

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240487

# 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(下)

莫维科<sup>1</sup>, 叶恺<sup>1</sup>, 陈亦平<sup>2</sup>, 陈皓勇<sup>3</sup>, 和敬涵<sup>1</sup>

(1. 暨南大学国际能源学院/能源电力研究中心, 广东 珠海 519070; 2. 南方电网新型电力系统(北京)研究院有限公司, 北京 102218; 3. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

**摘要:** 在高比例新能源接入和电力电子设备广泛应用的背景下, 电力系统的频率稳定受到了严峻挑战。针对缺乏大型交流互联电网支撑的独立同步电网中的频率失稳问题, 研究了国际独立同步电网在新能源高渗透率下所应对的技术措施, 并结合南方电网实际提出了建设新型电力系统的技术借鉴路径。首先, 调研了爱尔兰岛电网、得州电网和澳大利亚电网在应对新能源高渗透率运行下频率稳定挑战的技术进展。然后, 总结了频率稳定措施, 包括临界惯量的精准评估及需求优化、惯量在线监测系统的建设、调频资源的新管理方法等方面, 并分析了各独立同步电网在频率稳定方面取得的成效。最后, 结合南方电网实际情况进行量化分析, 为新型电力系统的发展提供技术参考和借鉴。

**关键词:** 独立同步电网; 爱尔兰岛电网; 得州电网; 澳大利亚电网; 新能源高渗透率; 频率稳定

## Frequency stability challenges and countermeasures in typical isolated synchronous power grids with high penetration of renewable energy (part II)

MO Weike<sup>1</sup>, YE Kai<sup>1</sup>, CHEN Yiping<sup>2</sup>, CHEN Haoyong<sup>3</sup>, HE Jinghan<sup>1</sup>

(1. International Energy College, Jinan University, Zhuhai 519070, China; 2. Southern Power Grid New Energy System (Beijing) Research Institute Co., Ltd., Beijing 102218, China; 3. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** Under the context of a high proportion of renewable energy generation and widespread application of power electronic devices, the frequency stability of power systems is facing severe challenges. To address frequency instability issues of isolated synchronous grids that lack the support of large interconnected AC networks, this paper investigates technical strategies adopted by international isolated synchronous grids under high renewable energy penetration, and proposes technical reference pathways for developing a new-type power system tailored to the conditions of the China Southern Power Grid. First, the technical progress of the grids of Ireland, Texas, and Australia in addressing frequency stability challenges under high renewable penetration is reviewed. Then, frequency stability measures are summarized, including accurate assessment and optimization of critical inertia, the establishment of online inertia monitoring systems, and new methods for managing frequency regulation resources. The effectiveness of these measures in improving frequency stability in each isolated synchronous grid is also analyzed. Finally, a quantitative analysis is conducted based on the actual situation of the China Southern Power Grid, providing technical references and insights for the development of new-type power systems.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2403500).

**Key words:** isolated synchronous power grid; Eirgrid and SONI; ERCOT; AEMO; high penetration of renewable energy; frequency stability

## 0 引言

随着全球能源结构的转型和碳中和目标的推进,

新能源(如风电、光伏)在电力系统中的渗透率逐年攀升<sup>[1-2]</sup>。这一变化对电力系统频率稳定提出了前所未有的挑战<sup>[3]</sup>。传统同步发电机固有的惯量响应和一次调频能力被削弱, 系统频率稳定性下降<sup>[4-7]</sup>, 极端情况下可能导致大面积停电事故。近年来, 国际上

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2403500)

多个独立同步电网已出现因新能源高渗透率引发的频率稳定问题, 例如 2016 年南澳“9·28”大停电事故, 暴露出新能源高渗透率下电力系统频率稳定防御体系的脆弱性<sup>[8]</sup>。

面对新能源高渗透率带来的频率稳定挑战, 国际上典型独立同步电网积极开展技术创新和机制改革<sup>[9-13]</sup>, 在临界惯量评估与监测、调频资源的探索、频率稳定控制相关规定与标准等方面取得了显著进展。例如, 澳大利亚电网探索了基于小扰动主动注入的惯量评估技术, 实现了对系统惯量的在线监测; 得州电网分析了系统临界惯量需求及其影响因素; 爱尔兰电网引入了快速频率响应这一类新型调频资源, 有效提升了系统频率稳定性<sup>[14-17]</sup>。爱尔兰电网、得州电网和澳大利亚电网 3 个典型独立同步电力系统在面对新能源高渗透率的问题上, 既采取了许多共性的措施, 也根据各自电网的特点制定了有针对性的对策, 使得系统在新能源高渗透率的情况下仍能保持安全稳定运行, 因此其技术应对措施具有非常重要的分析与借鉴价值。

本文首先详细调研了 3 个典型独立同步电网在频率稳定方面的应对措施及其技术新进展, 具体包括临界惯量的精准评估及其需求优化、惯量在线监测系统的建设、调频资源的新管理方法及新市场机制等内容。在此基础上, 分析了各独立同步电网在频率稳定方面取得的成效。最后, 通过借鉴国际经验, 结合南方电网的转动惯量水平变化趋势及云南电网频率质量的实际演变情况, 本文对南方电网在适应新型电力系统建设在频率稳定方面的探索展开了深入讨论。

## 1 各电网频率稳定挑战的应对策略

### 1.1 临界惯量的精准评估及优化方法

电力系统临界惯量是维持电网频率稳定所需的最低惯量阈值, 其核心作用是表征系统抵抗大功率扰动导致频率失稳的能力边界。系统惯量主要由同步发电机组的旋转动能构成, 其物理本质为当系统发生功率失衡时, 通过机械动能转化延降低率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)。随着新能源渗透率提高带来的同步机组退役现象, 电力系统惯量水平呈现陡峭下降趋势。当系统实际惯量低于临界值时, 故障后的 RoCoF 可能超过保护整定值(如 1 Hz/s), 引发电网级联脱网风险。因此, 精准评估临界惯量已成为构建新型电力系统安全防御体系的重要环节。

