高比例新能源电力系统的惯量控制技术与 惯量需求评估综述

刘中建,周明,李昭辉,武昭原,李庚银 (华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206)

摘要:电力行业低碳发展的要求催生了以风光为代表的新能源发电的快速发展。风光发电通过逆变器并网, 不具有同步发电机的惯性,导致高比例风光发电的接入降低了系统的惯量水平,且其出力的大幅波动和不确 定性,都给系统频率安全带来了新问题。为此,对高比例新能源电力系统的惯量控制技术和惯量需求评估问 题开展综述研究。从惯量的定义出发,分析惯量与频率变化的关系,明确了惯性响应与频率响应的区别及联 系。针对基于逆变器并网的虚拟惯量技术,按照控制模型的外特性进行区分,给出了虚拟同步机的控制原 理,并总结了虚拟同步发电机技术在风电与光伏方面的应用。高比例新能源的接入从系统层面对惯量水平 及分布提出了新需求,因此,选取澳大利亚、爱尔兰与北美地区3个代表性地区的电力系统惯量需求评价指 标及评估方法进行了对比。最后,从发展虚拟惯量技术、提出惯量需求评估指标及标准、提高惯量监测能力、 合理配置惯性装置以及将惯性服务市场化这5个方面对我国新能源电力系统惯量问题提出了建议。 关键词:低碳;高比例新能源电力系统;惯性;频率安全;虚拟惯量;惯量需求;惯性服务

中图分类号:TM 712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202107030

0 引言

近年来,在能源形势紧张、环境问题亟待解决的 背景下,可再生能源发电在世界范围内保持快速发 展的态势。我国提出在2030年实现非化石能源占 能源消费总量比重达到20%左右的目标[1],并争取 2060年前实现碳中和;欧盟计划在2030年实现32% 的新能源份额[2];美国预测2050年可再生能源占比 超过36%[3]。随着新能源发电规模不断扩大,为应 对其出力的波动性和随机性问题[4],这类电源大 多通过电力电子逆变器控制装置并网,在满足系统 并网要求的同时,也给系统安全运行带来了新的问 题[5]。相较于同步发电机,新能源电源通过电力电 子装置并网且与系统处于解耦运行状态,不能主动 响应系统频率变化,尤其是光伏发电是没有旋转物 体的,本质上不具备惯性[6]。高比例新能源电力系 统惯量不足引发的安全问题逐渐暴露出来[7]。近些 年,以南澳"9·28"[8]、英国"8·9"[9]为代表的电力系 统大停电事故,究其原因都与高比例新能源接入导 致系统惯量不足有关。因此,系统地梳理惯量控制 技术及合理评估惯量需求对高比例新能源电力系统 规划和安全运行具有重要意义。

目前,我国高比例新能源电力系统在系统惯量 控制技术配置和惯量需求评估方面刚刚引起重视。 为此,本文从惯性响应机理、虚拟惯量控制技术和系

收稿日期:2021-01-25;修回日期:2021-05-31

基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1866204) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U1866204) 统惯量需求评估方法方面展开综述。首先给出了传统惯量与虚拟惯量的定义,从响应时间、响应变量、能量来源3个角度分析了惯性响应与调频响应的区别,指出惯性响应与快速频率响应FFR(Fast Frequency Response)在维持频率稳定方面相互配合的重要性。其次介绍了虚拟惯量控制原理,根据控制模型的外特性分为电流源型与电压源型,并以虚拟同步机 VISMA(VIrtual Synchronous MAchine)^[10]为代表,分析其工作原理。然后详细对比了澳大利亚^[11]、爱尔兰^[12]与北美^[13]电力系统监管机构的惯量需求评估方法。最后从发展虚拟惯量控制技术、提出惯量需求评估指标及标准、提高惯量监测能力、合理配置惯性装置以及将惯性服务市场化这5个方面提出对我国的建议,旨在为新能源电力系统规划和运行提供方法指导。

1 惯量与频率响应

1.1 惯量的定义

惯性是物体保持运动状态不变的属性^[14],惯量 度量物体惯性的大小。电力系统中的惯性表现为对 功率扰动的抵抗^[15],为频率变化提供最迅速、最直接 的响应,因此维持足够的惯性对频率稳定具有重要 意义。对于并网运行的同步机而言,惯性响应是其 固有属性,储存在转子中的动能自发响应不平衡功 率,以抵抗频率的波动。风机和光伏发电的并网方 式使其不具备这种固有属性。高比例新能源发电并 入电网会导致系统惯性大幅减弱,低惯性系统容 易出现电压和频率稳定问题^[16],其中频率问题尤为 突出,表现为以下2点:低惯量使频率变化率RoCoF (Rate of Change of Frequency)增大,为了维持发电 机的机械稳定以及避免系统孤岛运行,保护继电器 动作导致发电机组脱网,使得频率问题进一步恶化; 另外大的RoCoF使频率最低点下移,易触发低频减 载动作而失负荷。文献[17]针对低惯量电力系统的 频率稳定分析方法与控制措施进行了总结。

1.1.1 传统惯量

电力系统中传统惯量表现为同步机转子对转速 变化的抵抗力。转动惯量J、动能*E*_{κε}、惯性常数*H*三 者具有线性关系,都可用来表征机组的惯量,三者的 关系如下:

$$J = \int r^2 \mathrm{d}m \tag{1}$$

$$E_{\rm KE} = J\omega_{\rm m}^2/2 \tag{2}$$

$$H = E_{\rm KE}/S \tag{3}$$

式中:r为同步机转子的半径;m为刚体的质量;E_{KE} 为存储在转子中的动能,单位为MW·s;ω_m为转子角 频率;惯性常数H表示为仅依靠转子存储的动能产 生额定功率所持续的时间^[18];S为机组额定容量。

在启动与运行过程中,转子的运动过程始终遵 循如下摇摆方程^[19]:

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \left(\frac{1}{2} J \omega_{\mathrm{m}}^{2} \right) = P_{\mathrm{m}} - P_{\mathrm{e}}$$

$$\tag{4}$$

式中:P_m和P_e分别为发电机的机械功率和电磁功 率,两者差值为不平衡功率,记为P_{Imb}。结合转子角 频率与系统频率间的关系,可得系统频率变化与转 动惯量的关系如下:

$$f_{\rm RoCoF} = \frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t} = M \frac{P_{\rm Imb}}{J} \tag{5}$$

式中:df/dt被定义为RoCoF,记作f_{RoCoF};M为常量。 当系统出现不平衡功率时,RoCoF不为0且与惯量 成反比,即惯性起抵抗频率变化的作用。

1.1.2 虚拟惯量

以风、光为代表的新能源发电技术有别于同步 发电机,风力发电以发电机转子为媒介实现能量转 化,由于风机转子转速有更大的变化范围,理论上风 机的惯量支撑能力比同步机更强^[20]。但实际上,永 磁直驱风机通过换流器与电网相连,与系统完全解 耦,因而无法提供惯量;双馈异步风机虽然与系统直 接相连,但转子受电力电子换流器控制,与电网弱耦 合^[21],只能提供少许惯性响应。光伏发电采用光生 伏特效应原理发电,与系统完全解耦,不具备惯性响 应的能力^[22]。高比例新能源发电使系统面临惯量 降低的问题。为了缓解这一问题,研究学者提出虚 拟惯量又被称为合成惯量,欧洲联盟输电系统 (ENTSO-E)将其定义为通过特定的设备使得新能 源、储能或直流输电提供能够替代同步发电机的惯量,以达到系统规定的要求^[23]。

