

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210138

考虑频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量计算方法

李东东¹, 刘强¹, 徐波^{1,2}, 孙雅茹¹

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海市电力电子化电网先进测控技术研发服务平台, 上海 200090)

摘要: 针对新能源并网的弱惯量、零惯量特征对电力系统频率稳定的影响, 提出一种计及频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量的估算方法。首先, 建立系统频率动态响应数学模型, 求解惯量中心频率时域表达式。然后, 基于频率响应模型求解并分析系统惯量与相关频率稳定性指标的关系, 进而计及频率变化率和频率最大偏差约束估算系统临界惯量理论值和计算值。最后, 基于临界惯量提出一项电力系统频率稳定性指标, 来评估功率扰动后的电力系统频率稳定性, 并结合电力系统实际运行惯量得出新能源虚拟惯量参考值。在 DIGSILENT PowerFactory 中以改进的 IEEE 10 机 39 节点新英格兰系统和某区域电网仿真算例对所提计算方法进行仿真验证。

关键词: 频率动态响应; 惯量中心频率; 频率稳定性; 临界惯量; 虚拟惯量

New energy power system critical inertia estimation method considering frequency stability constraints

LI Dongdong¹, LIU Qiang¹, XU Bo^{1,2}, SUN Yaru¹

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Shanghai R & D Service Platform of Power-electronization Power System and Advanced Measurement and Control Technology, Shanghai 200090, China)

Abstract: Given the influence of the weak inertia and zero inertia characteristics of grid-connected new energy on power system frequency stability, a new energy power system critical inertia estimation method that takes into account frequency stability constraints is proposed. First, this paper establishes a mathematical model of the system frequency dynamic response, and solves the time-domain expression of the inertia center frequency. Then, based on the frequency response model, the relationship between the system inertia and the related frequency stability index is established and analyzed, and then the frequency change rate and the frequency maximum deviation constraints are considered in order to estimate the theoretical and calculated values of the system critical inertia. Finally, based on the critical inertia, a power system frequency stability index is proposed to evaluate that stability after a power disturbance, and is combined with the actual operating inertia of the power system to obtain a reference value of the new energy virtual inertia. In DIGSILENT PowerFactory, an improved IEEE 10-machine 39-node New England system and a regional power grid simulation example are used to simulate and verify the proposed calculation method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977128) and the Shanghai Science and Technology Commission-funded Projects (No. 17020500800).

Key words: frequency dynamic response; inertia center frequency; frequency stability; critical inertia; virtual inertia

0 引言

新能源发电设备多采用电力电子装置并入电网, 随着新能源渗透率逐年提高, 其所具有的“零

惯性”特征使得系统惯量水平降低, 是引发电网频率安全隐患的关键所在。以 2019 年英国电网大规模停电事故为例, 因大规模新能源并入英国电网使系统惯量较弱, 扰动发生后导致频率变化率越限从而触发分布式电源保护动作, 最终发展造成大面积停电事故^[1-5]。

因此, 高比例新能源电力系统惯量的研究成为

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977128); 上海市科学技术委员会项目资助(17020500800)

电网规划和调度运行关注的焦点^[6-10]。文献[11]通过同步相量单元采样频率计算系统扰动初始时刻的频率变化率(Rate Of Change Of Frequency, ROCOF)求取电力系统等效惯量。然而, 扰动期间不同节点频率不一致, 即电力系统频率分布特性会影响惯量评估的精度。文献[12]通过观测各发电机出口断路器状态提出在线评估惯量的方法, 但该方法不适用于新能源电力系统。文献[13]提出了惯量图心的概念来评估电力系统等效惯量水平。然而, 随着系统惯量水平降低, 频率稳定性问题逐步凸显, 以上研究仅有助于认识电力系统实际运行惯量的大小, 并未分析惯量与系统频率稳定之间的联系。文献[14]通过仿真模型观测扰动瞬间频率切线斜率, 得到不同惯量水平下的频率变化率。基于此模型, 文献[15]进行相关性分析得到惯量与频率变化率呈线性关系。文献[16]通过仿真得到不同惯量水平下系统动态频率响应轨迹, 通过对比分析发现频率最低点与系统惯量呈现出明显的非线性特征。上述研究需要较为全面准确的发电机惯性时间常数且基于仿真测量而非频率动态响应机理, 因此只适用于特定电力系统。文献[17]针对系统中大规模风电并网对频率稳定的影响展开了研究, 并以五区域电力系统为例提出了维持频率稳定的最小惯量需求, 但并未提出具体评估方法。

针对上述问题, 本文首先建立系统频率动态响应模型, 求解惯量中心频率偏差时域表达式, 从而减少扰动后各母线节点频率不一致对评估精度的不利影响。然后, 求解并分析系统惯量与各项稳定性指标的关系, 考虑频率稳定约束提出电力系统临界惯量估算方法, 并提出一项电力系统频率稳定性指标(Frequency Stability Index of Power System, FSIOPS), 以判断有功功率扰动后系统的频率稳定性, 进一步结合电力系统实际运行惯量得到新能源的虚拟惯量参考值。

1 电力系统频率动态响应模型

电力系统频率动态响应数学模型如图1所示^[18], 考虑了电力系统惯量响应、负荷频率响应、电力系统一次和二次调频响应。

1.1 惯量响应

惯量响应一般采用发电机摇摆方程描述, 如式(1)所示。

$$2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) = \Delta P_e(t) - \Delta P_m(t) - \Delta P_L(t) \quad (1)$$

式中: H 为发电机惯性时间常数; $\Delta f(t)$ 为频率偏差; D 为发电机阻尼系数; $\Delta P_m(t)$ 为原动机输出机械功

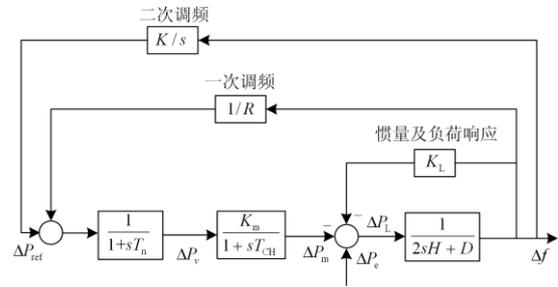


图1 电力系统频率动态响应模型

Fig. 1 Dynamic frequency response model of power system

率变化量; $\Delta P_e(t)$ 为电磁功率变化量; $\Delta P_L(t)$ 为负荷有功功率变化量。

在电力系统中惯量定义为阻碍系统频率状态变化的能力^[19], 一般采用惯性时间常数 H 量化系统惯量大小, 对单台发电机而言, 通常用其额定角速度下的转子动能与额定容量的比值表示^[1]。

$$H_{Ti} = \frac{E_i}{S_{in}} = \frac{\frac{1}{2} J_i \omega_n^2}{S_{in}} \quad (2)$$

