

基于 WRLS-ARMAX 系统辨识的新能源电力系统惯量评估

刘志坚, 洪朝飞, 郭 成*, 张馨媛
(昆明理工大学 电力工程学院, 云南 昆明 650500)

Inertia Estimation of New Energy Power System Based on WRLS-ARMAX System Identification

LIU Zhijian, HONG Chaofei, GUO Cheng*, ZHANG Xinyuan

(Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

Abstract: With the high proportion of new energy units integrated into the power grid, the low inertia characteristic of the power system become more and more significant, which seriously affects the stability of the system operation. In order to accurately estimate the inertia of new energy power grid in actual operation state, a new energy power system equivalent inertia estimation method based on weighted recursive least squares (WRLS) -auto-regressive moving average exogenous (ARMAX) system identification is proposed. Firstly, a general inertia analytical model of generator power-frequency response characteristics under different disturbance conditions is established with the generator as the object. Secondly, the ARMAX model is established by taking the generator grid-connected bus active power and frequency disturbances as inputs and outputs. Considering that the actual power grid operation process is jointly affected by both large and small perturbations, the actual measurement data is heteroscedasticity, and the to-be-identified parameters in the model are solved by WRLS. Then, the transfer function model containing the inertia response in the identification model is extracted, and the inertia time constant of the inertia source is calculated using the step response, and the equivalent inertia of the system is calculated. Finally, the accuracy and practicability of the proposed method are verified by Matlab/Simulink simulation examples.

Key words: weighted recursive least squares; system

identification; new energy power system; inertia estimation; power-frequency response

摘 要: 随着高比例新能源机组并入电网,电力系统低惯量特性愈加显著,严重影响了系统运行稳定性。为了准确估计新能源电网实际运行状态下的惯量大小,提出了一种基于加权递推最小二乘(WRLS)-受控自回归滑动平均(ARMAX)系统辨识的新能源电力系统等效惯量评估方法。首先,以发电机为对象,建立不同扰动情况下发电机功频响应特性的通用惯量解析模型;其次,以发电机并网母线有功功率和频率扰动作为输入和输出,建立 ARMAX 模型,考虑到实际电网运行过程中受大、小扰动共同影响,实际测量数据具有异方差性,采用 WRLS 求解模型中的待辨识参数;然后,提取辨识模型中包含惯量响应的传递函数模型,利用阶跃响应计算惯量源的惯性时间常数,进而计算得到系统等效惯量大小;最后,通过 Matlab/Simulink 仿真算例验证了所提方法的准确性和实用性。

关键词: 加权递推最小二乘; 系统辨识; 新能源电力系统; 惯量评估; 功频响应

0 引言

由于全球煤炭资源危机和环境污染问题日益凸显,以风电、光伏为主的新能源发电成为了新型电力系统的必然趋势^[1-2]。随着越来越多的新能源机组通过电力电子换流器并入电网,传统同步发电机被不断替代。由于电力电子换流器会导致电源侧机组和电网频率发生解耦,新能源机组不能主动向系统提供惯量支撑,导致新能源高占比

基金项目: 国家自然科学基金(52367002);云南省联合基金重点项目(202201BE070001-15)

National Natural Science Foundation of China (52367002); Key Project of Yunnan Provincial Joint Foundation (202201BE070001-15)

电力系统惯量水平偏弱^[3]。近年来,由于惯量支撑能力不足而引发的系统频率稳定性问题时有发生,以南澳“9·28”、英国“8·9”为代表的大停电事故,其根本原因就是高比例新能源机组并入电网导致电力系统惯量支撑能力不足^[4-5]。因此,精确评估新能源电网的惯量大小,对合理评价电网频率支撑能力,保障电力系统安全稳定运行具有重要意义。

近年来,国内外学者对电力系统的惯量评估方法进行了大量的研究,按照扰动类型可主要分为基于大扰动的评估方法和基于小扰动的评估方法^[6]。基于大扰动的惯量评估方法主要是根据发电机摇摆方程测量出系统大扰动事故后的初始频率变化率和功率偏差数据来对系统惯量进行评估^[7]。文献[8]基于大扰动下的发电机惯量评估原理,提出一种基于差值计算法的分区系统惯量评估方法。文献[9]基于系统受到大扰动后的动能定理,定义了中心频率平方偏差概念,提出一种考虑频率分布特性的新能源电力系统等效惯量评估方法。文献[10]提出一种利用惯量中心的RoCoF计算系统功率缺额的方法,来评估系统等效惯量。文献[11]采用分段拟合改进多项式拟合算法计算惯性常数,提高了惯量评估算法的精确性。

基于小扰动的惯量评估方法主要是利用系统随机有功-频率数据建立系统频率响应的小信号分析模型^[12],通过系统辨识方法,识别发电机惯性响应模型来辨识电力系统惯量。文献[13]证明了系统惯量常数不仅可以基于扰动数据进行估算,利用同步相量测量装置(Phasor Measurement Unit, PMU)监测的稳态数据也可以基本实现实时的连续惯量评估。文献[14]建立了系统功频响应的输出误差模型,基于有功-频率类噪声扰动信息实现对系统等效惯量的连续估计。文献[15]利用随机时间窗数据构建了系统频率响应的低阶受控自回归滑动平均(Auto-Regressive Moving Average Exogenous, ARMAX)模型,实现系统惯量的自动快速估计。文献[16]采用赤池信息准则(Akaike Information Criterion, AIC)确定模型的阶次,避免惯量在线评估过程中模型阶次对评估结果的影响。文献[17]提出了一种利用电力系统正常运行时的监测数据在线估计系统等

