

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200490

# 大功率扰动下计及系统频率分布特性的紧急控制策略研究

吴雪莲<sup>1,2</sup>, 李兆伟<sup>1,2</sup>, 刘福锁<sup>1,2</sup>, 朱玲<sup>1,2</sup>, 段方维<sup>3</sup>, 范维<sup>3</sup>

(1. 南瑞集团(国网电力科学研究院)有限公司, 江苏 南京 211106; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106; 3. 国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院, 辽宁 沈阳 110000)

**摘要:** 电网发生大功率扰动时, 系统频率在大幅度偏移情况下, 还可能存在明显的时空分布现象。通过对单机系统频率响应特性和两机系统的频率差异的分析, 提出了大频差下考虑非线性因素的系统频率解析模型, 以此来估算故障扰动下系统频率的最大偏移量。提出通过在不同时间选择在不同地点采取紧急控制的协调配合方法, 在减小频率最大偏移量的同时, 改善频率时空分布现象, 从而提高电网的频率安全稳定性。

**关键词:** 频率; 时空分布特性; 紧急控制; 解析模型

## Analysis of the emergency control strategy of system frequency considering system frequency distribution characteristics under large power disturbance

WU Xuelian<sup>1,2</sup>, LI Zhaowei<sup>1,2</sup>, LIU Fusuo<sup>1,2</sup>, ZHU Ling<sup>1,2</sup>, DUAN Fangwei<sup>3</sup>, FAN Wei<sup>3</sup>

(1. NARI Group Corporation/State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China; 3. Electric Power Research Institute of State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110000, China)

**Abstract:** When large-power disturbances occur in power grids, the system frequency will shift greatly, and there may be obvious spatial-temporal distribution characteristics. By analyzing the single-machine frequency response characteristics of the system and the frequency difference between the two systems, a system frequency analysis model considering nonlinear factors under large frequency difference is proposed to estimate the maximum offset of the system frequency. It is proposed to reduce the maximum frequency offset and improve the frequency spatiotemporal distribution characteristics by selecting the coordination method of emergency control at different locations at different times, thus enhancing the safety and stability of the power grid.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 4000-201940418A-0-0-00).

**Key words:** frequency; spatiotemporal distribution characteristics; emergency control; analytical model

## 0 引言

电能的供需平衡是频率稳定的重要条件, 当电力系统中出现有功缺额时, 电力系统的频率将低于额定值<sup>[1]</sup>, 严重时将发生频率崩溃事故。随着特高压大容量直流的快速发展和电力电子化新能源机组的规模化并网, 系统发生频率失稳的风险逐渐增大<sup>[2-3]</sup>。近年来, 国内外发生了多起频率稳定性事件, 例如我国华东电网于2016年9月9日发生的锦苏直

流双极闭锁事故<sup>[4]</sup>, 2019年8月9日发生在英国的全网频率稳定破坏事故, 都表明: 电力系统的频率稳定性问题越来越不容忽视。

为应对功率波动和高低频事故, 系统一般都会保留一定的旋转备用, 通过一次调频快速释放旋转备用以应对频率升降<sup>[5-7]</sup>。同时, 系统中一般都配有紧急控制策略<sup>[8-10]</sup>, 在大的不平衡功率出现时, 由故障信息直接触发紧急控制措施来控制高频或低频事故, 当系统配置的紧急控制措施量不足以应对出现的不平衡功率时, 将触发系统中配置的第三道防线控制措施动作, 避免系统频率的崩溃<sup>[11]</sup>。

在目前以旋转同步电源为主的大系统中, 普遍

认为系统的频率变化仅与全网的功率不平衡量相关。的确,在研究电网频率的长周期行为时(如一次调频、二次调频),可认为电网的频率是统一的<sup>[12]</sup>。在大功率扰动事故发生后,当系统中的各发电机组未失步时,由于全网的平均频率只与全系统的功率不平衡量相关,此时,若不考虑输电通道的功率阻塞问题,无需考虑控制措施的采取位置,只要在全网内切除适量的负荷或机组,就可以使频率恢复。但是,实际上在功率传播过程中,各节点的瞬时频率是围绕全网的平均频率上下波动的。特别是近年来随着无惯量新能源和直流的并网,常规电源不断被替代,系统惯量逐年降低,在相同的功率扰动下,发电机的转速更容易偏离额定运行点,而系统的频率实际表征的就是同步发电机的转速,在故障发生的初始阶段,不同位置的同步机转速差别不容忽视,即,在动态情况下电力系统可能失去统一的表征频率,并在电力网中呈现出异步运行现象和明显的分布特性<sup>[13-15]</sup>。比如我国西南小水电群和西北大风电群就呈现明显的电源频率控制时空分布特性。对于基于就地频率监测信息响应的电气设备,频率分布特性可能致使装置不能按照设计的理想状态动作,有可能产生高低频连锁故障,导致全系统不可控的无序响应。

目前,对于电力系统频率动态特性方面的研究,通常采用数值仿真和基于实测轨迹研究的方法<sup>[16-18]</sup>,试图找出不同扰动下频率轨迹的关联,进而揭示其蕴含的系统动态特性<sup>[19]</sup>。但是,对于抑制系统频率动态时空分布现象的紧急控制措施和方法还鲜有提出。随着我国特高压直流输送容量的不断增大,直流闭锁后,受端电网为了尽快恢复频率,往往需要协调整个同步电网内各种可控资源进行紧急控制<sup>[20-21]</sup>,对于频率分布特性比较明显的系统,控制措施的筛选存在着优化的空间。

本文针对大功率扰动故障下系统频率可能存在明显时空分布现象的工况,通过估算系统频率的最大偏移量,在采取频率紧急控制减小系统不平衡功率的同时,通过选择在不同时间、不同地点采取紧急控制,在减小频率最大偏移量的同时,改善频率时空分布现象,提高电网的安全稳定性。

虽然频率稳定本质上是系统中的有功平衡问题,但是电力系统无功-电压的动态会通过影响系统中的负荷大小、潮流分布以及系统损耗等因素间接影响有功-频率的动态变化,导致频率稳定与功角稳定和电压稳定相互耦合,频率稳定分析难度较大<sup>[22]</sup>。但是,在系统无功功率备用充裕且励磁系统调节能力较强时,有功功率不平衡故障导致的电压偏移较

小,无功-电压动态对有功-频率动态的影响较小。为了降低问题的复杂度,简化系统频率响应的计算,本文的研究将忽略无功-电压动态效应,从而更好地把握有功平衡与频率稳定之间的关系。

## 1 系统的平均频率响应模型

### 1.1 系统的瞬时频率与平均频率

由于同步电网中系统频率实际表征的就是同步机的转速,因此在有功-频率动态分析中主要考虑发电机组的原动机-调速系统,机组电磁功率由外部网络负荷决定。

当某台机组自身的机械功率  $P_{mi}$  与电磁功率  $P_{ei}$  大小不等时,机组的瞬时频率  $\omega_i$  将发生变化,如式(1)所示(推导过程见附录 A1)。

$$\omega_i = \omega_0 + \frac{P_{mi} - P_{ei}}{D_i} (1 - e^{-\frac{D_i}{J_i \omega_0} t}) \quad (1)$$

