

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.01.001

新能源接入电力系统分区惯量估计及虚拟惯量配置

吴仁杰, 江琴, 李保宏, 刘天琪

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要:近年来,随着新能源大量接入电力系统,电力系统惯量呈时空分布不均特性,因此文中提出一种基于动态模式分解(dynamic mode decomposition, DMD)的电力系统分区惯量估计及虚拟惯量配置方法,基于惯量估计理论建立新能源接入电力系统区域等效惯量模型。基于谱聚类算法对电力系统进行分区并根据各区域节点的皮尔逊相关系数确定频率测量节点,通过DMD方法估计区域惯量。根据频率安全约束计算区域临界惯量,根据惯量配置策略对新能源及储能虚拟惯量进行配置。在PSCAD中搭建改进的含风储系统的IEEE 10机39节点模型进行仿真,仿真结果表明所提方法可以精确估计区域惯量,惯量估计误差小于5%。基于惯量估计结果的风机和储能虚拟惯量在线配置策略能够有效防止频率越限,提升系统的频率安全稳定性。

关键词:新能源;分区惯量;惯量估计;虚拟惯量;惯量配置;动态模式分解(DMD)

中图分类号:TM711

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2026)01-0003-10

0 引言

随着大量新能源和电力电子设备接入电网,电力系统逐渐呈现低惯量、低阻尼的特点^[1-2]。电网对频率的支撑能力变差,导致系统应对外界扰动时频率响应速度过快、频率波动过大,严重威胁电力系统的频率稳定^[3-6]。因此,需要给新能源配备虚拟惯量,从而提升电网频率支撑能力^[7]。配备虚拟惯量的新能源大量接入后,电网整体惯量呈时空分布不均特性,惯量估计难度增加^[8]。因此,对含新能源电力系统进行惯量估计,并合理配置虚拟惯量,对于电力系统安全稳定运行具有重要意义^[9-11]。

系统惯量估计是虚拟惯量配置的关键。目前,大多数惯量估计方法主要面向系统整体,评估方法主要有3类。第1类是基于大扰动的评估方法,该方法基于大扰动下系统的响应特性,根据扰动前后系统的频率、功率等数据进行惯量估计,最早可追溯至20世纪90年代。文献[12]通过最小二乘法获取系统频率变化率,并根据系统功率不平衡量求取系统惯性时间常数。文献[13]采用英国电网几次大扰动故障下相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)实测数据对电网惯量进行估计。文献[14]考虑电压波动对负荷变化的影响,能更加精确地描述功率变化过程,增加惯量辨识精度。第2类是基于小扰动的评估方法,该方法能摆脱对随机频率大扰动事故的依赖,基于小扰动下系统的响应特性,通过系统振荡模态与惯量之间的关联关系实现

系统惯量评估。文献[15]设置小扰动激励,采用控制系统闭环辨识模型对电网进行惯量估计。文献[16]对PMU测量的频率和有功功率信号使用系统辨识方法,通过发电机惯性响应模型来辨识电力系统各区域有效惯量。文献[17]针对类噪声扰动,运用输出误差模型实现惯量的常态化连续估计。上述基于小扰动的系统模型辨识方法均难以确定模型阶数,并且在降阶过程中易造成较大误差。第3类是基于准稳态的评估方法,主要通过大量历史数据的学习,利用贝叶斯方法^[18]、白盒黑盒模型^[19]、马尔科夫-高斯模型^[20]等构建稳态运行状况下系统频率变化与惯量水平的关系,输入待评估时刻系统的频率,得到系统的惯量大小。这些方法通常只计及机组提供的惯量,未考虑负荷对系统惯量的影响。随着新能源接入比例增加,电力系统惯量分布不均的特征越来越明显^[21]。惯量空间分布不均的特性导致系统在受到扰动时不同区域频率响应也不同。对电力系统惯量进行分区估计,可以根据各区域的惯量特性,合理配置调频资源,使各区域在面对扰动时能够更好地维持频率稳定,避免因惯量差异导致某些区域频率失稳^[22]。惯量分布不均导致不同区域频率响应差异显著,这增加了惯量估计的难度^[23]。利用每台发电机的频率来计算惯性中心频率虽然能解决这一问题^[24],但需要已知各台发电机的母线频率和惯量。文献[25]提出惯量图心方法,但仍需要每台发电机的准确惯量。因此,如何确定频率测量节点并准确估计区域惯量是亟须解决的问题。

新能源虚拟惯量具备灵活调控能力,能够为低

收稿日期:2025-06-12;修回日期:2025-08-23

基金项目:四川省科技计划资助项目(2024NSFSC0865)

惯量系统提供有功支撑,提高电网的频率稳定性和安全性^[26]。固定虚拟惯性策略是配置虚拟惯量最简单的方案,即保持新能源最大虚拟惯量。然而,电网运行方式在不同时间尺度上不断变化,导致固定虚拟惯性策略的适应性和效率较低。另一方面,新能源例如风机提供的虚拟惯量基于其动能储备^[27],长期保持最大虚拟惯量有损经济效益^[28]。因此,根据电网的实时运行状态和惯性水平调整新能源虚拟惯量能够兼顾经济效益和电网频率安全性。

基于上述分析,文中提出一种新能源接入电力系统分区惯量估计方法,通过惯量估计结果和频率安全边界对新能源及储能系统虚拟惯量进行配置。首先,建立新能源接入电力系统区域惯量估计模型;其次,通过皮尔逊相关系数确定频率测量节点,并通过动态模式分解(dynamic mode decomposition, DMD)方法对区域惯量进行估计;然后,基于频率安全边界约束提出新能源及储能在线虚拟惯量分配策略;最后,在含风储的 IEEE 10 机 39 节点模型进行仿真验证。

1 电网区域惯量估计原理

1.1 同步机惯量响应

电力系统惯量定义为电力系统阻碍频率变化的能力,一般指同步机为维持不平衡功率而提供转子动能,从而阻碍频率变化的能力。惯量大小能够影响频率响应的频率变化率和瞬态频率值^[29]。

对于单个同步发电机,当系统受到扰动后,惯量响应可由转子运动方程描述^[30]。即:

$$2H_G \frac{df}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta f \quad (1)$$