惯量的方法,构建有功功率与母线频率的频域动态模型,将传递函数降阶后转换为时域函数以提取系统等效惯量。然而,上述方法均是对大扰动或小扰动下的系统惯量分别进行评估,未考虑实际电力系统受到大、小扰动共同作用时的惯量评估。

为实现电网实际运行状态下系统等效惯量的准确评估,本文提出了一种基于加权递推最小二乘(Weighted Recursive Least Squares, WRLS)-ARMAX系统辨识的新能源电力系统等效惯量评估方法。首先,在发电机运行中受到大、小扰动共同作用的条件下,建立不同扰动情况下发电机惯量统一解析模型;其次,以发电机并网母线的有功功率和频率扰动作为输入和输出,构建ARMAX模型来描述发电机功频响应动态过程;然后,采用WRLS求解模型中的待辨识参数,并提取辨识模型中包含惯量响应的传递函数模型,利用阶跃响应计算惯量源的惯性时间常数,进而得到系统等效惯量大小;最后,通过仿真算例验证所提方法的有效性和实用性。

1 电力系统惯量响应模型

1.1 发电机惯量响应

电力系统惯量即指系统阻抗自身运行状态改变的固有属性,表现为对外来扰动引发频率变化的抵抗作用。以单台同步发电机为例,其惯量可用额定角速度下的转子动能表示^[18]:

$$E_G = H_G S_G = \frac{1}{2} J \omega_n^2 \quad (1)$$

式中: E_G 为发电机惯量; H_G 为发电机等效惯性时间常数; S_G 为发电机额定容量; J 为转动惯量,同步发电机的转动惯量由自身参数决定,与当前运行状态无关; ω_n 为发电机转子额定角速度。

当系统受到功率扰动而导致系统频率波动时,同步发电机瞬时响应系统功率不平衡,将发电机转子存储的动能转化为惯量支撑功率,以抑制系统频率的快速变化^[19]。发电机的惯量响应可由转子运动方程表示:

$$\begin{cases} 2H_G \frac{d\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega \\ \frac{d\delta}{dt} = (\omega - 1)\omega_n \end{cases} \quad (2)$$

式中: ΔP_m 为发电机机械功率; ΔP_e 为发电机电磁

功率; D 为阻尼系数; $\Delta\omega$ 为发电机转子角速度偏差; δ 为转子功角; ω 为发电机转子角速度。

在实际电网运行过程中,系统受到的功率扰动可分为稳态小扰动和暂态大扰动,并且频率响应大扰动的同时还伴随着小扰动。下面将分析系统受到不同扰动情况下,频率响应过程中的惯量响应,为方便数据采集,以发电机出口母线频率作为发电机频率。

1.1.1 类噪声小扰动下的发电机惯量响应

电力系统大多数运行在频率稳态波动情况下,系统不断受到类噪声小扰动的影响,导致频率在额定频率附近波动。通常认为系统稳态运行情况下,系统频率波动较小,最大频率偏差不超过一次调频死区阈值 0.05 Hz,机组调速器在调频死区的限制下不动作^[20]。式(2)中 $\Delta P_m = 0$,系统频率变化仅受电力系统惯性响应影响。对式(2)进行拉普拉斯变换,转换成发电机频率偏差随时间变化的一阶传递函数形式,即:

$$s\Delta f_1(s) = -\frac{1}{2H_G}[\Delta P_e(s) + D\Delta f(s)] \quad (3)$$

$$G_{f_1}(s) = \frac{\Delta f(s)}{\Delta P_e(s)} = \frac{-1}{2H_G s + D} \quad (4)$$

式中: s 为拉普拉斯算子; Δf 为发电机频率偏差; $\Delta f_1(\cdot)$ 为类噪声小扰动下的发电机频率响应时域函数; $G_{f_1}(\cdot)$ 为类噪声小扰动下的发电机频率响应传递函数。

对 $G_{f_1}(s)$ 施加一个单位阶跃信号,并转化为时域解,如式(5)所示:

$$g_{f_1}(t) = -\frac{1}{2H_G}(1 - e^{-\frac{D}{2H_G}t}) \quad (5)$$

式中: $g_{f_1}(\cdot)$ 为转化为时域方程形式的传递函数,其初始幅值负倒数的一半为发电机惯性时间常数。

1.1.2 大扰动下的发电机惯量响应

当电力系统运行过程中发生暂态大扰动,系统中频率会发生较大的变化,频率变化将超过一次调频死区阈值 0.05 Hz,调速器开始动作。电力系统频率响应包含惯量响应和一次调频响应,用有理真分式 $G_{gov}(s)$ 来表征电力系统一次调频响应动态过程的传递函数^[12],则式(3)和式(4)可表示为

$$s\Delta f_2(s) = \frac{\Delta f(s)G_{gov}(s) - \Delta P_e(s) - D\Delta f(s)}{2H_G} \quad (6)$$

$$G_{f_2}(s) = -\frac{\frac{1}{2H_G s + D}}{1 + \frac{G_{gov}(s)}{2H_G s + D}} = \frac{-1}{2H_G s + D + G_{gov}(s)} \quad (7)$$

式中: $G_{gov}(\cdot)$ 为描述调速器与原动机一次调频动态的传递函数; $\Delta f_2(\cdot)$ 为大扰动下的发电机频率响应时域函数; $G_{f_2}(\cdot)$ 为大扰动下的发电机频率响应传递函数。