与传统的惯性响应相比,虚拟惯量不是发电机 的固有属性,而是通过控制技术实现为系统提供惯 量支撑的目的。具体的逆变器控制方法将在第2节 进行总结。

引入虚拟惯量后,系统总的惯性常数H_{sss}为:

$$H_{\rm sys} = \frac{\sum H_i S_i + \sum H_j^{\rm VI} S_j}{\sum S_i + \sum S_j} \tag{6}$$

式中:H_i和S_i分别为常规机组i的惯性常数和额定容量;H_i^{vi}为常规机组j的虚拟惯性常数。

为了对比传统惯量与虚拟惯量控制技术的作用 效果,表1总结了5种惯量控制技术的惯性常数范 围。同步发电机是提供传统惯量的最主要来源,根 据发电机型号不同其典型的惯性常数为2~9 s^[24]。 异步电机的转子转速低于同步电机,因此其存储 动能较小,惯性常数低于同步电机,但其作为负荷 侧的惯性响应逐渐被人们重视[15],其惯性常数为3~ 5 s^[25]。同步调相机具有旋转的转子但不具有原动 机系统,因此能够提供惯性响应但惯性常数较小,主 要用于提供无功补偿与电压稳定服务,其惯性常数 为1~1.25 s^[26]。风力发电机的转子存储动能,虚拟 惯量控制技术使其能够提供惯性响应,其惯性常数 为2~6 s^[27]。配合储能的光伏或直流联络线的惯量 能量不是来自旋转元件的动能,而是储能容量或直 流电容器的容量,因此理论上可以任意调整惯性常 数,其取决于控制参数^[28]。通过对比可以发现,虚拟 惯量对系统惯量的支持虽然不及同步发电机,但仍 然十分显著。

表1 不同技术对应的惯性常数

Table 1 Inertia constant for different technologies

惯量控制	惯性常数		
	同步发电机	2~9 s	
常规机组	异步电机	3~5 s	
	同步调相机	1~1.25 s	
具有虚拟惯量的机组	风力发电机	2~6 s	
	光伏或直流联络线	取决于控制参数	

1.2 频率响应与惯性响应的关系

传统的频率调节根据作用时间尺度划分为一次 调频(10~30 s)、二次调频(10~30 min)和三次调频 (发电调度)3类。随着新能源比例的提高,频率安 全问题越发突出。为了维持系统频率稳定,系统对 调频响应时间、参与调频的设备提出了新的要求,即 FFR^[29]。FFR相较于一次调频具有更快的响应能 力,并且可以由储能、高压直流输电(HVDC)换流器 等静态元件提供^[30]。在英国FFR被描述为:与传统 一次调频类似,响应能力与频率差成正比且响应时 间最大不超过1s的频率调节服务^[31]。 图1给出了包含FFR的频率变化曲线。在高比例新能源电力系统中,由于新能源出力具有大幅波动性,常出现高低频问题。惯性响应对高频或低频的作用效果相同,但当调频能力不足时,高频问题可以通过切机(切风机)操作来解决;而通过切负荷来解决低频问题^[32]的控制代价要大得多,即低频问题比高频问题更难解决。因此,本文重点关注由功率缺额导致的低频问题。



图 1 频率变化及系统响应时序图 Fig.1 Time-sequence diagram of frequency variation and system response

由于 FFR 的快速性,其作用时段与惯性响应有 部分重合,在讨论能够同时提供 FFR 与惯性响应的 同步机组以及基于逆变器并网具有虚拟惯量的电源 时,FFR 与惯性响应时常被混淆。文献[33]分别定 义了惯性响应和调频响应,并认为惯性响应是 FFR 的子集。本文从以下 3 个方面对惯性响应与 FFR 的差 别进行对比。

1)响应时间不同:惯性响应是瞬时响应,而FFR 存在时延,且有调频死区^[34]。

2)能量来源及大小不同:惯性响应是通过释放 转子存储的动能、储能或电容器中存储的能量发挥 作用,有储存的能量或容量限制;FFR是通过改变输 入能量发挥作用,能持续响应频率变化。

3)响应变量不同:惯性响应遵循摇摆方程与电 磁暂态方程响应系统功率变化;FFR是通过检测频 率差Δf响应系统频率变化。

虽然惯性响应与FFR具有明显区别,但在维持 系统频率稳定中缺一不可。维持系统频率稳定可以 从提高系统恢复或响应能力、降低扰动时的RoCoF、 提高系统对频率变化的容忍度3个方面着手,如图2 所示。惯性响应能降低扰动发生时的RoCoF,FFR 能加快频率恢复能力,两者共同作用可将最低频率 *f*_{ndt}限制在规定范围内。

基于上述FFR与惯性响应的对比关系,在特定的系统和确定的频率安全标准下,FFR与惯量的需求成反比^[11]。高惯性的电力系统需要少量的FFR 来维持系统频率的安全稳定,而低惯性的电力系统 则需要大量的FFR提供调频辅助服务,以限制*f*_{madr}。 总之,不考虑系统惯性水平的调频需求是不安全的, 不考虑系统调频能力的惯量要求是不经济的。



2 虚拟惯量控制方法

本节将梳理基于逆变器并网的虚拟惯量控制 方法,即虚拟同步发电机 VSG(Virtual Synchronous Generator)技术。VSG 是通过控制算法使可再生能 源、储能及直流输电系统模拟旋转电机的惯性[15],以 取得一定的惯量,同时提供调频服务的技术。VSG 控制算法作为系统的核心组成部分,负责将不同的 存储单元、发电单元和公用电网连接起来[35]。图3 为VSG技术应用的简单示意图。可见VSG技术由 系统监测、VSG控制、DC/AC逆变器、滤波器这4个 部分构成。在系统运行时,系统监测模块实时跟踪 电网的有功与无功变化,并反馈给VSG控制部分, 通过VSG控制算法将监测值与参考值进行对比,将 输出控制信号作为脉宽调制(PWM)装置的输入,以 控制逆变器的输出,经过滤波装置作用后并入电网, 实现闭环控制。在模拟同步机运行时,逆变器代表 了定子与转子间机械能向电能转化的环节,滤波器 的电阻、电抗模拟了定子绕组,VSG控制环节实现了 非同步电源的惯性响应。





2.1 VSG技术分类

VSG控制技术多种多样,文献[36]根据模型的 阶数分为高阶和低阶模型,本文根据其外特性分为 电流源型和电压源型VSG,如图4所示。



图4 实现虚拟惯量的VSG技术分类



2.1.1 电流源型VSG

电流源型VSG在外特性上等效于受控电流源, 比利时鲁汶大学学者在文献[37]中提出一种VSG 控制方案,通过构造虚拟惯量及一次调频功率指令 实现对参考电流的控制,从而调节输出功率,由于未 模拟同步发电机的励磁调节过程,其与同步发电机 的惯性响应机理不同。文献[38]提出了一种VISMA 方案,实现了对同步机励磁机理的模拟,从而较完整 地模拟了同步机的调频、调压特性,但由于未考虑磁 饱和、涡流损耗等问题,模拟仍有所不足。日本的川 崎重工(KHI)团队在文献[39]中根据隐极式同步发 电机相量图获取所需的参考电流,提出一种电流源 型VSG方案,其能够在各类负载条件下保持系统的 稳定。各种电流源型VSG技术控制原理相似,主要 在参考电流的选取方法上有所差异,下面选取具有 代表性的VISMA技术进行具体分析。

