DOI: 10.7667/PSPC151894

群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响分析

崔晓丹[1,2,3]，李兆伟[1,2]，方勇杰[1,2,3]，李 威[1,2]，李碧君[1,2]，吴雪莲[1,2]，张红丽[1,2]

(1.南瑞集团公司(国网电力科学研究院)，江苏 南京 211106；2.智能电网保护和运行控制国家重点实验室，江苏 南京 211006；3.中国电力科学研究院，北京 100192)

摘要：针对电网跨区互联背景下出现的复杂暂态失稳现象，研究了群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响。基于等值系统模型和 EEAC 原理，推导了链式结构系统下领前群内机组非同调对主导模式稳定性影响的主要因素，定性分析了各因素的影响规律，并基于简单系统和实际电网的算例进行仿真分析。理论和仿真研究表明，领前群非同调程度扩大总体上不利于主导模式的暂态稳定性，且群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响作用大小与系统结构参数、系统运行方式、具有非同调特征群内机组惯量分配等因素有关。

关键词：暂态稳定；主导模式；失稳模式；非同调；EEAC；影响因素

Influence analysis of interior non-coherence of leading generator cluster to the transient stability of dominant mode

CUI Xiaodan[1,2,3], LI Zhaowei[1,2], FANG Yongjie[1,2,3], LI Wei[1,2], LI Bijun[1,2], WU Xuelian[1,2], ZHANG Honghli[1,2]

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China; 2. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and control, Nanjing 211006, China; 3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The influence of interior non-coherence of leading generator cluster to the transient stability dominant mode is studied to deal with the complex transient instability under the background of interregional interconnection of power grid. Based on the equivalent system model and EEAC theory, the influence factors of interior non-coherence of leading generator cluster to transient stability of dominant mode is deduced when the system has the chain structure, the influence rules of each influence factor is given qualitatively, and simulation example of simple system and real power grid is studied lastly. The theoretical and simulation results show that expansion of interior non-coherence of leading generator cluster has an adverse impact on system transient stability, and this impact is associated with structure parameter, operation mode of power grid, and the inertia distribution of leading generator cluster which has the characteristic of interior non-coherence.

Key words: transient stability; dominant mode; instability mode; non-coherence; EEAC; influence factors

0 引言

电网互联的功能已经从系统间相互支援向大容量跨区输电转换[1]。中国正加紧建设以特高压电网为骨干网架、输送清洁能源为主导、全球互联泛在的坚强智能电网[2-4]。随着电网互联规模的不断扩大，系统运行状态的广域动态交互影响加剧，电网发展过渡期系统稳定特性日趋复杂化[1,5-6]。实际电网的仿真结果表明，故障后系统暂态过程表现出较为复杂的失稳现象[7-12]，给已有的分析方法、稳定性判据和系统运行控制策略的制定带来了严峻的挑战。因此，亟需提出相关分析方法，明确复杂失稳现象背后的机理，以便为电网的规划和运行控制提供理论和技术基础。

实际电力系统因其多机特征、强时变性和非线性性，使得故障下发电机动态具有非理想两群的本质特征。电网在跨区互联建设的过渡阶段，区域内

基金项目：国家电网公司大电网重大专项资助项目课题(SGCC-MPLG003-2012)；国家电网公司科技项目“基于稳定性量化分析的大电网多断面暂态稳定交互影响及协调控制技术研究”

部联系相对紧密，区域之间联系相对薄弱，某些故障场景下呈现出多群特征或随时间推移分群方式动态变化的特征，非理想两群的特征更加凸显，出现了一些难以解释的复杂的暂态失稳现象，难以基于传统的方法进行分析。文献[9]基于 EEAC 揭示了东北网内 N-1 故障导致东北华北机组第 2 摆反向失稳的机理，并分析了负荷大小和切机对失稳模式的影响。文献[10-11]以在华北、华中互联系统为背景，分别研究了四川尖山等母线发生三相短路故障导致华北、华中相对失稳的机理。其中，文献[9]基于 EEAC 主导模式识别及多摆失稳理论分析了远方局部地区短路故障后跨区互联电网出现的失稳模式演化现象，指出短路点近区机组加速导致大区电网内负荷功率和直流外送功率减小，恶化了大区机组的稳定性；文献[11]指出扰动后区域内部机群相互摆动导致等效电势幅值变动，使互联系统功率特性产生变化，从而影响到系统暂态稳定能力。然而，文献[9-10]以仿真分析为技术手段研究了影响失稳模式变化的部分因素，由于未从一般模型出发，因此难以给出各种因素交互影响的机制和普适性规律；文献[11]简化的功率特性模型下仅能给出各种影响因素的定性结论；文献[13]针对复杂失稳现象研究了可行主动解列时窗问题。总体来说，目前对于具有类似特征的机理研究工作还不够深入。

EEAC 理论通过对多机受扰轨迹的保稳降维变换，将经典单机无穷大母线(OMIB)系统的等面积准则(EAC)拓展到非自治非线性多机系统，给出暂态功角稳定的充要条件，有利于揭示复杂失稳模式下的控制机理[14]。本文基于 EEAC 主导模式识别及 P 轴效应、δ 轴效应的概念，从等效三机系统模型出发，解析了一类链式结构系统群内非同调对主导模式稳定性的影响机制，分析了群内非同调作用大小的影响因素及影响规律，以期为互联大电网中复杂失稳现象的分析研究提供技术基础。

1 EEAC 暂态稳定分析方法[14]

1.1 EEAC 的基本原理

多机电力系统各发电机运动方程可以表示为

$$M_k\ddot{\delta}_k = P_{mk}(t) - P_{ek}(t) \tag{1}$$

式中：M、δ、P_m 和 P_e 分别为机组 k 的功角、惯量、原动机功率和电功率。

将系统轨迹划分为两个互补群 S 群和 A 群，基于互补群惯量理论(CCOI-RM)，某一分群方式下等值单机系统的映象为

$$M\ddot{\delta} = P_m - P_e = P_m = \frac{M_a P_{ms} - M_s P_{ma}}{M_s + M_a} - \frac{M_a P_{es} - M_s P_{ea}}{M_s + M_a} \tag{2}$$

其中：$M = M_s M_a/(M_s + M_a)$，$\delta = \delta_s - \delta_a$。

该等值映像的稳定裕度为

$$\eta = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_e - P_m)\mathrm{d}\delta \tag{3}$$