式中:  $\omega_0$  为额定同步角速度;  $D_i$  为机组的阻尼系数;  $J_i$  为转动惯量,体现机组对频率变化的缓冲能力。

对于含  $n$  台机组的多机系统,表征系统平均频率的系统惯量中心的频率可以表示为(推导过程见附录 A1)

$$\bar{\omega} = \omega_0 + \frac{1}{J_T} \sum_{i=1}^n \frac{P_{mi} - P_{ei}}{D_i} J_i (1 - e^{-\frac{D_i}{J_i \omega_0} t}) \quad (2)$$

式中,  $J_T$  为所有机组的转动惯量之和。

为了简化理论推导,假设系统为均匀阻尼,即  $D_i / J_i \omega_0 = D_i / M_i = \lambda$ , 则

$$\bar{\omega} = \omega_0 + \frac{\Delta P}{\lambda J_T \omega_0} (1 - e^{-\lambda t}) \quad (3)$$

式中,  $\Delta P$  为系统总的不平衡功率。在此过程中,若忽略系统负荷的频率调节能力,系统的平均频率变化与系统的不平衡功率相关,与功率扰动的地点等其他因素并无直接相关性<sup>[23-24]</sup>。

因此,若只考虑系统的平均频率,在系统发生功率扰动后,忽略系统潮流变化导致的电压、损耗、负荷等的变化差别,控制措施采取的地点与频率响应的结果并无关系,只与系统的不平衡功率有关,即只和控制措施量有关。

### 1.2 大频差下的系统平均频率的解析模型

若忽略系统频率的时间、空间分布的差异性,将式(1)所模拟的系统频率响应过程简化为如图1所示的单机模型<sup>[25-26]</sup>。该单机等值模型综合考虑了发电机组的惯性响应、调速器动作以及负荷的频率特性等。

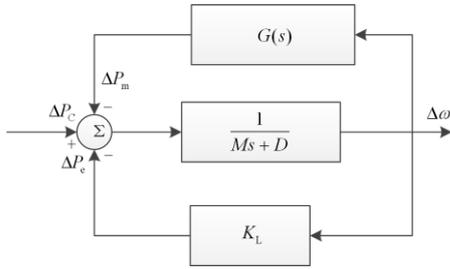


图 1 简化的单机系统频率响应模型

Fig. 1 Simplified frequency analysis model of single-machine system

图 1 中,  $P_C$  为给定的机组负荷参考值, 短时间内保持不变, 即  $\Delta P_C = 0$ ,  $G(s)$  为发电机组的调速器响应函数,  $K_L$  为负荷综合调节效应系数,  $M$  为机组惯量,  $D$  为阻尼系数,  $\Delta\omega$  为发电机转速偏差。

在大功率缺额扰动故障下, 发电机的一次调频能力对系统的频率响应特性有着重大影响, 以下将详细分析发电机的一次调频响应特性。

典型的电液调节系统模型如图 2 所示。

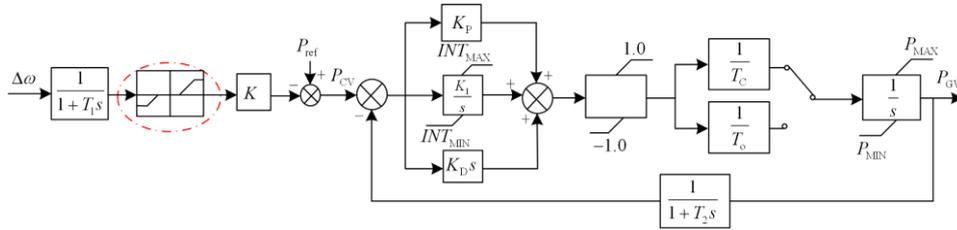


图 2 电液调节系统结构模型

Fig. 2 Structural model of electro-hydraulic control system

对于常规的火电机组, 电网运行准则规定需要有 6% 的调节能力<sup>[27]</sup>, 一般情况下, 为了提高机组的运行可靠性, 火电机组会将调门信号  $P_{CV}$  的最大增幅限制为 6%, 由调速器系统的结构可以知道,  $P_{CV} = K \cdot \Delta\omega / (1 + T_1 s)$  ( $T_1$  为测量延时, 一般为 0.02 s), 而调差系数  $K$  一般在 4%~5%, 当系统频率变化幅度  $\Delta\omega$  超过 0.12 Hz(对应调差系数 4%)或 0.15 Hz(对应调差系数 5%), 调速器的调门输入信号  $P_{CV}$  将达到限幅, 此时调门输入相当于一个阶跃信号(频率跌落越快越接近阶跃信号), 而原动机的输出可以简化为一阶带延时的传递函数。

此时, 若忽略调节死区的影响, 发电机的调速器输出可以表示为

$$\Delta P_m = \frac{K}{s(1+sT)} \quad (4)$$

式中:  $K$  为调速器最大可调功率;  $T$  为原动机的响应时间常数, 其值为机组出力达到最大调整功率的 63.21% 的时间。

简化的频率响应流程如图 3 所示。

根据该框图可知, 当系统中发生瞬时有功功率冲击, 且扰动量为  $P$  时, 满足

$$\frac{P}{s} = \frac{1}{s} \cdot \frac{K}{1+sT} - Ms\Delta\omega - (K_L + D)\Delta\omega \quad (5)$$

即,  $\Delta\omega$  的频域表达式为

$$\Delta\omega(s) = \frac{PTs + P + K}{s(1+sT)(Ms + L)} \quad (6)$$

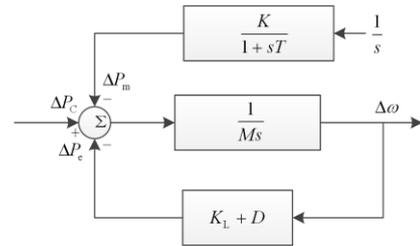


图 3 大频差扰动下的单机系统频率响应模型

Fig. 3 Simplified single-machine model considering the influence of governor limit under large deviation

根据傅里叶变换可以得到频率的解析表达式如式(7)所示。

$$\Delta\omega(t) = \frac{-PLT + KM + PM}{L(-M + LT)} e^{-Lt/M} - \frac{KT}{-M + LT} e^{-t/T} + \frac{K + P}{L} \quad (7)$$

式中,  $L = K_L + D$ , 综合了系统阻尼与负荷频率调节因子的综合系数。

对式(7)进行求导可知, 当扰动量  $P$  为负值时, 该函数是一个先减小后增大的类抛物线曲线。因此, 该函数存在频率极小值点, 该点即为频率最低值, 且系统频率达到最低点的时刻为

$$t_{\min} = \ln\left(\frac{-KM}{PLT - KM - PM}\right) \frac{T}{1 - LT/M} \quad (8)$$