当 $t \rightarrow 0$ 时,有 $s \rightarrow \infty$,则根据式(2)并结合初值定理可得传递函数的初始激励响应为

$$sG_{f_2}(s) \big|_{s \rightarrow \infty} = \frac{-1}{2H_G + [D + G_{gov}(s)]} \frac{1}{s} = -\frac{1}{2H_G} \quad (8)$$

综上可得,充分考虑电力系统运行过程中受到稳态小扰动和暂态大扰动的影响,发电机频率响应模型的激励响应初值大小均由电网惯量决定,发电机惯性时间常数均可以通过评估频率响应传递函数及初始激励响应来获得,激励响应初始值在数值上始终等于所求惯量负倒数的一半。

1.2 系统整体惯量评估

电力系统等效惯量表示为所有提供惯量支撑的发电机提供惯量的总和,如式(9)所示:

$$E_{sys} = \sum_{i=1}^{N_i} H_i S_{Bi} + \sum_{j=1}^{M_j} H_j S_{Bj} \quad (9)$$

式中: N_i 为系统提供惯量支撑的同步发电机数量; H_i 和 S_{Bi} 分别为第 i 台发电机惯性时间常数和额定容量; M_j 为系统能够提供虚拟惯量支撑的新能源发电机组数量; H_j 和 S_{Bj} 分别为第 j 台新能源发电机组虚拟惯性时间常数和额定容量。

本文采用等效惯性时间常数 H_{sys} 来表示系统整体的惯量水平,如式(10)所示:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^{N_i} H_i S_{Bi} + \sum_{j=1}^{M_j} H_j S_{Bj}}{\sum_{i=1}^{N_i} S_{Bi} + \sum_{j=1}^{M_j} S_{Bj}} \quad (10)$$

因此,通过建立系统受到大、小扰动共同作用下的发电机频率响应模型,计算响应模型的单位

阶跃响应初始斜率来计算发电机惯性时间常数, 进而根据式(10)计算得到系统等效惯量大小。电力系统惯量评估过程如图1所示。

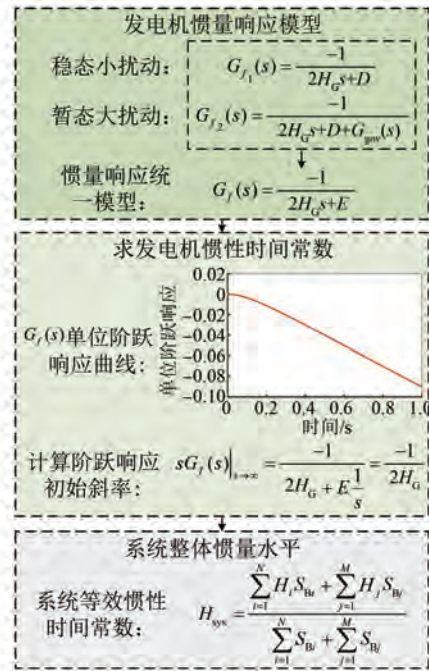


图1 电力系统惯量评估过程

Fig. 1 Inertia estimation process of power system

2 基于系统辨识的电力系统惯量评估

根据上述分析可知,电网受到扰动后的运行状态可用频率响应模型来表示。而系统频率响应模型的激励响应初值大小由电网惯量决定,因此求得系统频率响应模型的初始激励响应即可辨识出系统等效惯量。该过程属于参数辨识问题,考虑到电网正常运行过程中存在大量随机类噪声的干扰,导致频率响应模型辨识过程中存在不确定性,使得采用式(2)所示的基于机理建模结合模型优化的惯量评估方法鲁棒性较差^[14],并且系统频率响应过程中频率偏差和功率偏差数据强相关。因此采用基于系统输入输出数据的系统辨识方法能够更好地搭建系统频率响应模型,如式(11)所示:

$$A(q)y(t) = \frac{B(q)}{F(q)}u(t - n_k) + \frac{C(q)}{D(q)}e(t) \quad (11)$$

式中: $A(q)$ 、 $B(q)$ 、 $C(q)$ 、 $D(q)$ 及 $F(q)$ 的通用表达式为 $R(q) = 1 + r_1 q^{-1} + r_2 q^{-2} + \dots + r_{n_r} q^{-n_r}$, $R \in \{A,$

$B, C, D, F\}$, $r \in \{a, b, c, d, f\}$, q 为后移算子; n_a 、 n_b 、 n_c 、 n_d 、 n_f 分别为 $A(q)$ 、 $B(q)$ 、 $C(q)$ 、 $D(q)$ 、 $F(q)$ 的阶数; $u(t)$ 、 $y(t)$ 分别为系统输入、输出; $e(t)$ 为白噪声误差; n_k 为输入输出延迟,通常取0或1。

2.1 ARMAX 模型

ARMAX模型是系统辨识通用模型的一种衍生结构,是典型的方程误差类模型。该模型的特点为模型的系统动态和噪声部分具有共同极点,即式(11)中参数 $D(q)$ 、 $F(q)$ 设为1,系统动态和噪声部分的极点与多项式 $A(q)$ 相关^[21],则ARMAX模型表示的离散传递函数为

$$y(t) = \frac{B(z)}{A(z)}u(t) + \frac{C(z)}{A(z)}e(t) \quad (12)$$

式中: z 为 Z 变换算子; $u(t)$ 为输入项,即功率偏差; $y(t)$ 为输出项,即频率偏差; $e(t)$ 为噪声项; $B(z)/A(z)$ 为ARMAX模型的确定性部分,可表示为描述发电机功频响应特性的离散传递函数:

$$G(z) = \frac{B(z)}{A(z)} = \frac{b_1 z^{-1} + b_2 z^{-2} + \dots + b_{n_b} z^{-n_b}}{1 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2} + \dots + a_{n_a} z^{-n_a}} \quad (13)$$

