

基于动态安全域与埃奇沃斯级数的 电力系统暂态稳定概率评估

汪隆君, 王钢

(华南理工大学电力学院, 广东省 广州市 510640)

Probabilistic Assessment of Transient Stability Based on Dynamic Security Region and Edgeworth Series

WANG Longjun, WANG Gang

(College of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, Guangdong Province, China)

ABSTRACT: Probabilistic assessment of power system transient stability is a useful complement to determinate evaluation. The linear boundary of dynamic security region of the controlling unstable equilibrium point was determined on the basis of dynamical system theory. Then, Edgeworth series expansion based on semi-invariant was employed to calculate the weighted joint probability distribution. Consequently, power system transient stability probabilistic model was established. The model can effectively consider many uncertain factors, such as generator output and internal potential, load active power and reactive power, fault location, fault type, fault-clearing time, et al. The model and its solution do not require complicated formula derivation, and take advantage of clear physical meaning and high calculation efficiency. Finally, the numerical results of IEEE 10-machine 39-bus system demonstrate that the proposed model and its solution are effective and feasible and have broad prospects for engineering application.

KEY WORDS: transient stability; dynamic security region; Edgeworth series; probabilistic assessment

摘要: 电力系统暂态稳定概率评估是确定性评估的有益补充。以安全域概率稳定模型为基础, 基于动力系统理论确定电力系统暂态稳定主导不稳定平衡点附近的动态安全域线性边界, 并采用以半不变量为基础的埃奇沃斯(Edgeworth)级数展开获得随机变量加权的联合概率分布, 从而构建电力系统暂态稳定概率模型。该模型能有效计及发电机的出力和内电势、负荷的有功和无功功率、故障类型、故障位置和故

障切除时间等多个不确定性因素, 不需要繁琐的公式推导, 物理意义清晰, 实现简单, 计算效率高。经 IEEE 10 机 39 节点系统测试和蒙特卡罗(Monte-Carlo)模拟法的验证, 表明所提模型和方法是有效可行的, 具有广阔的工程应用前景。

关键词: 暂态稳定; 动态安全域; 埃奇沃斯级数; 概率评估

0 引言

电力系统暂态稳定性是指系统受到严重的暂态扰动(如元件故障、断面潮流大幅改变或失去重要负荷)后保持同步的能力^[1]。电力系统暂态稳定性分析有 2 种基本方法, 即确定性方法和概率性方法。

确定性暂态稳定评估结果往往过于保守, 无法充分考虑各种不确定性因素, 还有可能会忽视个别极端情况。特别是在竞争性的市场条件下, 电力部门需要知道系统运行的风险水平, 从而根据用户的要求提供相应的服务^[2]。因此, 确定性分析已不能满足电力企业的需求。由此可见, 电力系统暂态稳定概率评估是确定性评估的有益补充。

概率评估方法一般有模拟法^[3-4]和解析法^[5-7]这 2 种方法。两者同属于逐点法: 前者可以灵活计及各种因素, 但其评估精度与模拟次数紧密相关, 要想准确地评估暂态失稳的小概率事件, 需要很长的计算时间; 后者针对大规模电力系统不可避免地遭遇“维数灾”, 须作大量的假设简化。

针对逐点法的固有缺陷, 动态安全域在 20 世纪 80 年代提出^[8], 并在最近 15 年间取得了较大的发展^[9-13], 以动态安全域理论为基础的概率评估也取得少量成果。文献^[9]推导出了超平面型实用动态安全域边界的解析表达式, 但其公式推导过程复

基金项目: 国家自然科学基金项目(50977032, 50337010)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50977032, 50337010).

杂, 实现难度大。在此基础上, 文献[10]提出基于格莱姆查理(Gram-Charlier)级数展开计算截断正态分布随机变量联合概率分布的方法。文献[11]基于网络约化模型的动态安全域显式形式, 推导出了动态安全域的 3 种近似方法, 但其可控变量仅考虑了发电机出力, 没有计及发电机的内电势、负荷的有功和无功功率的影响。文献[12]在文献[11]的基础上比较了动态安全域的 3 种近似方法的综合效能, 这 3 种方法分别为基于稳定域二次近似的动态安全域线性近似(简称 QL 线性近似)、基于稳定域线性近似的动态安全域线性近似(简称 LL 线性近似)和基于稳定域边界法向量恒定假设的动态安全域线性近似(简称 L0 线性近似), 并得出了 L0 线性近似和 LL 线性近似方法计算量小且适合于大型电力系统的结论。

