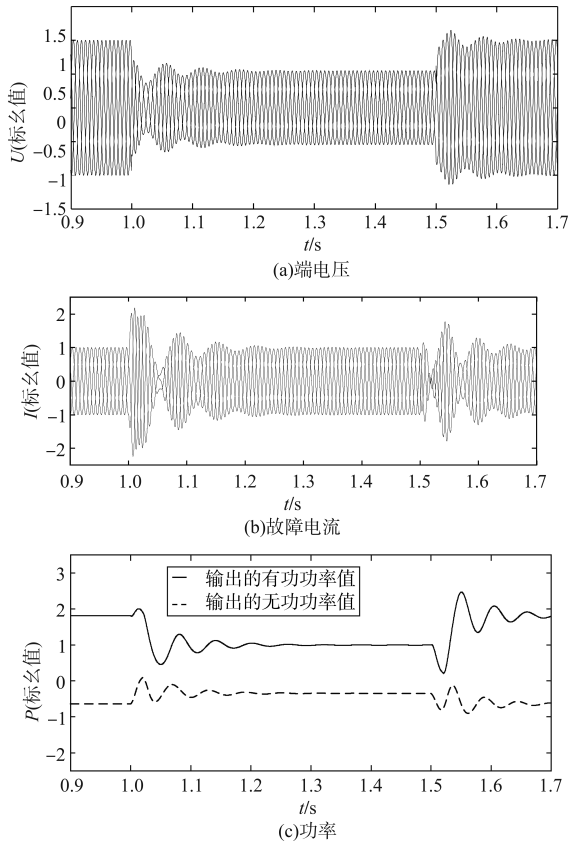


图8 电压跌落至0.6(标么值)后采用传统的电流限制措施并网系统动态响应

Fig.8 Dynamic response of the grid-connected system with conventional current limit when the voltage drop to 0.6(p.u.)

压发生三相对称故障导致的。图7b中的输出电流幅值在1.0 s—1.5 s内依然保持于1.1(标么值),通常规定构网型输出电流耐受范围为1.1~1.3倍的额定电流,由此可知输出电流既能够得到有效的限制,又在构网型电流的耐受范围内。虽然输出电流在1.5 s处解除故障后出现了较短时间的暂态电流,但是其能够恢复到稳定状态,此时运行点回到图6中的A点,这是由于在电压限制下,参考功率大于输出功率,并网系统加速,一直增加到功角最大允许值为 $\delta_{\max,0}=0.39$ rad,对应图6中运行点C,此时根据式(3)和式(4)可知无功电流和有功电流能够被有效地限制,等到故障清除后,运行点会从图6中的C点往回经过A点。另外,根据式(1)可知,由于PCC电压跌落,功角被限制在最大值 $\delta_{\max,0}=0.39$ rad,因此图7c中的有功功率从1.8(标么值)下降到0.8(标么值),在故障期间呈现出趋于稳定的趋势。同样地,根据式(2)可知, $E \gg U_p \cos \delta$,并且E和功角 δ 被限制,此时图7c中的无功功率从-0.8(标么值)上升到0(标么值),在故障期间呈现出趋于稳定的趋

势。而在传统的电流限制方案下,图8a中的输出电压在1.5 s处故障清除后相较于图7a中的输出电压出现了较长的暂态过程,而图8b中的输出电流在1.0 s—1.5 s内相较于图7b中的输出电流能够有效地被限制,并且在1 s时刻相较于图7b中的电流出现了较大的暂态电流,该值为1.8(标么值),超过了构网型输出电流的范围,会造成逆变器损坏。在1.5 s时刻相较于图7b中的电流出现了较长的暂态过程,这是由于E和 δ 没有被限制,此时根据式(3)和式(4)可知无功电流和有功电流会不受控制。另外,图8c中的有功和无功相较于图7c中的有功和无功,在1.0 s和1.5 s时刻出现了抖动,这是由于在电流限制下,运行点沿图4电流模式下C点后的虚线移动,且构网型变换器仍是参考功率大于输出功率,这会使得功角在增加,故障未及时清除时,其超过了 90° ,会使系统变得不稳定,需要经过较长的时间调节才能恢复到稳态。