#### 1.1.1 得州电网临界惯量评估及优化

基于历史事故反演分析, 得州电网将临界惯量界定为: 在最大扰动(2750 MW)下, 充分调用 1150 MW

一次调频资源后系统频率仍未跌落至低频减载(under frequency load shedding, UFLS)阈值(59.3 Hz)所对应的惯量值<sup>[18]</sup>。得州电力可靠性委员会(electric reliability council of Texas, ERCOT)通过时域仿真分析了在不同惯量水平(108~376 GW·s)下系统遭受故障后频率从 59.7 Hz 跌落至 59.3 Hz 所需的时间。仿真结果显示, 频率从 59.7 Hz 跌落至 59.3 Hz 所需的时间与系统惯量呈强线性相关性( $R^2 = 0.92$ ), 其回归模型可表述为

$$T_f = 3 \times 10^{-5} \times I^2 + 0.0016 \times I + 0.0048 \quad (1)$$

式中:  $T_f$  为频率从 59.7 Hz 跌落至 59.3 Hz 所需的时间, 单位为 ms;  $I$  为惯量, 单位为 GW·s。

图 1 展示了不同惯量所对应的频率从 59.7 Hz 降至 59.3 Hz 所需的时间, 蓝色曲线为拟合曲线, 实验数据验证表明, 由于负荷调频时延为 416 ms, 为避免负荷调频完全响应前系统频率跌落至 59.3 Hz, 因此选取拟合曲线中 416 ms 对应的惯量作为临界惯量, 其值为 94 GW·s; 考虑 20%安全裕度后, 实际运行阈值设定为 100 GW·s<sup>[19]</sup>。

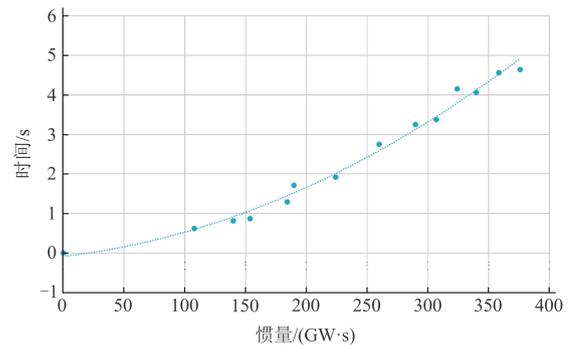


图 1 不同惯量下频率从 59.7 Hz 降至 59.3 Hz 所需的时间  
Fig. 1 Time for the frequency to decrease from 59.7 Hz to 59.3 Hz under different inertia

得州电网还分析了多维参数对临界惯量的灵敏度, 具体包括以下内容。

#### 1) 调频资源动态特性对临界惯量的影响

现有负荷侧调频资源动作时延为 25 周期(416 ms), 当将其缩短至 15 周期(250 ms)时, 临界惯量可降低至 68 GW·s。

#### 2) 调频死区对临界惯量的影响

现有负荷侧调频资源死区为 59.7 Hz, 若优化调频资源死区, 让响应资源更早介入, 可减缓频率跌落速度, 为其他调频资源争取更多响应时间, 从而对临界惯量产生影响。因此, ERCOT 分析了调频死区对临界惯量的影响。研究表明, 当系统提供死区为 59.8 Hz、规模为 525 MW 以及时延为 10 个周期的快速调频资源时, 得州电网的临界惯量可降

低至 83 GW·s<sup>[13]</sup>。

### 3) 最大扰动幅值对临界惯量的影响

NERC BAL-003 标准所定义的最大扰动为 2750 MW，具有较强的保守性。得州电网实际运行分析显示，最大扰动可更新至 2000 MW，按此值计算的系统临界惯量为 64 GW·s<sup>[18]</sup>。

#### 1.1.2 澳大利亚电网临界惯量优化

澳大利亚电网也研究了不同因素对临界惯量的影响。图 2 展示了惯量与快速频率控制辅助服务的非线性负相关特性：在惯量水平较低时，需要更多快速频率控制辅助服务以控制频率；快速频率控制辅助服务资源充足可以降低对惯量的最低需求<sup>[20]</sup>。

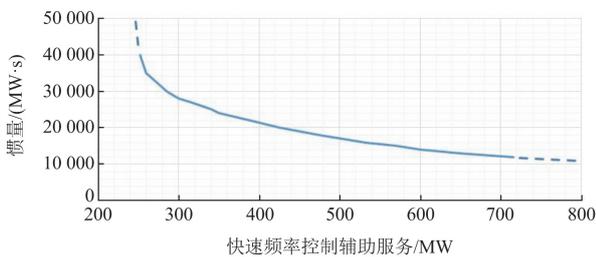


图 2 惯量与快速频率控制辅助服务的互补特性

Fig. 2 Complementary characteristics between inertia and fast FCAS

澳大利亚电网还分析了在不同的惯量场景下引入不同占比的快速频率响应 (fast frequency response, FFR) 资源对临界惯量的影响，如图 3 所示。在低惯量(15 000 MW·s)场景下引入 20% 的 FFR 资源可使系统惯量需求降低约 15%。这主要得益于 FFR 资源可在 200 ms 内提供快速的有功支撑，有效抑制 RoCoF 并提升频率最低点<sup>[20]</sup>。

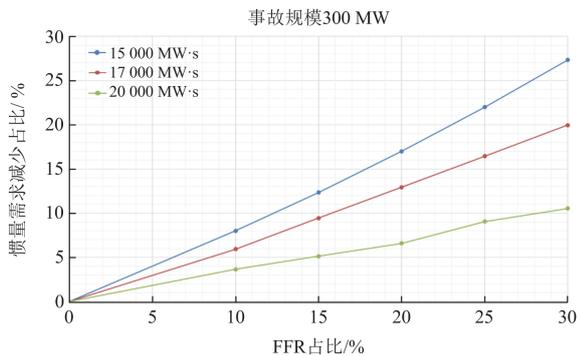


图 3 快速频率响应对惯量需求的补偿效应<sup>[20]</sup>

Fig. 3 Compensation effect of FFR on inertia requirement<sup>[20]</sup>

## 1.2 系统惯量在线监测系统

### 1.2.1 得州电网惯量在线监测系统

ERCOT 自 2016 年起在调度控制中心建立了惯

量实时监测系统<sup>[21]</sup>，通过在线同步发电机和同步调相机的容量与惯量常数计算系统总惯量，并设有分级预警阈值：120 GW·s 以上为正常，110~120 GW·s 为黄色预警，100~110 GW·s 为橙色预警，低于 100 GW·s(临界惯量)为红色预警，如图 4 所示。一旦惯量接近临界水平，系统会触发可视化报警，调度员可采取措施如快速启动机组、部署非旋转备用等以提升惯量水平。