式中: $a_1, a_2, \dots, a_{n_a}$ 和 $b_1, b_2, \dots, b_{n_b}$ 为离散传递函数模型的待求解系数。

将上述离散传递函数用拉普拉斯变换转化为连续传递函数, Z 变换算子 z 和拉普拉斯变换算子 s 之间的关系为 $z = e^{Ts} \approx 1 + Ts$, T 为序列的时间间隔。转换后的连续传递函数一般形式为

$$G(s) = \frac{b_{n-1} s^{n-1} + b_{n-2} s^{n-2} + \dots + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_0} \quad (14)$$

式中: $b_{n-1}, b_{n-2}, \dots, b_0$ 和 $a_n, a_{n-1}, \dots, a_0$ 为连续传递函数模型的待求解系数。

2.2 WRLS 辨识方法

实际电力系统运行过程中会受大、小扰动共同影响,导致运行数据的异方差性突出^[22],测量数据会有异常值存在。传统递推最小二乘(Recursive Least Squares, RLS)在求解模型过程中假定所有数据误差具有恒定方差,随着迭代次数增加,会出现数据饱和现象,影响算法的稳定性和收敛性,使得求解实际电网频率响应模型时误差偏大^[21]。为了更好地处理实际数据中的异常值,

提高数据对误差参数估计值的修正能力,本文在 RLS 算法的基础上引入误差权重,更好地处理数据的异方差性^[23]。将 ARMAX 模型改写成递推最小二乘形式,其表达式为

$$y(t) = - \sum_{i=1}^{n_a} a_i y(t-i) + \sum_{i=1}^{n_b} b_i u(t-i) + \sum_{i=1}^{n_c} c_i e(t-i) + e(t) = \boldsymbol{\varphi}^T(t) \boldsymbol{\theta} + e(t) \quad (15)$$

式中: a_i 、 b_i 和 c_i 为 ARMAX 模型的待估计参数; $\boldsymbol{\theta} = [\mathbf{a} \ \mathbf{b} \ \mathbf{c}]^T$, 且 $\boldsymbol{\theta} \in R^N$; $\boldsymbol{\varphi}(t)$ 为观测数据信息向量, 且 $\boldsymbol{\varphi}(t) \in R^N$, 具体表示如式(16)所示:

$$\begin{cases} N = n_a + n_b + n_c \\ \mathbf{a} = [a_1 \ a_2 \ \cdots \ a_{n_a}]^T \\ \mathbf{b} = [b_1 \ b_2 \ \cdots \ b_{n_b}]^T \\ \mathbf{c} = [c_1 \ c_2 \ \cdots \ c_{n_c}]^T \\ \boldsymbol{\varphi}(t) = [\boldsymbol{\psi}(t) \ e(t-1) \ \cdots \ e(t-n_c)]^T \\ \boldsymbol{\psi}(t) = [-y(t-1) \ \cdots \ -y(t-n_a) \\ \quad u(t-1) \ \cdots \ u(t-n_b)]^T \end{cases} \quad (16)$$

式中: $u(t)$ 、 $y(t)$ 为输入、输出数据, $t=1, 2, \dots, L$, L 为数据数量; $\boldsymbol{\psi}(t)$ 为伪测量向量, 且 $\boldsymbol{\psi}(t) \in R^{n_a+n_b}$ 。

系统待估计参数向量的最小二乘估计 $\hat{\boldsymbol{\theta}}$ 可表示为

$$\hat{\boldsymbol{\theta}} = (\boldsymbol{\Phi}^T \boldsymbol{\Phi})^{-1} \boldsymbol{\Phi}^T \mathbf{Y} \quad (17)$$

式中: $\mathbf{Y} = [y(1) \ y(2) \ \cdots \ y(L)]^T \in R^L$; $\boldsymbol{\Phi} = [\boldsymbol{\varphi}^T(1) \ \boldsymbol{\varphi}^T(2) \ \cdots \ \boldsymbol{\varphi}^T(L)]^T \in R^L$ 。

定义参数向量 $\hat{\boldsymbol{\theta}}$ 的 WRLS 准则函数为

$$\begin{aligned} J(\hat{\boldsymbol{\theta}}) &= \sum_{t=1}^L \lambda^{L-t} \varepsilon^2(t) = \\ &= \sum_{t=1}^L [y(t) - \boldsymbol{\varphi}^T(t) \hat{\boldsymbol{\theta}}]^2 = \\ &= \mathbf{Y}^T \mathbf{Y} - 2(\boldsymbol{\Phi}^T \mathbf{Y}) \hat{\boldsymbol{\theta}} + \hat{\boldsymbol{\theta}}^T \boldsymbol{\Phi}^T \boldsymbol{\Phi} \hat{\boldsymbol{\theta}} \end{aligned} \quad (18)$$

式中: λ^{L-t} 为 t 时刻预测误差权值, 决定了数据 $\boldsymbol{\varphi}(t)$ 、 $y(t)$ 对当前参数估计值的影响程度。

