

考虑频率安全约束的电力系统临界惯量计算

易 佩¹, 景志滨², 徐 飞¹, 陈 磊¹, 齐 军², 姜希伟², 高旭泽²

(1. 清华大学 电机工程与应用电子技术系, 电力系统及大型发电设备安全控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084;

2. 内蒙古电力(集团)有限责任公司, 呼和浩特 010010)

摘 要: 随着新能源大规模接入电网, 电力系统惯量逐渐减小, 系统频率安全受到严重威胁。该文采用“临界惯量”来量化发生临界故障后, 为了维持系统稳定所需的最小惯量。首先, 提出了一种解析化的频率安全计算方法, 通过构造频差曲线, 基于平均系统开环模型, 给出了频率安全约束计算式。然后, 基于频率安全约束、频率变化率(RoCoF)约束与机组调节功率约束, 将系统临界惯量计算转化为优化问题的求解。最后, 采用仿真系统验证了该临界惯量计算方法的有效性与准确性。仿真结果表明: 机组可调节功率范围越大, 临界惯量越小, 因此通过增大机组备用容量可以减小系统临界惯量。

关键词: 临界惯量; 构造频差曲线; 频率安全约束; 频率变化率约束; 调节功率约束

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1000-0054(2022)10-1721-09

DOI: 10.16511/j.cnki.qhdxxb.2022.21.013

Calculation of the critical inertia of a power system considering frequency security constraints

YI Pei¹, JING Zhibin², XU Fei¹, CHEN Lei¹,
QI Jun², JIANG Xiwei², GAO Xuze²

(1. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power Systems
and Generation Equipment, Department of Electrical Engineering,

Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Inner Mongolia Electric Power (Group)

Co., Ltd, Hohhot 010010, China)

Abstract: With the large-scale access of new energy to the power grid, the inertia of the power system gradually decreases, and the system frequency security is seriously threatened. In this study, “critical inertia” is used to quantify the minimum inertia required to maintain system stability after a critical failure. First, an analytical frequency safety calculation method is proposed. By constructing the frequency difference curve, the calculation formula of the frequency safety constraint is obtained based on the average system open-loop model. Then, based on the frequency safety constraint, the rate of

change of frequency constraint (RoCoF), and the unit regulation power constraint, the calculation of the system-critical inertia is transformed into the solution of the optimization problem. Finally, the simulation system is used to verify the effectiveness and accuracy of the critical inertia calculation method in this study. The simulation results show that the larger the adjustable power range of the unit is, the smaller the critical inertia becomes. By increasing the standby capacity of the unit, the critical inertia of the system can be reduced.

Key words: critical inertia; construct frequency difference curve; frequency safety constraint; the rate of change of frequency constraint; adjusting power constraints

随着大规模电力电子接口的新能源接入电网, 系统惯量与一次调频能力相比传统同步系统显著减弱^[1-2], 系统的抗功率扰动能力和稳定特性下降, 给系统频率安全带来了巨大挑战。

近年来, 澳大利亚、英国等国家电网多次出现系统惯量和调频能力不足引发的频率问题。2016年9月28日, 全南澳大利亚州大停电, 原因是新能源占比过高、系统转动惯量不足使频率变化率高达6 Hz/s, 低频减载尚未动作, 频率已经崩溃, 最终导致事故发生^[3]。2019年8月9日, 英国发生大停电, 原因是系统惯量和调频能力不足导致频率快速跌落至48.8 Hz 触发低频减载动作^[4]。这些由于系统惯量不足引发的停电事故敲响了高比例新能源接入后电网稳定运行的警钟, 引起了广泛的关注。因此, 合理评估惯量需求以及在线监测系统惯量对于高比例新能源电力系统规划与安全运行具有重要的意义。

目前关于惯量评估与监测已有较多研究^[5-6],

收稿日期: 2021-12-20

作者简介: 易佩(1997—), 女, 硕士研究生。

通信作者: 陈磊, 副研究员, E-mail: chenlei08@tsinghua.edu.cn

但对计算维持系统稳定所需要的最小惯量的研究较少,主要通过系统仿真分析。而实际工程中最小惯量的取值主要通过运行经验获得。本文采用“临界惯量”这一概念来表征在发生临界故障后,满足保证系统暂态稳定的给定条件下的惯性常数的最小值。在已有研究中,最低惯量需求、惯量安全域等类似概念被提出用来描绘惯量安全边界。

在国外的研究中,系统临界惯量由系统不平衡功率和频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)约束计算得到。文[7-8]基于优化问题求解系统所需的最小惯量,以满足频率变化率在规定范围内,RoCoF取值范围依据电力系统稳定指导准则ENTSO-E给出。文[9]提出的惯量约束是基于RoCoF不超过分布式电源防孤岛保护设定值。这些研究均未综合考虑系统惯量对于频率极值点的影响,所得临界惯量与实际值存在较大误差。

在考虑频率极值点约束的系统临界惯量方面,文[10]通过时域仿真,求解了高风电渗透率电力系统最小惯量水平,结果表明,频率极值点约束对临界惯量的影响比RoCoF约束更大。文[11]在火电机频率响应模型的基础上构建了高比例电力电子系统频率响应模型,提出了考虑频率极值点约束的系统临界惯量需求评估方法。文[12]考虑稳控措施并将频率安全约束线性化处理后纳入考虑范围,但许多参数在实际系统中难以准确获取。由于频率极值点既与惯量相关,又受一次调频影响,因此考虑频率极值点的临界惯量是在确定一次调频能力下计算的结果。

基于时域仿真离线分析的方法存在模型构建复杂、求解效率低等问题,现有研究并未给出实用化的频率安全约束。因此,本文通过构造频差曲线,基于平均系统开环模型,给出了频率安全约束的表达式,在保证精度的前提下可以简化临界惯量的求解。此外,本文还分析了RoCoF约束与机组调节功率约束,解决了现有临界惯量研究中考虑因素不全面的问题。本文将临界惯量的求解转化为带约束的优化问题的求解,并通过仿真算例,分析了各个约束条件在不同功率扰动和频率极值点约束下对临界惯量的影响,为提升系统惯量的措施提供了理论依据。