将式(8)代入频率表达式即可估算出系统的最低点的频率为

$$\Delta\omega_{\min} = \Delta\omega(t_{\min}) \quad (9)$$

## 2 多机系统的频率分布特性

### 2.1 频率分布特性产生的原因

局部电网在受到功率扰动  $P_{L\Delta}$  的瞬间, 若忽略电压幅值的变化和网络的电导, 系统中发电机节点  $i$  在故障瞬间的有功功率与在初始暂态消失后的有功功率变化分别满足式(10)和式(11)<sup>[28-29]</sup>, 具体含义见附录 A2。

$$P_{i\Delta}(0^+) = [K_{sik} / (\sum_{i=1}^n K_{sik})] P_{L\Delta}(0^+) \quad (10)$$

$$P_{i\Delta}(t) = [M_i / (\sum_{i=1}^n M_i)] P_{L\Delta}(0^+) \quad (11)$$

式中:  $K_{sik} = U_k E_i B_{ik} \cos \delta_{ik0}$  为节点  $i$  与扰动点  $k$  之间的同步转矩系数,  $E_i$ 、 $U_k$  分别为节点  $i$ 、 $k$  的机端电压,  $B_{ik}$  为节点  $i$  与扰动点  $k$  之间的电纳,  $\delta_{ik0}$  为初始角度差, 即与扰动点的电气距离越近, 初始角度差越小, 则发电机  $i$  对扰动功率的分担量就越大。

由此可以看出: 以上两个状态下, 发电机按照完全不同的准则来分配扰动功率, 是频率动态过程中的两个时间断面。因此, 频率动态过程中, 有功功率在发电机之间进行交换, 将呈现振荡形式, 此时发电机的功角和转速也围绕惯性中心定义的功角和转速振荡。

### 2.2 两机系统的频率响应特性分析

由于多机系统的状态方程太过复杂<sup>[30]</sup>, 下面将以最简单的两机带定功率集中负荷的系统为例研究频率的分布特性, 为简化分析, 将不考虑暂态过程中系统负荷的变化和机组的调速响应。

建立简单的两机系统如图 4 所示, 两端机组向负荷中心 Q 点供电。

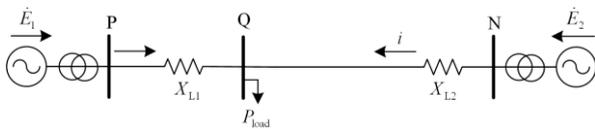


图 4 两机系统模型

Fig. 4 Two-machine system model

图 4 对应的系统等值阻抗图如图 5 所示。阻抗矩阵为

$$\begin{cases} Z_{11} = jX_1 + R_L // jX_2 = |Z_{11}| e^{j(90-\alpha_{11})} \\ Z_{12} = Z_{21} = jX_1 + jX_2 + jX_1 jX_2 / R_L = |Z_{12}| e^{j(90-\alpha_{12})} \\ Z_{22} = jX_2 + R_L // jX_1 = |Z_{22}| e^{j(90-\alpha_{22})} \end{cases} \quad (12)$$

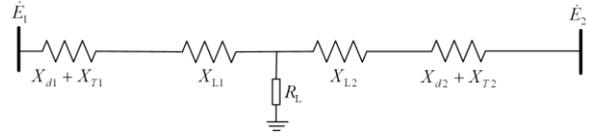


图 5 两机系统的等值阻抗图

Fig. 5 Equivalent impedance wiring diagram of two-machine system

式中:  $X_1 = X_{d1} + X_{T1} + X_{L1}$ ;  $X_2 = X_{d2} + X_{T2} + X_{L2}$ ;  $\alpha_{11}$ 、 $\alpha_{12}$  和  $\alpha_{22}$  分别为  $Z_{11}$ 、 $Z_{12}$  和  $Z_{22}$  的阻抗角的余角。

假设系统为均匀阻尼,  $D_i / M_i = \lambda$ , 以机组 2 为参考, 令  $\Delta\delta_{12} = \Delta\delta_1 - \Delta\delta_2$ , 用  $\Delta\dot{\delta}_{12} = \Delta\omega_{12} = \Delta\omega_1 - \Delta\omega_2$  表征系统频率的离散偏移程度, 可得

$$\Delta\ddot{\delta}_{12} + \lambda\Delta\dot{\delta}_{12} + \left(\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}\right)\Delta\delta_{12} = \frac{\Delta P_{e20}}{M_2} - \frac{\Delta P_{e10}}{M_1} \quad (13)$$

式中,  $\Delta\delta_{12}(0) = 0$ ;  $\Delta\dot{\delta}_{12}(0) = 0$ ;

$$K_{11} = \frac{E_1 E_2}{|Z_{12}|} \cos(\delta_{120} - \alpha_{12}); \quad K_{22} = \frac{E_1 E_2}{|Z_{12}|} \cos(\delta_{120} + \alpha_{12});$$

$$\Delta P_{e10} = \frac{K_{s1k}}{K_{s1k} + K_{s2k}} P_{L\Delta}; \quad \Delta P_{e20} = \frac{K_{s2k}}{K_{s1k} + K_{s2k}} P_{L\Delta}, \quad K_{s1k}$$

为机组 1 与故障点之间的同步转矩系数,  $K_{s2k}$  为机组 2 与故障点之间的同步转矩系数。

为了研究在一小段时间内频率的变化, 该二阶微分方程的系数均可视为常数, 其解为

$$\begin{cases} \Delta\delta_{12} = e^{\alpha t} (-\Delta\delta_{12}^* \cos \beta t + \Delta\delta_{12}^* \frac{\alpha}{\beta} \sin \beta t) + \Delta\delta_{12}^* \\ \Delta\omega_{12} = e^{\alpha t} \Delta\delta_{12}^* \left(\frac{\alpha^2 + \beta^2}{\beta}\right) \sin \beta t \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $\alpha = -\frac{\lambda}{2}$ ,  $\beta = \frac{1}{2} \sqrt{\lambda^2 - 4\left(\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}\right)}$ ;

$\Delta\delta_{12}^* = \left(\frac{\Delta P_{e20}}{M_2} - \frac{\Delta P_{e10}}{M_1}\right) / \left(\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}\right)$ 。  $p_{1,2} = \alpha \pm j\beta$  为系数方程的两个解。

可以看出, 两机系统中机组频率偏移差是一个逐渐衰减的正弦函数, 若不考虑机组的阻尼效应, 即  $\lambda = 0$ , 可以进一步表征出机组频率偏移差曲线的相关特性参数如下所示。

$$\text{振荡周期为 } T = 2\pi / \sqrt{\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}};$$

$$\text{频率偏移的最大时刻为 } t_p = \pi / 2 \sqrt{\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}};$$

对应的峰值为

$$\Delta\omega_{12\max} = \left( \frac{\Delta P_{e20}}{M_2} - \frac{\Delta P_{e10}}{M_1} \right) / \sqrt{\frac{K_{11}}{M_1} + \frac{K_{22}}{M_2}}。$$