通常, 旧数据无法反映当前系统的动态, 因此 λ^{L-t} 对旧数据赋予了更小的权重。 λ 为遗忘因子, 是一个略小于 1 的正数。 λ 值越小, 旧数据的权重越小, 即旧数据被遗忘得越多。

引入误差权重后的 WRLS 迭代计算式为

$$\begin{cases} \hat{\boldsymbol{\theta}}(t) = \hat{\boldsymbol{\theta}}(t-1) + \mathbf{K}(t) [y(t) - \boldsymbol{\varphi}^T(t) \hat{\boldsymbol{\theta}}(t-1)] \\ \mathbf{K}(t) = \frac{\mathbf{P}(t-1) \boldsymbol{\varphi}(t)}{\frac{1}{\lambda} + \boldsymbol{\varphi}^T(t) \mathbf{P}(t-1) \boldsymbol{\varphi}(t)} \\ \mathbf{P}(t) = [\mathbf{I} - \mathbf{K}(t) \boldsymbol{\varphi}^T(t)] \mathbf{P}(t-1) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $\mathbf{K}(t)$ 为增益矩阵; $\mathbf{P}(t)$ 为协方差矩阵; λ 为遗忘因子, 一般根据算法的跟踪性能和对噪声的鲁棒性确定其值。

在递推最小二乘法开始前需要给定初始参数 $\mathbf{P}(0)$ 和 $\hat{\boldsymbol{\theta}}(0)$, 通常设定初始参数为 $\mathbf{P}(0) = 10^5 \mathbf{I}$, $\hat{\boldsymbol{\theta}}(0) = \mathbf{0}$ ^[24]。

每个观测值获得新数据时, 通过权重调整新旧数据的比例, 然后进行加权平均, 从而修正最终获得的识别参数。因此, 当输入变量发生变化时, 随着系统观测数据的增加, WRLS 算法能够更快速响应并获得较好的辨识参数。

2.3 AIC 确定模型阶数

通常在应用系统辨识方法过程中, 需要首先确定辨识模型的阶次, 原则上需要确定一个阶数尽可能低、拟合度尽可能高的模型结构。本文采用比较通用的 AIC 来确定 ARMAX 模型阶次, 该方法通过加入模型复杂程度惩罚项来解决过拟合问题, 根据极大似然原理使得该模型的输出概率分布尽可能逼近实际过程输出的概率分布, 从而输出效果最优模型。AIC 性能指标定义如式(20)所示:

$$AIC(n) = N_{AIC} \ln(\rho_n^2) + 2n \quad (20)$$

式中: N_{AIC} 为信号长度; n 为模型阶数; ρ_n^2 为 n 阶模型的残差方差。

AIC 最小值对应的阶数即为 ARMAX 模型的最优阶数。

2.4 系统惯量评估步骤

基于 WRLS-ARMAX 系统辨识的新能源电力系统等效惯量评估方法流程如图 2 所示, 具体步骤如下。

(1) 数据采集和预处理: 通过 PMU 采集电力系统中惯量源并网节点的有功功率和频率信号数据, 将数据归一化处理并去除信号均值, 形成标准数据集。

(2) 构建 ARMAX 模型: 以预处理后的有功功率和频率信号作为输入和输出, 构建系统频率

响应 ARMAX 模型,并通过 AIC 确定辨识模型的阶次。

(3) WRLS 求解模型参数:通过 WRLS 算法求解步骤(2)中 ARMAX 模型的待辨识参数,提取模型中能够表征发电机惯量特性的离散传递函数。

(4) 提取发电机惯性时间常数:采用双线性变换法,将步骤(3)中提取的离散传递函数转化为连续传递函数,并施加一个单位阶跃信号;计算单位阶跃响应的初始斜率,从而计算发电机惯性时间常数。

