

DOI: 10.7667/PSPC161101

基于 Hopf 分岔的风电集群系统电压稳定分析

史昭娣¹, 张靠社¹, 黄越辉², 杨硕², 邱成建²

(1. 西安理工大学, 陕西 西安 710048; 2. 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 针对大规模风电场集群接入后电力系统动态无功电压稳定问题, 在 DIgSILENT/Power Factory 中建立了计及风功率波动特性的风电场动态模型。改进了传统微分代数方程(Differential Algebra Equation, DAE)模型, 提出一种基于 Hopf 分岔的改进连续潮流法(Continuation Power Flow, CPF)与时域仿真相结合的动态分析法。采用一种快速计算系统稳定裕度的算法, 通过双参数“两步法”追踪系统二维 Hopf 分岔曲线, 分析风电集群地区无功补偿设备动态响应特性及电压控制效果。对新疆哈密地区实际风电集群系统仿真结果表明: 基于静态延拓法的鞍节分岔点(Saddle Node Bifurcation, SNB)稳定裕度高于基于 CPF 与动态时域仿真追踪的 Hopf 分岔点, 所提方法能快速计算 Hopf 分岔点, 准确计算风电集群系统电压稳定极限。

关键词: 风电集群系统; 时域仿真; 动态模型; Hopf 分岔; 电压稳定性

Analysis of voltage stability in wind power cluster system based on Hopf bifurcation

SHI Zhaodi¹, ZHANG Kaoshe¹, HUANG Yuehui², YANG Shuo², QIU Chengjian²

(1. Xi'an University of Technology, Xi'an 710048, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: In order to study dynamical voltage stability of wind farms cluster, in this paper, the dynamic model of wind farm with active power fluctuation is established in DIgSILENT/Power factory. The traditional differential algebra equation (DAE) model is improved. A dynamic analysis method is proposed which combines the continuation power flow (CPF) and time domain simulation (TDS) method based on bifurcation theory. A fast algorithm is proposed for computing the stability margin of the system, and the proposed method tracks the two dimensional Hopf bifurcation (HB) curves of system by using a two parameter so-called 'two-step' method. It analyses and compares the dynamic response properties and voltage control capability of the wind cable set area between different power compensation devices. The simulation results of a certain WFC in Hami, Xinjiang Province indicate that the stability margin of saddle node bifurcation (SNB) based on static continuation method is more optimistic than HB based on CPF combined with dynamic TDS. The proposed analytical method is a fast direct method to obtain the HB, as well as can calculate voltage stability limit of wind farm accurately.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277056), National Key Technology Program (No. 2015BAA01B01 and No. 2015BAA01B02), and Key Laboratory of Photovoltaic Technology of Qinghai Province (No. 2014-Z-Y34A).

Key words: wind farms cluster (WFC); time domain simulation; dynamic model; Hopf bifurcation; voltage stability

0 引言

在国家“建设大基地、融入大电网”风电发展战略指导下, 国内大型风电基地建设成果显著。拟建成的 8 个千万千瓦级风电基地总装机容量将达到

1.38 亿 kW, 风电发展将采用集群并网、高压输送模式。风电集群系统(Wind Farms Cluster, WFC)内汇集线路较长, 系统内风电场多为辐射型连接, 少有可能没有负荷接入, 为典型的弱联接送端电网。由于系统内各风电场均处于同一风资源带, 因此风电出力具有很强的同时性, 电网电压支撑能力弱, 无功电压问题突出, 脱网事故频发。因此, 对含风电场的电力系统无功电压稳定分析研究不但具有理论意义, 而且具有实用价值^[1]。

基金项目: 国家自然科学基金项目(51277056); 国家科技支撑项目(2015BAA01B01, 2015BAA01B02); 青海省光伏并网技术重点实验室项目(2014-Z-Y34A)

近年来,国内外诸多学者针对风电并网系统电压稳定问题及风电集群系统无功源运行特性展开了一系列研究。文献[2-3]应用常规潮流算法分析风电场功率波动时电压信息,确定满足静态安全的风电场功率范围;文献[4-9]说明风电场接入电网时需要进行动态稳定计算,基于动态分析法评估了双馈风电机组/风电场的无功调控能力,并进行了电力系统动态电压稳定研究;文献[10-13]通过求解平衡解流形确定系统分岔边界,并基于分岔理论分析了电力系统电压失稳乃至崩溃的发生、发展过程;文献[14-16]研究了灵活交流输电设备特性及风电并网系统集群特性,提出了计及风电功率波动影响的 WFC 无功电压协调控制策略。