3.2 案例二(电压跌落至0.4(标么值))

本案例中发生深度跌落,分别采用改进方案和传统电流限制方案后所得到的新能源-储能联合并网系统的输出电压、输出电流、有功功率和无功功率波形如图9a~图9c和图10a~图10c所示。

在改进的电压限制方案中,图9a中的输出电压也出现了跌落的情况。图9b中的输出电流在1.5 s故障清除时刻也出现了值为1.2(标么值)的瞬时暂态电流,且符合构网型输出电流的耐流能力,但是其能够恢复到稳定状态,此时运行点回到图4中的A点,这是由于参考功率小于输出功率,并网系统减速,一直减小到功角允许最小值 $\delta_{\min,0}=0.05$ rad,对应图6中运行点E,此时根据式(3)和式(4)可知无功电流和有功电流能够被有效地限制,等到故障清除后,运行点会从图6中的E点先回到F点,最终稳定在A点。另外,根据式(1)可知,由于PCC端电压跌落,功角被限制在最小允许值 $\delta_{\min,0}=0.05$ rad,所以图9c中的有功功率从1.8(标么值)下降到1.0(标么值),在故障期间呈现出趋于稳定的趋势。另外,相比于图7c中的有功功率,其值降低大一些,这是由于电压跌落值较大和功角 δ 较小造成的。同样地,根据式(2)可知, $E \gg U_p \cos \delta$,并且E和功角 δ 被限制,此时图9c中的无功功率从-0.8(标么值)上升到0.9(标么值),在故障期间呈现出趋于稳定的趋势,相比于

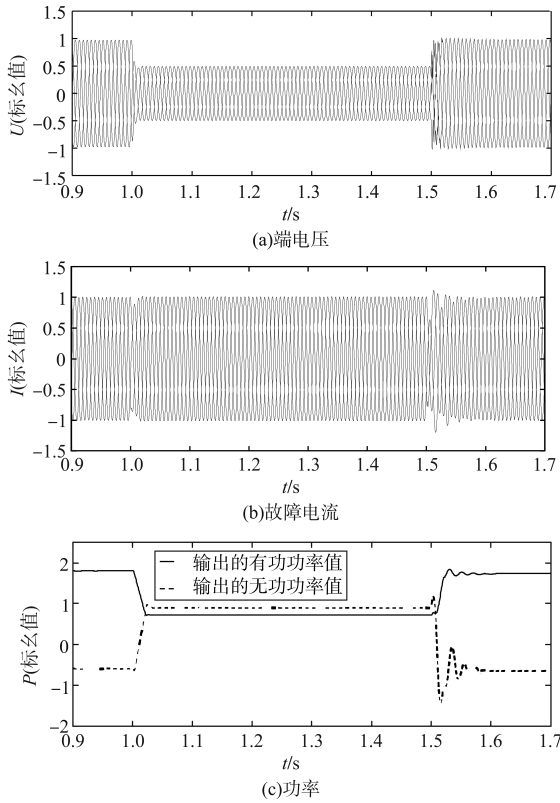


图9 电压跌落至0.4(标么值)后采用改进的电流限制措施并网系统动态响应

Fig.9 Dynamic response of the grid-connected system with improved current limit when the voltage drop to 0.4(p.u.)

图7c中的无功功率,其值升高大一些,这是由于电压跌落值较大和功角 δ 较小造成的;而在传统的电流限制方案下,图10a中的输出电压在1.0 s—1.5 s内出现了大的波动,而图10b中的输出电流在1.0 s—1.5 s内相较于图9b中的输出电流能够有效地被限制,并且在1.0 s时刻相较于图7b中的电流出现了较大的暂态电流,该值为2.1(标么值),该值超过了构网型输出电流的范围,会造成逆变器损坏。在1.5 s时刻相较于图9b中的电流出现了较长的暂态过程,这是由于 E 和 δ 没有被限制且 δ 一直处于不稳定状态,此时根据式(3)和式(4)可知无功电流和有功电流会不受控制且出现不稳定状态。另外,图10c中的有功和无功相较于图9c中的有功和无功,在故障期间和故障清除后出现了大幅度波动,这是同样由于在电流限制下,运行点沿图6中C点后的虚线移动,且构网型变换器仍是参考功率大于输出功率,这会使得功角在加速、故障未及时清除时,功角一直增加,超过了 90° ,使系统变得不稳定,需要更长时间调