可以看出,在故障扰动下,系统中不同位置的同步机组的电气角速度在逐渐偏离额定值的同时,各机组的角速度还围绕着系统的等值惯量中心平均频率正弦振荡,考虑系统的阻尼作用,振荡幅度逐渐衰减至零,且机组之间的最大角速度偏差为 $\Delta\omega_{12\max}$ 。该值除了与系统本身运行方式的相关参数有关,主要与故障发生的地点密切相关,功率扰动瞬间各机组响应的初始电磁功率突变量与该机组的惯量比值差距越大,即 $\Delta P_{e20}/M_2 - \Delta P_{e10}/M_1$ 越大,系统的频率分布特性越明显;而故障瞬间导致机组响应的电磁功率突变 $\Delta P_{e10}$ 和 $\Delta P_{e20}$ 的大小是按照发电机与故障点之间的同步转矩系数分配的,因此, $K_{s2k}/M_2 - K_{s1k}/M_1$ 越大,系统的频率分布特性越明显,而当 $K_{s2k}/M_2$ 与 $K_{s1k}/M_1$ 相差不大时,系统频率基本不会呈现分布特性(示例见附录 A3)。另外, $Z_{12}$ 越大, $\delta_{120}$ 越大,即机组之间的电气距离越远,联络线有功传输功率越大,频率的分布特性也会更明显。同时,从振荡周期的函数也可以看出,随着系统惯量的增大,系统频率的振荡周期增大。

### 3 频率紧急控制方法

#### 3.1 减小系统频率时空分布的控制原理

故障后再采取紧急控制措施相当于是两次扰动冲击的叠加<sup>[31]</sup>。由前面的分析可知:系统的平均频率即惯性中心频率只与系统的不平衡功率相关,紧急控制的目的是尽量减小系统的不平衡功率。同时,扰动发生在不同的地点对系统中不同位置机组的角加速度的影响不同。因此,采取的紧急控制除了有减小系统不平衡功率的能力,还应当尽量减小系统中不同地点的机组之间频率差的振荡幅度。

紧急控制相当于第二次故障扰动,扰动瞬间会使得各发电机组的角加速度发生突变,即频率的变化率发生突变,为了减小不同位置各机组的频率差,第二次扰动应当使得当前瞬时频率较低的机组具有较大的反向频率变化率,而当前瞬时频率较高的机组具有较小的反向频率变化率。

在紧急控制动作的时刻 $t$ ,发电机组的频率变化率的突变量为

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\Delta P_{ei}(t^+)}{M_i} \quad (15)$$

式中, $\Delta P_{ei}(t^+)$ 为该机组的电磁功率突变量,结合式(10)可知

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{U_k E_i B_{ik} \cos \delta_{ik0}}{M_i \sum_{i=1}^n K_{sik}} P_{k\Delta}(t^+) \quad (16)$$

式中, $P_{k\Delta}(t^+)$ 为紧急控制量。可以看出,机组频率变化率的突变量除了与机组本身的惯量和系统当前运行方式的状态变量相关,还与由网架结构决定的机组与扰动点之间的电气距离(互电纳 $B_{ik}$ )密切相关。

同时由第2节的理论推导可知:故障发生后系统不同位置机组的频率围绕平均频率上下振荡,并且在故障发生后振荡过程中的前半周期,距离故障点更近的机组的转速大于距离更远的机组;在故障发生后振荡过程中的后半周期,距离故障点更近的机组的转速小于距离更远的机组。因此,综合紧急控制动作的时间与所在的地理位置,减小系统频率分布的基本原则为:在故障发生后,频率差振荡的前半周期内采取的紧急控制应当距离故障扰动点较近,而后半周期内采取的紧急控制措施应该距离故障扰动点较远(示例见附录 A3)。

#### 3.2 频率紧急控制方法

实际电网中系统低频可能触发低频减载动作,对安全稳定生产的影响较大,而高频场景下可能触发高频切机或者降载,对电网安全供电的影响较小<sup>[32]</sup>。以下主要是针对系统低频场景下的频率紧急控制。

计及时空分布特性的频率紧急控制简化步骤如下:

1) 首先,根据具体电网的动态特性,评估系统的综合频率调节因子系数 $L$ 、系统惯量 $M$ 、系统一次调频最大可调功率 $K$ 以及响应时间常数 $T$ ;然后,根据式(7)一式(9),以系统允许的最大频率跌落值 $\Delta\omega_{\min}$ 为已知量,计算出该系统最大可承受的功率扰动量为 $P_{\max}$ 。

2) 实时监测电力系统的运行状态,若系统在地点 $k$ 处发生功率扰动量为 $P_{L\Delta}$ 的扰动故障(主要针对的是直流闭锁故障),根据该扰动量与 $P_{\max}$ 的大小关系判断是否启动紧急控制,当 $P_{L\Delta} > P_{\max}$ 时,启动紧急控制,且控制量至少为 $P_{L\Delta} - P_{\max}$ 。

3) 获取系统当前能够采取的可控措施的具体可控制量和实际最快的动作时间,并计算各控制措施所在的地点与故障发生地点的电气距离。

4) 根据各控制措施的动作延时(从指令下发到动作执行的延时)和所在的地点以及相应的控制代价,确定需要采取动作的控制措施和各控制措施的指令下发时间。

其中,对于紧急控制措施的选择,由于各可控资源所在的地点是事先已知的,结合故障发生的地

点就可以基于网架拓扑结构实时获得各控制措施到故障点的电气距离; 而对于确定的网架结构和运行方式, 系统低频振荡的周期是固定的, 结合各个可控措施的动作延时确定控制措施的具体动作时间, 具体控制措施的选择方法如下。

1) 已知系统的低频振荡周期为  $T$ 。

2) 获得可控措施  $i$  的单位功率量折算的经济损失为  $S_i$ , 从指令下发到实际动作执行的延时为  $Y_i$ 。

3) 依据当前的网架结构, 计算得出各控制措施所在的位置, 与距离故障点电气距离最小的机组之间的互阻抗记为  $Z_{ik}$ , 与距离故障点电气距离最大的机组之间的互阻抗记为  $Z_{il}$ , 若满足  $Z_{ik} \leq Z_{il}$ , 则计及延时应当确保在振荡周期的前半周期内动作, 否则, 在后半振荡周期内动作。

4) 定义各控制措施采取后的综合考虑控制代价与效果的指标为

$$Q_i = \begin{cases} \frac{S_i(Y_i + kT)Z_{ik}}{Z_{il}} & Z_{ik} < Z_{il} \\ \frac{S_i(Y_i + T/2 + kT)Z_{il}}{Z_{ik}} & Z_{ik} > Z_{il} \end{cases} \quad (17)$$

式中,  $k$  为  $0, 1, 2, \dots, n$ 。

5) 将各控制措施的综合指标从小到大进行排序, 依次选择各控制措施直至控制总量达到所需的紧急控制量。

需要说明的是, 关于输电断面阻塞以及对系统暂态电压、功角稳定性影响的问题不是本文的研究重点, 可以考虑将其折算为经济成本纳入到控制代价里。

#### 4 算例验证

以 IEEE 10 机 39 节点的小系统为例进行分析(系统网架结构见附录 A4 图 A5), 发电机 BUS-30 发生跳机故障, 系统功率缺额 850 MW, 系统母线频率最低跌落至 48.96 Hz, 母线 BUS-1 至 BUS-29 的频率曲线如图 6 所示, 故障后母线频率的振荡周期为 0.67 s。