式中: H_G 为惯性时间常数; f 为系统频率; Δf 为系统频率变化量; D 为机械阻尼系数; ΔP_m 、 ΔP_e 分别为机械功率变化量和电磁功率变化量。

$$H_G = \frac{J\omega_N^2}{2S_N} \quad (2)$$

式中: J 、 ω_N 、 S_N 分别为转动惯量、同步角速度和容量。惯量响应的物理过程为发电机有功输出突变,发电机转子由于电磁功率和机械功率不平衡而加速或减速,对外表现出频率波动^[31]。

1.2 风储系统惯量响应

随着新能源的快速发展,新能源发电设备也通过虚拟惯性控制、虚拟同步技术等提供虚拟惯量。以双馈风机为例,综合使用惯性控制和下垂控制后其频率响应如式(3)所示。

$$\Delta P_{ref} = K_d \frac{d\Delta f}{dt} - K_f \Delta f \quad (3)$$

式中: ΔP_{ref} 为风机有功功率变化量; K_d 、 K_f 分别为惯性系数和下垂系数。风机的虚拟惯量响应表现为风机内部电磁元件响应系统频率的变化,通过释放转子动能改变输出电磁功率,从而为电网提供有功支撑^[32]。采用转子动能控制时,风机能够响应外界扰动,释放转子动能,提供惯性响应。在惯性响应过程中,风电机组的旋转动能 E_w ^[33]可表示为:

$$E_w = \int J_w \omega_w d\omega_w = \int \frac{J_w \omega_w d\omega_w}{\omega_N d\omega_N} \omega_N d\omega_N \quad (4)$$

式中: J_w 为风机固有机械惯量; ω_w 为风机实际转子角速度。则风机的虚拟惯量 J_{ww} 可表示为:

$$J_{ww} = \frac{J_w \omega_w d\omega_w}{\omega_N d\omega_N} \approx \frac{\Delta \omega_w}{\Delta \omega_N} \times \frac{\omega_{w0}}{\omega_N} \times J_w \quad (5)$$

式中: $\Delta \omega_N$ 为同步角速度偏差; $\Delta \omega_w$ 为风机实际转子角速度偏差; ω_{w0} 为风机转速。

参考同步机的惯性时间常数定义,风机的虚拟惯性时间常数 H_w 为:

$$H_w = \frac{J_{ww} \omega_N^2}{2S_w} = \frac{\Delta \omega_w}{\Delta \omega_N} \times \frac{\omega_{w0}}{\omega_N} \times \frac{J_w \omega_N^2}{2S_w} \quad (6)$$

式中: S_w 为风机的额定容量。

虽然风机能够通过释放转子动能提供惯性支撑,但若释放太多能量,容易使得转速过低从而导致风机无法恢复正常运行。因此风机能够提供的最大惯量支撑 H_{wmax} 为:

$$H_{wmax} = \frac{\omega_{w0} - \omega_{min}}{\Delta \omega_N} \times \frac{\omega_{w0}}{\omega_N} \times \frac{J_w \omega_N^2}{2S_w} \quad (7)$$

式中: ω_{min} 为风机允许正常运行的最小转速。

储能可以平抑风功率波动,且储能的快速功率响应能力能够与风电机组配合,使新能源场站具备更加可靠的频率支撑储备。蓄电池储存的能量 E_B 可以表示为:

$$E_B = \int u_B i_B dt = u_B Q_N \gamma_{soc0} \quad (8)$$

式中: u_B 、 i_B 分别为蓄电池的电压和电流; Q_N 为蓄电池的额定容量; γ_{soc0} 为蓄电池初始荷电状态。

储能附加有功功率控制后,能够为系统提供惯性支撑,但需要建立静止能量与旋转动能的关系来衡量其虚拟惯量的大小。以旋转动能来表示蓄电池的储能 E_B ,为:

$$E_B = \int \frac{u_B i_B dt}{\omega_N d\omega_N} \omega_N d\omega_N = \int J_B \omega_N d\omega_N \quad (9)$$

式中: J_B 为蓄电池的虚拟惯量。参考风机的虚拟惯性时间常数,蓄电池的虚拟惯性时间常数 H_B 为:

$$H_B = \frac{J_B \omega_N^2}{2Q_N} = -H_G \frac{\omega_N \Delta \gamma_{soc}}{\gamma_{soc} \omega_N} \times \frac{E_B}{2E_G} \quad (10)$$

式中: E_G 为等容量的同步机储存的旋转动能; γ_{soc} 为

蓄电池荷电状态; $\Delta\gamma_{\text{soc}}$ 为蓄电池荷电状态变化量。

1.3 含新能源电力系统区域惯量响应

新能源在地理位置上分布不均, 导致不同区域惯量存在分散性, 为了降低惯量分布不均和频率响应分散性对估计精度的影响, 文中对电力系统进行分区估计。根据单个同步发电机的惯量计算公式, 可以拓展到含新能源机组某区域惯量的计算。将图1所示区域等效为一台等值同步发电机, 其中, $P_1—P_4$ 为断面功率, $L_1—L_3$ 为区域负荷, 该等值同步发电机的等效惯量响应可由式(11)表示^[17]。

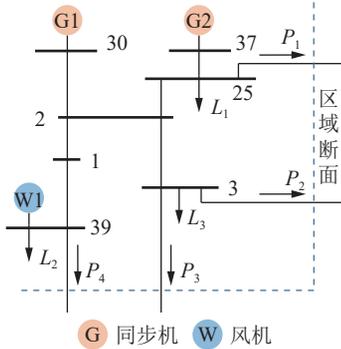


图1 区域划分

Fig.1 Regional division

$$2H_r \frac{d\Delta f_r}{dt} = \Delta P_{\text{mr}} - \Delta P_{\text{Lr}} - \Delta P_{\text{cut}} - D_r \Delta f_r \quad (11)$$

式中: H_r 、 D_r 分别为区域等效惯量和阻尼; Δf_r 为区域频率偏差; ΔP_{mr} 为区域内同步机和新能源机组的机械功率增量; ΔP_{Lr} 为区域内负荷增量; ΔP_{cut} 为区域断面的功率增量。 ΔP_{mr} 、 ΔP_{Lr} 、 ΔP_{cut} 共同构成区域不平衡功率增量 ΔP_r 。

