

构网型变流器稳定性研究综述

詹长江¹, 吴恒², 王雄飞^{3*}, 田杰¹, 王新宝¹, 卢宇¹

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏省南京市 211102; 2. 奥尔堡大学能源技术系, 丹麦 奥尔堡 9220;
3. 瑞典皇家理工学院电气工程系, 瑞典 斯德哥尔摩 SE-100 44)

An Overview of Stability Studies of Grid-forming Voltage Source Converters

ZHAN Changjiang¹, WU Heng², WANG Xiongfei^{3*}, TIAN Jie¹, WANG Xinbao¹, LU Yu¹

(1. NR Electric Co. Ltd., Nanjing 211102, Jiangsu Province, China; 2. AAU Energy, Aalborg University, Aalborg 9220, Denmark;
3. Department of Electrical Engineering, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm SE-100 44, Sweden)

ABSTRACT: Unlike grid-following converters, the grid-forming converter is operated as a synchronous voltage source, which can effectively improve the stability of power-electronics-dominated power systems, and hence, has attracted much research attention in recent years. As a basis of the large-scale implementation of grid-forming converters, there should be an in-depth understanding of its stability under different grid strengths as well as different grid disturbances. This article performs a comprehensive overview of the stability studies of grid-forming converters from the perspective of existence of equilibrium points, small-signal stability, and transient stability. On top of this, stabilization control solutions of grid-forming converters are also summarized. In the end, perspectives on the prospects and challenges of stability analysis of grid-forming converters are shared.

KEY WORDS: grid-forming converter; small-signal stability; large-signal transient stability

摘要: 相比目前常用的跟网型变流器, 构网型变流器具有同步电压源特性, 可以有效提升电力电子化的新型电力系统的稳定性, 因而近年来受到了广泛的关注。为了给构网型变流器大规模工程应用提供理论基础支撑, 需要在不同电网强度, 不同电网扰动形式下对构网型变流器进行完整的稳定性分析。该文拟从稳态工作点的存在性, 小信号稳定和大信号稳定 3 个层面, 对现有构网型变流器稳定性分析成果进行系统的梳理和总结。在此基础上进一步归纳提升构网型变流器稳定性的控制方法。最后, 总结数个关于构网型变流器稳定性分析和控制的研究方向, 为进一步深入研究提供参考。

关键词: 构网型变流器; 小信号稳定; 大信号暂态稳定

0 引言

近十年来, 风、光等新能源通过电力电子变流器(后文简称“变流器”)大规模接入电网是新一代

电力系统的主要技术特征之一^[1]。高比例新能源具有强间歇性、波动性、不确定性等, 其并网接入需要电源侧和负荷侧的双向调整, 对新型电力系统提出了电力电量平衡高灵活性的新要求^[2]。另一方面, 与同步发电机不同, 变流器的动态特性完全由其控制算法决定, 具有较强的灵活性; 同时, 受功率半导体器件过载能力的限制, 变流器也无法像同步发电机一样提供数倍于其额定电流的故障电流。上述差异性为新型电力系统的稳定运行带来了新的挑战^[3-8]。

目前, 在实际工程中广泛使用的变流器采用跟网型(grid-following)控制架构, 即采用矢量电流控制来控制变流器的输出电流, 进而控制馈入电网的有功/无功功率。同时采样并网点电压, 通过锁相环(phase-locked loop, PLL)来实现变流器与电网之间的同步^[1,4]。由于跟网型变流器本质上被控制为电流源, 因此其正常运行需要由系统中存在电压源为其并网点构建电压。在传统电力系统中, 该电压源由同步发电机/同步调相机提供。然而, 随着新能源发电装置通过变流器大规模接入电网, 同步发电机在系统中的占比逐渐降低, 从而导致电网强度不断下降, 为跟网型变流器的稳定运行带来了巨大的挑战^[7-10]。特别地, 当未来新型电力系统中的发电单元均由电力电子变流器构成时, 若变流器均采用跟网型控制, 则系统中不存在电压源构建电压, 显然该系统无法正常运行^[11]。

因此, 为了保证未来电力电子高渗透率(甚至 100%渗透率)下的新型电力系统的稳定运行, 需要将其中部分变流器控制成电压源而非电流源^[11-13]。

通过借鉴同步发电机的物理机理,不同学者在不同时期,从不同角度提出了构网型(grid-forming)变流器的概念^[14-20]。尽管在不同文献中,构网型变流器控制架构的具体实现在细节上有所差别,但他们均遵循着相同的本质,即:1)将变流器控制成电压源而非电流源;2)通过控制变流器自身输出功率(或直流电压)而非仅采样外部交流电网电压来实现同步^[21-25]。上述两条核心控制思想保证了构网型变流器可以在不依赖外界交流系统的情况下,自行构建交流侧输出电压。因此构网型变流器可以孤岛运行,也可以接入极弱电网运行^[12-13]。

由于存在上述优势,构网型变流器在电力系统中的应用在近年来得到了广泛的关注。除了少量试点工程以外^[26-27],已有一些国家开始对构网型变流器的大规模工程应用进行规划。如德国电网公司Amprion提出:为了达到2035年德国电网中构网型变流器占比35%的目标,2021年以后每年新接入电网的变流器中,50%以上需要采用构网型控制^[28]。

然而,构网型变流器在弱电网下有着较好的稳定性并不意味着其在各种工况下均不存在稳定性问题。因此,为了给构网型变流器大规模工程应用提供理论基础支撑,需要在不同电网强度,不同电网扰动形式下对构网型变流器进行完整的稳定性分析^[8,21]。虽然构网型变流器的控制思想借鉴了同步发电机的物理机理,但其稳定性分析并不能直接套用同步发电机的稳定性分析相关结论,具体原因如下:

1)当构网型变流器通过控制有功功率同步时(如储能变流器,定功率的柔直换流站,部分光伏和风电变流器等^[29]),尽管其数学模型与同步发电机物理模型类似,但其控制参数的选取(如虚拟惯性,虚拟阻尼等)并不像同步发电机一样存在物理限制,具有较高的灵活性^[30]。该灵活性也大大增加了其稳定性分析的复杂度。

2)当构网型变流器通过控制直流电压同步时(如定直流电压的柔直换流站^[31],部分光伏和风电变流器等^[32]),其数学模型架构与同步发电机相比有着本质的不同,即增加了从有功功率到直流电压的动态环节^[33],该额外的动态环节会对构网型变流器的稳定性产生影响。

3)由于构网型变流器过流能力有限,在故障下常需要限流运行,因此其穿越故障的动态响应和同步发电机也有着本质的不同^[34]。这也为其暂态稳

定分析带来了新的挑战。

如上所述,与同步发电机相比,构网型变流器一方面有着控制参数灵活可调的优势,但另一方面也有着提供故障电流受限的劣势。因此,如何“扬长避短”,使得构网型变流器的接入对新型电力系统的稳定性起到正面作用,受到了越来越多的关注。而要做到这一点,首先需要对构网型变流器在不同电网条件,不同故障形式下的稳定性有一个完整深入的理解。近年来,国内外学者对构网型变流器的稳定性展开了大量的研究,并取得了诸多研究成果,但对上述研究成果进行系统总结梳理的综述文章并不多见。目前发表的一些关于构网型变流器的综述文献大都着眼于总结其不同控制实现方式^[21-23],而对其稳定性分析的研究成果往往仅用一个章节进行简单归纳,并不够全面和深入。文献[8]中初步尝试对构网型变流器稳定性研究成果进行系统的综述。然而,由于当时研究的局限性,一些重要的分析结果(如不同内环控制方法对构网型变流器稳定性的影响)在文献[8]中并未得到体现。因此,本文拟在文献[8]的基础上,结合近两年最新研究成果,对构网型变流器的稳定性分析成果进行系统的归纳和总结。

对于构网型变流器来说,其存在稳态工作点是其稳定运行的前提。在此基础上,按照变流器受扰动的大小,其稳定性可以进一步分为小信号稳定和大信号稳定^[6,35-36]。因此,本文拟从稳态工作点的存在性,小信号稳定和大信号稳定3个层面,对现有构网型变流器稳定性分析成果进行系统的梳理和总结。并阐明其在何种电网条件,何种扰动形式下更易失稳。在此基础上进一步归纳了提升构网型变流器稳定性的控制方法。最后,本文总结数个关于构网型变流器稳定性分析和控制的研究方向,为进一步深入研究提供参考。

1 构网型变流器的基本控制架构

图1给出了构网型变流器的基本控制架构及其等效电路图^[8,21]。由图1(b)可知,构网型变流器本质上可以等效为一个含内阻(Z_0)的,幅值相位均受控的受控电压源。该电压源的幅值通过无功功率控制决定,而其相位控制(同步)则根据变流器直流侧是否存在恒定电压源,而采用不同的控制方案:

1)当构网型变流器直流侧存在恒定电压源时(如储能变流器,定功率的柔直换流站,部分直流电

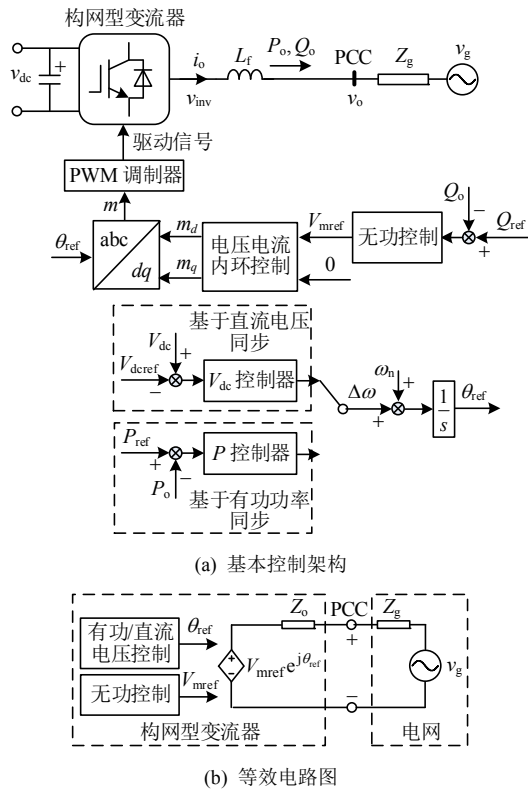


图 1 构网型变流器

Fig. 1 Grid-forming converter

压受前级变换器控制的光伏和风电变流器等^[29]), 其输出电压相位由有功功率控制决定^[17,19], 即对应图 1(a)中的“基于有功功率同步”。

2) 若构网型变流器直流侧不存恒定电压源(如定直流电压的柔直换流站^[31], 部分直流电压不受前级变换器控制的光伏和风电变流器等^[32]), 则要求构网型变流器本身对其直流电压进行控制。因此, 在上述工况下, 构网型变流器输出电压相位由直流电压控制决定^[31-33,37], 即对应图 1(a)中的“基于直流电压同步”。

在基于有功功率/直流电压这两大类同步控制方案的基础上, 构网型变流器的同步控制架构可以根据其采用控制器的特征进行进一步划分, 如图 2 所示。以基于有功功率同步的构网型变流器为例, 考虑采用不同的有功功率控制器(线性/非线性), 则其可进一步划分为下垂控制^[16]、功率同步控制^[19]、虚拟同步发电机控制^[15]、虚拟振荡子控制^[20]等。该部分内容在现有的综述文献[21-23]中已经得到了较详细的论述, 本文不再重复。另外值得说明的是, 虽然构网型变流器的同步控制并不需要额外加入锁相环, 但是在一些控制实现方案中也可以看到锁相环的应用^[21], 但此处引入锁相环的目的仅仅是为了实现频率检测、动态性能提升等辅助控制功能,