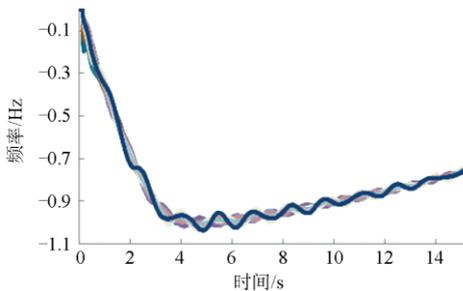


图 6 故障后, 不同地点的母线频率曲线

Fig. 6 Frequency curve at different locations after fault

假设系统中可控的紧急措施有 7 个(不考虑经济损失差异), 具体如表 1 所示。

表 1 可控资源的相关信息

地点	容量/MW	延时/周波
BUS-2	600	20
BUS-6	600	15
BUS-10	600	35
BUS-14	600	10
BUS-18	600	25
BUS-22	600	10
BUS-26	600	25

根据系统网架结构可确定各可控措施与故障扰动点的位置关系, 已知距离故障点最近的机组是 BUS-37 机组、最远的机组是 BUS-34 机组。则, 进一步得到各措施的综合指标的排序如表 2 所示。

表 2 可控资源的综合指标排序

地点	与 BUS37 之间的互阻抗/p.u.	距 BUS34 之间的互阻抗/p.u.	实际动作时间/s	综合指标	优先级
BUS-2	0.145 4	0.168 0	0.67	0.580	6
BUS-6	0.134 2	0.127 8	0.335	0.319	4
BUS-10	0.126 7	0.117 4	1.005	0.931	7
BUS-14	0.116 3	0.099 3	0.335	0.286	2
BUS-18	0.099 1	0.085 2	0.5	0.430	5
BUS-22	0.127 6	0.090 0	0.335	0.236	1
BUS-26	0.057 7	0.128 9	0.67	0.300	3

根据表 2 可知, 优先选择在距离故障点更远的 BUS-22 切除可中断负荷。若系统允许的最大频率跌落为 0.6 Hz, 根据式(5)估算出该系统能够承受的最大功率缺额约为 400 MW, 考虑 50 MW 的裕度, 切除可中断负荷 500 MW, 系统母线频率曲线如图 7 所示。

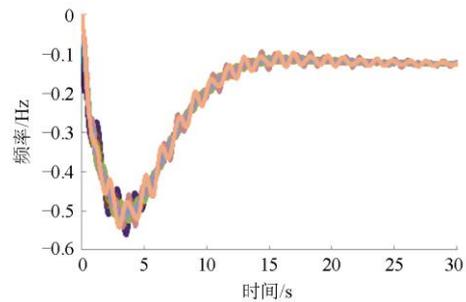


图 7 在母线 BUS-22 采取紧急控制后的频率曲线

Fig. 7 Frequency curve after emergency control at BUS-22

同时, 为了对比采取不同控制后的系统频率分布特性, 在故障后 0.4 s 切除 BUS-2 负荷后的母线

BUS-1 至 BUS-29 频率方差对比曲线如图 8 所示。

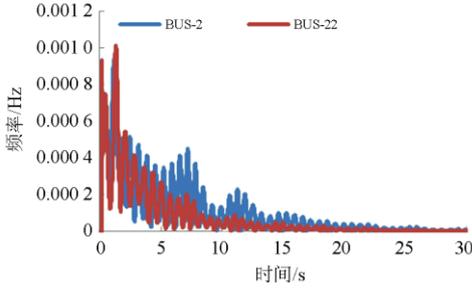


图 8 不同地点采取紧急控制后的母线频率方差曲线

Fig. 8 Frequency variance curve after emergency control at different locations

由图 8 可以看出,虽然 BUS-2 距离故障点更近,从潮流阻塞的角度,更优先切除此处的可中断负荷,但是由于紧急控制的延时较长,无法确保紧急控制在振荡周期的前半周内(故障后 0.335 s 内)动作执行,故障后 0.4 s 在 BUS-2 切除可控负荷后,系统频率的方差值相比在 BUS-22 采取紧急控制措施后的频率时空分布差异更大。若紧急控制的响应延时能够确保在故障后振荡周期的前半周内可靠执行,显然切除 BUS-2 的可中断负荷更有利于消除母线频率的时空分布差异。

需要注意的是,由于系统的频率分布现象较明显,而系统最低频率的估算以及需要采取的紧急控制量考虑的均是系统的平均频率,为了避免局部地区系统的频率达到运行允许的阈值,紧急控制量的整定需要考虑足够的稳定裕度。

## 5 结论

电力系统频率动态安全研究较为复杂,仿真中通常忽略频率动态时空分布特性。然而随着电网规模的不断扩大,真实系统的频率动态时空分布特性不容忽略。本文针对系统在大功率扰动故障下频率大幅度变化时,还可能具有频率分布特性的现状,提出了一种改善电力系统频率时空分布现象的频率紧急控制方法,通过紧急控制措施在时间和空间上的协调配合,在减小系统频率偏差的同时,减小系统频率在空间上的差异。

基于简化的小系统模型理论分析得出了改善系统频率分布现象的紧急控制动作的时间与地点的选择方法,用来指导如何在有限的控制资源中选择更优的紧急控制措施。但是,由于实际系统非常复杂,针对具体电网更加精细的控制方法还有待进一步研究。而且本文针对的是单次故障扰动下紧急控制措施的选择方法,对于系统同时或相继发生多次

故障,是更为复杂的一个问题,也是值得深入研究的问题。

## 附录

### 附录 A1 系统的平均频率与瞬时频率

通过对发电机组模型的简化,有功-频率动态分析中发电机组模型可主要模拟原动机-调速系统与转子运动方程,机组电磁功率由外部网络负荷决定。其中,转子的转动惯量  $J$  体现机组对频率变化的缓冲能力,保证在负荷扰动量比较大时,发电机有充裕时间实现有功功率的调整。

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0) \quad (A1)$$

式中:  $\omega$  为角速度;  $\omega_0$  为额定同步角速度;  $P_m$  为机械功率;  $P_e$  为电磁功率;  $D$  为机组的阻尼系数。

当频率偏移较小时,有以下的一阶微分方程

$$\frac{d\omega}{dt} + \frac{D}{J\omega_0}\omega = \frac{P_m - P_e}{J\omega_0} + \frac{D}{J} \quad (A2)$$

微分方程的解即为每台机组的瞬时频率  $\omega_i$ , 与自身的机械功率  $P_{mi}$ 、电磁功率  $P_{ei}$ 、阻尼系数  $D_i$  以及转子惯量  $J_i$  相关。

$$\omega_i = \omega_0 + \frac{P_{mi} - P_{ei}}{D_i} (1 - e^{-\frac{D_i}{J_i\omega_0}t}) \quad (A3)$$