VISMA基于同步发电机的动态及静态特性^[40], 测量VISMA与公共连接点(PCC)处的电网电压并将 其输入控制电路,从而得到滞环控制器的参考电 流^[38]。滞环控制器跟踪电网电流与计算电流之差, 以此作为输入来控制逆变器。图5展示了典型的 VISMA模拟结构图。VISMA的输入参数为设定转 矩 T_{set} 和可调电压幅值 E_p , T_{set} 用来模拟同步机的机械 功率, E_p 的值为同步机励磁电流与定转子间互感之 积,通过调节 T_{set} 和 E_p 可以控制有功功率和无功功 率。输出参数为参考电流 i_{set} ,将其输入滞环控制器





从而用来控制逆变器^[41],当电流跟踪误差较小时,逆 变器表现基本等同于同步发电机;当误差较大时,其 行为则与同步发电机有所差异,模拟效果无法达到 要求^[42]。通过调节控制器的控制系数(转动惯量 J 和阻尼系数 D_p),可调整系统的频率。

图5中电磁特性部分的表达式如下:

$$L_{\rm f} \frac{\mathrm{d}\boldsymbol{i}_{\rm ref}}{\mathrm{d}t} = \boldsymbol{e} - \boldsymbol{v}_{\rm g} - R_{\rm f} \boldsymbol{i}_{\rm ref}$$
(7)

$$\frac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{c}}}{\mathrm{d}t} = T_{\mathrm{set}} - T_{\mathrm{e}} + D_{\mathrm{p}}(\omega_{\mathrm{g}} - \omega_{\mathrm{c}}) \tag{8}$$

式中: L_t, R_t 分别为(虚拟)定子绕组自感和电阻; ω_e 、 ω_g 分别为虚拟频率和参考频率; T_e 为电磁转矩。式 (8)为频率下垂控制环的数学表达式。

随着控制技术的发展,VISMA不断得到改进,文 献[43]提出的增强型VISMA具有更大的惯量利用 范围,无需储能系统仍能提供与同步电机相同的惯 性响应,且其阻尼和调速器功能灵活,有助于改善暂 态响应。

2.1.2 电压源型VSG

I

电压源型VSG在外特性上等效于受控电压源,与电流源型VSG相比,电压源型VSG技术在支撑系统电压方面具有优势。文献[44]根据摇摆方程对转子惯性进行了模拟,基于无功功率偏差调节参考电压,使得该类型VSG具有调频、调压双重功能。文献[45]提出了一种"虚拟惯性频率控制"方案,孤岛运行模式下模拟励磁调节特性,并网模式下利用积分控制实现无功的无差调节。文献[46]根据同步发电机的电磁特性提出了同步逆变器(synchronverter)方案,该方案对同步发电机的电磁暂态特性、一次调频和调压特性、转子惯性进行了更全面的模拟。

2.2 VSG技术应用

2.2.1 风机的VSG技术

VSG技术应用于风电机组使其具有同步发电机的特性,可提高系统的频率稳定性。文献[47]依据 调频原理的差异,将风机的VSG技术分为虚拟惯 量控制、预留容量的控制和综合控制3种方案。文 献[48]将其分为依赖储能的协同控制、预留容量的 控制、虚拟惯量控制。由于预留容量的控制方法属 于调频响应范畴,本文将风机的VSG技术分为附加 储能、利用转子动能和综合控制3种方案。

附加储能是指额外配置储能装置来配合风电机 组调节有功功率。文献[49]提出在风机 PCC 处安装 储能装置,并利用储能装置补偿风电场惯量的控制 策略。文献[50]提出在风机交流侧配置能量可控型 储能,实现风机与储能组合后在 PCC 处的 VSG 接口 特性。附加储能的方式提高了风电场的成本,但是 没能有效利用风机的转子动能,不是最优的策略。

利用转子动能的方案可以有效利用风机转子中

"隐藏"的动能提供惯量支撑。文献[51]提出一种利 用双馈风机转子动能的控制方案,通过测量 RoCoF 形成功率控制指令,但仅利用转子动能提供虚拟惯 量可能会导致频率二次跌落。文献[52]通过增加转 子转速保护装置抑制了频率的二次跌落。文献[53] 根据各风机的调频能力协调控制各机组参与系统 调频。

综合控制是前2种方案的结合,可获得更好的 性能。文献[54]将转子动能和电容器同时作为虚拟 惯性能量源,采用自适应模糊控制修正控制系数,改 善了转子动能控制的效果。

2.2.2 光伏的VSG技术

光伏发电与VSG技术相结合,可有效提升光伏 发电系统的惯量水平。本文基于光伏的VSG技术 中能量来源的差异,将其分为依赖储能的控制方案 和有功备用方案2种。

光伏的VSC多以配备储能的方式实现虚拟同步功能。文献[55]提出一种基于光储发电系统的虚 拟惯量控制策略,通过检测系统频率与蓄电池的荷 电状态,短时调节蓄电池储备能量为系统提供惯性 支持。文献[56]提出了一种具备同步电机特性的级 联型光伏发电系统。该方案不需要使用DC/DC变 换器,在提高系统惯量的同时有利于改善系统的整 体效率。文献[57]提出储能单元通过独立的逆变器 实现功率输出,储能单元与光伏发电组成一种并联 结构。依赖于储能的光伏VSG技术,伴随着对储能 的高可靠性要求以及系统成本的增加。

光伏的有功备用方案通过发电模块预留容量来 实现惯性。文献[58]提出一种不依赖于储能电池, 以光伏阵列作为虚拟原动机,并且计及光伏电源动 态特征的虚拟同步控制策略,但未描述如何确定最 大功率点的功率。文献[59]提出一种在最大功率点 跟踪模式和调频模式之间不断切换的光伏 VSG技 术,但存在一定的稳定性问题。文献[60]提出一种 基于变步长功率跟踪的方案,提高了系统稳定性。 文献[61]以双级式光伏发电为研究对象,提出基于 高/低压直流电容动态并且不依赖于储能的虚拟惯 量控制方案,并分析了控制参数对虚拟惯量控制的 影响。

3 系统惯量需求评估

惯性在维持频率安全中起重要作用,实际系统 中过低的惯性常数不利于系统稳定运行^[62],过高的 惯性常数会导致响应迟缓且恢复时间较长^[63],因此, 合理评估系统的惯量需求是高比例新能源电力系统 频率稳定的一个基础性问题。最近有将频率安全约 束引入发电调度的机组组合模型的研究^[64-63],得到 了确保系统频率安全的经济运行方案,也有研究 基于同步相量测量的系统运行在线惯量评估方 法^[6667]。而系统惯量需求评估是综合考虑系统各类 电源和负荷运行情况、联络线交换功率、储能等,准 确评估确保系统频率安全所需要的惯量水平。