1 实用化的频率安全约束计算方法

1.1 频率响应特性

电力系统发生功率扰动后的频率动态响应包括频率上升动态响应与频率下降动态响应,两者的区

别在于系统是发生功率缺额还是功率盈余。它们的机理相似,因此本文均以频率下降动态过程为例进行分析,频率下降过程的典型频率响应曲线^[13]如图1所示。

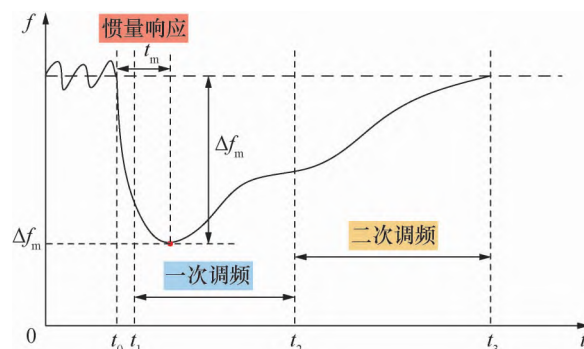


图1 频率动态响应曲线

当系统内发生功率缺额时,频率呈现下降的动态过程,典型的频率下降动态过程基本可分为3个阶段,分别为惯量响应阶段、一次调频响应阶段和二次调频控制阶段。图1中 t_0 之前系统处于稳态,该阶段系统功率发生小幅变化。 t_0 时刻系统内发生大功率扰动,由于一次调频响应较慢,机械功率来不及变化,主要依靠系统内惯量提供动能来调节功率,因此称为惯量响应阶段。 t_1 时刻系统中的电源开始通过改变机械功率来平衡功率缺额,此时惯量与一次调频同时调节功率,一次调频结束后仍存在频率偏差。最后通过二次调频响应实现系统频率的无差调节。

1.2 频率安全约束计算

在实际多机电力系统的频率动态过程中,系统中各母线所测得的频率会呈现不同的时空分布特征^[14],即位于不同空间中的母线频率的动态特性有所差别。但这种差别较小,而且多机系统的频率特性较复杂,若再考虑这种差异则问题更难分析,因此在频率安全分析中对此往往忽略不计。故在频率安全问题的研究中,常常会忽略网络结构的影响,认为全网的频率相同。基于上述假设,可建立图2所示的平均系统频率(average system frequency, ASF)模型^[15]。

图2中, $G_1(s), G_2(s), \dots, G_n(s)$ 表示系统内所有机组,既可指火电机组,也可指新能源机组。用一阶惯性环节对机组进行模拟,表示机组原动机与调速器的动态过程:

$$G_i(s) = \frac{K_{Gi}}{1 + sT_{Gi}}, i = 1, 2, \dots, n. \quad (1)$$

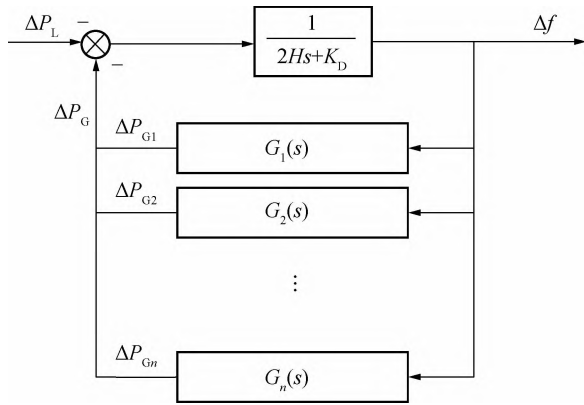


图2 平均系统频率模型

其中: K_{Gi} 为机组 i 的功频特性系数, T_{Gi} 为机组 i 原动机与调速器综合时间常数, K_{Gi} 和 T_{Gi} 可通过最小二乘法拟合得到, 机组 i 的一次调频能力体现在 K_{Gi} 和 T_{Gi} 的大小上。基于上述平均系统频率模型, 系统频率动态响应可描述为

$$\Delta P_L - \Delta P_G + 2H \frac{d\Delta f}{dt} + k_D \Delta f = 0. \quad (2)$$

其中: ΔP_L 为功率扰动, ΔP_G 为扰动后所有机组调节功率之和, H 为系统惯量, Δf 为频率偏差, k_D 为负荷频率调节效应系数。

$$\Delta P_G = \sum_{i=1}^n \frac{K_{Gi}}{1+sT_{Gi}} \Delta f. \quad (3)$$

在扰动瞬间频率变化率最大, RoCoF 为

$$\left. \frac{d\Delta f}{dt} \right|_{t=0} = -\frac{\Delta P_L}{2H}. \quad (4)$$

在系统受到功率扰动 ΔP_L 后的频率动态响应过程中, 当系统功率缺额为 0 时, Δf 的变化率为 0, 此时频率跌落至极值点, Δf 达到最大, 记作 Δf_m 。设频率极值点时刻为 t_m , 则在 t_m 时刻, 机组和负荷提供的功率增量之和等于系统初始功率缺额, 也就是 ΔP_L 。即在 t_m 时刻有

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{Gmi} - k_D \Delta f_m = \Delta P_L. \quad (5)$$

其中 ΔP_{Gmi} 为 t_m 时刻机组 i 提供的功率增量。

如果在 t_m 时刻, 机组与负荷提供的功率增量之和不小于系统初始功率缺额, 即:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{Gmi} - k_D \Delta f_m \geq \Delta P_L, \quad (6)$$

则系统最大频率偏差将不超过 Δf_m 。因此式(6)可作为频率安全约束的条件, 即在满足式(6)的情况下, 可保证系统在功率扰动 ΔP_L 后最大频率偏差不超过 Δf_m 。

1.3 解析化频率极值点时刻机组出力

频率安全约束方程计算的难点在于 t_m 以及

ΔP_{Gmi} 的计算, 由于 t_m 精确的表达式十分复杂, 本文提出了一种实用化的计算方法, 通过构造频差曲线, 将图 2 的 ASF 模型转换为图 3 的平均系统开环模型进行计算。