计算出每个区域的惯量后, 可以根据在线容量计算求解全网等效惯量 H_{sys} 。

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (12)$$

式中: H_i 为第 i 个区域计算得到的等效惯量; n 为区域总数; S_i 为第 i 个区域的在线容量。

2 电网区域惯量估计

2.1 频率测量节点的选择

对于惯量分布不均匀的系统, 系统中每个节点的频率都有差异, 对系统进行分区虽然能有效降低频率响应的分散性, 但若随机选择测量节点, 则会造成测量结果的不确定性和波动性。对于存在多个节点的区域, 可分别计算其皮尔逊相关系数来筛选最接近惯性中心频率的节点。

某一区域中某 2 个节点 x 、 y 的皮尔逊相关系数 $\rho_{x,y}$ 为:

$$\rho_{x,y} = \frac{\sum_{j=1}^k (x_j - X_j)(y_j - Y_j)}{\sqrt{\sum_{j=1}^k (x_j - X_j)^2 (y_j - Y_j)^2}} \quad (13)$$

式中: x_j 、 y_j 分别为节点 x 、 y 第 j 个频率数据样本; X_j 、 Y_j 分别为节点 x 、 y 第 j 个频率数据样本的平均值; k 为频率数据样本总数。皮尔逊相关系数越接近 1 则二者相关性越强, 比较某节点与该区域其他节点的皮尔逊相关系数, 并得到总皮尔逊相关系数, 最终总皮尔逊相关系数最大的节点即为频率测量节点。

2.2 电力系统分区方法

近年来, 随着新能源渗透率的增加, 电力系统惯量分布更加不均匀, 频率响应也更为分散, 因此可以对电力系统进行分区。

谱聚类算法是一种基于图论的聚类算法, 通过对数据点之间的相似性矩阵进行特征分解, 将数据点划分到不同的簇中, 适用于电力系统的区域划分。根据节点之间的电气距离来计算相似性, 对于具有 p 个节点的电力系统, 构建一个 $p \times p$ 的相似性矩阵 P , 其元素 P_{ij} 表示节点 i 和节点 j 之间的相似性权重。节点 i 和 j 之间的电气联系越紧密, 则 P_{ij} 的值越大。根据相似性矩阵, 计算电力系统图的拉普拉斯矩阵 L , $L = M - P$ 。其中 M 为对角矩阵, 其对角元素 M_{ii} 可表示为:

$$M_{ii} = \sum_{j=1}^p P_{ij} \quad (14)$$

对拉普拉斯矩阵进行特征分解, 得到其特征值和特征向量。选择前 q 个最小的非零特征值所对应的特征向量, 将这些特征向量组成一个 $p \times q$ 的矩阵, 每一行对应一个节点在 q 维特征空间中的坐标。最后使用聚类算法对这些坐标进行聚类, 将电力系统的节点划分到 q 个不同的区域中。

2.3 DMD 原理

一个 N 维系统状态方程为:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (15)$$

式中: \mathbf{x} 为状态变量; \mathbf{A} 为状态矩阵。当状态变量难以测量时, 可以用可量测量 \mathbf{X} 建立状态方程。对可量测量 \mathbf{X} 采样 M 次得到量测数据矩阵 \mathbf{X}_d 为:

$$\mathbf{X}_d = [\mathbf{X}_1 \quad \mathbf{X}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{X}_M] \quad (16)$$

提取数据矩阵 \mathbf{X}_d 的前 $M-1$ 和后 $M-1$ 组数据, 分别形成过去数据矩阵 \mathbf{X}_{d1} 和当前数据矩阵 \mathbf{X}_{d2} :

$$\begin{cases} \mathbf{X}_{d1} = [\mathbf{X}_1 & \mathbf{X}_2 & \cdots & \mathbf{X}_{M-1}] \\ \mathbf{X}_{d2} = [\mathbf{X}_2 & \mathbf{X}_3 & \cdots & \mathbf{X}_M] \end{cases} \quad (17)$$

离散状态矩阵 A_d 可由 X_{d1} 和 X_{d2} 表示:

$$A_d = X_{d2} X_{d1}^{-1} \quad (18)$$

DMD 计算第一步是将矩阵 X_{d1} 进行奇异值分解(singular value decomposition, SVD):

$$X_{d1} = U \Sigma V^* \quad (19)$$

式中: U 、 V 为酉矩阵; Σ 为奇异值对角阵; $*$ 为复共轭。

一般情况下, 数据矩阵 X_{d1} 的维度较大, 难以计算, 但所有系统量测量都具有低秩结构, 记 \bar{X}_{d1} 为低秩结构的 X_{d1} :

$$\bar{X}_{d1} = U_r \Sigma_r V_r \quad (20)$$

式中: U_r 、 V_r 为低秩结构酉矩阵; Σ_r 为低秩结构奇异值对角阵。

同时, 可以计算 X_{d1} 在低秩结构下的逆:

$$\bar{X}_{d1}^{-1} = V_r \Sigma_r^{-1} U_r^* \quad (21)$$

联立式(18)和式(21)可得到 A_d 的降阶矩阵 \bar{A}_d :

$$\bar{A}_d = X_{d2} V_r \Sigma_r^{-1} U_r^* \quad (22)$$

由于矩阵仍然过于庞大, 对其进行相似变换, 将其投影到低秩子空间中:

$$\bar{A}_{dd} = U_r^* X_{d2} V_r \Sigma_r^{-1} \quad (23)$$

式中: $\bar{A}_{dd} \in \mathbf{R}^{r \times r}$, r 为阶数, 对于低阶近似矩阵, 可以直接求取特征值和特征向量。

$$\bar{A}_{dd} W = W \lambda \quad (24)$$

式中: W 为特征向量; λ 为特征值矩阵。 W 是在低维空间计算得到, 可通过式(25)返回原始空间, 记为 Φ :

$$\Phi = X_{d2} V_r \Sigma_r^{-1} W \quad (25)$$

利用特征值和特征向量在时域上重构量测量:

$$x'(t) = \Phi e^{\Omega t} b = \sum_{i=1}^r \phi_i e^{\omega_i t} b_i \quad (26)$$