惯量需求评估能为惯性资源优化配置和可靠运 行提供指导。目前国内外关于系统惯量需求评估的 研究还不多。文献[68-69]基于对RoCoF的限制确 定惯量需求。文献[70]通过RoCoF与频率极值的约 束确定系统所需最小惯量,并对比了孤岛与并网模 式下不同的惯量需求。文献[71]考虑了惯量与调频 响应的协同作用,通过最小化调频成本获得最优的 惯量需求。实际中影响惯量需求的因素众多。文献 [72]指出系统惯量具有时空特性。文献[73]认为系 统的调频能力、负荷特性、事故规模等都是影响系统 惯量需求的重要因素,另外不同的系统规则与标准 对惯量需求也不一样。因此,考虑到惯量控制技术 的新发展,仍需深入研究对高比例新能源电力系统 的惯量需求评估。澳大利亚、爱尔兰与北美电力系 统在惯量需求评估方面较早展开了研究,提出了实 用化的评估指标及评估方法。

3.1 典型惯量需求评估方法

3.1.1 爱尔兰

爱尔兰作为一个岛屿国家,发展新能源和接受 外来电都给系统惯量水平带来了挑战。为保证系统 频率安全稳定,爱尔兰电力传输运营商(EirGrid)提 出了2个运行指标:非同步电源渗透率*M*₁和系统惯 量与*N*-1事故时最大发电缺失功率之比*M*₂^[12],从而 对系统惯量进行监管。

$$M_1 = (P_{\rm RE} + P_{\rm import}) / (P_{\rm load} + P_{\rm export})$$
(9)

$$M_2 = (E_G + E_L) / P_{\text{Infeed, max}} \tag{10}$$

式中: P_{RE} 为新能源输出的功率; P_{import} 为外来电输入的功率; P_{load} 、 P_{export} 分别为负荷功率和外送功率; E_{C} 、 E_{L} 分别为系统中发电机和负荷的惯量; $P_{\text{Infeed,max}}$ 为系统中输入功率最大值。

一方面风电、光伏等新能源与系统解耦运行,另一方面通过HVDC输送的外来电一般不提供惯性响应,因此不计及虚拟惯量时,电网的惯量需求与指标 *M*₁呈正相关,过高的*M*₁值必然导致系统惯量不足, 惯量需求增加。指标*M*₂考虑了系统惯量水平和故 障严重程度2个因素。过低的*M*₂值使得 RoCoF 增 大、最小频率降低。

不同*M*₁和*M*₂值对应的最低频率如图6所示。 由图6(a)可知,同样的扰动下,随着*M*₁值增加,*f*_{nadir} 呈减小的趋势,系统的抗干扰能力变差。当*M*₁超过 80%时,由于系统惯量过低,扰动出现后发电机并 网处的 RoCoF继电器将发电机切出系统,导致频率 骤降,严重影响系统频率安全。因此,该系统将指标 *M*₁的最大参考值设为80%。由图6(b)可知,随着*M*₂ 值减小,*f*_{nadir}逐渐减小且在*M*₂<30 s后,由于系统惯量



图6 不同*M*₁和*M*₂值对应的最低频率

Fig.6 Relationship between M_1, M_2 and f_{nadir}

过低,RoCoF增大,触发继电器将发电机切出,导致 系统频率骤降。因此,该系统将指标 M_2 的最小参考 值设为30 s。

文献[74]证明了指标*M*₁可以有效识别系统频 率安全问题,但文献[73]指出该指标没有考虑电力 系统惯性的可变性,之后针对这一问题提出临界惯 量的指标,其为系统惯量与需求的比值。临界惯量 指标能够反映系统惯量水平,但未考虑系统调频能 力对惯量需求的影响。

3.1.2 澳大利亚

为解决高比例新能源电力系统的频率稳定问题,澳大利亚能源市场运营机构(AEMO)第一个制定了系统的强度和惯性监管规则^[68]。与爱尔兰系统 类似,非同步电源渗透率也被作为系统频率安全的 指标之一^[75],之后为了更直观地评估系统惯量情况, 根据 RoCoF 限值 *f*_{RoCoFmax}定义了安全运行惯量 SOLoI (Secure Operating Level of Inertia)^[68],其值 *E*_{SOLoI}具 体如下:

$$E_{\rm SOLoI} = \frac{f_0 \Delta P}{2 f_{\rm RoCoFmax}} + E_{\rm loss,\,max} \tag{11}$$

式中: $E_{\text{loss,max}}$ 为最大惯量缺失,其值为系统中惯性最大的机组所能提供的惯量; ΔP 为系统故障时对应的功率缺额; f_0 为系统额定频率。考虑到系统调频能力给惯量需求带来的影响,文献[76]中以FFR-惯量供需曲线的形式计算最小惯量阈值MTLoI(Minimum Threshold Level of Inertia)与SOLoI^[77]这2个指标。

AEMO系统惯量需求评估流程图如图7所示。 首先确定系统的最大惯量缺失,随后确定系统的 FFR-惯量需求曲线和FFR-惯量供应曲线。供需曲 线交点的纵坐标即为SOLoI,如图8所示。曲线1反 映仅包含同步发电机时系统的惯量和调频情况,曲 线2通过虚拟惯量控制增强系统惯量 $\Delta E'$ 后调频需 求减少 $\Delta P'_{f}$,曲线3通过储能调频等增强系统调频能 力 ΔP_{f} 后惯量需求减少 ΔE_{\circ} MTLoI为SOLoI与最大 惯量缺失的差值,其值 E_{MTLeI} 具体如下:

$$E_{\rm MTLoI} = E_{\rm SOLoI} - E_{\rm loss,\,max} \tag{12}$$



图7 AEMO系统惯量需求评估的流程图

Fig.7 Flowchart of system inertia requirement evaluation for AEMO





根据以上惯量需求评估方法,AEMO评估了过 去十年南澳电力系统惯量情况^[78],如图9所示。可 见自2014年之后惯量水平显著降低,最小旋转惯量 始终低于惯量阈值。2016年9月28日系统惯量为 0,发生了全州大停电事故。2017年后AEMO加强 了监管,惯量水平有所提高。





3.1.3 北美

北美电力可靠性委员会(NERC)在系统惯量预测和频率稳定性评估方面进行了深入研究,并提出 了简单易行的方法^[13]。该方法可以基于历史数据对 未来系统惯性水平进行预测,并计算非同步电源渗 透率最大情况下的 RoCoF。对比预测值与规定值, 可以提供未来几年系统的惯量需求。

步骤1:历史数据分析。

首先,系统监管者根据各成员提供的信息及惯 量在线监测技术计算系统的惯量水平,精确到一年 内的每个小时,具体如下:

$$E_{\rm sys}(t) = \sum H_i S_i \,\mu_i(t) \tag{13}$$

式中: $\mu_i(t)$ 为0-1变量,用于判断t时刻常规机组i惯量的有效性。

然后将惯量数据绘制成箱线图,如图10所示。 重点关注非同步电源渗透率最大时刻t_{max}对应的系 统惯量水平,E_{sys}(t_{max})的变化趋势反映了系统内惯量 水平在降低,且随着新能源比例的不断提高,t_{max}对 应的惯量值趋近于系统最小惯量。



