

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240486

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)

莫维科¹, 雷剑雄¹, 陈亦平², 陈皓勇³, 和敬涵¹

(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: 在高比例新能源与电力电子设备广泛应用的背景下, 基于国际独立同步电网案例, 分析了新能源高渗透率运行下面临的频率稳定挑战。首先, 选取爱尔兰岛、得州和澳大利亚电网, 梳理其系统特征与新能源发展路径, 分析在新能源高渗透率运行下的频率稳定风险。然后, 从系统惯量降低、调频资源稀缺、频率调节手段多样化、频率振荡风险加剧及分布式新能源对低频减载的影响 5 个维度, 总结各电网在高比例新能源接入背景下面临的共性挑战。最后, 总结高比例新能源接入下频率稳定问题的系统性特征, 提出临界惯量评估、多源调频协同、频率振荡抑制与减载策略优化等研究方向, 为构建新型电力系统提供理论基础和现实参考。

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 I)

MO Weike¹, LEI Jianxiong¹, CHEN Yiping², CHEN Haoyong³, HE Jinghan¹

(1. International Energy College/Energy and Electricity Research Center, 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: In the context of the widespread integration of high-proportion renewable energy and power electronic devices, this paper analyzes the challenges faced by isolated synchronous power grids operating with high renewable penetration. First, the Irish, Texas, and Australian power grids are selected to review their system characteristics and renewable development paths, identifying frequency stability risks associated with high-penetration operation. Then, from five key perspectives: reduced system inertia, scarcity of frequency regulation resources, diversification of frequency regulation methods, increased risk of frequency oscillations, and the impact of distributed renewables on under-frequency load shedding, the common challenges faced by these grids are summarized. Finally, the systemic characteristics of frequency stability issues under high renewable penetration are identified, and future research directions are proposed, including critical inertia assessment, coordinated multi-source frequency regulation, oscillation suppression, and optimization of load shedding strategies. These insights aim to provide both a theoretical foundation and practical reference for building new 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^[1-3]。根据发展规划^[4], 预计到 2030 年我国新能源装机容量将达到 1200 GW, 多数省份新能源电量占比将突破 20%; 至 2060 年, 新能源发电量占比将超过 50%, 成为电力供应主体。频率稳定性是

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2403500)

电力系统安全运行的核心指标之一，在传统电力系统中，同步发电机通过惯性响应和一次调频、二次调频等机制维持频率稳定。然而，新能源机组(如风电和光伏)通常通过电力电子设备并网，其出力具有间歇性和波动性，且无法提供与传统同步发电机等效的惯性响应和调频能力^[5-8]。这种特性导致新能源高渗透率电网的频率稳定性问题日益突出，亟须深入研究和有效应对。

新能源的大规模接入对电力系统频率稳定性的影响主要体现在以下几个方面：首先，新能源机组替代传统同步发电机后，大量电力电子接口并网导致系统的等效惯性显著降低。惯性是电力系统抵御功率扰动的第一道防线，其大小决定了频率变化率。其次，传统发电机组被新能源发电代替加剧了频率调节资源的稀缺化。在传统电力系统中，同步发电机通过一次调频和二次调频实现系统功率动态平衡。然而，新能源的接入除了降低惯性外，其参与调频的能力存在不稳定因素且受一定技术限制。此外，新能源高渗透率下长期处于低惯量运行状态会导致频率振荡风险增加，分布式新能源集群并网还会出现传统低频减载加剧频率失稳的现象。

当前，全球多个典型独立电网地区都正在经历新能源渗透率快速上升的阶段^[9-10]。与此同时，频率稳定性事件频发，成为限制新能源进一步发展的关键瓶颈。然而，独立电网因规模有限、惯性储备较小，一旦扰动发生，频率波动更为剧烈。本文聚焦于典型独立同步电网在新能源高渗透率运行背景下面临的频率稳定性问题，选取了爱尔兰岛电网、得州电网以及澳大利亚国家电力市场^[11-13] 3 个具有代表性的独立同步电网作为例子。上述三个地区电网不仅调频资源(如抽水蓄能、水电、电池储能等)相对匮乏，而且在非同步电源渗透率(system non-synchronous penetration, SNSP)超过 72%、新能源装机占比达 34% 以上的情况下仍能保持安全运行^[14-17]。通过对这 3 个地区电网在新能源渗透过程中所体现出的运行特征、稳定性问题以及应对策略进行对比研究，以此为南方电网乃至其他具备区域孤网特征的电力系统在构建高比例新能源接入的新型电力系统过程中提供理论基础和技术参考。

全文结构为：第 1 节介绍典型独立同步电网的概况与新能源高渗透率运行特征；第 2 节详细分析频率稳定问题，可归纳为 5 个关键方面：系统惯量降低、调频资源稀缺化、频率调节手段多样化、频率振荡风险加剧以及分布式新能源对低频减载的影响；第 3 节通过对比分析，揭示了高比例可再生能

源系统面临的共性频率稳定挑战并提供了理论基础和现实参考。

1 典型独立同步电网概况与新能源高渗透率运行特征

1.1 爱尔兰岛电网系统特征

爱尔兰岛电网由爱尔兰电网(EirGrid)和北爱尔兰电网(system operator for Northern Ireland, SONI)构成一个独立的同步运行系统，通过两条容量均为 0.5 GW 的高压直流(high voltage direct current, HVDC)输电线路与英国电网实现异步互联^[18]，其系统网架结构如图 1 所示^[19]。为推进电力系统低碳转型，爱尔兰岛电网制定了雄心勃勃的发展目标：到 2030 年实现可再生能源发电(renewable energy sources for electricity, RES-E)占比 70%，系统非同步电源渗透率达到 95%^[18]。

