•新型电力系统•

DOI:10.12454/j.jsuese.202500275

本刊网刊

基于频率预估误差的电力系统区域惯量快速评估方法

汪婧文[1],文云峰[1*],廖帮昆[1],孙铭锐[1],姜新凡[2],吴晋波[2]

(1.湖南大学 电气与信息工程学院,湖南 长沙 410082;2.国网湖南省电力有限公司,湖南 长沙 410007)

摘　要:为应对高比例电力电子设备接入导致电力系统惯量水平持续下降的挑战,实现区域等效惯量的快速准确评估对保障频率稳定至关重要。本文提出一种基于频率预估误差的电力系统区域惯量快速评估方法。首先,基于广域量测系统采集区域内的功率与频率数据并进行等效,利用自适应滤波算法对相量测量单元(PMU)量测数据进行预处理以抑制噪声。同时,通过推导频率预估误差公式,将区域惯量评估问题转换为频率预估值与频率量测值之间误差为0的单变量函数求根问题。在此基础上,提出了基于二分法–误差反馈协同估计的辨识机制,其核心思想在于利用扰动后约1 s时间窗内的100个连续数据点进行整体优化,以一个全局等效惯量估计值为变量,通过二分法迭代寻优,一次性求取最优惯量值,有效避免了传统逐点计算对噪声敏感的问题。为验证方法性能,基于改进IEEE-39节点系统及某省级电网实际数据开展了多场景仿真测试,包括不同扰动位置、不同功率缺额,以及高比例新能源接入等多种工况。结果表明,本文方法在所有场景下均能准确跟踪区域惯量,评估误差小,且计算耗时低于0.03 s,在准确性与实时性方面均表现出色。本研究为电力系统惯量在线监测提供了有效技术手段。

关键词:区域惯量;频率;惯量估计;自适应滤波;二分法

中图分类号:TM73　　**文献标志码:**A　　**文章编号:**2096-3246(2026)06-0193-12

在高比例电力电子接口资源接入场景下,电力系统惯量水平显著下降。有功扰动后,低惯量电力系统的频率变化速率(RoCoF)更快、频率波动幅度更大,容易触发频率保护装置动作,加剧了频率安全防控风险[1],为保障低惯量电力系统的频率稳定性,有必要在运行调度过程中纳入惯量在线监测环节,对系统处于不同运行工况下的惯量时空变化情况进行快速、准确评估[2]。

实际电力系统一般由多个区域互联构成,感知与监控系统各区域惯量水平,可为精细化惯量调控策略的制定提供决策依据。近年来,国内外学者针对区域层级和系统层级等效惯量评估问题已开展了探索研究。其中,最早由Inoue等[3]将系统等效惯量表示为功率缺额与初始RoCoF的比值,提出利用多项式近似方法求解等效惯量水平。基于此,Ashton[4]、Kerdphol[5]等采用低通滤波器以提高RoCoF测量准确度来确定系统等效惯量,刘方蕾等[6]利用差值法确定区域等效惯量。上述方法需基于扰动初始时刻的RoCoF值,存在一定的局限性,扰动发生时间的不精确测定会导致区域/系统等效惯量估计误差增大。随后出现了考虑时序数据的基于能量概念的惯量求解方法,如马燕峰[7]采用积分比值法得到区域等效惯量,李东东[8]、Best[9]等采用了基于系统动能指标的等效惯量求解方法。这类方法避免了扰动初始时刻精确判定的难题,但其理论推导通常建立在将系统动态响应线性化处理的假设之上。然而,在实际电网遭遇较大功率缺额或处于高比例新能源接入等特殊运行工况时,系统动态过程会呈现出明显的非线性特征,此时线性假设将导致估计结果出现显著偏差。

目前,一类比较常见的区域/系统等效惯量估计方法是基于系统辨识进行的,Tuttelberg[10]、李世春[11]、黄思维[12]等通过对有功–频率动态数据建立参数化模型(如ARMAX、状态空间模型等)来间接估计惯量。尽管此类方法具有一定抗噪能力,但其性能高度依赖于模

收稿日期:2025 – 04 – 16　　**修回日期:**2025– 09 – 30　　**网络出版日期:**2025 – 12 – 04

基金项目:湖南省自然科学杰出青年基金项目(2024JJ2022);国家自然科学基金项目(52077066)

作者简介:汪婧文(2001—),女,硕士生. 研究方向:电力系统惯量评估. E-mail: wjw_hnu@163.com

* **通信作者:**文云峰,教授,E-mail: yunfeng.8681@163.com

型阶次的准确确定和复杂参数的精确辨识，整个计算过程耗时较长，难以满足在线实时评估对计算速度的苛刻要求。近年来，随着数据驱动技术的发展，一些新的估计算法被提出。例如，采用卡尔曼滤波算法对系统状态及惯量进行联合辨识[13–14]，但其估计效果对初始状态的选取非常敏感，不恰当的初始值会导致滤波收敛缓慢甚至发散；也有研究基于系统量测数据的协方差矩阵来估计惯量[15]，该方法假设系统拓扑与运行方式固定，当系统中发生机组投退或网络结构变化时，其核心的协方差矩阵需要重新计算，难以适应实际电网的动态变化。王博等[16]通过引入随机 Koopman 理论，巧妙地处理了系统阻尼和量测噪声的影响，然而该方法的核心在于利用负荷随机波动等环境激励下产生的稳态数据，需要足够长时间窗（通常为数十秒至数分钟）的数据以保证算法收敛，这使算法实时性较差。

综上所述，现有方法或受限于模型假设与实际非线性动态不符，或受困于计算复杂度难以满足实时性要求，或无法适用于短数据窗的快速评估场景。因此，研究一种能够利用扰动后初期短数据窗、对系统非线性动态具有强适应性且计算效率高的区域等效惯量快速评估方法，具有重要的理论意义和工程实用价值。

本文提出了一种基于频率预估误差的电力系统区域等效惯量快速评估方法。在推导得到频率预估误差计算公式的基础上，利用频率预估误差将惯量求解问题转换为单变量函数求根问题，进而采用二分法–误差反馈协同机制即可实现区域和系统层级惯量水平的快速估计，具有实时性和准确性。该方法可操作性强，降低了对扰动初始时刻测定的依赖，且数据需求量较小。基于 IEEE-39 节点系统和某省级电网仿真数据验证了本文方法的有效性。

1 多类型资源的惯量响应

为应对惯量下降导致的频率问题，全球多个国家出台了一系列电网标准，对新能源惯量支撑能力和指标提出了要求[17–19]。下面将对新能源电力系统中多类型惯量资源的惯量响应进行简要阐释。

1.1 同步发电机组惯量

同步发电机的转动惯量是描述其转子在旋转过程中惯性大小的物理量，反映转子抵抗转速变化的能力，其可用转子运动方程表示为：

$$2H\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}=\Delta P_{\mathrm{m}}-\Delta P_{\mathrm{e}}-D\Delta f \tag{1}$$

式中：ΔP_{m}、ΔP_{e}分别为发电机装置的机械功率和电磁功率增量（标幺值）；f为发电机节点母线频率（标幺值）；Δf为节点频率偏差（标幺值）；D为阻尼系数；H为发电机惯性常数，本文使用H表征惯量大小。

惯量响应初期指从扰动发生时刻t=0开始到大约第 2 s结束的时间段。该阶段的划分主要基于电力系统动态过程的物理机理：在扰动发生后的最初1～2 s内，系统的频率下降主要由旋转动能的释放（即惯量响应）主导，而发电机的一次调频等慢速控制措施尚未完全发挥作用，发电机机械功率输出基本不变，同时忽略阻尼作用[20–22]，可得到惯量支撑功率为：

$$\Delta P=-2H\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t} \tag{2}$$

式中，ΔP为发电机输出功率变化值。

1.2 风电机组虚拟惯量

最大功率点跟踪（MPPT）模式下，风电机组无备用容量，不能提供额外的有功功率参与系统频率响应，风机转子转动惯量只作用于自身出现的波动，与系统频率解耦[23]。在实际应用中，风机的控制策略大多将虚拟惯量控制和下垂控制结合使用，通常将二者统称为虚拟惯量综合控制。本文主要针对虚拟惯量综合控制进行分析。