上式中对失稳轨迹 δ 取为实际轨迹动态鞍点 δ_{DSP}，对稳定轨迹 δ 取虚拟的动态鞍点 δ_{VDSP}。

1.2 主导失稳模式

EEAC 理论在所有可能的互补群划分方式中，将最早达到其 DSP 点的映像摆次定义为受扰轨迹的主导模式，主导模式通过包含主导群(互补群中的领前群)和主导摆次的二元组来表示。基于对实际受扰轨迹的严格量化分析，EEAC 可准确识别受扰后系统的主导模式。

1.3 P 轴效应和 δ 轴效应

某一因素对系统暂态稳定性的影响，可认为是通过改变某个映像的等值动能或势能达到的。系统故障过程的所有非切机时刻 P_m 变化相对较慢，因此 P_e 在暂态过程中的变化对系统稳定性起着主要作用。理想两群模式下互补群群内各轨迹间的间隙在整个动态过程中保持恒定，各机受扰轨迹离开相关的惯量中心轨迹的偏移角均为常数，其等值系统的 P_e 是一个时变的正弦函数，如下式所示。

$$P_e = P_c + P_{max}\sin(\delta - \nu) \tag{4}$$

当主导模式分群下的群内机组非同调时，群内发电机存在相对运动时。式(4)中 P_c 和 ν 不再是常数。互补群群内各轨迹间的间隙在整个动态过程中不断变化。EEAC 方法利用数值积分获取系统详细模型下的受扰轨迹，再通过对多机受扰轨迹的保稳降维变换进行稳定性量化分析，因此能够计及包括群内非同调等时变因素。

任何参数的时变因素都通过不平衡功率及其沿 δ 轴的积分区间来影响 $P_e - \delta$ 平面上的动能面积，即稳定裕度，EEAC 将这两种途径称为 P 轴效应和 δ 轴效应。由于 P 轴效应，将改变 δ 轴间接效应，另外，故障清除时间的增加将直接增加映像角在故障期间的行程，称为 δ 轴直接效应。

2 复杂失稳现象分析的总体思路

为了分析群内非同调对系统主导模式暂态稳定性的影响的机制，以及群内非同调对主导模式稳定性作用大小的影响因素，本文基于 EEAC 的 P 轴效应和 δ 轴效应的概念，着眼于主导模式等值 P_e 的特性进行研究。其总体思路是：首先，以能够计及群

内非同调因素的最小三机等效系统为研究对象，考虑群内非同调因素对 P_e 表达式进行解析，将 P_e 表达为成群间惯量中心等值功角和群内非同调两群惯量中心等值功角的函数；其次，从 P_e 表达式出发，在各运行参数的有效区间内，分析群内非同调对主导模式稳定性作用大小的影响因素。

实际电网中群内非同调情况更为复杂，把握其主要的非同调因素有助于揭示复杂失稳现象机理，利用三机系统进行具有一定的普适性。本文着重分析了一类链式系统领前群存在非同调的情况。在分析群内非同调对主导模式稳定性作用大小的影响因素时，为了把握主导因素的影响机制和规律，对前提条件作了合理性简化。

3　三机等值系统分析模型

3.1 等值电路

假设故障下机群 1 和机群 2 相对于机群 3 失稳。领前群内的机群 1 和机群 3 非同调明显，机群 1 和机群 2 内部同调性较好，则等效的电路模型可以用三机表示，如图 1，其中发电机 1 功角超前于发电机 2。为了简化将等效到机端的负荷忽略。

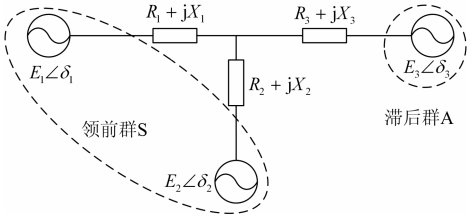


图 1 三机等值系统模型

Fig. 1 Three-generator system equivalent model

图中：E_i、δ_i 分别为各等值机的电势和功角。

3.2 计及群内非同调影响的主导模式等值电磁功率的表达式

将主导映像的等值电磁功率表达为关于主导模式等值惯量中心角 δ 和领前群内惯量中心角 δ_{12} 的函数，详细推导过程见附录。

$$P_e = C + \frac{2M_A E_1 E_2 Y_{12}}{M_A + M_S}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12} + \sqrt{u_1^2 + u_2^2}\sin(\delta+\gamma) \tag{5}$$

其中：

$$C = (M_A E_1^2 G_{11} + M_A E_2^2 G_{22} - M_S E_3^2 G_{33})/(M_A + M_S)$$

$$u_1 = C_1\cos(\zeta_1+\gamma_1) + C_2\cos(\zeta_2+\gamma_2)$$

$$u_2 = C_1\sin(\zeta_1+\gamma_1) + C_2\sin(\zeta_2+\gamma_2)$$

$$\gamma = \arctan(u_2/u_1)；\quad \theta_{ij} = \arctan(B_{ij}/G_{ij})$$

$$Y_{ij} = \sqrt{G_{ij}^2 + B_{ij}^2}$$

$$\xi_1 = \delta_1 - \delta_S = \frac{M_2\delta_{12}}{M_1+M_2}，\quad \xi_2 = \delta_2 - \delta_S = -\frac{M_1\delta_{12}}{M_1+M_2}$$

$$\delta_S = \frac{M_1\delta_1 + M_2\delta_2}{M_1+M_2}，\quad \delta = \delta_S - \delta_A = \frac{M_1\delta_1 + M_2\delta_2}{M_1+M_2} - \delta_3$$

$$\gamma_1 = \arctan\frac{(M_A - M_S)\cos\theta_{13}}{(M_A + M_S)\sin\theta_{13}}$$

$$\gamma_2 = \arctan\frac{(M_A - M_S)\cos\theta_{23}}{(M_A + M_S)\sin\theta_{23}}$$

$$C_1 = \frac{E_1 E_3 Y_{13}}{M_A + M_S}\sqrt{(M_A - M_S)^2\cos^2\theta_{13} + (M_A + M_S)^2\sin^2\theta_{13}}$$

$$C_2 = \frac{E_2 E_3 Y_{23}}{M_A + M_S}\sqrt{(M_A - M_S)^2\cos^2\theta_{23} + (M_A + M_S)^2\sin^2\theta_{23}}$$

