DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250891

基于构网型储能的独立电网同期并网技术研究及实证

游 力[1]，熊亮雳[1]，李震宇[2]，熊昊哲[1,3]，张 兴[4]，韩思成[5]

(1. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院，湖北 武汉 430077；2. 湖北方源东力电力科学研究有限公司，湖北 武汉 430077；3. 区域新型电力系统及农村能源体系构建湖北省重点实验室，湖北 武汉 430077；4. 南京南瑞继保电气有限公司，江苏 南京 211106；5. 重庆大学，重庆 400044)

摘要：随着构网型储能的广泛应用，各级电网独立运行的场景日益增多，由于独立电网电压参数与大电网存在差异，须进行同期控制，以避免冲击电流导致的保护动作。提出了一种基于构网型储能的独立电网同期并网方法，通过单锁相环(phase-lock loop, PLL)锁相与有功闭环控制，实现独立电网电压相位精确跟踪，并在储能协调控制装置中实时生成有功、无功指令进行调节。并以国网湖北新港 50 MW/100 MWh 储能电站为例，对其进行了同期功能改造、算法部署及调试，并成功实施了含源网荷储的 110 kV 独立电网的同期并网。结果表明，并网时刻角差小于 1°，频差小于 0.005 Hz，压差小于 0.5%。该方法具有改造成本低、安全可靠、应用范围广等优势，可为黑启动、故障恢复、微电网灵活组网等场景提供参考，具备良好的推广价值。

关键词：构网型储能；独立电网；同期；锁相环；并网技术

Research and demonstration of synchronization and grid-connection technology for islanded grids based on grid-forming energy storage

YOU Li[1], XIONG Liangli[1], LI Zhenyu[2], XIONG Haozhe[1,3], ZHANG Xing[4], HAN Sicheng[5]

(1. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, China; 2. Hubei FYDL Electric Power Research Co., Wuhan 430077, China; 3. Hubei Key Laboratory of Regional New Power Systems and Rural Energy System Configuration, Wuhan 430077, China; 4. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211106, China; 5. Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: With the widespread adoption of grid-forming energy storage systems, scenarios involving independent operation of power grids are becoming increasingly common. Due to discrepancies in voltage parameters between islanded systems and the main grid, synchronization control is required prior to grid connection to prevent protection malfunctions caused by inrush currents. This paper proposes a synchronization and grid-connection method for islanded grids based on grid-forming energy storage. By utilizing a single phase-locked loop (PLL) and active power closed-loop control, precise phase tracking of the islanded grid voltage is achieved. Active and reactive power commands are generated in real time by the energy storage coordination control for regulation. Taking the State Grid Hubei Xingang 50 MW/100 MWh energy storage power station as a case study, synchronization function retrofitting, algorithm deployment, and on-site commissioning are carried out. Successful synchronized grid connection of a 110 kV islanded system integrating source, grid, load, and storage is achieved. The results demonstrate that at the instant of grid connection, the phase angle difference is less than 1°, the frequency deviation is below 0.005 Hz, and the voltage deviation is less than 0.5%. The proposed approach offers advantages such as low retrofitting costs, high reliability, and broad applicability. It provides a practical reference for scenarios such as black start, fault recovery, and flexible microgrid deployment, demonstrating significant potential for wider deployment.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U24B20103).

Key words: grid-forming energy storage; islanded grid; synchronization; phase-locked loop (PLL); grid-connection technology

基金项目：国家自然科学基金项目资助(U24B20103)

0 引言

随着新能源的迅猛发展和源-网-荷侧设备的电力电子化，全球电力系统正形成高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”发展趋势。由于风、光资源的不确定性叠加电力电子设备的高占比化，电力系统频率调节和惯量支撑的能力逐步减弱，抗扰能力降低，存在大规模停电甚至全面崩溃的风险[1-3]。近年来，在新能源装机高占比区域陆续发生大停电事故，尤其在欧洲地区，如 2021 年英国“8·9”大停电以及 2025 年伊比利亚半岛“4·28”大停电，暴露了振荡抑制策略失当、新能源机组抗扰能力弱导致大范围脱网、储能与电网电压支撑不足等系列问题[4]，也为我国的能源发展战略制定提供了经验和参考。

为解决高比例新能源接入和消纳问题，构网型控制技术(grid-forming, GFM)逐步成为研究热点，其可模拟同步发电机的励磁及功角特性，具备较强的过载能力，可支撑高比例新能源乃至 100%新能源电力系统独立运行[5-9]。相较于风电和光伏，电化学储能由于能量来源独立，具备短时过流能力并能维持直流母线电压稳定，是构网型技术的理想载体，构网型储能的应用场景如图 1 所示[10]。常见的构网型控制包括下垂控制(droop-control)、虚拟振荡器控制(virtual oscillator control, VOC)、虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)等[11-14]，目前 VSG 技术应用较为广泛。

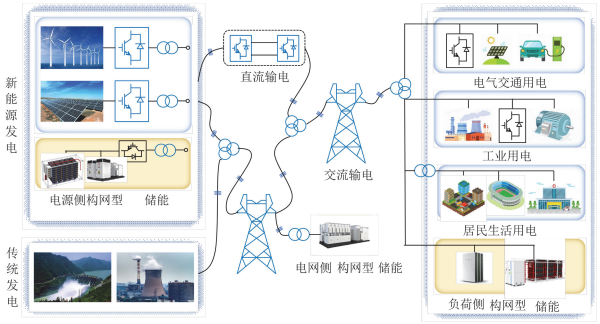


图 1 构网型储能多场景应用示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multi-scenario applications for grid-forming energy storage

在高海拔、海岛、偏远无电地区等特殊环境下，及在黑启动、故障恢复供电时，构网型储能具备支撑独立运行的能力[15]。当需并网运行时，由于独立电网电压幅值、相位等运行参数与大电网存在差异，如直接合闸，极易出现系统失稳甚至非同期，产生较大的合闸冲击电流，对设备造成损坏。

现有文献对 VSG 并网预同步策略进行了研究，分为有锁相环(phase-locked loop, PLL)及无锁相环两种。在基于 PLL 的控制策略中，PLL 用于获取电网和逆变器输出电压的角差并实现同步。文献[16]仅使用一个 PLL 获取电网电压的相角，再通过 abc/*dq* 变换控制逆变器的 *q* 轴输出为 0，达到零角差的目的。文献[17]采用类似方法，PLL 用于获取电网相角并与逆变器内部相位进行比较，调节频率参考以实现再同步。文献[18]提出一种基于前馈补偿的新型锁相环设计方案，提高了系统鲁棒性的同时也改善了系统的动态性能。文献[19]采用双 PLL 策略优化了锁相精度以降低通信延迟影响，并在 10 kV 微电网进行了实证。文献[20]指出，双 PLL 预同步策略虽然能够精确控制 VSG 的电压幅值和相角，但在弱电网条件下，锁相精度难以保证，并且使控制结构复杂化。文献[21]提出了新型耦合式双 PLL 架构，引入相位补偿模块消除两 PLL 间的交互干扰，可在弱电网下实现同期并网。无 PLL 的预同步方法方面，文献[22-23]提出了基于虚拟阻抗的再同步控制策略，通过仿真逆变器与电网之间的虚拟阻抗，并控制流经虚拟阻抗的电流为 0，从而实现再同步。文献[24-25]则通过计算电网电压和逆变器电压矢量的叉积获得角差，利用调整有功功率控制回路的参考频率来实现零角差。文献[26]通过设计一种无 PLL 的同期方法实现了 VSG 的空载平滑并网，但是该方法不适用于 VSG 带载的工况，同时需要较为良好的通信条件。文献[27]指出，无 PLL 控制在弱电网中的动态性能较好，但也可能引发小信号稳定性问题。文献[28]进一步优化了无 PLL 的 VSG 控制方案，通过自适应转动惯量调整 VSG 的并网参数，但该方法参数设计较复杂，难以推广。文献[29]提出改进的无 PLL 预同步控制策略，以 VSG 输出相角为基准，对电网电压进行 Park 变换计算角差，并通过智能自学习算法调整 VSG 的功频下垂系数，解决频率偏移越限问题。文献[30]通过线性锁相环结合电压与频率闭环调节实现构网型逆变器的快速同步，但单频率电压波动时其动态适应能力有限。