图 4 得州电网电力调度中心惯量告警系统

Fig. 4 Inertia warning system operated by ERCOT

### 1.2.2 澳大利亚电网基于小扰动主动注入的惯量监测系统

2023 年 4 月，澳大利亚可再生能源署资助 Reactive Technologies 公司 143 万美元在澳大利亚电网部署基于小扰动主动注入的惯量监测系统 GridMetrix。该惯量监测系统主要包括 3 个关键技术环节：1) 利用 Neoen 公司 300 MW/450 MWh 的维多利亚大电池往系统注入小幅值正弦扰动；2) 在 15 个政府机构中部署高精度同步测量单元 XMU 采集系统的频率响应数据；3) 基于云计算平台实现数据融合和惯量计算处理<sup>[22-25]</sup>。该系统于 2023 年 6 月—2023 年 9 月期间开展了测试验证，分析 2023 年 9 月 26 日昆士兰的一次机组跳闸事件可知该系统计算的惯量测量值与基于大扰动事件所计算的系统惯量高度一致<sup>[26]</sup>。

## 1.3 调频资源的新方法、新机制与新标准

### 1.3.1 爱尔兰岛电网辅助服务与频率标准修订

#### 1) 爱尔兰岛电网引入新型调频辅助服务

调频辅助服务是维持电力系统频率稳定的重要手段，爱尔兰岛电网目前已构建包含多时间尺度的调频支撑体系。其采购的用于频率调整的辅助服务包含 7 大类共 11 个细分项目，时间覆盖范围从 2 s~16 h，电网频率控制相关的具体辅助服务项目如表 1 所示<sup>[27-28]</sup>。

爱尔兰岛的辅助服务体系实现了从秒级惯量支撑到小时级功率调节的全时间尺度覆盖。同步惯量响应构成首道防线，快速频率响应提供快速的功率支撑防止频率跌落过快。两类运行备用形成梯度调节。

表 1 爱尔兰和北爱尔兰电网频率控制相关的辅助服务项目  
Table 1 Ancillary services about frequency control  
in EirGrid and SONI systems

项目名称	响应时间	功能描述
同步惯量响应	—	通过同步设备转动惯量缓冲系统频率突变
快速频率响应	2~10 s	抑制 RoCoF 过高的动态响应机制
一级运行备用(primary operating reserve, POR)	5~10 s	处置系统突发功率缺额的快速调控资源
二级运行备用	15~90 s	扩展 POR 响应时间的连续性调控能力

## 2) 爱尔兰岛电网系统频率新规定

爱尔兰岛电网在 2010 年前后对机组的常规 RoCoF 限值约为 0.5 Hz/s。为适应高比例新能源的接入, 爱尔兰岛电网于 2011—2014 年通过 DS3 Programme 联合工作组提出将限值提高至 1 Hz/s, 并在 2013—2014 年完成相关监管与技术评估<sup>[12]</sup>。其后开展合规测试与试验,  $\pm 1$  Hz/s 的试点于 2022—2023 年完成并纳入运行约束。在提升 RoCoF 限值的同时, 爱尔兰岛电网同步修订并网技术要求, 包括: 要求机组具备在 500 ms 滑动窗口下的  $\pm 1$  Hz/s 耐受能力, 调整并网保护、孤岛检测及继电器阈值等<sup>[29]</sup>。

### 1.3.2 得州电网的辅助服务与频率标准修订

#### 1) 得州电网引入新型调频辅助服务

得州电网最新的辅助服务架构包含 4 类核心服务(如图 5 所示<sup>[30]</sup>), 其中与频率控制相关的辅助服务有调节备用服务(regulation reserve, RR)<sup>[31]</sup>和响应备用服务(responsive reserve service, RRS)<sup>[32]</sup>。随着系统惯量下降, 单靠传统机组提供的一次调频已难



图 5 得州电网辅助服务架构

Fig. 5 Ancillary service architecture of ERCOT grid

以及时抑制频率下跌, 因此 ERCOT 在 RRS 内引入了 FFR 子类。它的核心任务就是在频率快速下跌时, 提供毫秒至数百毫秒级的功率注入或负荷切除, 从而在最初几秒内支撑系统频率、迅速遏制频率跌落速度。

2) 得州电网基于 UFLS 优化减少系统惯性需求根据 NERC PRC-010 标准, 得州电网建立了分级 UFLS 体系: 当频率跌落至 59.3 Hz 时切除 5% 负荷, 当频率跌落至 58.9 Hz 时继续切除 10% 负荷, 当频率跌落至 58.9 Hz 时再切除 10% 负荷。通过对 UFLS 第一级触发阈值从 59.3 Hz 优化至 59.1 Hz, 系统临界惯性需求将从 94 GW·s 降低至 71 GW·s, 相当于提高 23.9% 的新能源承载裕度。UFLS 阈值优化对系统临界惯量的影响如图 6 所示<sup>[18]</sup>。

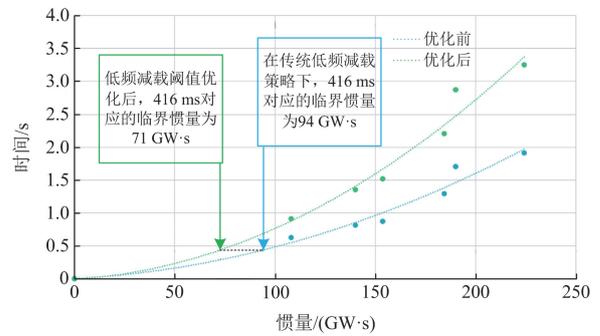


图 6 UFLS 阈值优化对系统临界惯量的影响

Fig. 6 Impact of UFLS threshold adjustment on critical system inertia

### 1.3.3 澳大利亚电网辅助服务与频率标准修订

#### 1) 澳大利亚电网频率控制辅助服务体系更新

2021 年 7 月, 澳大利亚能源市场委员会(Australian energy market commission, AEMC)通过颁布法案<sup>[33-34]</sup>, 对 NEM 现有 8 类频率控制辅助服务体系进行更新, 新增两项极快速(1 s 级)向上/向下恢复辅助服务, 旨在紧急抑制低惯量下系统遭受扰动后频率的骤变, 如图 7 所示。该政策经技术验证后于 2023 年 10 月正式生效。