对于双馈风电机组（DFIG），系统频率跌落时，增大有功参考值，释放储存在风机转子旋转动能中的能量，以减缓频率下降的速度[24]。常见虚拟惯量综合控制方式是在 MPPT 基础上附加有功增量，从而抑制系统频率变化[25]。风电机组输出功率变化量ΔP_{w}的计算式如下：

$$\Delta P_{\mathrm{w}}=-\left(K_1\Delta f_{\mathrm{w}}+K_2\frac{\mathrm{d}f_{\mathrm{w}}}{\mathrm{d}t}\right) \tag{3}$$

式中，Δf_{w}为系统频率变化量，f_{w}为实际电网频率，K_1为比例系数，K_2为微分系数。通过改变K_1与K_2的数值来改变ΔP_{w}的大小，进而影响机组惯量支撑能力和调频后转速恢复时间。

1.3 光伏机组虚拟惯量

光伏机组的虚拟惯量控制常采用直流电容电压下垂控制，典型的光伏发电系统由光伏组件、前级 Boost 变换器和后级并网逆变器等组成。在无储能装置的情景下，常利用直流母线电容的充放电过程为系统提供一定的惯量支撑[26]，但变流器高压侧电容可提供的能量相对较小，因此，光伏机组提供惯量支撑的本质仍主要依赖于其所配备的储能装置。

中国《电化学储能系统储能变流器技术要求》（GB/T 34120—2023）[27]中明确了储能变流器参与惯量响应控制时，惯量响应功率应满足：

$$\Delta P_{\mathrm{o}}=-\frac{T_{\mathrm{j}}}{f_{\mathrm{n}}}\cdot\frac{\mathrm{d}f_{\mathrm{o}}}{\mathrm{d}t}P_{\mathrm{n}} \tag{4}$$

式中：ΔP_o为储能变流器有功功率变化量；T_j为惯性常数H的2倍，表示惯性时间常数；f_n为系统额定频率；f_o为储能变流器交流端口频率；P_n为储能变流器额定有功功率；各变量均为有名值。

2　基于频率预估误差的区域惯量快速评估方法

对比式(2)～(4)可知，施加虚拟惯量控制后，新能源机组关于功率变化量和频率的外特性与同步机组具有相似的关系式，需指出，本文的区域等效旨在获取系统层面的宏观惯量特性。在扰动初期，不同技术机组惯量响应的内部动态差异被视为高阶效应。本方法将其统一等效为对df/dt的增益(即惯性常数)，侧重于提取区域整体的净惯量支撑效果，该简化对区域/系统级惯量评估具有工程实用性。

2.1　区域数据采集及等效

在对区域惯量进行评估时，需获取的数据包括区域内同步发电机组功率、新能源机组功率、区域内各发电机节点频率。在等效过程中，区域功率用内部机组功率聚合表示，区域频率用区域等效惯性中心(CoI)频率f_{CoI}表示，其计算式如下：

$$f_{CoI}=\frac{\sum_{i=1}^{N_1}(2H_i\times f_i)}{\sum_{i=1}^{N_1}2H_i} \tag{5}$$

式中，H_i和f_i分别为区域内第i台发电机的惯性常数和节点频率，N_1为区域内发电机的台数。

f_{CoI}能够灵敏反映区域内部所有发电机动态及外部通过联络线输入/输出功率的综合频率指标。联络线影响已内嵌于区域频率动态中，当邻区发生扰动或惯量变化时，其影响会通过联络线功率波动作用于本区域，直接改变本区域的功率平衡，从而引起本区域惯量中心频率的动态变化。

对于含虚拟惯量控制的跟网型风电机组，其输出功率增加了一阶惯性环节，使其不会立即响应系统频率变化，因此不适合将风电场公共耦合点作为频率采样点[7]。而采用VSG控制策略的风电机组，模拟同步发电机的动态特性来提供惯性响应，不包含一阶惯性环节，因此可作为频率采样点。

2.2　数据滤波处理

本文利用发电机输出有功功率及并网节点频率对惯量进行评估，故需获取发电机的频率和功率的PMU实时数据。实际中，商用PMU的量测信噪比基本大于100 dB，即测量误差小于1%[28]。对所获得的数据基于自适应滤波算法去除数据测量噪声。自适应滤波算法包括最小均方误差算法(LMS)、递推最小二乘算法、变换域自适应滤波算法等。本文采用LMS算法对测量数据噪声进行滤波处理。LMS算法通过自适应调整滤波器权重，使输出信号与期望信号的均方误差最小。其核心思想是利用瞬时误差信号梯度估计，迭代更新权重，最终逼近最优维纳解，实现信号滤波或噪声消除[29]。

在LMS滤波算法中，需要设计一个滤波器，设其参数为$\boldsymbol{w}(n)$，则滤波器输出为：

$$\boldsymbol{y}(n)=\boldsymbol{x}^{\mathrm{T}}(n)\boldsymbol{w}(n) \tag{6}$$

式中，$\boldsymbol{y}(n)$为滤波器在时间n的输出向量，$\boldsymbol{x}(n)$为输入信号向量，$\boldsymbol{w}(n)$为滤波器的权重系数向量。

设期望输出为$\boldsymbol{d}(n)$，误差信号$\boldsymbol{e}(n)$可定义为：

$$\boldsymbol{e}(n)=\boldsymbol{d}(n)-\boldsymbol{y}(n) \tag{7}$$

该算法实现过程中的目标是将误差$\boldsymbol{e}(n)$最小化，采用最小均方误差准则，计算目标函数$J(\boldsymbol{w})$($J(\boldsymbol{w})$为均方误差函数)对$\boldsymbol{w}$的导数，令导数为0，得到滤波器系数的更新公式：

$$\boldsymbol{w}(n+1)=\boldsymbol{w}(n)+\mu\boldsymbol{e}(n)\boldsymbol{x}(n) \tag{8}$$

式中，μ为步长参数。μ值越大，算法收敛越快，但稳态误差也越大；μ值越小，算法收敛越慢，但稳态误差也越小。为保证算法稳态收敛，应使μ在以下范围取值：

$$0<\mu<\frac{2}{\sum_{i=1}^{N_2}\boldsymbol{x}(i)^2} \tag{9}$$

式中，N_2为输入信号向量$\boldsymbol{x}(n)$的个数，$\boldsymbol{x}(i)$为输入信号向量$\boldsymbol{x}(n)$中第i个数据的值。

由于期望输出$\boldsymbol{d}(n)$为原始信号的滤波方式在实际应用中无法实现，因此，本文提出一种基于自适应滤波的PMU数据测量噪声去除方式。输入信号依旧为$\boldsymbol{x}(n)$，期望信号换为噪声信号，此时自适应滤波的输出信号向量$\boldsymbol{y}(n)$即为接近于期望信号噪声信号的数据，最后，用输入信号向量$\boldsymbol{x}(n)$减去输出信号向量$\boldsymbol{y}(n)$即可得到滤去噪声后的数据信号。

PMU测量噪声主要包含高斯型噪声(如热噪声、散粒噪声)与周期性噪声(如电磁干扰)等。为进行滤波研究，本文生成了在统计特性上与上述实际噪声高度匹配的参考噪声向量，作为自适应滤波的期望信号，以实现精确的噪声分离与抑制。

2.3　区域等效惯量评估的原理和方法

基于上述数据准备工作开展区域等效惯量评估。本文区域惯量评估方法的过程可分为两部分：1)推导依据待求参数H值的估计所得频率预估值计算公式，同时确定频率预估误差，将惯量求解问题转换为$E=f(H)=0$求根的单变量函数求根问题，其中，E为频率预估值与频