(5) 系统等效惯量评估:将上述各发电机惯量辨识结果代入式(10)评估出系统等效惯性时间常数。

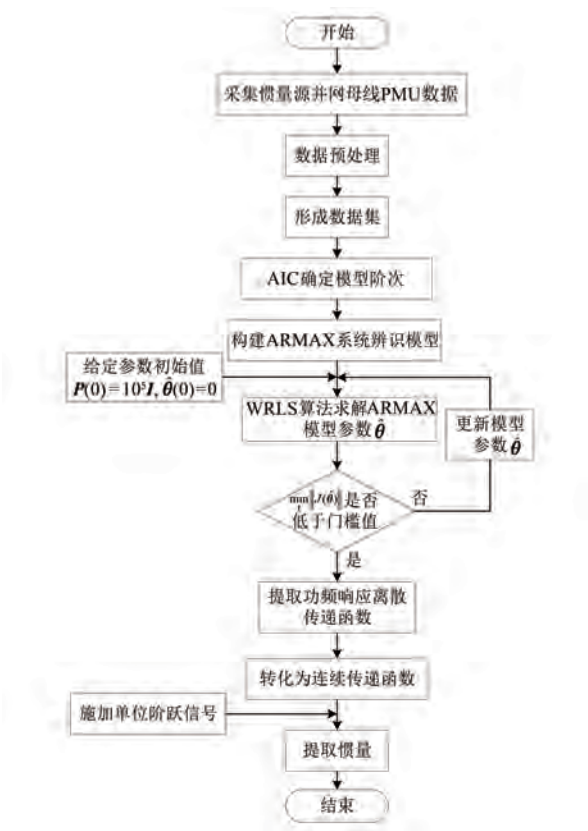


图 2 系统惯量评估流程

Fig. 2 System inertia evaluation process

3 算例验证

3.1 仿真环境和模型介绍

为验证本文所提方法的有效性和精确性,在 Matlab/Simulink 仿真平台上搭建 IEEE 4 机 2 区电力系统,并将其中一台同步发电机替换成同

等容量的新能源风电机组,系统的新能源渗透率为 25%,以此来模拟新能源电力系统。系统额定频率设置为 50 Hz,线路负荷为恒功率负荷。含新能源的 4 机 2 区电力系统拓扑结构如图 3 所示,其中,G1~G3 为同步发电机, P_{L1} 、 P_{L2} 为功率负荷,在节点 1、4、10、11 分别设置了 PMU。为了突出仿真结果,对 IEEE 标准模型的发电机惯性时间常数进行调整,设置风电场中的每一台风机均采用虚拟惯量控制,虚拟惯量控制策略详见文献[6]。系统发电机参数设置如表 1 所示。

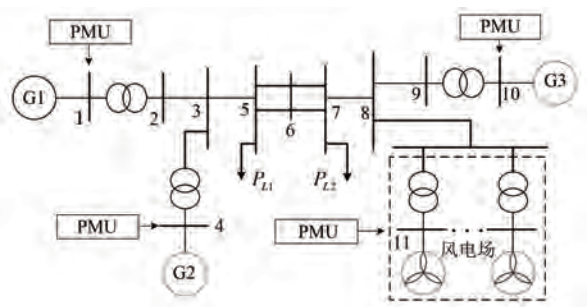


图 3 4 机 2 区域电力系统拓扑结构

Fig. 3 4 machine 2 regional power system topology

表 1 系统发电机参数

Tab. 1 System generator parameters

发电机编号	惯性时间常数/s	额定功率/MW
G1	6.5	900
G2	5	900
G3	6.175	900
风电场	5.04	900

为模拟真实电力系统运行环境,对系统做如下设置:

(1) 在母线 5、母线 7 处加入类噪声波动负荷,模拟实际电网中稳态运行时的负荷类噪声小扰动,仿真时长 60 s;

(2) 在 $t=30\text{ s}$ 和 $t=40\text{ s}$ 时,向母线 5 处突增 200 MW 有功负荷,1 s 后切除负荷,模拟实际电网中的暂态大扰动。

以发电机 G2 为例,经过预处理后的发电机出口母线有功-频率扰动曲线如图 4 所示。

3.2 模型的辨识输出准确性验证

为验证本文所提方法的精确性,首先验证方法对机组有功-频率动态模型的建模精度,采用式(21)所示的归一化均方根误差计算法计算模型辨识输出和测量输出之间的辨识精度^[20]。

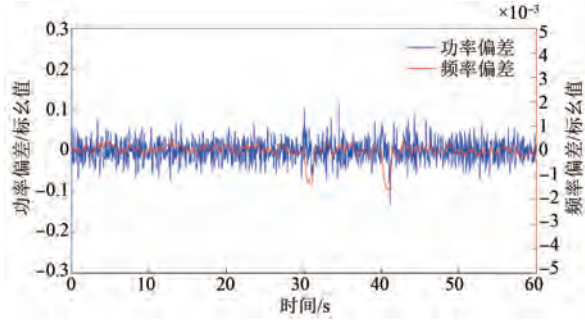


图 4 发电机 G2 出口母线有功-频率扰动过程

Fig. 4 Generator G2 outlet busbar active power-frequency disturbance process

$$R = \left[1 - \sum_{t=1}^{N_t} \frac{\hat{y}(t) - y(t)}{y(t)} / N_t \right] \times 100\% \quad (21)$$

式中: R 为模型辨识精度,越接近 100% 表示精度越高; $\hat{y}(t)$ 和 $y(t)$ 分别为 t 时刻模型的辨识输出值和实际输出值; N_t 为时间窗口长度。

图 5 为发电机 G2 出口母线分别采用本文所提惯量评估方法和文献[20]所提惯量评估方法的辨识输出和测量输出之间的辨识精度。由图 5 可知,本文所提基于 WRLS-ARMAX 辨识模型的频率响应拟合精度达到了 97.76%,而采用文献[20]所提方法的整体拟合精度仅有 77.78%,并且从局部可以看出,文献[20]所提方法在系统受到大扰动前后的输出误差更大。表 2 为两种方法对各机组输出频率的辨识精度。由表 2 可知,本文所提方法对各机组功频响应特性的辨识精度均在 92% 以上。上述结果证明本文所提方法能够用于各发电机组有功-频率动态特性的精确建模。

表 2 辨识精度结果

Tab. 2 Identification accuracy results %

发电机编号	(n_a, n_b, n_c)	辨识精度	
		文献[20]方法	本文方法
G1	(5,3,4)	76.49	94.91
G2	(4,3,3)	77.78	97.76
G3	(3,3,4)	81.23	92.69
风电场	(5,6,5)	78.88	94.20

3.3 惯量评估准确性验证

两种方法对新能源电力系统各机组的惯量评估结果如表 3 所示。由表 3 可知,本文所提基于 WRLS-ARMAX 的惯量评估方法对系统各机组的惯性时间常数的评估精度明显高于文献[20]所提方法。本文所提方法的评估误差绝对值均在 4% 以内,系统等效惯性时间常数的评估结果为