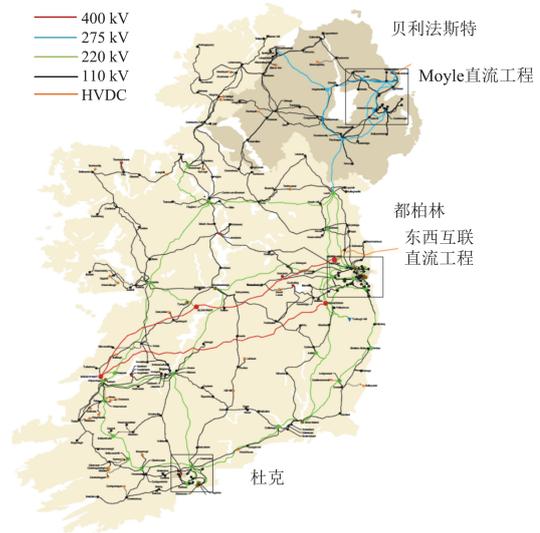


图 1 爱尔兰全岛电网网架结构

Fig. 1 Power network structure of Ireland's all-island grid

截至 2023 年，爱尔兰岛电网运行数据显示，系统最高负荷达到 7.031 GW^[20]。2023 年统计数据显示，全岛可再生能源装机容量已达 7.475 GW，其中风电装机占比高达 79.85%，凸显了风电在该地区能源结构中的主导地位。同期，常规机组装机容量为 9.588 GW，具体系统参数详见表 1^[21]。为持续推进能源转型，爱尔兰岛制定了详细的可再生能源装机发展规划，相关数据汇总于表 2^[22]。值得注意的是，尽管爱尔兰岛在能源转型方面取得了显著进展，但其可再生能源消纳仍面临诸多挑战，表 3 系统总结了当前制约爱尔兰岛电网消纳可再生能源的关键技术指标，并与 2030 年目标水平进行了对比^[23]。

表 1 2023 年爱尔兰全岛电力系统概况

Table 1 Overview of Ireland's all-island power system in 2023

	北爱尔兰	爱尔兰	爱尔兰全岛
风电装机/GW	1.349	4.620	5.969
可再生能源装机/GW	1.687	5.788	7.475
常规机组容量/GW	2.267	7.321	9.588
直流馈入/GW	0.450	0.500	0.950
直流输出/GW	0.500	0.500	1.000

表 2 爱尔兰全岛可再生能源装机规划

Table 2 Renewable energy installation plan for Ireland's all-island grid

	不同年份装机容量/GW	
	2024 年	2030 年
风电	6.495	13.250
太阳能	0.785	2.115
合计	7.280	15.365

表 3 当前限制爱尔兰全岛可再生能源消纳水平关键技术指标

Table 3 Key indicators limiting renewable energy sources consumption in Ireland's all-island grid

指标	当前限制水平	2030 年目标水平
SNSP	75%	≥95%
惯量下限	23 000 MW·s	<20 000 MW·s
RoCoF	1 Hz/s	1 Hz/s
最小同步机开机数量	7 台	≤3 台
一次调频备用	最大功率扰动的 75%	—
二次调频备用	最大功率扰动的 75%	—
三次调频备用	最大功率扰动	—

1.2 德州电网概况

德州电网由得克萨斯州电力可靠性委员会 (electric reliability council of Texas, ERCOT) 运营, 是美国三大互联电网之一^[24]。该电网通过 4 条直流联络线与相邻电网互联, 总容量为 1220 MW, 约为最高负荷的 2%^[25-26]。具体而言, 德州电网的网架结构如图 2 所示。该电网通过两条额定功率分别为 220 MW 和 600 MW 的高压直流线路与美国西南电力公司 (southwest power pool, SPP) 互联, 同时还通过两条额定功率分别为 100 MW 和 150 MW 的高压直流线路与墨西哥电网互联^[26-28]。德州电网近年来的平均负荷约为 45~60 GW^[26]。根据 2024 年发布的长期需求与能源预测 (long-term demand and energy forecasting, LTDEF), 系统峰值负荷将以 6.8% 的年均增长率进行增长, 预计到 2033 年将达到 153.23 GW^[29]。根据 2025 年 2 月 8 日德州电网官网的实时数据, 该区域的总装机容量约为 167 541 MW, 其中同步机组 (天然气、煤炭、核能) 的装机容量约为 88 405 MW

(占比约 53%), 新能源 (太阳能、风能、储能) 的装机容量约为 78 357 MW (占比约 47%), 具体分布见图 3^[30]。

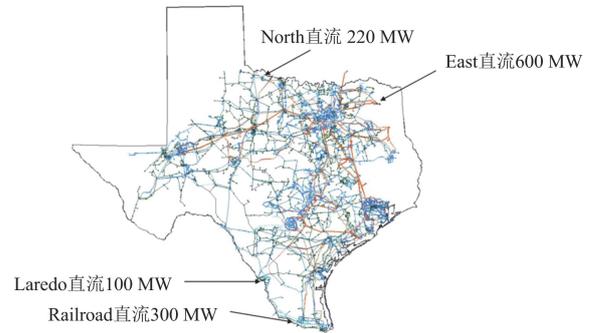


图 2 德州电网网架结构

Fig. 2 ERCOT power network diagram

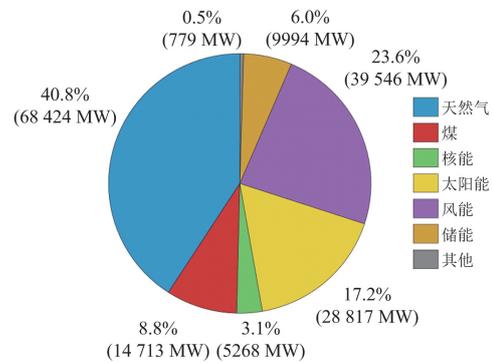


图 3 德州电网装机容量

Fig. 3 Installed capacity of ERCOT

德州电网的可再生能源发电渗透率如图 4 所示, 可以看出 2023 年和 2026 年德州电网在不同负荷下的新能源渗透率变化情况。在 45 GW 负荷水平下, 若不考虑弃风弃光现象, 新能源渗透率可达到 100%; 但在考虑弃风弃光的情况下, 新能源渗透率大约为 75%^[31]。

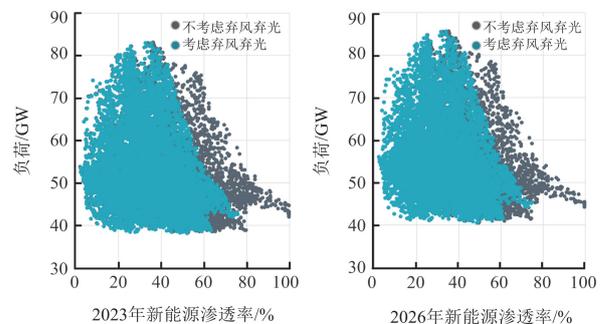


图 4 德州电网在不同负荷水平下的新能源渗透率

Fig. 4 Renewable energy sources penetration at different net load levels for ERCOT