现有文献应用在基于构网型储能的独立电网与大电网同期并网时存在以下难题：

1) 控制对象不同。现有文献同期控制点在储能单元侧，随着构网型储能电站的容量进入百兆级，储能电站往往由数十个单元并联构成，已无法适用于电站级乃至于系统级的同期操作；

2) 控制精度不高。站间存在通信阻隔，站内通信转换环节多，延迟大，导致同期控制精度不高；

3) 缺乏工程实证。目前国内外大部分研究仅停

留在实验室及微电网应用阶段，缺乏在真实电网特别是 110 kV 及以上电网中的工程实证应用。

本文主要贡献为提出一种基于构网型储能的独立电网主动同期策略，采用单 PLL 锁相+有功闭环控制实现独立电网 q 轴电压零输出，以跟随大电网相位，该策略可跨电压等级对独立电网进行同期调节，具备带载同期能力，适用于 110 kV 及以上独立电网。最后在构网型储能电站进行同期功能改造、算法部署及调试，试验结果验证了本文方法的有效性(角差＜1°，压差＜0.5%，频差＜0.005 Hz)，并成功实现含源-网-荷-储的 110 kV 独立电网快速同期并网。

1 构网型储能控制原理

构网型储能可不依赖 PLL 构建电网，输出稳定的内电势与频率，以 VSG 为例，有功偏差经转子运动方程形成相角，电压偏差经励磁环节形成幅值，两者合成输出电压矢量，可具备虚拟惯性支撑与调频能力，适应与其他电压源并列运行、离网运行等运行方式。控制算法如图 2 所示。

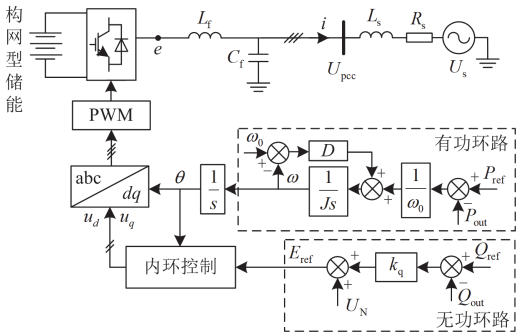


图 2 构网型储能控制示意图

Fig. 2 Schematic diagram of grid-forming energy storage control

图中：L_f 和 C_f 分别为滤波电感、滤波电容；R_s 和 L_s 分别为系统电阻、系统电感；U_{pcc} 为并网点电压；U_s 为系统侧电压；e 为构网型储能系统内电势；E_{ref} 为电压幅值指令；U_N 为额定电压；P_{ref} 为有功功率指令；Q_{ref} 为无功功率指令；P_{out} 和 Q_{out} 分别为输出的有功和无功功率；k_q 为无功-电压下垂系数；ω_0 为额定角速度；θ 为相角参考信号；ω 为实际角速度；D 为阻尼系数，可模拟同步发电机阻尼抑制振荡的能力；J 为转动惯量，使得构网型储能的频率动态响应过程中具备惯性。根据图 2 可以得到方程(1)。

$$\begin{cases} J\dfrac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=\dfrac{P_{ref}}{\omega_0}-\dfrac{P}{\omega_0}+D(\omega_0-\omega) \\ \theta=\int\omega\cdot\mathrm{d}t \end{cases} \tag{1}$$

虚拟阻抗加电压电流双环控制如图 3 所示。图中：I_L、I_{out}、V_{out} 分别为逆变器滤波电感电流、输出电流及输出电压，将三者进行 abc/dq 坐标变换；P_{out} 经有功频率控制器闭环作用后生成相角参考信号 θ，Q_{out} 经无功电压控制器闭环及虚拟阻抗控制作用后生成电压幅值参考信号 E_{ref}，二者生成参考信号后经电压/电流双闭环控制得到调制波。

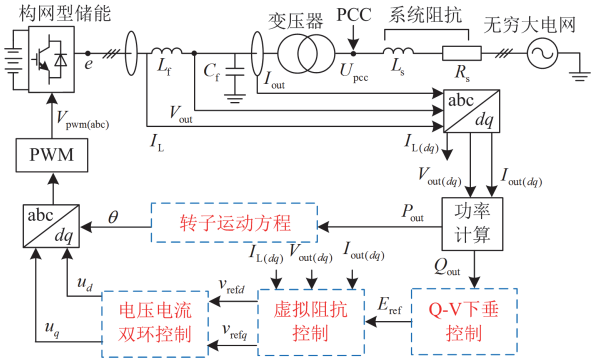


图 3 虚拟阻抗加电压电流双环控制拓扑图

Fig. 3 Dual-loop voltage-current control topology with virtual impedance and voltage and current

2 构网型储能同期原理

2.1 电力系统同步原理

同步发电机系统中，交流同步是指系统中所有同步发电机的转子保持相同的电角速度旋转，各节点电压频率一致且具有稳定的相位关系，使系统维持在稳定的交流运行状态。其核心在于同步发电机内部电磁转矩与机械转矩的动态平衡，以及系统内各同步发电机转子间的机电振荡动态。

2.2 同步发电机同期原理

同期原理主要分为两类：捕捉同期、主动同期。其中捕捉同期主要用于同步发电机的同期，是指通过调节励磁来调整发电机机端电压，调节原动机的转速来改变发电机的频率，逐步调整频率差、电压差至同期允许范围，同时借助同期装置来监测和判断发电机与电网的同期条件，满足下述条件时瞬间闭合并网开关，将发电机并入电网。