式中: H_{Ti} 、 E_i 、 S_{in} 、 J_i 、 ω_n 分别为第 i 台发电机惯性时间常数、额定角速度下的转子动能、额定容量、转动惯量以及额定角速度。

新能源发电设备多采用虚拟惯量控制技术^[2], 根据能量守恒定理, 在计及虚拟惯量后, 新能源电力系统等效惯性时间常数表达式为

$$H_s = \frac{E_{Ts} + E_{Vs}}{S_s} = \frac{\sum_{i \in G} H_{Ti} S_{Tin} + \sum_{j \in G_V} H_{Vj} S_{Vjn}}{S_s} \quad (3)$$

式中: H_s 为新能源系统等效惯性时间常数; S_{Tin} 、 S_{Vjn} 为第 i 、 j 台传统与新能源发电机额定容量; S_s 为传统与新能源发电机额定容量之和; E_{Ts} 、 G 为传统发电机转子动能之和及传统发电机集合; E_{Vs} 、 H_{Vj} 、 G_V 为新能源发电机虚拟转子动能之和、虚拟惯性时间常数及新能源发电机集合。

1.2 负荷频率响应

负荷频率响应为负荷端电压维持不变时, 负荷有功功率随频率变化特性, 其表达式为

$$P_L(t) = \sum_{i=0}^n a_i P_{LN} \left(\frac{f(t)}{f_n} \right)^i \quad (4)$$

式中: P_{LN} 为额定频率下负荷的有功功率; f_n 为系统额定频率; a_i 为与频率 i 次方成正比的负荷有功在 P_{LN} 中所占份额, 其中 $\sum a_i = 1$ 。

1.3 一次与二次调频响应

原动机控制模块根据调速器气门开度指令调节机械功率, 考虑蒸汽惯性导致的蒸汽容积效应, 其

数学模型表示为^[18]

$$T_{CH} \frac{d\Delta P_m(t)}{dt} + \Delta P_m(t) = \Delta P_v(t) \quad (5)$$

式中: T_{CH} 为汽轮机蒸汽容积时间常数; $\Delta P_v(t)$ 为汽轮机气门开度变化量。

调速器控制模块分为比例增益系数环节与一阶惯性环节, 调速器比例增益系数采用调差系数的倒数, 根据一次调频指令控制汽轮机气门开度^[20], 其数学模型表示为

$$T_n \frac{d\Delta P_v(t)}{dt} + \Delta P_v(t) = \frac{1}{R} \Delta f(t) \quad (6)$$

式中: T_n 为调速器时间常数; R 为发电机调差系数, $1/R$ 反馈回路为电力系统一次调频指令。

电力系统二次调频采用 AGC, 可使稳态频率恢复到扰动之前大小为无差调节, 采用积分控制, 其数学模型表示为

$$\Delta P_{ref}(t) = K \int \Delta f(t) dt \quad (7)$$

式中: K 为二次调频效应系数; $\Delta P_{ref}(t)$ 为电力系统二次调频功率变化量。

综上所述, 本文以非再热式发电机组为例分析电力系统频率动态响应过程, 其他类型发电机组频率相关有功控制环节与其基本相同。模型包含了电力系统频率暂态过程中主要的有功控制环节, 能够反映系统的频率响应特性, 适用于含多种发电类型的复杂系统^[18]。

2 电力系统临界惯量估算

电力系统频率稳定性指标主要包括: 频率变化率最大值、频率最大偏差值、稳态频率偏差以及频率恢复时间, 如图 2 所示^[20]。

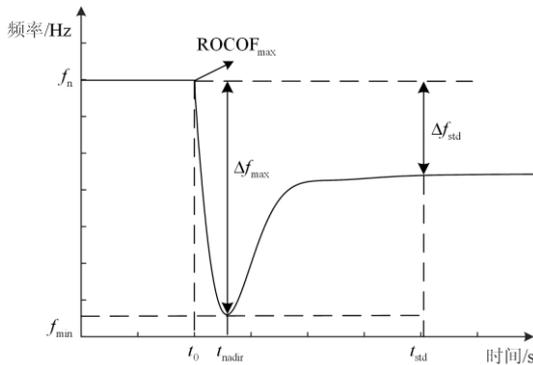


图 2 电力系统频率变化曲线

Fig. 2 Frequency change curve of power system

在电力电子高渗透率下的电力系统中, 电力系统处于低惯量运行水平时, 功率受扰后与惯量相关

的频率稳定性指标将趋于恶化。随着渗透率的增高, 当电力系统惯量低于某一值时, 相关指标将越过安全约束范围, 从而触发相应频率继电保护装置动作, 引发频率失稳。该值是稳定与不稳定的临界点, 本文借用自动控制原理中临界稳定的术语将其定义为临界惯量。所以从系统频率稳定的角度而言, 当系统惯量大于临界惯量才能够保证频率稳定。本文通过频率动态响应模型分析临界惯量与 $RoCoF_{max}$ 、 Δf_{max} 、 Δf_{std} 以及 Δt_{std} 的关系, 提出了考虑频率稳定约束的电力系统临界惯量计算方法。