式中: $\Omega = \ln \lambda$; b 为初始值矩阵; ϕ_i 为第 i 个原始特征向量; ω_i 为 Ω 矩阵中第 i 个值; b_i 为初始值矩阵中第 i 个值。重构信号的初始值 $x(0)$ 可表示为:

$$x(0) = \Phi b \quad (27)$$

DMD 算法可通过量测量提取系统特征值和特征向量, 并重构量测信号。

2.4 基于 DMD 的区域惯量估计

通过广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)测量得到 n 个区域的不平衡功率变化数据集 ΔP_r 和区域频率偏差数据集 Δf_r , 作为原始数据集。

$$X = [\Delta P_r \quad \Delta f_r]^T \quad (28)$$

将采样 M 次得到的量测数据矩阵 X_d 运用 DMD 进行重构:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_r \\ \Delta f_r \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^{2n} e^{\omega_i t} b_i \begin{bmatrix} \phi_{i,\Delta P_r} \\ \phi_{i,\Delta f_r} \end{bmatrix} \quad (29)$$

式中: $\phi_{i,\Delta P_r}$ 、 $\phi_{i,\Delta f_r}$ 分别为 ΔP_r 、 Δf_r 的第 i 个原始特征向量。

将式(29)代入式(11), 得到区域惯量和阻尼关于特征值和特征向量的关系式:

$$2H \sum_{i=1}^{2n} \omega_i e^{\omega_i t} b_i \phi_{i,\Delta f_r} + D \sum_{i=1}^{2n} e^{\omega_i t} b_i \phi_{i,\Delta f_r} = - \sum_{i=1}^{2n} e^{\omega_i t} b_i \phi_{i,\Delta P_r} \quad (30)$$

式中: H 为惯量矩阵; D 为阻尼矩阵。

式(30)只有 n 个方程, 而待求量是 n 个区域的等效惯性和阻尼, 故无法求出精确解。可将系数的复数进行实部和虚部的正交投影, 拓展成 $2n$ 个方程, 由此可求得每个区域的等效惯量。

3 基于频率安全边界约束的新能源及储能在线惯量分配策略

3.1 新能源接入电网频率安全边界分析

电网受扰动后的频率响应曲线如图 2 所示, 其中 f_0 为扰动前电网频率, t_1 为到达频率最低点的时间。对于一次调频, 频率动态特征主要包括频率变化率、频率最低点和频率恢复点。我国尚未对频率变化率和频率恢复点做出明确规定, 而对于频率最低点, GB/T 15945—1995 中对电力系统正常运行和受到大扰动下的频率偏差有严格规定^[34], 故文中以频率偏差为安全边界进行分析。

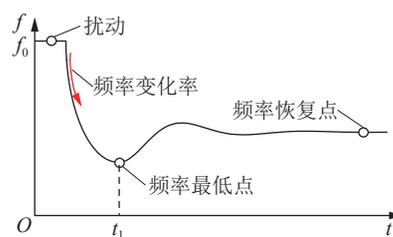


图 2 频率响应曲线

Fig.2 Frequency response curve

电网受扰后的频率偏差主要与惯量和扰动大小有关。突发大扰动事件时, 对于低惯量系统, 电力系统频率可能突破安全边界, 而新能源的虚拟惯量具有灵活调控的能力, 根据扰动大小可灵活调控虚拟惯量大小, 从而保证频率安全。

3.2 新能源及储能惯量在线配置策略

电网受扰后的最大频率偏差 Δf_{\max} ^[35] 为:

$$\Delta f_{\max} = f_0 \frac{P_d}{4H_{\text{sys}}} t_1 \quad (31)$$

式中: P_d 为扰动功率大小。

电网受扰后的频率最低点主要与惯量和扰动

大小有关, 根据安全允许最大频率偏差和扰动的大小可以计算临界惯量。考虑安全允许最大频率偏差的临界惯量为:

$$H_c = \frac{f_0 P_d}{4\Delta f_c} t_1 \quad (32)$$

式中: H_c 为保证频率安全边界的临界惯量; Δf_c 为安全允许最大频率偏差。

新能源需要配置的临界虚拟惯量 H_N 为:

$$H_N = \frac{H_c - H_{\text{sys}}}{K} + H_A \quad (33)$$

式中: K 为新能源渗透率; H_A 为原虚拟惯量。

基于区域惯量估计的考虑频率安全边界约束的新能源虚拟惯量在线配置策略如图3所示。由WAMS监测区域的不平衡功率和频率, 将各个区域的数据代入DMD进行计算重构, 得到区域惯量和阻尼的表达式, 将表达式进行正交投影后求解得到各个区域的惯量, 每5 min根据系统的常态化负荷扰动重复上述步骤, 实时更新系统区域惯量。当监测到系统发生大扰动时, 根据安全允许最大频率偏差分别计算每个区域的临界惯量。若区域惯量小于临界惯量, 则进行惯量配置, 向新能源机组发送调度虚拟惯量指令, 根据式(33)对新能源虚拟惯量进行配置。风机具有波动性、间歇性等特点, 当风速较低时, 风机难以提供足够的惯性支撑, 此时储能系统参与辅助调节虚拟惯量, 保证能够提供足够的惯性支撑。即对比新能源需配置的临界虚拟惯量 H_N 与风机最大惯量支撑 $H_{w_{\text{max}}}$, 若风机不足以支持系统惯量, 则储能进行惯量配置。为保护储能电池的寿命, 储能电池的充放电时间一般不低于2 h, 而系统频率响应时长较短, 因此储能参与虚拟惯量配置时可直接按规定充放电时间内的最大虚拟惯量进行配置。