图 10 惯量的统计值及预测值

Fig.10 Statistics and predicted values of inertia

根据惯量的统计规律生成净负荷 *P*_{NL}与系统惯量关系的拟合曲线,作为惯量预测的参考,拟合曲线 满足如下表达式:

$$E_{\rm sys}(t) = aP_{\rm NL}(t) + b \tag{14}$$

式中:a和b为拟合曲线的系数。

步骤2:惯量预测。

根据电源装机规划以及负荷预测,对净负荷 $P_{\rm NL}(t_{\rm max})$ 值进行预测。若规划中非惯性电源装机容 量大幅提高,系统非惯性电源的最大渗透率会显 著提高,同时净负荷大幅减少。根据净负荷预测值 及式(14)可得系统惯量预测值 $E_{\rm axx}(t_{\rm max})$,如图10中 2015—2017年所示数值,可见系统惯量的预测值降低明显。

在获得系统惯量值后,NERC将RoCoF作为衡量惯量水平和系统稳定的标准^[79]:

$$f_{\rm RoCoFmax} \ge \frac{\Delta P f_0}{2(E_{\rm sys}(t_{\rm max}) - E_{\rm loss, max})}$$
(15)

图 11 反映了系统发生最严重故障时 RoCoF 的 变化情况。由图可见,随着新能源比例的不断提高, RoCoF 不断增大,且预测值高于电源并网处继电器 的阈值,这表明在最严重的故障情况下,机组可能脱 网运行,不能给电网提供有效的频率响应和支撑。 为保证 RoCoF 达标,调整后系统惯量的增量即为系 统惯量需求。



图 11 德克萨斯州电网的 RoCoF

Fig.11 RoCoF in Texas Grid

3.2 典型惯量需求评估方法对比

总结上述3个典型地区的惯量需求评估方法对 比情况如表2所示。可见3个系统规模存在差异,北 美电力系统属于大型互联系统,惯量不足时系统解 列是一个重要问题:澳大利亚电力系统属于大型岛 屿系统,联络线数量少日传输功率有限,主要关注发 电机或联络线故障下区域内的频率问题;爱尔兰电 力系统与其他系统连接弱,重点关注岛内机组故障 时的频率变化。在选取指标时,爱尔兰与北美分别 根据频率安全指标中的最低频率与RoCoF值,确定 非同步电源渗透率、系统惯量需求:澳大利亚利用调 频-惯性响应的供需曲线确定惯量安全阈值。在惯 量监测要求方面,北美要求每小时监测,方法复杂度 高,但具有惯量预测能力;爱尔兰只需计算1次系统 惯量水平,指标相对简单易用;澳大利亚采用的惯量 需求评估方法复杂度适中,关键在于确定惯量的需 求曲线。

表2 3个地区惯量需求评估方法对比

Table 2 Comparison of metria requirement evaluation methods among three regions									
地区	系统 规模	参考频率 安全指标	所用指标	指标考虑因素	惯量监测 时间精度	方法 复杂度	惯量预测 能力		
爱尔兰	小型岛屿	$f_{ m nadir}$	$egin{array}{c} M_1 \ M_2 \end{array}$	非同步电源渗透率 最大故障时的最低频率	_	低	无		
澳大利亚	大型岛屿	_	$E_{ m MTLoI}$ $E_{ m SOLoI}$	惯性响应与调频响应配合 最大故障时的惯量水平	日均/月均	适中	无		
北美	大型互联系统	RoCoF	$\frac{E_{_{\rm sys}}(t_{_{\rm max}})}{f_{_{\rm RoCoF}}(t_{_{\rm max}})}$	非同步电源渗透率 最大故障时的RoCoF	小时	声同	有		

Table 2 Comparison of inertia requirement evaluation methods among three regions

4 对我国高比例新能源电力系统应对惯量 问题的建议

我国新能源发电占比不断提高,基于逆变器并 网的电源或输电规模大幅上升,已出现频率稳定问 题。结合目前研究现状,对惯量控制技术在我国的 发展以及惯量需求评估方法在系统中的应用提出如 下建议。

1)开发新能源发电的虚拟惯量技术。系统的频率安全与可再生能源的渗透率密切相关,在同样的功率扰动下,可再生能源渗透率越高,频率波动越大。因此,针对新能源发电开发虚拟惯量技术是解决该问题的有效手段。需着重研究 VSG 数量的增加对系统频率安全的影响机理,比如:研究 VSG 的保护方法,解决由于电力电子器件过流特性的限制给 VSG 带来的不能承受较大短路电流的问题;研究新能源波动、多机交互影响下的控制参数整定方法。另外,也需要考虑与储能等设备配合的虚拟惯量控制技术的经济性问题。

2)提出惯量需求评估指标与标准。应从规划与 运行不同尺度提出相应的指标和标准,且评估指标 应力求简单易用。澳大利亚和爱尔兰的评估指标和 方法比较适用于检验规划的可行性;北美的评估方 法对惯量预测有指导价值。另外,需要考虑分区制 定标准。我国电力系统是一个超大规模的多区互联 系统,存在能源/负荷分配不均、电源结构差异显著 等特点,惯量分布具有显著的时空特性;另一方面, 大容量的直流联络线将西部密集的能源输送到中东 部负荷中心,当发生直流闭锁时,受端电网频率下降 导致失负荷风险,而送端电网的频率上升会导致切 机,因此不同地区对惯量需求的标准不同。

3)提高系统惯量在线监测能力。提高惯量监测 能力一方面为制定更精确的惯量需求评估指标提供 支持,另一方面可以为系统稳定运行提供指导。在 实时运行中,由于惯量与调频备用具有耦合关系,明 确系统的惯量水平对制定调度计划、确定备用需求 具有指导意义。系统的惯量水平是时变的,特别是 在引入虚拟惯量的高比例新能源电力系统运行中, 新能源及储能不像传统同步机一样具有确定的惯 量,而是取决于环境(风速、光照)或状态(荷电状 态),具有很大的不确定性。在线监测技术应及时反 映这种惯量变化。借助同步相量测量单元(PMU)^[80] 计算频率暂态变化以确定系统惯量;同时根据采集 的惯量数据完善数据采集与监视控制(SCADA)系 统,使电网运营者能够实时掌握系统惯量水平,确定 合理的发电计划:在惯量短缺时及时预警,以便采取 预防措施,保证系统频率安全。

4) 配置高效的惯性装置。提高新能源机组并网

标准,要求机组提高对频率变化的耐受能力,能够在 更高的 RoCoF 下保持更长时间的运行而不脱网。除 了采用保持同步机组最小出力水平运行等常规手段 维持系统惯量水平外,针对薄弱区域采取措施提高 惯量水平,如在惯量短缺区域加装惯量补偿装置、改 善电源结构等。同步调相机除了提供无功补偿与电 压稳定服务外,旋转的转子也可提供惯量。澳大利 亚^[76]、丹麦^[81]电力系统实践加装同步调相机可提高 惯量。在满足经济性论证下,根据不同区域电网特 点加装相应的惯量补偿装置以解决区域惯量短缺 问题。