这里，等值机电势不变下 C_1、C_2 均是只与网络参数、发电机惯性时间常数有关的常数。Y_{ij} 为节点之间的等值导纳。

为了便于分析，令 $E_1 = E_2 = 1$，从而忽略机群等值电势变化的影响。进一步假设三机系统为链式结构，即 $Y_{13} = 0$，那么上式中 $C_1 = 0$。从而公式(5)变为

$$P_e = C' + \frac{2M_A Y_{12}}{M_A + M_S}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12} + C_2\sin(\delta + \zeta_2 + \gamma_2) \tag{6}$$

其中，$C' = \dfrac{M_A G_{11} + M_A G_{22} - M_S G_{33}}{M_A + M_S}$。

为了从上复杂的公式中得到更简明的规律，进一步假设滞后群惯量远大于领前群，即 $M_A \to \infty$，则 $C_2 \to Y_{23}$，$\gamma_2 \to \gamma_2' = \arctan(\cot\theta_{23})$。另外实际情况下，一般有 $B_{ij} \gg G_{ij} > 0$，因此，$\gamma_2' \to 0$。于是

$$P_e = C'' + 2Y_{12}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12} + Y_{23}\sin\left(\delta - \frac{M_1\delta_{12}}{M_1+M_2} + \gamma_2'\right) \tag{7}$$

其中，$C'' = G_{11} + G_{22}$。

可见，δ_{12} 动态变化将导致主导模式等值 P_e 曲线动态变化，且间接影响到 P_e 在 δ 轴上的积分区间，从而对系统的故障下的暂态能量加速面积和减速面积产生影响，主导模式稳定裕度发生变化，即系统产生了 P 轴效应和 δ 轴效应。

4　群内非同调作用大小的影响因素分析

为了明确群内非同调对主导模式作用大小的影响因素及其影响程度，计算 P_e 对 δ_{12} 进行求偏导数。

$$\frac{\partial P_e}{\partial \delta_{12}} = K = K_1 + K_2 = (-2Y_{12}\cos\theta_{12})\sin\delta_{12} + (-k_M)Y_{23}\cos(\delta' - k_M\delta_{12}) \tag{8}$$

其中：$k_M = M_1/(M_1+M_2)$，表示机群 1 占领前群的惯量比。显然，$0<k_M<1$；$\delta' = \delta + \gamma_2'$。

在故障下的系统动态过程中，δ_{12} 的变化一般伴随 δ 同时变化，两者的动态满足系统微分和代数方程约束。上式的物理意义在于，δ_{12} 的单位变化量对 P_e 的影响程度。式(8)表明，K 值不是一个常数，其表达式是一个多元函数，说明群内非同调对主导模式稳定性作用大小受多种因素影响，且呈现出复杂的非线性关系。其中，网络结构强弱、主导模式领前群中不同调的两个机群之间的惯量比、系统运行工况是影响群内非同调对主导模式稳定性作用大小主要因素。下面详细分析这些因素的作用规律。

需要说明，本文研究的是群内非同调对系统主导模式稳定裕度的影响及其影响因素，而不是研究影响主导模式群内非同调的因素，两者具有根本的不同。

4.1 系统结构参数的影响

由式(8)可见，网络结构的强弱与群内非同调影响主导模式稳定性的作用效果成正比。即，网络结构越强，群内非同调对主导模式暂态稳定性影响越大，而影响的方向尚不明确。

由于 $\cos\theta_{12}>0$，当 $0<\delta_{12}<\pi$ 时 $K_1<0$，且 Y_{12} 越大，$|K_1|$ 越大，说明影响越明显。而 $\delta_{12}>\pi$ 时，由于 $\sin\delta_{12}$ 可能小于 0，Y_{12} 的影响规律与上述情况相反。然而意味着系统动态过程使得群内机群分离较大，系统主导失稳模式一般不再维持本文所假设的机群 1、2 相对于机群 3 的失稳模式，因此研究的意义不大。

K_2 项情况由于受到系统运行工况(δ_{12} 及 δ' 取值情况)的影响，因此 Y_{23} 的影响作用与系统运行工况密切相关。

4.2 机组惯量分配的影响

由式(8)可知，群内机组惯量分配对 K_2 产生影响，其影响作用与系统运行工况紧密相关。当机群 2 和机群 3 之间的电气距离较近(主导模式结构较强)时，主导模式领前群中不同调的两个机群之间的惯量比对领前群内非同调影响主导模式稳定性的作用有一定的影响。令 $Y_{23}=1$，$\delta'=\pi/2$，则 K_2 随 k_M 和 δ_{12} 变化关系如图 2(a)所示。

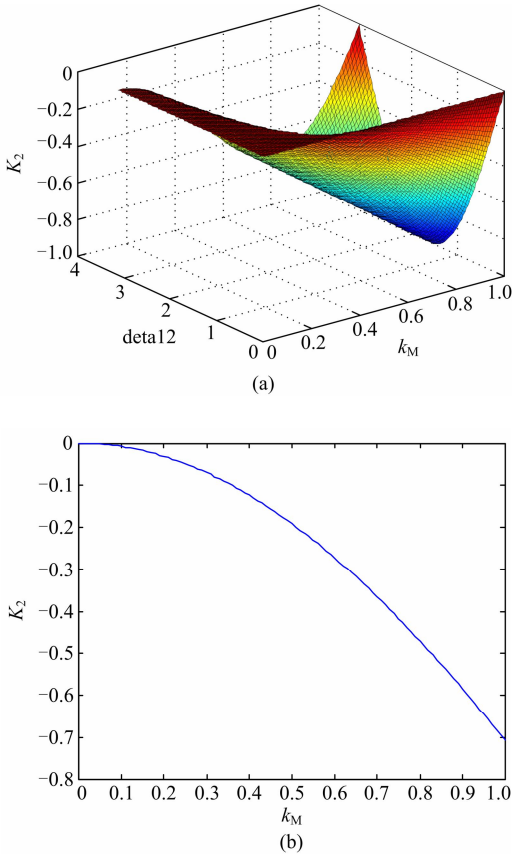


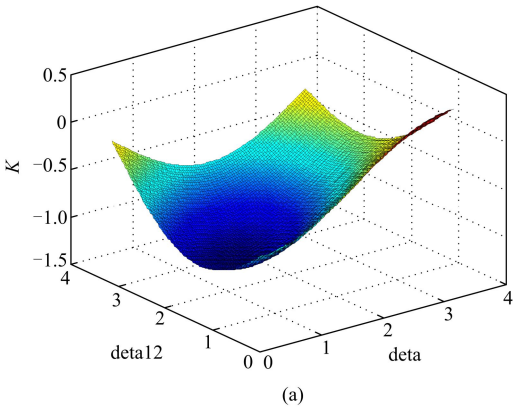
图 2　K_2 随 k_M 和 δ_{12} 的变化关系

Fig. 2 Relationship between k_M, δ_{12} and K_2

再令 $\delta_{12}=\pi/4$，则 K_2 随 k_M 的变化关系图 2(b)所示。可见，k_M 的增大将会导致 K_2 单调减小。

4.3 系统运行工况的影响

由式(8)可知，K 的取值受到系统运行工况影响，且其受影响的程度与其他因素相互关联。令 $k_M=0.5$，$Y_{12}=Y_{13}=1$，则 K 随 δ' 和 δ_{12} 的变化关系如图 3(a)所示。再令 $\delta'=\pi/2$，则 K 随 δ_{12} 的变化关系图 3(b)所示。