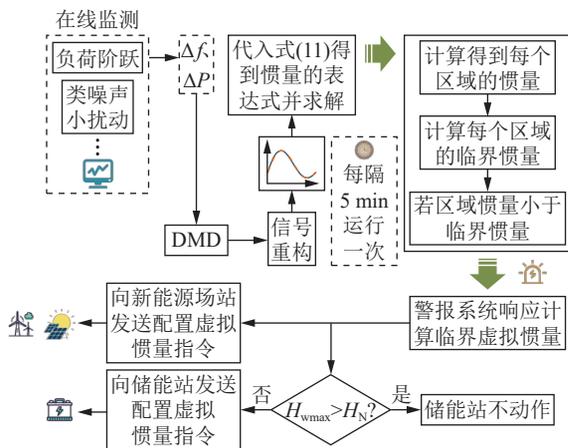


图3 周期性在线惯量估计和配置策略

Fig.3 Online periodic virtual inertia estimation and allocation strategy

4 算例分析

为验证文中所提方法的有效性, 采用含风储系统的IEEE 10机39节点系统进行仿真分析。

4.1 区域惯量估计方法验证

含风储系统的IEEE 10机39节点系统模型如图4所示。该系统共有39条母线、19处负荷、34条传输线和10台发电机(G1—G10), 其中G1为外部电网等值机组, G3、G7和G8为配备虚拟惯量的风电机组, 风速为11 m/s, 系统总容量为2 235 MW。运用谱聚类算法对含新能源的10机39节点系统进行分区, 分成4个区域^[36], 由皮尔逊相关系数计算得到4个区域的频率采样节点, 分别为节点39、节点6、节点25、节点23。

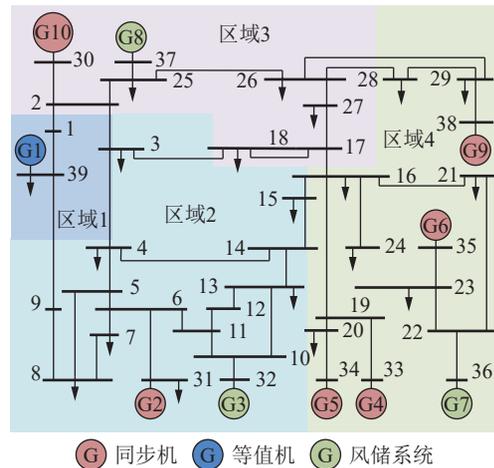


图4 IEEE 10机39节点系统

Fig.4 IEEE 10-machine 39-node system

4.1.1 大扰动下惯量估计结果验证

大扰动过程模拟: 系统稳定运行时, 在区域2的母线7处突增负荷300 MW, 将4个区域的频率和功率信号代入DMD算法进行信号重构。为提高DMD算法的精度, 对信号进行分段辨识, 以步长为1 s的移动数据窗将4个区域的频率和功率信号中前5 s时间段的有功功率和频率数据分成5段。分别应用DMD进行系统状态特征提取, 并计算惯量, 剔除离群值后取其平均值。以1 s—2 s数据为例, 提取到的特征值如表1所示, 包含2个负特征根和3对代表系统的机电振荡模式的共轭特征根。根据获取的特征值和特征向量在时域内进行信号重构, 原始信号与重构信号如图5所示。

为量化重构信号的拟合效果, 引入拟合准确度评价指标 R_f 。

表 1 DMD 从量测量数据中提取到的特征值
Table 1 Eigenvalues extracted by DMD from measurement data

编号	特征值	编号	特征值
1	-7.962	5	-0.672+j2.677
2	-2.260+j4.571	6	-0.672-j2.677
3	-2.260-j4.571	7	-1.149+j3.273
4	-0.302	8	-1.149-j3.273

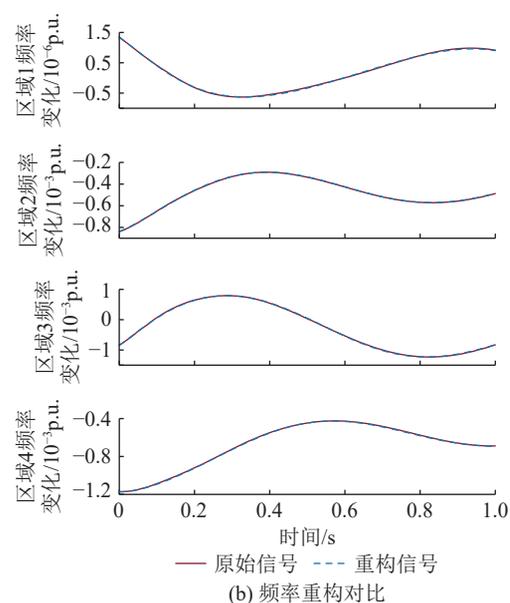
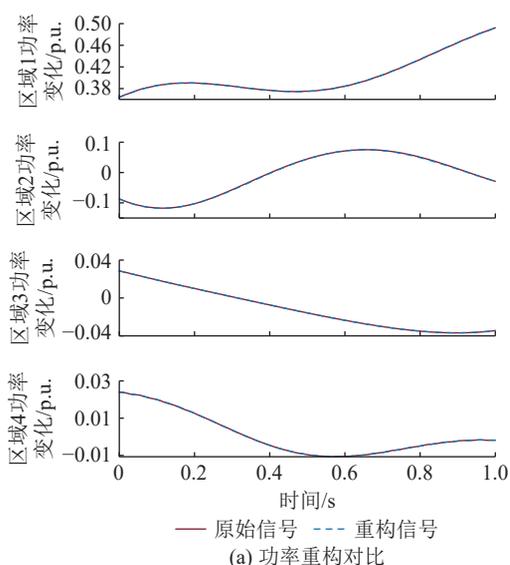


图 5 功率变化和频率变化的原始信号与重构信号对比
Fig.5 Comparison of original signals and reconstructed signals with active power and frequency changes

$$R_f = \left[1 - \frac{\sum_{z=1}^R (x_f(z) - \hat{x}_f(z))^2}{\sum_{z=1}^R x_f^2(z)} \right] \times 100\% \quad (34)$$

式中: R 为采样点数; $x(z)$ 为第 z 个原始采样数据; $\hat{x}_f(z)$ 为第 z 个重构信号数据。 R_f 越大则拟合程度

越高,反之则越低。

由式(34)计算得到 4 个区域功率和频率的拟合度,如表 2 所示,频率和功率重构信号的拟合度均超过 99%,说明利用 DMD 算法重构的信号与原始信号能较好拟合,同时证明 DMD 提取系统状态特征的准确性较高。含新能源的 IEEE 10 机 39 节点系统各区域的等效惯量辨识值如表 3 所示,可见该方法辨识准确度较高,最大误差仅为 2.66%。