#### 2) 澳大利亚电网强制提供一次调频

新能源渗透率提高导致系统等效惯量削弱及同步机组一次频率响应(primary frequency response, PFR)能力退化, 显著降低了系统应对大功率缺额的动态调节性能, 加剧系统频率失稳风险。为应对此技术挑战, AEMC 于 2020 年 3 月颁布《一次频率响应强制性技术要求》<sup>[35-38]</sup>, 强制 NEM 内所有计划/半计划发电机须提供一次调频, 且调频死区不大于  $\pm 0.015$  Hz、调差系数不大于 5%、响应时间不长于 10 s。

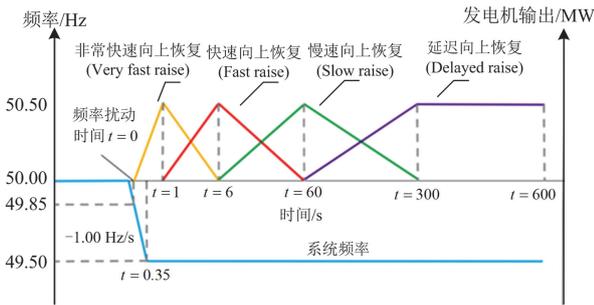


图 7 频率控制辅助服务动作时序

Fig. 7 Timeframes of contingency for FCAS

### 1.4 异步互联电网直流系统调频控制策略

直流异步互联技术通过有效隔离交流系统故障，可避免大规模电网连锁故障的传播风险<sup>[39-40]</sup>。在运行阶段，通过柔直调频实现调频备用容量的共享机制，可降低区域电网调频备用容量需求，进而显著提升电网整体经济运行效率<sup>[41]</sup>。基于传统直流输电技术(line commutated converter high voltage direct current, LCC-HVDC)的紧急功率支援方案已在美、欧多国实施，其中宾夕法尼亚-新泽西-马里兰(Pennsylvania-New Jersey-Maryland, PJM)互联系统案例证实了该技术在频率稳定控制方面的有效性<sup>[42-43]</sup>。

#### 1.4.1 美国异步互联电网直流系统调频控制策略探索

美国三大区域电网(西部互联电网(western electricity coordinating council, WECC)、东部互联电网(eastern interconnection, EI)及德州电网基于  $N-1$  准则确定的调频备用需求分别为 2740 MW、4500 MW 和 2750 MW<sup>[41]</sup>。美国能源高级研究计划局(Advanced Research Projects Agency-Energy, ARPA-E)在 Transmission Planning 项目<sup>[44]</sup>中提出采用柔性直流系统构建区域电网间的快速支援通道，通过柔直系统实现 900 MW 调频备用在双侧电网间的互济，因此可大幅降低各区域电网的调频备用需求，如图 8 所示。

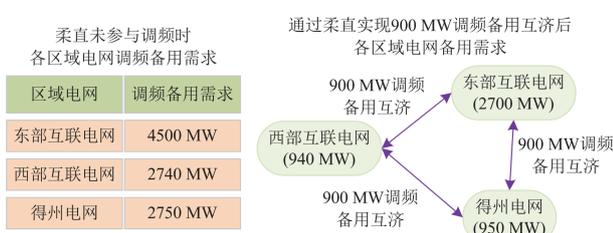


图 8 ARPA-E 输电规划项目架构

Fig. 8 Architecture of ARPA-E's transmission planning project

#### 1.4.2 欧洲异步互联电网直流系统调频控制策略

欧洲电网由欧洲大陆 35 个国家的 43 家输电系

统运营商共同管理。欧洲电网主要分为 5 个同步区域：欧洲大陆同步电网、北欧电网、英国电网、爱尔兰岛电网、波罗的海电网，是全球最大的能源系统之一<sup>[10]</sup>。根据《十年电网发展规划(TYNPD-2018)》的战略部署，欧洲电网针对 2030 年负荷增长与新能源规模化并网需求，规划构建更高比例的异步跨区互联架构，显著提升区域间直流输电容量。图 9 为欧洲电网 2030 年的规划情况，该规划将通过多端直流网络强化北欧与波罗的海、西欧与南欧等关键断面的异步衔接能力<sup>[45]</sup>。

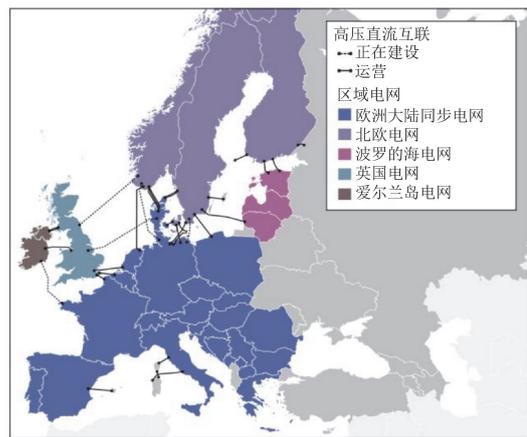


图 9 欧洲电网 2030 年的规划情况

Fig. 9 Planning status of the European power grid for 2030

在此框架下，欧洲电网提出基于高压直流系统的跨区调频资源共享机制，具体实施策略由区域电网双边协议界定。

#### 1.4.3 爱尔兰岛与英国异步互联电网直流调频控制策略

爱尔兰岛电网依托两条额定容量均为 500 MW 的跨海直流工程(Moyle 直流工程与东西互联直流工程)与英国电网实现异步互联，如图 10 所示。作为维持爱尔兰岛电网频率稳定的关键调节通道，两条直流工程均具备毫秒级的双向功率快速翻转能力<sup>[46]</sup>。