在 2021 年制定的得州电网可再生能源装机规划中,预计到 2030 年,风能装机容量将增长 51.90%,而太阳能和储能已提前完成目标。总体装机容量将从 2025 年的 78.4 GW 增至 2030 年的 89.6 GW,增长 14.29%。详细数据如表 4 所示^[32]。

表 4 得州电网可再生能源装机规划

Table 4 Renewable energy installation planning for ERCOT

资源	截至 2025 年 2 月/GW	2030 年/GW
风能	39.5	60.0
太阳能	28.8	27.7
储能	10.0	1.9
总量	78.4	89.6

1.3 澳大利亚电力系统概况

澳大利亚电力系统主要由 3 个互不相连的主电网和偏远地区的小型电网组成。3 个主电网分别是东南部的国家电力市场(national electricity market, NEM)、西澳州的西南互联系统(south west interconnected system, SWIS)和北领地的北部电网^[13]。其中, NEM 既指代电力市场,也指代覆盖该市场的实体电力系统,其日常运营和管理由澳大利亚能源市场运营商(Australian energy market operator, AEMO)负责。鉴于 NEM 是澳大利亚最主要的电力系统,本文将重点调研该系统, NEM 网架如图 5 所示。

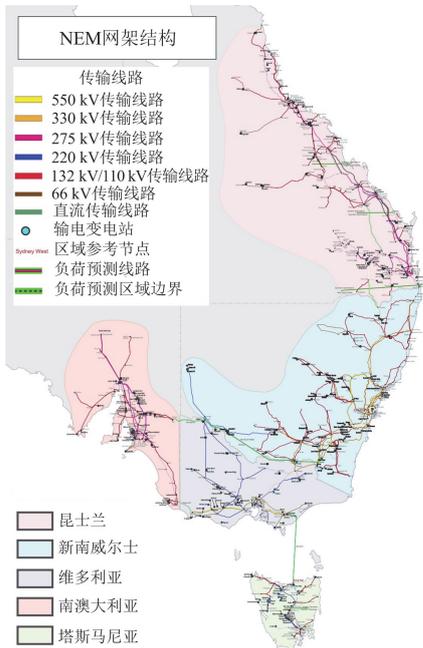


图 5 NEM 网架^[33]

Fig. 5 Power network diagram for NEM

截至 2024 年 10 月, NEM 的总装机容量(不包括屋顶太阳能)为 65 532 MW, 各类能源的占比如图 6 所示^[17,34-36]。

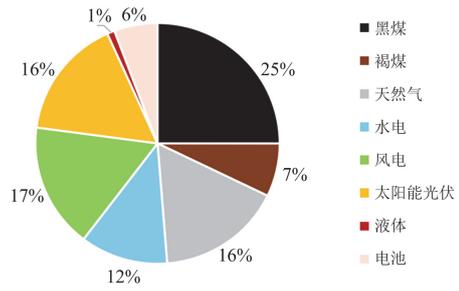


图 6 2024 年 NEM 装机容量占比(不包含屋顶光伏)

Fig. 6 Percentage of installed capacity of Australia's NEM in 2024

另外, AEMO 预测了从 2025 年到 2050 年各类电源的装机容量^[37], 显示可再生能源和储能将显著增长, 逐步取代煤电等传统能源, 具体见图 7。

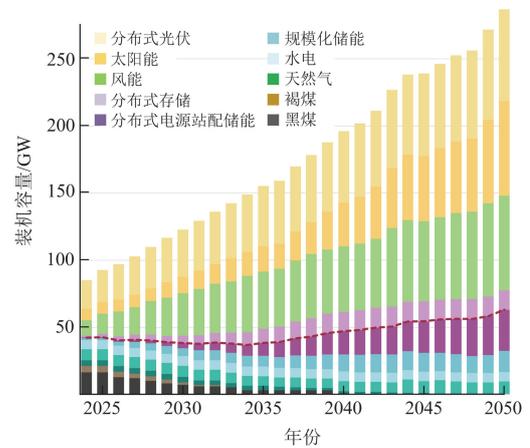


图 7 到 2050 年的 NEM 装机容量展望^[37]

Fig. 7 Forecast of NEM installed capacity to 2050

根据 AEMO 公开数据, 2018 年 1 月, 澳大利亚电力系统的可再生能源渗透率达到了 30.2% (8912 MW), 而到了 2025 年, 这一比例已增长至 75.6% (23 494 MW), 表明澳大利亚电网可再生能源占比增长趋势显著^[15]。新能源渗透率的变化趋势如图 8 所示^[38-41]。



图 8 2018 年到 2025 年最高可再生能源渗透率变化趋势

Fig. 8 Trend of highest RES penetration from 2018 to 2025

1.4 对比分析

为全面展现爱尔兰岛电网、得州电网(ERCOT)与澳大利亚国家电力市场(NEM)三大独立同步电网

在新能源高渗透率背景下的系统特征与发展路径, 表 5 从电网架构、互联情况、负荷需求、可再生能源发展目标与关键挑战等多个维度进行了详细对比。

表 5 3 个独立同步电网的对比分析

Table 5 Comparative assessment of three isolated synchronous grids

	爱尔兰岛电网	得州电网	澳大利亚电力市场
电网架构	由爱尔兰(EirGrid)和北爱尔兰(SONI)组成同步系统, 与英国异步互联	独立同步电网(ERCOT), 与 SPP 电网和墨西哥电网异步互联	三大独立主电网(NEM、SWIS、北部电网), NEM 覆盖东南部, 由 AEMO 统一运营
系统特征	两条 0.5 GW HVDC 线路(总 1 GW), 占最高负荷(6.785 GW)的 14.7%。依赖本地可再生能源消纳	4 条 HVDC 线路总容量 1.22 GW, 占最高负荷(90 GW 预测)的 1.35%。互联容量占比极低, 以本地供需平衡为主	NEM 内部为同步互联, 无跨区域 HVDC 互联; 偏远地区依赖本地小型电网
负荷与需求	最高负荷 7.031 GW(2023 年), 负荷增长平缓	峰值负荷预计 2033 年达 153.23 GW, 年均增长 6.8%	年发电量 180 TWh(2022 年), 2050 年需求翻倍至 320 TWh
现状	可再生能源装机 7.475 GW, 风电占 79.85%; 常规机组 9.588 GW	新能源装机 78.4 GW(47%), 同步机组 88.4 GW(53%)	总装机 65.5 GW(不含屋顶光伏), 可再生能源渗透率 75.6%(2024 年)
可再生能源 2030 目标	RES-E 占比 70%, 非同步电源渗透率 95%	未设定明确比例目标, 但规划新增风电、光伏及储能	可再生能源发电占比 83%(2030—2031 年), 2050 年达 98%
发展与目标	风电为主, 辅以少量其他可再生能源	风电、光伏、储能协同发展, 天然气仍为基荷	风能、太阳能(含屋顶光伏)为主, 辅以储能及氢能
关键挑战	系统惯量下降; 调频手段多样化; 频率振荡风险突出	调频资源稀缺	低惯量区域孤岛运行风险; 分布式新能源引起的低频减载系统失效风险