2.1 电力系统动态频率偏差时域表达

由于电力系统惯性响应主导扰动开始后约 2 s 的频率稳定性, 此时远远未到电力系统二次调频响应开始作用的时间, 则二次调频响应变化量 ΔP_{ref} 为零。

电力系统中与频率高次方相关负荷所占比例很少, 一般只需要考虑到与频率三次方相关的负荷, 则由式(4)对频率微分, 得其有功功率变化量 $\Delta P_L(t)$ 可以表示为

$$\Delta P_L(t) = K_L \Delta f(t) \quad (8)$$

式中, K_L 为负荷频率调节效应系数。

$\Delta P_e(t)$ 为阶跃函数, 扰动后其值不随时间发生改变, 所以可以取值为扰动初始时刻的电力系统总功率缺额 ΔP ^[21]。为达到简化计算的目的将负荷的频率调节效应系数 K_L 合并到发电机的发电机阻尼系数 D 中, 并忽略调速器气门开度指令的一阶惯性延时模块^[22]。

因此, 电力系统频率动态响应模型可以由式(9)表示。

$$\begin{cases} 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) = \Delta P - \Delta P_m(t) \\ T_n \frac{d\Delta P_m(t)}{dt} + \Delta P_m(t) = \frac{1}{R} \Delta f(t) \end{cases} \quad (9)$$

联立可以得到一个二阶非齐次线性微分方程:

$$2HT_n \frac{d^2 \Delta f(t)}{dt^2} + (DT_n + 2H) \frac{d\Delta f(t)}{dt} + (D + \frac{1}{R}) \Delta f(t) = \Delta P \quad (10)$$

求解式(10)得到频率偏差 Δf , 如式(11)所示。

$$\Delta f(t) = \frac{R\Delta P}{DR + 1} [1 - \xi \sin(\beta t + \varphi) e^{-\alpha t}] \quad (11)$$

式中: $\varphi = \arctan(\frac{C_1}{C_2})$; $\xi = \sqrt{1 + \frac{C_2^2}{C_1^2}}$; α 和 β 分别是二阶微分方程特征方程解的实部和虚部, 表达式如式(12)所示。

$$\begin{cases} \alpha = \frac{DT_n + 2H}{4HT_n} \\ \beta = \frac{\sqrt{8T_n H(D+1/R) - (DT + 2H)^2}}{4HT_n} \end{cases} \quad (12)$$

为计算 C_1 、 C_2 ，考虑系统的初始运行条件，扰动发生的初始时刻频率偏差 Δf 为 0，汽轮机动作有一定延迟，则初始时刻的机械功率偏差 ΔP_m 为 0，考虑以上初始运行条件代入求解，可得积分常数 C_1 、 C_2 为

$$\begin{cases} C_1 = \frac{R}{DR + 1} \\ C_2 = \frac{(2H\alpha - D)R - 1}{2H\beta(DR + 1)R} \end{cases} \quad (13)$$

由于扰动点与各母线之间的电气距离不同、机组在网络中的离散分布及机组参数差异等因素，造成电力系统频率动态响应具有明显时空分布特性：节点频率随时间变化，且不同节点的频率响应过程不一致^[24]。考虑节点的频率分布特性和各台发电机的额定容量及惯量大小引入惯量中心频率 f_{coi} 来代表整个系统(或地区系统)的频率^[25]，可以表示为

$$f_{coi} = \frac{\sum_{i=1}^m (S_{in} H_{Ti}) f_i}{\sum_{i=1}^m S_{in} H_{Ti}} \quad (14)$$

2.2 频率稳定性指标求解分析

将式(11)代入式(14)并对其求导，得到电力系统惯性中心频率变化率表达式为

$$\frac{df_{coi}(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^m (S_{in} H_{Ti}) C_1 \xi \Delta P_i}{\sum_{i=1}^m S_{in} H_{Ti}} \quad (15)$$

$$[\alpha \sin(\beta t + \varphi) - \beta \cos(\beta t + \varphi)] e^{-\alpha t}$$

式中， ΔP_i 为发电机 i 分配调频功率。

在扰动初始时刻频率变化率绝对值最大，频率下降速度最快，将 $t=0$ 代入式(15)，即可得到电力系统扰动后的频率变化率最大值为

$$\left. \frac{df_{coi}(t)}{dt} \right|_{\max} = \left. \frac{df_{coi}(t)}{dt} \right|_{t=0} = \frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} (S_{in} H_{Ti}) \frac{\Delta P_i}{2H_{Ti}}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} H_{Ti} S_{in}} \quad (16)$$

系统的频率最大偏差可以反应系统出现功率扰动后频率的下降程度，是衡量系统频率稳定的一个重要指标，在系统的频率最低点频率变化率为 0，代入式(15)并结合式(14)，可以得到式(17)。

$$\begin{cases} \Delta f_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} C_1 (S_{in} H_{Ti}) \Delta P_i (1 + \sqrt{T_i / 2H_i R_i}) e^{-\alpha t_{nadir i}}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} H_{Ti} S_{in}} \\ t_{nadir i} = \frac{1}{\beta} \arctan\left(\frac{T_i \beta}{T_i \alpha - 1}\right) \end{cases} \quad (17)$$

式中： Δf_{\max} 为系统频率最大偏差； $t_{nadir i}$ 为发电机 i 频率到达最低点的时间； T_i 为发电机 i 调速器时间常数。

当时间趋向于无穷大时，由式(11)可知系统的频率趋于某一恒定频率。

$$\Delta f_{\text{std}} = \frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} (S_{in} H_{Ti}) \frac{R_i \Delta P_i}{D_i R_i + 1}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} H_{Ti} S_{in}} \quad (18)$$

式中： Δf_{std} 为系统稳态频率偏差； R_i 为发电机 i 调差系数； D_i 为发电机 i 阻尼系数。

结合频率指标解析式(16)一式(18)分析可得出：

1) 在扰动的初始阶段系统的频率偏差不大，不会触发低频减载，则在系统纯惯性响应时间尺度内系统的频率变化率才是需要关注的一个关键指标^[18]。在一定功率扰动下，系统中所有设备在频率响应中所表现出的总惯量决定了系统频率响应初始阶段的频率变化率^[25]。系统最大频率变化率只取决于发电机有功功率偏差 ΔP_i 、发电机惯性时间常数 H_i ，并与 ΔP_i 成正比与 H_i 成反比，而与发电机调差系数 R_i 、发电机阻尼系数 D_i 及负荷的频率效应系数 K_L 无关。