1) 电压有效值相等：$|U_g|=|U_s|$；

2) 频率(转速)相等：$f_g=f_s$；

3) 相角一致：$\theta_g=\theta_s$；

4) 相序一致。

其中：U_g 为待并侧电压；f_g 为待并侧频率；f_s 为系统频率；θ_g 为待并侧相角；θ_s 为系统相角。

同步发电机的假同期试验波形如图 4 所示。其

核心点在于捕捉同期点使发电机组并入电力系统，当同期并网时，发电机与系统之间无电流冲击(角差为 0º)，转子在同步转矩作用下立即锁定在同步转速下运行。

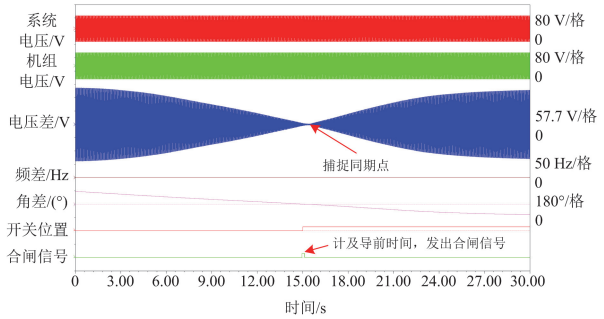


图 4 同步发电机假同期波形

Fig. 4 Simulated synchronization waveform of synchronous generators

2.3 基于构网型储能的主动同期方法

本文提出了一种基于构网型储能的独立电网与大电网主动同期的方法。其示意图如图 5 所示。

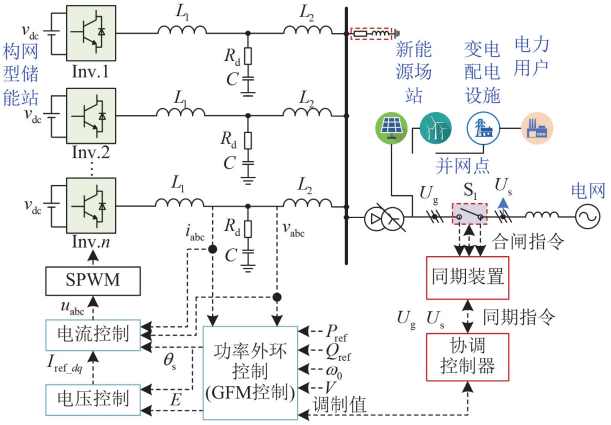


图 5 基于构网型储能的同期示意图

Fig. 5 Synchronization schematic based on grid-forming energy storage

该方法包含了系统锁相、储能系统功率指令计算、控制指令输出与执行、同期完成状态判断、离网切并网模式 5 个环节。当独立电网检测到电网恢复供电后，在并网点变电站监控后台主动下发同期指令，通过同期装置转发指令至构网型储能协调控制器；由协调控制器对并网点的系统电压 U_s 进行 PLL 锁相，并根据图 6 控制框图计算并实时生成有功、无功指令，以调节待并侧的电压、相角和频率；当在同期窗口时间内协调控制器判断满足同期合闸条件时，输出合闸指令给同期装置，并由同期装置二次判断是否满足同期条件，如满足则通过出口回路控制并网点 S_1 开关同期合闸；协调控制器接收 S_1 合闸位置信号后，将各单元储能变流器(power conversion system, PCS)由离网切为并网模式。构网型储能协调控制器中的控制框图如图 6 所示，步骤如下所述，主动同期流程图如图 7 所示。

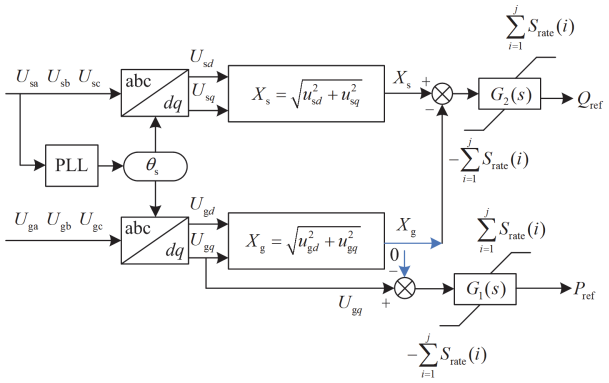


图 6 同期控制框图

Fig. 6 Synchronization control block diagram

1) 系统锁相

采用 PLL 检测系统相角 θ_s，并根据该相角对系统侧、待并侧的电压进行 Park 变换(abc/dq 变换)。d 轴通常定义与电网电压矢量方向对齐，q 轴则垂直于 d 轴，代表与电网电压矢量的正交分量或角差分量。通过将获得的 q 轴输出电压调节为 0，可以实现零角差。

2) 储能系统功率指令计算

按照式(2)计算系统有功功率指令值 P_{ref} 和无功功率指令值 Q_{ref}。

$$\begin{cases} P_{ref}=U_{gq}\cdot G_1(s) \\ Q_{ref}=(X_s-X_g)\cdot G_2(s) \end{cases} \tag{2}$$

式中：U_{gq} 为独立电网电压矢量在电网电压旋转坐标系下的 q 轴分量；X_g、X_s 分别为独立电网和大电网电压在旋转坐标系下的电压向量幅值；$G_1(s)$、$G_2(s)$ 分别为有功调节器和无功调节器的比例−积分传递函数。

(1) 系统有功功率指令值计算

在 dq 坐标系下，U_{gq} 直接反映了电压矢量相对于参考轴(即 PLL 锁定的电网电压矢量方向)的相角偏差。如果 $U_{gq}>0$，代表独立电网电压矢量超前于电网。如果 $U_{gq}<0$，代表独立电网电压矢量滞后于电网。因此，将 U_{gq} 调节到 0，就可使得独立电网输出电压与电网电压同相位。

旋转坐标系下，将独立电网电压的 q 轴分量与

0 作差，经有功调节器调节，得到系统有功功率指令值。

$$P_{\mathrm{ref}} = U_{gq} \cdot G_1(s) \tag{3}$$

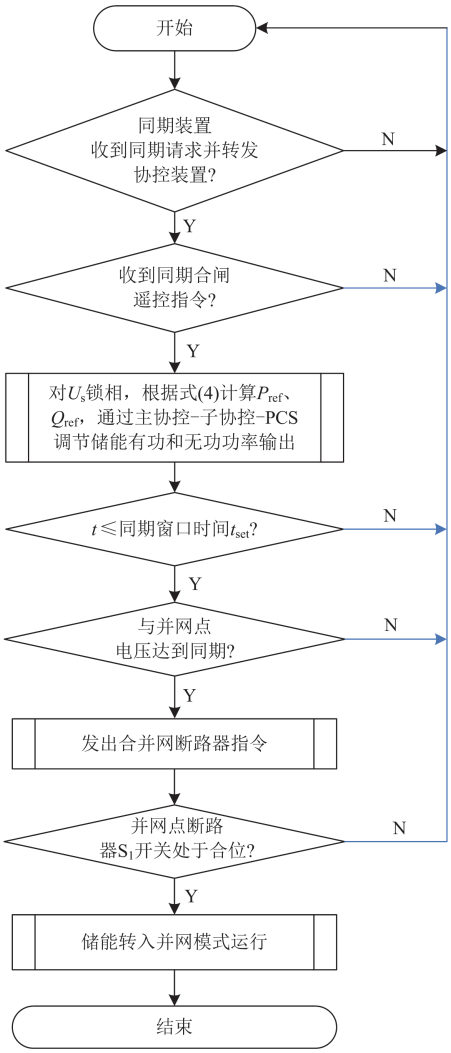


图 7　主动同期流程图

Fig. 7 Flowchart of active synchronization

(2) 系统无功功率指令值计算

旋转坐标系下，将独立电网与大电网的电压向量幅值做差，经无功调节器调节，可得到储能系统无功功率指令值。

$$Q_{\mathrm{ref}} = (X_{\mathrm{s}} - X_{\mathrm{g}}) \cdot G_2(s) \tag{4}$$

3) 控制指令输出与执行

(1) 控制指令下发：协调控制器根据可用储能单元计算每个储能单元的有功和无功功率指令值，并通过分层交互网络发送至各储能单元。

(2) 子单元控制执行：各储能子单元根据接收到的功率指令，协调控制器根据 SOC 均衡控制策略，生成并执行有功、无功功率指令，以实现独立电网的同期控制。

4) 同期完成状态判断与出口

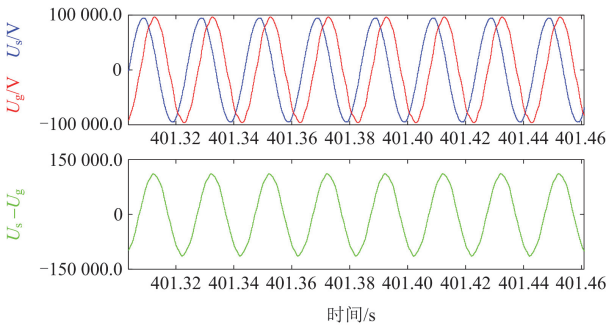
(1) 同期完成条件判断：当独立电网电压与电网电压满足$\left|U_{\mathrm{g}}\right|$小于定值且$\left|X_{\mathrm{s}} - X_{\mathrm{g}}\right|$小于定值时，判定进入同期完成第一状态，其中定值均为预设定值。