2 典型独立同步电网新能源高渗透率运行所面临的主要频率稳定问题

2.1 惯量降低

2.1.1 爱尔兰岛电网系统惯量下降趋势

新能源渗透率的提高以及传统发电机组的退役, 导致系统惯量显著下降, 同时备用电源组合也发生了变化^[42-43]。目前, 爱尔兰全岛电力系统始终保持至少 7 台大型同步发电机在线, 系统的临界惯量为 23 GW·s。然而, 由于缺乏有效的方法来替代传统同步发电机所带来的惯量, 系统中非同步电源的渗透率上升将导致惯量水平下降, 从而加剧频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)的提升。爱尔兰岛电网给出了 2020 年实际惯量水平和 2030 年低碳生活场景下的预计惯量水平, 以及不同年份惯量水平占全年时间的百分比, 具体见图 9。与 2020 年相比, 2030 年系统惯量水平显著降低且频繁突破临界惯量水平(23 GW·s)^[44]。

2.1.2 得州电网系统惯量下降趋势

2013 年—2023 年得州电网风电装机容量增加了约 3 倍, 同时, 得州新能源装机比例逐年上升, 从 2011 年的 5%增长到 2023 年的 40%^[12,16], 具体见图 10^[45]。截止到 2025 年 2 月, 新能源装机比例已达到 47%。研究表明, 得州新能源装机比例将继续上升, 预计到 2030 年达到 57%, 到 2040 年达到 66%^[46]。

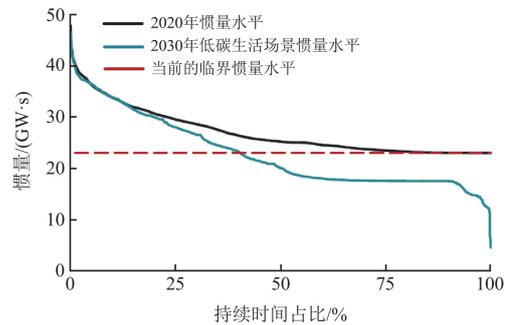


图 9 2020 年和 2030 年惯量水平比较

Fig. 9 Comparison of inertia levels in 2020 and 2030

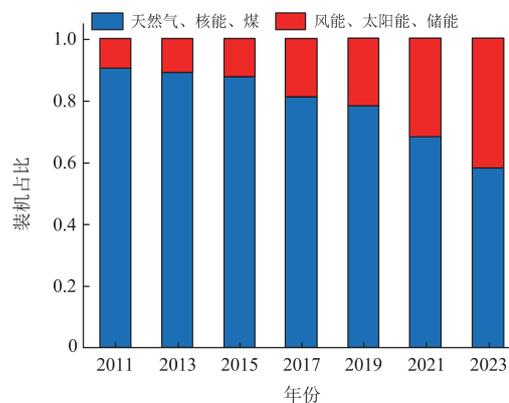


图 10 2011 年到 2023 年得州电网装机容量结构变化

Fig. 10 Installed capacity structure of ERCOT from 2011 to 2023

然而，系统惯量并未像预期那样随着新能源渗透率的增加而持续下降，而是趋于平稳，具体变化见图 11。其中深蓝色线表示当年惯量的中位数，盒子边缘表示四分位数，红圈表示当年新能源渗透率最高时的惯量值。这一现象的主要原因在于，2022 年前得州电网负荷持续增长且天然气价格低迷，导致得州电网投入了更多的天然气发电机组。与燃煤机组相比，联合循环机组的惯量贡献大约是同等功率等级燃煤机组的 1.5 倍^[47-48]。

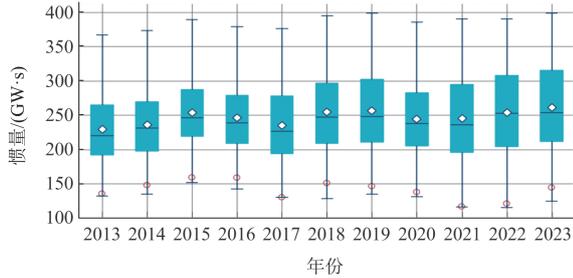


图 11 得州电网 2013 年—2023 年的惯量
Fig. 11 Inertia of ERCOT from 2013 to 2023

近年来的地缘政治局势紧张，如俄乌战争和巴以冲突的升级，对全球能源市场和电网发电结构产生了重大影响。同时，随着全球新能源的大力发展和技术成本的下降，电网运行面临着新的挑战。可以预见，随着天然气失去价格优势及新能源的广泛应用，得州电网将面临惯量进一步下降的风险。

2.1.3 澳大利亚系统惯量下降趋势

澳大利亚电网的系统惯量整体呈下降趋势。NEM 历史惯量一直维持在 68 GW·s 以上，但据预测，到 2025 年惯量可能下降至 45 GW·s，降幅将达到历史最低水平的 35%。系统惯量持续下降的详细数据见图 12^[40]。

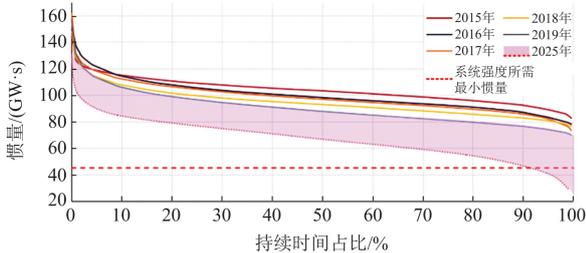


图 12 惯量持续时间曲线
Fig. 12 Inertia duration curve

除了整体惯量下降外，由于新能源发展不均衡，澳大利亚电网还面临惯量分布不均的问题。当惯量较低的区域因故障而被动进入孤岛运行时，缺乏足够的惯量响应将导致该区域难以维持安全和稳定运行。为应对这一挑战，AEMO 计算了 NEM 中