2) 一次调频介入以后，系统频率最大偏差不仅取决于发电机惯性时间常数 H_i 和发电机有功功率偏差 ΔP_i ，而且与发电机调差系数 R_i 、发电机阻尼系数 D_i 、负荷的频率效应系数 K_L 有关，并与发电机惯性时间常数 H_i 和调差系数 R_i 成反比，所以扰动后为维持频率偏差在安全范围内，首先需要确定一次调频相关系数，然后得到满足系统频率稳定所需临界惯量水平。

3) 稳态频率偏差主要与发电机有功功率偏差 ΔP_i 、发电机调差系数 R_i 、发电机阻尼系数 D_i 、负荷的频率效应系数 K_L 有关，且与调差系数成正比。而系统的实际惯量水平对稳态频率偏差没有影响，由于实际电力系统发电机阻尼系数 D_i 和负荷的频率效应系数 K_L 不可调节，本文通过一次调频后系统允许的稳态频率最大偏差 0.5 Hz 并结合式(18)来确定最大发电机调差系数，在最大调差系数下确定系统的临界惯量。

4) 对式(1)进行变换得到式(19), 可知在频率恢复阶段总的机械功率大于电磁功率, 频率上升, 频率变化率为正则惯量响应功率为负值, 起到阻尼频率变化的作用。系统的惯量水平越高则频率恢复的速度越慢, 不利于系统频率的快速恢复甚至出现频率振荡失稳, 则在低惯量运行场景下不需要考虑频率恢复时间 Δt_{std} 来计算系统临界惯量大小。

$$\Delta P_m(t) - \Delta P_e(t) = -\Delta P_L(t) - D\Delta f(t) - 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} \quad (19)$$

2.3 电力系统临界惯量估算

综上所述电力系统处于低惯量运行水平时, 功率受扰后的最大频率变化率和最大频率偏差指标都将趋于恶化。当系统的惯量低于某一临界值时, 频率指标将越过安全约束范围, 将会触发相应频率继电保护装置, 危及系统的安全可靠运行。一些国家提出频率变化率不高于 0.4 Hz/s 或 0.6 Hz/s 的标准^[3], 本文取 0.5 Hz/s^[26], 并根据低频减载第一轮启动频率将频率最大偏差取为 1 Hz^[27], 则扰动后上述与惯量相关频率指标应当满足以下约束条件。

$$\frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} (S_{in} H_{Ti}) \frac{\Delta P_i}{2H_{Ti}}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} S_{in} H_{Ti}} \leq \text{ROCOF}_{\text{limit}} \quad (20)$$

$$\frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} C_1 (S_{in} H_{Ti}) \Delta P_i \left(1 + \sqrt{T_i / 2H_i R_i}\right) e^{-\alpha t_{\text{nadir}}}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} H_{Ti} S_{in}} \leq \Delta f_{\text{limit}} \quad (21)$$

式中: $\text{ROCOF}_{\text{limit}}$ 为电力系统频率变化率安全阈值; Δf_{limit} 为电力系统频率最大偏差安全阈值。

由式(20)取等并将式(3)代入, 可以得到扰动后初始阶段考虑频率变化率的临界惯量表达式:

$$H_{\text{ROCOF}} = \frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} S_{in} \Delta P_i}{2\text{ROCOF}_{\text{limit}} S_s} \quad (22)$$

则当式(20)成立时, 系统的实际运行惯量应满足

$$H_{\text{sys}} \geq H_{\text{ROCOF}} \quad (23)$$

由式(21)可以看出电力系统的惯量大小和频率最大偏差之间为复杂的非线性关系, 无法直接求出惯量关于频率最大偏差的表达式。但通过仿真实验结果分析可得系统惯量和频率最大偏差之间呈反比, 系统的惯量越大则频率最大偏差越小^[15], 则当不等式取等号时, 可以得出考虑频率最大偏差的系统临界惯量 H_{MDF} 。

$$\frac{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} C_1 (S_{in} H_{Ti}) \Delta P_i \left(1 + \sqrt{T_i / 2H_i R_i}\right) e^{-\alpha t_{\text{nadir}}}}{\sum_{i=1}^{i \in \text{sys}} H_{Ti} S_{in}} = \Delta f_{\text{max}} \quad (24)$$

当式(21)成立时, 系统的实际运行惯量应当满足:

$$H_{\text{sys}} \geq H_{\text{MDF}} \quad (25)$$

综上所述, 扰动后满足与惯量相关各项频率指标均在安全范围内的边界惯量水平, 即为考虑频率稳定约束的临界惯量, 其表达式为

$$H_{\text{min}} = \max(H_{\text{ROCOF}}, H_{\text{MDF}}) \quad (26)$$

2.4 基于临界惯量的电力系统频率稳定指标

扰动后由发电机摇摆方程可以得到整个电力系统的实际运行惯量^[3]为

$$H_{\text{sys}} = \frac{f_n \sum_{i \in G} \Delta P_i}{2S_s \frac{df_{\text{coi}}}{dt}} = \frac{f_n \Delta P}{2S_s \frac{df_{\text{coi}}}{dt}} \quad (27)$$

定义电力系统频率稳定指标 FSIOPS 为当前电力系统实际运行惯量与临界惯量水平的比值, 即

$$\text{FSIOPS} = \frac{H_{\text{sys}}}{H_{\text{min}}} = \frac{f_n \Delta P}{2 \max(H_{\text{ROCOF}}, H_{\text{MDF}}) S_s \frac{df_{\text{coi}}}{dt}} \quad (28)$$

该指标用来衡量当前电力系统实际运行惯量水平在经受扰动后最初阶段的频率变化率及一次调频介入后的最大频率偏差能否满足电力系统的频率稳定性要求。根据 FSIOPS 数值大小可以判断扰动后电力系统的暂态频率稳定性:

- 1) 若 FSIOPS 大于 1, 则扰动后电力系统频率处于稳定状态;
- 2) 若其数值等于 1, 则扰动后电力系统频率处于临界稳定状态;
- 3) 若其数值小于 1, 则扰动后电力系统频率失去稳定。

