

高比例新能源环境下构网型储能系统的应用现状及启示

文/徐全海¹ 尤劭山² 赵文成¹ 周移华² 沈雷雷² 常垚³

1. 国家能源集团青海电力有限公司；2. 国家能源集团格尔木第二光伏发电有限公司；3. 华为数字能源技术有限公司

针对电力系统的局部弱电网特征，以及新能源难接入、难消纳的问题，构网型控制技术在世界范围内被认为是较有潜力的技术路线之一。文章着重于构网型储能系统在产业界的应用，简述了当前新能源建设遇到的突出问题，对英国、澳洲、欧盟等构网型储能的应用情况进行介绍，并对应用前景与挑战进行展望。

随着我国“双碳”目标的提出，光伏、风电等新能源建设迎来了新一轮大发展。当前新能源等电力电子电源普遍采用跟网型（Grid Following，GFL）方式控制，在此模式下电力电子电源一般不具备自主维持电网频率、电压、相位的能力，且易向电网引入负阻尼，大量接入后容易产生电网安全稳定风险。所以，当代电力电子电源的正常运行依赖于较好的电网强度（例如较高的短路容量比），而电网强度提升又依赖于火电水电等常规同步电源。由于传统电源与风光建设节奏的不匹配，2020—2022年我国多地已出现局部弱电网特征与新能源接入受阻等问题。

风光电源快速接入、传统电源缺位而导致的弱电网问题是一个世界性的共性问题。有学者提供改变电力电子电源的控制方式，采用构网型控制（Grid Forming，GFM）以提供类似同步发电机的稳压、稳频和稳相位能力。根据北美电力可靠性委员会的定义，构网型电力电子发电是指暂态或次暂态期间、维持或近似维持内电势相量为常数，在电网波动时能够立刻进行响应，且内电势相量可控，以实现功率调节与多机稳定的一类发电系统。构网

型储能系统由于能够同时提供较稳定的能量与功率，成为研究的焦点。

国内外学者已对当前构网型的基本控制方法进行了较全面的梳理，本质上构网控制的主流实现方式是模拟传统同步发电机原理，如下垂方式模拟发电机调速特性，虚拟同步机方式模拟摇摆方程。2020年以后学术界开始关注构网型技术在大电网中的应用与控制问题。从小信号稳定性角度，文献[1]面向丹麦海上风电集中接入的问题，研究了GFM-BESS和海上风电的交互作用，指出在合理参数下可提高海上风电并网稳定性。文献[2]提出在电网中并入GFM系统可以提高跟网型变流器多点接入系统的小信号稳定性，变相提高了系统的短路容量比，支撑传统跟网型电源稳定运行。从暂态功角稳定性角度，由于变流器存在不同程度的电流限流，且限流控制是一种时变行为，导致构网型控制下功角稳定性也呈现多变的特点。近两年暂态功角稳定性分析、暂态期间控制算法相关研究也较为丰富。文献[3]指出当前控制算法聚焦于三相对称故障，缺乏针对不对称故障的设计，无法完全满足工业界的实际应用，因此针对英国电网环境，提出了新的暂态控制方法。

基金项目：国家重点研发计划项目“高功率锂离子电池储能技术”（2022YFB2404800）

可见，当前学术界已对构网技术进行了较丰富的理论研究，研究成果表明构网型储能系统有望对高比例新能源电网起到支撑作用。我国至今尚未有构网型储能系统的商业化应用，相关标准仍然处于缺位状态。因此，本文旨在对当前跟网型控制新能源电站接入所经受的挑战，以及构网型储能在海外的应用情况进行梳理介绍，为该技术在我国后续实证和商业化部署提供借鉴和参考。

高比例跟网型电力电子电源接入电网挑战

当前风光新能源以及电化学储能系统普遍基于跟网型控制，其主要技术特征是最大输出短路电流与额定电流相近、基于锁相环与电网电压保持同步、输出控制对象为有功无功（稳态）或有功无功电流（暂态）。跟网型控制基于“强健大电网”前提，并网控制算法较粗放，因此向电力系统引入了宽频振荡、电压波动大、系统稳定性下降和电能质量恶化等多方面风险。