率测量值的误差;2)由于$E=f(H)$单调且仅有一个根,故可使用二分法求解并输出H。其求解过程如图1所示。图1中,f_p为t时刻频率预估值,f_{t-1}、f_t分别为$t-1$、t时刻的频率测量值。

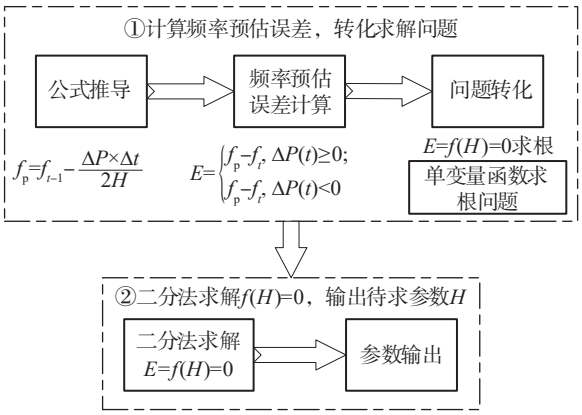


图1 区域等效惯量求解示意

Fig. 1 Diagram of regional equivalent inertia estimation

2.3.1 计算频率预估误差,转化求解问题

对于足够小的时间段,df/dt可表示为$\Delta f/\Delta t$(即Δf为Δt时间段内频率变化量),则可将转子运动方程式(2)改写为:

$$\Delta f=-\frac{\Delta P\times\Delta t}{2H} \tag{10}$$

如文献[30]所述,传统基于频率变化速率的惯量估计方法一般直接根据式(11)得到惯量H:

$$H=-\frac{\Delta P\times\Delta t}{2\Delta f} \tag{11}$$

传统方法利用惯量响应初期数据求得每个时刻的惯量估计值,并取均值得到区域等效惯量估算值。该过程中会出现差异较大的离群值,即使剔除离群值,仍会出现误差较大的情况。

区别于上述方法,对于系统出现有功扰动后某一时刻的频率,可通过前一时刻频率量测数据值和式(10)中惯性常数估计的频率变化量估计值得到,即:

$$f_p=f_{t-1}+\Delta f=f_{t-1}-\frac{\Delta P\times\Delta t}{2H_{est}} \tag{12}$$

式中,H_{est}为惯量估算值。

从而可计算频率预估值与频率测量值之间的误差为:

$$E=\begin{cases}f_p-f_t, \Delta P(t)\geq 0;\\ f_t-f_p, \Delta P(t)<0\end{cases} \tag{13}$$

式中,$\Delta P(t)$为时刻t的功率变化值。对$\Delta P(t)$分情况讨论,可保证:当H_{est}取值偏大时,E为正数;当H_{est}取值偏小时,E为负数。

至此,便将区域惯量求解问题转换为$E=f(H_{est})=0$的求根问题。在问题求解过程中,E的计算及H_{est}的估计均是针对某一固定时刻点,此时,$\Delta P(t)$为确定的值,E的计算只包含H_{est}一个未知数,且该问题的解唯一,因此,这是一个单变量函数求根问题。分析频率预估误差式(13)可知,$E=f(H_{est})$函数为单调函数,E的值随未知数H_{est}的增大而增大,且该函数仅存在一个解。同时,根据实际经验,H_{est}的取值范围可以初步确定。

2.3.2 二分法求解区域等效惯量

二分法所求解的问题包括单调性、连续性、区间有界等特点。上述分析中,$E=f(H_{est})=0$单变量函数求根问题均满足这些特点。同时,二分法在求解区域等效惯量过程中具有如下优点:1)每次迭代都会将搜索区间减半,利用二分法可快速收敛到待求值H_{est};2)每次迭代只需要计算区间中点的函数值,使方法操作性强。综上,本文提出基于二分法实现对区域等效惯量的快速估计。

为避免偶然误差,采集惯量响应初期的频率数据集进行计算,仍将问题转化为求解$E=f(H_{est})=0$的单变量求根问题。不同的是,函数$f(H_{est})$的构造综合运用了扰动后一段时间的频率数据(如100个数据点),其函数值代表该时间段内所有数据点上的整体预估误差。因此,求根过程旨在寻找一个唯一的惯量值,使理论曲线与整个实际频率响应序列达到最佳匹配,而非仅拟合某个瞬时点。本文方法在区域等效惯量估计过程中,需输入数据包括区域内发电机频率及功率量测数据,完成数据等效后进行滤波处理,计算得到频率预估误差,将区域惯量估计问题转化为单变量函数求根问题,最终利用二分法得到输出数据为区域等效惯性常数。使用二分法求解区域等效惯量的流程图如图2所示。

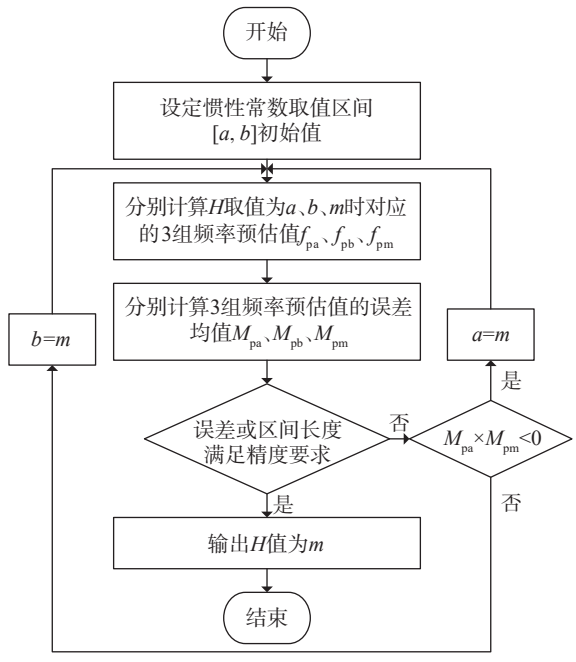


图2 求解区域等效惯量的流程图

Fig. 2 Flow chart of solving the regional equivalent inertia

具体步骤如下。

步骤 1，根据实际经验，设定惯性常数取值区间[a, b]初始值（本文在计算过程中设置为[1,50]），令惯性常数 H 取值分别为 a、b 时，对应的频率预估误差值 E_{pa}、E_{pb} 异号（若对应预估误差同号，则减小 a 的取值，增大 b 的取值，直至两者异号）。令 m 为区间中点值：

$$m=\frac{a+b}{2} \tag{14}$$

步骤 2，利用文献[31]所提方法确定扰动发生具体时刻，采集发生有功扰动后一段时间即惯量响应初期区域内发电机的频率和功率变化值，完成数据等效，并对其进行滤波处理。设该段时间数据集共采集到 z 个时刻的数据，针对每一时刻的数据，利用频率预估值计算公式分别计算得到惯性常数估计值 H_{est} 取值为 a、b、m 时所对应的频率预估值 $f_{pa}=\{f_{pa1},f_{pa2},\cdots,f_{paz}\}$、$f_{pb}=\{f_{pb1},f_{pb2},\cdots,f_{pbz}\}$、$f_{pm}=\{f_{pm1},f_{pm2},\cdots,f_{pmz}\}$ 的 3 组数据。

步骤 3，根据频率预估误差计算公式，分别计算 3 组频率预估值 f_{pa}、f_{pb}、f_{pm} 的误差 $E_{pa}=\{E_{pa1},E_{pa2},\cdots,E_{paz}\}$、$E_{pb}=\{E_{pb1},E_{pb2},\cdots,E_{pbz}\}$、$E_{pm}=\{E_{pm1},E_{pm2},\cdots,E_{pmz}\}$，并求取 3 组频率预估误差数据的均值分别为 M_{pa}、M_{pb}、M_{pm}。