随着新能源的渗透率不断提高, 电力系统的实际运行惯量逐渐降低, 当系统实际运行惯量小于临界惯量时, FSIOPS 数值小于 1, 此时系统实际运行惯量水平无法满足系统频率稳定的需求, 进而可以得到当前系统的惯量缺额为

$$H_{\text{new}} = \begin{cases} 0 & \text{FSIOPS} \geq 1 \\ \max(H_{\text{ROCOF}}, H_{\text{MDF}}) - \frac{f_n \Delta P}{2S_s \frac{df_{\text{coi}}}{dt}} & 0 < \text{FSIOPS} < 1 \end{cases} \quad (29)$$

传统同步发电机惯量是由其转子物理参数决定的, 所以这部分传统惯量固定不变, 而新能源发电通过电力电子装置接入电网, 采用虚拟同步机控制

技术可以为电力系统提供灵活可变的虚拟惯量^[28]。所以随着新能源渗透率的提高, 为满足系统的频率稳定性, 需要新能源提供虚拟惯量弥补惯量缺额, 则式(29)所得电力系统惯量缺额值为新能源并网运行虚拟惯量参数值大小的设定提供指导。

3 仿真验证

3.1 模型解释与仿真环境

为验证本文所提临界惯量估算方法, 采用 DigSILENTTM PowerFactory® 仿真软件上搭建的 IEEE 10 机 39 节点新英格兰电力系统模型。该系统有 10 台发电机、39 条母线、19 处负荷和 34 条传输线; 额定频率 60 Hz, 其中 1 号机为外部电网的等值机, 2 号机为平衡机^[23]。为验证在新能源电力系统中所提方法有效性, 本文将模型中的 G08 发电机换成了 108 台风电机组。单台风机的容量为 6.48 MVA, 风机运行在 MPPT 模式下不提供惯量支撑。其网络拓扑简化结构图如图 3 所示。

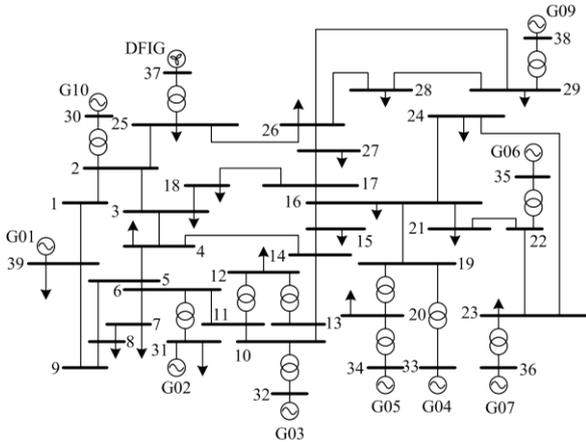


图 3 改进 IEEE 10 机 39 节点系统示意图

Fig. 3 Schematic diagram of improved New England 10-machine 39-bus system

如图 3 所示, 10 台发电机通过不同电压等级的变压器和母线为系统中的各类负荷提供安全可靠的供电, 各台发电机的额定参数如表 1 所示。

不同发电机的惯量值不同, 因而在扰动发生、系统频率剧烈变化时, 为系统提供的惯量大小也不同。对于所搭建的 10 机 39 节点模型, 获取各台发电机的额定参数代入式(3)计算系统的理论惯量 H_{Ts} , 可以表示为

$$H_{Ts} = \frac{E_{sys}}{S_s} = \frac{\sum_{i=1}^{10} H_{Ti} S_{in}}{\sum_{i=1}^{10} S_{in}} \quad (30)$$

式中: H_{Ti} 为各台传统发电机所提供传统惯量; 同时新能源发电机不提供虚拟惯量则 H_{Ts} 取值为 0。

表 1 10 机 39 节点系统各台发电机额定参数

Table 1 Rated capacity of each generator in a 10-machine 39-node system

发电机	S_{in}/MW	$D_i/(\text{MW Hz}^{-1})$	T_i/s
G01	10 000	100	10
G02	700	100	10
G03	800	100	10
G04	800	100	10
G05	300	100	10
G06	800	100	10
G07	700	100	10
G08	700	100	10
G09	1 000	100	10
G10	1 000	100	10

3.2 临界惯量有效性验证

分别以发电机 G03(650 MW)、G05(508 MW)、G10(250 MW)发生切机事件为例, 功率扰动发生后, 电力系统的频率响应随即进行, 采样扰动后初始时刻的 ROCOF 值及频率最大偏差进行系统理论临界惯量的计算。首先, 调节各台发电机的惯性时间常数使得扰动发生后系统的频率变化率最大值等于 $\text{ROCOF}_{\text{limit}}$, 使得电力系统频率初始阶段处于临界稳定状态, 由式(30)求得 H_{ROCOF} 理论值; 然后, 根据允许的稳态频率最大偏差结合式(21)确定最大调差系数, 再调节惯性时间常数使得频率最大偏差等于 Δf_{limit} , 由式(30)求得 H_{MDF} 理论值。各台发电机分别切机后的惯量中心频率变化率及频率响应曲线如图 4 所示。

发电机 G03 在 10 s 时退出运行, 获取各台发电机的惯性时间常数并代入式(30), 即可求得 H_{ROCOF} 和 H_{MDF} 的理论值分别为 4.79 s 和 5.31 s, 由式(26)可得此时电力系统临界惯量的理论值为 5.31 s; 同理可得 G05 发生切机事件时, 电力系统临界惯量的理论值为 4.35 s; G10 发生切机事件后, 电力系统临界惯量的理论值为 1.83 s。

在实际的电力系统中, 由于各台发电机惯性时间常数等关键信息有可能会缺失、误差较大等, 导致系统理论惯量不易获取, 在实际应用中无法通过式(30)计算电力系统临界惯量。通过本文推导所得临界惯量计算式(26)无需各台发电机的精确惯性时间常数值, 可以间接地对临界惯量进行估算, 为了验证结果的准确性, 引入估算相对误差 ε , 其公式为