这与跟网型变流器依赖锁相环进行同步有着本质的不同^[21]。

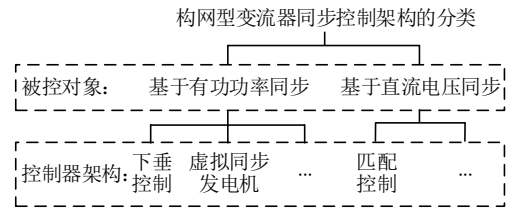


图 2 构网型变流器同步控制架构的分类

Fig. 2 Classification of synchronization control architectures of grid-forming converters

在构网型变流器的控制中, 除了通过有功/直流电压控制、无功控制这两个外环来产生电压的相位和幅值基准外, 往往还需要采用电压电流内环来实现虚拟阻抗以及故障下限流等功能^[21]。而电压电流的内环的输出为用于生成变流器驱动信号的调制波 m , 如图 1 所示。文献[21-23]对构网型变流器的不同内外环控制实现方式进行了系统的归纳和总结。由于本文的重点是对构网型变流器的稳定性而非控制方法进行综述, 因此对其内外环控制的具体实现方式在此处不再做进一步展开探讨。

2 构网型变流器的稳态工作点分析

在弱电网下良好的稳定性是构网型变流器相比与跟网型变流器的主要优势之一。大量的文献表明构网型变流器可以在电网短路比(short circuit ratio, SCR)远低于 1.5 的工况下稳定运行并具备良好的动态性能^[12,27]。然而, 该结论成立的前提是系统存在稳态工作点。可是, 在通用电气(general electric, GE)最近的报告指出, 当构网型变流器接入电网的 SCR 接近 1 甚至小于 1 时, 系统的稳态工作点不一定存在^[38]。在这种情况下, 无论如何调节控制参数均无法使得变流器稳定^[38]。因此, 在进行构网型变流器接入极弱电网的稳定性分析时, 应首先检查稳态工作点的存在性, 而非直接分析控制参数对系统稳定性的影响。

图 3 为带本地负荷的构网型变流器接入交流电网的示意图。由于构网型变流器为电压源, 因此可以等效为 PV 节点。图中: P_o 为构网型变流器的输出有功功率; P_{load} 为本地负荷消耗的有功功率; P_T 为馈入交流电网的功率^[39-40], 其表达式为(除特殊说明外, 本文变量均为标么值)

$$P_T = \frac{V_o V_g}{X_T} \sin \delta \tag{1}$$

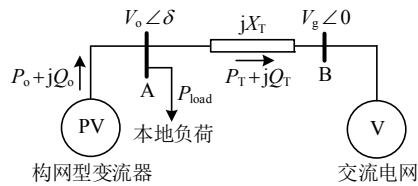


图3 带本地负荷的构网型变流器接入电网示意图

Fig. 3 Grid-forming converter connecting to the AC system with local load

式中： V_o 和 V_g 为构网型变流器和交流电网电压； δ 为他们之间的相角差(也称为功角^[39-40])； X_T 为线路阻抗。

根据变流器单馈入系统SCR的定义,有 $SCR = 1/X_T$ ^[43],将其代入式(1),有:

$$P_T = V_o V_g SCR \sin \delta \leq V_o V_g SCR = P_{Tmax} \quad (2)$$

式(2)给出构网型变流器的物理功率传输极限约束。只有满足该约束系统才存在稳态工作点^[39-40]。

由图3可知 $P_o = P_T + P_{load}$,将其代入式(2),可以得到:

$$P_{Tmax} = V_o V_g SCR \geq P_o - P_{load} \quad (3)$$

考虑 $P_o = 1pu$ 。由式(3)可以解出在功率传输极限约束下,构网型变流器可以接入交流电网的理论最低SCR:

$$SCR \geq \frac{1 - P_{load}}{V_o V_g} = SCR_{min} \quad (4)$$

在没有本地负荷的工况下,式(4)简化为 $SCR_{min} = 1/(V_o V_g)$ 。考虑典型工况 $V_o = V_g = 1pu$,可以得到 $SCR_{min} = 1$ 。而在实际运行中,由于构网型变流器的无功电压下垂控制以及电网电压波动, V_o 和 V_g 在某些工况下会略低于 $1pu$ ^[44](如 $0.95pu$)。因此,实际运行中 SCR_{min} 需要稍大于1。

只有在存在本地或邻近负荷的工况下,由式(4)可知,构网型变流器可以工作在 $SCR < 1$ 的工况^[38]。本地负荷越重,允许构网型变流器接入电网的SCR越低。特别地, $SCR = 0$ 对应的是构网型变流器离网孤岛运行,只带本地负荷的工况^[12]。

由上述分析可知,当电网 $SCR \leq 1$ 时,系统的稳态工作点取决于负荷特性,并不一定存在。因此,在进行构网型变流器接入 $SCR \leq 1$ 电网的稳定性分析时,应首先通过式(4)检查稳态工作点的存在性。

值得说明的是,式(4)中的SCR采用的是变流器单馈入系统下的标准定义,并不适用于变流器多馈入系统^[43,45]。对于变流器多馈入系统来说,SCR如何定义和计算尚无标准^[43,45]。因此本文也不再对

多馈入系统的稳态工作点和SCR的关系做进一步探讨。

3 构网型变流器的小信号稳定性

如前文所述,在不同的应用场合下,构网型变流器有基于交流侧有功功率和直流侧电压两种同步方式,然而这两者之间存在大量共性的小信号稳定性问题。因此,本节首先以基于有功功率同步的构网型变流器为例,按照其振荡失稳的频率由低到高,分别从低频振荡、次同步振荡、工频振荡以及高频/谐波振荡4个层面,对其共性的小信号稳定性问题进行综述。最后,再对基于直流电压同步的构网型变流器特有的小信号稳定性问题进行探讨。另外,本节在论述过程中也加入了构网型变流器与同步发电机在不同振荡模式下失稳风险的对比,从而更好地揭示构网型变流器接入后对现有电力系统小信号稳定性的影响。

3.1 低频振荡

在基于同步发电机的传统电力系统中,在长距离输电且负荷较重的工况下,同步发电机的快速励磁会引入负的等效阻尼转矩系数 ΔK_D ^[46-47]。当同步发电机原有的正阻尼 D 无法补偿该负的 ΔK_D ,即 $D + \Delta K_D < 0$ 时,则系统总等效阻尼为负,会导致低频振荡发生,其振荡频率往往在 $0.2 \sim 2.5Hz$ 之间^[47]。由于构网型变流器的控制架构借鉴了同步发电机的物理模型,其无功电压控制模拟了同步发电机的励磁动态,因此也有可能在重负荷下引入负的等效阻尼转矩系数 ΔK_D ,理论上也有着低频振荡的可能性^[48-50]。然而,与同步发电机的 D 在物理上受限于其阻尼绕组不同,构网型变流器的 D 是其自身控制参数,取值较为灵活。因此,可以选取较大的 D 来保证 $D + \Delta K_D > 0$,从而大大降低其低频振荡的风险^[49]。另外,在构网型变流器控制环路中同样也可以加入与同步发电机类似的电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS),进一步提高其等效阻尼^[50]。文献[48]指出,当构网型变流器接入系统后,通过合理地设计其控制,不仅能避免变流器自身引入的低频振荡,还能进一步对系统中原有的低频振荡模态进行阻尼,这也是构网型变流器相比于同步发电机的优势之一。

3.2 次同步振荡

3.2.1 接入弱电网

近年来,新能源通过跟网型变流器接入弱电网

后产生的次同步振荡事故在实际工程中多有报道。如 2011 年美国德克萨斯州风机接入弱电网($SCR < 2$)产生的 4Hz 次同步振荡^[51], 2015 年中国新疆地区风机接入弱电网($SCR \approx 1.3$)产生的 30Hz 次同步振荡等等^[52], 这些次同步振荡事故对电力系统的安全稳定运行带来了巨大的挑战。与跟网型控制不同, 构网型控制能显著降低变流器在弱电网下次同步振荡的风险。文献[53]通过小信号分析和实验验证, 证明了即使采用最基本控制架构的构网型变流器, 在 SCR 接近 1 的极弱电网下仍然能够保证小信号稳定。而上述研究成果也在多个实际工程中得到了进一步验证: 如澳大利亚 ESCRI-SA 工程采用了构网型储能变流器, 实际工程运行结果表明该构网型储能变流器可在 $SCR \leq 1.5$ 的极弱电网下稳定运行^[27]。

3.2.2 接入强电网

在系统存在稳态工作点的前提下, 构网型变流器在弱电网下有着较好的小信号稳定性。相反地, 构网型变流器的稳定裕度随着电网强度的增加而降低^[54], 甚至在强电网条件下有失稳的风险, 具体表现为次同步振荡, 如图 4 中实验波形所示^[55]。该现象的物理解释是: 构网型变流器被控制为电压源, 其并网动态可以用两个电压源并联来描述。电网越强, 两个电压源之间的联络阻抗越小, 越不利于电压源并联, 从而增加了其失稳的风险。

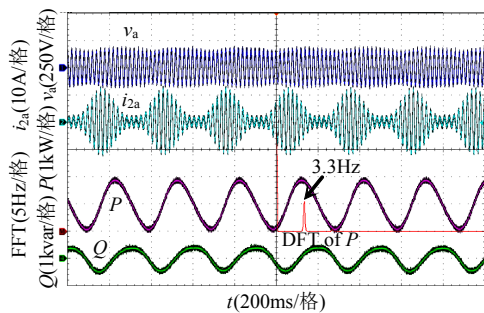


图 4 构网型变流器在 $SCR=10$ 的强电网下的振荡波形
Fig. 4 Experimental results of grid-forming converter connecting to the AC grid with $SCR=10$

由图 1(b)可知, 构网型变流器和电网之间的联络阻抗由变流器输出阻抗(Z_o)和电网阻抗(Z_g)共同决定。在极强电网条件下, 电网阻抗可以忽略不计, 此时系统的稳定运行要求构网型变流器提供一定的输出阻抗。而不同的电压控制方法会影响构网型变流器的输出阻抗特性^[56], 进而影响其在强电网下的稳定性。后文将对此进行详细的论述。

需要指出的是, 上述强电网下的次同步振荡问

题在同步发电机中并不存在。这是因为同步发电机有着较大的电枢电抗, 即使电网阻抗为零, 该电枢电抗也能够提供足够大的联络阻抗^[39], 因此不存在“两个电压源直接并联”的风险。

1) 矢量电压电流双闭环控制。

由图 1(a)可知, 构网型变流器的 dq 轴调制波(m_d 和 m_q)由电压电流内环控制生成。目前常用的电压电流内环控制方案有矢量电压电流双闭环控制, 以及电压幅值(有效值)控制。图 5 给出了矢量电压电流双闭环控制框图^[56-57]。该控制架构的电流内环可以在故障下自然实现限流功能。同时, 通过合理地设计电压调节器, 可以保证变流器的输出电压在各种负载条件下均能无静差地跟踪电压参考, 从而做到高质量的输出电压波形控制。然而, 从输出阻抗的角度来看, 不受负载电流影响的电压源也代表着其输出阻抗极低^[56-57](近似为 0)。因此, 采用矢量电压电流双闭环控制架构的构网型变流器在强电网下较易失稳^[58]。为了避免该问题, 需要在电压电流环之外额外地加入虚拟阻抗回路来增大变流器的输出阻抗^[56](如图 5 中的 Z_v)。然而在实际实现中, 电压环、电流环、虚拟阻抗环 3 个环路互相耦合, 导致控制架构繁琐, 参数设计复杂。