本文以安全域概率稳定模型为基础, 基于动力系统理论确定电力系统暂态稳定主导不稳定平衡点附近的动态安全域线性边界, 采用以半不变量为基础的埃奇沃斯(Edgeworth)级数展开获得随机变量加权的联合概率分布, 进而确定系统暂态稳定概率。该模型有效计及发电机的出力和内电势、负荷的有功功率和无功功率、故障类型、故障位置和故障切除时间等多个不确定性因素, 而且不需要繁琐的公式推导, 物理意义清晰, 实现简单。最后, 采用 IEEE 10 机 39 节点系统进行测试, 与蒙特卡罗(Monte-Carlo)模拟法相比较, 实现对本文所提模型和方法的验证。

1 暂态稳定概率模型

实用的电力系统动态安全域是 \mathbf{R}^n 空间上的一个简单超多面体, 它由描述各状态量上下限的垂直于坐标轴的平面和 1 个或多个少数几个描述暂态稳定性临界点的超平面围成^[13]。该超平面可表示为

$$\mathbf{a}^T \mathbf{u} = \sum_{k=1}^n a_k u_k = c \quad (1)$$

式中: $\mathbf{u}=[u_1, u_2, \dots, u_n]^T$ 为保证系统暂态稳定的可控变量; $\mathbf{a}=[a_1, a_2, \dots, a_n]^T$ 为超平面方程系数; c 为随系统运行状态变化的常数。

考虑到发电机节点和负荷节点的可控变量不同, 本文取可控变量 \mathbf{u} 由发电机节点 i 的机械功率 P_{mi} 与内电势 E_i 、负荷节点 j 的有功功率 P_{Lj} 和无功功率 Q_{Lj} 构成。因此, 式(1)可改写为

$$\sum_{i \in G} (\alpha_i P_{mi} + \beta_i E_i) + \sum_{j \in L} (\eta_j P_{Lj} + \lambda_j Q_{Lj}) = c \quad (2)$$

若可控变量满足 $\sum_{k=1}^n a_k u_k \leq c$, 则可控变量位于

动态安全域内, 即对给定预想事故 E 的系统是暂态稳定的。而可控变量位于动态安全域外的概率^[13]为

$$p(I | E) = p(\mathbf{u} \notin \Omega_d) = \iint_{\mathbf{u} \notin \Omega_d} \dots \int f(u_1, u_2, \dots, u_n) du_1 du_2 \dots du_n \Leftrightarrow p\left(\sum_{k=1}^n a_k u_k > c\right) \quad (3)$$

式中: I 为导致系统暂态失稳的事件; Ω_d 为动态安全域。

Edgeworth 级数展开式可有效计算出随机变量加权的联合概率分布, 已经成功应用到很多概率问题的求解^[14-15]。为计算式(3), 有必要引进 Edgeworth 级数及其基础——随机变量的半不变量。

对随机变量 ξ , 其特征函数的定义为

$$\varphi_\xi(t) = E[e^{jt\xi}] = \int_{-\infty}^{+\infty} e^{jt\xi} dF_\xi(x)$$

对特征函数取自然对数并以麦克劳林(MacLaurin)级数展开, 则有

$$\ln \varphi_\xi(t) = \sum_{v=1}^s \frac{g_v}{v!} (jt)^v + o(t^s)$$

式中: g_v 为 v 阶半不变量; $o(t^s)$ 为展开式的余项。

随机变量的半不变量具有 2 个重要的性质^[16]:

1) 性质 1。如果 n 个随机变量 $x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(n)}$ 相互独立, 且各自有 k 阶半不变量 $g_v^{(1)}, g_v^{(2)}, \dots, g_v^{(n)}$ ($v=1, 2, \dots, k$) 存在, $x^{(i)}$ 为 n 个独立随机变量之和, 有 $x^{(i)} = x^{(1)} + x^{(2)} + \dots + x^{(n)}$, 则随机变量 $x^{(i)}$ 的 v 阶半不变量 g_v 等于各独立随机变量的 v 阶半不变量之和, 即:

$$g_v = g_v^{(1)} + g_v^{(2)} + \dots + g_v^{(n)}, \quad v=1, 2, \dots, k \quad (4)$$

2) 性质 2。随机变量 y 是随机变量 x 的线性函数, $y=ax+b$, 随机变量 x 的各阶半不变量为 $g_v^{(x)}$ ($v=1, 2, \dots, k$), 则随机变量 y 的各阶半不变量 $g_v^{(y)}$ 的计算式为

$$g_v^{(y)} = \begin{cases} ag_1^{(x)} + b, & v=1 \\ a^v g_v^{(x)}, & v>1 \end{cases} \quad (5)$$

正因为半不变量具有这 2 个重要的性质, 半不变量的计算才变得很简单, 即可通过计算随机变量各分量的半不变量来计算其各阶半不变量。再利用半不变量与 Edgeworth 级数系数的关系^[16], 可得到联合随机变量的概率分布函数:

$$F(x) = \int_x^{+\infty} \varphi(x) dx + \varphi(x) \sum_{k=3}^{+\infty} C_k H_{k-1}(x) \quad (6)$$