5)惯性服务市场化。目前我国针对惯性服务的 市场运营尚不完善。在以同步机为主的电力系统 中,惯性一直作为一种"附属品"免费提供服务。随 着新能源发电占比不断提高,电源结构性矛盾日益 突出,提供惯性服务呈现技术和经济差异性,即成为 具有价值差异的可交易商品。无论是同步机组的开 机和运行,还是提供虚拟惯量需要的监测、控制设 备,均会导致提供惯性响应成本存在差异,因此,借 助市场手段合理量化惯性服务成本与价值,对于维 持充足的惯量供给,保证系统安全稳定具有重要意 义。在运行层面,可以根据惯量响应与调频响应的 供需关系,将惯量拓展到辅助服务进行市场出清。 在规划层面,仅考虑容量充裕性的规划标准难以满 足高比例新能源电力系统的安全稳定运行,需要统 筹兼顾资源容量充裕度及其安全价值(惯量贡献), 在系统中进行合理配置,且有必要拓展容量市场的 内涵。

5 结论

本文从惯量的定义出发,明确了惯性响应与FFR 在响应时间、响应变量、能量来源三方面的区别。系 统梳理了虚拟惯量技术的控制模型,对其按电压源 型和电流源型控制模型进行分类,并总结了VSG现 阶段在风电与光伏中的应用。对澳大利亚、爱尔兰、 北美电力系统的惯量需求评估方法从评估指标、监 测时间精度、惯量预测能力等方面进行了对比。最 后为我国高比例新能源电力系统应对惯量问题提出 了5个方面的建议,旨在为新能源电力系统规划和 运行提供参考。

参考文献:

- [1] 国家能源局. 能源生产和消费革命战略(2016—2030)[R]. 北 京:中国电力出版社,2017.
- [2] European Commission. 2030 climate and energy framework existing ambition[R / OL]. (2020-09-20)[2020-11-24]. https:// ec.europa.eu / clima / policies / strategies / 2030_en.
- [3] U. S. Energy Information Administration. Annual energy outlook 2020 [R / OL]. (2020-01-29) [2020-11-24]. https:// www.eia.gov / outlooks / aeo /.

- [4] NOTTON G, NIVET M L, VOVANT C, et al. Intermittent and stochastic character of renewable energy sources:consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 87(5):96-105.
- [5] RAHMANN C, CASTILLO A. Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: the necessity of new grid requirements and definitions [J]. Energies, 2014, 7(10):6306-6322.
- [6] SONI N, DOOLLA S, CHANDORKAR M C. Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(3):1830-1838.
- [7] 谢小荣,贺静波,毛航银,等."双高"电力系统稳定性的新问题 及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-475.
 XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(2):461-475.
- [8] Australian Energy Market Operator. Update report: black system event in South Australia on 28 September 2016[R]. Melbourne, Australia: Australian Energy Market Operation Limited, 2016.
- [9] 孙华东,许涛,郭强,等. 英国"8·9"大停电事故分析及对中国 电网的启示[J]. 中国电机工程学报,2019,39(21):6183-6192. SUN Huadong,XU Tao,GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th,2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(21):6183-6192.
- [10] ZHANG W, CANTARELLAS A M, ROCABERT J, et al. Synchronous power controller with flexible droop characteristics for renewable power generation systems [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 7(4): 1572-1582.
- [11] Operational Analysis and Engineering, AEMO. Inertia requirements and shortfalls[R/OL]. (2018-06-29)[2020-11-24]. https:// www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_ Reliability/System-Security-Market-Frame-works-Review/2018/ Inertia_Requirements_Methodology_PUBLI-SHED.pdf.
- [12] Eirgrid. All island TSO facilitation of renewables studies [EB / OL]. (2010-08-14)[2020-11-24]. http://www.eirgridgroup. com/site-files/library/EirGrid/Facilitation-of-Renewables-Report. pdf.
- [13] NERC. Essential reliability services task force measures framework report[R / OL]. (2016-04-07)[2020-11-24]. https:// www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSTF% 20Framework%20Report%20%20Final.pdf.
- [14] 赵凯华,罗蔚茵. 惯性的本质[J]. 大学物理,1995,14(4):1-5.
 ZHAO Kaihua, LUO Weiyin. The essence of inertia[J]. College Physics, 1995, 14(4):1-5.
- [15] 孙华东,王宝财,李文锋,等.高比例电力电子电力系统频率 响应的惯量体系研究[J].中国电机工程学报,2020,40(16): 5179-5192.

SUN Huadong, WANG Baocai, LI Wenfeng, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16):5179-5192.

- [16] 陈国平,李明节,许涛,等. 我国电网支撑可再生能源发展的实践与挑战[J]. 电网技术,2017,41(10):3095-3103.
 CHEN Guoping,LI Mingjie,XU Tao,et al. Practice and challenge of renewable energy development based on interconnected power grids[J]. Power System Technology,2017,41(10):3095-3103.
- [17] 文云峰,杨伟峰,林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控

制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(9);211-222. WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of lowinertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(9):211-222.

- [18] TIELENS P, HERTEM D V. The relevance of inertia in power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 55:999-1009.
- [19] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York, USA:McGraw Hill, 1994:169-183.
- [20] ATTYA A B T, HARTKOPF T. Control and quantification of kinetic energy released by wind farms during power system frequency drops[J]. IET Renewable Power Generation, 2013, 7 (3):210-224.
- [21] 李少林,秦世耀,王瑞明,等.大容量双馈风电机组虚拟惯量调频技术[J].电力自动化设备,2018,38(4):145-150,156.
 LI Shaolin,QIN Shiyao,WANG Ruiming, et al. Control strategy of virtual inertia frequency regulation for large capacity DFIG-based wind turbine[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(4):145-150,156.
- [22] 郑超,王士元,张波琦,等.光伏高渗透电网动态频率特性及应 对措施[J].电网技术,2019,43(11):4064-4073.
 ZHENG Chao,WANG Shiyuan,ZHANG Boqi,et al. Dynamic frequency characteristics and countermeasures of power grid with highly penetrated photovoltaics[J]. Power System Technology,2019,43(11):4064-4073.
- [23] Eirgrid. ENTSO-E network code for requirements for grid connection applicable to all generators[R]. Ireland: Eirgrid Group, 2013.
- [24] GRAINGER J J, STEVENSON W D. Power system analysis[M]. New York, USA: McGraw Hill Education, 2015:49-174.
- [25] 王玎,袁小明.异步电机机电时间尺度有效惯量评估及其对可 再生能源并网系统频率动态的影响[J].中国电机工程学报, 2018,38(24):7258-7266.
 WANG Ding,YUAN Xiaoming. Available inertia estimation of induction machine in electromechanical timescale and its effects on frequency dynamics of power systems with renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(24):7258-7266.
- [26] LIU Y, YANG S, ZHANG S, et al. Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support [C] // 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 2014:2684-2690.
- [27] MORREN J, PIERIK J, DE-HAAN S W H. Inertial response of variable speed wind turbines[J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(2):980-987.
- [28] 李美依,黄文焘,邰能灵,等.频率扰动下虚拟同步电机控制型分布式电源自适应惯性控制策略[J].电网技术,2020,44
 (4):1525-1533.
 LI Meiyi,HUANG Wentao,TAI Nengling, et al. Adaptive iner-

tial control strategy for inverter interfaced distributed generator based on virtual synchronous generator under frequency disturbances[J]. Power System Technology, 2020, 44(4):1525-1533.

- [29] GREENWOOD D M, LIM K Y, PATSIOS C, et al. Frequency response services designed for energy storage[J]. Applied Energy, 2017, 203: 115-127.
- [30] European Commission. COMMISSION REGULATION(EU) 2016/ 1447:establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules[R / OL]. (2016-08-26)

[2020-11-24]. http://data.europa.eu / eli / reg / 2016 / 1447 / oj.