1. 高比例电力电子电源在特高压直流送出环境中的暂态电压合格问题

新能源大基地有可能采用相控整流型特高压直流线路（LCC-HVDC）送出，在LCC-HVDC送出侧极易出现暂态过电压问题。我国青豫直流工程和陕武直流工程等新能源送出工程均受到暂态过电压影响。由于严重的暂态过电压可能导致风光电站大面积脱网，为防止HVDC故障后的连锁故障，HVDC送出功率被严格限制，负载率达不到预期，间接制约了新能源的接入与消纳。

LCC-HVDC送出端的暂态过电压问题的根本原因是自身的相控整流特性，但是在弱同步支撑（送出段缺少火电、水电等常规电源）与高比例新能源电网中，暂态过电压问题会更加突出。由于同步电源不足，使得新能源无功特性对电网电压分布起关键作用，而传统的风、光新能源调压能力较弱（主要体现为短路电流较小）使得电压纠偏幅度不足，同时调节速度较慢（主要体现在30 ms以上的调压响应速度）易引起无功反调加剧过电压。

2. 高比例电力电子电源在远距离送出环境中的电压稳定问题

新能源通过远距离交流系统送出时，存在电压崩溃风险。引起电压崩溃的主要原因是电力系统没

有满足无功功率需求的能力。传统同步发电机组采用励磁系统生成内电势，具备无功功率的瞬时调节功能，能够支撑电压稳定。对于传统光伏和储能系统，无功调节能力弱于同步发电机组，同时无功响应速度也较慢，在大功率远距离送电时容易诱发电压稳定事故。

在交流远距离送出系统中，线路发生 $N-1$ 故障时，系统阻抗增大，则传输功率会减小。对于传统新能源或储能，发生 $N-1$ 故障时发电设备将继续尝试通过锁相环跟踪电网相位，因此不会像同步发电机组一样通过相位的调整减少输出功率，而是继续尝试维持输出功率不变，在大功率传输时就有可能超过 $N-1$ 故障时的最大传输功率，引发电压崩溃的事故。如图1所示， $N-1$ 后弱短路容量比过低，常规跟网控制可能使变流器进入不稳定的工作状态。

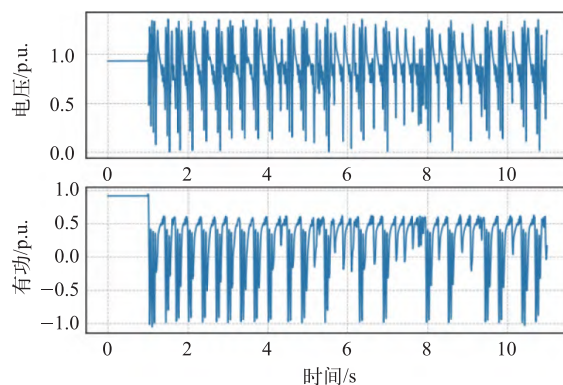


图1 跟网型控制失去部分传输线路后的电压崩溃风险
(SCR 1.5降~0.75, PSCAD电磁仿真)

3. 高比例电力电子电源集中接入后的电能质量问题

为保障电网中的发电设备、变压器和负载正常工作，根据国家标准GB/T 14549—1993《电能质量公司电网谐波》或国际标准IEC 61000.3.6，电网中各个节点的总电压谐波、各次电压谐波含有量不得超过限定值。例如GB/T 14549中规定，110 kV节点总谐波电压含有量THDu不得超过2.0%，偶次谐波含有量不得超过0.8%。

电压谐波含有量与谐波源的谐波电流水平、电网的谐波阻抗都有关。谐波电流越大、谐波阻抗越大，系统中的谐波电压通常也更高。常规光伏变流器或储能变流器被视为谐波电流源，向系统注入谐波电流。

在传统电力系统中，同步电源占比较高，风光新能源电站并网点等的等值谐波阻抗较小，电压谐波

超出国标规定的风险较低。但对于风光新能源基地，由于同步机占比较少，系统等值的谐波阻抗比传统电力系统明显增大，微小的谐波电流依然有可能导致谐波电压超标，不仅恶化电能质量，还容易引起变流器直流侧中点电压偏移造成大规模脱网。图2是某电站实际谐波阻抗，在当地电网不同开机方式下，二次谐波阻抗幅值可差3倍，在特定工况下存在较高二次谐波超标风险。