若将系统看作一个整体,可虚拟一个角度为  $\bar{\delta}$ 、角速为  $\bar{\omega}$  的惯性中心。一般定义系统的平均频率为(也称为系统惯量中心的频率)

$$\bar{\omega} = \frac{\sum_{i=1}^n J_i \omega_i}{\sum_{i=1}^n J_i} \quad (A4)$$

将式(A3)代入式(A4)得

$$\bar{\omega} = \omega_0 + \frac{1}{J_T} \sum_{i=1}^n \frac{P_{mi} - P_{ei}}{D_i} J_i (1 - e^{-\frac{D_i}{J_i\omega_0}t}) \quad (A5)$$

式中,  $J_T$  为所有机组的转动惯量之和。若系统为均匀阻尼,即  $D_i/(J_i\omega_0) = \lambda$ , 则

$$\bar{\omega} = \omega_0 + \frac{\Delta P}{\lambda J_T \omega_0} (1 - e^{-\lambda t}) \quad (A6)$$

式中,  $\Delta P$  为系统总的不平衡功率。

### 附录 A2 多机系统中频率分布特性产生的原因分析

局部电网在受到功率扰动  $P_{L\Delta}$  的瞬间,若忽略电压幅值的变化和网络的电导,系统中发电机节点  $i$  的有功功率为

$$P_{i\Delta}(0^+) = [K_{sik} / (\sum_{i=1}^n K_{sik})] P_{L\Delta}(0^+) \quad (A7)$$

式中,  $K_{sik} = U_k E_i B_{ik} \cos \delta_{ik0}$  为节点  $i$  与扰动点  $k$  之间的同步转矩系数,  $E_i$ 、 $U_k$  分别为节点  $i$ 、 $k$  的机端电压。

此时, 各发电机输出功率的变化是按照节点  $i$  与扰动点  $k$  之间的同步转矩系数  $K_{sik}$  分配的。其中  $K_{sik}$  取决于电纳  $B_{ik}$ 、初始角度差  $\delta_{ik0}$ , 即与扰动点的电气距离越近, 初始角度差越小, 则发电机  $i$  对扰动功率的分担量就越大(即在电气上靠近冲击点的发电机, 将承担较大的冲击负荷, 而与其容量的大小无关)。

随后, 由于发电机  $i$  的电磁功率突然增加或减少, 将造成发电机  $i$  减速或加速。由发电机运动方程的一阶微分方程(A2)和式(A3)可知, 各台机组转子具有的加速度各不相同。

理想状态下, 在初始暂态消失后, 同步力矩有助于将系统中的发电机拉向平均的系统加速度, 在这一过程中, 若调速器通常尚未引起原动机机械功率大幅度变化, 系统中的发电机仅按其惯性大小来分担增减的负荷量。此时, 各台机组的有功功率为

$$P_{iA}(t) = [M_i / (\sum_{i=1}^n M_i)] P_{LA}(0^+) \quad (A8)$$

由此可以看出: 以上两个状态下, 发电机按照完全不同的准则来分配扰动功率, 是频率动态过程中的两个时间断面。因此, 频率动态过程中, 有功功率在发电机之间进行交换, 将呈现振荡形式, 此时发电机的功角和转速也围绕惯性中心定义的功角和转速振荡。

### 附录 A3 两机系统的算例分析

为验证上述结论, 搭建如图 A1 所示的两机对称小系统。

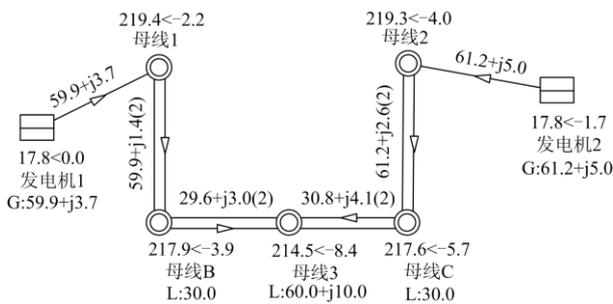
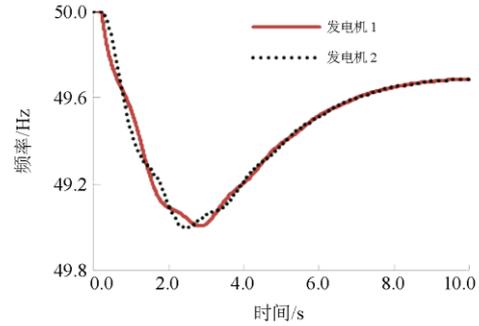


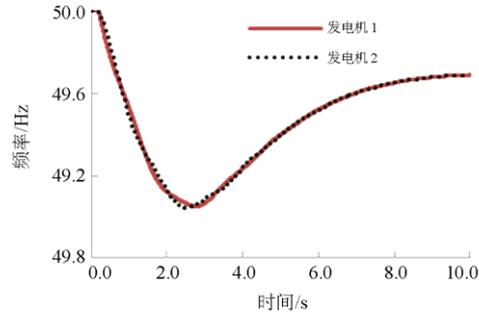
图 A1 两机对称小系统

Fig. A1 Symmetric two-machine system

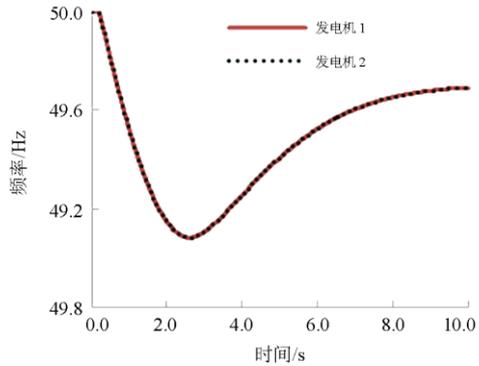
分别在母线 1、母线 B 和母线 3 处增有功负荷 30 MW, 机组的频率响应曲线如图 A2 所示。



(a) 故障点在母线 1



(b) 故障点在母线 B



(c) 故障点在母线 3

图 A2 机组的频率响应曲线

Fig. A2 Frequency response curve of generator

不同故障点频率振荡的峰值差如表 A1 所示。

表 A1 不同故障点的频率差峰值

Table A1 Peak of the frequency difference fault occurs in different locations

故障点	$\Delta P_{e20} / M_2 - \Delta P_{e10} / M_1 / s^{-2}$	频率差峰值/Hz	峰值时刻/s
母线 3	0	0	—
母线 B	956	0.062	0.44
母线 1	2 135	0.131	0.45

由于母线 3 所处的故障扰动点与机组 1 和机组 2 的同步转矩系数相等, 因而初始  $\Delta P_{e10}$  和  $\Delta P_{e20}$  也相等, 满足  $\Delta P_{e20} / M_2 = \Delta P_{e10} / M_1$ , 所以几乎不存在频

率分布现象。

下面进一步验证紧急控制策略的可行性。

对于图 A1 所示的小系统, 若在母线 1 处发生功率缺额 30 MW 的扰动故障, 已知在母线 B 和母线 C 处最大可紧急切除负荷量各为 30 MW, 且从紧急控制命令下发到动作执行的延时为 0.1 s。系统允许的最低运行频率为 49.5 Hz。