- [31] National Grid. Enhanced frequency response-invitation to tender for prequalified parties [R / OL]. (2016-07-08) [2020-11-24]. https://www.nationalgrideso.com / document / 101541 / download.
- [32] 王怀远,何培灿,江岳文,等. 基于估测惯量计算的低频减载方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(7):51-56,63.
 WANG Huaiyuan,HE Peican,JIANG Yuewen, et al. Under-frequency load shedding scheme based on estimated inertia[J].
 Electric Power Automation Equipment,2019,39(7):51-56,63.
- [33] ERIKSSON R, MODIG N, ELKINGTON K. Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition[J]. IET Renewable Power Generation, 2017, 12(5):507-514.
- [34] 刘巨,姚伟,文劲宇,等. 大规模风电参与系统频率调整的技术 展望[J]. 电网技术,2014,38(3):638-646.
 LIU Ju,YAO Wei,WEN Jinyu, et al. Prospect of technology for large-scale wind farm participating into power grid frequency regulation[J]. Power System Technology,2014,38(3): 638-646.
- [35] CHEEMA K M. A comprehensive review of virtual synchronous generator [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 120:106006.
- [36] RATNAM K S, PALANISAMY K, YANG G. Future low-inertia power systems: requirements, issues, and solutions-a review [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 124: 109773.
- [37] LOIX T. Participation of inverter-connected distributed energy resources in grid voltage control[D]. Leuven, Belgium: Catholic University of Leuven, 2011.
- [38] CHEN Y, HESSE R, TURSCHNER D, et al. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines [C] // International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. Malaga, Spain; IEEE, 2011:1-6.
- [39] HIRASE Y, ABE K, SUGIMOTO K, et al. A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type[J]. IEEE Transactions on Power & Energy, 2012, 132(4): 371-380.
- [40] HESSE R, TURSCHNER D, BECK H. Micro grid stabilization using the VIrtual Synchronous MAchine (VISMA) [C] //International Conference on Renewable Energies and Power Quality. Valencia, Spain: Cambridge Scholars Publishing, 2009:472.
- [41] CHEN Y, HESSE R, TURSCHNER D, et al. Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters [C] //International Conference on Renewable Energies and Power Quality. Santiago de Compostela, Spain: Cambridge Scholars Publishing, 2012:453.
- [42] YAP K Y,SARIMUTHU C R,LIM M Y. Virtual inertia-based inverters for mitigating frequency instability in grid-connected renewable energy system: a review[J]. Applied Sciences, 2019, 9(24):5300.
- [43] KHAJEHODDIN S A, KARIMI-GHARTEMANI M, EBRAHIMI M. Grid-supporting inverters with improved dynamics[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 66(5): 3655-3667.
- [44] SAKIMOTO K, MIURA Y, ISE T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function [C] //8th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia. Jeju, Korea: IEEE, 2011: 1498-1505.
- [45] GAO F, IRAVANI M R. A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23 (2):850-859.
- [46] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic

synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.

- [47] 吕志鹏,盛万兴,刘海涛,等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):349-360.
 LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):349-360.
- [48] 柴建云,赵杨阳,孙旭东,等.虚拟同步发电机技术在风力发电系统中的应用与展望[J].电力系统自动化,2018,42(9):17-25,68.
 CHAI Jianyun,ZHAO Yangyang,SUN Xudong, et al. Applica-

tion and prospect of virtual synchronous generator in wind power generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9):17-25, 68.

- [49] 刘巨,姚伟,文劲字,等. 一种基于储能技术的风电场虚拟惯量 补偿策略[J]. 中国电机工程学报,2015,35(7):1596-1605.
 LIU Ju,YAO Wei,WEN Jinyu,et al. A wind farm virtual inertia compensation strategy based on energy storage system[J].
 Proceedings of the CSEE,2015,35(7):1596-1605.
- [50] CONROY J F, WATSON R. Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation[J]. IEEE Transaction on Power Systems, 2008,23(2):649-656.
- [51] ARANI M, EL-SAADANY E F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2):1373-1384.
- [52] 丁磊,尹善耀,王同晓,等.考虑惯性调频的双馈风电机组主动 转速保护控制策略[J].电力系统自动化,2015,39(24):29-34.
 DING Lei,YIN Shanyao,WANG Tongxiao, et al. Active rotor speed protection strategy for DFIG-based wind turbines with inertia control[J]. Automation of Electric Power Systems,2015, 39(24):29-34.
- [53] 陈宇航, 王刚, 侍乔明, 等. 一种新型风电场虚拟惯量协同控制 策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5):27-33.
 CHEN Yuhang, WANG Gang, SHI Qiaoming, et al. A new coordinated virtual inertia control strategy for wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5):27-33.
- [54] 周天沛,孙伟.高渗透率下变速风力机组虚拟惯性控制的研究
 [J].中国电机工程学报,2017,37(2):486-495.
 ZHOU Tianpei,SUN Wei. Study on virtual inertia control for DFIG-based wind farms with high penetration[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):486-495.
- [55] 张祥宇,杨黎,朱晓荣,等. 光储发电系统的虚拟转动惯量控制
 [J]. 电力自动化设备,2017,37(9):109-115.
 ZHANG Xiangyu,YANG Li,ZHU Xiaorong, et al. Virtual rotational inertia control of PV generation system with energy storage devices[J]. Electric Power Automation Equipment,2017, 37(9):109-115.
- [56] 涂春鸣,兰征,肖凡,等. 具备同步电机特性的级联型光伏发电系统[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):433-444.
 TU Chunming,LAN Zheng,XIAO Fan,et al. Study on cascaded H-bridge photovoltaic power systems with synchronous generator characteristics[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2): 433-444.
- [57] 王振雄,易皓,卓放,等.应用于光伏微网的一种虚拟同步发 电机结构及其动态性能分析[J].中国电机工程学报,2017,37 (2):444-453.

WANG Zhenxiong, YI Hao, ZHUO Fang, et al. A hardware structure of virtual synchronous generator in photovoltaic microgrid and its dynamic performance analysis [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2):444-453.