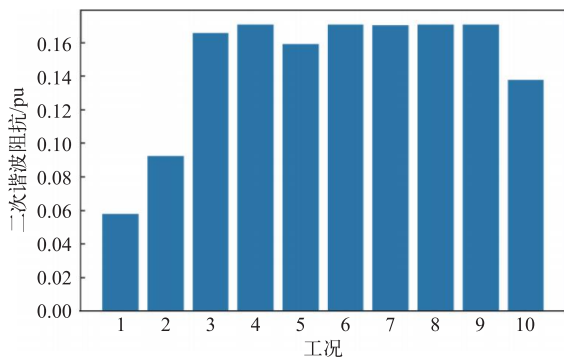


图2 某新能源电站在10种电网工况下的二次谐波阻抗幅值（1为完好，2~10为不同程度电网故障）

4. 高比例电力电子电源区域电网中的暂态功角稳定问题

暂态功角问题是电力系统安全稳定的一个关键问题。但暂态功角问题和电力电子电源之间的关系比较复杂，暂态功角稳定性是改善还是恶化受到多方面的影响，欧盟研究认为：

1) 如果电力电子电源具备良好的故障穿越能力且能提供快速无功支撑，则暂态功角稳定性有可能改善。

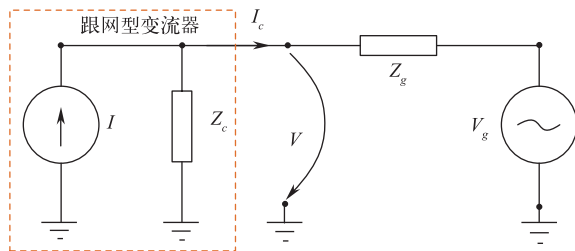
2) 电力电子电源接入比例较低且接入于同步机近区时，由于可以降低同步机负载率、提供电压支撑，暂态稳定性将有所改善；但比例提高且电气距离较远时，电力电子电源电压支撑能力降低、可能加大线路负载率以及替代部分同步机，使得致稳作用转为负面。

3) 故障穿越的控制策略也会影响暂态稳定性。若故障期间电力电子电源持续输出过量有功，将导致同步机加速，稳定性表现甚至可能不如直接脱网。

构网型储能系统应用情况现状

面对普通跟网型控制引入的系统安全稳定风

险，电网需要响应更快、电压支撑能力更强、电能质量更优的调节资源。如图3、图4所示，构网型控制改进了跟网型控制不具备稳定内电势的不足。构网型储能系统于2019年开始试点应用，侧重于兆瓦级微电网或者边缘电网局部。如欧洲在2019年于St. Eustatius岛进行了储能系统在离网、并网前的稳态与故障穿越实验。从2021年起，海外100 MW级构网型储能系统开始应用。



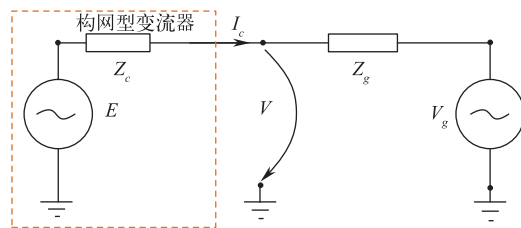
(a) 跟网型控制等效电路



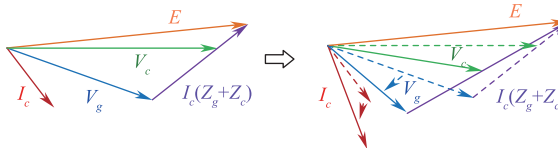
(b) 跟网型稳态相量图

(c) 跟网型扰动后相量图

图3 跟网型控制等效电路与响应模式



(a) 构网型控制等效电路



(b) 构网型稳态相量图

(c) 构网型扰动后相量图

图4 构网型控制等效电路与响应模式

1. 澳大利亚

澳大利亚是全世界最早遭遇弱电网问题的国家之一。早在2018年就南澳州ESCOSA电网码就发布了风光电源SCR适应能力要求，比我国相关要求出现早了2年。在南澳州，2021年有180天风光实际出力超过负载，全年风光发电量占比超过60%。至今