$$\varepsilon = \left| \frac{H_C - H_T}{H_T} \right| \times 100\% \quad (31)$$

式中, H_C 、 H_T 为临界惯量的计算值和理论值。

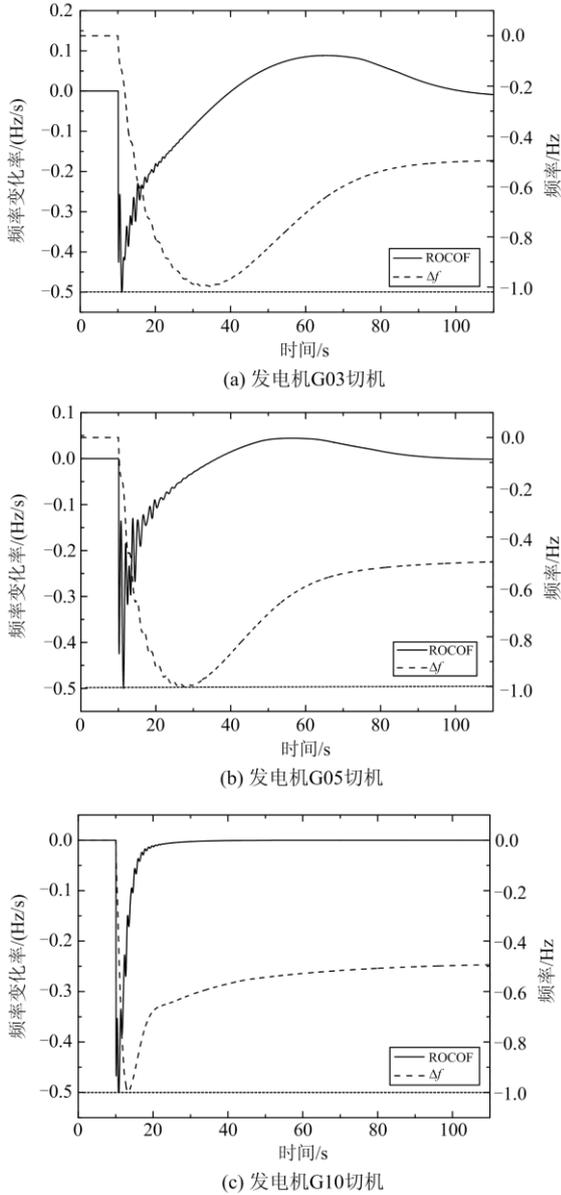


图4 发电机 G03、G05、G10 切机后频率及其变化率曲线

Fig. 4 Frequency and change rate curve of generator after G03, G05, G10 was tripped

计算在不同切机场景下临界惯量的计算值和理论值及相对误差值如表 2 所示。

通过对每个具体的运行场景详细分析可知, 临界惯量计算值 H_C 与临界惯量理论值 H_T 非常接近, 并留有一定的阈值保证频率指标不越过安全阈值。验证了所提电力系统临界惯量估算方法的有效性和精确性。

表 2 发电机切机事件的相对误差

Table 2 Relative error of generator outage event

发电机切机	理论临界惯量/s	计算临界惯量/s	相对误差/%
G03	5.31	5.36	0.94
G04	5.19	5.24	0.96
G05	4.35	4.41	1.37
G06	5.46	5.51	0.91
G07	4.86	4.89	0.62
G08	4.76	4.82	1.26
G09	6.69	6.77	1.19
G10	1.83	1.85	1.10

3.3 频率稳定性指标有效性验证

为验证所提频率稳定性指标 FSIOPS 判别系统频率稳定性的可行性和有效性, 以发电机 G03 切机功率缺额 650 MW 为例, 首先验证仅考虑 $ROCOF_{limit}$ 时的指标有效性, 由式(22)可得此时系统的临界惯量 H_{min} 为 4.79 s。

通过调节各台发电机时间常数来改变系统实际运行惯量 H_{sys} 。将各台发电机时间常数代入式(30)得到实际运行惯量, 当 H_{sys1} 为 4.92 s 时, 实际运行惯量大于临界惯量, 则 $FSIOPS > 1$; 同理当实际运行惯量 H_{sys2} 为 4.79 s 时, $FSIOPS = 1$; 当实际运行惯量 H_{sys3} 为 4.69 s 时, $FSIOPS < 1$ 。在系统发生切机功率扰动后, 在不同实际运行惯量水平系统的惯量中心频率变化率响应曲线如图 5 所示。

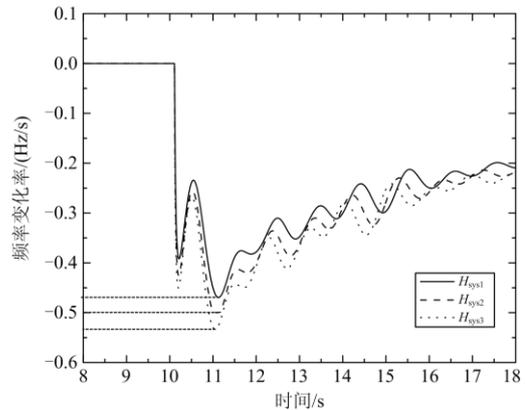


图 5 G03 切机后不同实际运行惯量下频率变化率响应曲线

Fig. 5 Frequency change rate curve under different actual inertia after G03 cutting was tripped

由图 5 可知, 当 G03 切机发生 650 MW 功率扰动时, 在不同的实际运行惯量水平下, 惯量中心频率变化率响应曲线最低点不同。当实际运行惯量为 H_{sys1} 时, $FSIOPS > 1$, 最大频率变化率为 0.47 Hz/s, 系统频率处于稳定状态; 当实际运行惯量为 H_{sys2}

时, $FSIOPS=1$, 最大频率变化率为 0.5 Hz/s , 系统频率处于临界稳定状态; 当实际运行惯量为 $H_{\text{sys}3}$ 时 $FSIOPS<1$, 最大频率变化率为 0.53 Hz/s , 超过了频率变化率阈值 0.5 Hz/s , 系统频率处于不稳定状态。验证了频率稳定性指标 $FSIOPS$ 判别扰动后初始阶段系统频率变化率稳定性的可行性和有效性。但此时的系统惯量水平只能保证扰动初始阶段系统频率变化率的稳定, 可能无法保证系统最大频率偏差超出安全阈值。

然后验证考虑 Δf_{limit} 时的指标有效性, 在最大一次调差系数确定的情况下, 由式(22)可得此时系统的临界惯量 H_{MDF} 为 5.31 s 。同理, 设置不同的系统惯量水平验证频率稳定性指标 $FSIOPS$ 的有效性。 $H_{\text{sys}1}$ 、 $H_{\text{sys}2}$ 、 $H_{\text{sys}3}$ 分别为 5.31 s 、 4.98 s 、 5.59 s 。在系统发生切机功率扰动后, 在不同实际运行惯量水平下系统的惯量中心频率变化曲线如图 6 所示。