(2) 延时确认同期完成：进入同期完成第一状态后，经延时若仍满足同期完成条件，则判定进入同期完成第二状态，并下发同期指令至同期装置，并由同期装置二次判断是否满足同期条件，如满足则通过出口回路控制S_1同期合闸。

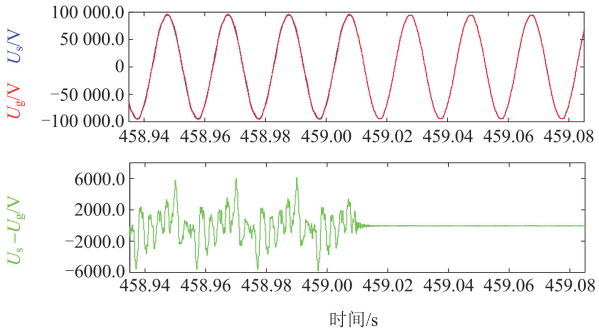
5) 离网-并网模式切换

当检测到并网开关S_1闭合后，储能协调控制器下发指令，将各 PCS 切换为并网模式。

该方法的关键在于通过有功功率和无功功率指令的计算与分配，主动创造较长时间的同期窗口，特点是利用高效规约转换、光纤通信及电压硬接线等手段，实现并网点场站-储能协调控制器-储能单元间低延时通信，并采用协控装置-同期装置两级同期判据，有效减少构网型储能非同期并网带来的大电流冲击问题。并网同期效果如图 8 所示。由图 8(a)可见，同期前U_{g}与U_{s}存在相角和幅值差，当下发主动同期指令后，独立电网与大电网的同期波形如图 8(b)所示，可见两侧电压幅值和相角差近乎为 0，即实现准同期并网。



(a) 同期前



(b) 同期

图 8　主动同期效果示意图

Fig. 8 Performance schematic diagram of active synchronization

3　工程验证

3.1　工程改造方案

国网湖北新港 50 MW/100 MWh 储能电站位于湖北省荆门市沙洋县，于 2022 年 12 月实现首次并网，是我国首座构网型储能电站。本文在开展构网型储能“黑启动”试验前发现黑启动或故障恢复后无法实现同期并网的问题，其原因在于独立电网不具备主动调节跟踪大电网频率、电压及相位的功能。为使基于构网型储能电站的独立电网具备同期功能，同时验证上文提出的主动同期方法，对新港储能电站以及与其相连的 110 kV 变电站实施同期功能技术改造。其中构网型储能电站参数如表 1 所示。同期变电站的主要参数如表 2 所示。

表 1　构网型储能电站参数

Table 1 Parameters of grid-forming energy storage

序号	项目	参数
1	PCS 一体机额定功率	3150 kW
2	PCS 一体机额定电压	10 kV
3	PCS 一体机数量	16 台
4	PCS 额定功率	1575 kW
5	惯性时间常数	3 s
6	有功调频系数	38.5
7	无功调压系数	12.5
8	阻尼系数	0.02 N·s/m

表 2　并网点变电站参数

Table 2 Parameters of PCC substation

序号	项目	参数
1	变压器额定容量	50 MVA
2	变压器额定电压	110/10.5 kV
3	变压器短路阻抗	16.77%(主分接)
4	开关设备类型	GIS
5	断路器额定电流	3150 A

同期功能改造示意图如图 9 所示，本次改造的同期点为 105 开关(同期点 1)、108 开关(同期点 2)。

本次同期功能技术改造的总体方案如图 10 所示。新增硬件：在 110 kV 变电站新增同期屏；在储能电站协调控制柜协控装置内新增 2 块交流插件，用于采集并网点 1、并网点 2 两侧的电压量。新增回路：协控装置和同期装置通过硬接线采集同期点开关两侧三相电压、开关位置，同期装置合闸出口至同期点断路器控制回路，变电站后台与同期装置、同期装置与储能协控装置间新敷设光纤，实现 GOOSE 通信。

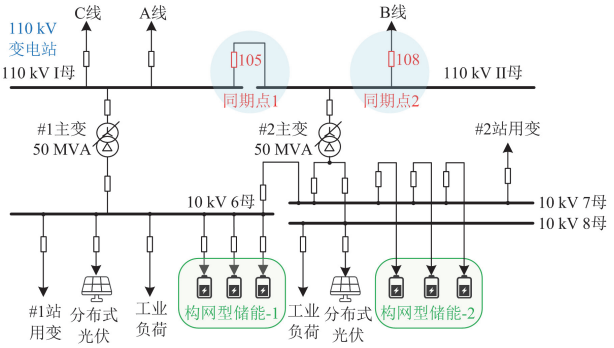


图 9　同期功能技术改造示意图

Fig. 9 Schematic diagram of synchronization function technical retrofit

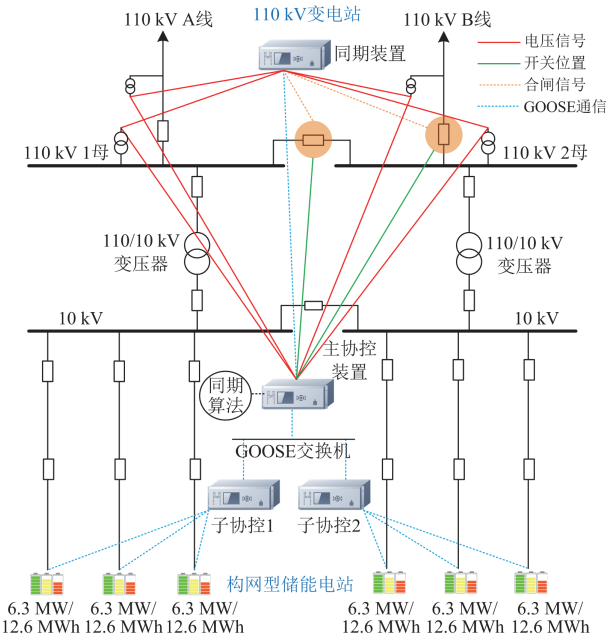


图 10　同期功能技术改造方案图

Fig. 10 Technical retrofit plan schematic for synchronization system

本文提出的基于构网型储能的主动同期算法部署在储能电站协调控制装置中，相关定值如表 3 所示。由于独立电网的频率及电压调节由协控装置控制，同期装置自动调频及调压功能退出。

3.2　调试及测试结果

在上述改造后，技术人员开展了同期调试及测试工作，共分为同期功能调试、假同期试验、准同期试验 3 个项目。离网运行范围如图 11 虚框所示。

1) 同期功能调试

测试目的：(1) 验证变电站 SCADA 与同期装置、同期装置与储能协控装置的通信是否正常，其指令是否收发正确；(2) 验证选择不同同期点后储能协控

表 3 储能协调控制装置同期定值

Table 3 Synchronization setting value of PMS

序号	项目	参数
1	同期保持时间	2 s
2	同期窗口时间	120 s
3	同期并列频率环比例系数	0.5
4	同期并列频率环积分系数	1
5	同期并列电压环比例系数	0.1
6	同期并列电压环积分系数	2
7	电压误差门槛	0.08 p.u.