步骤 4，若 $M_{pa}M_{pb}<0$，则令 $a=m$；若 $M_{pa}M_{pb}>0$，则令 $b=m$，并跳转至步骤 2 继续迭代，直至频率预估误差均值或者区间长度满足精度要求时，输出区域等效惯量 H 的中点值 m。

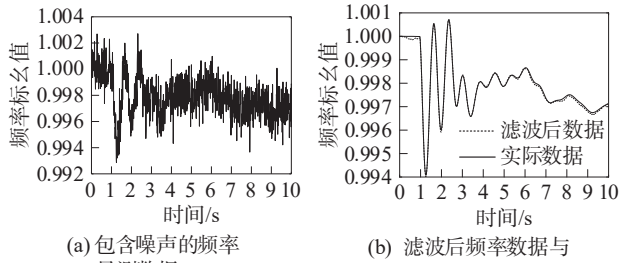
3　仿真验证

为验证本文方法的有效性，分别在 DIgSILENT PowerFactory 中使用改进 IEEE-39 节点系统和在 PSASP 中基于某省级电网实际数据进行仿真测试。

3.1　频率数据滤波处理效果验证

使用所提 LMS 滤波算法对频率 PMU 量测数据进行滤波处理，在预处理过程中，取 μ=0.001 完成对区域惯性中心频率数据的去噪处理。

图 3 为频率测量数据滤波前后对比。



(a) 包含噪声的频率量测数据　　(b) 滤波后频率数据与实际频率数据对比

图 3　频率量测数据滤波前后对比

Fig. 3　Comparison of frequency measurement data before and after filtering

为模拟 PMU 装置采集数据时产生的测量噪声，对频率数据注入综合噪声信号（在 MATLAB 仿真中热噪声、散粒噪声和机械振动噪声通过 randn 函数生成高斯噪声模拟，电磁干扰噪声通过 sin 函数模拟），如图 3(a) 所示。采用 LMS 算法对该频率信号进行滤波处理，图 3(b) 中，虚线为滤波后频率数据，实线为该频率信号未注入高斯噪声时的实际频率数据值，可见两曲线基本重合，表明 LMS 算法对测量噪声的滤波效果较好。

3.2　IEEE-39 系统验证

先采用改进的 IEEE-39 节点系统（图 4）验证本文方法的有效性。该测试系统各发电机（G1～G10）参数如附录 A 表 A1 所示。仿真采用 DIgSILENT PowerFactory 进行，采样时间为 0.01 s，系统额定频率为 50 Hz。在 t=1 s 时，在母线 28 处设置负荷量增加 103 MW，仿真时间设为 5 s。在 MATLAB 中编程实现本文方法。

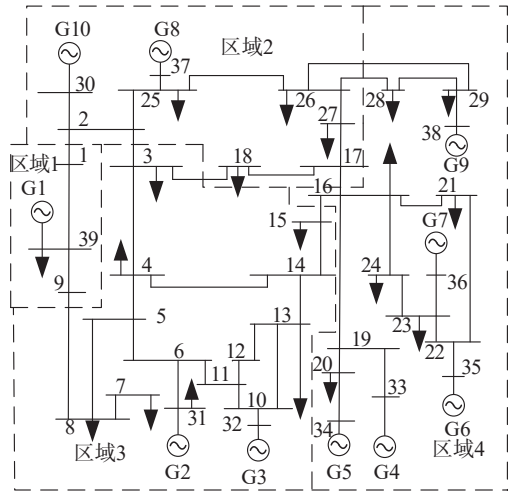


图 4　IEEE-39 节点系统

Fig. 4　IEEE-39 bus system

另外，使用相对误差表征惯量估计精度，其计算式如下：

$$E_r=\frac{H_{est}-H_{real}}{H_{real}}\times 100\% \tag{15}$$

式中，E_r 为估算相对误差，H_{real} 为惯量实际值。区域等效惯量实际值计算式如下：

$$H_{realj}=\sum_{i=1}^{n}H_iS_i/\sum_{i=1}^{n}S_i \tag{16}$$

式中，H_{realj} 为区域 j 等效惯量实际值，n 为区域 j 内的发电机个数，H_i 为第 i 台发电机的惯性常数，S_i 为第 i 台发电机的额定容量。不含新能源场景及含新能源虚拟惯量场景下各区域等效惯量实际值如附录 A 表 A2 所示。

3.2.1　不含新能源场景的区域等效惯量估计

对 IEEE-39 节点系统依据文献[12]得到 4 个分区（图 4），在无新能源接入的场景下进行区域等效惯量估计，表 1 对比了本文方法、直接利用式（11）求解惯量

（简称方法 2）、ARMAX 方法[12]对各区域的惯量估计结果。方法 2 在求解过程中既会出现无穷大的异常值，也会出现差异较大的离群值，所以在均值计算前使用绝对离差中位数（MAD）算法剔除离群值。

表 1　IEEE-39 节点系统区域等效惯量估计结果

Tab. 1　Regional equivalent inertia estimation results of IEEE-39 bus system

区域编号	本文方法		式(11)求解		ARMAX	
	估算值/s	相对误差/%	估算值/s	相对误差/%	估算值/s	相对误差/%
1	5.04	0.70	5.02	0.37	5.07	1.23
2	3.77	−3.32	3.71	−4.87	3.96	1.70
3	4.45	0.97	4.41	1.29	4.39	−0.29
4	3.88	0.64	3.73	−3.09	4.20	3.28

由表 1 可知：各区域利用本文方法所得惯量估算值相对误差均在 3.5% 以下，其中，3 个区域误差不到 1%，惯量估计结果精度高；对比 3 种方法求解区域惯量的精度，本文方法与 ARMAX 方法估算精度接近，而直接根据式（11）求解误差相对更大。

在 MATLAB 中，采用 tic 和 toc 语句对区域惯量求解算法执行时间进行记录，不含新能源场景下，应用 3 种方法求解 4 个区域等效惯量分别历时 0.015、0.025、0.146 s。由此可见，本文方法在保证精度的同时可实现区域等效惯量快速评估。

实际 PMU 采样时间为 25 ms，同时由于操作可能带来的误差，从而使初始扰动点的确定不够准确，本文假设初始扰动点的确定与实际扰动时间点可能存在±0.1 s 的差距。在本文方法的计算过程中，为避免偶然误差，选取扰动初期的数据集进行计算，该数据集长度会对估计结果造成一定影响，针对不同初始时刻及不同数据集长度的惯量估算结果进行分析，为便于分析使用相对误差绝对值进行统计。不同初始时刻及数据集长度下，本文方法在 4 个区域的等效惯量估计结果如图 5 所示。图 5 中，3 条曲线分别为以实际扰动时刻、实际扰动时刻前 0.1 s 及实际扰动时刻后 0.1 s 作为初始时刻进行计算的结果。

对比分析图 5（a）～（d）可知，各区域取扰动后 1 s 内的数据集且数据集长度为 100 时，本文方法的结果精度最高，其原因在于数据集长度过短时会存在偶然误差使频率预估误差较大，而数据集长度过长时机组一次调频动作，使结果误差增大；同时，初始时刻确定过程所带来的误差对惯量估计结果影响较小。