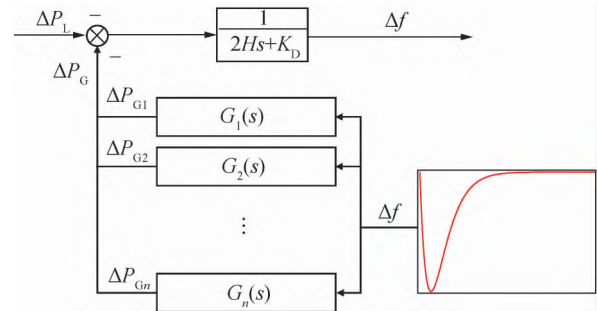


图3 平均系统频率开环模型

机组的调节功率在经过一个由惯量与负荷频率调节效应组成的等效延时环节后对频率产生影响, 因此计算频率极值点的关键在于频率动态响应初期机组的输出。由于动态频率响应特性的表达式较为复杂, 本文通过构造一条频差曲线作为输入, 计算机组的调节功率。在 t_m 之前精确描述频率动态过程是采用开环系统模型^[16]进行计算的准确率的保证, 构造的频差曲线在 t_m 之前与实际频差曲线之间误差越小, 则计算结果误差越小。

文[17]提出用初始点与频率最低点的连线来近似频差曲线, 如图 4 中蓝线所示, 但误差较大, 最大达 12% 以上。本文构造的频率偏差曲线如图 4 中红线所示。

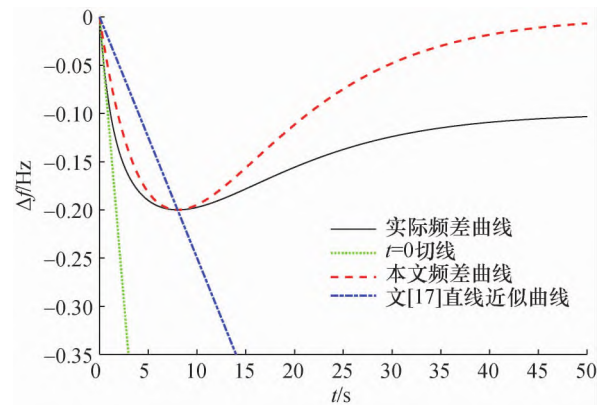


图4 构造频差曲线与实际频差曲线

本文频差曲线频域表达式为

$$\Delta f = -\frac{a}{(s+b)^2}. \quad (7)$$

其中 a 、 b 为构造曲线待确定的参数。时域表达式为

$$\Delta f(t) = -ate^{-bt}. \quad (8)$$

本文频差曲线经过频差极值点 $(t_m, \Delta f_m)$, 并

且曲线初始变化率与频差初始变化率相同, 即:

$$\Delta f' \big|_{t=0} = -a = -\frac{\Delta P_L}{2H}. \quad (9)$$

则有:

$$a = -e \frac{\Delta f_m}{t_m}, \quad (10)$$

$$b = \frac{1}{t_m}, \quad (11)$$

$$t_m = \frac{2He\Delta f_m}{\Delta P_L}. \quad (12)$$

从图4可以看出, 在频率极值点之前, 直线近似曲线与实际频差曲线之间差别较大, 而本文频差曲线则非常接近实际频差曲线, 因此采用本文频差曲线求解频率极值点时刻 t_m 之前系统的状态是可行的。采用本文频差曲线计算时, 因为在 t_m 之前频差曲线小于系统实际频差, 则机组调节功率也将小于实际功率增量, 所以可以保证结果的保守性。

根据本文频差曲线求解机组在频率极值点时刻的调节功率为

$$\Delta P_{Gm} = \sum_{i=1}^n \frac{aK_{Gi}}{T_{Gi}b-1} \left[\frac{T_{Gi}}{1-T_{Gi}b} (e^{-1} - e^{-\frac{t_m}{T_{Gi}}}) - e^{-1} t_m \right]. \quad (13)$$

将式(13)代入式(6)可得频率安全约束为

$$\sum_{i=1}^n \frac{aK_{Gi}}{T_{Gi}b-1} \left[\frac{T_{Gi}}{1-T_{Gi}b} (e^{-1} - e^{-\frac{t_m}{T_{Gi}}}) - e^{-1} t_m \right] - k_D \Delta f_m \geq \Delta P_L. \quad (14)$$

采用式(14)作为频率安全约束的计算式, 可以避免依赖模型时域仿真分析方法的局限性; 与简单线性化计算方法相比, 可以提高计算精度, 具有较强的实用性。

为了验证本文频差曲线的有效性, 随机生成100个3机系统, 每台机组的参数都在一定范围内^[18]随机生成, 系统发生功率缺额, 并设置 Δf_m 为 -0.2 Hz 。首先求出满足频率安全约束(14)时系统能承受的最大 ΔP_L , 然后将得到的最大 ΔP_L 作为功率扰动输入到实际系统内, 得到实际的频差曲线, 通过对比 Δf_m 实际值与设定值来判断本文频差曲线是否有效。

仿真得到的 Δf_m 实际值如图5所示, 并与设定值 -0.2 Hz 进行对比。

在仿真中的100个3机系统中, Δf_m 实际值与设定值的最大误差为2.93%, 最小误差仅为0.52%, 整体误差较小。可以看出, 采用本文频差曲线计算的频率安全约束具有保守性, 而满足频率安全约束可以保证在最大功率扰动下的最大频差在设定值之