- [58] 郑天文,陈来军,刘炜,等.考虑源端动态特性的光伏虚拟同步 机多模式运行控制[J].中国电机工程学报,2017,37(2):454-464.
 ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, LIU Wei, et al. Multi-mode operation control for photovoltaic virtual synchronous generator considering the dynamic characteristics of primary source [J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):454-464.
- [59] 张海峥,张兴,李明,等. 一种有功备用式光伏虚拟同步控制策略[J]. 电网技术,2019,43(2):514-520.
 ZHANG Haizheng,ZHANG Xing,LI Ming,et al. A photovoltaic virtual synchronous generator control strategy based on active power reserve[J]. Power System Technology,2019,43(2):514-520.
- [60] 张海峥,张兴,李明,等. 基于变步长功率跟踪的有功备用式 PV-VSG控制策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(5):92-100. ZHANG Haizheng,ZHANG Xing,LI Ming,et al. PV-VSG control strategy in active power reserve mode based on power tracking with variable step[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(5):92-100.
- [61] 杨慧彪,贾祺,项丽,等. 双级式光伏发电虚拟惯量控制策略
 [J]. 电力系统自动化,2019,43(10):87-102.
 YANG Huibiao,JIA Qi,XIANG Li, et al. Virtual inertia control strategies for double-stage photovoltaic power generation[J].
 Automation of Electric Power Systems,2019,43(10):87-102.
- [62] 杨赟,梅飞,张宸宇,等. 虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数 协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):125-131. YANG Yun,MEI Fei,ZHANG Chenyu,et al. Coordinated adaptive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(3):125-131.
- [63] 程冲,杨欢,曾正,等. 虚拟同步发电机的转子惯量自适应控制 方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(19):82-89.
 CHENG Chong,YANG Huan,ZENG Zheng,et al. Adaptive control method of rotor inertia for virtual synchronous generator [J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(19):82-89.
- [64] TENG F, TROVATO V, STRBAC G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2):1557-1566.
- [65] PATURET P, MARKOVIC U, DELIKARAOGLOU S, et al. Stochastic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3448-3458.
- [66] WALL P, TERZIJA V. Simultaneous estimation of the time of disturbance and inertia in power systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(4): 2018-2031.
- [67] ASHTON P, SAUNDERS C, TAYLOR G, et al. Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 701-709.
- [68] GU H, YAN R, SAHA T K. Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(3):295-305.
- [69] GU H, YAN R, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2):1533-1543.
- [70] 文云峰,林晓煌. 孤岛与并网模式下微电网最低惯量需求评估
 [J]. 中国电机工程学报,2021,41(6):2040-2053.
 WEN Yunfeng,LIN Xiaohuang. Minimum inertia requirement assessment of microgrids in islanded and grid-connected modes
 [J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(6):2040-2053.
- [71] RAPIZZA M, CANEVESE S. Fast frequency regulation and synthetic inertia in a power system with high penetration of renewable energy sources:optimal design of the required quantities[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2020, 24:

100407.

- [72] 曾繁宏,张俊勃.电力系统惯性的时空特性及分析方法[J]. 中国电机工程学报,2020,40(1):50-58,373.
 ZENG Fanhong,ZHANG Junbo. Temporal and spatial characteristics of power system inertia and its analysis method[J].
 Proceedings of the CSEE,2020,40(1):50-58,373.
- [73] NEDD M, BUKHSH W, MACIVER C, et al. Metrics for determining the frequency stability limits of a power system: a GB case study[J]. Electric Power Systems Research, 2021, 190: 106553.
- [74] O'SULLIVAN J,ROGERS A,FLYNN D, et al. Studying the maximum instantaneous non-synchronous generation in an island system-frequency stability challenges in Ireland[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(6):2943-2951.
- [75] AEMO. Transfer limit advice South Australia system strength for the national electricity market[R / OL]. (2018-11-23)[2020-11-24]. https://www.aemo.com.au / - / media / Files / Electricity / NEM / Security and Reliability / Congestion-Information / 2018 / Transfer-Limit-Advice-South-Australian-System-Strength. pdf.
- [76] AEMO. Notice of South Australia inertia requirements and shortfall [R / OL]. (2020-08-27) [2020-11-24]. https://aemo. com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/ system-security-market-frameworks-review/2020/2020-notice-ofsouth-australia-inertia-requirements-and-shortfall.pdf.
- [77] WEN Y, CHUNG C, LIU X, et al. Microgrid dispatch with frequency-aware islanding constraints [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3):2465-2468.
- [78] Global-roam&greenview Strategic Consulting. Generator report card 2018[R/OL]. (2019-05-31)[2020-11-24]. https://downloads.wattclarity.com.au /# /.
- [79] YAN R F, SAHA T K, MODI N, et al. The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response[J]. Applied Energy, 2015, 145:320-330.
- [80] 段刚,李海峰,武二克,等.基于 PMU 和缓变功率的发电机 组运动方程参数在线辨识[J].电力自动化设备,2020,40(6): 198-204.

DUAN Gang, LI Haifeng, WU Erke, et al. Online parameter identification of generator motion equation based on PMU and slow-varying power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 198-204.

[81] HARTMANN B, VOKONY I, TÁCZI I. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics-overview of recent experiences and marketisation of services[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2019, 29(12): 12128.

作者简介:



刘中建

刘中建(1997—),男,山东德州人,硕 士研究生,主要研究方向为新能源电力系 统优化运行、电力系统惯性辨识(E-mail: zhjleo@ncepu.edu.cn);

周 明(1967—),女,湖北黄岗人,教 授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要 研究方向为新能源电力系统优化运行、电力 市场和需求响应(E-mail: zhouming@ncepu. edu.cn)。

(编辑 李玮)

(下转第53页 continued on page 53)

Fault recovery strategy of active distribution network based on mutation particle swarm optimization algorithm

XU Yan, ZHANG Hui, SUN Yizhou

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to improve the rapidity and reliability of fault recovery in the active distribution network, a fault recovery strategy based on mutation particle swarm optimization algorithm is proposed. The construction of optical storage system and load characteristic model is the basis of the research strategy. The optical storage model is used to ensure reliable load recovery. The load characteristic model is constructed according to the time-varying characteristics of the load and user-side demand while considering the controllable load. Based on the optical storage system and load characteristic model, the fault recovery strategy is studied. Firstly, the distribution network is dynamically islanded, and the optical storage is used to reliably restore the load in the island to ensure that the load with high user-side demand is restored first. With the least total power-loss load, the least power loss and the least number of switching operations as the comprehensive objective function, the mutation particle swarm optimization algorithm is used to obtain a comprehensive fault recovery strategy for the distribution network that cooperates with the island and the main network, which improves the reliability of the active distribution network. Finally, taking IEEE 33-bus system as a simulation example, the results verify the superiority of the model and the recovery strategy. **Key words**; active distribution network; island partition; fault recovery; optical storage system; mutation particle

swarm optimization algorithm

(上接第11页 continued from page 11)

Review of inertia control technology and requirement evaluation in renewable-dominant power system

LIU Zhongjian, ZHOU Ming, LI Zhaohui, WU Zhaoyuan, LI Gengyin

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract; The low-carbon transition of power industry stimulates the development of renewable energy represented by wind and solar power. Due to the application of grid-connected inverters, wind and solar generators cannot provide inertia as traditional synchronous generators, which results in a reduction in the inertia of power system. Considering the fluctuation and uncertainty of renewable energy, new problems arise in system frequency security. For this reason, a review of inertia control and inertia requirement evaluation in renewabledominated power system is conducted. The relationship between inertia and frequency variation is analyzed according to the definition of inertia. At same time, the difference and relationship between inertia response and frequency response are clarified. Then, regarding the virtual inertia technology, the classification is provided according to the external characteristics of the control model. The control principle of VSG (Virtual Synchronous Generator) is introduced, and its application in wind and solar generators is summarized. The integration of large-scale renewable energy results in new requirements on the amount and distribution of inertia at the system level. Therefore, the inertia requirement evaluation indicators and approaches in three representative regions of Australia, Ireland and North America are compared. Finally, the corresponding suggestions to the inertia issues of the power system in China are made from five aspects: developing virtual inertia technology, proposing inertia evaluation indicators, improving inertia monitoring capabilities, configuring devices that can provide inertia, and promoting the marketization of inertia services.

Key words: low-carbon; renewable-dominant power system; inertia; frequency security; virtual inertia; inertia requirements; inertia service