方法 2 直接利用式（11）求解惯量，同样会面临初始扰动点确定误差及数据集长度确定的问题，其在不同初始时刻及数据集长度下，各区域等效惯量估计结果如图 6 所示。

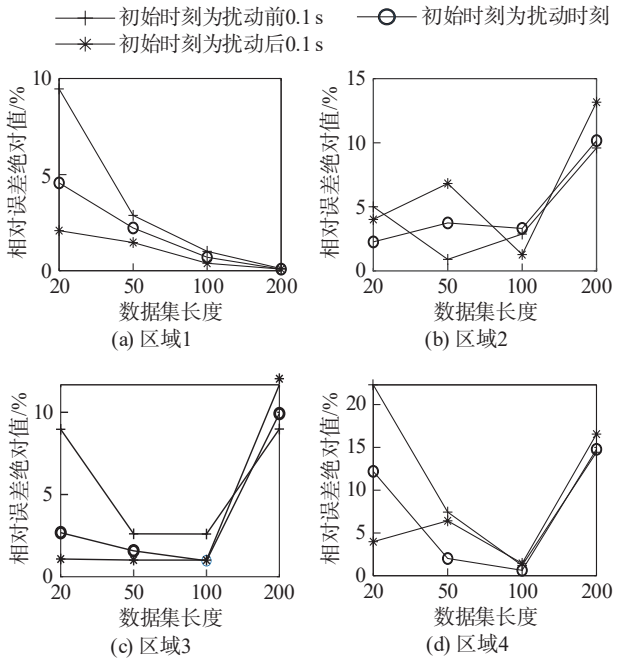


图 5　不同计算条件下本文方法各区域等效惯量估计结果

Fig. 5　Regional equivalent inertia estimation results of the proposed method under different calculation conditions

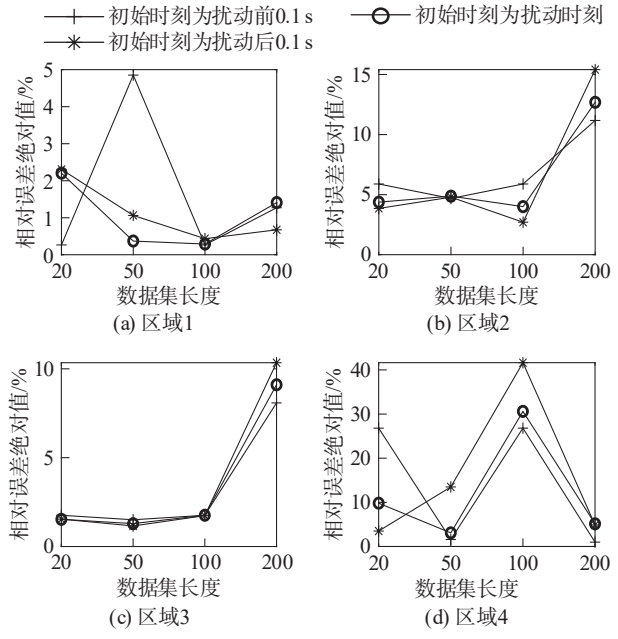


图 6　不同计算条件下方法 2 各区域等效惯量估计结果

Fig. 6　Regional equivalent inertia estimation results of Method 2 under different calculation conditions

由图 6 可见：当数据集长度为 50 时，方法 2 的估计结果精度最高，但相对于本文方法其误差更大；其在初始时刻确定过程的误差对惯量估计结果有较大影响，0.1 s 的偏差可能使惯量估计相对误差达到 10% 以上。

综上，本文方法相较 ARMAX 的提速优势源于二分法−误差反馈机制的区域惯量估计策略，通过将迭

代计算简化为区间中点数据运算，提升了计算效率。在精度方面，方法 2 直接使用式(11)求解易受两方面影响：一是，频率数据时域波动导致 H 值计算结果波动严重；二是，初始时刻确定过程的偏差引发误差累积效应。本文方法以协同功率数据对频率预估，构建最小化误差均值的优化模型，其优势在于对数据波动及起始时刻的敏感性较低，因此具有更稳定的精度。

3.2.2　含新能源虚拟惯量的区域等效惯量估计

用风机 DFIG1 和 DFIG2 分别替代同步发电机 G6、G7，用风机 DFIG3 和光储 B1 一同替代同步发电机 G9，此时系统新能源出力占比为 33.23%。其中，风机为双馈感应电机，采用虚拟惯量综合控制。光储中储能单元采用与第 1.2 节中风电系统相同的控制策略提供惯量响应。各新能源机机组参数如附录 A 表 A3 所示。针对含新能源的 IEEE-39 节点系统，本文方法、直接利用式(11)求解惯量、ARMAX 方法[12]所得区域等效惯量估计结果如表 2 所示。

表 2　含新能源的 IEEE-39 节点系统区域等效惯量估计结果

Tab. 2　Regional equivalent inertia estimation results of IEEE-39 bus system with renewable generation

区域编号	本文方法		式(11)求解		ARMAX	
	估算值/s	相对误差/%	估算值/s	相对误差/%	估算值/s	相对误差/%
1	5.03	0.65	5.08	1.59	5.05	0.99
2	3.95	1.39	3.79	−2.84	4.14	6.08
3	4.51	2.28	4.42	0.31	4.71	6.79
4	3.16	−1.80	2.97	−7.91	2.80	−12.96

对比表 2 中 3 种方法的相对误差可知，在含新能源虚拟惯量的场景下，本文方法具有稳定的精度，其平均误差最小。

综合对比表 1、2 估计结果可知，新能源的接入使机组接入及其相邻区域等效惯量估计结果发生变化，3 种方法的惯量估计误差都相应增大，但本文方法的相对误差均在 3% 以内，由此可见本文方法对含新能源虚拟惯量的电力系统区域等效惯量估计同样适用，并且具有较高的精度。

同样在 MATLAB 中记录算法执行时间，含新能源虚拟惯量场景下，应用上述 3 种方法求解 4 个区域等效惯量的历时分别为 0.014、0.026、0.141 s，因此，本文方法在保证精度的同时可实现新能源电力系统区域等效惯量的快速评估。

不同初始时刻及数据集长度下，使用本文方法对含新能源电力系统各区域的等效惯量估计结果如附录 A 图 A1 所示。附录 A 图 A1 中，坐标系及折线含义同正文图 5。分析附录 A 图 A1 可知，同样取扰动后 1 s 内的数据集、数据集长度为 100 时，本文方法的估计结果精度最佳。当确定的初始时刻不同且数据集长度为 100 时，本文方法的估计结果精度在 5% 以下。因此，本文方法适用于含新能源虚拟惯量的电力系统区域等效惯量估计。

为进一步验证本文方法对高比例新能源电力系统的适应性，在上述含新能源的改进 IEEE-39 节点系统基础上，用风机 DFIG4 和 DFIG5 分别替代同步发电机 G3、G8，此时新能源出力占比为 52.6%，风机参数见附录 A 表 A3。该高比例新能源场景下基于本文方法估计系统各区域惯量结果如表 3 所示。

表 3　基于本文方法高比例新能源 IEEE-39 节点系统区域等效惯量估计结果

Tab. 3　Regional equivalent inertia estimation results for the IEEE-39 bus system with high penetration of renewable energy based on the proposed method

区域编号	实际值/s	估算值/s	相对误差/%
1	5.00	5.02	0.31
2	3.42	3.36	−1.88
3	3.64	3.65	0.12
4	3.22	3.14	−2.56

从表 3 可以看出，高比例新能源场景下，本文方法的系统各区域惯量估算相对误差在 3% 以下，证明本文方法对新能源电力系统的适应性。

3.2.3　不同扰动位置及规模的适应性分析

已验证了基于频率预估误差的新能源电力系统区域等效惯量评估的有效性，进一步通过在第 3.2.2 节的测试系统中设置不同位置、规模的负荷扰动，验证不同扰动位置和规模下本文方法的适应性。扰动场景设置为：场景 1，t=1 s 时，在母线 28 处设置负荷阶跃 50%（负荷增加 103 MW）；场景 2，t=1 s 时，在母线 26 处负荷断开（负荷减少 139 MW）；场景 3，t=1 s 时，在母线 39 处设置负荷阶跃 5%（负荷增加 55.2 MW）；场景 4，t=1 s 时，在母线 15 处设置负荷阶跃 100%（负荷增加 320 MW）。

图 7 为 4 种扰动场景下本文方法的新能源电力系统各区域等效惯量估计值。由图 7 可知：针对新能源电力系统各区域而言，扰动位置及规模不同会使本文方法的惯量估算结果有一定的波动；各区域由本文方法估计得出结果最大值与最小值的平均偏差为 0.18 s；以该系统等效惯量 4.43 s 为衡量标准，该误差为 3.98%，即 4% 以内。这说明本文方法对扰动发生位置及扰动规模具有较好的适应性。