南澳州境内电网强度极弱，如图5所示。红色区域代表系统同步短路容量低，已难以接入常规电力电子电源。

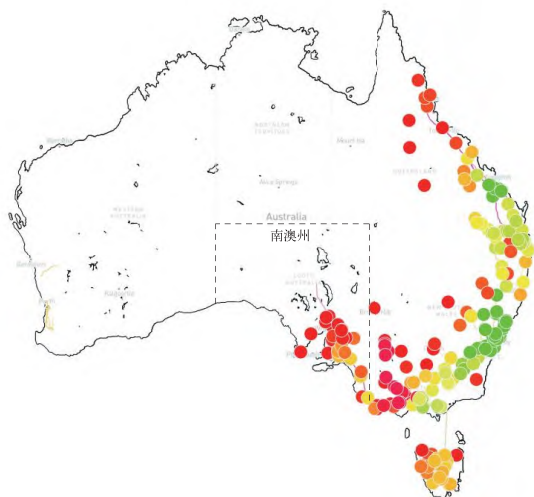


图5 澳大利亚输电网强度

在此背景下，南澳州率先开始建设世界上第一个，也是最大的百兆瓦级构网储能系统。该250 MW / 250 MW项目与常规储能系统的主要区别是采用了109台4.2 MW变流器，使交流输出能力达到约500 MV·A，即主动提高初始造价、提供约2倍短路电流过载能力，为电网提供有力的电压支撑，在技术上与传统电力电子的1倍短路电流支撑能力拉开差距。

新南威尔士州西南部光West Murray地区光照资源充分，当地建有数GW光伏电站。澳洲电网于2019年预警当地短路容量水平逐年下降，短路容量缺口为312 MV·A，导致功率振荡、谐波超标等多种问题，难以支持后续光伏电站建设。2020年，当地某光伏电站开发商宣布安装2台调相机以解决其200 MW光伏电站接入受限问题。2022年6月，同一开发商宣布其150 MW/300 MW·h构网型储能项目融资完成，将分散在三个节点为West Murray地区提供电网强度支撑。该项目将成为调相机与电力电子技术同场竞技的平台，引起业内广泛关注。

2. 英国

2019年英国发生“8·9大停电”之后，当地电网National Grid ESO (NGESO) 立刻着手加速了构网型技术的应用。2020年启动了GC0137电网码草案的编制，对构网型的技术特征进行了定义。2021

年12月，NGESO发布了Stability Pathfinder辅助服务，对具备构网技术特征的项目给予额外商业激励。该辅助服务标准中，明确将同步调相机、具有构网能力的电化学储能系统同等待待。

相比常规的电力电子设备并网标准，此标准强调构网型储能系统需要具备以下技术能力：

1) 电压支撑能力。构网型发电系统必须具备在5 ms提供短路电流支撑的能力（常规新能源无功响应要求为30 ms~60 ms）。

2) 惯量支撑能力。构网型发电系统必须具备2 Hz/s频率变化率（Rate of Change of Frequency, ROCOF）耐受能力；且系统有功输出需要具备有功过载能力，在ROCOF<1 Hz/s时不限幅输出惯量功率，且惯量功率响应延迟不超过5 ms。

3) 低频振荡抑制能力。构网型系统需要具备频率、电压低频振荡抑制能力。

4) 独立带载能力。构网系统所在电网意外构成孤岛系统后，需具备带50%额定功率负载能力。

5) 抗相角跳变。构网型系统需要具备耐受60°相位跳变（苏格兰地区为90°）能力。

6) 在Stability Pathfinder中未明文体现，但在草案中体现的技术要求是构网储能系统必须需要具备1.5倍视在电流输出以及吸收2%不平衡电流的能力。

英国Stability Pathfinder辅助服务标准是世界上第一个比较成体系的构网型技术标准，其重要意义在于提供了利用电力电子技术支撑电网的制度保障。2022年，英国当地新能源开发商中标400 MW·h储能项目，并将在该项目中提供包括虚拟惯量（380 MW·s）、短路容量（约1.6倍额定功率）在内的多项电网支撑服务。

3. 欧盟

欧洲作为可再生能源发展的先驱，始终对风光新能源并网问题保持高度关注。尽管当前欧洲大陆没有大功率构网储能建成，但相关研究与标准制订工作始终在稳步进行。2019年欧盟开展了“大规模电力电子电源接入电网研究项目”（the Massive InteGRATion of power Electronic devices, MIGRATE），其中指出按照当前的电力电子控制技术，未来5—10年内欧盟成员国将遭遇多类电网问题（见表1），最多只可能实现新能源装机比例提