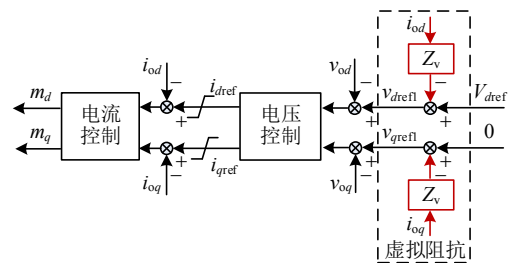


图 5 矢量电压电流双闭环控制框图

Fig. 5 Block diagram of dual-loop vector voltage control

2) 电压幅值(有效值)单环控制。

构网型变流器输出电压幅值(有效值)的单环控制框图如图 6 所示^[58-59]。该方案通过一个积分环节保证输出电压的幅值(V_{omag})或有效值(V_{ORMS})能无静差地跟踪其参考值, 而积分环节的输出直接生成 d 轴调制波(m_d), 没有电流内环。由于此时被控对象是动态较为缓慢的电压幅值(有效值), 因此控制环路的带宽往往设计的很低。相应地, 变流器的输出阻抗在很宽的频率范围内均由其交流滤波器主导^[58]。因此, 相比于采用矢量电压电流双闭环控制, 采用电压幅值(有效值)控制的构网型变流器能提供一定的输出阻抗, 从而提高系统在强电网下的稳定性^[58]。

如文献[53]指出,在采用电压幅值(有效值)控制的前提下,通过合理设计控制参数,构网型变流器可以在任意 SCR 的电网下稳定运行,无需额外加入虚拟阻抗回路。

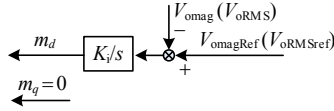


图6 电压幅值(有效值)单环控制框图
Fig. 6 Block diagram of voltage magnitude (RMS voltage) control

然而,电压幅值(有效值)控制缺乏对输出电流的控制环节,因此在电网故障下需要额外加入限流回路来避免变流器过流[58]。

3.2.3 通过串补线路接入电网

与同步发电机类似,构网型变流器在通过串补线路接入电网时也存在次同步谐振风险[60]。但其振荡产生的机理与同步发电机有着本质的不同。为后文叙述方便,定义: f_g 为电网额定频率; $f_r = 1/(2\pi \cdot \sqrt{LC})$ 为串补线路自然谐振频率; $f_s = f_g - f_r$ 为转差频率; $s = f_s/f_g$ 为转差率。

现有文献对于同步发电机通过串补线路接入电网而产生的次同步振荡的研究已经相当完善,具体振荡机理总结如下[40,61]:

1) 机电耦合导致的次同步振荡: 同步发电机-原动机转子机械轴存在多个阻尼较弱的机械扭振模态。当其中某个扭振模态的频率与 f_s 接近时,则有可能通过机电耦合激发次同步振荡[40,61]。

2) 感应发电机效应导致的次同步振荡: 由于 $f_r \neq f_g$, 同步发电机对于频率为 f_r 的电气量的响应与感应发电机类似。根据感应发电机等效电路,此时转子电阻 R 会在定子侧等效出与转差率相关的负电阻,即 $-R/s$ 。当线路中的正电阻不足以补偿此负电阻时,次同步振荡就有可能产生[40,61]。

然而,构网型变流器不存在机械转子,因此其既没有转子轴的机械扭振模态,也没有转子绕组电阻。因此,构网型变流器通过串补线路接入电网产生的次同步振荡与同步发电机有着本质的不同。文献[60]通过探究构网型变流器的输出阻抗,指出其有功无功功率控制会使得其输出阻抗在低于 f_g 的频率段呈现出负阻尼特性。若串补线路的自然谐振频率 f_r 也在此负阻尼频率区间内,则有可能产生次同步振荡。为了解决这一问题,文献[60]提出了有源阻尼的方案。其本质是通过修改控制环路,在构网

型变流器输出阻抗中引入一个低频的虚拟正电阻,从而减小甚至消除其原有的低频负电阻。

3.3 工频振荡

图7给出了基于有功功率同步的构网型变流器有功闭环控制框图[19],其中:有功功率控制器除了控制 P_o 跟踪 P_{ref} 以外,还同时模拟同步发电机的惯性和阻尼特性[12]; $G_{P\delta}$ 为构网型变流器功角 δ 到其输出有功功率 P_o 的传递函数,当电压电流内环采用开环控制时,其表达式[62]为

$$G_{P\delta} = \frac{V_o V_g [-(sL + R) \sin \delta_0 + \omega_g L \cos \delta_0]}{(sL + R)^2 + (\omega_g L)^2} \quad (5)$$

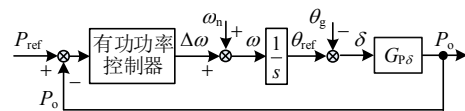


图7 基于有功功率同步的构网型变流器有功闭环控制框图
Fig. 7 Block diagram of grid-forming converter with active power based synchronization

由式(5)的分母可知, $G_{P\delta}$ 含有一对共轭极点[62]:

$$s = -\frac{R}{L} \pm j\omega_g \quad (6)$$

当线路电阻 R 较小时,由式(5)、(6)可知, $G_{P\delta}$ 在工频 ω_g 处存在一个谐振峰,同时相位存在 -180° 跳变[19]。该谐振峰有可能导致构网型变流器有功功率环增益在相位低于 -180° 时幅值穿越 0dB (即相角裕度为负),如图8中虚线所示。由奈奎斯特判据可知,此时系统不稳定[62-65]。图9给出了构网型变流器工频振荡的实验波形[63]。由于该工频振荡的产生来源于物理系统功率传输的动态特性(即式(5)),与电网强度无关,因此在强电网和弱电网

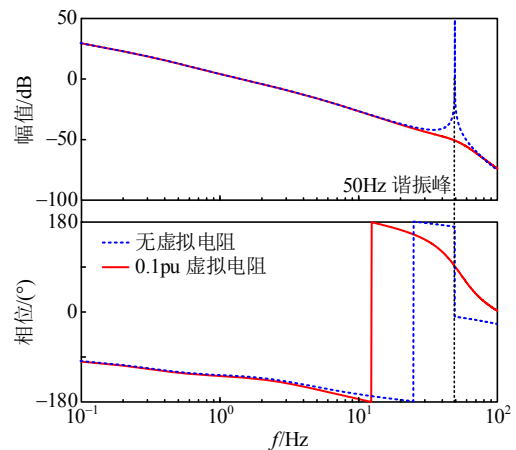


图8 构网型变流器有功环增益波德图
Fig. 8 Loop gain of active power loop of grid-forming converter

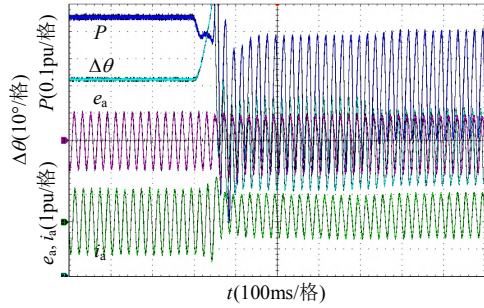


图 9 构网型变流器的工频振荡波形

Fig. 9 Experimental results of synchronous oscillation of grid-forming converter

条件下均有可能发生。

为了避免构网型变流器在高感性线路下的工频振荡，通常的做法是在其控制回路中加入虚拟电阻 R_a 来阻尼 $G_{P\delta}$ 中的工频谐振峰^[19,63-64]。图 8 中实线给出了加入 R_a 后构网型变流器有功功率环增益的波德图，由奈奎斯特判据易知此时系统稳定。

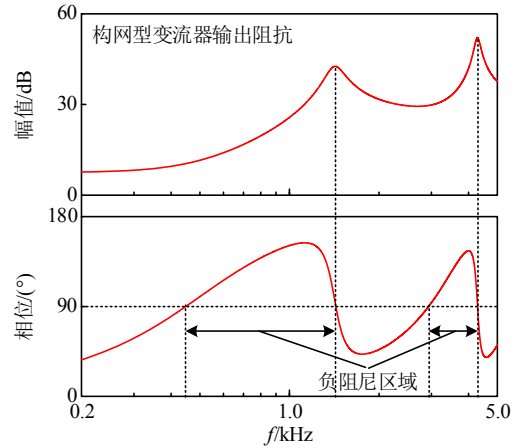
需要说明的是，在实际实现中， R_a 往往需要额外级联一个高通滤波器(high-pass filter, HPF)以避免其影响系统的稳态增益^[53]。文献[66]指出，该 HPF 会在环路中引入一对新的共轭极点。在强电网条件下且 R_a 取得比较大时，这对由 HPF 引入的共轭极点有可能位于复平面的右半平面，从而导致系统振荡失稳，其振荡频率与 HPF 的转折频率 f_L 有关，当 f_L 取典型 0.1~0.2 pu 时，振荡频率往往小于 10Hz^[66]。但必须强调的是，该振荡不是构网型变流器固有的振荡模态，而是引入带 HPF 的 R_a 的“副作用”。该振荡可以通过减小 R_a ，提高 HPF 转折频率 f_L ，或者采用文献[66]提出的功率解耦控制解决。

上述分析均假设构网型变流器电压电流内环采用开环控制，当其内环采用闭环控制时(如电压幅值(有效值)控制，矢量电压电流双闭环控制等)，会在变流器的电压和电流之间引入新的动态耦合，从而使得 $G_{P\delta}$ 的表达式与(5)相比会更为复杂，但依然存在着与(5)类似的工频谐振峰^[67]。当采用电压幅值(有效值)控制时，该工频谐振峰同样需要通过加入额外的虚拟电阻来阻尼^[53]。而对于矢量电压电流双闭环控制来说，由于其电流调节器的比例环节(K_{pi})本身就能起到类似虚拟电阻的作用(和虚拟电阻一样， K_{pi} 也构建了电流到电压的比例增益)，因此通过合理设计 K_{pi} ， $G_{P\delta}$ 的工频谐振峰即可得到有效阻尼，无需额外加入虚拟电阻^[67-68]。

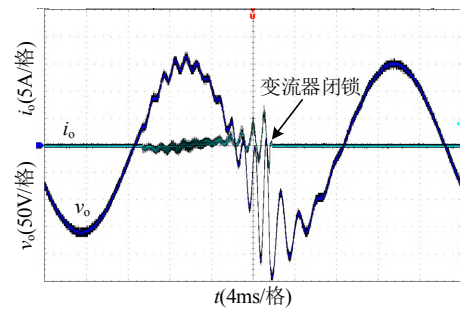
3.4 高频/谐波振荡

当构网型变流器采用矢量电压电流双闭环控

制时，由于数字控制的延时影响(包括采样、计算、通讯等环节造成的控制链路总延时)，变流器的输出阻抗在高频处呈现负阻尼特性，从而导致其接入电网后有可能产生高频振荡，如图 10 所示^[69]。针对这一问题，目前主要有以下 3 种解决方案。



(a) 输出阻抗波德图



(b) 高频振荡导致变流器闭锁实验波形

图 10 采用矢量电压电流双闭环控制的构网型变流器的高频振荡

Fig. 10 Harmonic instability of grid-forming converter with dual-loop vector voltage control

3.4.1 减小控制链路总延时

减小系统整体控制链路总延时是降低甚至消除变流器在高频处负阻尼的基本解决方案。其具体措施包括提高系统采样频率、采用高性能数字控制器来降低闭环控制算法的执行时间、减小通讯延时等。对于闭环控制来说，将所有控制环路均放入高速控制器执行会显著提高系统的成本。针对这一问题，文献[70-71]探究了控制环路中对高频负阻尼贡献最大的环节，并仅将该环节(如电压电流调节器的比例环节)放入高速控制器(如 FPGA)执行。而其余的控制环路仍保留在低速控制器(如单片机或 DSP)中执行。采用该方案可以在高频负阻尼抑制和系统硬件成本增加之间做到一个较好的折衷^[70-71]。