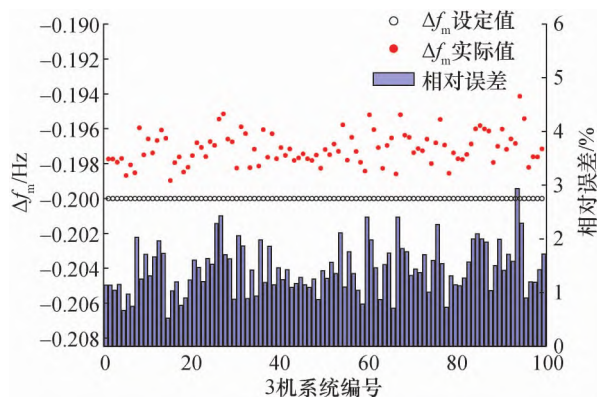


图5 最大频差仿真结果

内, 与理论分析结论一致。结果表明通过本文频差曲线计算的频率安全约束准确度高, 验证了本文频差曲线的有效性。

将本文频差曲线与文[17]中直线近似曲线、文[16]中抛物线近似曲线进行对比, 计算结果与仿真结果的误差如图6所示。

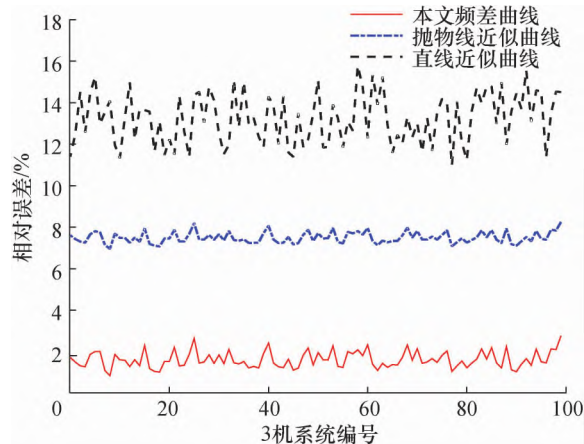


图6 计算结果误差对比

可以看出, 本文频差曲线的计算误差小于3%; 直线近似曲线平均误差高达13%; 抛物线近似曲线的鲁棒性强, 但计算误差也较高, 平均误差达到7%。误差来源于实际频差曲线与近似的频差曲线在频率极值点之前的差别, 本文频差曲线在频率极值点之前很好地近似了实际频差曲线, 因此与直线近似曲线和抛物线近似曲线相比, 误差大幅度减小, 可以提高计算精度, 具有较强的实用性。

2 RoCoF约束与可调节功率约束

除了频率偏差外, RoCoF也是表征系统频率稳定的重要指标, 因此需要考虑RoCoF约束。此外, 在计算频率安全约束时, 并未考虑机组调节功率的约束, 实际机组可调节的功率具有一定的范围限

制,因此还需将机组调节功率约束纳入临界惯量计算的约束条件中。

2.1 RoCoF 约束

基于 1.2 节分析可知,在扰动瞬间 RoCoF 最大,较大 RoCoF 可能会导致机组内部结构损坏。因此考虑机组 RoCoF 耐受能力,保证机组安全运行,参考文[19]的建议,设置最大 RoCoF 不能超过 2 Hz/s。

此外,目前众多国家的电网对 RoCoF 做出了明确的要求。例如,欧洲电网运行商基于 RoCoF,对并网电源提出并网要求^[20],以下几种情况不允许脱网:500 ms 内 RoCoF 为 ± 2 Hz/s;1 s 内 RoCoF 为 ± 1.5 Hz/s;2 s 内 RoCoF 为 ± 1.25 Hz/s。澳大利亚 Tasmania 电网要求,电网故障发生后 100 ms 内最大 RoCoF 为 ± 3 Hz/s。当系统频率低于 49 Hz 后,最大 RoCoF 为 ± 1.18 Hz/s。英国 RoCoF 保护装置设置为 ± 0.125 Hz/s^[20],超过该值会导致发电机继电保护装置动作。目前美国、英国等国家安装了一种新的发电机保护装置,可使 RoCoF 在 ± 0.5 Hz/s 内时保护不动作。在低惯量场景下,RoCoF 触发值较低会导致保护装置频繁动作,许多国家已提出修改触发值的建议。电力系统稳定指导准则 ENTSO-E 将 RoCoF 限值设置如下:

- 1) 扰动发生时刻 0.5 s 内 RoCoF 不超过 ± 2 Hz/s;
- 2) 扰动发生后 1 s 内 RoCoF 不超过 ± 1.5 Hz/s;
- 3) 扰动发生后 2 s 内 RoCoF 不超过 ± 1.25 Hz/s。

RoCoF 约束的具体取值需要根据实际电网所配置的 RoCoF 保护装置的触发值进行取值,设 RoCoF 约束的上、下限分别为 RoCoF^{\max} 、 RoCoF^{\min} ,由于在扰动瞬间 RoCoF 最大,因此 RoCoF 约束可写为

$$\text{RoCoF}^{\min} \leq \frac{\Delta P_L}{2H} \leq \text{RoCoF}^{\max}. \quad (15)$$

若考虑到由于故障导致部分机组退出运行,设退出运行的机组惯量为 H_{loss} ,则式(15)应写为

$$\text{RoCoF}^{\min} \leq \frac{\Delta P_L}{2(H - H_{\text{loss}})} \leq \text{RoCoF}^{\max}. \quad (16)$$

2.2 可调节功率约束

式(14)给出了机组调节功率的计算式,实际机组响应频率调节的功率具有一定的范围限制,需要考虑机组容量约束的影响。设机组最大上调功率为 $\Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{U}}$,最大下调功率为 $\Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{D}}$,则机组最大调节功

率满足:

$$-\Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{D}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{U}}. \quad (17)$$

式(17)表示机组有功出力限值,实际中一些机组配置了储能装置,可以增大机组调节功率范围。设储能装置最大可充电功率为 $\Delta P_{\text{Bi}}^{\text{D}}$,最大可放电功率为 $\Delta P_{\text{Bi}}^{\text{U}}$,则最大调节功率约束应写为

$$-\Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{D}} - \Delta P_{\text{Bi}}^{\text{D}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{U}} + \Delta P_{\text{Bi}}^{\text{U}}. \quad (18)$$

机组可调节功率越大,即机组的备用容量越大,则在频率动态响应过程中机组能提供的功率支撑越大,可在一定程度上减小临界惯量。

3 临界惯量计算

临界惯量的求解可转化为带约束的优化问题的求解,优化问题的目标函数为电网惯量需求最小,约束条件包括频率安全约束、RoCoF 约束与机组可调节功率约束。

$\min H$

s. t.