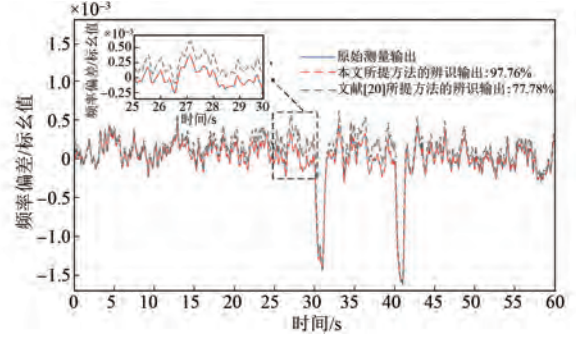


图 5 G2 发电机频率响应辨识输出

Fig. 5 G2 generator frequency response identification output

5.596 1 s,误差仅为-1.46%;而文献[20]所提方法的最大评估误差达到了-8.665%,系统等效惯性时间常数的评估误差为-5.48%。该结果证明了本文所提方法对新能源电力系统的惯量评估的精度更高。

表 3 系统惯量评估结果

Tab. 3 System inertia estimation results

发电机 编号	惯性时间常 数设定值/s	文献[20]方法		本文方法	
		惯性时间常 数评估值/s	误差/ %	惯性时间常 数评估值/s	误差/ %
G1	6.5	6.152 4	-5.35	6.374 5	-1.93
G2	5	4.632 2	-7.36	5.126 3	2.53
G3	6.175	5.641 0	-8.66	5.936 4	-3.86
风电场	5.04	4.792 7	-4.91	4.947 2	-1.82
系统	5.678 8	5.304 3	-5.48	5.596 1	-1.46

综上所述,本文所提基于 WRLS-ARMAX 系统辨识的新能源电力系统惯量评估方法能够有效应用于新能源电力系统各发电机频率响应动态特性的精确建模;能够准确评估系统各机组的惯量大小,特别是对于虚拟惯量控制的风电机组虚拟惯性时间常数的评估也显示出较高的准确性。

4 结语

为实现电网实际运行状态下系统等效惯量的准确评估,本文从机理上分析了不同扰动情况下的发电机惯量响应,并得出表征发电机不同扰动情况下的惯量响应统一模型。在此基础上提出一种基于 WRLS-ARMAX 系统辨识的新能源电力系统等效惯量评估方法,得出以下结论:

(1) 系统受到大、小扰动共同作用时,可通过构建表征系统功频响应特性的系统辨识模型,结合单位阶跃响应,计算出系统惯量大小;

(2) 采用基于 WRLS-ARMAX 系统辨识的新能源电力系统惯量评估方法能够实现在大、小扰动共同作用下的电力系统频率响应模型的精确建模,进而实现系统等效惯量的精确评估;

(3) 本文所提方法不仅适用于传统发电机组惯性时间常数的评估,而且在包含风机虚拟惯量控制的新能源电力系统惯量评估中也表现出较高的准确性。

参考文献

- [1] 王颖, 王晓文, 陆铭阳. 新能源高占比电力系统惯量相关问题研究[J]. 东北电力技术, 2023, 44(2): 20-27+46.
WANG Y, WANG X W, LU M Y. Research on inertia related problems of high proportion of new energy resources in power system [J]. Northeast Electric Power Technology, 2023, 44(2): 20-27+46.
- [2] 刘志坚, 何蔚, 刘航, 等. 基于格拉姆角场变换和深度压缩模型的变压器故障识别方法[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1478-1490.
LIU Z J, HE W, LIU H, et al. Fault identification method for power transformer based on Gramian angular field transformation and deep compression model [J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1478-1490.
- [3] 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 H D, WANG B C, LI W F, 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.
- [4] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 1-6.
ZENG H, SUN F, LI T, et al. Analysis of "9·28" power outage in Australia and its implications for China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [5] 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 H D, XU T, GUO Q, et al. Analysis of the "August 9" power outage in the United Kingdom and its implications for China's power grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [6] 李智, 刘辉, 刘明波, 等. 虚拟同步发电机并网稳定性与控制技术研究综述[J]. 电机与控制应用, 2023, 50(11): 1-10.
LI Z, LIU H, LIU M B, et al. Research overview of grid-connected virtual synchronous generator stability and control technologies [J]. Electric Machines & Control Application, 2023, 50(11): 1-10.
- [7] 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.
ZHANG W Q, WEN Y F, CHI F D, et al. Research framework and prospect of inertia evaluation of power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(20): 6842-6856.
- [8] 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.
LIU F L, XU G Y, WANG F, et al. Evaluation method of inertia of system partition based on difference calculation method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 44(20): 46-53.
- [9] 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 D D, ZHANG J L, XU B, et al. Equivalent inertia assessment in renewable power system considering frequency distribution properties [J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2913-2921.
- [10] AZIZIPANAH A R, MALEKPOUR M, PAOLONE M, et al. A new approach to the online estimation of the loss of generation size in power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 34(3): 2103-2113.
- [11] SHAMIRZAEI M, AYOUBZADEH H, FAROKHZAD D, et al. An improved method for estimation of inertia constant of power system based on polynomial approximation [C]//2014 Smart Grid Conference, Tehran, 2014.
- [12] 陈义宣, 冯帅帅, 李玲芳, 等. 基于常规扰动数据的电网分区及惯量在线辨识方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(7): 83-94.
CHEN Y X, FENG S S, LI L F, et al. Online identification method of power grid region and inertia