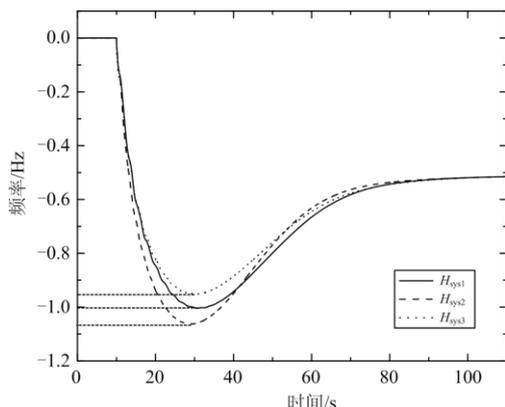


图 6 G03 切机后不同实际运行惯量下频率变化曲线

Fig. 6 Frequency change curve under different actual inertia after G03 was tripped

由图 6 可知, 当 G03 切机发生功率扰动时, 在不同的实际运行惯量水平下, 惯量中心频率响应曲线最低点不同。当实际运行惯量为 $H_{\text{sys}3}$ 时, $FSIOPS>1$, 最大频率偏差为 0.95 Hz , 系统频率处于稳定状态; 当实际运行惯量为 $H_{\text{sys}1}$ 时, $FSIOPS=1$, 最大频率偏差为 1.00 Hz , 系统频率处于临界稳定状态; 当实际运行惯量为 $H_{\text{sys}2}$ 时, $FSIOPS<1$, 最大频率偏差为 1.07 Hz , 超过了最大频率偏差阈值 1.00 Hz , 系统频率处于不稳定状态。由此, 验证了频率稳定性指标 $FSIOPS$ 判别扰动后系统频率最大偏差稳定性的可行性和有效性。

3.4 某区域电网仿真算例验证

为进一步验证本文所提方法正确有效, 采用某区域电网对所提临界惯量计算方法进行验证。该区域电网实际运行中所带负荷共 $27\,058 \text{ MW}$, 系统同步发电机包括再热式汽轮机、非再热式汽轮机和水轮机。出力占比分别为 38% 、 21% 、 9% , 新能源机组包括光伏发电机组和风力发电机组, 均运行在最大功率跟踪模式, 出力占比为 32% 。

首先, 获得当前系统的实际运行惯量, 设置 100 MW 的扰动, 得到系统的频率响应曲线, 由式(27)可得当前电力系统的实际运行惯量大小为 3.47 s 。然后, 在系统中设不同大小的功率扰动分别为 100 MW 、 200 MW 、 300 MW 、 400 MW 、 500 MW 、 600 MW , 并根据稳态频率最大偏差结合式(21)设置最大调差系数。根据式(26)及式(28)求出在不同扰动下的系统临界惯量 H_{min} 及频率稳定性指标 $FSIOPS$, 同时采样扰动后系统的最大频率变化率及最大频率偏差, 所得实验结果如表 3 所示。

表 3 某区域电网算例实验结果数据

Table 3 Experimental result data of a regional power grid calculation example

负荷扰动/MW	临界惯量计算值/s	FSIOPS	ROCOF _{max} /(Hz/s)	Δf_{max} /Hz	惯量缺额/s
100	1.07	3.24	0.14	0.76	0.00
200	2.13	1.62	0.29	0.89	0.00
300	3.24	1.07	0.41	0.98	0.00
400	4.41	0.79	0.55	1.07	0.94
500	5.46	0.64	0.71	1.12	1.99
600	6.58	0.53	0.83	1.16	3.11

由表 3 可知, 在系统发生不同大小功率扰动后, 系统的临界惯量值不同, 当频率稳定性指标 $FSIOPS$ 大于 1 时, 扰动后的最大频率变化率 $ROCOF_{\text{max}}$ 和最大频率偏差 Δf_{max} 均未超过安全阈值, 则系统频率不会失稳。当频率稳定性指标 $FSIOPS$ 小于 1 时, 系统的频率变化率或频率最大偏差越过安全范围,

相应的继电保护装置将会动作, 危及电力系统的安全可靠运行。同时求得当前电力系统惯量缺额, 为新能源电力系统虚拟惯量参与辅助调频提供理论支撑。由此, 本文所提计算方法的可行性有效性得以进一步证明。

4 结论

考虑惯量响应与一次频率响应的全过程，本文分析了电力系统的频率动态响应过程，提出了电力系统临界惯量估算方法，得到以下结论：

1) 本文通过分析电力系统频率动态响应过程，得到系统扰动后的惯量中心频率偏差时域表达式。据此，求解并分析惯量与各项频率稳定性指标间的关系。提出一种计及频率变化率及频率最大偏差约束的临界惯量的评估方法。

2) 基于电力系统临界惯量和实际运行惯量，本文提出一项电力系统频率稳定性指标 **FSIOPS**。使用该指标可以判断功率扰动后系统的频率稳定性。当频率稳定性指标 **FSIOPS** 小于 1 时，频率失去稳定。通过本文分析，可以计算系统惯量缺额，并得到新能源的虚拟惯量参考值，为新能源提供频率支撑控制策略提供理论依据。