表 2 重构信号对原始信号的拟合度
Table 2 Fitting ratio of the reconstructed signal to the original signal

区域编号	频率拟合度/%	功率拟合度/%
1	99.12	99.88
2	99.78	99.90
3	99.67	99.86
4	99.24	99.85

表 3 大扰动下分区系统惯量估计结果
Table 3 Inertia estimation results of partitioned systems under large disturbances

区域编号	惯量真实值/s	惯量估计值/s	相对误差/%
1	50.00	51.33	2.66
2	4.23	4.15	1.89
3	7.32	7.20	1.64
4	7.63	7.73	1.31

4.1.2 小扰动下惯量估计结果验证

随机负荷小扰动模拟:分别在母线 7、母线 13、母线 15、母线 23、母线 26、母线 29 处加入小幅随机变化负荷,以反映系统中的负荷扰动。

随机截取 10 s 内区域 2 的有功功率和频率信号,鉴于随机负荷扰动产生的类噪声信号具有较大随机性,为减小计算结果偶然性,取 1 s 为时间窗,采用分段辨识、剔除离群值后取平均值的方案对 10 s 内各区域进行惯量估计。以区域 2 为例,图 6 为随机负荷波动下的类噪声数据,图 7 为 DMD 重构效果,拟合度分别为 99.08% 和 99.43%,可见在小扰动下 DMD 对于信号的重构也具有较高精度。计算 10 s 内 4 个区域的惯量并取均值,结果如表 4 所示,结果显示惯量估计误差均在 5% 以内。

4.2 虚拟惯量配置策略验证

电力系统正常频率偏差允许值为 0.2 Hz,当系统容量较小时,最大频率偏差值不能超过 0.5 Hz。文中以 0.5 Hz 为安全允许最大频率偏差进行虚拟惯量配置。

由 4.1 节惯量估计结果可知,区域 2 属于低惯量区域,面临频率越限的风险,若受到大扰动,区域

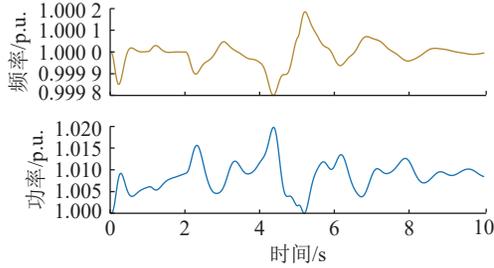


图 6 随机负荷波动下区域 2 的频率功率响应

Fig.6 Frequency and power response of region 2 under random load fluctuations

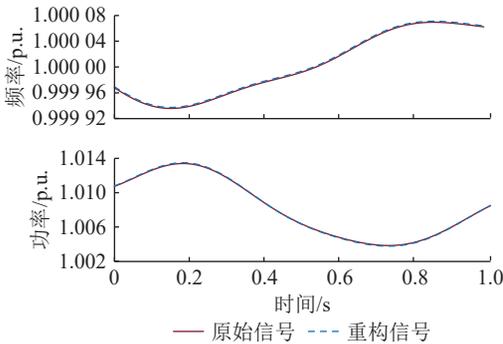


图 7 区域 2 单个时间窗的信号重构

Fig.7 Signal reconstruction of region 2 within a single time window

表 4 小扰动下分区系统惯量估计结果

Table 4 Inertia estimation results of partitioned systems under small disturbances

区域编号	惯量真实值/s	惯量估计值/s	相对误差/%
1	50.00	48.92	2.16
2	4.23	4.02	4.96
3	7.32	7.11	2.87
4	7.63	7.42	2.75

2 的频率最可能跌破 49.5 Hz, 此时须紧急配置 G3 的虚拟惯量, 提升区域 2 的总体惯量, 防止频率越限。

0.5 s 时, 在区域 2 的母线 7、13、15 处施加总共 30% 负荷阶跃扰动, 此时安装在各个节点的功率变送器监测到该区域的不平衡功率, 由式(31)计算可知最大频率偏差将超过 0.5 Hz, 须紧急配置虚拟惯量。通过式(32)计算得到区域 2 的临界惯量为 4.41 s, 大于实际惯量, 因此须配置新能源的惯量, 由式(33)计算得到风力发电机 G3 需要配置的临界虚拟惯量为 5.61 s, 根据风机当时的状态和转子角速度, 由式(7)计算得到风机的最大惯量支撑满足系统所需的惯量支撑。图 8 为配置虚拟惯量前后区域 2 的频率响应曲线。结果显示配置风机虚拟惯量后, 系统频率偏差保持在安全边界以内。

在电网实际运行中, 由于风机等新能源具有波

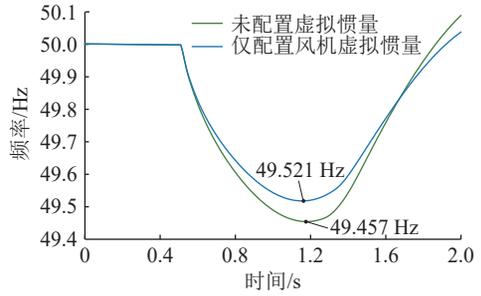


图 8 配置虚拟惯量前后频率响应对比

Fig.8 Comparison of frequency response before and after configuring virtual inertia

动性、间歇性等特征, 当风机由于风速较小不能提供足够的虚拟惯量支撑时, 可调配储能系统进行虚拟惯量配置。0.5 s 时, 在区域 2 的母线 7、13、15 处施加总共 33% 负荷阶跃扰动, 并且将风力发电机 G3 的风速降低为 10 m/s, 此时风机的转速下降, 风机的最大惯量支撑减小, 由式(32)计算得到区域 2 的临界惯量为 4.85 s, 因此需要配置虚拟惯量, 由式(33)计算得到风力发电机 G3 需要配置的临界虚拟惯量为 6.81 s, 风机不足以支撑系统惯量, 储能参与辅助配置虚拟惯量, 系统频率响应曲线如图 9 所示。由图 9 可以看出, 当风机风速较低, 惯量支撑弱时, 配置储能的虚拟惯量能够有效弥补系统惯量的不足, 提升系统频率的安全性。