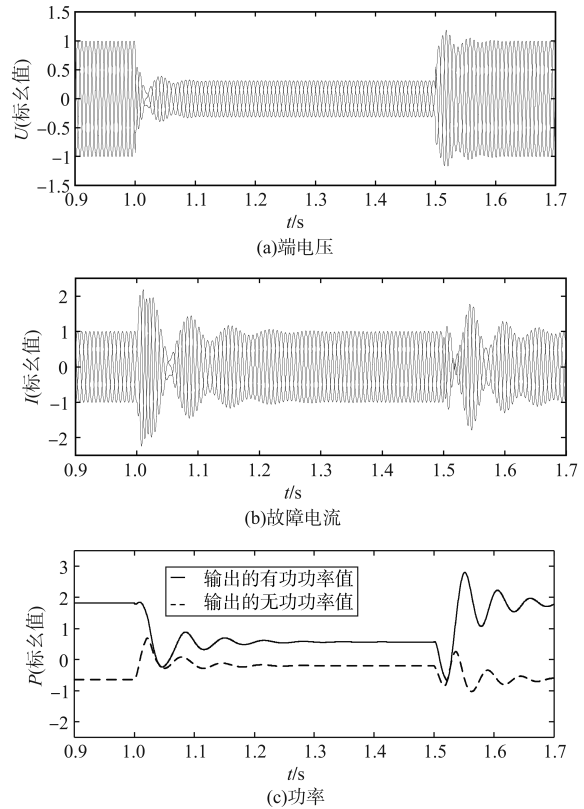


图10 电压跌落至0.4(标么值)后采用传统的电流限制措施并网系统动态响应

Fig.10 Dynamic response of the grid-connected system with conventional current limit when the voltage drop to 0.4(p.u.)

节才能恢复到稳态。

4 结论

本文针对构网型变换器控制下的新能源-储能联合并网系统低电压穿越问题,提出了基于电压限幅策略的改进低压穿越策略,并传统基于电流限制的低压穿越策略进行了对比。通过仿真软件实验可以得到以下结论:

1)在 Matlab/Simulink 仿真实验中,通过进行不同电压跌落情况下的对比验证了所提低电压穿越方案的有效性与优越性。

2)传统电流限制方案使得构网型变换器的输出电流超过了逆变器规定的耐流能力,会造成逆变器的损坏,改进的LVRT策略可以有效抑制故障电流,避免过电流损坏。

3)传统电流限制方案在故障发生期间,其暂态过程中功率超调相比于改进的LVRT策略较大,使得联合并网系统发生同步失稳现象,并不能够及时地恢复到稳定状态,而改进的LVRT策略可以有效避免同步失稳问题,及时地恢复到稳

定状态。

本文提出的附加电压限制低压穿越策略主要针对电网三相对称故障的情况进行研究,需要注意的是:当电网发生三相对称短路故障时,所造成的短路电流最大,危害最大,会使整个新能源-储能联合并网系统变得极其不稳定,相较于单相接地故障和两相短路故障,这样的恶劣工况更能够体现构网型变换器的电压和频率支撑性能。另外,由于其逆变器不能像传统发电机那样能够提供较大的短路电流,对探究逆变器的饱和特性和系统结构的改变有着极其重要的意义。所研究的低电压穿越策略更能够适用于对称故障下的系统暂态特性和功角变化特性,提供整个电网系统的稳定运行。