3.4.2 无源阻尼

该方法的基本思想是通过在变流器交流侧加

入无源阻尼电路(如RLC电路)来补偿其由控制延时带来的负电阻,使得变流器整体输出阻抗呈现正阻尼特性^[72-73]。该方案设计简单,阻尼效果可靠。但额外引入的无源阻尼电路也增加了系统成本。同时,由于无源阻尼电路本身的功率损耗,系统整体的电能变换效率也有所降低。

3.4.3 有源阻尼

有源阻尼的基本思想是在控制环路中加入阻尼环路来降低甚至消除变流器在高频处的负阻尼。该方案最大的优势是不需要增加额外的硬件成本。然而,新引入的阻尼环路仍然要经过控制延时才能作用到变流器调制波上,因此有源阻尼的效果非常依赖控制延时的长短,其鲁棒性不如无源阻尼。针对低压变流器(风电/光伏变流器)的典型的1.5个控制周期的延时,现有文献对有源阻尼的设计进行了大量的研究,其中部分解决方案已可以保证变流器的输出阻抗在奈奎斯特频率内均呈现非负电阻特性^[74-75]。然而,上述方案的有效性在变流器存在长控制延时的场合会急剧降低。为了解决该问题,文献^[69]提出了一种不依赖控制延时长短的有源阻尼方法。然而该方法本质上是将变流器输出阻抗做成纯电感,虽然消除了负阻尼,但也无法提供正阻尼,因此系统仍然存在等幅振荡的风险。

值得说明的是,上述3种方案并不是互相孤立的,在实际工程中往往同时使用,以起到更好的高频振荡抑制效果^[73]。

另一方面,如果构网型变流器采用电压幅值(有效值)控制,由于其控制环路带宽非常低,变流器在高频处的动态特性基本不受控制的影响。因此,其高频输出阻抗特性由其交流滤波器主导,而控制引入的负电阻可以忽略不计^[58]。因此,采用电压幅值(有效值)控制可以大大降低构网型变流器控制动态引入的高频振荡风险。

与构网型变流器不同,同步发电机的控制(励磁,调速等)环路带宽非常低,往往在5Hz以下^[40]。因此,同步发电机不存在高频/谐波振荡风险^[7]。

3.5 基于直流电压同步的构网型变流器小信号稳定

对于基于直流电压同步的构网型变流器来说,除了3.1—3.4节所阐述的共性小信号问题外,其直流电压控制器的设计也对其小信号稳定性有重要影响,具体分析如下。

图11给出了基于直流电压同步的构网型变流器直流电压闭环控制框图^[33]。与图7中的有功功率

闭环相比,直流电压闭环的被控对象中多出了由直流电容引入的积分环节。该积分环节和环路中另一个从频率到功角的积分环节共同作用,将引入了 -180° 负相移^[33]。因此,与有功功率控制器不同,直流电压控制器不能采用PI调节器,或者低通滤波器,否则会使得整个环路相角裕度为负,从而导致系统失稳^[33]。为了避免这一问题,直流电压控制器中必须含有相位超前环节,如采用PD调节器,超前滞后环节等^[31,76]。值得说明的是,由于直流电容引入的积分环节直接提供了系统的等效惯性^[37],因此直流电压控制器本身则无需再额外模拟惯性,只需考虑贡献系统阻尼^[37]。

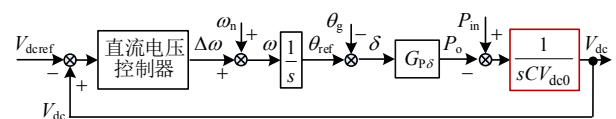


图11 基于直流电压同步的构网型变流器直流电压控制框图

Fig. 11 Block diagram of grid-forming converter with DC-link voltage based synchronization

3.6 考虑小信号稳定性的构网型变流器电压控制架构选择的思考

矢量电压电流双闭环控制由于具有直接控制输出电压波形,提升电能质量的优势,在不同场合下得到了广泛的应用。然而,正如上文所述,该优势的本质是通过将变流器控制成一个低内阻甚至零内阻的电压源实现的。而对于构网型变流器来说,无论是提升其在强电网下的稳定性,还是保证变流器并联均流,均要求其具有一定的输出阻抗。因此,当采用矢量电压电流双闭环控制时,需要额外加入虚拟阻抗回路来增加变流器的输出阻抗。然而,引入的多个环路也大大增加了控制参数设计的复杂程度。更重要的是,为了保证虚拟阻抗在宽频段内的有效性,虚拟阻抗环路的带宽必须设计的足够高。在控制延时的影响下,高带宽的虚拟阻抗环路极易在高频处增大变流器输出阻抗的负阻尼,加剧系统高频振荡的风险。而上述问题均可通过采用电压幅值(有效值)控制解决。由于上述优势,电压幅值(有效值)控制在构网型变流器中的应用在近年来受到了越来越多的关注^[19,53,58-59]。然而,电压幅值(有效值)控制本身不具备故障限流能力,因此在电网故障下需要额外加入限流回路来避免变流器过流。但是,即使对于目前研究较多的基于虚拟阻抗的限流方案来说,其故障下对瞬时电流过冲的抑制

能力仍然不如矢量电压电流双闭环控制方案^[77-80]。因此，将电压幅值(有效值)控制应用在实际构网型变流器工程中时，需要进一步改善其故障穿越能力。

3.7 讨论

表 1 给出了构网型变流器小信号稳定分析的总结。由表 1 可知，尽管构网型变流器在不同电网条件下可能存在着宽频振荡的风险，但现有文献对此类振荡问题已进行了大量的研究，并提出了行之有效的解决方案。然而，上述研究大都基于单台构网型变流器接入交流电网，即单机无穷大系统。考虑构网型变流器和电力系统中其它元件(跟网型变流器，同步发电机，同步调相机等)之间交互影响的小信号稳定性分析尚不完善。目前，已有一些文献基于经典的四机两区域系统进行了小信号稳定性分析^[48]。通过构建整个系统的小信号模型并求解其特征值，揭示了构网型变流器可以阻尼同步发电机引入的低频振荡模态。然而，当被研究系统进一步扩展

为含有成百上千个元件的复杂电力系统时，对系统进行完整理论建模的难度大大提升：由于单个变流器模型阶数已然较高，直接采用状态空间法对复杂多机系统进行建模有可能导致“维数灾”的问题^[81]。而变流器端口的特性可以通过二维的阻抗矩阵来完整描述^[7]。同时，该阻抗矩阵不仅能通过理论建模得到，还可以通过测量得到。因此，基于变流器的输出阻抗，在频域下对多机建模有着较好的工程应用潜力^[82]。针对这一研究方向，文献[83]提出的将多机系统划分为有源子系统以及无源子系统，在此基础上对不同的子系统分别进行阻抗聚合。该方法能有效地避免聚合后的阻抗的包含开环右半平面极点，从而简化后续的稳定性分析。文献[81,84]进一步提出了频域参与因子的概念，该频域参与因子可以由系统阻抗矩阵计算得到。当系统发生振荡失稳时，通过比较振荡频率附近频域参与因子的大小，可以快速定位振荡源。

表 1 构网型变流器小信号稳定性分析总结

Table 1 Summary of small-signal stability analysis of grid-forming converter

分类	电网条件	失稳机理	矢量电压电流双闭环控制		电压幅值(有效值)控制	
			失稳风险	解决方案	失稳风险	解决方案
低频振荡	各种电网条件下均可能发生	变流器阻尼不足	低(前提:合理设计控制参数,保证足够阻尼)	—	低(前提:合理设计控制参数,保证足够阻尼)	—
	弱电网	—	低	—	低	—
次同步振荡	强电网	强电网下电压源直接并联	高(变流器输出阻抗低,基本不贡献联络阻抗)	加入虚拟阻抗来提高变流器输出阻抗	低(变流器输出阻抗近似为滤波器阻抗,贡献联络阻抗)	—
	串补电网	串补线路自然谐振频率在变流器低频负电阻区域内	中等(取决于串补线路的自然谐振频率)	有源阻尼控制,减小变流器次同步频率处的负阻尼	中等(取决于串补线路的自然谐振频率)	有源阻尼控制,减小变流器次同步频率处的负阻尼
工频振荡	各种电网条件下均可能发生	$G_{p\delta}$ 中的未阻尼的工频谐振峰	低(电流内环的 K_p 自然提供工频谐振峰阻尼)	—	高(尤其在感性线路下)	加入虚拟电阻阻尼工频谐振峰
高频/谐波振荡	各种电网条件下均可能发生	控制延时在输出阻抗高频处引入的负阻尼	高	减小控制延时,有源/无源阻尼	低(输出阻抗在高频段近似为滤波器阻抗)	—

然而，上述对含变流器的多机系统的建模及小信号稳定性分析更偏重于方法论本身的探讨，并未重点考虑构网型变流器的影响。目前有少量文献基于电磁暂态仿真研究了含构网型变流器的复杂电力系统的小信号稳定性。文献[11,85]分别建立了英国及澳大利亚东南部区域电网的电磁暂态模型，并通过时域仿真的手段对系统进行小信号稳定性分析，两篇文献的共同结论是：若整个电网的发电单元均由变流器构成，则为了保证系统的小信号稳定，其中部分变流器必须采用构网型控制^[11,85]。然而，保证系统稳定的构网型变流器所需占比则与系统构成，拓扑结构，线路参数，构网型变流器的接入节点等诸多因素有关，目前尚未有统一的结论。

总体而言，构网型变流器的控制设计不像同步发电机一样存在物理上的限制，具有较大的灵活性。该灵活性使得含构网型变流器的电力系统有可能具备比传统电力系统更为优越的小信号稳定性。然而，如何在复杂电力系统条件下，合理地设计构网型变流器的控制架构和参数及如何确定构网型变流器在系统中的合理占比以及接入位置则需要进一步探究。

4 构网型变流器的大信号(暂态)稳定性

除了小信号稳定外，英国国家电网标准 GC0137 还要求构网型变流器在电网大扰动下可以快速提供功率支撑，如电网相位跳变时快速提供有功支

撑,电网电压跌落时快速提供无功支撑等^[25]。构网型变流器的大信号稳定性是提供上述快速功率支撑的基础。与同步发电机类似,构网型变流器受到大扰动时也会发生暂态失稳现象^[86-88]。然而,构网型变流器的暂态稳定动力学特性与同步发电机相比更为复杂:一方面,构网型变流器的同步动态由其有功功率/直流电压控制算法决定,具有很大的灵活性^[89-91]。另一方面,在严重电网故障下构网型变流器往往会触发限流控制以防止变流器过流而损坏功率器件^[92-96]。需要强调的是,在分析构网型变流器暂态稳定性时必须考虑其非线性动力学特性,因而不能采用其线性化的小信号模型进行分析。目前常用的分析方法除了时域仿真以外,还有相图分析法、李雅普诺夫能量函数法等。这些方法论在相关教科书以及论文中已有详细论述^[40,97]。

4.1 暂态稳定问题分类

4.1.1 同步发电机

根据同步发电机受到大扰动后是否存在平衡点,其暂态稳定性问题可以分为以下两类^[39-40]:

1) 存在平衡点,如图12(a)所示^[89]。此时,同步发电机的暂态稳定性完全由其同步动态决定。具体地说,只要同步发电机在摇摆过程中不越过不稳定平衡点(图12(a)中 e 点),则其最终能收敛到稳定平衡点(图12(a)中 c 点),系统稳定^[39-40]。