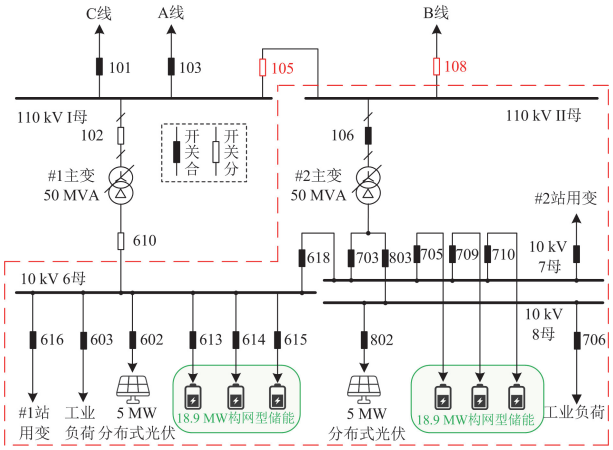


图 11 独立电网运行范围

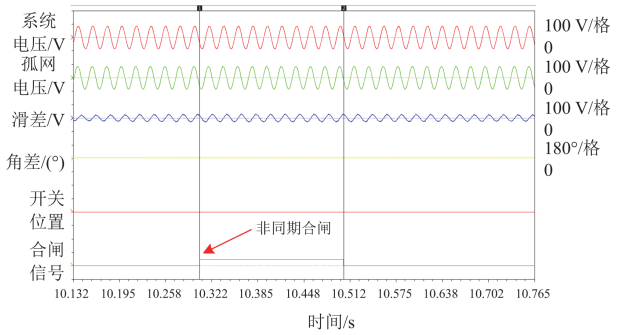
Fig. 11 Operation scope of islanded grid

电压切换是否正确；(3) 测试发出同期请求后，储能协控装置能否在时间窗口内按照算法调节待并侧电压幅值、相位以及频率，并能在同期时刻出口合闸指令。

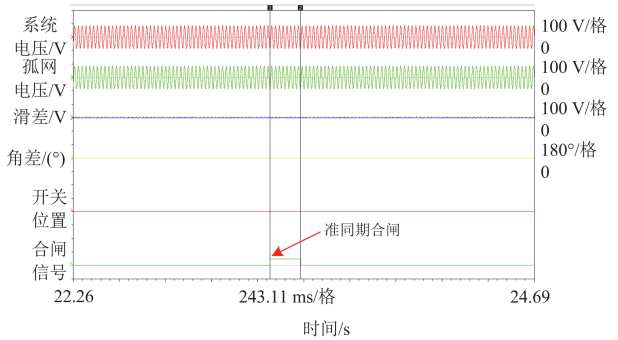
测试波形如图 12 所示，测试结果如表 4 所示。共进行了 6 次同期功能测试，其中第 1 次测试结果如图 12(a)所示，其同期出口在非同期点，随后现场人员对协控定值及同期程序进行了系列优化(如表 3 所示)，随后进行了 5 次测试，波形见图 12(b)，第 2—5 次测试最大角差为 2.4°、最大压差为 2.89%、最大频差为 0.01 Hz，均满足同步机同期要求(角差＜15°，压差＜5%U_N，频差＜0.1 Hz)。

2) 假同期试验

测试目的：将同期点间隔转为冷备用状态，在变电站 SCADA 分别选择同期点 1、同期点 2 作为同期点，测试协控装置在收到启动同期指令后是否在窗口时间、规定的频差、角差、压差范围内合上相应断路器；收到断路器合闸信号后，储能协调控制器应能切换至并网状态，每个同期点进行至少 3 次假同期测试。



(a) 异常结果



(b) 正常结果

图 12 同期功能测试波形

Fig. 12 Waveform of synchronization function test

表 4 同期功能测试结果

Table 4 Results of synchronization function test

序号	角差/(°)	压差(二次值)/V	频差/Hz	备注
1	18.4	21.57	−0.05	非同期合闸，需调整协控算法与定值
2	1.2	1.43	0	压差：2.48%
3	2.4	1.62	0	压差：2.81%
4	0.8	1.67	0.01	压差：2.89%
5	−1.3	−1.26	0	压差：−2.18%
6	1	0.89	0	压差：1.54%

针对两个同期点共开展了 6 次假同期试验，波形如图 13 所示，测试结果如表 5 所示。在启动同期后，储能协控装置对独立电网的频率、电压、相位进行调节，并在同期窗口时间(t=120 s)内合上并网点断路器。对合闸时刻的角差、压差、频差进行分析，合闸时刻最大角差为 5.9°、最大压差为 3.46%、最大频差为 0.01 Hz。

3) 准同期试验

测试目的：将同期点间隔转为热备用状态，分别选择同期点 1、2 作为同期点，验证部署的同期算法以及协控-同期装置能否根据大电网系统电压、相位实时生成有功、无功指令，实现独立电网准同期并网。

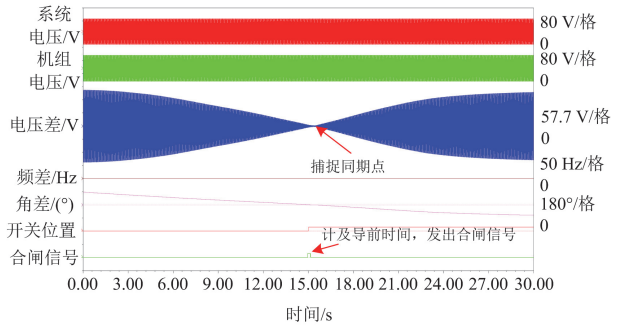


图 13 假同期试验波形

Fig. 13 Test waveform of simulated synchronization

表 5 假同期试验结果

Table 5 Test results of simulated synchronization

序号	角差/(°)	压差(二次值)/V	频差/Hz	转为并网模式
1	5	0.81	0.01	是
2	4.8	−2.00	0	是
3	5.9	−0.53	0	是
4	−0.9	−1.03	0	是
5	−4.1	−0.30	0	是
6	−4.7	−0.75	0	是