式中: $\varphi(x)$ 为标准正态分布的概率密度函数; C_k 为

Edgeworth 级数的各项系数; $H_k(x)$ 为 k 阶埃尔米特 (Hermite) 多项式。

根据式(3)可求出系统暂态失稳概率:

$$p(I|E) = 1 - F(\bar{c}) \quad (7)$$

式中: 规格化随机变量 $\bar{c} = (c - m) / \sigma$; m 和 σ 分别为随机变量的期望值和标准方差。

预想事故 E 涉及故障线路 W 、故障发生地点 X 、故障类型 Y 和故障切除时间 Z 等 4 个不确定因素。设 W 、 X 、 Y 和 Z 四者相互独立, 则有

$$p(E) = p(WXYZ) = p(W)p(X)p(Y)p(Z) \quad (8)$$

一般来说, 故障类型可分为 4 类(单相接地短路、两相接地短路、相间短路和三相短路), 服从离散概率分布; 线路的故障位置一般不服从均匀分布, 而是服从离散概率分布^[2]; 故障切除时间服从离散正态分布, 以上这些分布的参数可以通过历史故障数据统计分析确定。

因此, 系统暂态失稳概率为

$$p(I) = \sum_i \sum_j \sum_k \sum_l [p(I|E)p(W_i X_j Y_k Z_l)] \quad (9)$$

式中 W_i 、 X_j 、 Y_k 和 Z_l 分别为第 i 条故障线路、第 j 个故障发生地点、第 k 种故障类型和第 l 个故障切除时间。

2 电力系统动态安全域

2.1 动态安全域的定义和边界描述

电力系统发生事故的动态过程可分为故障前、故障中、故障后 3 个阶段, 其微分方程为

$$\dot{\mathbf{x}} = \begin{cases} \mathbf{F}_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}), & t < 0 \\ \mathbf{F}_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}), & 0 \leq t < t_F \\ \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}), & t_F \leq t \end{cases} \quad (10)$$

式中: \mathbf{F}_1 、 \mathbf{F}_2 和 \mathbf{f} 分别描述故障前、故障中和故障后的电力系统动态; \mathbf{x} 为系统状态变量; \mathbf{u} 为故障前后不变的系统可控变量; t_F 为故障切除时刻。

对于预想事故 E , 动态安全域定义为该故障下能够使电力系统暂态稳定的可控变量集合, 其数学表述如下:

$$\Omega_s = \{\mathbf{u} | \Phi(\mathbf{u}) \in V(\mathbf{x}_s(\mathbf{u}))\}$$

式中: $\Phi(\mathbf{u})$ 为故障切除时刻 t_F 的系统状态; $V(\mathbf{x}_s(\mathbf{u}))$ 为故障后稳定运行点 $\mathbf{x}_s(\mathbf{u})$ 的稳定域。

电力系统暂态失稳模式与主导不稳定平衡点 (controlling unstable equilibrium point, CUEP) 紧密相关^[17], 而 CUEP 附近动态安全域的局部边界可表示为 $\{\mathbf{u} | h(\Phi(\mathbf{u}), \mathbf{u}) = 0\}$ 。其中 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ 描述了主导不稳定平衡点 \mathbf{x}_e 的稳定流形(即相关的部分稳定域边

界) $\{\mathbf{x} | h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0\}$, 满足如下方程^[18]:

$$\begin{cases} \mathbf{f}^T \frac{\partial h}{\partial \mathbf{x}} = \mu h(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ h(\mathbf{x}_e, \mathbf{u}) = 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中 μ 为主导不稳定平衡点 \mathbf{x}_e 处雅可比矩阵的不稳定特征值。

2.2 电网模型

电力系统网络含 n 个发电机节点、 m 个负荷节点, 全系统共有 $n+m$ 个节点, 其导纳矩阵为

$$\mathbf{Y}_{\text{Bus}} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\text{GG}} & \mathbf{Y}_{\text{GL}} \\ \mathbf{Y}_{\text{LG}} & \mathbf{Y}_{\text{LL}} \end{bmatrix} \begin{matrix} n \\ m \end{matrix}$$

网络方程式为

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_G \\ \mathbf{I}_L \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{\text{Bus}} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_G \\ \mathbf{U}_L \end{bmatrix} \quad (12)$$

式中: \mathbf{I}_G 与 \mathbf{I}_L 分别为发电机节点和负荷节点的注入电流; \mathbf{E}_G 和 \mathbf{U}_L 分别为发电机节点内电势和负荷节点电压; \mathbf{Y}_{Bus} 可根据事故时和事故后的电网结构计算获得。