基于电力系统稳定性指标和新能源虚拟惯量参考值，可以从系统频率稳定和经济效益的角度设计新能源电力系统惯量资源分配策略，这是本文的未来研究方向。

参考文献

- [1] TIELENS P, HERTEM D V. The relevance of inertia in power systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 55: 999-1009.
- [2] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(24): 1-8.
ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, et al. Research on China's practice and development path to improve the flexibility of new energy power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(24): 1-8.
- [3] POLAJZER E B, DOLINAR D, RITONJA J. Estimation of area's frequency response characteristic during large frequency changes using local correlation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(4): 3160-3168.
- [4] 秦晓辉, 苏丽宁, 迟永宁, 等. 大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(9): 36-43.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Analysis of inertia support and primary frequency modulation function positioning of virtual synchronous generators in large power grids[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 36-43.
- [5] 方勇杰. 英国“8·9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(24): 1-7.
FANG Yongjie. The enlightenment of the “8·9” blackout in the UK on frequency stability control technology[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(24): 1-7.
- [6] YAN Ruifeng, NAHID A M, TAPAN K S, et al. The anatomy of the 2016 South Australia blackout: a catastrophic event in a high renewable network[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5374-5388.
- [7] 张玥, 谢光龙, 张全, 等. 美国德州 2·15 大停电事故分析及对中国电力发展的启示[J/OL]. *中国电力*: 1-7 [2021-03-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20210315.1205.002.html>.
ZHANG Yue, XIE Guanglong, ZHANG Quan, et al. Analysis of the 2.15 blackout in Texas, USA and its enlightenment to China's power development[J/OL]. *Electric Power*: 1-7[2021-03-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20210315.1205.002.html>.
- [8] 张柏林, 郁娇山, 黄万龙, 等. 甘肃地区高比例新能源大外送电网面临的挑战及思考[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(4): 81-89, 96.
ZHANG Bolin, YU Jiaoshan, HUANG Wanlong, et al. Challenges and reflections on the power grid of high proportion of new energy in Gansu Province[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(4): 81-89, 96.
- [9] 李军徽, 冯喜超, 严干贵, 等. 高风电渗透率下的电力系统调频研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(2): 163-170.
LI Junhui, FENG Xichao, YAN Gangui, et al. Survey on frequency regulation technology in high wind penetration power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(2): 163-170.
- [10] 马喜平, 沈渭程, 杨臣, 等. 高比例新能源微电网参与电网调峰能力评估[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(8): 62-68, 75.
MA Xiping, SHEN Weicheng, YANG Chen, et al. Evaluation of high proportion new energy microgrids participating in peak-shaving capacity of power grid[J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(8): 62-68, 75.
- [11] 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.
- [12] ØRUM E, KUIVANIEMI M, LAASONEN M, et al. Future system inertia[R]. *ENTSOE Brussels Technical Report*, 2015.
- [13] 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. Evaluation of

- equivalent inertia of new energy power system considering frequency distribution characteristics[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(8): 2913-2921.
- [14] MARINELLI M, MASSUCCO S, MANSOLDO A, et al. Analysis of inertial response and primary power-frequency control provision by doubly fed induction generator wind turbines in a small power system[C] // 17th Power Systems Computation Conference, August 22-26, 2011, Stockholm, Sweden: 1-7.
- [15] BERARDINO P, PORRETTA S. Calculation of power systems inertia and frequency response[C] // 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), February 8-9, 2018, College Station, TX, USA: 1-6.
- [16] FAVUZZA S, NAVARRONAVIA M S, MUSCA R, et al. Impact of res penetration on the frequency dynamics of the 500 kV vietnamese power system[C] // 2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, November 3-6, 2019, Brasov, Romania: 3-8.
- [17] MCLOUGHLIN J, MISHRA Y, LEDWICH G. Estimating the impact of reduced inertia on frequency stability due to large-scale wind penetration in Australian electricity network[C] // Australasian Universities Power Engineering Conference, September 28-October 1, 2014, Perth, Australia: 2-5.
- [18] WOOD A J, WOLLENBERG B F. *Power generation operation and control*[M]. New York: Wiley, 2013.
- [19] KUNDUR P, BALU N J, LAUBY M G. *Power system stability and control*[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [20] 张刘杰, 肖仕武, 黄松柏. 基于灵敏度的孤网动态频率偏移峰值分析和调速系统参数优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(2): 137-143.
- ZHANG Liujie, XIAO Shiwu, HUANG Songbai. Sensitivity-based peak analysis of isolated grid dynamic frequency offset and optimization of speed regulation system parameters[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(2): 137-143.
- [21] 王凡, 李海峰, 胥国毅, 等. 调频关键参数对电网频率特性的影响及其灵敏度分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(20): 1-8.
- WANG Fan, LI Haifeng, XU Guoyi, et al. The influence of key frequency modulation parameters on power grid frequency characteristics and its sensitivity analysis[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(20): 1-8.
- [22] 刘觉民, 陈明照, 谭立新, 等. 同步发电机原动系统调速器仿真研究[J]. *中国电机工程学报*, 2008, 28(8): 132-135.
- LIU Juemin, CHEN Mingzhao, TAN Lixin, et al. Simulation research on the governor of synchronous generator drive system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2008, 28(8): 132-135.
- [23] 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.
- ZENG Fanhong, ZHANG Junbo. The temporal and spatial characteristics of power system inertia and its analysis method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(1): 50-58.
- [24] 韩英铎, 周金明. 电力系统动态频率的新概念和新算法[J]. *电力系统自动化*, 1993, 17(10): 5-9.
- HAN Yingduo, ZHOU Jinming. New concept and new algorithm of power system dynamic frequency[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 1993, 17(10): 5-9.
- [25] 王玓, 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] 杨森, 杜文娟, 王旭斌, 等. 风火-需求侧响应协调频率控制方法[J]. *电网技术*, 2017, 41(3): 845-853.
- YANG Sen, DU Wenjuan, WANG Xubin, et al. Wind-fire-demand-side response coordinated frequency control method[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(3): 845-853.
- [27] 高学民, 么莉, 张辉, 等. 基于负荷频率特性的低频减载方案优化[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2015, 27(2): 82-88.
- GAO Xuemin, MO Li, ZHANG Hui, et al. Optimization of low-frequency load shedding scheme based on load frequency characteristics[J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2015, 27(2): 82-88.
- [28] 程子霞, 于洋, 柴旭峥. 基于协同自适应控制光储VSG运行控制研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(24): 79-85.
- CHENG Zixia, YU Yang, CHAI Xuzheng. Research on operation control of optical storage VSG based on cooperative adaptive control[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(24): 79-85.

收稿日期: 2021-02-01; 修回日期: 2021-04-27

作者简介:

李东东(1976—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析、新能源并网和智能用电; E-mail: psldd@163.com

刘强(1996—), 男, 硕士, 研究方向为惯量评估; E-mail: lqshdl@163.com

徐波(1981—), 男, 通信作者, 博士, 讲师, 研究方向为新能源并网分析与控制。E-mail: xubo@shiep.edu.cn

(编辑 姜新丽)