2020 年 8 月 21 日 15:00，爱尔兰岛电网出现 213 MW 的瞬时功率短缺，低惯量下呈现高 RoCoF，越过直流调频死区 49.8 Hz。基于跨区域调频服务，Moyle 直流潮流迅速反转，在 1 s 内从外送 20 MW 变为馈入约 60 MW，保证了系统的频率稳定，详细的频率及功率变化情况如图 11 所示。经过灵活性改造后，Moyle 和 EWIC 直流系统不需要经过双极停运操作，即能支持功率的频繁在线反转。在大规模新能源并网条件下，直流系统电能输送的定位发生了变化，以 Moyle 直流为例，其超过 1/3 的收入来自于辅助服务和容量市场<sup>[47]</sup>。



图 10 爱尔兰岛与英国异步互联连线图

Fig. 10 Asynchronous interconnection between Ireland and the United Kingdom

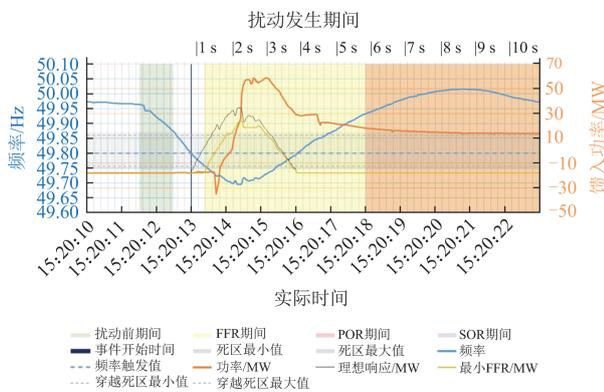


图 11 2020 年 8 月 21 日 15: 00 时频率扰动事件

Fig. 11 A frequency disturbance event on August 21, 2020

### 1.5 频率振荡的监测与应对措施

为确保系统安全稳定运行,爱尔兰岛电网依托广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)开发了专用超低频振荡监测平台,该平台通过时频分析法实时获取 1~5 min 时间尺度内系统的振荡频率、阻尼比及振幅分布等关键参数。系统运营商同步部署了离线诊断工具 ILFLOET,通过 Prony 算法可精准辨识超低频振荡事件的模态频率、峰峰值幅值及能量衰减特性。在运行决策过程中,调度人员需要综合考虑实时振荡图谱、多源状态估计数据以及系统动态特性制定超低频振荡抑制措施,确保在惯量时变条件下实现最优振荡抑制效果<sup>[48]</sup>。

### 1.6 高渗透率分布式光伏引发新型频率安全问题

当光伏反送功率超过本地负荷,传统 UFLS 面临动作失效风险。澳大利亚电网采取的主要措施为对 UFLS 继电器进行智能化升级,使其能实时监测线路潮流方向。当线路出现反向潮流时,UFLS 功能将自动被暂时禁用,确保只切除真正消耗电力的

负荷。该技术已在南澳大利亚州率先部署<sup>[49]</sup>。

另外,澳大利亚电网对 UFLS 方案进行优化设计,将 UFLS 的部署从传统的高压和中压输配电网络,向更靠近用户侧的低压配电网延伸,以引入更大范围的低频减载资源,确保在紧急情况下仍能有效释放足够的真实负荷<sup>[50-51]</sup>。

## 2 各独立同步电网频率控制所取得的成效

### 2.1 爱尔兰岛电网频率控制效果

欧洲输电系统运营商联盟每年定期发布每个区域电网的负荷频率控制报告,包括频率控制目标、系统频率的平均值和标准差以及第 1、5、10、90、95 和 99 百分位数。

根据爱尔兰岛电网 2019—2023 年所提交的负荷频率控制报告<sup>[52]</sup>,爱尔兰岛电网系统频率的平均值、标准差以及各百分位数如图 12 所示。

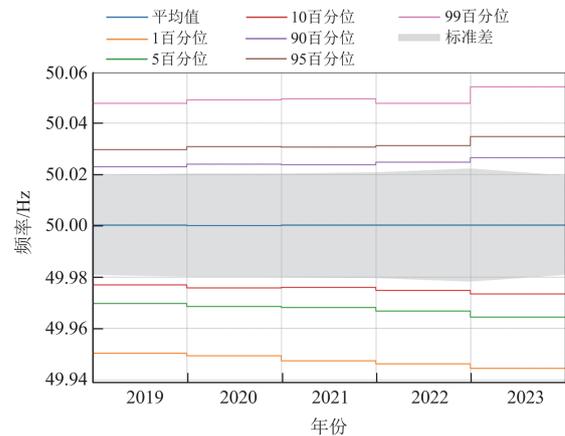


图 12 爱尔兰岛电网 2019—2023 年系统频率质量情况

Fig. 12 Frequency quality of the ireland power grid from 2019 to 2023

由图 12 可知,即便在大规模新能源并网的情况下,通过合理的应对策略,爱尔兰岛电网的频率控制在稳定水平,频率偏差甚至还得到改善。

### 2.2 德州电网频率控制效果

美国联邦能源管理委员会通过一系列法令规范了北美电网的频率响应及频率偏差设置管理(frequency response and frequency bias setting, BAL-003)。BAL-003 要求 NERC 每年提交频率响应报告,通过分析同步区域电网的频率事件和频率特性,提出下一年各同步区域电网的频率控制要求。

根据德州电网 2015—2023 年所提交的频率响应报告<sup>[53]</sup>,德州电网的频率概率密度函数如图 13 所示。

由图 13 可知,即便在大规模新能源并网的情

况下，德州电网通过合理的应对策略，保持了较高水平的频率响应能力，频率偏差保持在合理范围内，并未出现显著恶化。

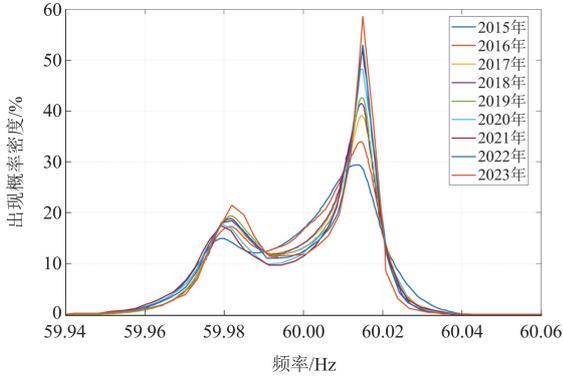


图 13 德州电网 2015—2023 年系统频率质量情况

Fig. 13 System frequency quality of the ERCOT from 2015 to 2023

### 2.3 澳大利亚电网频率控制效果

图 14 展示了 2007 年—2025 年以来澳大利亚电网的频率质量情况<sup>[54]</sup>。图 14 反映了两个关键趋势。

1) 频率控制的退化(2013 年后): 从 2013 年开始, NEM 的频率控制表现出现了明显的恶化, 频率更频繁地偏离 50 Hz 且偏差幅度加大。这一趋势与同步发电机的减少、可再生能源和分布式光伏的大量渗透, 以及市场驱动的频率调节方式有关。