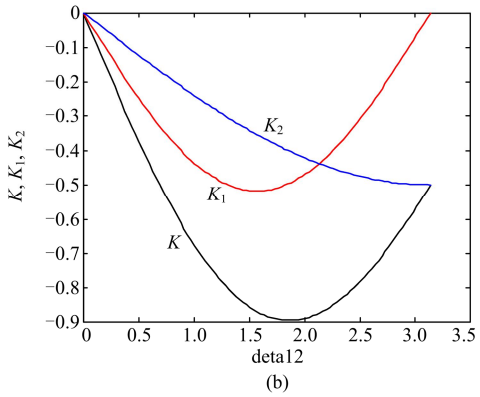


图 3　K 随 δ' 和 δ_{12} 的变化关系

Fig. 3 Relationship between δ', δ_{12} and K

从上述分析总体上可见，在典型参数的合理取值范围内 $K<0$，说明群内领前群角度的进一步超前不利于主导模式的暂态稳定性。然而，多种因素的综合作用，使得群内非同调影响主导模式稳定性的规律较为复杂，各因素发挥的作用难以给出简明、统一的结论。在系统参数确定的区间内，上述因素对群内非同调作用大小的影响程度具有一定的单调变化的规律。在分析实际电网时，系统结构参数和发电机参数均已明确，可结合运行工况的动态变化加以分析，从而解释复杂的暂态失稳现象。

5　算例分析

5.1 简单系统算例的仿真分析

采用南瑞集团开发的电力系统暂态安全定量分析软件(FASTEST)对链式结构三机系统进行仿真分析研究，机组 3 的惯量远大于机组 1 和机组 2 的惯量，初始情况下潮流如图 4 所示。研究故障为母线 A 与母线 2 之间两回线中的其中一回发生三相永久故障。下面分别分析群内非同调对主导失稳模式暂态稳定性的影响因素。

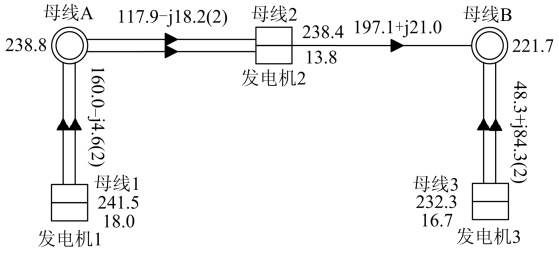


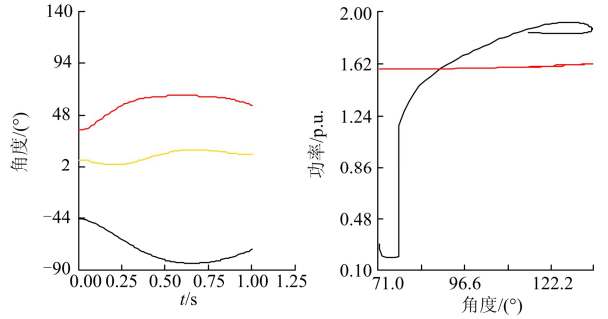
图 4 简单三机系统潮流图

Fig. 4 Power flow map of simple three-machine system

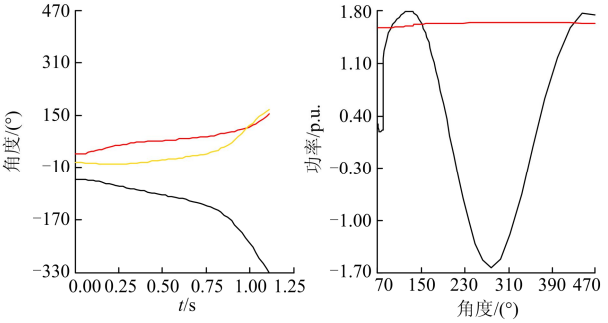
(1) 群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响

当故障清除时刻分别为 0.08 s、0.1 s、0.12 s、0.14 s 时发电机摇摆曲线和等值 $P_e-\delta$ 曲线如下。

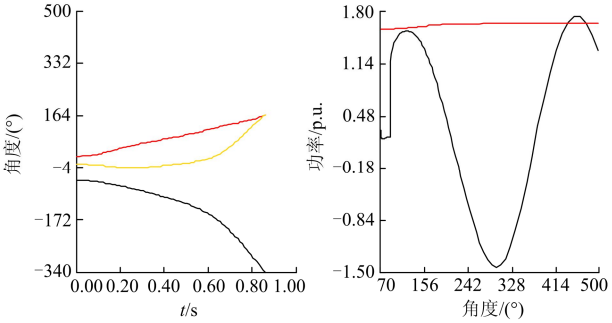
由图 5(b)、(c)、(d)可见，母线 A 与母线 2 之间线路发生故障，最终导致机组 1、2 相对于机组 3 失稳，这是由于故障导致机组 1 电磁功率与机械功率不平衡后首先加速，在故障后的动态过程中，机组 1、2 相对角增大(非同调程度变大)，进一步导致机组 1、2 相对于机组 3 的失稳模式对应的等值电磁功率特性曲线下降，系统吸收暂态动能的能力减小，最终越过该模式的 DSP 而失稳。再比较图 5(b)、(c)、