式(12)消去 \mathbf{U}_L 可得

$$\mathbf{U}_L = \mathbf{Y}_{\text{LL}}^{-1} \mathbf{I}_L - \mathbf{Y}_{\text{LL}}^{-1} \mathbf{Y}_{\text{LG}} \mathbf{E}_G \quad (13)$$

$$\mathbf{I}_G = \mathbf{Y} \mathbf{E}_G + \mathbf{D}_L \mathbf{I}_L \quad (14)$$

式中: $\mathbf{Y}' = \mathbf{Y}_{\text{GG}} - \mathbf{Y}_{\text{GL}} \mathbf{Y}_{\text{LL}}^{-1} \mathbf{Y}_{\text{LG}}$; 负荷的分配因数矩阵 $\mathbf{D}_L = \mathbf{Y}_{\text{GL}} \mathbf{Y}_{\text{LL}}^{-1}$ 。

又有

$$\dot{I}_{Lj} = -P_{Lj} + jQ_{Lj} / \dot{U}_{Lj}^*$$

式中 \dot{U}_{Lj} 为负荷节点 j 的电压。

式(14)的第 2 项 $\mathbf{D}_L \mathbf{I}_L$ 为负荷电流对发电机节点的附加电流。因而, $\mathbf{D}_L^* \mathbf{I}_L^* \mathbf{E}_G$ 是负荷在发电机节点引起的附加注入功率 (\mathbf{D}_L^* 、 \mathbf{I}_L^* 为 \mathbf{D}_L 、 \mathbf{I}_L 的共轭矩阵)。由第 j 个负荷节点注入功率引起的附加于第 k 个发电机内节点的功率^[19]为

$$\Delta P_{kLj} + j\Delta Q_{kLj} = -(\dot{E}_k / \dot{U}_{Lj}) d_{kj}^* (P_{Lj} + jQ_{Lj}) \triangleq (a_{kLj} + jb_{kLj})(P_{Lj} + jQ_{Lj})$$

式中 d_{kj} 为 \mathbf{D}_L 的第 k 行 j 列元素。

假设比值 \dot{E}_k / \dot{U}_{Lj} 为故障前的值, 且为常数, 这点和把负荷作为恒定阻抗的表示方式不同。由于发电机摇摆方程仅考虑有功分量, 因此有

$$\Delta P_{kLj} = (a_{kLj} P_{Lj} - b_{kLj} Q_{Lj})$$

所有负荷对第 k 个发电机内节点的注入功率为

$$\Delta P_{kL} = \sum_{j=1}^m (a_{kLj} P_{Lj} - b_{kLj} Q_{Lj}), \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (15)$$

2.3 发电机模型

本文采用考虑负荷分配因数的电力系统经典模型。对于 n 台发电机组成的电力系统，第 k 台发电机的动态过程可由如下常微分方程描述：

$$\begin{cases} \dot{\delta}_k = \omega_k \\ 2H_k \dot{\omega}_k = P_k - P_{ek} - D_k \omega_k \end{cases} \quad (16)$$

式中： $k=1,2,\dots,n$ ； δ_k 、 ω_k 为发电机 k 相对于同步坐标轴的功角和转速； H_k 和 D_k 分别为发电机 k 的转动惯量和阻尼系数； P_k 和 P_{ek} 分别为发电机 k 的等效机械功率(除去等效负荷的出力)和电磁功率：

$$P_k = P_{mk} - \Delta P_{kL}$$

$$P_{ek} = E_k^2 G_{kk} + E_k \left[\sum_{j=1, j \neq k}^n E_j (G_{kj} \cos \delta_{kj} + B_{kj} \sin \delta_{kj}) \right]$$

式中： P_{mk} 和 E_k 分别为发电机 k 的机械功率和内电势； $\delta_{kj} = \delta_k - \delta_j$ ； $G_{kj} + jB_{kj} = Y_{kj}$ 为系统导纳矩阵 \mathbf{Y}_{Bus} 的元素； ΔP_{kL} 反映负荷对发电机 k 机械功率的影响。

2.4 动态安全域局部边界的线性近似

在主导不稳定平衡点 \mathbf{x}_e 处，有

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}_e) + \mathbf{J}(\mathbf{x} - \mathbf{x}_e) +$$

$$\frac{1}{2} \begin{bmatrix} (\mathbf{x} - \mathbf{x}_e)^T \mathbf{H}_1 (\mathbf{x} - \mathbf{x}_e) \\ \vdots \\ (\mathbf{x} - \mathbf{x}_e)^T \mathbf{H}_{2n-1} (\mathbf{x} - \mathbf{x}_e) \end{bmatrix} + \dots \quad (17)$$