每个分区的最小惯量需求，并根据这些需求及潜在的惯量不足情况评估了当前或未来可能出现的惯量不足问题^[49]，每个区域未来 3 年的惯量缺口评估情况见表 6^[50]。

表 6 NEM 2024 年—2027 年惯量评估结果

区域电网	区域电网惯量不足情况
新南威尔士	未发现惯量缺口
昆士兰	在孤岛运行工况下的惯量缺口已缩小，2027 年和 2028 年的惯量缺口均为 256 MW·s
南澳大利亚	未发现新的惯量缺口，现有的惯量缺口通过增加 1 s 级频率控制辅助服务资源得以解决。
塔斯马尼亚	惯量缺口为 2184~2710 MW·s
维多利亚	孤岛运行风险较低，不存在惯量缺口

2.2 调频资源稀缺化

2.2.1 爱尔兰电网调频资源分析

2023 年发布的爱尔兰电网装机容量报告(GCS 2023-2032)提到：预计在未来 10 年内，爱尔兰和北爱尔兰将退役约 2 GW 同步发电机组^[51]。常规电源的加速退役导致同步机组提供的系统惯量水平逐渐降低。到 2030 年，随着大量可再生能源接入，许多传统同步发电机将被替代，其调频能力的下降将导致频率调节资源的短缺^[44]。

目前，爱尔兰电网的最大功率扰动为 500 MW。随着 2026 年 Celtic 高压直流工程与法国的异步互联，最大功率扰动预计将增加到 700 MW，如图 13 所示。在高 SNSP 水平下，随着系统惯量的减少和最大功率扰动的增加，爱尔兰电网将需要更多的备用容量和更高效的调频备用资源。调频资源短缺的问题将更加突出^[44]。



图 13 Celtic 互联工程(700 MW)
Fig. 13 Celtic interconnector (700 MW)

此外，风电、光伏等可再生能源的发电量对电力系统的准确预测要求较高。由于爱尔兰全岛电力

系统中可再生能源的装机容量较大, 导致系统需求预测中的误差占比也较大^[44]。爱尔兰岛地处欧洲边缘, 且受高速气流影响, 叠加大西洋地区气象测量点有限, 其天气预报误差较大, 部分原因是大西洋地区天气测量点有限^[19]。随着可再生能源渗透水平的提高, 未来预测误差幅度可能进一步增大, 这将加剧调频资源的稀缺性。因此, 未来需要在合适的时间内提供爬坡服务, 以维持供电与电力需求的动态平衡, 确保电网频率维持在额定频率附近。

2.2.2 得州电网调频资源分析

得州电网的传统调频资源主要由核能、天然气和煤 3 类电源组成^[52]。这 3 种资源的装机容量占比逐年下降。随着得州电网风电和太阳能装机容量的不断增加, 传统调频资源的稀缺问题将进一步加剧, 如图 14 所示。

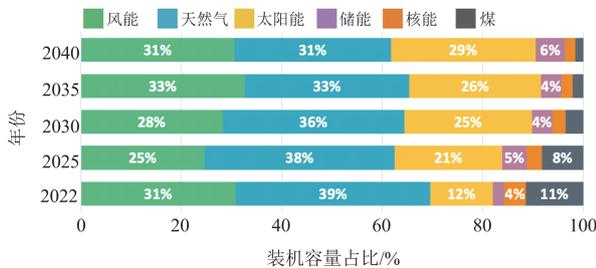


图 14 得州电网装机容量占比预测图

Fig. 14 Forecast of installed capacity by fuel type in ERCOT

同样地, 负荷资源也面临调频能力不足的挑战^[12]。自 1996 年以来, 得州电网通过低频继电器 (under frequency relay, UFR) 使大型工业负荷参与频率调节^[48], 其调节死区 f_{LR} 为 59.7 Hz, 且触点完全打开所需的延迟时间 d_{LR} 为 0.5 s^[12,53]。随着新能源的大量接入以及未来天然气发电可能由于价格波动大幅减少, 得州电网的惯性将进一步降低, 从而导致频率变化率上升。在低频继电器触点完全打开之前, 频率可能迅速下降至低频减载触发阈值 f_{UFLS} (59.3 Hz) 以下。这种在保护动作生效前就越过减载阈值的快速跌落, 将大大加剧系统频率失稳风险。

2.2.3 澳大利亚电网调频资源分析

在 2001 年引入频率控制辅助服务 (frequency control ancillary services, FCAS) 市场之前, 澳大利亚电网的频率稳定主要由大型同步发电机自愿提供一次调频来维持^[49]。随着同步发电机的退役以及 FCAS 市场的建设, 电池逐渐成为 NEM 调频资源的主要来源^[54-55], 如图 15 所示。

2.3 调频手段多样化

为应对新能源高渗透运行引发的惯量缺失与调频资源稀缺挑战, 爱尔兰、得州、澳大利亚等独

立同步电网已构建包含储能装置、虚拟同步发电机技术 (virtual synchronous generator, VSG)、需求侧响应等多维调频体系。这些异构资源在动态特性上呈现显著差异: 响应速度从毫秒级 (如超级电容) 延展至秒级 (如火电机组一次调频), 作用持续时长横跨秒级 (如超级电容) 至小时级 (如火电机组一次调频), 其控制模式则涵盖虚拟惯量模拟与下垂控制等多种机制。多时间尺度动态耦合效应可能导致调频资源间的交互干扰, 而异构资源动态协同控制需突破传统集中式调频架构, 建立基于时空关联特性的分层分区协调机制。这种复杂性叠加新能源出力的强随机波动特性, 使得频率稳定问题的时空关联特性显著增强, 对调频策略的实时优化能力与多扰动场景下的鲁棒性提出更高要求。