2) 不存在平衡点,如图12(b)所示,此时系统

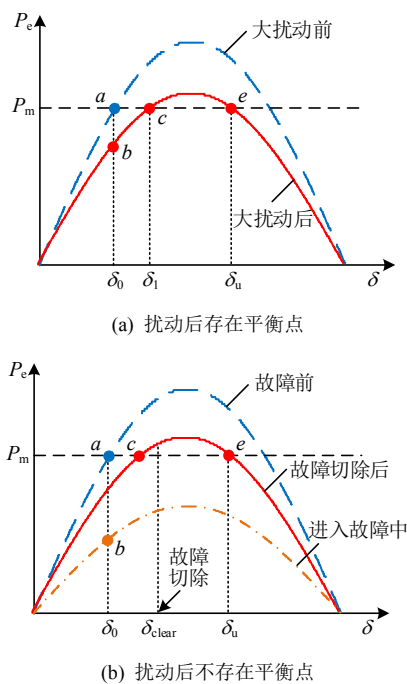


图12 同步发电机受大扰动前后功角曲线来源

Fig. 12 Power-angle curve of synchronous generator

必然不稳定。因此需要依靠继电保护装置切除故障来恢复系统的平衡点。同时,为了避免同步发电机在故障切除后的摇摆过程中越过不稳定平衡点,导致第一类暂态稳定性问题,要求故障切除角/时间小于极限切除角/时间^[39-40](critical clearing angle/time, CCA/CCT)。关于CCA/CCT的定义可参考文献^[47]。

4.1.2 构网型变流器

构网型变流器在受到大扰动后同样可能存在或不存在平衡点,其暂态失稳机理与同步发电机也是一致的^[8]:要么是由于平衡点丧失导致暂态失稳;要么是存在平衡点,但在动态过程中穿越了非稳定平衡点导致暂态失稳。无论是同步发电机还是构网型变流器,上述两类失稳模式是否触发均取决于扰动特征、构网型变流器/同步发电机的功角曲线特性以及同步动态。然而,构网型变流器的功角曲线特性和同步动态受其限流算法(决定故障电流幅相动态)和同步控制算法影响,可能与同步发电机不同^[8,92]。这使得两者虽然遵循相同的失稳机理,但在同一扰动下有可能存在截然不同的暂态稳定结果^[8,92]。这也是后文综述的重点。

为了综述的条理以及完整性,后文将基于以下4类工况对构网型变流器的暂态稳定分析进行综述:

1) 未触发限流控制(包含存在/不存在平衡点两类工况)。此时构网型变流器功角特性与同步发电机类似,而同步动态由其同步算法,即有功功率/直流电压控制算法决定^[89-90]。

2) 触发限流控制(包含存在/不存在平衡点两类工况)。此时构网型变流器功角特性由限流算法决定,与同步发电机存在本质不同^[92-93,95]。而同步动态由其同步控制算法决定。在触发限流控制后,构网型变流器仍然可以通过控制其有功功率/直流电压来同步^[92-93,95],也可以切换为锁相环来同步^[19]。

4.2 未触发限流控制

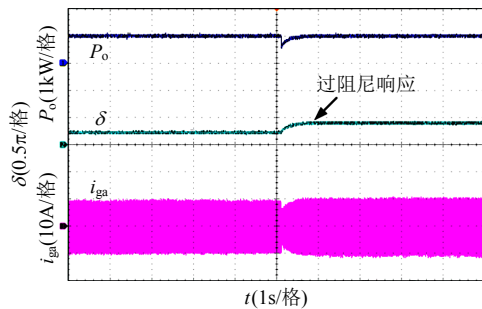
4.2.1 基于有功功率同步

如上文所述,当构网型变流器在大扰动后不触发限流控制时,无论扰动后平衡点是否存在,其功角曲线均与同步发电机类似。若进一步设计构网型变流器的有功无功控制来完全模拟同步发电机的摇摆方程和励磁动态,则其暂态稳定性则与同步发电机并无本质不同,相关研究结论可以沿用。然而,构网型变流器的功率控制算法是在数字控制器中通过编程实现,其控制架构以及参数的选择并不像同步发电机一样存在物理上的限制,具有很大的灵

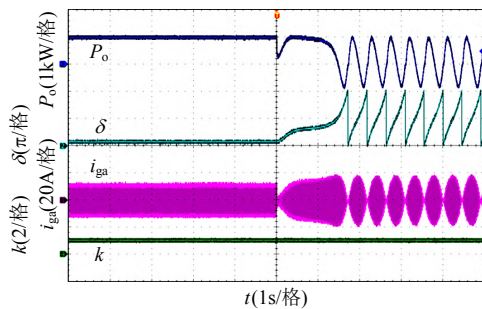
活性。不同的功率环控制架构和控制参数会影响构网型变流器的同步动态，进而影响其暂态稳定，具体总结如下。

1) 一阶有功无功控制。

一阶有功无功功率控制仅模拟了同步发电机的有功-频率，无功-电压下垂特性，并没有模拟其惯性^[19]。当采用一阶功率控制时，构网型变流器功角的动态响应呈现过阻尼特性，不存在超调。因此，当系统在大扰动后存在平衡点时，变流器可以无超调地直接收敛到稳定平衡点，而不会越过该稳定平衡点来回振荡(自然更不会越过不稳定平衡点)，从而完全避免了暂态失稳，如图 13(a)所示^[89]。文献[89]进一步指出，采用一阶有功无功控制的构网型变流器在大扰动后不存在平衡点的工况下，即使故障切除时间 > 极限切除时间(CCT)，变流器在摇摆一个周期后仍然能收敛到稳定平衡点，而不会像同步发电机那样永久失步。



(a) 采用一阶有功无功控制，过阻尼响应，稳定



(b) 采用二阶有功无功控制，欠阻尼响应，不稳定

图 13 构网型变流器大扰动下实验波形

Fig. 13 Experimental results of grid-forming converter after large disturbances

2) 二阶有功无功控制。

二阶有功无功功率控制不仅模拟了同步发电机的下垂特性，还模拟了其惯性响应。文献[90]指出在有功控制和无功控制中加入惯性对构网型变流器的暂态稳定性影响正好相反。在有功控制中加入惯性后，变流器的动态响应从过阻尼变为欠阻

尼，在大扰动后其功角的动态响应中存在超调，有可能越过不稳定平衡点而导致系统失稳，如图 13(b)所示^[91]。因此，在有功控制环中加入惯性降低了构网型变流器的暂态稳定性。然而，有功环的惯性对于保证系统的频率稳定性而言是必须的。因此，有必要探索在保留有功环惯性的基础上提高变流器暂态稳定性的控制方案，具体将在 4.4 节进行详细论述。

另一方面，在无功控制环中加入惯性可以在动态中减缓由无功-电压下垂带来的输出电压动态跌落，从而提高构网型变流器的暂态稳定性。

4.2.2 基于直流电压同步

由图 11 可知，基于直流电压同步的构网型变流器的同步动态通常需要用至少三阶的微分方程来描述(比如直流电压闭环中两个积分环节贡献二阶，直流电压调节器至少贡献一阶)。因此，与 4.2.1 节中 2) 所述类似，变流器在大扰动下有可能由于其欠阻尼响应而越过不稳定平衡点，从而导致系统失稳。该问题可以通过合理地设计直流电压调节器，增大系统的等效阻尼来解决^[33]。

值得指出的是，对于基于直流电压同步的构网型变流器大信号分析，不应只关注其稳定性，还需考察其在动态过程中直流电压波动是否越限。否则即使变流器在理论上大信号稳定，在实际动态过程中也可能由于直流过压或者欠压而导致闭锁跳闸。然而，同时考虑构网型变流器在大扰动下的稳定性和直流电压波动限制的研究尚不多见，这是未来的研究方向之一。

4.3 触发限流控制

4.3.1 限流算法

当电网发生故障时，为了避免功率器件的过流损坏，构网型变流器输出电流的幅值一般通过限流算法限制在 1.1~1.5pu，此时，构网型变流器的功角曲线由限流算法决定，和同步发电机有很大的不同，如图 14 所示^[92]。目前常用的限流算法主要分为两类：一种是通过变流器的电流内环限流^[92-95]，另一种是通过引入虚拟阻抗限流^[77-80]。从暂态稳定的角度来看，尽管构网型变流器故障电流幅值受限为固定值，但其相位取决于不同的限流算法，会有很大区别。而故障电流相位会影响构网型变流器在故障下的功角曲线特性，进而影响系统的 CCA 和 CCT^[95]。文献[95]进一步量化了构网型变流器故障电流相位对其暂态稳定性的影响。并基于提高 CCT

和穿越电网电压相位突变扰动这两个目标给出了构网型变流器在限流模式下最优的电流相位角。

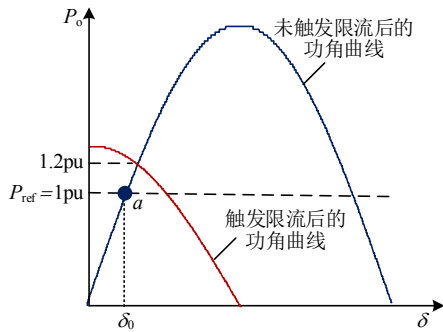


图 14 构网型变流器触发限流后的功角曲线

Fig. 14 Power-angle curve of grid-forming converter that triggering current limitation. Source

值得指出的是，除了暂态稳定外，限流算法还会影响构网型变流器故障恢复的动态特性^[92-96,98-100]。文献^[92,98]指出，若限流算法设计不当，在某些工况下即使在故障恢复后，构网型变流器仍会被“锁死”在限流模式，而不会自动切换成正常工作下的电压控制模式。

4.3.2 基于 PLL 同步

当构网型变流器在限流模式下采用 PLL 同步时，其暂态稳定动力学特性与跟网型变流器完全等价^[8]。对于跟网型变流器来说，其在故障下由于 PLL

失去同步而导致暂态失稳的事故在实际工程中多有报道^[101]。目前已有大量的文献对该类暂态稳定问题进行了研究，指出了描述 PLL 动力学特性的二阶非线性方程与同步发电机的摇摆方程有着类似的数学形式，因此两者之间的暂态失稳机理也有着相似之处^[102-110]。

4.3.3 基于有功功率/直流电压同步

当构网型变流器在限流模式下依然基于有功功率/直流电压同步时，有功环/直流电压环不同的控制架构以及参数对变流器的同步动态的影响与 4.2.1、4.2.2 节的分析类似。然而需要说明的是，为了限制变流器的输出电流，此时变流器机端电压的幅值往往不等于其无功环输出的幅值给定，即构网型变流器在限流模式下其无功环被自然旁路。此时，不同的无功控制架构和参数不影响构网型变流器在限流模式下的暂态稳定性。

4.4 提升暂态稳定的控制方法

表 2 给出了构网型变流器暂态稳定性分析的总结。基于对构网型变流器暂态失稳机理的理解，现有的文献往往遵循以下两条思路来提升其暂态稳定性：1)降低变流器在故障下失去平衡点的风险^[92,105,111-112]；2)优化变流器的动态响应，避免在动态过程中穿越不稳定平衡点而暂态失稳^[90-91,113-115]。

表 2 构网型变流器暂态分析总结

Table 2 Summary of transient stability analysis of grid-forming converter

分类	未触发限流，功角曲线与同步发电机类似		触发限流，功角曲线由限流算法决定	
	故障后存在平衡点	故障后不存在平衡点	故障后存在平衡点	故障后不存在平衡点
基于有功功率同步	一阶功率环 过阻尼响应，无暂态稳定性问题	极限切除角(CCA)固定；CCT 受控制参数影响；即使故障切除时间 > CCT，变流器也可重新同步	二阶(或高阶)功率环 欠阻尼响应，可能导致暂态失稳	CCA 受限流算法影响；CCT 受控制参数，限流算法影响；即使故障切除时间 > CCT，变流器也可重新同步
基于直流电压同步	欠阻尼响应，可能导致暂态失稳	CCA/CCT 均受控制架构/参数影响；若故障切除时间 > CCT，则系统失步	欠阻尼响应，可能导致暂态失稳	CCA/CCT 均受控制架构/参数，限流算法影响；若故障切除时间 > CCT，则系统失步
基于 PLL 同步	—	—	暂态稳定结果与跟网型变流器类似。跟网型变流器暂态稳定分析结果可参考文献 ^[102-110]	