式中： \mathbf{J} 为 $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ 在 \mathbf{x}_e 的雅可比矩阵； \mathbf{H}_i 为 $\mathbf{f}_i(\mathbf{x})$ 在 \mathbf{x}_e 的海森矩阵。设 $\boldsymbol{\eta}$ 为雅可比矩阵 \mathbf{J} 不稳定特征值所对应的左特征向量，即 $\mathbf{J}^T \boldsymbol{\eta} = \mu \boldsymbol{\eta}$ 。本文选取 L0 线性近似为安全域算法，该方法计算量相对较少，适用于大型电力系统动态安全域求解。其线性边界^[11]可表示为

$$h_{L0} = \{\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u} \mid \mathbf{L}_0 + \mathbf{L}'_1 \Delta \mathbf{u} = \mathbf{0}\} \quad (18)$$

式中： $\mathbf{L}_0 = \boldsymbol{\eta}(\mathbf{u}_0)^T [\boldsymbol{\Phi}(\mathbf{u}_0) - \mathbf{x}_e(\mathbf{u}_0)]$ ， $\boldsymbol{\Phi}(\mathbf{u}_0)$ 为故障切除时刻状态变量的列向量； $\mathbf{L}'_1 = [\boldsymbol{\eta}(\mathbf{u}_0)]^T \mathbf{D}$ ， \mathbf{D} 为故障切除时刻状态变量与 CUEP 对可控变量 \mathbf{u} 的灵敏度差。

与文献[11]不同的是，本文可控变量除发电机的机械功率外，还包括了发电机内电势、负荷的有功和无功功率。式(18)所涉及的灵敏度计算原理如下：

故障切除时刻状态变量 $\mathbf{x}(\mathbf{u}_0)$ 可通过隐式欧拉法积分，或者用高阶泰勒级数 1 步计算到故障切除时刻。电力系统雅可比矩阵为不对称实矩阵，求解特征根和左特征向量 $\boldsymbol{\eta}$ 比较好的方法是正交三角分解法^[20]。

故障前运行点 \mathbf{x}_0 满足系统动态方程，系统可控变量的灵敏度为

$$\partial \mathbf{x}_0 / \partial \mathbf{u} = -(\partial \mathbf{F}_1 / \partial \mathbf{x})^{-1} (\partial \mathbf{F}_1 / \partial \mathbf{u})$$

根据轨迹灵敏度的原理^[21]，故障切除时刻的状态可以故障前运行状态为初值，由轨迹积分到故障切除时刻求得

$$\partial \boldsymbol{\Phi}(\mathbf{u}) / \partial \mathbf{u} = \partial \mathbf{x}(t_F) / \partial \mathbf{u} = \partial \mathbf{x}_0 / \partial \mathbf{u} + \int_0^{t_F} [(\partial \mathbf{F}_2 / \partial \mathbf{x})(\partial \mathbf{x} / \partial \mathbf{u}) + \partial \mathbf{F}_2 / \partial \mathbf{u}] dt \quad (19)$$

同理，主导不稳定平衡点 \mathbf{x}_e 对可控变量的灵敏度为

$$\partial \mathbf{x}_e / \partial \mathbf{u} = -(\partial \mathbf{f} / \partial \mathbf{x})^{-1} (\partial \mathbf{f} / \partial \mathbf{u}) \quad (20)$$

因此，根据式(19)、(20)得

$$\mathbf{D} = \partial \boldsymbol{\Phi}(\mathbf{u}) / \partial \mathbf{u} - \partial \mathbf{x}_e / \partial \mathbf{u}$$

本文所提暂态稳定概率模型及其 L0 线性近似安全域算法一般都能适合于大型电力系统的应用研究。但是，在某些情况下，会出现近似精确度不高的问题，若需要提高其精确度，可通过仿真搜索动态安全域边界进行数据拟合校正^[22]。

3 算法步骤

综上所述，系统暂态稳定概率评估方法可以归结为以下 4 个步骤：

- 1) 求预想事故 E 的主导不稳定平衡点 CUEP；
- 2) 按照式(18)求动态安全域的线性边界 h_{L0} ；
- 3) 根据式(7)计算某预想事故的暂态失稳概率 $p(I|E)$ ；
- 4) 由式(9)计算系统暂态失稳概率 $p(I)$ 。

4 算例分析

本文以如图 1 所示的 IEEE 10 机 39 节点系统^[23]为算例，设系统各发电机均匀阻尼比为 $\lambda = D_i / (2H_i) = 0.1667$ ，对其进行暂态稳定概率评估。