$$\sum_{i=1}^n \frac{aK_{\text{Gi}}}{T_{\text{Gi}}b-1} \left[\frac{T_{\text{Gi}}}{1-T_{\text{Gi}}b} (e^{-1} - e^{-\frac{t_m}{T_{\text{Gi}}}}) - e^{-1}t_m \right] -$$

$$k_{\text{D}}\Delta f_{\text{m}} \geq \Delta P_{\text{L}};$$

$$\text{RoCoF}^{\min} \leq \frac{\Delta P_{\text{L}}}{2(H - H_{\text{loss}})} \leq \text{RoCoF}^{\max};$$

$$-\Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{D}} - \Delta P_{\text{Bi}}^{\text{D}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}} \leq \Delta P_{\text{Gmi}}^{\text{U}} + \Delta P_{\text{Bi}}^{\text{U}},$$

$$i = 1, 2, \dots, n.$$

(19)

由于构建的优化模型含有非线性约束,本文采用粒子群算法求解全局最优解,流程如图 7 所示。首先,设置各机组的功频特性系数 K_{Gi} 、机组原动机与调速器综合时间常数 T_{Gi} 、负荷频率调节效应系数 K_{D} ,并输入各机组的出力约束、系统能承受的最大频率偏差以及系统能承受的最大功率扰动,其中最大功率扰动根据极限预想故障求解,最大频率偏差由系统安全运行条件给定,其中极限预想故障与系统运行模式相关。接着对粒子群进行初始化,然后定义适应度函数,个体极值为每个粒子找到的最优解,从这些最优解找到一个全局值,称为本次全局最优解,将其与历史全局最优比较,若满足迭代终止条件则输出临界惯量,若不满足则种群进行更新并继续迭代求解。

4 算例分析

在图 8 的仿真系统上对本文所提临界惯量计算方法进行验证。扰动为发电机 G4 跳闸(机组惯量为 3 s)。

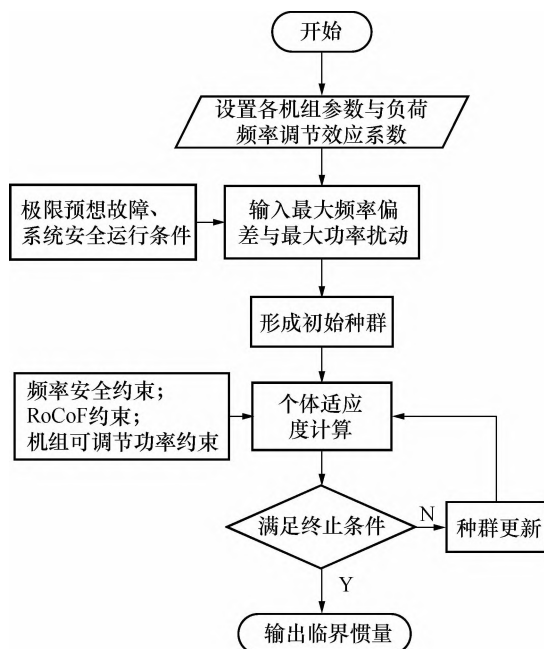


图7 算法流程

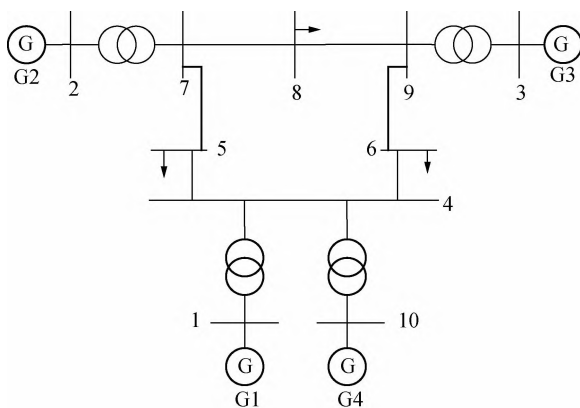


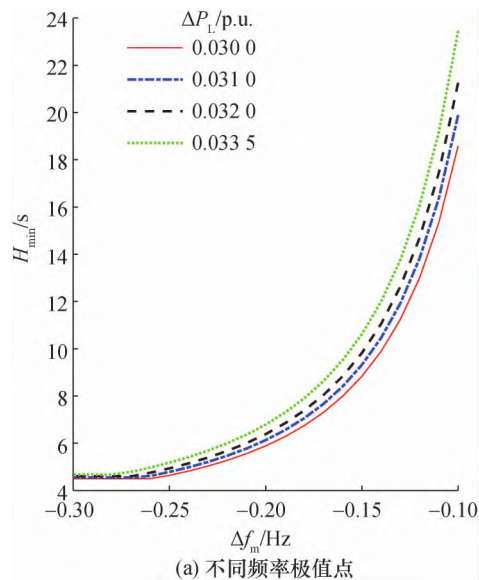
图8 仿真系统示意图

4.1 考虑频率极值点约束与 RoCoF 约束

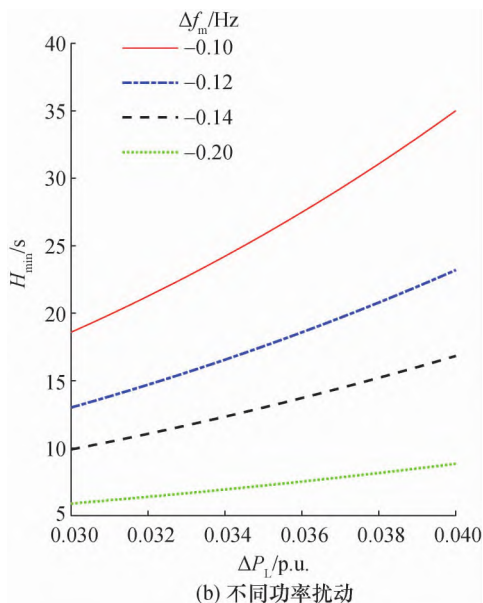
若考虑频率极值点约束与 RoCoF 约束, 其中 RoCoF 约束只考虑考虑机组 RoCoF 耐受能力, 设置 $\text{RoCoF}^{\min} = -0.2 \text{ Hz/s}$, $\text{RoCoF}^{\max} = 0.2 \text{ Hz/s}$, 求解系统在不同功率扰动和频率极值点约束下的临界惯量 H_{\min} , 结果与只考虑频率安全约束时的临界惯量结果完全相同, 表明此时 RoCoF 约束没有起作用, 在满足频率安全约束的前提下 RoCoF 约束自动满足。