2) 频率控制的改善(2021 年): 2021 年后, 随着强制一次调频和快速频率响应等应对措施推广实施, NEM 大陆地区的频率控制情况有所改善。

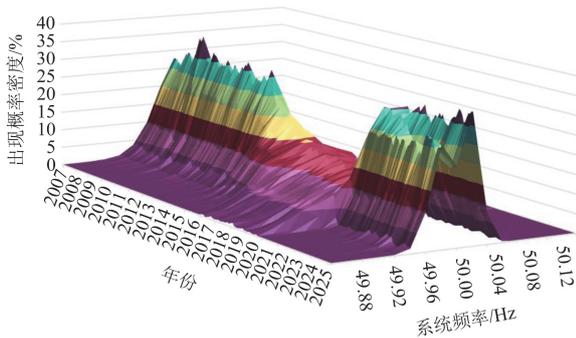


图 14 澳大利亚电网 2007 年—2025 年系统频率质量情况

Fig. 14 System frequency quality of the NEM from 2007 to 2025

## 3 南方电网适应新型电力系统建设在频率稳定方面的探索

基于爱尔兰岛、德州及澳大利亚电网的实践经验, 并结合南方电网在频率稳定领域的探索, 本文

围绕以下 6 个方面展开讨论, 既总结了实践经验, 又探讨了未来优化方向, 为新型电力系统建设提供技术支持。

### 1) 持续监测揭示惯量演变规律

传统观点普遍认为, 随着新能源渗透率的提高, 同步发电机组减少, 系统惯量将持续衰减, 并最终成为制约新能源消纳的瓶颈。然而, 通过对德州电网惯量趋势的深入分析以及南方电网的持续监测(见图 15)表明, 系统惯量并非呈现单向持续下降的趋势。这一发现颠覆了传统认知, 揭示了惯量并非一定是制约新能源高比例渗透的因素。持续的惯量监测不仅能够帮助电网动态评估系统惯量水平, 还能为精准制定频率控制策略和科学评估新能源承载能力提供有力的数据支撑。

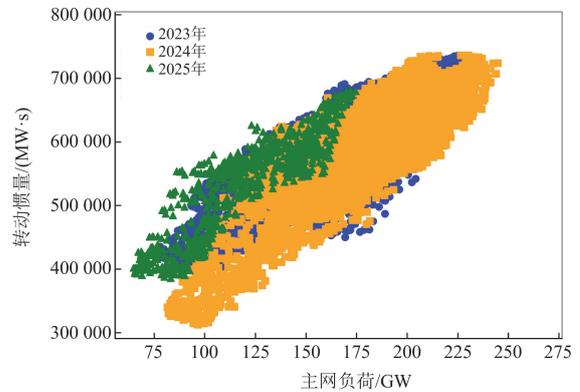


图 15 南方电网主网负荷与转动惯量关系散点图

Fig. 15 Scatter plot of the relationship between the load and rotational inertia in the CSG

### 2) 南方区域调频辅助服务市场机制

为解决新能源大规模接入引起的同步机组减少、传统调频资源匮乏, 以及特高压直流闭锁带来的频率稳定风险等挑战, 在国家能源局南方监管局的支持下, 南方电网借鉴爱尔兰岛电网和澳大利亚电网等国际先进经验, 创新性地开展南方区域调频辅助服务市场建设。在 2023 年 1 月 1 日正式实施的《南方区域电力辅助服务管理实施细则》中, 率先推出了国内首个惯量辅助服务品种, 并创新地提出了一次调频辅助服务补偿机制, 对容量和调频里程均进行补偿。同时, 市场积极引入多元化调频主体, 包括储能装置、可控负荷、虚拟电厂等, 极大地拓展了调频资源供给。南方区域调频辅助服务市场的建立, 为提升系统调频能力、保障电网频率稳定、促进新能源消纳提供了有效的市场化机制。

### 3) 直流调频实现调频资源跨区域互济实践

传统的调频资源受地域限制, 难以实现跨区域

优化配置。南方电网突破技术壁垒, 创新性地在鲁西背靠背柔性直流工程上新增同频控制功能, 成功实现了云南电网与南方电网主网之间的互联互通, 构建了跨区域调频资源共享平台。2023年5月8日, 鲁西同频控制功能正式投运, 实现了云南电网和南方电网主网调频资源的实时、自动共享。同频控制技术能够快速响应两侧电网的频率波动, 动态调节直流功率, 有效抑制区域电网频率偏差, 最终实现两侧电网频率的协同稳定运行。在鲁西同频控制功能投运后, 云南电网频率质量得到了显著的提升, 南方区域调频辅助服务的日出清价格显著下降, 如图16所示。

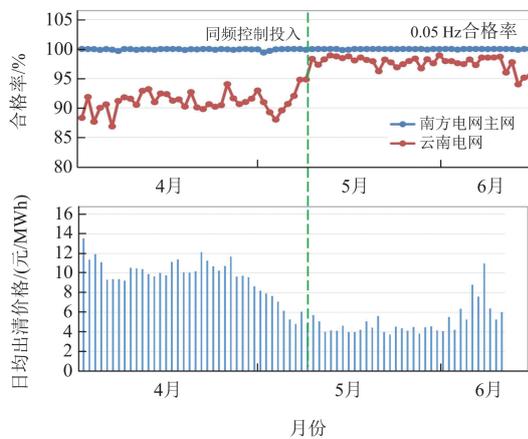


图16 云南电网同频控制投入前后系统频率质量情况

Fig. 16 System frequency quality of Yunnan power grid before and after the co-frequency control is activated