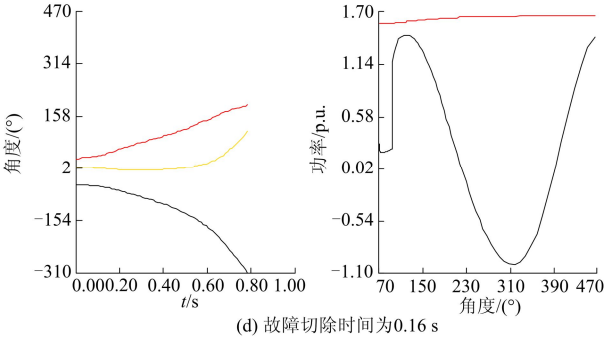
(a) 故障切除时间为0.08 s



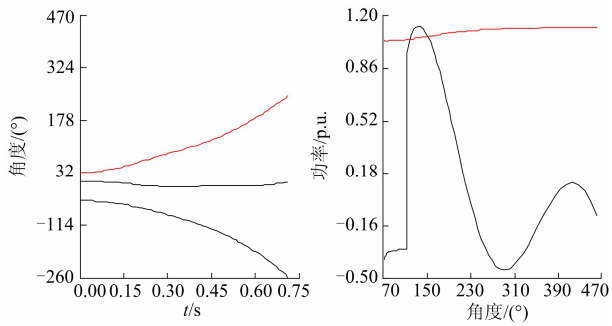
(b) 故障切除时间为0.1 s



(c) 故障切除时间为0.14 s



(d) 故障切除时间为0.16 s



(e) 故障切除时间为0.18 s

图 5 不同故障切除时间下系统轨迹

Fig. 5 System response of different fault clearing time

(d)可见，故障切除时间越晚，机组 1、2 非同调程度改变的越快，该失稳模式的等值 $P_e-\delta$ 曲线越低。

比较图 5(a)、(b)可见，当故障切除较早时，机组 2 加速较慢，机组 1、2 在故障下的动态过程中同调程度相对较好，机组 1、2 相对于机组 3 的失稳模式的等值 $P_e-\delta$ 曲线较高，群内非同调对主导模式的暂态稳定性影响相对变小，系统稳定性更好。

比较图 5(d)、(e)可见，当故障切除较晚时，机组 1 加速较快，此时系统的主导模式为机组 1 相对于机组 2、3 的失稳模式，由于该模式加速能量过大，最终导致系统越过该模式的 DSP 而失稳。

(2) 群内机组惯量分配对群内非同调作用大小的影响

在上述仿真参数条件基础上，改变机组 1、2 惯量分配比例(惯量总和不变，机组 1、2 的惯量比由 $k_M=2.1$ 变为 $k_M=0.9$)，故障切除时间为 0.1 s。

比较图 5(b)与图 6(a)可见，主导模式领前群内领前机组惯量越小(即 k_M 越小)，该模式的等值 $P_e-\delta$ 曲线更高，系统稳定性更好。而从 P 轴效应和 δ 轴效应分析的角度出发，k_M 对系统稳定性的作用可认为体现在两个方面：一是 k_M 的不同，系统的故障下暂态过程不同，系统主导模式分群下的等值功角 δ 和群内非同调程度 δ_{12} 暂态变化过程不同；二是，随着系统 δ 及 δ_{12} 暂态过程中的变化，k_M 对 δ 及 δ_{12} 变化影响主导模式等值 $P_e-\delta$ 曲线的作用大小影响程度不同(本文讨论的是 δ_{12} 变化对系统稳定性影响作用下，k_M 起到的影响)。

当 k_M 仍为 2.1，而故障切除时间为 0.16 s 时，比较图 5(a)与图 6(b)可见，在故障发生后暂态过程的前期，系统 δ 及 δ_{12} 变化情况近似，k_M 较大时对等值 $P_e-\delta$ 曲线影响更大，系统更容易失稳。

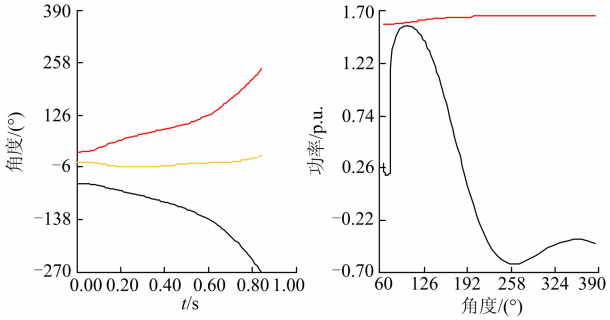
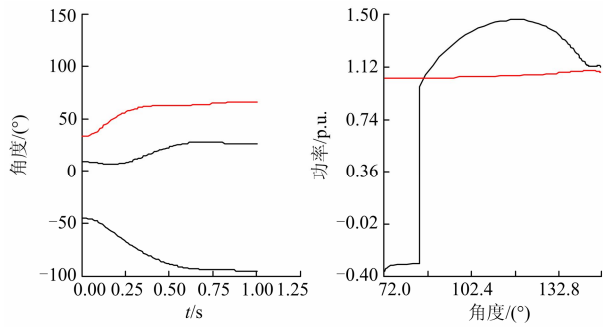


图 6 k_M 变化下系统轨迹

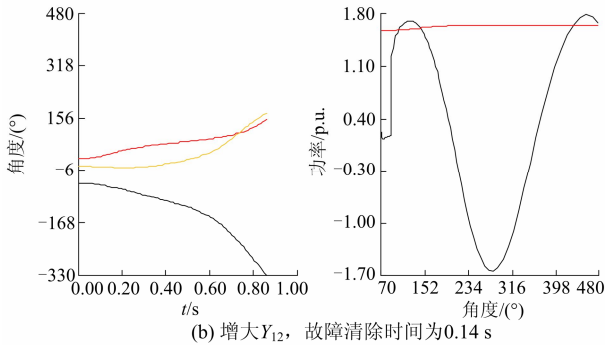
Fig. 6 System response of different k_M

(3) 系统结构参数对群内非同调作用大小的影响

减小仿真数据中母线 A 与母线 2 之间的阻抗值，即增大 Y_{12}，系统仿真轨迹如图 7。



(a) 增大Y_{12}，故障清除时间为0.1 s



(b) 增大Y_{12}，故障清除时间为0.14 s

图 7 系统结构参数变化下系统轨迹

Fig. 7 System response with different Y_{12}

比较图 4(b)、图 6(a)，即 Y_{12} 增大后，系统领前群内同调性较好，系统能够保持稳定。再加大故障切除时间至 0.14 s，比较图 4(b)、图 6(b)，系统主导模式的领前群内非同调变化情况类似，主导模式等值 $P_e-\delta$ 曲线更低，系统稳定性更差。

值得注意的是，图 4(c)与图 6(b)的故障切除时间相同下，图 4(c)的等值 $P_e-\delta$ 曲线更低，其系统稳定性更差，这是因为图 4(c)的群内同调程度更差，