在分析评估前，对各随机变量作以下合理假设和说明：

- 1) 发电机的有功出力与内电势、负荷的有功功率与无功功率均服从截断正态分布，取预测值作为期望值，标准差为 5%，上下限分别为期望值的 $1.0 \pm 10\%$ 。
- 2) 设系统线路故障概率为 3%。
- 3) 输电线路可分成 3 段，即近主控制段(线路首端的 20%)、中间段(线路中间的 60%)和远主控制段(线路末端的 20%)^[2]。文献[24]根据历史故障数据计算出故障位置的概率，如图 2 所示。图中， L 为

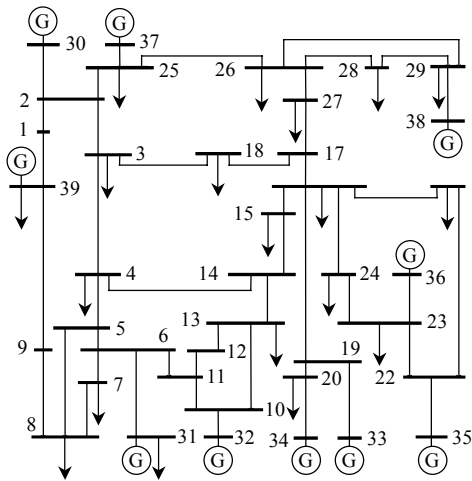


图1 IEEE 10机39节点系统

Fig. 1 IEEE 10-machine 39-bus system

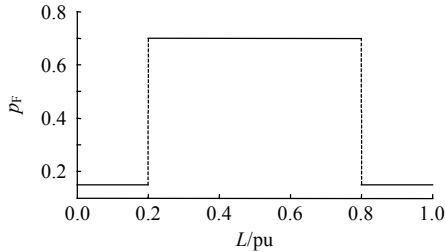


图2 线路故障位置的离散概率分布

Fig. 2 Discrete probabilistic distribution of fault locations on the line

线路故障位置, p_F 为故障概率。

4) 故障类型参考 IEEE 电力系统继电保护专委会工作组提供的不同类型故障发生的概率^[24], 如表 1 所示。

表 1 不同类型故障发生的概率

Tab. 1 Probabilities of different types of faults

故障类型	故障发生的概率/%
三相短路	1
两相接地短路	2
相间短路	4
单相接地短路	93

5) 故障切除时间 t_F 服从离散正态截断分布 ($\mu=0.125s$, $\sigma=0.005s$), 且满足 $t_F \in [0.11, 0.13]s$, 离散点间隔为 $0.005s$ 。

首先以单一故障(线路 26-28 首端三相短路故障)为例, 用本文方法评估系统暂态概率稳定性。图 3 给出了所对应的暂态稳定临界面 4 个 2 维截面。

基于 Edgeworth 级数展开求得该三相短路事件中造成系统暂态失稳的概率(比例)为 26.68%, 计算时间为 5.3s。

采用文献[4]的 Monte-Carlo 模拟法对本文所提模型和方法进行验证, 仍以线路 26-28 首端三相短路故障为例, 采用 BPA 暂态稳定仿真程序进行计算

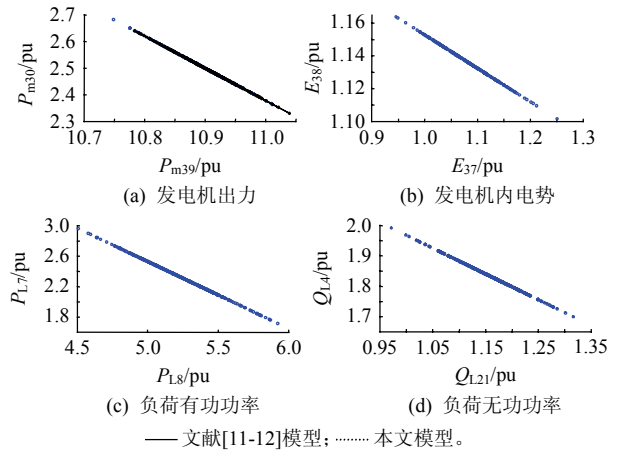


图3 动态安全域的 2 维截面图

Fig. 3 Two-dimension section of dynamic security region

时, 平均每次计算时间约为 0.9 s, 仿真结果如表 2 所示。可见, 基于本文所提模型和方法的计算结果(26.68%)与 Monte-Carlo 仿真结果(26.37%)一致, 误差仅为 1.18%, 但前者计算时间仅为 5.3 s, 不足后者(46 686.9s)的 0.1%。可见, 本文模型和方法计算速度具有十分显著的优势。

表 2 Monte-Carlo 模拟法仿真结果 (支路 26-28 首端三相短路)

Tab. 2 Results of Monte-Carlo simulation for three-phase short circuit at head end of line 26-28