高至50%~70%，若要进一步提高就必须采用新型的控制方式，如图6所示。

表 1 MIGRATE项目对欧洲电网问题风险预判情况

问题类型	严重程度	发生概率	发生时间
功角稳定（小信号）	轻-中	中-高	2025—2030
功角稳定（大扰动）	中-高	中-高	2025—2030
惯量下降	高	高	2020—2025
宽频振荡	中-高	低-中	2030—2035
谐波谐振	中-高	中-高	2025—2030
无功缺乏/过剩	低-中	中	2025—2030

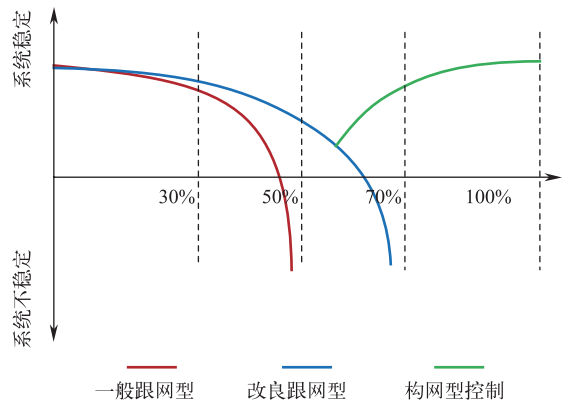


图6 欧盟MIGRATE项目对新能源渗透率与控制方式相关性的判断

2022年2月以后，伴随着紧张的能源供应形势，欧盟发布了REPowerEU计划，新能源建设目标预计增幅加速，如图7所示。未来数年风光新能源装机比例会快速增加到60%以上，达到如今我国青海省水平。同时，欧盟多国之间海上风电采用VSC-HVDC送出，交流电网强直弱交趋势会越来越突出。欧盟电网ENTSO在2022年发布了System Needs研究报告，其中指出未来欧盟多国惯量水平将快速下降，多种问题与之伴生，而构网型技术被寄予厚望。

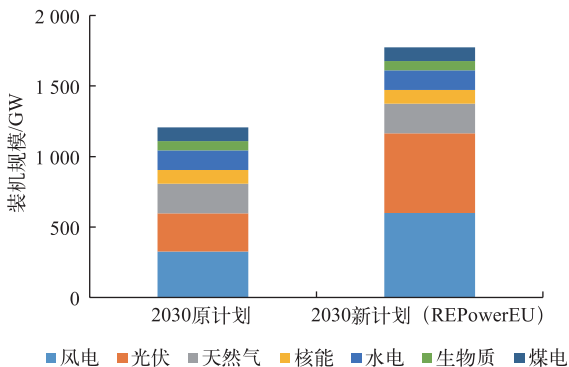


图7 REPowerEU 2030年装机比例目标

构网型储能系统海外应用情况对我国新型电力系统建设的启示

1. 构网型储能对新能源建设的潜在价值

“十四五”期间我国新能源装机比例将进一步提高。预计青海、河北（特别是冀北地区）和甘肃风光装机占比达到60%以上，内蒙古、宁夏、黑龙江和新疆超过50%。目前我国多地已提出新能源电站需要配套加装储能与调相机以降低调峰压力与系统安全稳定风险。不同省份对新能源电站储能配套的比例在20%~80%（W·h）之间，调相机配套比例在15%~40%（V·A）之间，发电企业与电网公司投资较大。

在此背景下，对储能系统进行控制系统改造与硬件升级，同时发挥调峰与调压作用，是一种潜在的降本增效手段。例如在特高压外送场景下，调相机主要发挥稳压作用，若构网型储能系统具备相近的调压能力，则有望节约一部分调相机投资。

以下进行调相机与构网型储能的经济性对比，考虑典型值：

1) 调相机初始投资0.8元/V·A，运维费用0.12元/V·A/年。调相机有效短路电流按3倍考虑。取值3倍主要是考虑到电网扰动源距离调相机有一部分电气距离，调相机实际输出短路电流预计小于机端最大短路电流（可高达10倍以上），过大短路电流容易造成短路电流超标，且未必对输电系统有支撑作用。

2) 储能电池造价1.7元/W·h，变流器造价0.15元/V·A，过载能力按跟网型1倍、构网型3倍考虑，储能整体系统运维费率为初始总造价0.6%/年。每日循环1.5次，第十年进行一次电池补电，补电电池价格按0.8元/W·h取。