而这里讨论的是群内非同调对主导模式作用大小的影响因素，即同样的群内非同调特征下，Y_{12} 对系统稳定性的影响。

(4) 系统运行工况对群内非同调作用大小的影响

改变发电机 1、2 的出力比例(两者出力总和不变，减小机组 1 的出力，同时增加机组 2 的出力)，δ_{12} 相应故障下系统稳定曲线从图 4(a)情况变为图 7 情况，可以看出，随着 δ_{12} 的较小，系统稳定性变好(如图 8)。

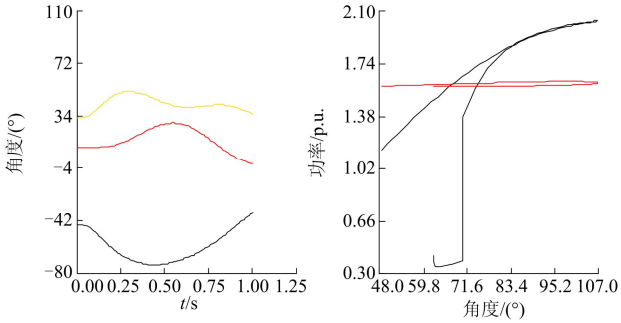


图 8 系统运行工况变化下系统轨迹

Fig. 8 System response with different operation modes

5.2 实际电网的算例

“三华”联网过渡期研究方式下，华北—华中电网通过特高压联络线互联，华中电网内部存在川电外送、川渝外送断面，整个系统具备链式结构特征，系统方式说明详见文献[6]。研究的故障均为尖山主变三永故障。

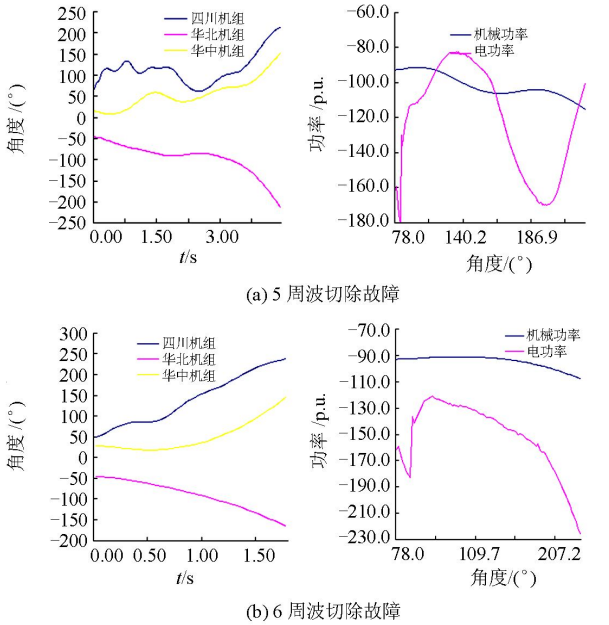
(1) 群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响

不同切除时间下机组摇摆曲线和主导模式的等值 $P_e-\delta$ 曲线如图 9。

比较图 9(a)和(b)可见，故障在四川省内，切除时间较短时四川机组与华中主网机组在暂态过程中同调程度相对较好，系统主导模式等值 δ_{12} 曲线较高(主导模式等值角响应趋势相似)，群内非同调对主导模式的暂态稳定性影响相对较小，系统稳定性更好。

(2) 群内机组惯量分配对群内非同调作用大小的影响

将四川的二滩机组群和官地机组群的惯量减小为十分之一，同时增加华中主网机组的惯量，与图 9(b)相比系统响应类似，可见 k_M 较小时系统稳定性更好(图 10)。



(a) 5 周波切除故障

(b) 6 周波切除故障

图 9 群内非同调对系统稳定性的影响

Fig. 9 Influence of non-coherence of leading generator cluster to system transient stability

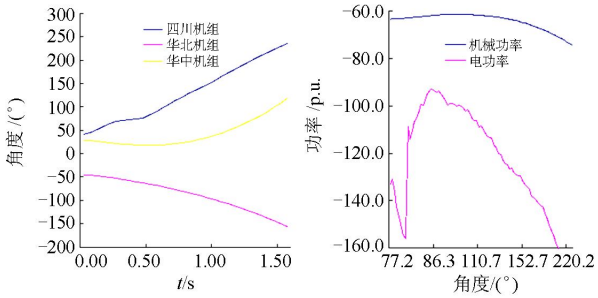


图 10　群内惯量分配对群内非同调作用大小的影响

Fig. 10 Influence of inertia distribution to non-coherence impact of leading generator cluster

(3) 系统结构参数对群内非同调作用大小的影响

将川渝断面联络线的电抗减少到原先的十分之一，将故障在 5.5 周波切除。系统响应与图 9(a)类似，可见 Y_{12} 较小情况下系统稳定性更好(图 11)。

(4) 系统运行工况对群内非同调作用大小的影响

将四川二滩机组减出力，湖北机组增出力，系统运行方式发生变化，故障在 5.5 周波切除，机组曲线与图 9(a)类似，而此时等值 $P_e-\delta$ 曲线更高，系统稳定性更好(图 12)。

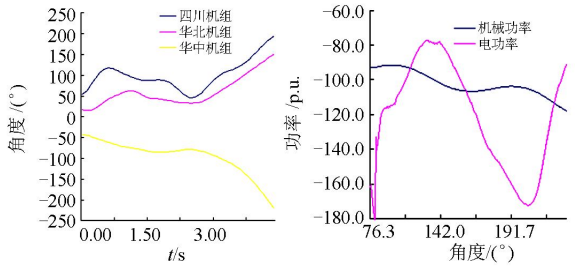


图 11 系统结构参数对群内非同调作用大小的影响

Fig. 11 Influence of structural parameter to non-coherence impact of leading generator cluster

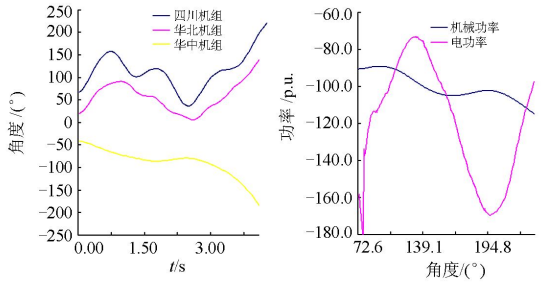


图 12 运行工况对群内非同调作用大小的影响

Fig. 12 Influence of operation mode to non-coherence impact of leading generator cluster