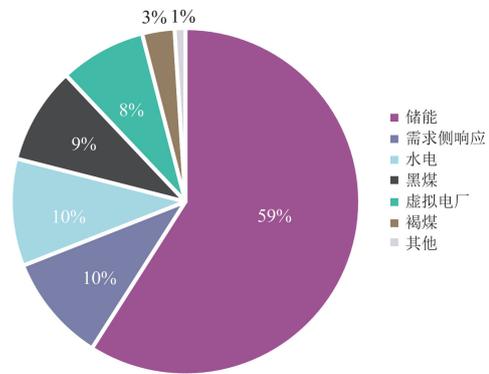


图 15 2024 年第一季度各技术在 FCAS 市场中的份额

Fig. 15 FCAS volume market share by technology in Q1 2024

2.3.1 爱尔兰岛电网调频手段多样化

在电源侧, 爱尔兰岛电网创新性地构建了快速频率响应与同步惯量响应协同的调频体系^[56-57]。同步惯量响应依托同步调相机通过释放旋转动能实现惯量支撑。需特别指出, 同步调相机需与储能系统形成时域互补, 其惯量支撑时长通常限制在 6~8 s 内, 需通过储能系统延长动态响应时间窗^[44]。

在电网侧, 爱尔兰岛电网建立了基于频率下垂控制模式 (frequency control sensitive mode, FC-SM) 的跨区支援机制。当系统频率偏差超过 ± 0.2 Hz 时, 东西互联高压直流工程 (the east west interconnector, EWIC) 可启动下垂系数为 500 MW/Hz 的功率支援^[58]。

荷侧调频资源主要依托中大型工业与商业负荷站点, 当前提供的一级运行备用、二级运行备用和三级运行备用服务容量已达到常规电源所提供容量的 15%, 而快速频率响应服务容量则达到常规机组的 40%^[11]。

尽管爱尔兰岛的储能资源相对匮乏, 但通过政策激励已建成超过 200 MW 的电化学储能容量提供

快速频率响应服务^[11]。电池储能通过快速有功功率注入可降低 RoCoF，延迟频率最低点出现的时间，为慢动态调频资源争取响应窗口。2019 年 10 月，爱尔兰电网运营商宣布签订总容量 110 MW、价值 2.1 亿欧元的 6 年期电池储能快速频率响应服务合同，标志着储能规模化应用取得突破^[56]。

2.3.2 得州电网调频手段多样化

在电源侧，得州电网自 2008 年起强制要求新能源机组提供一次调频，并于 2016 年将全系统发电机组调频死区从 0.036 Hz 压缩至 0.017 Hz，显著提升了频率控制灵敏度^[59]。

在电网侧，美国能源部 ARPA-E 于 2016 年提出的“Transmission Planning”高压直流互联计划，拟通过 VSC-HVDC 调频技术来实现得州电网与中部、西部电网间的频率响应备用资源共享机制^[60]。

储能侧创新性地传统辅助服务框架中引入电池储能快速频率响应服务，要求当频率跌落至 59.850 Hz 时，所有调频资源须在 250 ms 内提供 95%~110%的额定容量^[61]。该服务同时设置了 15 min 响应/恢复时间窗，以恢复容量来应对严重故障^[62]。为避免频率超调，得州电网设定快速频率响应调节备用上限为 420 MW。

2.3.3 澳大利亚电网调频手段多样化

澳大利亚国家电力市场通过频率控制辅助服务维持系统频率在 50±0.15 Hz 运行区间。FCAS 包含调节频率控制服务和应急频率控制服务两大类^[63-64]。

快速频率响应定义为发电或负荷资源在 2 s 内完成的有功功率调整。该服务通过快速功率调整以减少功率扰动事件带来的频率变化幅度，如 NEM 在 2023 年提出响应时间小于 1 s 的非常快速向上/向下恢复辅助服务资源，可用于应对低惯量系统中的紧急频率事件^[65]。

2.4 频率振荡风险

爱尔兰岛电网在低惯量运行条件下普遍存在 0.03~0.08 Hz 范围内的超低频振荡现象^[66]。尽管超低频振荡事件振荡幅度通常维持在±0.1 Hz 以内，但 2014 年以来的运行记录显示，极端情况下峰峰值幅度可达 0.5 Hz^[67-68]。图 16 展示了爱尔兰岛电网在正常工况下以及在超低频振荡事件发生时的频率曲线。研究表明，这类振荡可能由多种扰动源触发，包括但不限于抽水蓄能机组运行模式切换、发电单元非计划停运、直流联络线功率反转等，值得注意的是部分振荡事件甚至发生在无明显扰动源的工况下^[44]。

2.5 分布式新能源对低频减载的影响

澳大利亚能源市场运营商制定的紧急频率控制方案中，低频减载(under frequency load shedding, UFLS)作为维持系统频率稳定的最终保障措施，其有效性正面临分布式光伏渗透率升高带来的严峻挑战。

UFLS)作为维持系统频率稳定的最终保障措施，其有效性正面临分布式光伏渗透率升高带来的严峻挑战。

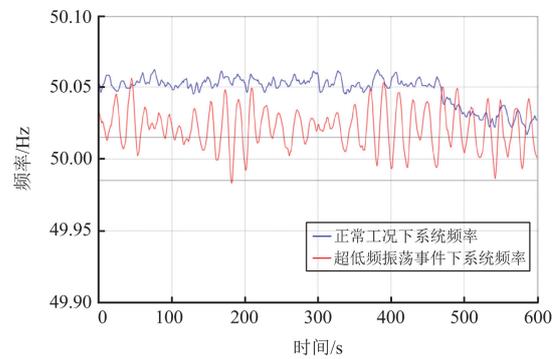


图 16 超低频振荡现象

Fig. 16 Characterization of ultra low frequency oscillation

截至 2021 年，澳大利亚分布式光伏装机容量已达 14 GW^[34]，占全国总装机容量的 20%。当分布式光伏出力较高时，配电网层面可能发生潮流反转现象，如图 17 所示。在此工况下执行低频减载时，传统负荷节点可能已转变为净电源节点，切除此类“负荷”不仅无法提供频率支撑，反而会加剧系统功率失衡^[69]。以维多利亚州为例，该区域电网有 5 回支路每年多达 60%的时间处于反向送电状态，反向功率最大可达 115 MW^[70]。预测数据显示，该州低频减载可用容量将从 2022 年的 1.2 GW 锐减至 2026 年的 576 MW，而南澳大利亚州预计到 2025 年低频减载容量缺口将达 470 MW^[71]。昆士兰、新南威尔士等区域同样出现低频减载容量减少问题，相关研究已建立量化分析模型^[72-73]。这种由分布式新能源引发的低频减载系统效能衰减问题亟需新型解决方案。