本文分别对两个并网点各进行准同期试验，并对并网时刻独立电网电压、独立电网频率、系统侧-待并侧电压差波形进行了分析，波形如图 14 所示，数据如表 6 所示。

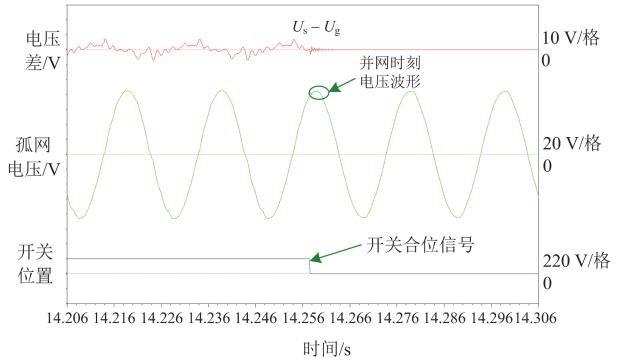


图 14 同期并网瞬时波形

Fig. 14 Instantaneous waveform of synchronization grid connection

表 6 同期并网数据

Table 6 Results of synchronization grid connection

序号	同期时间/s	压差/kV	频差/Hz	转为并网模式
1	58	0.748	0	是
2	63	0.121	0	是

通过开展以上 3 项测试，对本文提出的基于构网型储能的主动同期理论及方法、储能协控装置、同期装置以及相应的二次回路、通信链路、通信功能进行了全面验证。结果表明，改造后的独立电网具备同期功能，可通过灵活、快速调节储能电站有功、无功指令，实时跟踪系统电压、相位、频率，并在 2 min 内实现 110 kV 独立电网并网，并网时刻角差、压差、频差均满足定值及同步机同期并网要求(角差＜15°，压差＜5%U_N，频差＜0.1 Hz)，电压波形平滑过渡，无电流冲击现象发生。

3.3 独立电网同期实证结果

为验证在区域电网中，基于构网型储能的独立电网主动同期方法的可行性，本文在项目所在地构建了一个含光伏发电站、110 kV 输变电设备、配电台区及储能电站的区域电网(如图 15 所示)，由 1 座构网型储能电站、2 座 110 kV 变电站、1 座 98 MW 光伏电站、7 个中压台区超 400 户居民用户、3 座防汛泵站构成(详见表 7)。2025 年 6 月，本文在上述区域开展了独立电网同期实证，首先通过断开与上级电网的连接，使得区域电网失电，随后由储能电站黑启动 110 kV 电网，最后通过部署的同期算法及装置实现独立电网与主网的同期并网。

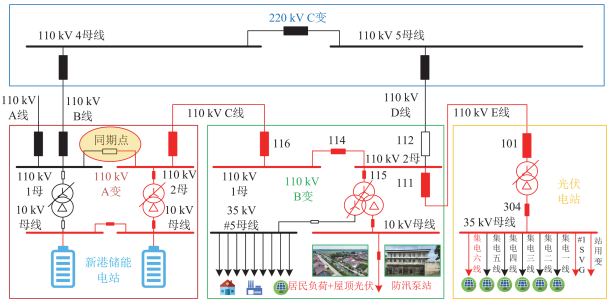


图 15 区域电网电气拓扑图

Fig. 15 Electrical topology map of regional power grid

表 7 独立电网概况

Table 7 Islanded grid profile

序号	类型	配置情况	容量
1	储能电站	1 座构网型电化学储能电站	50 MW/100 MWh
2	变电站	2 座 110 kV 变电站	90 MVA
3	居民负荷	7 个 10 kV 台区，含居民负荷及屋顶光伏	0.7 MVA
4	工业负荷	3 座泵站	1.04 MVA
5	光伏电站	6 条集电线路	98 MWp

图 16 为同期过程录波图，包含了同期前→启动同期→同期控制→同期合闸全过程波形。其中启动同期时刻为 17 时 22 分 8.372 秒，同期合闸时刻为 17 时 23 分 5.614 秒，总时长约为 57 s。图中包含了$U_{sA} - U_{gA}$(指电网与独立电网 A 相电压差)、两侧电压波形、电网 A 相电压有效值U_{sA_rms}、独立电网 A 相电压有效值U_{gA_rms}、频率、相位等波形。

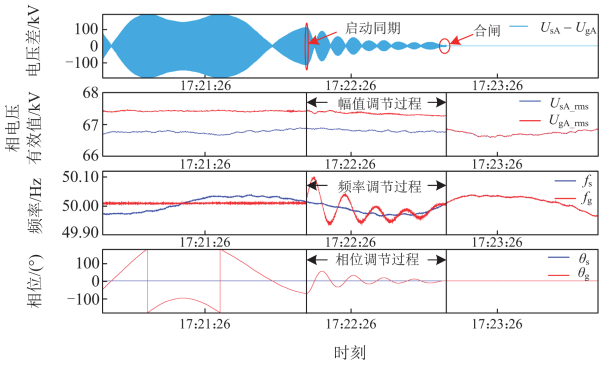


图 16 基于构网型储能的独立电网与大电网同期过程

Fig. 16 Synchronization process between islanded grid based on grid-forming energy storage and main grid

启动同期前，储能电站功率为−3.957 MW(充电)，光伏功率为 4.762 MW，10 kV 线路用户负荷为 65 kW。由图 17 分析启动时刻录波图，以 $\theta_s=0°$ 为参考，并网时刻独立电网相位 θ_g 为−71.696°，两侧电压差为 0.5%，频差为 0.005 Hz。并网点两侧的压差、频差均满足同期要求，但是存在较大的角差。如果此时直接并网，将会对独立电网施加超过 70° 的相位突变，可能造成构网型储能电站过流、光伏电站脱网。

启动同期后，对相位的控制过程可以分为两个阶段。

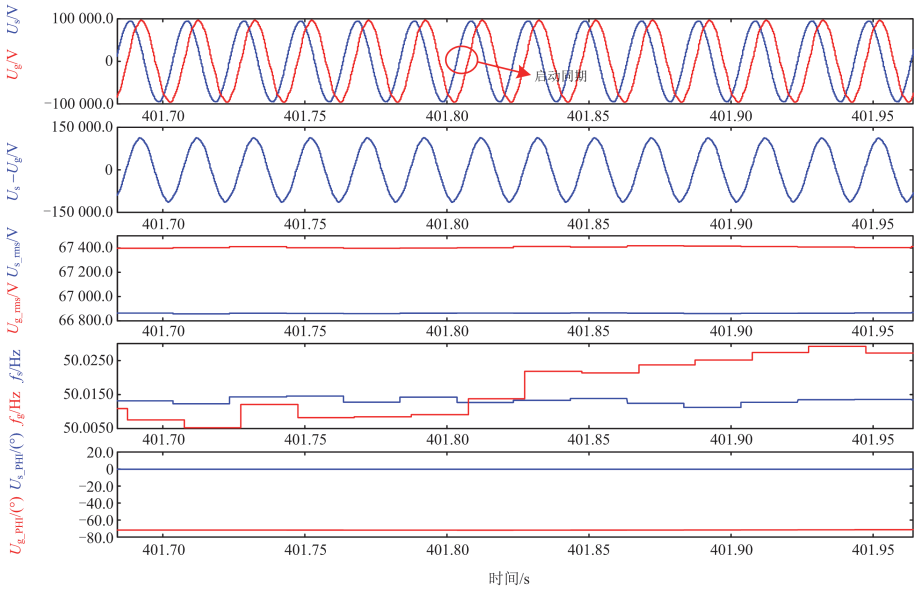


图 17 启动同期时刻波形

Fig. 17 Waveform of synchronization during startup

1) 由于独立电网相位滞后于主网(即 $U_{gq}<0$)，由图 6 控制框图可知，此时 PI 环节将增加 P_{ref}，增大角速度 ω 与频率 f，已知 $\theta=\int\omega dt$，角速度 ω 体现相位 θ 变化率，当变化率升高，独立电网逐步“追赶”主网相位。