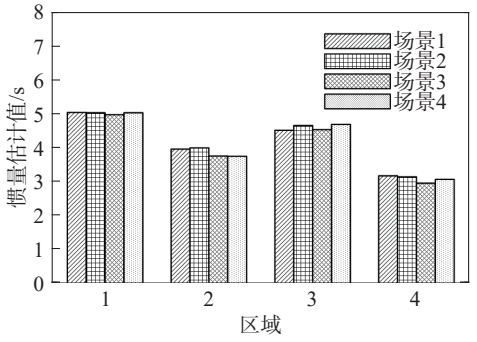


图7 不同扰动位置及规模下本文方法各区域惯量估计结果

Fig. 7 Regional inertia estimation results of the proposed method under different disturbance locations and scales

3.2.4 不同运行工况下时变惯量估计

实际电力系统中，由于开停机及新能源出力的变化，其惯量水平随时间变化，在06:00—11:00安排不同的机组组合及新能源出力方式，如附录A中表A4所示，为方便实现对不同运行工况下的惯量估计验证，基于第3.2.3节中场景1扰动方式，得到如附录A中表A5所示各区域时变惯量估计结果。

系统等效惯量可由各区域等效惯量估算值及其在线容量得到：

$$H_{\mathrm{sys}}=\frac{H_{\mathrm{zone1}}S_{\mathrm{zone1}}+H_{\mathrm{zone2}}S_{\mathrm{zone2}}+\cdots+H_{\mathrm{zone}n}S_{\mathrm{zone}n}}{S_{\mathrm{zone1}}+S_{\mathrm{zone2}}+\cdots+S_{\mathrm{zone}n}} \quad (17)$$

式中，H_{sys}为系统等效惯量估计值，H_{zone1}、H_{zone2}、…、$H_{\mathrm{zone}n}$分别为区域1、2、…、n的等效惯量估计值，S_{zone1}、S_{zone2}、…、$S_{\mathrm{zone}n}$分别为区域1、2、…、n的在线容量。

由附录A的表A5和式(17)可得，本文方法的系统时变等效惯量估计结果，如图8所示。

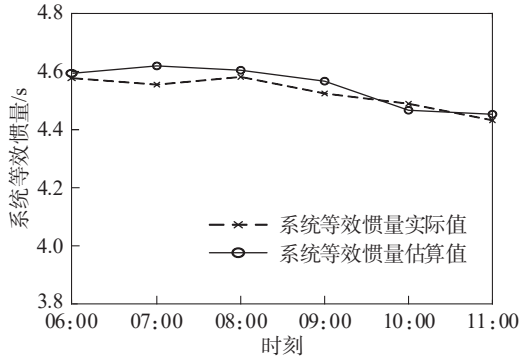


图8 本文方法的系统时变等效惯量估计结果

Fig. 8 Estimation result of time-varying inertia of system

由图8可知：在06:00—11:00内，随着机组组合及新能源出力变化，电网惯量呈现时变特点；在各时刻，应用本文方法获得的全网惯量估计值与实际值均较为接近，相对误差在2%以内，惯量估计结果精度较高。

3.3 实际电力系统验证

基于中国某省级电网为测试算例，在PSASP中进行仿真分析。该电网分区情况如图9所示，共划分为8个区域，其中：区域3不含发电机；直流馈入区域为区域8，其输入功率为6 600 MW。基于典型运行方式进行验证，系统总开机容量为20 944.058 MVA，各区域发电机台数及其总开机容量如附录A表A6所示。

在仿真时间t=1 s时，分别设置直流闭锁(该回直流传输有功功率为6 600 MW)及小扰动场景(该负荷扰动功率P=105.08 MW、Q=34.46 Mvar，位于区域7)作为大小两种扰动场景。其中，小扰动场景系统惯性中心频率波动在0.01 Hz以内。针对小扰动场景定位扰动时刻问题，借鉴文献[31]利用去趋势波动分析方法提取正常信号中出现的外部波动，结合滑动窗口数据处理技术从母线的量测数据中确定各区域开始惯量响应的具体时刻。

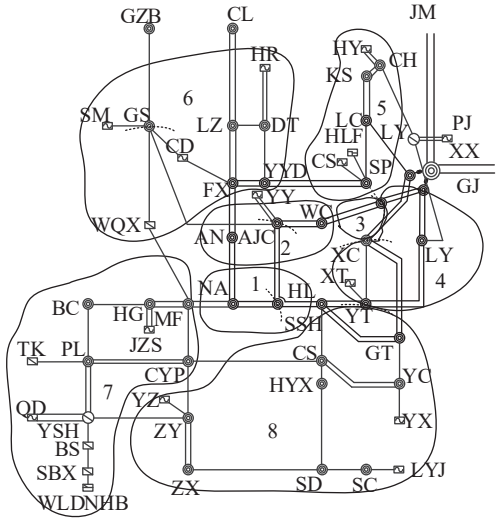


图9 某省级电网分区图

Fig. 9 Grid zoning diagram

应用本文方法所得实际电网各区域等效惯量估算结果如表4所示。

表4 本文方法的实际电网各区域等效惯量估计结果

Tab. 4 Regional equivalent inertia estimation results of the actual power grid using the proposed method

区域编号	理论基准值/s	小扰动场景		直流闭锁场景	
		估算值/s	相对误差/%	估算值/s	相对误差/%
1	4.00	4.01	−0.10	4.03	0.76
2	20.87	19.83	−4.97	20.48	−1.88
3	0				
4	9.07	8.95	−1.34	8.94	−1.47
5	5.40	5.76	6.61	5.45	0.93
6	3.73	3.83	2.58	3.51	−5.78
7	5.45	5.44	−0.19	5.36	−1.73
8	4.46	4.58	2.60	4.26	−4.42

由表4可知，所有区域等效惯量估计相对误差均在7%以下，大部分区域估计结果相对误差在3%以下，由此可见，本文方法对大小扰动场景均适用，在不同扰动场景下均可较准确评估出实际电网不同区域的等效惯量水平。针对实际电网应用，本文方法求解各区域等效惯量的执行时间如表5所示。由表5可知，在不同场景下本文方法在所有区域的计算时间均低于0.03 s，满足在线应用。因此，本文方法可实现实际省级电网区域等效惯量的在线评估。综合上述算例分析，本文方法可以应用于实际电力系统区域惯量快速评估，估算结果精度较高，扰动场景适应性较好。

表5　实际电网各区域惯量求解时间

Tab. 5　Actual grid regional inertia calculation time

区域编号	惯量求解算法执行时间/s	
	小扰动场景	直流闭锁场景
1	0.023	0.018
2	0.018	0.024
4	0.021	0.021
5	0.016	0.017
6	0.021	0.023
7	0.020	0.016
8	0.021	0.020

表4中，各区域惯量理论基准值由式(16)计算所得，为进一步佐证其可靠性，图10展示直流双极闭锁场景下，本文方法在区域1的频率变化率与负功率缺额的动态响应过程。理论上，由式(2)可知，负功率缺额与频率变化率在惯量响应初期呈线性关系，其比例系数为$2H$。通过图10可直观看出，其比例系数大致为8，由此可验证其与表4中计算的理论基准值高度一致。

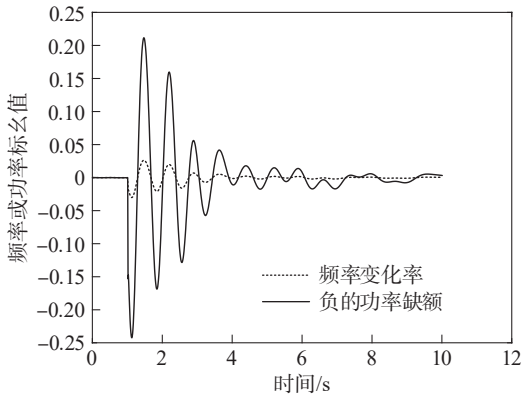


图10　区域1频率变化率与负功率缺额的动态响应曲线

Fig. 10　Dynamic curves of frequency change rate in Region 1 versus the negative power deficit