3) 贴现率假设为6%，生命周期按20年。对比时暂不考虑升压站、土建等其他费用，将常规储能系统升级为构网型储能系统带来的经济效益见表2。

在此场景下，采用构网型控制所引入的成本主要体现在为增配储能变流器、提升短路视在电流（主要提供无功输出）。若采用构网型储能系统发挥类似调相机的调压作用，一方面减少了初始投资约10%，更重要的影响是显著降低了维护旋转设备的高额费用等年值投资减少了20%~30%。可见，对

表 2 构网型储能经济效益分析

以1 GW新能源发电集群为例 常规储能 +调相机		瞬时调压需求 = 0.6 GV·A 调峰储能需求 = 0.2 GW·h		瞬时调压需求 = 1.2 GV·A 调峰储能需求 = 0.8 GW·h	
		构网型储能 +调相机	常规储能 +调相机	构网型储能 +调相机	常规储能 +调相机
储能	电池装机/ (GW·h)	0.2	0.2	0.8	0.8
	PCS装机/GW	0.1	0.3	0.4	1.2
	造价/亿元	3.55	3.85	14.2	15.4
	运维/ (亿元/年)	0.021	0.023	0.085	0.092
调相机	装机容量/GW	0.2	0.1	0.4	0
	造价/亿元	1.6	0.8	3.2	0
	运维费用/ (亿元/年)	0.24	0.12	0.48	0
合计	初始投资/亿元	5.15	4.65	17.4	15.4
	运维/ (亿元/年)	2.61	1.43	0.56	0.09
	等年值/ (亿元/年)	0.758	0.599	2.29	1.65

于我国十四五新能源大基地建设，构网型储能系统是一种经济性相当有吸引力的技术方案。

2. 潜在的技术挑战

构网型控制虽然普遍采用虚拟同步模拟同步机外特性，但由于其本身仍是电力电子设备，部分特性仍与同步机组或调相机存在差异。

1) 从单机角度，电力电子控制交直流侧存在耦合关系，例如储能系统放电时变流器直流电压须大于交流电压峰-峰值。当电网发生异常电压扰动时，若储能系统拓扑设置不当，将导致异常电压传导到至直流侧，使储能系统输出功率同时受到交直流两方面特性的影响，出现复杂的暂态波动。

2) 从单机角度，电力电子装置的温升较快，过载能力相对较弱，电网扰动期间输出电流能力相对较弱。同时储能系统通常布置于室外，还容易受到环境温度的影响。因此在系统设计时就需要加以注意，同时可能会增加系统造价。

3) 从系统角度，同步发电机组的暂态功角特性以及稳定性问题已经有较成熟的理论支撑，但电力电子构网的暂态功角稳定性缺乏设计依据。一方面，电力电子受制于交直流耦合和过流限制，其功角特性难以与同步机组完全对应，暂态同步与失步机理因而也不同；另一方面，电力电子灵活可控的控制策略又引入了新的变量，为大电网稳定性分析增加新的难度。

结束语

跟网型电力电子电源比例的提高已造成多个区

域电网出现暂态过电压、电压稳定裕度下降、电能质量下降和功角稳定性下降等问题，构网型技术有望为缓解这些问题提供新的解决思路。

当前，构网型储能系统在海外已经出现100 MW级的商业项目试用。英国发布了早期标准对构网型控制的技术指标进行了定义，且允许调相机与构网储能同场竞技，澳洲、欧盟和美国同样对构网技术积极进行布局。将调相机与构网型储能综合使用，具备降低我国新能源电站建设成本的潜力。但我国目前尚未有构网型储能的适用标准和商业应用，需要发电企业、电网公司、科研机构、设备制造商多方合作，为我国新型电力系统建设提供新的保障手段。**EA**

(收稿日期：2023-12-27)

参考文献

- [1] ZHAO Fangzhou, et al. Control interaction modeling and analysis of grid-forming battery energy storage system for offshore wind power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 37(1): 497-507.
- [2] 孟志伟, 侯玉强, 方勇杰, 等. 强阻尼电压源型虚拟同步发电机大扰动功角稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 44-50.
- [3] Rosso, Roberto, Soenke Engelken, Marco Liserre. On the implementation of an FRT strategy for grid-forming converters under symmetrical and asymmetrical grid faults. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(5): 4385-4397.