若考虑 RoCoF 保护装置动作, 设置 $\text{RoCoF}^{\min} = -0.5 \text{ Hz/s}$, $\text{RoCoF}^{\max} = 0.5 \text{ Hz/s}$, 求解系统在不同最大频差约束和功率扰动下的 H_{\min} 如图 9 所示。

由图 9 可以看出, 当频率极值点约束的绝对值



(a) 不同频率极值点



(b) 不同功率扰动

图9 RoCoF 约束情形 1 临界惯量

较大时, 影响临界惯量的是 RoCoF 约束, RoCoF 约束使系统临界惯量增大, 此时在满足 RoCoF 约束的前提下频率安全约束自动满足; 当频率极值点约束的绝对值较小时, 影响临界惯量的是频率安全约束。

若将约束修改为 $\text{RoCoF}^{\min} = -0.2 \text{ Hz/s}$, $\text{RoCoF}^{\max} = 0.2 \text{ Hz/s}$, 则系统在不同功率扰动和频率极值点约束下的临界惯量如图 10 所示。

对比图 9 和 10 可知, RoCoF 约束范围越小, 在不同频率极值点约束下 RoCoF 约束对临界惯量的影响区间越大, 且临界惯量越大。从图 10 右图的最大频差约束为 $\Delta f_m = 0.2 \text{ Hz}$ 曲线可以看出, 扰动功率小于 0.036 p.u. 时, 临界惯量只受 RoCoF 约束影响, 且临界惯量与扰动功率成正比; 扰动功率

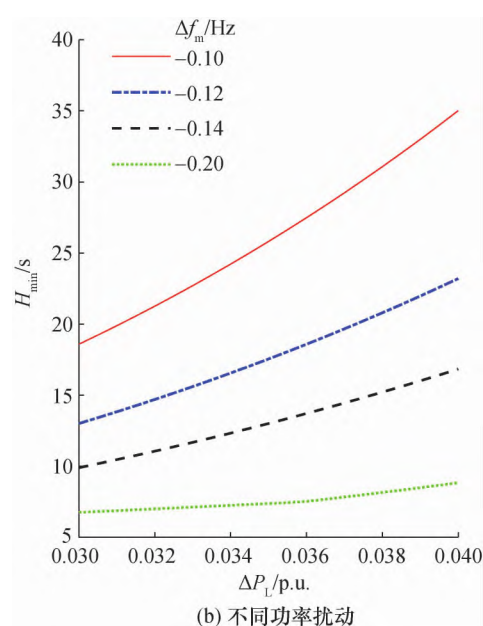
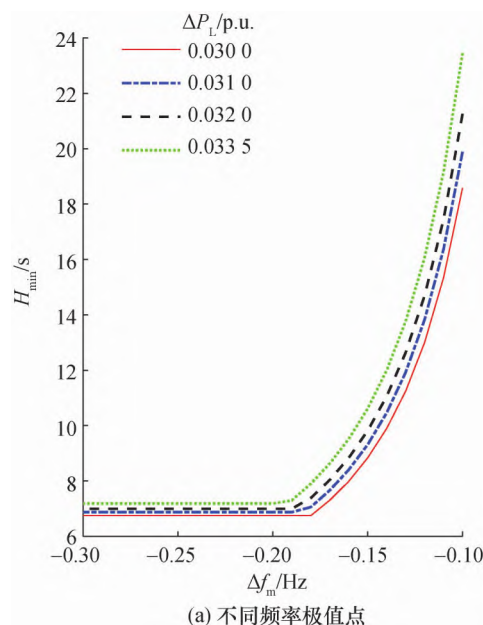


图 10 RoCoF 约束情形 2 临界惯量

大于 0.036 p. u. 时, 临界惯量随扰动功率的变化斜率变大, 此时 RoCoF 约束与频率安全约束共同决定临界惯量。

4.2 可调节功率对临界惯量的影响

在 4.1 节中加入机组可调节功率约束, 给定 $\text{RoCoF}^{\min} = -0.5 \text{ Hz/s}$, $\text{RoCoF}^{\max} = 0.5 \text{ Hz/s}$, 在不同功率扰动和频率极值点约束下, 求解系统满足频率安全约束的临界惯量如图 11 所示。

从图 11 中可以看出, 当系统允许的最大频率偏差较大时, 影响临界惯量的约束主要为 RoCoF 约束; 当扰动较小时, 机组调节功率未达到其限值, 临界惯量不受机组出力影响, 因此临界惯量不

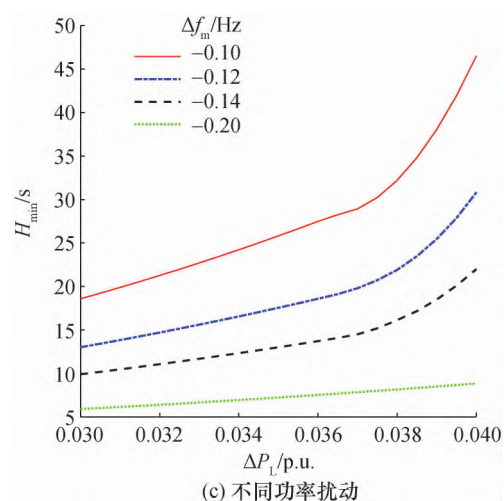
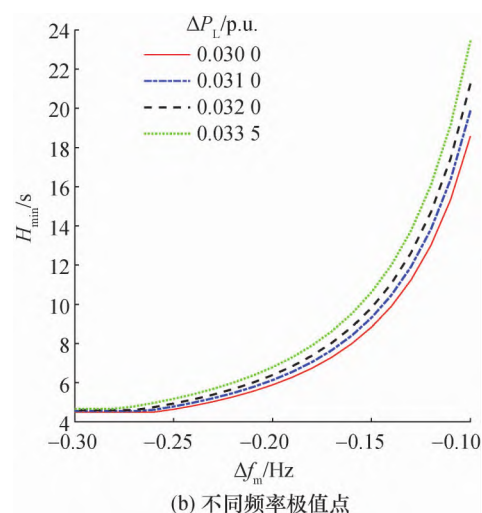
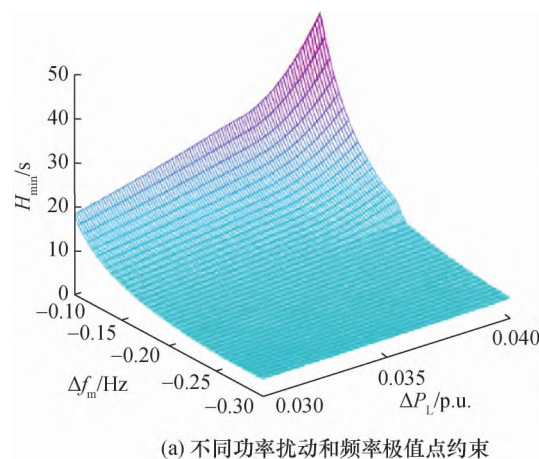