1) 以最低频率为 49.5 Hz 为边界, 系统至少需要采取的紧急控制措施量为 14 MW。

2) 由系统网络拓扑可知, 母线 1 与母线 B 之间的电抗为 0.492 p.u.; 母线 1 与母线 C 之间的电抗为 1.432 p.u., 且控制措施的延时均小于频率振荡周期的二分之一。

3) 因此, 需要采取的紧急控制为: 故障后立即触发命令紧急切除母线 B 处的负荷 14 MW, 频率响应曲线如图 A3(a)所示, 为了进行对比, 相同控制时间和控制量在母线 C 采取紧急控制后的曲线如图 A3(b)所示。

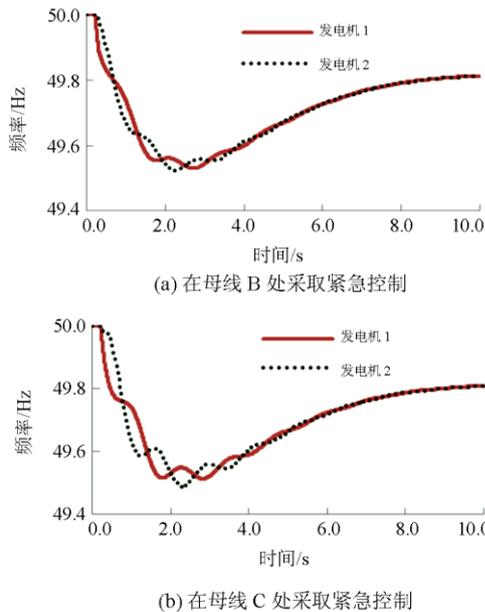


图 A3 采取不同控制后的频率曲线

Fig. A3 Frequency curves after different controls taken

图 A3(a)和图 A3(b)中, 在系统频率跌至最低点处的发电机 1 和发电机 2 的频率差分别为 0.035 Hz 和 0.059 Hz, 可以明显看出, 在距离故障点更近的母线 B 处实施紧急控制效果更好。

假设控制措施延时较长, 恰好在频率振荡首个周期的后半周, 此时在距离故障点更远的母线 C 点采取控制措施, 频率差值更小, 如图 A4 所示。

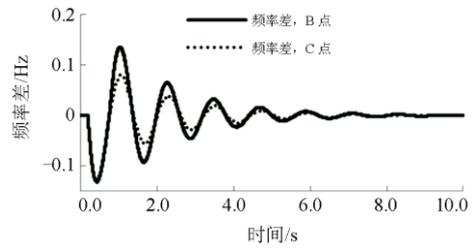


图 A4 紧急控制时间在后半周期的频率差曲线

Fig. A4 Frequency difference curve after emergency control taken in the second half of the cycle

### 附录 A4 10 机 39 节点算例分析

IEEE 10 机 39 节点小系统的网架结构如图 A5 所示。

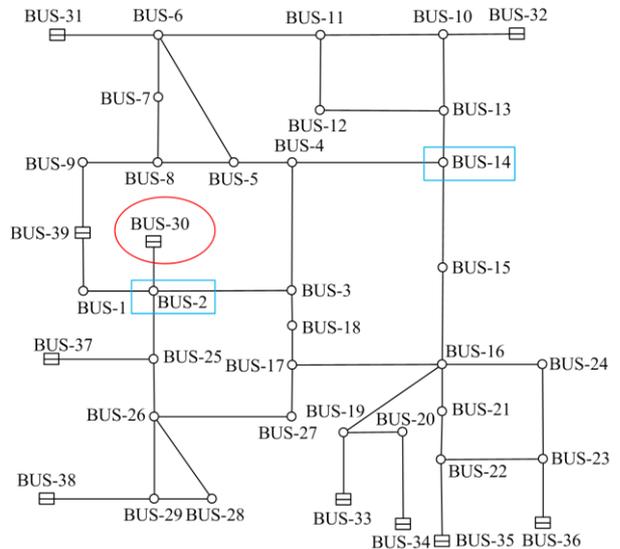


图 A5 IEEE 10 机 39 节点系统网架结构图

Fig. A5 Network structure diagram of 10 machine 39 node system

### 参考文献

[1] 李兆伟, 吴雪莲, 庄侃沁, 等. “9•19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 149-155.  
LI Zhaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China Grid after bipolar locking of “9•19” Jinping-Sunan DC Transmission Line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149-155.

[2] 王超, 常海军, 摆世彬, 等. 高比例新能源与多直流场景下连锁故障防控策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(7): 49-57.  
WANG Chao, CHANG Haijun, BAI Shibin, et al. Study on the prevention and control strategy of cascading