2) 由图 16 可知，当独立电网频率到达最大值(50.10 Hz)时，角差过零点，由于角速度(频率)无法突变，独立电网相位逐步超前于主网($U_{gq}>0$)，由图 6 控制框图可知，此时 PI 环节将减少 P_{ref}，降低角速度 ω 与 f，独立电网逐步“等待”主网相位，当独立电网频率达到最小值(49.93 Hz)时，角差过零点，独立电网相位逐步滞后于主网。

通过上述两个阶段的往复调节，同期功能将 U_{gq} 调节至 0 附近，使得 $\theta_g\approx\theta_s$，整个过程系统频率波动在±0.1 Hz 以内。满足所有同期条件后，储能协控装置发出同期指令，并实现同期并网，波形图如图 18 所示，数据如表 8 所示，其中 U_{s_PHI} 为电网电压相角，其中 U_{g_PHI} 为独立电网电压相角。

并网时刻角差为 0.87°，压差为 0.46%，频差为 0.001 Hz，均满足同期合闸定值及相关规范要求(角差＜15°，压差＜5%U_N，频差＜0.1 Hz)。同期并网后，检查储能电站以及光伏电站运行情况，所有储能单元及光伏阵列均未出现报警或者跳闸，同期后，协控装置自动将储能电站由离网模式切换为并网模式，储能电站功率为−0.1 MW，光伏功率为 4.832 MW，10 kV 线路用户负荷为 67 kW。

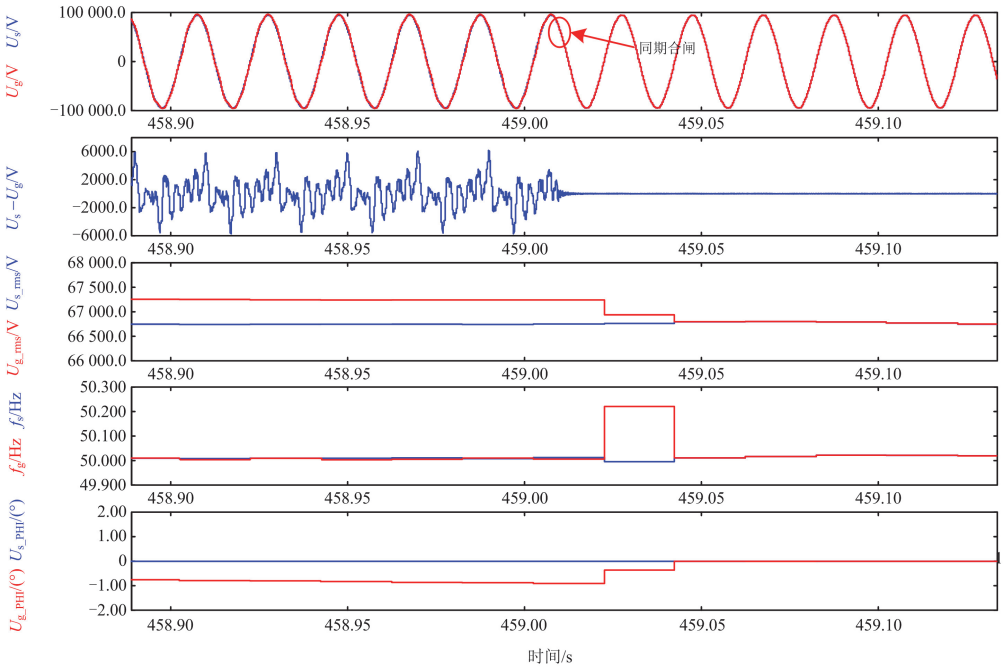


图 18 同期并网时刻波形

Fig. 18 Waveform of islanded grid synchronization grid connection

表 8 独立电网同期并网数据

Table 8 Data for synchronization grid connection of islanded grid

	时刻	角差/(°)	压差/kV	频差/Hz
下达指令	17 时 22 分 8.372 秒	71.696	−0.546	0.005
合闸并网	17 时 23 分 5.614 秒	0.87	−0.506	0.001

上述试验对本文提出的基于构网型储能的主动同期理论及方法开展了真实场景验证，结果表明，本文方法可根据大电网系统电压、相位实时生成有功、无功指令，在 60 s 内实现基于构网型储能的独立电网黑启动后带新能源及负荷同期并网，并网时刻角差为 0.87°，压差为 0.46%，频差为 0.001 Hz，电压波形平滑过渡，无电流冲击现象发生。本方法可扩展应用至黑启动、微电网灵活组网等场景。

4 结论

本文提出一种基于构网型储能的独立电网的主动同期方法，并开展了实证工作，结论如下。

1) 通过对系统电压单 PLL 锁相，调整构网型储能有功，最终控制独立电网 q 轴电压的方式，可以实现良好的相位跟踪效果；基于构网型储能的独立电网的频率、电压能够准确跟踪指令值，主动同期系统主要任务在于调节角差。

2) 该方法可跨电压等级对独立电网进行同期调节，经现场调试及多次测试结果表明，该方法具备控制精度高、安全稳定、速度快等特点，而且在同期并网后瞬时切换并网模式，适用于 110 kV 及以上电网中。但其对通信要求较高，需要增加软/硬件配置，并依赖光纤/电缆增强通信。

3) 该方法具备带载同期并网能力，通过在 110 kV含源网荷储系统中实证，结果表明本文方法在1 min内实现独立电网黑启动后带新能源及负荷同期并网，并网时刻角差＜1°，压差＜0.5%，频差＜0.005 Hz，电压波形平滑过渡，无电流冲击。

本方法以构网型储能为载体，结合单PLL与有功闭环，兼具独立支撑与主动调节能力，110 kV及以上高压复杂场景适配性强，精度、适用范围及安全性均显著优于其他方法，且具有改造成本低、操作安全可靠、应用范围广的特点，可为构网型储能电站在孤岛供电/黑启动/故障恢复等多场景应用、各级电网灵活组网提供技术支撑。

参考文献

[1] 莫维科, 雷剑雄, 陈亦平, 等. 典型独立同步电网新能源高渗透率运行中的频率稳定挑战与应对措施(上)[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(16): 177-187.
MO Weike, LEI Jianxiong, CHEN Yiping, et al. Frequency stability challenges and countermeasures in typical isolated synchronous power grids with high penetration of renewable energy (part I)[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(16): 177-187.

[2] 闫志彬, 李立, 阳鹏, 等. 考虑构网型储能支撑能力的微电网优化调度策略[J]. 中国电力, 2025, 58(2): 103-110.

YAN Zhibin, LI Li, YANG Peng, et al. Optimal scheduling strategy for microgrid considering the support capabilities of grid forming energy storage[J]. Electric Power, 2025, 58(2): 103-110.

[3] 贾焦心, 沈钟毓, 秦本双, 等. 构网型和跟网型电力电子装备混联系统惯量响应的匹配问题综述[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(6): 77-89.
JIA Jiaoxin, SHEN Zhongyu, QIN Benshuang, et al. Review on inertia response matching problem of hybrid power systems with grid-forming and grid-following power electronic devices[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 77-89.

[4] 舒印彪, 汤涌, 张正陵, 等. 欧洲伊比利亚半岛电网“4.28”大停电事故分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(17): 6603-6611.
SHU Yinbiao, TANG Yong, ZHANG Zhengling, et al. Analysis and lessons of the April 28, 2025 blackout in the Iberian peninsula power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(17): 6603-6611.

[5] 詹长江, 吴恒, 王雄飞, 等. 构网型变流器稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2339-2359.
ZHAN Changjiang, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. An overview of stability studies of grid-forming voltage source converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2339-2359.