4　结　论

本文提出了一种基于频率预估误差的电力系统区域等效惯量快速评估方法。通过理论分析、仿真验证，表明了该方法在估计精度、计算效率与工程实用性方面的优势。主要结论如下：

1）本文方法在保证估计精度的同时，具有优异的计算效率。基于模型预测误差最小化的思想，通过全局优化有效抑制了测量噪声与瞬时动态的干扰，表现出较强的鲁棒性。在IEEE-39节点系统及某省级实际电网数据仿真测试中，区域等效惯量求解耗时均低于0.03 s，满足电力系统在线分析与快速安全评估对计算速度的要求。

2）在改进IEEE-39节点系统中不同扰动位置、规模及运行工况下的仿真和中国某省级电网实际数据的仿真均表明，本文方法能准确跟踪系统惯量分布。算例结果表明扰动后约1 s（对应100个采样点）的数据集长度可实现精度与速度的最佳平衡。初始时刻偏差对结果影响小，进一步证明了本文方法对实际工程中数据同步误差的不敏感性。

本文聚焦惯量响应初期特性，未计及阻尼系数的影响，在未来电网阻尼特性变化背景下可能引入误差。后续将开展阻尼系数在线辨识研究，结合现有模型构建更精确的动态表征框架，以提升本文方法在新型电力系统中的普适性。

附录见本刊网络版，扫描标题旁的二维码可阅读网络全文。

参考文献：

[1] Zhang Wuqi,Wen Yunfeng,Chi Fangde,et al.Research framework and prospect on power system inertia estimation[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(20):6842−6856.[张武其,文云峰,迟方德,等.电力系统惯量评估研究框架与展望[J].中国电机工程学报,2021,41(20):6842−6856.]

[2] Zhang Wuqi,Wen Yunfeng,Chung C Y.Inertia security evaluation and application in low-inertia power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2025,40(2):1725−1737.

[3] Inoue T,Taniguchi H,Ikeguchi Y,et al.Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1997,12(1):136−143.

[4] Ashton P M,Saunders C S,Taylor G A,et al.Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements[J].IEEE Transactions on Power Systems,2015, 30(2):701−709.

[5] Kerdphol T,Watanabe M,Nishikawa R,et al.Determining inertia of 60 Hz Japan power system using PMUs from power loss event[C]//Proceedings of the 2021 IEEE Texas Power and Energy Conference(TPEC).College Station:

IEEE,2021:1−5.

[6] Liu Fanglei,Bi Tianshu,Yan Jiaming,et al.Area inertia estimation based on PMU synchronous measurements[J].Journal of North China Electric Power University,2020,47(3):19−26.[刘方蕾,毕天姝,闫家铭,等.基于PMU同步测量的分区惯量估计方法[J].华北电力大学学报(自然科学版),2020,47(3):19−26.]

[7] Ma Yanfeng,Li Jinyuan,Wang Zijian,et al.Assessment method of regional equivalent inertia of new energy power system based on measured data[J].Transactions of China Electrotechnical Society,2024,39(17):5406−5421.[马燕峰,李金媛,王子建,等.基于量测数据的新能源电力系统区域等效惯量评估方法[J].电工技术学报,2024,39(17):5406−5421.]

[8] Li Dongdong,Zhang Jiale,Xu Bo,et al.Equivalent inertia assessment in renewable power system considering frequency distribution properties[J].Power System Technology,2020,44(8):2913−2921.[李东东,张佳乐,徐波,等.考虑频率分布特性的新能源电力系统等效惯量评估[J].电网技术,2020,44(8):2913−2921.]

[9] Best R J,Brogan P V,Morrow D J.Power system inertia estimation using HVDC power perturbations[J].IEEE Transactions on Power Systems,2021,36(3):1890−1899.

[10] Tuttelberg K,Kilter J,Wilson D,et al.Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements[J].IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(6):7249−7257.

[11] Li Shichun,Xia Zhixiong,Cheng Xuchang,et al.Continuous estimation method of power system inertia based on ambient disturbance[J].Proceedings of the CSEE,2020,40(14):4430−4439.[李世春,夏智雄,程绪长,等.基于类噪声扰动的电网惯量常态化连续估计方法[J].中国电机工程学报,2020,40(14):4430−4439.]

[12] Huang Siwei,Zhang Junbo,Zeng Fanhong.Efficient online algorithm for fast inertia tracking of power system[J].High Voltage Engineering,2021,47(10):3519−3527.[黄思维,张俊勃,曾繁宏.适用于电力系统惯性秒级追踪的高效在线算法[J].高电压技术,2021,47(10):3519−3527.]

[13] Pei Ming,Ye Lin,Luo Yadi,et al.Inertia estimation method for power system with renewable energy considering spatio-temporal correlation of frequency response[J].Automation of Electric Power Systems,2024,48(8):53−66.[裴铭,叶林,罗雅迪,等.计及频率响应时空相关性的新能源电力系统惯量估计方法[J].电力系统自动化,2024,48(8):53−66.]

[14] Cao Bin,Yuan Shuai,Liu Jiahao,et al.Power system online inertia estimation considering real-time clustering of frequency dynamic response[J].Power System Technology,2023,47(3):930−941.[曹斌,原帅,刘家豪,等.考虑频率动态响应实时分区的电力系统惯量在线评估方法[J].电网技术,2023,47(3):930−941.]

[15] Bizzarri F,del Giudice D,Grillo S,et al.Inertia estimation through covariance matrix[J].IEEE Transactions on Power Systems,2024,39(1):947−956.

[16] Wang Bo,Wang Yu,Zhang Song,et al.Regional inertia estimation method for power system based on random data-driven subspace dynamic mode decomposition[J].Automation of Electric Power Systems,2024,48(10):78−86.[王博,王宇,张颂,等.基于随机数据驱动SDMD的电力系统区域惯量评估方法[J].电力系统自动化,2024,48(10):78−86.]

[17] ENTSOE.Requirements for generators[EB/OL].(2023−04−14)[2025−04−16].https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/.

[18] 国家市场监督管理总局 国家标准化管理委员会.电力系统安全稳定导则:GB 38755—2019[S].北京:中国标准出版社,2019.

[19] AEMC.National electricity rules Version 131 Chapter4[EB/OL].(2022−12−20) [2025−04−16].https://www.aemc.gov.au/energy-rules/national-electricity-rules/national-electricity-rules-version-131.

[20] Li Yong,Chang Fanrui,Peng Yanjian,et al.Evaluation method for node inertia distribution of power grids based on small disturbance frequency measurement data[J].Automation of Electric Power Systems,2024,48(13):50−59.[李勇,常樊睿,彭衍建,等.基于小扰动频率量测数据的电网节点惯量分布评估方法[J].电力系统自动化,2024,48(13):50−59.]

[21] Lu Zongxiang,Jiang Jiheng,Qiao Ying,et al.A review on generalized inertia analysis and optimization of new power systems[J].Proceedings of the CSEE,2023,43(5):1754−1776.[鲁宗相,姜继恒,乔颖,等.新型电力系统广义惯量分析与优化研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(5):1754−1776.]

[22] Tan Bendong,Zhao Junbo,Netto M,et al.Power system inertia estimation:Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations[J].International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2022,134:107362.

[23] Zhang Xiangyu,Hu Jianfeng,Fu Yuan,et al.Virtual inertia demand and collaborative support of wind power and energy storage system[J].Transactions of China Electrotechnical Society,2024,39(3):672−685.[张祥宇,胡剑峰,付媛,等.风储联合系统的虚拟惯量需求与协同支撑[J].电工技术学报,2024,39(3):672−685.]