目前, 南方电网正积极探索常规直流在准稳态情况下的连续频率调节控制和快速潮流反转技术, 力求将同频控制技术推广至更多直流工程, 充分挖掘直流工程在频率稳定方面的潜力, 为构建更大范围、更效率的调频资源优化配置平台奠定基础。

#### 4) 精细化频率安全标准: 兼顾安全与经济运行

在保证频率稳定性的前提下, 通过优化资源配置降低系统运行成本已成为新型电力系统建设的国际共识。为适应新能源快速发展的形势, 在充分研究云南异步电网特性的基础上, 保障用户用电体验和频率稳定性的前提下, 南方电网试点放宽正常频率偏差控制范围。预计通过频率安全标准的放宽, 将有效节省大量的调节性资源, 显著降低系统运行成本。这不但有利于新型电力系统的经济高效发展, 而且对改善社会经济运行环境具有深远意义。

#### 5) 应对分布式新能源引发的 UFLS 失效风险

随着分布式新能源渗透率的快速提高, UFLS 策略的有效性面临前所未有的挑战。传统 UFLS 策

略难以有效应对分布式新能源高渗透带来的潮流双向流动现象, 可能导致减载范围扩大、误切负荷甚至减载失效等问题。为应对上述风险, 可借鉴澳大利亚电网运行经验, 前瞻性地分析分布式新能源高渗透率对传统 UFLS 的影响并采取应对措施以提高其适应性。(1) 在技术层面, 推动动态化和分层化的 UFLS 设计, 增加新的减载点并实现对“反向潮流”动态闭锁功能, 确保在高分布式光伏出力条件下仍能有效切除足够的真实负荷。(2) 在资源层面, 为储能系统和虚拟电厂等新技术创造商业价值, 通过市场化手段激励它们主动参与 UFLS, 保障电网安全。

#### 6) 研究高比例新能源电力系统频率振荡机理

爱尔兰岛电网超低频振荡事件警示即使在非水电主导的电力系统中, 高比例新能源接入亦可能引发超低频振荡问题。这表明频率振荡问题并非水电主导电力系统的特有风险, 而是高比例新能源电力系统面临的共性挑战。因此, 亟须深入揭示传统同步机组与新能源发电单元耦合作用下的频率振荡产生机理与动态演化规律。在此基础上, 需要综合考量系统各环节动态特性, 充分挖掘新能源及新型调频资源的调控潜力, 研发兼顾频率振荡抑制与频率调节能力的多调频资源协同优化控制技术, 为新型电力系统的频率稳定控制提供坚实的技术支撑。

## 4 结论

本文主要对爱尔兰岛电网、德州电网以及澳大利亚电网进行了深入的调研和分析, 着重关注了针对新能源高渗透率运行所面临的主要频率稳定问题所采取的应对措施以及结合实证数据量化分析各独立同步电网在频率稳定方面取得的成效, 并结合了南方电网适应新型电力系统建设在频率稳定方面的实践与探索展开了讨论。

## 参考文献

- [1] IEA. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R]. Beijing: IEA, 2021.
- [2] 刘吉臻, 王庆华, 胡阳, 等. 新型电力系统的内涵、特征及关键技术[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 49-65.  
LIU Jizhen, WANG Qinghua, HU Yang, et al. Connotation, characteristics and key technologies of new power systems[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 49-65.
- [3] 郭剑波, 王铁柱, 罗魁, 等. 新型电力系统面临的挑战及应对思考[J]. 新型电力系统, 2023, 1(1): 32-43.  
GUO Jianbo, WANG Tiezhu, LUO Kui, et al. Development of new power systems: challenges and solutions[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(1): 32-43.
- [4] 陈皓勇, 谭碧飞, 伍亮, 等. 分层集群的新型电力系统

- 运行与控制[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 581-595.  
CHEN Haoyong, TAN Bifei, WU Liang, et al. Operation and control of the new power systems based on hierarchical clusters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 581-595.
- [5] 周霞, 刘懿诗, 戴剑丰, 等. 考虑风-储-直参与调频的电力系统频率特征定量分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 30-44.  
ZHOU Xia, LIU Yishi, DAI Jianfeng, et al. Quantitative analysis of power system frequency characteristics considering wind power-energy storage-flexible HVDC transmission participation in frequency modulation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 30-44.
- [6] 张嘉琪, 胥国毅, 王程, 等. 考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(13): 102-110.  
ZHANG Jiaqi, XU Guoyi, WANG Cheng, et al. Unit commitment considering the sensitivity of the synchronous generator adjustment coefficient and frequency constraint[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(13): 102-110.
- [7] 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.
- [8] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6.  
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in south australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [9] 李响, 武海潮, 王文雪, 等. 考虑大规模新能源接入的电网性能评价指标体系[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 178-187.  
LI Xiang, WU Haichao, WANG Wenxue, et al. Performance evaluation index system of a power grid considering large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 178-187.
- [10] 孙为民, 张一驰, 张晓涵. 欧洲大陆同步电网“1·8”解列事故分析及启示[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2630-2637.  
SUN Weimin, ZHANG Yichi, ZHANG Xiaohan, et al. Analysis and lessons of disconnection accident of synchronous power grid in continental European area (on January 8, 2021)[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2630-2637.
- [11] AEMO. Maintaining power system security with high penetrations of wind and solar generation: international insights[R]. Technical Report, 2019.
- [12] 闫景皓, 黄越辉, 卢慧, 等. 爱尔兰岛高比例新能源电力系统运行经验与启示[J]. 电网技术, 2023, 48(2): 498-508.  
YAN Jinghao, HUANG Yuehui, LU Hui, et al. Operating experience and insights from high penetration renewable energy power systems in the Irish Island[J]. Power System Technology, 2023, 48(2): 498-508.
- [13] DU Pengwei. Renewable energy integration for bulk power systems: ERCOT and the Texas interconnection [M]. Springer Nature, 2023.
- [14] ERCOT. ERCOT grid operations renewable integration report: 04-11-2[R]. Austin: ERCOT, 2024.
- [15] HURTADO M, KËRÇI T, TWEED S, et al. Analysis of wind energy curtailment in the Ireland and northern Ireland power systems[C] // 2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), July 16-20, 2023, Orlando, FL, USA: 1-5.
- [16] AEMO. NEM data dashbroad[EB/OL]. <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
- [17] ERCOT. ERCOT fuel mix[EB/OL]. <https://www.ercot.com/gridmktinfo/dashboards/fuelmix>
- [18] ERCOT. Inertia: basic Concepts and Impacts on the ERCOT Grid[R]. Austin: ERCOT, 2018.
- [19] ERCOT. ERCOT nodal operating guides[R]. Austin: ERCOT, 2015.
- [20] AEMO. Inertia requirements methodology[R]. Australia: AEMO, 2018.
- [21] ERCOT. ERCOT interconnection inertia analysis[R]. Austin: ERCOT, 2023.
- [22] ARENA. Increasing renewables on the grid through accurate inertia measurement[Z]. Australia: ARENA, 2023.
- [23] KHALIL A. System inertia measurement demonstration lessons learnt 1[R]. Australia: ARENA, 2023.
- [24] KHALIL A. Reactive-system inertia measurement demonstration-lessons learned report 2[R]. Australia: ARENA, 2023.
- [25] AEMO. Renewable energy integration SWIS update[R]. Australia: AEMO, 2021.
- [26] MOYA B, MANCARELLA P. Evaluation of reactive technologies inertia measurement and techno-economic modelling[R]. Melbourne The University of Melbourne, 2024.
- [27] EIRGRID. Recommendation on DS3 system services protocol regulated arrangements[R]. Dublin: EirGrid, 2020.
- [28] EIRGrid. operational constraints update[R]. Dublin:

- EirGrid, 2020.
- [29] TUOHY A, DATTARAY P, FARANTATOS E, et al. Implications of reduced inertia levels on the electricity system: technical report on the challenges and solutions for system operations with very high penetrations of non-synchronous resources[R]. Palo Alto: EPRI, 2019.
- [30] DU Pengwei, MAGO N V, LI Weifeng, et al. New ancillary service market for ERCOT[J]. IEEE Access, 2020, 8: 178391-178401.
- [31] ERCOT. Methodologies for determining minimum AS requirements[R]. Austin: ERCOT, 2022.
- [32] ERCOT. ERCOT contingency reserve service (ECRS)[R]. Texas: ERCOT, 2023.
- [33] AEMO. Fast frequency response market ancillary service-final determination[R]. Australia: AEMO, 2021.
- [34] AEMO. Market ancillary service specification[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [35] AEMO. Rule change proposal-mandatory frequency response[R]. Australia: AEMO, 2019.
- [36] AEMO. Maintaining power system security with high penetrations of wind and solar generation[R]. Australia: AEMO, 2019.
- [37] AEMO. Renewable integration study stage 1 appendix B: frequency control[R]. Australia: AEMO, 2020.
- [38] AEMC. Final determination review of the frequency operating standard[R]. Australia: AEMC, 2023.
- [39] 蒙定中. 建议直流远送/稳控互联各大区强化的同步网, 避免全国 1000 kV 联网[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(5): 13-22.
- MENG Dingzhong. Recommendation of HVDC transmission/interconnection for every strengthened regional grids, avoiding countrywide 1000 kV interconnection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(5): 13-22.
- [40] 汪际峰, 陈亦平, 徐光虎, 等. 多分区异步互联电网的直流频率限制器协调控制策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 3971-3979.
- WANG Jifeng, CHEN Yiping, XU Guanghu, et al. Coordination strategy of frequency limit control on multi-area HVDCs under asynchronous interconnection[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 3971-3979.
- [41] 孙凯祺, 李可军, LAKSHMI S, 等. 基于直流互联的交流电网频率稳定控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(3): 723-730.
- SUN Kaiqi, LI Kejun, LAKSHMI S. Frequency stability control research of AC grid based on HVDC transmission system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 723-730.
- [42] CHAND J. Auxiliary power controls on the Nelson River HVDC scheme[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 398-402.
- [43] DAVIES M, KOLZ A, KUHN M, et al. Latest control and protection innovations applied to the Basslink HVDC interconnector[C]//The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, March 28-31, 2006, London, UK: 30-35.
- [44] OSBORN D. ARPA-E Transmission planning[R]. Washington: ARPA-E, 2016.
- [45] KAENDLER G, HAESSEN E. Aligning the energy system with the climate agenda: the pan-European TYNDP and multi-sectorial planning[J]. European Energy & Climate Journal, 2021, 10(4): 109-112.
- [46] EGAN J, O'ROURKE P, SELICK R, et al. Overview of the 500 MW eirgrid east-west interconnector, considering system design and execution-phase issues[C]//2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), September 2-5, 2013, Dublin, Ireland: 1-6.
- [47] EIRGRID. Design of the system defence plan for Ireland[R]. Dublin: EirGrid, 2020.
- [48] DUGGAN C, LIU X, BROGAN P, et al. Very low-frequency oscillation source localization on Ireland's power system[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2022, 3: 192-201.
- [49] AEMO. Dynamic arming options for UFLS[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [50] ALHELOU H H, BAHRANI B, MA J, et al. Australia's power system frequency: current situation, industrial challenges, efforts, and future research directions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 39(3): 5204-5218.
- [51] AEMO. Power system frequency risk review[R]. Australia: AEMO, 2022.
- [52] ENTSO-E. Annual load-frequency control report[R]. Brussels: ENTSO-E, 2023.
- [53] NERC. Frequency response annual analysis[R]. Atlanta: NERC, 2024.
- [54] AEMO. Enduring primary frequency response requirements for the NEM[R]. Melbourne: AEMO, 2021.

收稿日期: 2024-04-21; 修回日期: 2025-04-15

作者简介:

莫维科(1992—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为电力系统频率稳定分析与控制; E-mail: eewkmo@gmail.com

叶 恺(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定分析;

陈亦平(1978—), 男, 通信作者, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统稳定与控制。

(编辑 张 颖)