上述研究表明，远方局部区域电网内故障互联系统失稳的机理是：故障下局部机组加速，系统局部机组非同调加大后，进而因 P 轴效应和 δ 轴效应降低了主导模式消纳暂态能量的能力(当然，主导模式在事后判断出)，在一定的系统参数或/和运行方式条件下导致主导模式越过其能量壁垒而失稳。

6 结论

电网跨区互联使得系统稳定特性发生显著变化，故障后的暂态过程中领前群内非同调程度扩大总体上对主导模式的暂态稳定性有不利影响，严重情况下可能导致系统主导模式失稳。远方局部区域电网内故障互联系统是稳定的机理是：故障下局部机组加速，导致系统非同调程度加大，进而因 P 轴效应和 δ 轴效应降低了主导模式消纳暂态能量的能力。故障严重程度差异会导致群内非同调程度的发展变化差异。而群内非同调对主导模式暂态稳定性的影响作用大小与系统结构参数、系统运行工况、具有非同调特征的群内机组惯量分配等因素有关。多种因素交互作用，各因素的影响规律难以给出特别统一和简明的结论，但可结合具体场景的边界条件加以分析，从而理解电网大规模互联背景下出现的复杂失稳现象，有利于提升电网规划和运行控制水平。

本文分析的群内非同调对主导模式稳定性作用大小的影响因素及其影响特性、影响规律主要是针对系统首摆稳定性进行讨论的，对于系统多摆稳定性影响的研究后续需要进一步深入。

附录

各等值机端的电磁功率为其两两之间功角差 δ_{ij} 的函数。

$$\begin{cases} P_{e1}=E_1^2G_{11}+E_1E_2\left(B_{12}\sin\delta_{12}+G_{12}\cos\delta_{12}\right)+ \\ \qquad E_1E_3\left(B_{13}\sin\delta_{13}+G_{13}\cos\delta_{13}\right) \\ P_{e2}=E_2^2G_{22}+E_1E_2\left(B_{21}\sin\delta_{21}+G_{12}\cos\delta_{21}\right)+ \\ \qquad E_2E_3\left(B_{23}\sin\delta_{23}+G_{13}\cos\delta_{23}\right) \\ P_{e3}=E_3^2G_{33}+E_1E_3\left(B_{31}\sin\delta_{31}+G_{31}\cos\delta_{31}\right)+ \\ \qquad E_2E_3\left(B_{32}\sin\delta_{32}+G_{32}\cos\delta_{32}\right) \end{cases} \tag{1}$$

其中：E_i 为各等值机的电势；$\delta_{ij}=\delta_i-\delta_j$；$Y_{ij}$ 为节点之间的等值导纳，$Y_{ij}=\sqrt{G_{ij}^2+B_{ij}^2}$；$\theta_{ij}=\arctan\dfrac{B_{ij}}{G_{ij}}$。

若发电机 1、2 相对于发电机 3 失稳，则领前群惯量中心角 $\delta_S=\dfrac{M_1\delta_1+M_2\delta_2}{M_1+M_2}$，滞后群惯量中心角 $\delta_A=\delta_3$，系统惯量中心角 $\delta=\delta_S-\delta_A$。领前群中各发电机离开与领前群惯量中心的角度差：$\xi_1=\delta_1-\delta_S=\dfrac{M_2\delta_{12}}{M_1+M_2}$，$\xi_2=\delta_2-\delta_S=-\dfrac{M_1\delta_{12}}{M_1+M_2}$。

将式(1)表达为 ξ_1、ξ_2、δ 的函数，于是有

$$\begin{cases} P_{e1}=E_1^2G_{11}+E_1E_2Y_{12}\cos\left(\delta_{12}-\theta_{12}\right)+ \\ \qquad E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1-\theta_{13}\right) \\ P_{e2}=E_2^2G_{22}+E_1E_2Y_{12}\cos\left(\delta_{12}+\theta_{12}\right)+ \\ \qquad E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2-\theta_{23}\right) \\ P_{e3}=E_3^2G_{33}+E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1+\theta_{13}\right)+ \\ \qquad E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2+\theta_{23}\right) \end{cases} \tag{2}$$

系统的等值电磁功率为

$$P_e=\frac{M_AP_{e1}+M_AP_{e2}-M_SP_{e3}}{M_A+M_S} \tag{3}$$

其中：M_S、M_A 分别为领前群和滞后群的等值惯量，$M_S=M_1+M_2$，$M_A=M_3$。

将式(2)代入式(3)，经整理，P_e 为

$$P_{\mathrm{e}}=C+\frac{2M_{\mathrm{A}}E_1E_2Y_{12}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12}+\frac{M_{\mathrm{A}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1-\theta_{13}\right)-\frac{M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1+\theta_{13}\right)+\frac{M_{\mathrm{A}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2-\theta_{23}\right)-\frac{M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2+\theta_{23}\right)\tag{4}$$

其中：

$$C=\frac{M_{\mathrm{A}}E_1^2G_{11}+M_{\mathrm{A}}E_2^2G_{22}-M_{\mathrm{S}}E_3^2G_{33}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\tag{5}$$

$$\frac{M_{\mathrm{A}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1-\theta_{13}\right)-\frac{M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1+\theta_{13}\right)=\frac{M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\cos\left(\delta+\xi_1\right)\cos\theta_{13}+\frac{M_{\mathrm{A}}+M_{S}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_1E_3Y_{13}\sin\left(\delta+\xi_1\right)\sin\theta_{13}=C_1\sin\left(\delta+\xi_1+\gamma_1\right)\tag{6}$$

$$\frac{M_{\mathrm{A}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2-\theta_{23}\right)-\frac{M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2+\theta_{23}\right)=\frac{M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\cos\left(\delta+\xi_2\right)\cos\theta_{23}+\frac{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}E_2E_3Y_{23}\sin\left(\delta+\xi_2\right)\sin\theta_{23}=C_2\sin\left(\delta+\xi_2+\gamma_2\right)\tag{7}$$

式(6)、(7)中：

$$\begin{cases}C_1=\dfrac{E_1E_3Y_{13}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cdot\\ \qquad\sqrt{\left(M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}\right)^2\cos^2\theta_{13}+\left(M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}\right)^2\sin^2\theta_{13}}\\ C_2=\dfrac{E_2E_3Y_{23}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cdot\\ \qquad\sqrt{\left(M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}\right)^2\cos^2\theta_{23}+\left(M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}\right)^2\sin^2\theta_{23}}\end{cases}$$

$$\begin{cases}\gamma_1=\arctan\dfrac{\left(M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}\right)\cos\theta_{13}}{\left(M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}\right)\sin\theta_{13}}\\ \gamma_2=\arctan\dfrac{\left(M_{\mathrm{A}}-M_{\mathrm{S}}\right)\cos\theta_{23}}{\left(M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}\right)\sin\theta_{23}}\end{cases}$$