具体的控制解决方案由表 3 总结给出。

值得指出的是，方法 1) 在保证系统平衡点同时，往往也可以降低变流器在动态过程中穿越不稳定平衡点而导致暂态失稳的风险。而反之则不一定成立，如有大量的文献基于思路 2)，通过优化构网型变流器的无功功率控制，通过在动态下提升变流

器机端电压来优化其动态响应^[114]。然而，当变流器工作在限流模式时，无功控制被自然旁路，因此在此类工况下该方案并不能提高构网型变流器的暂态稳定性。

4.5 多机暂态稳定分析挑战

现有的关于构网型变流器的暂态稳定性分析大

表 3 提升暂态稳定性的控制方法

目标	具体实现方法
保证平衡点存在	降低有功功率基准 ^[111] 、提高无功功率基准 ^[112] 、在有功控制环中加入 q 轴电压前馈项 ^[92] 、在限流模式下基于 PLL 同步时,根据电网阻抗特性优化 dq 轴电流基准的分配 ^[105]
优化动态响应	优化有功环控制参数,保证其动态响应无超调 ^[90,113] 、优化无功环设计,在动态下提升变流器机端电压 ^[114] 、采用自适应惯性和阻尼参数 ^[115] 、采用自适应功角控制方法 ^[91]

都基于单机无穷大系统,仅有少量的文献探讨了含构网型变流器的多机系统的暂态稳定性^[11,116-118]。文献[116-117]分别研究由构网型变流器和同步发电机及构网型变流器和跟网型变流器组成的两机系统的暂态稳定性。其中文献[116]指出,同步发电机缓慢的原动机调速环节会恶化两机系统的暂态稳定性。而文献[117]则探讨了跟网型变流器故障电流相位对两机系统暂态稳定性的影响,并指出若跟网型变流器在故障下注入无功电流,则可以提升系统的暂态稳定性。

然而,当被研究的系统由两机系统进一步扩展为多机系统时,研究的复杂程度也会大大增加。研究多机暂态稳定性问题本质是求解高维非线性方程组,因此即使是对于基于同步发电机的传统电力系统来说,也一直是一个难题。而构网型变流器由于其控制的灵活性、复杂性,使得该问题更具挑战。文献[118]基于惯性中心的概念(center of inertia, COI),通过构造李雅普诺夫函数,研究了多构网型变流器的暂态稳定性。然而,该文献默认了系统中所有构网型变流器均采用与同步发电机类似的摇摆方程作为有功功率控制,同时忽略了无功功率控制的影响,因此有一定的局限性。文献[11]建立了英国区域电网的电磁暂态模型,借助时域仿真,指出若该区域电网全部由变流器构成(即 100%电力电子占比的电力系统),当其中 45%变流器采用构网型控制时,系统不仅能保持小信号稳定,还能成功穿越故障,保持暂态稳定。然而,上述结论仅由对特定系统的时域仿真得出,其暂态稳定的机理分析还不够深入,值得进一步探究。

构网型变流器的暂态稳定性尤其是多机暂态稳定性是当前和今后研究的热点问题。尽管构网型变流器和在此基础上建立的含高比例电力电子装备的电力系统与传统的电力系统有很大区别,但在考虑构网型变流器运行机理和物理限制的基础上,借鉴成熟的传统交流电力系统的稳定性分析理论

成果和研究方法,应该能够掌握不同故障大扰动下系统暂态行为演化的基本机理,并不断探索新的稳定性分析理论方法。

5 结论与展望

构网型变流器的控制设计不像同步发电机一样存在物理上的限制,具有较大的灵活性,这使得通过合理设计其控制架构来获得与同步发电机相比更优的稳定性成为可能,但同时在另一方面也增加了系统分析的复杂度。对于单台构网型变流器接入无穷大系统,已有大量文献对其在不同电网条件下的稳定性做了深入研究,具体结论归纳如下:

1) 小信号稳定性:在存在稳态工作点的前提下,构网型变流器在极弱电网下(SCR 接近 1 甚至小于 1 仍然保持着较好的小信号稳定性,与跟网型变流器相比有着较为明显的优势。另一方面,尽管构网型变流器在强电网/串补电网条件下小信号稳定裕度有所降低,但通过合理的控制设计(如加入虚拟阻抗),仍然可以保证其在强电网/串补电网下不失稳。因此,对于单台构网型变流器在宽电网强度变化范围内保证其小信号稳定已不存在本质上的技术挑战。

2) 大信号稳定性:在大扰动下,若构网型变流器限流未触发,则其暂态稳定性至少与同步发电机相当;若限流触发,其暂态稳定性也不会差于跟网型变流器。因此,构网型变流器的接入不会显著恶化现有电力系统(基于同步发电机和跟网型变流器)的暂态稳定性。相反地,构网型变流器的控制灵活性使得优化其故障穿越算法来获得更好的暂态稳定性成为可能。目前,已有不少文献基于单机无穷大系统证实了构网型变流器具备比同步发电机/跟网型变流器更好的暂态稳定性的潜力。

然而,对于含构网型变流器的多机系统的稳定性分析才刚刚起步,对于如何确定构网型变流器的合理占比以及接入位置等一系列问题尚无统一结论。分析上述问题的困难在于:对于真实的大系统来说,考虑新能源发电单元的功率波动,负荷的投退以及网架拓扑结构调整等,实际上会有成千上万种运行方式。因此,很难通过针对几个或者几十个特定场景的稳定性分析来囊括系统实际运行中各种工况的稳定性特点。而遍历所有工况进行稳定性分析则耗时巨大,在实际中无法接受。

目前,对含构网型变流器的多机系统的稳定性

分析有以下几种思路,归纳于此供读者参考:

1) 提取有限个稳定性较恶劣的工况作为典型工况来进行分析。该方法的难点在于如何正确选取同时避免遗漏“稳定性恶劣的工况”。对于现有的基于跟网型变流器以及同步发电机的电力系统来说,一般认为系统越弱,其稳定性越差^[7]。因此,可以将不同工况下对应的系统短路比进行排序,选取短路比较低的工况作为“稳定性恶劣的工况”,再进行有针对性的分析。然而,正如前文所述,构网型变流器在强电网下稳定裕度反而有所降低。因此对于构网型变流器、跟网型变流器以及同步发电机的混合系统来说,很难通过单一的短路比指标来定义“稳定性恶劣的工况”。针对上述问题,目前的研究思路是先基于简单的多机系统,如经典的四机两区域系统来进行稳定性分析^[48]。由于此时系统元件较少,因而可以对其进行完整的理论建模和稳定性分析。在此基础上揭示构网型变流器和跟网型变流器、同步发电机以及无源网络交互的物理本质以及失稳机理。基于对上述物理本质和机理的认识,来帮助在实际复杂多机系统中合理地选取稳定性较恶劣的典型的工况。然而,从简单多机系统中提炼出的机理认知究竟在多大程度上能使适用于实际复杂多机系统,目前还缺乏有效的量化手段。

2) 利用人工智能技术,降低多运行工况下的复杂多机系统稳定性分析所需时间。针对采用传统稳定性分析方法遍历所有运行工况耗时巨大的问题。有学者提出可以只针对其中部分典型工况进行稳定性分析,并利用分析得到的数据训练人工智能模型,如神经网络模型^[119]。最后用神经网络模型去预测其他工况下系统的稳定性,从而大大降低分析所需时间^[119]。然而,该类方法还在理论探索阶段,实际应用还需解决神经网络的可解释性,可靠性等问题^[120]。

3) 运用概率论,将多个运行工况转化为单运行工况进行稳定性分析。与传统稳定性分析考虑多种运行场景+每种场景系统参数均固定不同,文献^[121]提出在单一场景下对电力系统进行稳定性分析的思路,但此时该场景下系统参数(如新能源发电功率,线路参数)不是固定参数,而是呈现不同的概率分布,如高斯分布等^[121]。利用该方法可以大大降低稳定性分析所需要的时间,而最终得到的结论也表现为概率形式,即系统稳定/不稳定的概率。该方法的本质是通过概率分布建模来囊括实际电

力系统多工况运行下系统参数变化的特点,因此采用合理的概率分布模型对电力系统中不同元件在不同工况下进行准确建模,对稳定性分析结果的可靠性至关重要^[121]。

总而言之,在理论研究层面,构网型变流器在单机无穷大系统下稳定性的优势已有了较为详实的论证;在工程应用方面,构网型变流器目前在国内外示范工程中已有了少量的应用,这些试点工程的运行测试结果也已经可以体现构网型变流器为电力系统稳定控制带来的贡献。期待学术界和工业界进一步合作,推进构网型变流器在新型电力系统中规模化应用的相关理论研究和工程实践。实现科研和产业化相互促进,通过实际应用进一步发现问题,解决问题。

参考文献

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904(in Chinese).
- [2] 刘永奇,陈龙翔,韩小琪. 能源转型下我国新能源替代的关键问题分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 515-523.
LIU Yongqi, CHEN Longxiang, HAN Xiaoqi. The key problem analysis on the alternative new energy under the energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 515-523(in Chinese).
- [3] 徐政. 高比例非同步机电源电网面临的三大技术挑战[J]. 南方电网技术, 2020, 14(2): 1-9.
XU Zheng. Three technical challenges faced by power grids with high proportion of non-synchronous machine sources[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(2): 1-9(in Chinese).
- [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(in Chinese).
- [5] 袁小明,张美清,迟永宁,等. 电力电子化电力系统动态问题的基本挑战和技术路线[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(5): 1904-1916.
YUAN Xiaoming, ZHANG Meiqing, CHI Yongning, et al. Basic challenges of and technical roadmap to power-electronized power system dynamics issues[J].