[6] 杨世维, 李保宏, 江琴, 等. 考虑SOC的构网型储能参与风光制氢系统调频策略[J]. 智慧电力, 2025, 53(5): 8-15.
YANG Shiwei, LI Baohong, JIANG Qin, et al. Frequency regulation strategy considering SOC for grid-forming energy storage participating in wind-photovoltaic hydrogen production systems[J]. Smart Power, 2025, 53(5): 8-15.

[7] 刘辉, 于思奇, 孙大卫, 等. 构网型变流器控制技术及原理综述[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 277-297.
LIU Hui, YU Siqi, SUN Dawei, et al. An overview of control technologies and principles for grid-forming converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 277-297.

[8] 王伟, 周少泽, 黄萌, 等. 构网型技术: 演进历程、功能定位与应用展望[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(1): 1-13.
WANG Wei, ZHOU Shaoze, HUANG Meng, et al. Grid-forming technologies: evolution history, function, and application prospects[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(1): 1-13.

[9] 黄炳政, 陈俊儒, 刘牧阳, 等. 基于自适应虚拟阻抗的构网型变流器暂态稳定性提升策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(12): 57-68.
HUANG Bingzheng, CHEN Junru, LIU Muyang, et al. Grid-forming converter transient stability enhancement strategy based on adaptive virtual impedance[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(12): 57-68.

[10] 李毅丰, 张学, 韦统振, 等. 多应用场景下构网型变流器的输出特性及其等价性分析[J]. 全球能源互联网, 2025, 8(4): 418-430.
LI Yifeng, ZHANG Xue, WEI Tongzhen, et al. Output characteristics and equivalence analysis of grid-forming converters in complex application scenarios[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2025, 8(4): 418-430.

[11] 熊亮雳, 游力, 韩刚, 等. 基于 Lyapunov 能量函数的单电压环幅值控制构网型储能虚拟阻抗参数整定方法[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(6): 30-41.
XIONG Liangli, YOU Li, HAN Gang, et al. A Lyapunov energy function-based virtual impedance parameter tuning method for grid-forming energy storage under single loop voltage magnitude control[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(6): 30-41.

[12] 陈杰, 程静, 王维庆, 等. 应用多参数协同自适应方法的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(23): 74-85.
CHEN Jie, CHENG Jing, WANG Weiqing, et al. Control strategy for a virtual synchronous generator using a multi-parameter cooperative adaptive method[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(23): 74-85.

[13] 梁少辉, 陈俊儒, 陈永平, 等. 构网型 MMC-SVG 控制方案的设计[J]. 智慧电力, 2025, 53(4): 53-61.
LIANG Shaohui, CHEN Junru, CHEN Yongping, et al. Design of grid-forming MMC-SVG control scheme[J]. Smart Power, 2025, 53(4): 53-61.

[14] 郭思远, 陈磊, 闵勇, 等. 构网型双馈风机稳定性分析与改进控制策略[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(11): 123-129.
GUO Siyuan, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Stability analysis and improved control strategy of grid-forming doubly-fed induction generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(11): 123-129.

[15] 赵伟, 李雄, 乔仁飞, 等. 基于混合储能的孤岛微网 VSG 控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(12): 33-40.
ZHAO Wei, LI Xiong, QIAO Renfei, et al. VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(12): 33-40.

[16] LI Y, VILATHGAMUWA M D, LOH C P. Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004,

19(5): 1195-1204.

[17] RAMEZANI M, LI S, MUSAVI F, GOLESTAN S. Seamless transition of synchronous inverters using synchronizing virtual torque and flux linkage[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, 67(1): 319-328.

[18] 屈克庆, 高畅, 许跃成, 等. 高渗透率下计及并网逆变器动态性能的新型锁相环设计方法及鲁棒性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(14): 69-79.
QU Keqing, GAO Chang, XU Yuecheng, et al. Design method and robustness analysis of a novel phase-locked loop considering the dynamic performance of grid-connected inverters under high penetration[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(14): 69-79.

[19] 张明锐, 王佳莹, 宋柏慧, 等. 微网系统稳定运行及模式平滑切换研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 7-15.
ZHANG Mingrui, WANG Jiaying, SONG Baihui, et al. Study on stable operation and mode smooth transition of microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(20): 7-15.

[20] VERDUGO C, CANDELA J, RODRIGUEZ P. Re-synchronization strategy for the synchronous power controller in HVDC systems[C] // 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), October 1-5, 2017, Cincinnati, OH, USA: 5186-5191.

[21] LIU Teng, WANG Xiongfe, LIU Fangcheng, et al. Transient stability analysis for grid-forming inverters transitioning from islanded to grid-connected mode[J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2022, 3: 419-432.

[22] 魏亚龙, 张辉, 孙凯, 等. 基于虚拟功率的虚拟同步发电机预同步方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(12): 124-129.
WEI Yalong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Pre-synchronization method of virtual synchronous generator using virtual power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(12): 124-129.

[23] 柴秀慧, 张纯江, 杨春来, 等. 基于虚拟功率的虚拟同步发电机预同步控制策略[J]. 电力电子技术, 2022, 56(5): 38-40.
CHAI Xiuhui, ZHANG Chunjiang, YANG Chunlai, et al. Presynchronous control strategy of virtual synchronous generator based on virtual power[J]. Power Electronics, 2022, 56(5): 38-40.

[24] AMIN M. Resynchronization of distributed generation based on the universal droop controller for seamless transfer between operation modes[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, 67(9):7574-7582.

[25] SRINIVAS V, SINGH B, MISHRA S. Seamless mode transition technique for virtual synchronous generators and method thereof[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(8): 5254-5266.

[26] SRINIVAS V, SINGH B, MISHRA S. Self-synchronizing VSM with seamless operation during unintentional islanding events[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 16(9): 5680-5690.

[27] 周鹏, 张新燕, 邸强, 等. 基于虚拟同步机控制的双馈风电机组预同步并网策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 71-78.
ZHOU Peng, ZHANG Xinyan, DI Qiang, et al. Pre-synchronous grid-connection strategy of DFIG-based wind turbine with virtual synchronous generator control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 71-78.

[28] HUANG L, XIN H, ZHANG L. Synchronization and frequency regulation of DFIG-based wind turbine generators with synchronized control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(3): 1251-1262.

[29] 姚文龙, 裴春博, 池荣虎, 等. 基于智能自学习控制的船舶微电网预同步控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 82-93.
YAO Wenlong, PEI Chunbo, CHI Ronghu, et al. Pre-synchronization control strategy for a microgrid of merchant marine with intelligent self-learning control[J]. Power System Protection and Control 2023, 51(6): 82-93.

[30] ALLA D S, SAHOO A K, NEGI S, et al. Linear phase-locked loop based hybrid grid synchronization for grid-forming inverters[C] // 2024 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), December 18-21, 2024, Mangalore, India: 1-6.

收稿日期：2025-08-20；　修回日期：2025-12-02

作者简介：

游　力(1987—)，男，硕士，高级工程师，研究方向为电力电子技术以及新型储能；E-mail: youli90909@163.com

熊亮雳(1993—)，男，博士，工程师，研究方向为新能源及储能控制技术等；E-mail: xliangli@foxmail.com

李震宇(1988—)，男，通信作者，本科，工程师，研究方向为继电保护以及自动化。E-mail: lzy_jm@sina.com

(编辑　周金梅)