- based on conventional disturbance data [J]. China Southern Power Grid Technology, 2023, 17(7): 83-94.
- [13] 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.
- [14] 李世春, 夏智雄, 程绪长, 等. 基于类噪声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 S C, XIA Z X, CHENG X C, et al. Continuous estimation method of power system inertia based on ambient disturbance [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(14): 4430-4439+4723.
- [15] LUGNANI L, DOTTA D, LACKNER C, et al. ARMAX-based method for inertial constant estimation of generation units using synchrophasors [J]. Electric Power Systems Research, 2020, 180: 106097.
- [16] 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 B, ZHANG L W, YU X D, 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.
- [17] ZENG F, ZHANG J, CHEN G, et al. Online estimation of power system inertia constant under normal operating conditions [J]. IEEE Access, 2020, 8: 101426-101436.
- [18] LIU Z J, HONG C F, GUO C. Equivalent inertia estimation of power system based on kinetic energy theorem [C]//2023 IEEE International Conference on Power Science and Technology, Kunming, 2023.
- [19] 贾焦心, 杨添淇, 颜湘武, 等. 电力电子并网装备等效惯量评估研究进展[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(9): 3-10.
- JIA J X, YANG T Q, YAN X W, et al. Research progress on equivalent inertia evaluation of power electronic grid-connected equipment [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 3-10.
- [20] 程定一, 马欢, 秦昊, 等. 基于准稳态数据的电力系统等效惯量评估方法[J]. 现代电力, 2023, 40(4): 434-440.
- CHENG D Y, MA H, QIN H, et al. Estimation method for power system equivalent inertia based on quasi-steady-state data [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(4): 434-440.
- [21] 蒋小亮, 李元臣, 郝元钊, 等. 计及新能源虚拟惯量的电力系统等效惯量评估[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(4): 169-176.
- JIANG X L, LI Y C, HAO Y Z, et al. Evaluation of power system equivalent inertia considering new energy virtual inertia [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(4): 169-176.
- [22] 毛帅, 刁晓飞, 王晓, 等. 具有非惯量负载转矩补偿功能的伺服永磁同步电机控制方法[J]. 电机与控制应用, 2023, 50(9): 20-27.
- MAO S, DIAO X F, WANG X, et al. Control method of servo permanent magnet synchronous motor with non-inertia load torque compensation function [J]. Electric Machines & Control Application, 2023, 50(9): 20-27.
- [23] ZENG F H, ZHANG J B, CHEN G, et al. Online estimation of power system inertia constant under normal operating conditions [J]. IEEE Access, 2020, 8: 101426-101436.
- [24] 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.
- HUANG S W, ZHANG J B, ZENG F H. Efficient online algorithm for fast inertia tracking of power system [J]. High Voltage Technology, 2021, 47(10): 3519-3527.

收稿日期:2024-01-08

收到修改稿日期:2024-03-27

作者简介:

刘志坚(1975-),男,博士,教授,研究方向为电力系统运行与控制,248400248@qq.com;

*通信作者:郭成(1978-),男,博士,教授,研究方向为电力系统频率稳定性分析与控制,电能质量监测与控制研究,gc325@126.com。

Inertia Estimation of New Energy Power System Based on WRLS-ARMAX System Identification

LIU Zhijian, HONG Chaofei, GUO Cheng^{*}, ZHANG Xinyuan

(Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology,
Kunming 650500, China)

Key words: weighted recursive least squares; system identification; new energy power system; inertia estimation; power-frequency response

Due to the global coal resource crisis and increasingly prominent problem of environmental pollution, new energy power generation based on wind power and photovoltaic has become an inevitable trend of new power system power generation. As more and more new energy units are integrated into the grid through power electronic converters, traditional synchronous generators are being replaced. As power electronic converters cause decoupling of the power-side units from the grid frequency, the new energy unit are unable to actively provide inertia support to the system, resulting in a weak inertia level in power systems with a high proportion of new energy. In recent years, system frequency stability problems due to insufficient inertia support capacity have occurred from time to time, and the fundamental reason is that the proportion of new energy units entering the grid is too high resulting in insufficient inertia support capacity of the power system. Therefore, accurate estimation of new energy grid inertia is of great significance for reasonable evaluation of the frequency support capacity of the power grid and for ensuring the

planning and safe and stable operation of the power system.

In this paper, a new energy power system equivalent inertia estimation method based on the combination of weighted recursive least squares (WRLS)-auto-regressive moving average exogenous (ARMAX) system identification is proposed. Firstly, a general inertia analytical model of generator power-frequency response characteristics under different disturbance conditions is established with the generator as the object. Secondly, the ARMAX model is established by taking the generator grid-connected bus active power and frequency disturbances as inputs and outputs, and the to-be-identified parameters in the model are solved by WRLS. Then, the transfer function model containing the inertia response is extracted, and the inertia time constant of the inertia source is calculated using the step response, and the equivalent inertia of the system is calculated. Finally, simulation verification is carried out based on Matlab/Simulink, and the results are shown in Tab.1. The simulation results verify the accuracy and practicality of the proposed method.

Tab. 1 System inertia estimation results

Generator number	Inertia time constant set value/s	RLS-ARMAX system identification		WRLS-ARMAX system identification	
		Estimated inertial time constant/s	Error/%	Estimated inertial time constant/s	Error/%
G1	6.5	6.191 7	-4.74	6.579 5	1.22
G2	5	4.552 8	-8.94	5.061 8	1.24
G3	6.175	5.944 1	-3.74	6.248 7	1.19
G4	5.5	5.331 9	-3.06	5.566 1	1.20
System	5.793 8	5.505 1	-4.98	5.864	1.21