- Proceedings of the CSEE, 2022, 42(5): 1904-1916(in Chinese).
- [6] 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): 461-474.
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): 461-474(in Chinese).
- [7] WANG Xiongfei, BLAABJERG F. Harmonic stability in power electronic-based power systems: concept, modeling, and analysis[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2858-2870.
- [8] WANG Xiongfei, TAUL M G, WU Heng, et al. Grid-synchronization stability of converter-based resources: an overview[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2020, 1: 115-134.
- [9] ZHOU J Z, DING Hui, FAN Shengtao, et al. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(5): 2287-2296.
- [10] WANG Xiongfei, HARNEFORS L, BLAABJERG F. Unified impedance model of grid-connected voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(2): 1775-1787.
- [11] NDREKO M, RÜBERG S, WINTER W. Grid forming control scheme for power systems with up to 100% power electronic interfaced generation: a case study on Great Britain test system[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(8): 1268-1281.
- [12] MATEVOSYAN J, BADRZADEH B, PREVOST T, et al. Grid-forming inverters: are they the key for high renewable penetration[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2019, 17(6): 89-98.
- [13] MATEVOSYAN J, MACDOWELL J, MILLER N, et al. A future with inverter-based resources: finding strength from traditional weakness[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2021, 19(6): 18-28.
- [14] 袁小明, 何维. 动态过程的幅频调制统一本质与系统稳定问题分类及新能源发电构网能力创新[J]. 电源学报, 2021, 19(6): 1-9.
YUAN Xiaoming, HE Wei. Amplitude/frequency as prerequisites of operation and thus classification of stability problems and capability opportunities for new generations[J]. Journal of Power Supply, 2021, 19(6): 1-9(in Chinese).
- [15] BECK H P, HESSE R. Virtual synchronous machine[C]// Proceedings of the 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 2007: 1-6.
- [16] GUERRERO J M, DE VICUÑA L G, MATAS J, et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(5): 1205-1213.
- [17] ZHONG Qingchang, WEISS Q. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [18] RODRÍGUEZ P, CITRO C, CANDELA J I, et al. Flexible grid connection and islanding of SPC-based PV power converters[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(3): 2690-2702.
- [19] ZHANG Lidong, HARNEFORS L, NEE H P. Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power systems, 2010, 25(2): 809-820.
- [20] JOHNSON B, SINHA M, AINSWORTH N G, et al. Synthesizing virtual oscillators to control islanded inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(8): 6002-6015.
- [21] ROSSO R, WANG Xiongfei, LISERRE M, et al. Grid-forming converters: control approaches, grid-synchronization, and future trends——a review[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, 2: 93-109.
- [22] 许诒翊, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3594.
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2021, 46(9): 3586-3594(in Chinese).
- [23] ZHANG Haobo, XIANG Wang, LIN Weixing, et al. Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: control strategy, stability, application, and challenges[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(6): 1239-1256.
- [24] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters[R]. Brussels: ENTSO-E, 2020.
- [25] National grid ESO. Minimum specification required for provision of GB grid forming (GBGF) capability (formerly Virtual synchronous Machine/VSM Capability)[R]. 2021.
- [26] ROSCOE A, KNUEPPEL T, DA SILVA R, et al. Response of a grid forming wind farm to system events, and the impact of external and internal damping[J]. IET

- Renewable Power Generation, 2020, 14(19): 3908-3917.
- [27] CHEREVATSKIY S, ZABIHI S, KORTE R, et al. A 30MW grid forming BESS boosting reliability in South Australia and providing market services on the national electricity market[C]//Proceedings of the 18th Wind Integration Workshop. Dublin, 2019.
- [28] POPELLA H, HENNIG T, KAISER M, et al. Necessary development of inverter-based generation with grid forming capabilities in Germany[C]//Proceedings of the 20th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as Well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. 2021.
- [29] AVAZOV A, COLAS F, BEERTEN J, et al. Damping of torsional vibrations in a Type-IV wind turbine interfaced to a grid-forming converter[C]//Proceedings of 2021 IEEE Madrid PowerTech. Madrid: IEEE, 2021.
- [30] WU Heng, RUAN Xinbo, YANG Dongsheng, et al. Small-signal modeling and parameters design for virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2016, 63(7): 4292-4303.
- [31] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen, 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.
- [32] 桑顺, 张琛, 蔡旭, 等. 全功率变换风电机组的电压源控制(一): 控制架构与弱电网运行稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(16): 5604-5615.
SANG Shun, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Voltage source control of wind turbines with full-scale converters (Part I): control architecture and stability analysis under weak grid conditions[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(16): 5604-5615(in Chinese).
- [33] ZHAO Liang, JIN Zheming, WANG Xiongfeng. Transient stability of grid-forming converters with flexible DC-Link voltage control[C]//Proceedings of 2022 International Power Electronics Conference. Himeji: IEEE, 2022: 1648-1653.
- [34] ROSSO R, ENGELKEN S, LISERRE M. On the implementation of an FRT strategy for grid-forming converters under symmetrical and asymmetrical grid faults[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(5): 4385-4397.
- [35] HATZIARGYRIOU N D, MILANOVIĆ J V, RAHMANN C, et al. Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies [R]. Piscataway: IEEE PES, 2020.
- [36] 孙华东, 汤涌, 马世英. 电力系统稳定的定义与分类述评[J]. 电网技术, 2006, 30(17): 31-35.
SUN Huadong, TANG Yong, MA Shiying. A commentary on definition and classification of power system stability[J]. Power System Technology, 2006, 30(17): 31-35(in Chinese).
- [37] ARGHIR C, DÖRFLER F. The electronic realization of synchronous machines: model matching, angle tracking, and energy shaping techniques[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 4398-4410.
- [38] ACHILLES S. Weak grid connection of IBR, why are we still talking about this: Presented in G-PST/ESIG Webinar[EB/OL]. (2021-11). <https://www.esig.energy/event/g-pst-esig-webinar-series-weak-grid-connection-of-ibr-why-are-we-still-talking-about-this/>.
- [39] 韩祯祥. 电力系统分析[M]. 5版. 杭州: 浙江大学出版社, 2019.
HAN Zhenxiang. Power system analysis[M]. 5th Ed. Hangzhou: Zhejiang University Press, 2019(in Chinese).
- [40] KUNDUR P, BALU N J, LAUBY M G. Power system stability and control[M]. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [41] Working Group B4. 62. TB 671: Connection of wind farms to weak AC networks[R]. CIGRE, 2016.
- [42] NERC White Paper. Short-circuit modeling and system strength. Atlanta, GA, USA: NERC, 2018[EB/OL]. https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Short_Circuit_whitepaper_Final_1_26_18.pdf.
- [43] 于琳, 孙华东, 赵兵, 等. 新能源并网系统短路比指标分析及临界短路比计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(3): 919-928.
YU Lin, SUN Huadong, ZHAO Bing, et al. Short circuit ratio index analysis and critical short circuit ratio calculation of renewable energy grid-connected system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(3): 919-928(in Chinese).
- [44] LI Yunwei, KAO C N. An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(12): 2977-2988.
- [45] 辛焕海, 甘德强, 鞠平. 多馈入电力系统广义短路比: 多样化新能源场景[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5516-5526.
XIN Huanhai, GAN Deqiang, JU Ping. Generalized short circuit ratio of power systems with multiple power electronic devices: analysis for various renewable power generations[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5516-5526(in Chinese).
- [46] 刘取. 电力系统稳定性及发电机励磁控制[M]. 北京:

- 中国电力出版社, 2007.
- LIU Qu. Power system stability and excitation control[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2007(in Chinese).
- [47] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002.
- NI Yixin, CHEN Shousun, ZHANG Baolin. Theory and analysis of power system dynamics[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2002(in Chinese).
- [48] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen. Damping low-frequency oscillations through VSC-HVDC stations operated as virtual synchronous machines[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(6): 5803-5818.
- [49] 刘倪, 张昌华, 廖丽, 等. 计及无功电压环节的 VSG 虚拟转矩及振荡失稳机理分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(6): 107-115.
- LIU Ni, ZHANG Changhua, LIAO Li, et al. Analysis on virtual torque and oscillation instability mechanism of virtual synchronous generator with reactive power-voltage controller[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(6): 107-115(in Chinese).
- [50] 马银林, 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 Yilin, 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(in Chinese).
- [51] HUANG S H, SCHMALL J, CONTO J, et al. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience[C]//Proceedings of 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego: IEEE, 2012: 1-7.
- [52] LIU Huakun, XIE Xiaorong, HE Jingbo, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks[J]. IEEE Transactions on Power systems, 2017, 32(6): 4708-4720.
- [53] HARNEFORS L, HINKKANEN M, RIAZ U, et al. Robust analytic design of power-synchronization control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(8): 5810-5819.
- [54] HARNEFORS L, RAHMAN F M M, HINKKANEN M, et al. Reference-feedforward power-synchronization control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(9): 8878-8881.
- [55] LIAO Yicheng, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. Sub-synchronous control interaction in grid-forming VSCs with droop control[C]//Proceedings of the 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid. Xiamen: IEEE, 2019: 1-6.
- [56] GUERRERO J M, DE VICUNA L G, MATAS J, et al. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2005, 52(4): 1126-1135.
- [57] POGAKU N, PRODANOVIC M, GREEN T C. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2007, 22(2): 613-625.
- [58] DU Wei, CHEN Zhe, SCHNEIDER K P, et al. A comparative study of two widely used grid-forming droop controls on microgrid small-signal stability[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 963-975.
- [59] LASSETER R H. Smart distribution: coupled microgrids[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(6): 1074-1082.
- [60] LI Gaoxiang, CHEN Yandong, LUO An, et al. Analysis and mitigation of subsynchronous resonance in series-compensated grid-connected system controlled by a virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(10): 11096-11107.
- [61] Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee. Reader's guide to subsynchronous resonance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 150-157.
- [62] LI Xin, HU Yaowei, SHAO Yuting, et al. Mechanism analysis and suppression strategies of power oscillation for virtual synchronous generator[C]//Proceedings of the 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Beijing: IEEE, 2017: 4955-4960.
- [63] YANG Dongsheng, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. Suppression of synchronous resonance for VSGs[J]. The Journal of Engineering, 2017, 2017(13): 2574-2579.
- [64] ZHANG Lidong. Modeling and control of VSC-HVDC links connected to weak AC systems[D]. Stockholm, Sweden: KTH Royal Institute of Technology, 2011.
- [65] CHEN Junru, O'DONNELL T. Parameter constraints for virtual synchronous generator considering stability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2479-2481.
- [66] ZHAO Fangzhou, WANG Xiongfei, ZHU Tianhua. Power dynamic decoupling control of grid-forming converter in stiff grid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(8): 9073-9088.
- [67] ZHANG Xing, ZHANG Hang, LI Ming, et al. Analysis of dynamic power angle oscillation and its suppression strategy for the droop-controlled grid-connected inverter[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(5): 5718-5731.

- [68] LI Yitong, GU Yunjie, ZHU Yue, et al. Impedance circuit model of grid-forming inverter: visualizing control algorithms as circuit elements[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(3): 3377-3395.
- [69] WU Heng, WANG Xiongfei. Passivity-based dual-loop vector voltage and current control for grid-forming VSCs[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(8): 8647-8652.
- [70] HU Mingjin, HUA Wei, XIAO Huafeng, et al. Fast current control without computational delay by minimizing update latency[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(11): 12207-12212.
- [71] KE Xinhua, BUCHMAN B. Current control for passivity of a power converter: US, 20210328495[P]. 2021-10-21.
- [72] SUN Jian. Passive methods to damp AC power system resonance involving power electronics[C]//Proceedings of the 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL). Padua: IEEE, 2018: 1-8.
- [73] JI Ke, PANG Hui, HE Zhiyuan, et al. Active/Passive method-based hybrid high-frequency damping design for MMCs[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(5): 6086-6098.
- [74] YU Hui, AWAL M A, TU Hao, et al. Passivity-oriented discrete-time voltage controller design for grid-forming inverters[C]//Proceedings of 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Baltimore: IEEE, 2019: 469-475.
- [75] LIAO Yicheng, WANG Xiongfei, BLAABJERG F. Passivity-based analysis and design of linear voltage controllers for voltage-source converters[J]. IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society, 2020, 1: 114-126.
- [76] REMON D, CANTARELLAS A M, RAKHSHANI E, et al. An active power synchronization control loop for grid-connected converters[C]//Proceedings of 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. National Harbor: IEEE, 2014: 1-5.
- [77] WU Heng, WANG Xiongfei. Small-signal modeling and controller parameters tuning of grid-forming VSCs with adaptive virtual impedance-based current limitation[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(6): 7185-7199.
- [78] QORIA T, GRUSON F, COLAS F, et al. Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 189: 106726.
- [79] LU Xiaonan, WANG Jianhui, GUERRERO J M, et al. Virtual-impedance-based fault current limiters for inverter dominated AC microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 1599-1612.
- [80] PAQUETTE A D, DIVAN D M. Virtual impedance current limiting for inverters in microgrids with synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2): 1630-1638.
- [81] YANG Dongsheng, SUN Yin. SISO impedance-based stability analysis for system-level small-signal stability assessment of large-scale power electronics-dominated power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 537-550.
- [82] SUN Jian. Frequency-domain stability criteria for converter-based power systems[J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2022, 3: 222-254.
- [83] CAO Wenchao, MA Yiwei, YANG Liu, et al. D-Q impedance based stability analysis and parameter design of three-phase inverter-based AC power systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(7): 6017-6028.
- [84] LIAO Yicheng, WANG Xiongfei, WANG Xiao. Frequency-domain participation analysis for electronic power systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(3): 2531-2537.
- [85] MARKOVIC U, STANOJEV O, ARISTIDOU P, et al. Understanding small-signal stability of low-inertia systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 3997-4017.
- [86] 张宇, 蔡旭, 张琛, 等. 并网变换器的暂态同步稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1687-1701.
ZHANG Yu, CAI Xu, ZHANG Chen, et al. Transient synchronization stability analysis of voltage source converters: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1687-1701(in Chinese).
- [87] 朱蜀, 刘开培, 秦亮, 等. 电力电子化电力系统暂态稳定性分析综述[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 3948-3962.
ZHU Shu, LIU Kaipei, QIN Liang, et al. Analysis of transient stability of power electronics dominated power system: an overview[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 3948-3962(in Chinese).
- [88] 黄林彬, 辛焕海, 鞠平, 等. 电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 10-25.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of grid-connected power electronic devices[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 10-25(in Chinese).
- [89] WU Heng, WANG Xiongfei. Design-oriented transient stability analysis of grid-connected converters with power synchronization control[J]. IEEE Transactions on