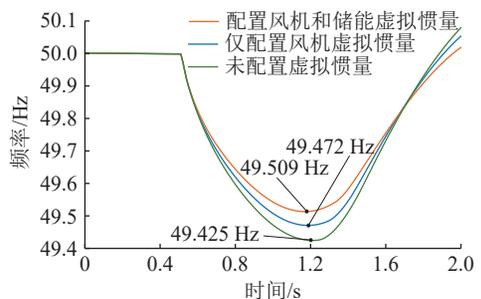


图 9 配置储能和风机虚拟惯量后频率响应对比

Fig.9 Comparison of frequency response after configuring energy storage virtual inertia and wind turbine virtual inertia separately

5 结论

文中提出一种新能源接入电力系统分区惯量估计方法, 基于新能源及储能虚拟惯量的灵活调配能力, 对新能源及储能虚拟惯量进行在线配置。主要结论如下:

- (1) 针对惯量分布不均的特点, 提出分区惯量估计方法。由皮尔逊相关系数确定区域最佳频率测量节点, 通过 DMD 估计区域等效惯量, 大扰动下惯量估计误差均在 3% 以内, 随机负荷小扰动下惯量估计误差均在 5% 以内, 具有较高精度。

(2) 通过常态化负荷波动数据定期计算区域实际惯量, 受到大扰动时, 向新能源机组调度虚拟惯量供给, 周期运行方式使新能源机组能够及时感知电网惯量需求, 保证电网的频率安全。

(3) 由于风机光伏等新能源都具有间歇性, 依靠储能的速度性和稳定性能够在风机风速较小时提供足够的虚拟惯量进行协调配置。

参考文献:

- [1] ZHANG W Q, WEN Y F, CHUNG C Y. Inertia security evaluation and application in low-inertia power systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2025, 40(2): 1725-1737.
- [2] 傅国斌, 杨凯璇, 孙海斌, 等. 低惯量电力系统频率安全约束优化运行研究综述与展望[J]. *中国电力*, 2025, 58(9): 148-163.
FU Guobin, YANG Kaixuan, SUN Haibin, et al. Frequency security constrained optimal operation of low-inertia power systems: review and prospects[J]. *Electric Power*, 2025, 58(9): 148-163.
- [3] SHEN Y K, WU W C, WANG B, et al. Optimal allocation of virtual inertia and droop control for renewable energy in stochastic look-ahead power dispatch[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(3): 1881-1894.
- [4] 张礼浩, 刘翔宇, 顾雪平, 等. 新型电力系统频率安全稳定研究综述及展望[J]. *浙江电力*, 2024, 43(10): 12-26.
ZHANG Lihao, LIU Xiangyu, GU Xueping, et al. Review and prospects of frequency security and stability research in new-type power systems[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2024, 43(10): 12-26.
- [5] 莫维科, 雷剑雄, 陈亦平, 等. 典型独立同步电网新能源高渗透率运行中的频率稳定挑战与应对措施(上)[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(16): 177-187.
MO Weike, LEI Jianxiong, CHEN Yiping, et al. Frequency stability challenges and countermeasures in typical isolated synchronous power grids with high penetration of renewable energy (part I)[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(16): 177-187.
- [6] 莫维科, 叶恺, 陈亦平, 等. 典型独立同步电网新能源高渗透率运行中的频率稳定挑战与应对措施(下)[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(18): 178-187.
MO Weike, YE Kai, CHEN Yiping, et al. Frequency stability challenges and countermeasures in typical isolated synchronous power grids with high penetration of renewable energy (part II)[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(18): 178-187.
- [7] MAGDY G, BAKEER A, ALHASHEEM M. Superconducting energy storage technology-based synthetic inertia system control to enhance frequency dynamic performance in microgrids with high renewable penetration[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(4): 1-13.
- [8] TAN B D, ZHAO J B, 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.
- [9] WANG T, JIN M X, LI Y D, et al. Adaptive damping control scheme for wind grid-connected power systems with virtual inertia control[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, 37(5): 3902-3912.
- [10] 杨黎, 兰怡希, 林玲, 等. 风储系统中储能虚拟惯量评估与频率支撑技术[J]. *浙江电力*, 2024, 43(6): 52-60.
YANG Li, LAN Yixi, LIN Ling, et al. A virtual inertia assessment and frequency support technology for wind-storage power generation system[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2024, 43(6): 52-60.
- [11] 沈赋, 曹旻, 徐潇源, 等. 高比例可再生能源电力系统惯量预测方法研究综述[J]. *电力建设*, 2025, 46(8): 116-128.
SHEN Fu, CAO Yang, XU Xiaoyuan, et al. A review of inertia prediction methods for power system with high penetration renewable energy sources[J]. *Electric Power Construction*, 2025, 46(8): 116-128.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] ZOGRAFOS D, GHANDHARI M, ERIKSSON R. Power system inertia estimation: utilization of frequency and voltage response after a disturbance[J]. *Electric Power Systems Research*, 2018, 161: 52-60.
- [15] ZHANG J B, XU H C. Online identification of power system equivalent inertia constant[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2017, 64(10): 8098-8107.
- [16] 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.
- [17] 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, 4723.
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, 4723.
- [18] 黄海东, 徐云清, 张琦兵, 等. 基于贝叶斯推理的电力系统转动惯量和新能源虚拟惯量估计方法[J]. *可再生能源*, 2024, 42(11): 1546-1553.
HUANG Haidong, XU Yunqing, ZHANG Qibing, et al. Esti-