将式(6)、(7)代入式(4)，于是有

$$P_{\mathrm{e}}=C+\frac{2M_{\mathrm{A}}E_1E_2Y_{12}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12}+C_1\sin\left(\delta+\xi_1+\gamma_1\right)+C_2\sin\left(\delta+\xi_2+\gamma_2\right)=C+\frac{2M_{\mathrm{A}}E_1E_2Y_{12}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12}+C_1\sin\delta\cos\left(\xi_1+\gamma_1\right)+C_1\cos\delta\sin\left(\xi_1+\gamma_1\right)+C_2\sin\delta\cos\left(\xi_2+\gamma_2\right)+C_2\cos\delta\sin\left(\xi_2+\gamma_2\right)\tag{8}$$

令 $u_1=C_1\cos\left(\zeta_1+\gamma_1\right)+C_2\cos\left(\zeta_2+\gamma_2\right)$，$u_2=C_1\sin\left(\zeta_1+\gamma_1\right)+C_2\sin\left(\zeta_2+\gamma_2\right)$，$P_{\mathrm{e}}$ 可化解为

$$P_{\mathrm{e}}=C+\frac{2M_{\mathrm{A}}E_1E_2Y_{12}}{M_{\mathrm{A}}+M_{\mathrm{S}}}\cos\delta_{12}\cos\theta_{12}+\sqrt{u_1^2+u_2^2}\sin\left(\delta+\gamma\right)\tag{9}$$

其中，$\gamma=\arctan\dfrac{u_2}{u_1}$。

这里，C、C_1、C_2、γ_1、γ_2 均是由网络参数及发电机惯量数值计算可得的常数；u_1、u_2、γ 是 ζ_1 和 ζ_2 的函数，由于 ζ_1 和 ζ_2 均可表示成 δ_{12} 的函数，于是 P_{e} 为 δ_{12} 和 δ 的函数。

参考文献

[1] 方勇杰. 跨区互联电网紧急控制技术未来发展分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(15): 1-5.
FANG Yongjie. Analysis on trends in emergency control technology of cross-regional interconnected power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(15): 1-5.

[2] 刘振亚. 全球能源互联网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.

[3] 高志远, 姚建国, 曹阳, 等. 智能电网发展机理研究初探[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(5): 116-121.
GAO Zhiyuan, YAO Jianguo, CAO Yang, et al. Primary study on the development mechanism of smart grid[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(5): 116-121.

[4] 李明, 李景强. 一种基于智能电网的广域备自投方案[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(11): 129-133.
LI Ming, LI Jingqiang. A wide area standby power supply automatic switching scheme based on smart grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(11): 129-133.

[5] 贾俊川, 赵兵, 罗煦之, 等. 青藏直流投运后藏中电网稳定特性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 104-109.
JIA Junchuan, ZHAO Bing, LUO Xuzhi, et al. Research

on the security and stability characteristics of Central Tibet power grid after Qinghai-Tibet HVDC putting into operation[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(6): 104-109.

[6] 李兴源, 赵睿, 刘天琪, 等. 传统高压直流输电系统稳定性分析和控制综述[J]. 电工技术学报, 2013, 28(10): 288-300.
LI Xingyuan, ZHAO Rui, LIU Tianqi, et al. Research of conventional high voltage direct current transmission system stability analysis and control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(10): 288-300.

[7] 杨卫东, 薛禹胜, 荆勇, 等. 用 EEAC 分析南方电网中一个难以理解的算例[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(22): 23-26.
YANG Weidong, XUE Yusheng, JING Yong, et al. Analyzing an intricate case of the South China power grid using EEAC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(22): 23-26.

[8] 鲍颜红, 徐泰山, 孟昭军, 等. 暂态稳定控制切机负效应问题的 2 个实例[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(6): 12-15.
BAO Yanhong, XU Taishan, MENG Zhaojun, et al. Two field cases for the negative effect problems caused by generator tripping in the transient stability control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(6): 12-15.

[9] 潘学萍, 薛禹胜, 王红印, 等. 远离故障点的机组失稳现象及其控制负效应[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(17): 18-21.
PAN Xueping, XUE Yusheng, WANG Hongyin, et al. Critical generators far from fault location and the negative control effects[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(17): 18-21.

[10] 任先成, 李威, 薛禹胜, 等. 互联电网失稳模式演化现象及其影响因素分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 9-16.
REN Xiancheng, LI Wei, XUE Yusheng, et al. Unstable modes evolution and its influencing factors analysis in interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 9-16.

[11] 顾卓远, 汤涌, 孙华东, 等. 区域电网内弱联机群摆动联系统功角稳定性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1336-1343.
GU Zhuoyuan, TANG Yong, SUN Huadong, et al. The effect of the angle swing of weak-connection generator groups in a regional grid to the angle stability of the interconnected power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1336-1343.

[12] 王曦冉, 章敏捷, 邓敏, 等. 基于动态安全域的最优时间紧急控制策略算法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(12): 71-77.
WANG Xiran, ZHANG Minjie, DENG Min, et al. Optimal emergency control strategy algorithm of ideal time based on dynamic security region[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(12): 71-77.

[13] 丁磊, 郭一忱, 陈青, 等. 电力系统主动解列的可行解列时窗研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(12): 415-421.
DING Lei, GUO Yichen, CHEN Qing, et al. Research on feasible splitting time interval of controlled islanding[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 415-421.

[14] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论——非自治非线性多刚体系统的稳定性分析[M]. 南京: 江苏科技出版社, 1999.

收稿日期：2015-10-27； 修回日期：2016-01-10

作者简介：

崔晓丹(1981-)，男，通信作者，博士研究生，高级工程师，主要从事电力系统安全稳定分析及控制技术方面的研究及分析咨询工作；E-mail: cuixiaodan@sgepri.sgcc.com.cn

李兆伟(1984-)，男，工程师，主要从事电力系统安全稳定分析及控制技术研究及咨询工作；

方勇杰(1964-)，男，博士生导师，研究员级高级工程师，主要从事电力系统安全稳定分析及控制技术研究及开发应用工作。

(编辑 姜新丽)