抽样次数	计算时间/s	方差系数 ^[2]	暂态失稳概率/%
1 000	932.3	0.093 15	27.08
3 000	2 821.2	0.054 67	26.45
5 000	4 684.4	0.041 91	26.45
10 000	9 318.7	0.029 49	26.38
50 000	46 686.9	0.013 34	26.37

为验证本文所提动态安全域模型及其可控变量对暂态失稳概率的影响, 将本文方法与文献[11-12]动态安全域 L0 线性近似模型求得的结果进行比较。由图 3(a)可见, 本文模型求得的发电机出力超平面与文献[11-12]模型求得的完全一致; 表 3 列出了采用 3 种模型方法分别求得的系统暂态失稳概率。

由表 3 可见, 本文在计及发电机的内电势、负荷的有功和无功功率情况下, 其系统暂态失稳概率评估结果与模拟法一致性更好, 更加精确。

对于 IEEE 10 机 39 节点系统, 枚举系统所有

表 3 3 种方法计算结果对比分析

Tab. 3 Comparison of results among three approaches

故障支路	暂态失稳概率/%		
	本文模型	文献[11-12]模型	文献[4]模拟法
26 [#] -27	17.81	0.00	18.92
26 [#] -28	26.68	26.05	26.37
28 [#] -29	54.03	68.93	57.46

注: #为三相短路故障点所处位置。

支路故障，得系统失稳概率为 0.1372%。表 4 列出了对系统失稳贡献最大的 5 条支路。

表 4 暂态失稳概率(前 5 条支路)

Tab. 4 Transient instability probability (top 5)

故障支路	暂态失稳概率/%				$p(I/E)\%$	$p(I)\%$
	三相短路	两相接地短路	相间短路	单相接地短路		
28-29	78.96	50.53	39.06	0.00	3.36	0.100 9
26-29	61.19	0.00	0.00	0.00	0.61	0.119 2
26-28	55.59	0.00	0.00	0.00	0.56	0.135 9
26-27	4.40	0.00	0.00	0.00	0.04	0.137 2
21-22	2.52×10^{-5}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.137 2

由表 4 可见，系统暂态失稳的薄弱区域集中于节点 26 附近，失稳模式为发电机 38 与其他发电机群功角摆开。该排序结果与文献[7]相同，所不同的是，文献[7]未考虑发电机出力、内电势以及负荷功率的不确定性。

故障切除时间是影响系统稳定的重要因素，图 4 给出了故障切除时间 t_f 对系统暂态失稳概率 $p(I)$ 的影响。

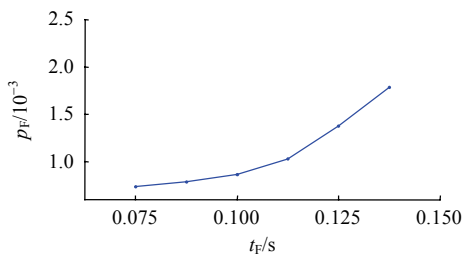


图 4 故障切除时间对系统暂态失稳概率影响

Fig. 4 Effect of fault-clearing time on transient instability probability of the system

可见，故障切除时间越大，系统暂态失稳概率越大。这是因为故障切除越早，越有利于系统稳定。当然缩短故障切除时间与设备性能，特别是断路器的固有开断时间，有很大的关系，电力企业应从实际情况出发研究挖掘缩短故障切除时间的潜力。

5 结论

本文提出了基于动态安全域理论和 Edgeworth 级数的电力系统暂态稳定概率评估模型，该模型能有效计及发电机的出力和内电势、负荷的有功功率和无功功率、故障类型、故障位置和故障切除时间等多个不确定因素。较传统方法，本文模型和方法不需要繁琐的公式推导，物理意义清晰，实现简单，计算效率高。通过 IEEE 10 机 39 节点系统测试和 Monte-Carlo 模拟法的验证，证明本文所提模型和方法是有效可行的。工程应用中，仅需要针对发电机物理极限、负荷特性和历史故障数据作一定修