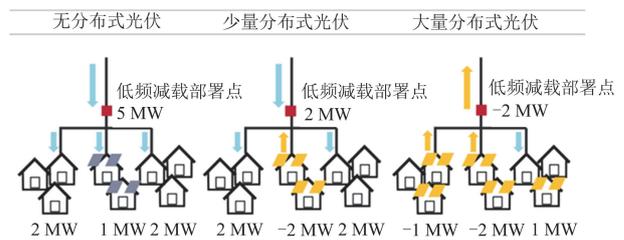


图 17 潮流反转现象对低频减载容量的削减效应

Fig. 17 Capacity reduction of UFLS due to reverse power flow phenomena

3 总结

本文通过对比分析爱尔兰岛、得州和澳大利亚 3 个独立同步电网在高比例新能源渗透下的运行特征，揭示了当前新能源电力系统在频率稳定方面

面临的共性挑战, 并得出以下主要结论。

1) 系统惯量下降是新能源高渗透率电网面临的共性问题。随着传统同步发电机被新能源机组替代, 系统惯量大幅减少, 频率变化率升高, 频率失稳风险增加。爱尔兰电网和澳大利亚电网数据均显示, 系统惯量水平与新能源渗透率呈负相关, 逐渐逼近频率稳定的临界值。

2) 调频资源结构性变化加剧了频率稳定压力。一次调频能力随着传统同步机逐渐退出而减少, 而新能源与电力电子设备虽具备潜在调频能力, 但尚未充分发挥。爱尔兰与得州电网通过 VSC-HVDC 异步互联实现频率响应共享, 虽提升调频灵活性, 但也带来了控制协调的复杂性。储能和需求侧响应参与调频可为频率控制体系提供新资源, 但多种资源间如何协同优化仍需深入研究。

3) 频率振荡风险凸显。爱尔兰岛频率振荡事件表明了超低频振荡风险不仅源于传统水电系统, 也可能在大量电力电子设备接入的低惯量电力系统中出现; 随着新型电力系统的建设, 这类振荡或将在更多地区成为运行新隐患, 亟需从运行调度与设备控制协同层面加以防范。最后, 澳大利亚电网的经验表明, 分布式光伏集群接入对低频减载策略提出新要求。高光伏出力可能导致配电网潮流反转, 若按传统方式触发低频减载, 反而可能加剧频率失稳。因此, 低频减载策略需适应分布式能源大规模接入的特点。

综上, 高比例新能源下的频率稳定问题是多因素耦合的系统性挑战。未来研究应聚焦: 1) 建立精准的临界惯量评估方法; 2) 构建多类型调频资源协同机制; 3) 完善频率振荡的监测与抑制策略; 4) 优化低频减载方案, 兼顾集中与分布式电源的互动效应。这些研究将为独立同步电网提供参考, 也为全球新型电力系统频率稳定调控提供借鉴。本文下篇将深入分析三地电网在频率稳定方面的技术应对, 包括临界惯量评估、多源调频协同、异步互联直流调频控制等, 并结合实证数据评估其效果, 为南方电网构建新型电力系统提供启示与支持。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] IEA. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R]. Beijing: IEA, 2021.
- [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] EL-BAHAY M H, LOTFY M E, EL-HAMEED M A. Effective participation of wind turbines in frequency control of a two-area power system using coot optimization[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(1): 1-15.
- [7] 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.
- [8] 李世春, 宋秋爽, 薛臻瑶, 等. 含风电虚拟惯性响应的新能源电力系统惯量估计[J]. 电力工程技术, 2023, 42(2): 84-93.
LI Shichun, SONG Qiushuang, XUE Zhenyao, et al. Inertia estimation of new energy power system with virtual inertia response of wind power[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(2): 84-93.
- [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] AEMO. Maintaining power system security with high penetrations of wind and solar generation: international insights[R]. Technical Report, 2019.

- [11] 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, 2024, 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, 2024, 48(2): 498-508.
- [12] DU P. Renewable energy integration for bulk power systems: ERCOT and the Texas interconnection[M]. Cham: Springer Nature, 2023.
- [13] 姜宇腾. 澳大利亚虚拟电厂模式对中国虚拟电厂的启示[J]. 水电与新能源, 2023, 37(11): 75-78.
JIANG Yuteng. Enlightenment of the virtual power plant mode in Australia on virtual power plants in China[J]. Hydropower and New Energy, 2023, 37(11): 75-78.
- [14] ERCOT. ERCOT grid operations renewable integration report: 04-11-24[R]. Austin: ERCOT, 2024.
- [15] AEMO. NEM data dashbroad[EB/OL]. <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
- [16] ERCOT. ERCOT fuel mix[EB/OL]. <https://www.ercot.com/gridmktinfo/dashboards/fuelmix>
- [17] AER. Registered capacity by fuel source[EB/OL]. <https://www.aer.gov.au/industry/registers/charts/registered-capacity-fuel-source-regions>
- [18] EirGrid. Shaping our electricity future, a roadmap to achieve our renewable ambition[R]. Dublin: EirGrid, 2021.
- [19] EirGrid. Full technical report: shaping our electricity future[R]. Dublin: EirGrid, 2021.
- [20] EirGrid. EirGrid annual report 2023[R]. Dublin: EirGrid, 2023.
- [21] EirGrid. Generation capacity statement 2023-2032 data workbook[R]. Dublin: EirGrid, 2024.
- [22] EirGrid. Ireland capacity outlook 2022-2031[R]. Dublin: EirGrid, 2022.
- [23] EirGrid. Operational policy roadmap 2023-2030[R]. Dublin: EirGrid, 2022.
- [24] 孙凯祺, 李可军, SUNDARESH L, 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, SUNDARESH L, et al. Frequency stability control research of AC grid based on HVDC transmission system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 723-730.
- [25] ERCOT. DC-tie operations[R]. Austin: ERCOT, 2021.
- [26] 安学民, 孙华东, 张晓涵, 等. 美国得州“2.15”停电事件分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3407-3415.
AN Xuemin, SUN Huadong, ZHANG Xiaohan, et al. Analysis and lessons of Texas power outage event on February 15, 2021[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3407-3415.
- [27] ERCOT. Transmission planning in ERCOT-overview[R]. Austin: ERCOT, 2017.
- [28] ERCOT. Item 7: deletion of eagle pass DC tie load zone [R]. Austin: ERCOT, 2020.
- [29] ERCOT. 2024 ERCOT system planning long-term hourly peak demand and energy forecast[R]. Austin: ERCOT, 2024.
- [30] ERCOT. Real-time system conditions[EB/OL]. https://www.ercot.com/content/cdr/html/real_time_system_conditions.html
- [31] ERCOT. 2021 RTP economic analysis—initial results, transmission planning assessment[R]. Austin: ERCOT, 2021
- [32] ERCOT. Long-term west Texas export special study – update[R]. Austin: ERCOT, 2021.
- [33] AEMO. NEM regional boundaries map[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [34] AEMO. National Electricity Market Fact Sheet[R]. Australia: AEMO, 2021.
- [35] AER. State of the energy market 2022-Full report-2[R]. Australia: AEMO, 2022.
- [36] AER. State of the energy market 2024-Full report_1[R]. Australia: AER, 2024.
- [37] AEMO. Integrated System Plan[R]. Australia: AEMO, 2024.
- [38] AEMO. Maximum renewable penetration over time [EB/OL]. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/data-dashboard-nem>
- [39] AEMO. Final 2020 integrated system plan[R]. Australia: AEMO, 2020.
- [40] AEMO. Renewable integration study stage 1 report[R]. Australia: AEMO, 2020.
- [41] AEMO. Renewable integration study-instantaneous penetration summary graphic[R]. Australia: AEMO, 2022.
- [42] ERCOT. inertia: basic concepts and impacts on the ERCOT grid[R]. Austin: ERCOT, 2018.
- [43] 李世春, 田冰杰, 李惠子, 等. 基于频率安全约束与临界惯量计算的分时段限制风电出力方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 60-71.
LI Shichun, TIAN Bingjie, LI Huizi, et al. Method for limiting wind power output in time periods based on frequency safety constraints and a critical inertia calculation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 60-71.
- [44] EirGrid. Potential solutions for mitigating technical challenges arising from high RES-E penetration on the