图 11 系统临界惯量

变。当扰动较大时, 机组调节功率达到其限值, 临界惯量相比显著增大。当频率极值点的绝对值较小时, 临界惯量主要受频率安全约束与可调节功率影响, 频率极值点的绝对值越小, 临界惯量越大, 即系统允许的频率偏差越小, 在一定调频能力下, 系统所需的惯量越大。在相同频率极值点约束下, 扰

动功率越大,系统临界惯量越大。

基于上述分析,机组可调节功率即调频备用容量会影响临界惯量的取值,设置 $|\Delta f_m| \leq 0.2$ Hz, $\text{RoCoF}^{\min} = -0.5$ Hz/s, $\text{RoCoF}^{\max} = 0.5$ Hz/s, 改变机组可调节功率范围,临界惯量计算结果如图 12 所示。

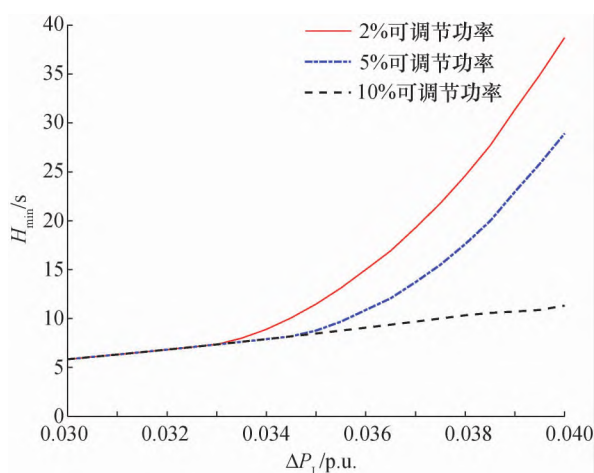


图 12 不同可调节功率下最小惯量

可以看出,在一定最大频差约束与 RoCoF 约束下,当机组调频备用充足时,即机组调节功率未超出其限值时,随着扰动功率的增大,临界惯量缓慢增大;当机组调节功率达到其限值后,临界惯量随着扰动功率增大而增大的速度显著加快,表明机组调频备用越小,系统所需的临界惯量越大。

表 1 列出了考虑不同约束时 4 种不同扰动功率和频率安全约束工况下的临界惯量。频率安全约束记作 A,可调节功率约束记作 B, RoCoF 约束记作 C。工况 1 为 $\Delta P_L = 0.03$ p. u.、 $|\Delta f_m| \leq 0.2$ Hz, 工况 2 为 $\Delta P_L = 0.03$ p. u.、 $|\Delta f_m| \leq 0.3$ Hz, 工况 3 为 $\Delta P_L = 0.04$ p. u.、 $|\Delta f_m| \leq 0.2$ Hz, 工况 4 为 $\Delta P_L = 0.04$ p. u.、 $|\Delta f_m| \leq 0.3$ Hz。

表 1 考虑不同约束的临界惯量

约束	工况 1	工况 2	工况 3	工况 4
A	5.89	4.01	8.84	5.15
A、B	5.89	4.01	9.58	5.34
A、C	6.75	6.75	8.84	8.00
A、B、C	6.75	6.75	9.58	8.44

工况 1 和 2 中考虑和不考虑可调节功率约束时计算的临界惯量结果相同,这表明:当扰动功率较小时,机组可调节功率能为系统提供足够的支撑,可调节功率约束不影响临界惯量;当扰动功率较大时,由于机组调节功率达到其限值,系统需要更大的惯量为频率提供支撑。考虑 RoCoF 约束时,工况

1 和 2 临界惯量相同,此时功率扰动较小,系统所允许的最大频差较大,在满足 RoCoF 约束的前提下频率安全约束自动满足。

综上所述,频率安全约束、RoCoF 约束、可调节功率约束共同影响临界惯量,其中可以通过增加备用放松机组可调节功率约束,从而减小系统所需的最小惯量;机组采用触发值较大的 RoCoF 保护装置也能减小临界惯量。

4.3 临界惯量验证

考虑频率安全约束、RoCoF 约束、可调节功率约束时,在 ΔP_L 为 0.03 p. u., $|\Delta f_m| \leq 0.2$ Hz 下,计算系统临界惯量为 6.75 s,计算时间仅为 0.2807 s,远小于采用时域仿真分析所需时间。设置系统惯量为 6.75 s 后进行仿真,扰动为发电机 G4 跳闸,得到频差曲线如图 13 所示。