参考文献

- [1] 任大伟,肖晋宇,候金鸣,等. 双碳目标下我国新型电力系统的构建与演变研究[J]. 电网技术, 2022, 46(10):3831-3839.
REN Dawei, XIAO Jinyu, HOU Jinming, et al. Construction and evolution of China's new power system under dual carbon goal[J]. Power System Technology, 2022, 46(10):3831-3839.
- [2] 孙华东,王宝财,李文锋,等. 高比例电力电子电力系统频率响应的惯量体系研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5179-5192.
SUN Huadong, WANG Baocai, LI Wenfeng, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16):5179-5192.
- [3] 谢小荣,贺静波,毛航银,等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 461-475.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2):461-475.
- [4] 徐政. 电力系统广义同步稳定性的物理机理与研究途径[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9):3-9.
XU Zheng. Physical mechanism and research approach of generalized synchronous stability for power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9):3-9.
- [5] 屈子森. 高比例新能源电力系统电压源型变流器同步稳定性分析与控制技术[D]. 杭州:浙江大学, 2021.
QU Zisen. Synchronizing stability analysis and control technology of voltage source converters in power system with high-penetration renewables[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.
- [6] 钟庆昌. 虚拟同步机与自主电力系统[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2):336-349.
ZHONG Qingchang. Virtual synchronous machines and autonomous power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2):336-349.
- [7] CAO Y, WANG W, LI Y, et al. A virtual synchronous generator control strategy for VSC-MTDC systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2018, 33(2): 750-761.
- [8] 黄辉,王林,魏亚龙,等. 微网中虚拟同步发电机技术研究[J]. 电气传动, 2019, 49(11): 45-50.
HUANG Hui, WANG Lin, WEI Yalong, et al. Research on the virtual synchronous generator in microgrid[J]. Electric Drive, 2019, 49(11): 45-50.
- [9] TAYAB U B, BIN ROSLAN M A, HWAI L J, et al. A review of droop control techniques for microgrid[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 76(Step.):717-727.
- [10] HUANG L, XIN H, WANG Z, et al. A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(4):1565-1577.
- [11] 管玮琦,张兴,李明,等. 电网对称故障下虚拟同步机暂态稳定性分析[J]. 电气传动, 2020, 50(1):83-90.
GUAN Weiqi, ZHANG Xing, LI Ming, et al. The transient stability analysis of the power grid symmetric fault with VSG saturation characteristic[J]. Electric Drive, 2020, 50(1):83-90.
- [12] FANG J, LI H, TANG Y, et al. Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(10):8488-8499.
- [13] 王林,郭贤朝,姚传涛,等. MMC-HVDC的新型交流故障穿越策略[J]. 电气传动, 2020, 50(12):48-53.
WANG Lin, GUO Xianchao, YAO Chuantao, et al. A new AC fault ride-through strategy of MMC-HVDC[J]. Electric Drive, 2020, 50(12):48-53.
- [14] 禹红,李明德,曾荷清,等. 电网故障下光伏并网低压故障穿越控制策略的研究[J]. 智慧电力, 2021, 49(7):31-35, 92.
YU Hong, LI Mingde, ZENG Heqing, et al. Control strategy of photovoltaic grid-connected low-voltage fault ride-through under power grid fault[J]. Smart Power, 2021, 49(7):31-35, 92.
- [15] 何晋,李智轩,左金花,等. 考虑多控制目标的IIDG 低压穿越控制方法[J]. 电力工程技术, 2022, 41(3):92-101.
HE Jin, LI Zhixuan, ZUO Jinhua, et al. A low voltage ride-through control method of IIDG considering multiple control targets[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(3):92-101.
- [16] 吴晓丹,吴冠宇,周京华,等. 基于VSG的储能功率变流器离网并联控制策略[J]. 电气传动, 2021, 51(14):28-32, 61.
WU Xiaodan, WU Guanyu, ZHOU Jinghua, et al. Grid-off parallel control strategy of power conversion system based on VSG[J]. Electric Drive, 2021, 51(14):28-32, 61.
- [17] 马州生,张发厅. 基于定子串联阻抗的DFIG 低电压穿越控制策略[J]. 电气传动, 2020, 50(6):66-71.

(下转第72页)

tive power grid based on deep learning[J]. Hebei Electric Power Technology, 2022, 41(4): 15-19, 24.

[10] 刘宽,王淳,尹发根,等. 一种考虑PV节点的配电网三相线性潮流计算方法[J]. 中国电力, 2020, 53(2): 56-62.
LIU Kuan, WANG Chun, YIN Fagen, et al. A three-phase linear power flow calculation method for distribution networks considering PV nodes[J]. Electric Power, 2020, 53(2): 56-62.