- mation method of rotational inertia of power system and virtual inertia of new energy based on Bayesian inference[J]. *Renewable Energy Resources*, 2024, 42(11): 1546-1553.
- [19] ZHANG J H, MEN Y X, DING L Z, et al. Gray-box modeling for distribution systems with inverter-based resources: integrating physics-based and data-driven approaches[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2024, 60(4): 5490-5498.
- [20] LIU K, XU Y J, GU W, et al. A Bayesian approach for online inertia estimation of synchronous and nonsynchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2024, 73: 1006012.
- [21] 江叶峰, 夏宇翔, 施琳, 等. 基于频率空间特性和灵敏度分析的惯量配置方法[J]. *电力自动化设备*, 2025, 45(5): 209-217. JIANG Yefeng, XIA Yuxiang, SHI Lin, et al. Inertia allocation method based on spatial frequency characteristic and sensitivity analysis[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2025, 45(5): 209-217.
- [22] 米阳, 王沛林, 周杰, 等. 基于电力系统分区惯量估计的储能容量配置策略[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(7): 13-20. MI Yang, WANG Peilin, ZHOU Jie, et al. Energy storage capacity configuration strategy based on partitioned inertia estimation of power system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(7): 13-20.
- [23] 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. 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.
- [24] TUTTELBERG K, KILTER J, WILSON D, et al. Estimation of power system inertia from ambient wide area measurements [C]//2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Atlanta, GA, USA. IEEE, 2020: 1.
- [25] 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. 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.
- [26] 顾雨嘉, 郭金鹏, 李宏强, 等. 含主动频率支撑风机的电力系统分区频率响应模型[J/OL]. *电气工程学报*, 2025: 1-11. (2025-02-06)[2025-07-11]. <https://link.cnki.net/urlid/10.1289.TM.20250206.1031.002>. GU Yujia, GUO Jinpeng, LI Hongqiang, et al. A system distributed frequency response model for wind turbines with active frequency support[J/OL]. *Journal of Electrical Engineering*, 2025: 1-11. (2025-02-06)[2025-07-11]. <https://link.cnki.net/urlid/10.1289.TM.20250206.1031.002>.
- [27] PENG Q, TANG Z T, YANG Y H, et al. Event-triggering virtual inertia control of PV systems with power reserve[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021, 57(4): 4059-4070.
- [28] 张雯欣, 吴琛, 黄伟, 等. 考虑频率二次跌落的系统频率特征评估及风电调频参数整定[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(8): 11-19. ZHANG Wenxin, WU Chen, HUANG Wei, et al. Evaluation of system frequency characteristic and parameter setting of frequency regulation for wind power considering secondary frequency drop[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(8): 11-19.
- [29] 王祺, 余鹏, 郭建伟, 等. 风机参与系统一次调频虚拟惯量优化控制[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(16): 6368-6380. WANG Qi, YU Peng, GUO Jianwei, et al. Virtual inertia optimization control of the system's primary frequency modulation with wind turbine participation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(16): 6368-6380.
- [30] KUNDUR P. *Power system stability and control*[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [31] 徐波, 章林炜, 俞向栋, 等. 基于系统辨识的电力系统惯量在线评估改进方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(18): 62-69. XU Bo, ZHANG Linwei, YU Xiangdong, et al. An improved method of power system inertia online estimation based on system identification[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(18): 62-69.
- [32] 徐鹏超, 李琰, 田新首, 等. 附加转速优化虚拟惯性控制的双馈风机一次调频研究[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(23): 9400-9407. XU Pengchao, LI Yan, TIAN Xinshou, et al. Primary frequency regulation of doubly-fed induction generator based on additional speed optimization virtual inertia control[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(23): 9400-9407.
- [33] 张祥宇, 朱永健, 付媛. 基于系统惯量需求的风储协同快速频率响应技术[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(14): 5415-5429. ZHANG Xiangyu, ZHU Yongjian, FU Yuan. Wind storage collaborative fast frequency response technology based on system inertia requirements[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(14): 5415-5429.
- [34] 国家技术监督局. 电能质量 电力系统频率允许偏差: GB/T 15945—1995[S]. 北京: 中国标准出版社, 2004. State Bureau of Quality and Technical Supervision of the People's Republic of China. *Quality of electric energy supply Permissible deviation of frequency for power system: GB/T 15945-1995*[S]. Beijing: Standards Press of China, 2004.
- [35] 张英敏, 彭泽峰, 彭乔, 等. 预测新能源接入电网受扰后频率最低点的通用 ASF 模型[J]. *电网技术*, 2023, 47(5): 1788-1799.

ZHANG Yingmin, PENG Zefeng, PENG Qiao, et al. Generic ASF model of new-energy-integrated power grid for frequency nadir estimation under disturbance[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(5): 1788-1799.

[36] 刘可真, 谭化平, 杨春昊, 等. 考虑系统分区与节点频率动态响应的电力系统区域惯量估计方法[J]. *电力自动化设备*, 2025, 45(5): 200-208.

LIU Kezhen, TAN Huaping, YANG Chunhao, et al. Power system regional inertia estimation method considering system partitioning and dynamic response of node frequency[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2025, 45(5): 200-208.

Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(5): 200-208.

作者简介:



吴仁杰

吴仁杰(1999), 男, 硕士在读, 研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: wurenjie1999@163.com);

江琴(1994), 女, 博士, 助理研究员, 研究方向为电力系统稳定与控制;

李保宏(1986), 男, 博士, 副教授, 研究方向为柔性直流输电。

Regional inertia estimation and virtual inertia configuration of new energy connected power system

WU Renjie, JIANG Qin, LI Baohong, LIU Tianqi

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The increasing integration of renewable energy sources has caused spatially and temporally uneven inertia distribution in power systems. This paper proposes a regional inertia estimation and virtual inertia configuration method using dynamic mode decomposition (DMD). A regional equivalent inertia model is established based on inertia estimation theory for renewable-penetrated power systems. The power system is partitioned via spectral clustering, and frequency measurement nodes are selected according to Pearson correlation coefficients of regional nodes. Regional inertia is then estimated through the DMD method. Critical regional inertia requirements are calculated based on frequency security constraints to configure virtual inertia for renewable energy and energy storage systems. An improved IEEE 10-machine 39-node model with wind-storage systems is implemented in PSCAD for validation. Simulation results demonstrate that the proposed method achieves regional inertia estimation with errors below 5%. The online virtual inertia configuration strategy for wind turbines and energy storage systems effectively prevents frequency violations and enhances frequency security and stability.

Keywords: new energy; regional inertia; inertia estimation; virtual inertia; inertia configuration; dynamic mode decomposition (DMD)

(编辑 方晶)