改，应用本文所构建模型和方法，即可快速评估系统暂态稳定概率，甄别预想事故严重性，可有针对性地对严重预想事故进行预防性控制。

参考文献

- [1] Kundur P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill Inc, 1994: 17-18.
- [2] Li Wenyuan. Risk assessment of power systems: models, methods and applications[M]. New York: IEEE and John Wiley & Sons, 2005: 263-279.
- [3] 丁明, 李生虎, 吴红斌. 电力系统概率充分性和概率稳定性的综合评估[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(3): 20-25.
Ding Ming, Li Shenghu, Wu Hongbin. Integrated evaluation of power system adequacy and stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(3): 20-25(in Chinese).
- [4] 李文沅, 卢继平. 暂态稳定概率评估的蒙特卡罗方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(10): 18-23.
Li Wenyuan, Lu Jipin. Monte Carlo method for probabilistic transient stability assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(10): 18-23(in Chinese).
- [5] Billinton R, Kuruganty P R S. Probabilistic assessment of transient stability in a practical multi-machine system[J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1981, 100(7): 3636-3641.
- [6] Vittal V, McCalley J, Van Acker V, et al. Transient instability risk assessment[C]//Proceedings of Power Engineering Society Summer Meeting. Edmonton: IEEE Press, 1999: 206-211.
- [7] 崔凯, 房大中, 钟德成. 电力系统暂态稳定性概率评估方法研究[J]. 电网技术, 2005, 29(1): 44-49.
Cui Kai, Fang Dazhong, Zhong Decheng. Study on probabilistic assessment method for power system transient stability[J]. Power System Technology, 2005, 29(1): 44-49(in Chinese).
- [8] Wu F F, Tsai Y K, Yu Yixin. Probabilistic steady-state and dynamic security assessment[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1987, 3(1): 1-9.
- [9] 曾沅, 余贻鑫. 电力系统动态安全域的实用解法[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(5): 24-28.
Zeng Yuan, Yu Yixin. A practical direct method for determining dynamic security regions of electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(5): 24-28(in Chinese).
- [10] 付川, 余贻鑫, 王东涛. 电力系统暂态稳定概率[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(1): 24-28.
Fu Chuan, Yu Yixin, Wang Dongtao. Transient stability probability of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 24-28(in Chinese).
- [11] Xue Ancheng, Wu F F, Lu Qiang, et al. Power system dynamic security region and its approximations[J]. IEEE Trans. on Circuits and Systems I: Regular Papers, 2006, 53(12): 2849-2859.
- [12] 薛安成, 胡伟, 梅生伟, 等. 电力系统动态安全域线性近似方法比较[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(5): 9-13
Xue Ancheng, Hu Wei, Mei Shengwei, et al. Comparison of linear approximations for the dynamic security region of power systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(5): 9-13(in Chinese).
- [13] 余贻鑫. 电力系统安全域方法研究述评[J]. 天津大学学报. 2008, 41(6): 635-646.

- Yu Yixin. Review of study on methodology of security regions of power system[J]. Journal of Tianjin University, 2008, 41(6): 635-646(in Chinese).
- [14] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京: 水利电力出版社, 1990: 138-155.
Wang Xifan. Power system optimal planning[M]. Beijing: China WaterPower Press, 1990: 138-155(in Chinese).
- [15] 王克文, 钟志勇, 谢志棠, 等. 混合使用中心矩与累加量的电力系统概率特征根分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(5): 37-41.
Wang Kewen, Zhong Zhiyong, Xie Zhitang, et al. A hybrid algorithm using moment and cumulant for power system probabilistic eigenvalue analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(5): 37-41(in Chinese).
- [16] Kendall M, Stuart A. The advanced theory of statistics[M]. The 4th edition. London: Charles Griffin, 1997: 60-67.
- [17] Chiang H D, Wu F F, Varaiya P P. A BCU method for direct analysis of power system transient stability[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1994, 9(3): 1294-1208.
- [18] Chen D Z, Ma J. Calculation of stability region[C]//Proceedings of the 42nd IEEE Conference on Decision and Control. Maui: IEEE Press, 2003: 5615-5620.
- [19] Pai M A, Padiyar K R, Radhakrishnan C. Transient stability of multi-machine AC/DC power systems via energy function method [J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1981, PAS-100(12): 5027-5035.
- [20] 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: 368-388.
Ni Yixin, Chen Shousun, Zhang Baolin. Dynamic theory and analysis of power system[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2002: 368-388(in Chinese).
- [21] Laufenberg M J, Pai M A. A new approach to dynamic security assessment using trajectory sensitivities[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1998, 9(3): 953-958.
- [22] 薛安成, 梅生伟, 卢强, 等. 基于网络约化模型的电力系统动态安全域近似[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(10): 18-23, 44.
Xue Ancheng, Mei Shengwei, Lu Qiang, et al. Approximations for the dynamic security region of network-reduction power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(10): 18-23, 44(in Chinese).
- [23] Pai M A. Energy function analysis for power system stability [M]. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1989: 186-191.
- [24] Vaahedi E, Li W, Chia T, et al. Large-scale probabilistic transient stability assessment using BC Hydro's on-line tool[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2000, 15(2): 661-667.



汪隆君

收稿日期: 2010-08-01。

作者简介:

汪隆君(1982), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统可靠性与规划;

王钢(1966), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统故障分析与继电保护、可靠性与规划以及高压直流输电技术, wg_scut@263.net。

(责任编辑 谷子)