- failure of bulk power system with multi-HVDC and high proportion of renewable energy[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(7): 49-57.
- [3] 王源, 南海鹏, 关欣. 风水储微电网优化调度策略研究[J]. *高压电器*, 2020, 56(5): 216-222.  
WANG Yuan, NAN Haipeng, GUAN Xin. Optimal scheduling strategy of wind-hydro-storage micro-grid[J]. *High Voltage Apparatus*, 2020, 56(5): 216-222.
- [4] 卫鹏, 刘建坤, 周前, 等. 锦苏直流闭锁后重启过程的故障反演[J]. *高压电器*, 2016, 52(11): 51-56.  
WEI Peng, LIU Jiankun, ZHOU Qian, et al. Analysis on a blocking event and restart of Jin-Su UHVDC transmission project[J]. *High Voltage Apparatus*, 2016, 52(11): 51-56.
- [5] 王莹, 刘兵, 刘天斌, 等. 特高压直流闭锁后省间紧急功率支援的协调优化调度策略[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(11): 2695-2702.  
WANG Ying, LIU Bing, LIU Tianbin, et al. Coordinated optimal dispatching of emergency power support among provinces after UHVDC transmission system block fault[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(11): 2695-2702.
- [6] 赵万宗, 李滨, 韦化, 等. 互联电网 CPS 标准下计及一次调频的最优 AGC 控制模型[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(10): 2656-2664.  
ZHAO Wanzong, LI Bin, WEI Hua, et al. The optimal AGC control strategy considering the primary frequency regulation under the control performance standard for the interconnected power grid[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(10): 2656-2664.
- [7] 滕贤亮, 高宗和, 朱斌, 等. 智能电网调度控制系统 AGC 需求分析与关键技术[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(1): 81-87.  
TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHU Bin, et al. Requirements analysis and key technologies for automatic generation control for smart grid dispatching and control systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(1): 81-87.
- [8] 李兆伟, 任先成, 刘福锁, 等. 交直流并联电网中直流功率紧急控制影响及优化研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2014, 42(20): 104-109.  
LI Zhaowei, REN Xiancheng, LIU Fusuo, et al. Research on effects and optimization of emergency DC power control in AC/DC hybrid power grid[J]. *Power System Protection and Control*, 2014, 42(20): 104-109.
- [9] 许涛, 吴雪莲, 李兆伟, 等. 改善系统频率稳定性的多直流功率紧急支援协调控制策略[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(22): 69-77.  
XU Tao, WU Xuelian, LI Zhaowei, et al. Coordinated control strategy of multi-DC emergency power support to improve frequency stability of power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(22): 69-77.
- [10] 宋崇明, 田雪沁, 徐彤, 等. 配置蓄热装置对火电机组一次调频性能影响[J]. *中国电力*, 2020, 53(2): 120-128.  
SONG Chongming, TIAN Xueqin, XU Tong, et al. Effect of heat storage device on primary frequency regulation capacity of thermal power unit[J]. *Electric Power*, 2020, 53(2): 120-128.
- [11] MAGDY G, SHABIB G, ELBASET A A, et al. Optimized coordinated control of LFC and SMES to enhance frequency stability of areal multi-source power system considering high renewable energy penetration[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2018, 3(4): 407-421. DOI: 10.1186/s41601-018-0112-2.
- [12] 郭钰锋, 于达仁, 赵婷, 等. 电网频率的非正态概率分布特性[J]. *中国电机工程学报*, 2008, 28(7): 26-31.  
GUO Yufeng, YU Daren, ZHAO Ting, et al. Characteristics of power system frequency abnormal distribution[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2008, 28(7): 26-31.
- [13] 王超. 广域同步相量测量中频率特性研究[J]. *科技信息*, 2012, 35: 107-108.  
WANG Chao. Properties of distributed frequency in the wide area synchronized phasor measurement[J]. *Science & Technology Information*, 2012, 35: 107-108.
- [14] 李铭, 安军, 穆钢, 等. 基于实测轨迹的频率动态时空分布特性研究[J]. *电网技术*, 2014, 38(10): 2747-2751.  
LI Ming, AN Jun, MU Gang, et al. Measured trajectory based space-time distribution characteristics of frequency dynamics[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(10): 2747-2751.
- [15] 罗建裕, 王小英, 鲁庭瑞, 等. 基于广域测量技术的电网实时动态监测系统应用[J]. *电力系统自动化*, 2003, 27(24): 78-80.  
LUO Jianyu, WANG Xiaoying, LU Tingrui, et al. An application of power system real time dynamic monitoring system based on wide area measurement[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(24): 78-80.
- [16] 樊艳芳, 钟显, 常喜强, 等. 频率的时空分布对低频减载的影响研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(1): 55-60.  
FAN Yanfang, ZHONG Xian, CHANG Xiqiang, et al. Research of the UFLS under the frequency characteristics of temporal and spatial distribution[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(1): 55-60.
- [17] 孙黎, 尚教会, 林铭. 大区域电网动态频率空间分布特性分析[J]. *东北电力大学学报*, 2013, 33(3): 38-42.

- SUN Li, SHANG Jiaohui, LIN Ge. The research of space property of large area power grid dynamic frequency[J]. Journal of Northeast Dianli University, 2013, 33(3): 38-42.
- [18] 贾燕冰, 郑晋, 陈浩, 等. 基于集合经验模态分解的火-储联合调度调频储能容量优化配置[J]. 电网技术, 2018, 42(9): 2930-2937.
- JIA Yanbing, ZHENG Jin, CHEN Hao, et al. Capacity allocation optimization of energy storage in thermal-storage frequency regulation dispatch system based on EEMD[J]. Power System Technology, 2018, 42(9): 2930-2937.
- [19] 郗朝辉, 黄慧, 李威, 等. 周期通信对储能系统参与电网调频的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 41-47.
- QIE Zhaohui, HUANG Hui, LI Wei, et al. Analysis of the influence of periodic communication on the participation of energy storage system in power grid frequency modulation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 41-47.
- [20] 程艳, 张健, 管萸, 等. HVDC 换相失败时受端电网的电压与频率联合控制策略[J]. 高压电器, 2020, 56(4): 241-245.
- CHENG Yan, ZHANG Jian, GUAN Ti, et al. Coordinated control strategy of voltage and frequency support at receiving end of HVDC system under commutation failure[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(4): 241-245.
- [21] 李玲芳, 陈义宣, 朱欣春, 等. 直流频率限制器参数整定及协调控制[J]. 高压电器, 2019, 55(6): 105-110.
- LI Lingfang, CHEN Yixuan, ZHU Xinchun, et al. Parameters tuning and coordination control of DC frequency limit controller[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(6): 105-110.
- [22] 周海锋, 倪腊琴, 徐泰山. 电力系统功率频率动态特性研究[J]. 电网技术, 2009, 33(16): 58-62.
- ZHOU Haifeng, NI Laqin, XU Taishan. Study on power-frequency dynamic characteristic of power grid[J]. Power System Technology, 2009, 33(16): 58-62.
- [23] 苗福丰, 唐西胜, 齐智平, 等. 风储联合调频下的电力系统频率特性分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2209-2213.
- MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping, et al. Analysis of frequency characteristics of power system based on wind farm-energy storage combined frequency regulation[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2209-2213.
- [24] 唐耀华, 郭为民, 崔杨. 水-火电机频率控制策略研究[J]. 中国电力, 2020, 53(6): 153-160, 178.
- TANG Yaohua, GUO Weimin, CUI Yang. Research on the frequency control strategy of hydro-thermal power generating units[J]. Electric Power, 2020, 53(6): 153-160, 178.
- [25] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 3(5): 720-729.
- [26] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.
- [27] 发电机组并网安全条件及评价: GB/T 28566—2012[S].
- [28] 汤涌, 孙华东, 易俊, 等. 两大区互联系统交流联络线功率波动机制与峰值计算[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(19): 1-6.
- TANG Yong, SUN Huadong, YI Jun, et al. AC tie-line power fluctuation mechanism and peak value calculation for two-area interconnected power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(19): 1-6.
- [29] 陈磊, 刘辉, 闵勇, 等. 两区域互联系统联络线功率波动理论分析[J]. 电网技术, 2011, 35(10): 53-58.
- CHEN Lei, LIU Hui, MIN Yong, et al. Theoretical analysis on tie-line power oscillation of two-area interconnected system[J]. Power System Technology, 2011, 35(10): 53-58.
- [30] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002.
- [31] 徐刚, 胡春阳. 华东电网系统保护通信网建设[J]. 电力信息与通信技术, 2018, 16(1): 126-130.
- XU Gang, HU Chunyang. Construction of East China power grid system protection communication network[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2018, 16(1): 126-130.
- [32] 巩晓玲, 樊艳芳, 钟显, 等.  $\pm 800$  kV 天中特高压直流送端系统安全稳定分析[J]. 高压电器, 2017, 53(8): 43-48, 54.
- GONG Xiaoling, FAN Yanfang, ZHONG Xian, et al. Analysis on security and stability of  $\pm 800$  kV Tianzhong UHVDC sending grid[J]. High Voltage Apparatus, 2017, 53(8): 43-48, 54.

收稿日期: 2020-05-03; 修回日期: 2020-08-24

作者简介:

吴雪莲(1989—), 女, 通信作者, 硕士, 工程师, 研究方向为电网分析与控制。E-mail: wuxuelian@sgepri.sgcc.com.cn

(编辑 葛艳娜)