[24] Ramtharan G,Jenkins N,Ekanayake J B.Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines[J].IET Renewable Power Generation,2007,1(1):3−9.

[25] Li Shaolin,Wang Weisheng,Zhang Xing,et al.Impact of

wind power on power system frequency and combined virtual inertia control[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(15):64−70.[李少林,王伟胜,张兴,等. 风力发电对系统频率影响及虚拟惯量综合控制[J]. 电力系统自动化,2019,43(15):64−70.]

[26] Wang Sue,Wu Yongbin,Xiong Liansong,et al. Virtual inertia control strategy for grid-tied photovoltaic power generation system[J]. High Voltage Engineering,2020,46(11):3743−3751.[王素娥,吴永斌,熊连松,等. 光伏并网发电系统的虚拟惯量控制策略[J]. 高电压技术,2020,46(11):3743−3751.]

[27] 国家市场监督管理总局 国家标准化管理委员会. 电化学储能系统储能变流器技术要求:GB/T 34120—2023[S]. 北京:中国标准出版社,2023.

[28] Dasgupta S,Paramasivam M,Vaidya U,et al.Real-time monitoring of short-term voltage stability using PMU data[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(4):3702−3711.

[29] Xu Junyang,Zhang Hongmei,Zhang Kun. A variable step size LMS algorithm based on deep reinforcement learning[J]. Chinese Journal of Scientific Instrument,2025,46(2):70−80.[徐君阳,张红梅,张坤. 基于深度强化学习的变步长LMS算法[J]. 仪器仪表学报,2025,46(2):70−80.]

[30] Liu Fanglei,Xu Guoyi,Wang Fan,et al.Assessment method of system partition inertia based on differential calculation method[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(20):46−53. [刘方蕾,胥国毅,王凡,等. 基于差值计算法的系统分区惯量评估方法[J]. 电力系统自动化,2020,44(20):46−53.]

[31] An Jun,Sheng Shuai,Zhou Yibo,et al.Evaluation of equivalent virtual inertia of wind farm based on measured data[J]. Power System Technology,2023,47(5):1819−1829.[安军,盛帅,周毅博,等. 基于量测数据的风电场等效虚拟惯量评估方法[J]. 电网技术,2023,47(5):1819−1829.]

Rapid Evaluation Method of Regional Inertia of Power System Based on Frequency Prediction Error

WANG Jingwen[1], *WEN Yunfeng*[1*], *LIAO Bangkun*[1], *SUN Mingrui*[1], *JIANG Xinfan*[2], *WU Jinbo*[2]

(1.College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China;
2.State Grid Hunan Electric Power Company Limited, Changsha 410007, China)

Abstract:

Objective The widespread integration of power electronic devices contributes to a continuous decline in the inertia levels of modern power systems. Therefore, the accurate and rapid assessment of regional equivalent inertia is essential for developing refined regulation strategies and maintaining frequency stability. In this study, we introduce a novel method for rapidly assessing regional system inertia based on frequency prediction errors.

Methods Power and frequency data within a target region were collected through a wide-area measurement system and converted into equivalent representations. During this equivalence process, regional power was represented by the aggregate power output of all internal generators, whereas regional frequency was characterized by the equivalent center-of-inertia frequency. The raw phasor measurement unit (PMU) data were preprocessed using an adaptive least mean squares (LMS) filtering algorithm to address the practical issue of measurement noise from commercial PMUs. The LMS algorithm was employed to adjust filter weights adaptively, which minimized the mean square error between the output signal and the desired response and effectively suppressed noise. In addition, by deriving a frequency prediction error formula, the regional inertia assessment problem was transformed into a single-variable root-finding problem, in which the objective was to determine the inertia value that reduced the error between the predicted and measured frequencies to zero. A collaborative estimation algorithm that combined binary search with error feedback was proposed. The core of this algorithm involved the use of 100 consecutive data points within a 1 s time window following a system disturbance for global optimization. Through iterative optimization of a global equivalent inertia variable using binary search, the optimal inertia value was determined in a single process, which effectively addressed the noise sensitivity issues associated with traditional point-by-point calculation methods. The performance of the proposed method was rigorously validated through multi-scenario simulation tests conducted on a modified IEEE 39-bus system in the DIgSILENT PowerFactory environment and through actual operational data from a provincial power grid using the PSASP platform. The test conditions included various disturbance locations, different levels of power shortage, and systems with high penetration levels of renewable energy sources.

Results and Discussions Simulation results obtained from the IEEE 39-bus system, with and without integrated renewable generation, demonstrated the effectiveness of the proposed method (Method 1). Its performance was compared to that of a direct solving method (Method 2) and an autoregressive moving average with exogenous inputs model-based method (Method 3). In the scenario without renewable energy, the mean estimation errors for the three methods were 1.41%, 2.41%, and 1.61%, respectively, with corresponding computation times of 0.015 s, 0.025 s, and 0.146 s. Under the scenario with 33.23% renewable energy penetration, the mean errors were 1.53%, 3.16%, and 6.71%, with corresponding solu-

tion times of 0.014 s, 0.026 s, and 0.141 s. These results indicated that the proposed method maintained high estimation accuracy while achieving significantly faster solution speeds. A scenario with 52.6% renewable energy penetration was examined, in which the relative errors for regional inertia assessment were 0.31%, −1.88%, 0.12%, and −2.56%, which confirmed the robustness of the method and further assessed its adaptability to systems with high renewable energy penetration. Investigations into the effects of data window length and disturbance moment identification revealed that a data window of approximately 1 s (100 sampling points) provided an optimal balance between estimation accuracy and computational speed. The algorithm exhibited low sensitivity to deviations in the initial moment, which enhanced its practical applicability by mitigating the effects of data synchronization errors in real-world engineering applications. Four distinct disturbance scenarios were established for testing: In Scenario 1, a 50% load step (an increase of 103 MW) was applied at Bus 28 at t = 1 s. In Scenario 2, the load at Bus 26 was disconnected (a reduction of 139 MW) at t = 1 s. In Scenario 3, a 5% load step (an increase of 55.2 MW) was applied at Bus 39 at t = 1 s. In Scenario 4, a 100% load step (an increase of 320 MW) was applied at Bus 15 at t = 1 s. The average deviation between the maximum and minimum estimated inertia values across the four disturbance scenarios was 0.18 s, which corresponded to 3.98% of the system's equivalent inertia (4.43 s). In addition, under six different operating conditions, the estimation error for the system's time-varying inertia remained within 2%. These findings demonstrated the strong adaptability of the method to different scenarios, operating conditions, and disturbance magnitudes. Finally, simulation tests were conducted using actual data from a provincial power grid in China. DC blocking and load disturbances were established as large- and small-disturbance scenarios, respectively. The results demonstrated that, under both conditions, the relative error in equivalent inertia estimation across all regions remained below 7%, with most errors below 3%. The computation time for all regional assessments across different scenarios consistently remained below 0.03 s, which fully satisfied the computational speed and accuracy requirements for online power system analysis and evaluation.

Conclusions The proposed method demonstrated high effectiveness in regional inertia estimation across various scenarios, operating conditions, and disturbance scales. It exhibited considerable advantages in estimation accuracy, computational efficiency, and practical engineering applicability. We provide a reliable and efficient technical approach for online monitoring of power system inertia, supporting the secure and stable operation of power grids with increasingly high proportions of power electronic devices.

Key words: regional inertia; frequency; inertia estimation; adaptive filtering; bisection method

（编辑　赵　婧）

引用格式: Wang Jingwen, Wen Yunfeng, Liao Bangkun, et al. Rapid evaluation method of regional inertia of power system based on frequency prediction error[J]. Advanced Engineering Sciences, 2026, 58(6): 193–204. [汪婧文, 文云峰, 廖帮昆, 等. 基于频率预估误差的电力系统区域惯量快速评估方法[J]. 工程科学与技术, 2026, 58(6): 193–204.]