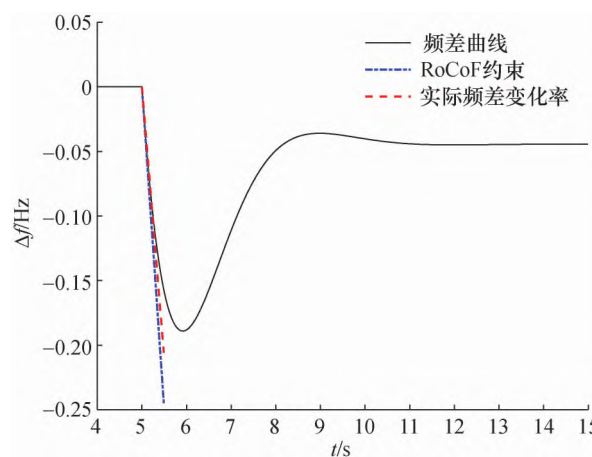


图 13 仿真频差曲线

可以看出,最大频差的绝对值小于 0.2 Hz;频差曲线的最大频差变化率满足 RoCoF 约束,但 RoCoF 达到临界值,说明这种情况下影响临界惯量的为 RoCoF 约束。仿真结果表明在临界惯量下系统发生扰动后能维持系统频率稳定,且具有一定的保守性,验证了本文方法的正确性。

5 结 论

本文提出了一种考虑频率安全约束的电力系统临界惯量计算方法,基于解析化的频率安全约束、RoCoF 约束与机组调节功率约束,将系统临界惯量计算转化为优化问题的求解。首先,通过本文构造的频差曲线,将 ASF 模型转换为平均系统开环模型进行计算,给出了频率安全约束计算表达式。仿真结果表明,采用本文频差曲线计算的误差很小,验证了本文频差曲线的工程适用性。然后,综合考虑频率安全约束、RoCoF 约束与机组可调节功率约

束,将临界惯量的求解转化为带约束的优化问题的求解,采用粒子群算法进行求解优化问题。主要结论如下:

1) 扰动功率越大、系统允许的最大频差越小,系统临界惯量越大。RoCoF 约束选取不同的边界条件对临界惯量的影响不同, RoCoF 约束范围越小,在不同频率极值点约束下 RoCoF 约束对临界惯量的影响区间越大,且临界惯量越大。

2) 机组可调节功率约束对系统临界惯量影响较大,可调节功率范围越大,临界惯量越小,通过增大机组备用容量可以一定程度上减小系统临界惯量。

参考文献 (References)

- [1] 王博,杨德友,蔡国伟. 高比例新能源接入下电力系统惯量相关问题研究综述 [J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2998-3006.
WANG B, YANG D Y, CAI G W. Review of research on power system inertia related issues in the context of high penetration of renewable power generation [J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2998-3006. (in Chinese)
- [2] PULGAR-PAINEMAL H, WANG Y J, SILVA-SARAVIA H. On inertia distribution, inter-area oscillations and location of electronically-interfaced resources [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 995-1003.
- [3] 史兴华. 南澳大利亚州大停电启示 [J]. 国家电网, 2017(1): 58-61.
SHI X H. Enlightenment on blackout in South Australia [J]. State Grid, 2017(1): 58-61. (in Chinese)
- [4] 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): 1-5.
FANG Y J. Reflections on frequency stability control technology based on the blackout event of 9 august 2019 in UK [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(24): 1-5. (in Chinese)
- [5] 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): 5179-5191.
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): 5179-5191. (in Chinese)
- [6] 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.
- [7] PEPICIELLO A, VACCARO A, VILLACCI D, et al. A method to evaluate the inertial response of frequency controlled converter-interfaced generation [C]// Proceedings of 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe). Madrid, Spain: IEEE Press, 2020: 1-6.
- [8] PEPICIELLO A, VACCARO A. An optimization-based method for estimating critical inertia in smart grids [C]// Proceedings of 2019 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics (SMC). Bari, Italy: IEEE Press, 2019: 2237-2241.
- [9] GU H J, YAN R F, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [10] FARROKHSERESHT N, ORÉSTICA H C, HESAMZADEH M R. Determination of acceptable inertia limit for ensuring adequacy under high levels of wind integration [C]// Proceedings of the 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). Krakow, Poland: IEEE, 2014: 1-5.
- [11] 王宝财, 孙华东, 李文锋, 等. 考虑动态频率约束的电力系统最小惯量评估 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 114-126.
WANG B C, SUN H D, LI W F, et al. Minimum inertia estimation of power system considering dynamic frequency constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 114-126. (in Chinese)
- [12] 林晓煌, 文云峰, 杨伟峰. 惯量安全域: 概念、特点及评估方法 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3065-3078.
LIN X H, WEN Y F, YANG W F. Inertia security region: Concept, characteristics, and assessment method [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3065-3078. (in Chinese)
- [13] CHAN M L, DUNLOP R D, SCHWEPPE F. Dynamic equivalents for average system frequency behavior following major disturbances [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1972, PAS-91(4): 1637-1642.
- [14] 张恒旭, 刘玉田. 电力系统动态频率响应时空分布特征量化描述 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(7): 64-70.
ZHANG H X, LIU Y T. Quantitative description of space-time distribution features of dynamic frequency responses [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 64-70. (in Chinese)
- [15] EGIDO I, FERNANDEZ-BERNAL F, CENTENO P, et al. Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1731-1738.
- [16] LIU L, LI W D, BA Y, et al. An analytical model for frequency nadir prediction following a major disturbance [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2527-2536.
- [17] 林恒先, 侯凯元, 陈磊, 等. 高比例风电电力系统考虑频率安全约束的机组组合 [J]. 电网技术, 2021, 45(1): 1-9.
LIN H X, HOU K Y, CHEN L, et al. Unit commitment of power system with high proportion of wind power considering frequency safety constraints [J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 1-9. (in Chinese)
- [18] 闵勇, 陈磊, 姜齐荣. 电力系统稳定分析 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2016.
MIN Y, CHEN L, JIANG Q R. Power system stability [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2016. (in Chinese)
- [19] UIJLINGS W, STREET D, LONDON S. an independent analysis on the ability of generators to ride through rate of change of frequency values up to 2Hz/s [R]. London, UK: DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013.
- [20] ADRIANTI, DYŚKO A. Risk assessment analysis to find optimum ROCOF protection settings [C]// Proceedings of the 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014). Copenhagen, Denmark: IET Press, 2014: 1-6.

(责任编辑 刘森)