[11] 陈倩,王维庆,王海云. 含分布式能源的配电网双层优化运行策略[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 507-517.
CHEN Qian, WANG Weiqing, WANG Haiyun. Bi-level optimal operation strategy of distribution network with distributed energy[J]. Acta Energetica Sinica, 2022, 43(10): 507-517.

[12] 余顺江,王辰,张璐,等. 考虑直流极间切换运行特点的交直流混合配电网可靠性评估方法[J]. 供用电, 2020, 37(10): 29-34.
YU Shunjiang, WANG Chen, ZHANG Lu, et al. Reliability evaluation method of AC/DC hybrid distribution network considering the operation characteristics of DC inter-polar switching[J]. Distribution & Utilization, 2020, 37(10): 29-34.

[13] 张明珂,邱晓燕,孙旭,等. 多端柔性交直流配电网接纳电动汽车能力评估方法[J]. 电气传动, 2022, 52(18): 53-59.

ZHANG Mingke, QIU Xiaoyan, SUN Xu, et al. A method to evaluate the capability of distribution networks with multi-terminal VSC interconnections for accommodating electric vehicle[J]. Electric Drive, 2022, 52(18): 53-59.

[14] 曾腾,张春华,王朋. 基于局部异常因子算法的三维声纳单帧重建研究[J]. 兵工学报, 2020, 41(3): 552-558.
ZENG Teng, ZHANG Chunhua, WANG Peng. Research on the 3D sonar single-frame reconstruction based on local outlier factor algorithm[J]. Acta Armamentarii, 2020, 41(3): 552-558.

[15] 吴强,张锐. 基于局部异常因子的近地全天时星图小波去噪[J]. 光学学报, 2020, 40(8): 46-54.
WU Qiang, ZHANG Rui. Wavelet denoising of near-earth all-day star map based on local outlier factor[J]. Acta Optica Sinica, 2020, 40(8): 46-54.

[16] 张乔微,李艳婷. 基于LOF算法的多维混合型数据控制图设计[J]. 工业工程, 2020, 23(3): 145-153.
ZHANG Qiaowei, LI Yanting. A LOF algorithm-based multivariate process monitoring scheme for mixed-type data[J]. Industrial Engineering Journal, 2020, 23(3): 145-153.

收稿日期:2022-12-03

修改稿日期:2022-12-29

(上接第65页)

MA Zhousheng, ZHANG fating. Low voltage ride through control strategy of doubly fed induction generator based on stator series impedance[J]. Electric Drive, 2020, 50(6): 66-71.

[18] 张文娟. 撬棒附加动态电容的双馈风电低电压穿越控制[J]. 电气传动, 2019, 49(7): 69-72, 85.
ZHANG Wenjuan. Low voltage ride-through of doubly-fed induction generators based on crowbar additional dynamic capacitor[J]. Electric Drive, 2019, 49(7): 69-72, 85.

[19] 曹帆. 风光储联合并网系统故障穿越控制模式研究[D]. 沈阳:沈阳农业大学, 2020.
CAO fan. Research on fault ride-through control mode of wind-PV-storage hybrid grid-connected power system[D]. Shenyang: Shenyang Agricultural University, 2020.

[20] 王德明,李英量,贾俊辉,等. 考虑逆变型DG故障穿越的交

流微网反时限保护[J]. 电气传动, 2022, 52(24): 58-66.
WANG Deming, LI Yingliang, JIA Junhui, et al. Inverse-time distance protection for AC microgrids considering fault ride-through of inverter-interfaced distributed generation[J]. Electric Drive, 2022, 52(24): 58-66.

[21] 蒲斌,陈眉生,程遥遥,等. 大功率压缩机变频器低电压穿越功能故障分析及措施[J]. 电气传动, 2020, 50(11): 112-116.
PU bin, CHEN Meisheng, CHENG Yaoyao, et al. Fault analysis and measures for low voltage ride through function of high power compressor unit[J]. Electric Drive, 2020, 50(11): 112-116.

收稿日期:2023-02-18

修改稿日期:2023-03-09