- island of Ireland a technical assessment of 2030 study outcomes[R]. Dublin: EirGrid, 2021.
- [45] PAN W, LI Y. Improving power grid resilience under extreme weather conditions with proper regulation and management of DERs—experiences learned from the 2021 Texas power crisis[J]. *Frontiers in Energy Research*, 2022, 10: 1-10.
- [46] ERCOT. ERCOT 2040: a roadmap for modernizing Texas' electricity infrastructure[R]. Austin: ERCOT, 2023.
- [47] ERCOT. Inertia trends in ERCOT[EB/OL]. <https://www.esig.energy/inertia-trends-in-ercot>
- [48] NORDSTRÖM H, SÖDER L, FLYNN D, et al. Strategies for continuous balancing in future power systems with high wind and solar shares[J]. *Energies*, 2023, 16(14): 1-43.
- [49] AEMO. Power system requirements[R]. Australia: AEMO, 2020.
- [50] AEMO. 2024 inertia report[R]. Australia: AEMO, 2024.
- [51] EirGrid. All-Island Ten Year Generation Capacity Statement 2023-2032[R]. Dublin: EirGrid, 2024.
- [52] 严道波, 文劲宇, 杜治, 等. 2021 年得州大停电事故分析及其对电网规划管理的启示[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(9): 121-128.
- YAN Daobo, WEN Jinyu, DU Zhi, et al. Analysis of Texas blackout in 2021 and its enlightenment to power system planning management[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(9): 121-128.
- [53] ERCOT. ERCOT nodal operating guides[R]. Austin: ERCOT, 2015.
- [54] AEMO. Quarterly energy dynamics Q1 2024[R]. Australia: AEMO, 2024.
- [55] AEMO. Renewable integration study stage 1: Appendix B: frequency control[R]. Australia: AEMO, 2020.
- [56] FERNÁNDEZ-MUÑOZ D, PÉREZ-DÍAZ J I, GUIZÁNDEZ I, et al. Fast frequency control ancillary services: an international review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 120: 1-17.
- [57] EirGrid. DS3 industry forum[R]. Dublin: EirGrid, 2018.
- [58] EirGrid. Design of the system defence plan for Ireland[R]. Dublin: EirGrid, 2020.
- [59] ERCOT. Evolution of ERCOT's frequency control and ancillary services for higher levels of inverter-based generation[R]. Austin: ERCOT, 2019.
- [60] OSBORN D. ARPA-E transmission planning[R]. Washington: ARPA-E, 2016.
- [61] ERCOT. Implementation details for PR325-01 FFR advancement project[R]. Austin: ERCOT, 2021.
- [62] DU P, MAGO N V, LI W, et al. New ancillary service market for ERCOT[J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 178391-178401.
- [63] AEMO. Guide to ancillary services in the national electricity market[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [64] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕, 等. 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示[J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(7): 2332-2343.
- LIU Guojing, LI Bingjie, HU Xiaoyan, et al. Australia policy mechanisms and business models for energy storage and their applications to China[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(7): 2332-2343.
- [65] AEMO. Fast frequency response in the NEM[R]. Australia: AEMO, 2017.
- [66] WALL P, BOWEN A, O'CONNELL B, et al. Analysis, monitoring and mitigation of the common mode oscillations on the power systems of Ireland and Northern Ireland[R]. Paris: CIGRE, 2020.
- [67] 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.
- [68] EirGrid. DS3 Advisory Council[R]. Dublin: EirGrid, 2019.
- [69] AEMO. Dynamic arming options for UFLS[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [70] AEMO. Victoria: UFLS load assessment update[R]. Australia: AEMO, 2023.
- [71] AEMO. South Australian UFLS dynamic arming[R]. Australia: AEMO, 2021.
- [72] AEMO. Phase 1 UFLS review: Queensland[R]. Australia: AEMO, 2021.
- [73] AEMO. Phase 1 UFLS review: New South Wales[R]. Australia: AEMO, 2021.

收稿日期: 2024-04-21; 修回日期: 2025-05-15

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

雷剑雄(1998—), 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, 研究方向为电力系统稳定与控制。

(编辑 张颖)