- Industrial Electronics, 2019, 66(8): 6473-6482.
- [90] PAN Donghua, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. Transient stability of voltage-source converters with grid-forming control: a design-oriented study[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1019-1033.
- [91] WU Heng, WANG Xiongfei. A mode-adaptive power-angle control method for transient stability enhancement of virtual synchronous generators[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1034-1049.
- [92] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen, et al. Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 578-591.
- [93] 黄林彬, 章雷其, 辛焕海, 等. 下垂控制逆变器的虚拟功角稳定机理分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 117-123, 150.
- HUANG Linbin, ZHANG Leiqi, XIN Huanhai, et al. Mechanism analysis of virtual power angle stability in droop-controlled inverters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 117-123, 150(in Chinese).
- [94] 李旭, 张兴, 丁勇, 等. 虚拟同步发电机功角稳定性优化控制方法[J]. 电力电子技术, 2021, 55(6): 29-32.
- LI Xu, ZHANG Xing, DING Yong, et al. Power angle stability optimization of virtual synchronous generator[J]. Power Electronics, 2021, 55(6): 29-32(in Chinese).
- [95] ROKROK E, QORIA T, BRUYERE A, et al. Transient stability assessment and enhancement of grid-forming converters embedding current reference saturation as current limiting Strategy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1519-1531.
- [96] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. Current limiting control with enhanced dynamics of grid-forming converters during fault conditions[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1062-1073.
- [97] 陈民权, 康卓然, 张谦, 等. 电力系统大干扰稳定性分析方法综述[J]. 南方电网技术, 2020, 14(2): 10-24.
- CHEN Minquan, KANG Zhuoran, ZHANG Qian, et al. A review of large disturbance stability analysis methods in power system[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(2): 10-24(in Chinese).
- [98] CHEN Junru, PRYSTUPCZUK F, O'DONNELL T. Use of voltage limits for current limitations in grid-forming converters[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(2): 259-269.
- [99] BOTTRELL N, GREEN T C. Comparison of current-limiting strategies during fault ride-through of inverters to prevent latch-up and wind-up[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(7): 3786-3797.
- [100] QORIA T, GRUSON F, COLAS F, et al. Critical clearing time determination and enhancement of grid-forming converters embedding virtual impedance as current limitation algorithm[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1050-1061.
- [101] Joint NERC and WECC Staff Report. 900MW fault induced solar photovoltaic resource interruption disturbance report[R]. Atlanta, GA, USA: NERC, 2018.
- [102] 张琛, 蔡旭, 李征. 全功率变换风电机组的暂态稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4018-4026.
- ZHANG Chen, CAI Xu, LI Zheng. Transient stability analysis of wind turbines with full-scale voltage source converter[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4018-4026(in Chinese).
- [103] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. An overview of assessment methods for synchronization stability of grid-connected converters under severe symmetrical grid faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(10): 9655-9670.
- [104] WU Heng, WANG Xiongfei. Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 3573-3589.
- [105] GÖKSU Ö, TEODORESCU R, BAK C L, et al. Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and PLL frequency based stability solution[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1683-1691.
- [106] MA Shaokang, GENG Hua, LIU Lu, et al. Grid-synchronization stability improvement of large scale wind farm during severe grid fault[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 216-226.
- [107] GENG Hua, LIU Lu, LI Ruiqi. Synchronization and reactive current support of PMSG-based wind farm during severe grid fault[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(4): 1596-1604.
- [108] HE Xiuqiang, GENG Hua, LI Ruiqi, et al. Transient stability analysis and enhancement of renewable energy conversion system during LVRT[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1612-1623.
- [109] HU Qi, FU Lijun, MA Fan, et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3220-3229.
- [110] ZHAO Jiantao, HUANG Meng, YAN Han, et al. Nonlinear and transient stability analysis of phase-locked

- loops in grid-connected converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(1): 1018-1029.
- [111]SHUAI Zhikang, SHEN Chao, LIU Xuan, et al. Transient angle stability of virtual synchronous generators using Lyapunov's direct method[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 4648-4661.
- [112]PAN Donghua, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. Transient stability impact of reactive power control on grid-connected converters[C]//Proceedings of 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Baltimore: IEEE, 2019: 4311-4316.
- [113]XIONG Xiaoling, WU Chao, CHENG Peng, et al. An optimal damping design of virtual synchronous generators for transient stability enhancement[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(10): 11026-11030.
- [114]XIONG Xiaoling, WU Chao, BLAABJERG F. An improved synchronization stability method of virtual synchronous generators based on frequency feedforward on reactive power control loop[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(8): 9136-9148.
- [115]ALIPOOR J, MIURA Y, ISE T. Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, 3(2): 451-458.
- [116]CHENG Huijie, SHUAI Zhikang, SHEN Chao, et al. Transient angle stability of paralleled synchronous and virtual synchronous generators in islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(8): 8751-8765.
- [117]SHEN Chao, SHUAI Zhikang, SHEN Yang, et al. Transient stability and current injection design of paralleled current-controlled VSCs and virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 1118-1134.
- [118]CHOOPANI M, HOSSEINIAN S H, VAHIDI B. New transient stability and LVRT improvement of Multi-VSG grids using the frequency of the center of inertia[J]. IEEE Transactions on Power systems, 2020, 35(1): 527-538.
- [119]ZHANG Mengfan, WANG Xiongfei, YANG Dongsheng, et al. Artificial neural network based identification of multi-operating-point impedance model[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(2): 1231-1235.
- [120]VENZKE A, CHATZIVASILEIADIS S. Verification of neural network behaviour: formal guarantees for power system applications[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 383-397.
- [121]HASAN K N, PREECE R, MILANOVIĆ J V. Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic stability analysis of power systems with renewable generation[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 101: 168-180.



詹长江

在线出版日期: 2022-11-10。

收稿日期: 2022-07-20。

作者简介:

詹长江(1970),男,博士(后),IET 特许工程师,研究方向为新能源、电力电子在电力系统的应用, zhancj@nrec.com;

吴恒(1990),男,博士,助理教授,博士生导师,研究方向为含高比例电力电子装备的新型电力系统建模和稳定性分析;

*通信作者:王雄飞(1984),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为新能源并网控制与新型电力系统稳定性, xwa@energy.aau.dk;

田杰(1969),男,研究员级高级工程师,国家电网首席专家,研究方向为电力电子在电力系统的应用;

王新宝(1978),男,教授级高级工程师,研究方向为电力系统稳定分析;

卢宇(1979),男,高级工程师,研究方向为直流输电。

(责任编辑 吕鲜艳)

An Overview of Stability Studies of Grid-forming Voltage Source Converters

ZHAN Changjiang¹, WU Heng², WANG Xiongfei^{3*}, TIAN Jie¹, WANG Xinbao¹, LU Yu¹

(1. NR Electric Co. Ltd.; 2. AAU Energy, Aalborg University;

3. Department of Electrical Engineering, KTH Royal Institute of Technology)

KEY WORDS: grid-forming converter; small-signal stability; large-signal transient stability

Different from grid-following voltage-sourced converters (GFL-VSC), the grid-forming VSC (GFM-VSC) is operated as a synchronous voltage source behind the impedance, as shown in Fig. 1. The GFM-VSC can effectively improve the stability of power-electronics-dominated power systems, and hence, has attracted much research attention in recent years. As a basis of the large-scale implementation of GFM-VSC, there should be an in-depth understanding of its stability under different grid strengths as well as different grid disturbances. While lots of research efforts can be found on stability analysis of GFM-VSC, the state-of-the-art review of existing reaserch outcomes is missing. To fill this gap, this article performs a comprehensive overview of stability studies of GFM-VSC from the perspective of existence of equilibrium points (EPs), small-signal

stability as well as transient stability.

This article starts with formulating the criterion of existence of EPs of GFM-VSC considering the local load profile, fulfilling which serves as the pre-condition for the stable operation of GFM-VSC. Then, an overview of small-signal stability of GFM-VSC is performed considering different forms of oscillations that ranging from low-frequency oscillation, sub-synchronous oscillation, synchronous oscillation to harmonic oscillaiton. It is pointed out that GFM-VSC can generally maintain small-signal stable under the weak grid, but its stability performance is degraded under the stiffer grid. Nevertheless, many control solutions (e.g., virtual impedance control) are available to guarantee the small-signal stability of GFM-VSC under wide range of short-circuit ratio (SCR) of the power grid.

Different from the small-signal stability studies, the nonlinear dynamics of GFM-VSC should be considered during transient stability studies. This article performs an overview regarding how different current-limiting algorithms and synchronization control methods of GFM-VSC would affect its power angle curve and synchronization dynamics, with which, the control dependent transient stability performance of GFM-VSC is systematically summarized with clear physical insight. Corresponding solutions that can improve the transient stability of GFM-VSC are also reviewed.

While the stability of the single GFM-VSC connecting to the infinite bus has been systematically investigated, the stability of the power system with multiple GFL-/GFM-VSCs and synchronous generators remains an open issue. Some potential system-level stability analysis methodologies are discussed at the end of this article, which hopefully can shed a light on the future research on this direction.

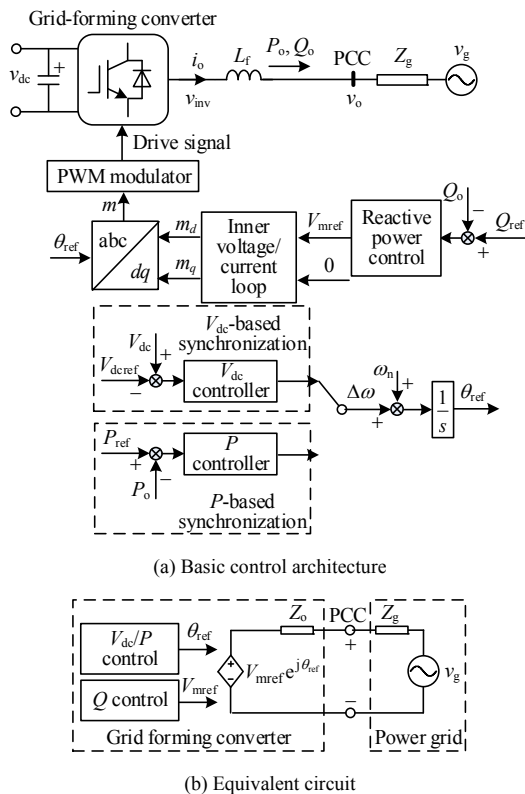


Fig. 1 Grid-forming converter