上述研究多基于小规模风电场群或单风电并网系统,多侧重 WFC 某运行断面无功潮流优化或风电场并网点(Point of Common Coupling, PCC)电压控制,没有考虑设备动态特性对 WFC 电压稳定性影响。传统 PV 曲线法基于机组一负荷模型,多采用静态分析法计算电压稳定极限,只能不断重复潮流计算。由于风电具有特殊性,大量风电集中接入会对系统稳定性产生一定的影响^[2]。一方面,随着风电接入规模的扩大,WFC 无负荷接入,风电无就地消纳问题,采用单风电系统分析的结论已不再适用于大规模 WFC 系统。另一方面,风电有功出力难以维持恒定,风速波动较大时,基于单断面运行信息的无功电压控制策略难以保证整个周期控制效果。采用静态 CPF 分析系统稳定极限时不考虑无功补偿设备的动态特性,所得分析结果不能客观地反映系统真实运行情况。

为解决以上问题,本文以单纯风电接入 WFC 系统为研究对象,改进系统微分代数方程(Differential Algebra Equation, DAE)模型,利用仿真软件 DigSILENT /Power factory(DPF)建立风电场动态模型。提出一种基于 Hopf 分岔(Hopf bifurcation, HB)的连续潮流法(Continuation Power Flow, CPF)结合时域仿真的动态分析方法。采用一种快速计算系统稳定裕度的算法,通过双参数“两步法”求取系统 HB 曲线,研究系统不同工况及控制方式下电压稳定极限。对比采用 CPF 求取的鞍节分岔点(Saddle Node Bifurcation, SNB),得出传统静态分析法具有局限性。本文所提方法能快速计算系统 HB,准确描述系统电压稳定性。

1 系统设备控制模型

1.1 双馈异步发电机控制模型

本文采用额定容量为 1.5 MW 的双馈异步发电

机(Doubly-fed Induction Generator, DFIG),其空气动力模型、轴系模型、发电机模型及功率解耦控制模型参见文献[9]。DFIG 基本运行方式有恒电压控制、恒无功控制及恒功率因数控制,本质区别为无功调节容量利用率和跟随系统有功变化的能力。

恒功率因数控制时

$$I_{dr} = \frac{|U_s|}{x_m} - I_{qr} \tan \phi \quad (1)$$

由上式可知,转子电流 d 轴分量为开环控制,因此只需跟踪转子电流 q 轴分量变化就能保持功率因数恒定^[16],图 1 为恒功率因数控制框图。

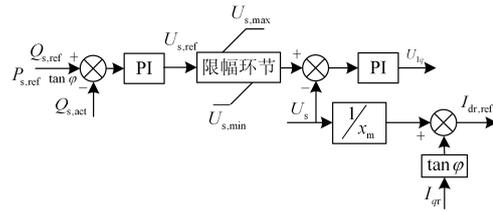


图 1 DFIG 恒功率因数控制框图

Fig. 1 DFIG control diagram of constant power factor

设转子电流最大值为 $I_{r,max}$,将定、转子电流分量分别带入定子侧功率表达式,可得

$$\frac{|U_s|^2 x_m^2}{X_{ss}^2} I_{r,max}^2 \geq P_s^2 + \left(Q_s + \frac{|U_s|^2}{X_{ss}^2} \right)^2 - \frac{|U_s|^2 x_m^2}{X_{ss}^2} I_r^2 \quad (2)$$

恒电压控制时 DFIG 无功功率主要受限于变流器最大电流和电机容量^[16],变流器电流运行范围又决定转子电流运行范围,控制框图如图 2 所示。

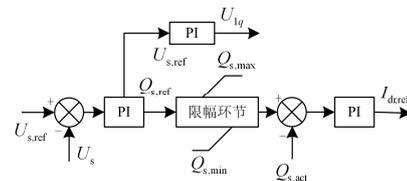


图 2 DFIG 恒电压控制框图

Fig. 2 DFIG diagram of voltage control

1.2 静止无功补偿器动态模型

静止无功补偿器(Static Var Compensator, SVC)是目前风电场站中应用较多的 FACTS 控制装置,可控制 PCC 电压在合理范围。SVC 控制器多采用 PI 调节器来保证精度,其 PI 控制参数设置合理与否对系统稳定性影响很大。

SVC 注入的无功功率为

$$Q = -B_{svc} V_{svc}^2 \quad (3)$$

式中, B_{svc} 为 SVC 等效导纳。

SVC 多采用恒电压控制方式,如图 3 所示。

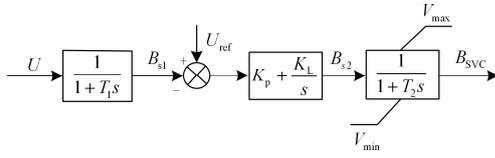


图 3 SVC 恒电压控制框图

Fig. 3 SVC constant voltage control block

2 风电集群系统改进 DAE 模型

电力系统稳定性问题实质上是系统无功电压稳定问题, 一般以 DAE 模型来描述^[11]。将 DAE 模型在平衡点处进行小扰动线性化可得

$$\Delta \dot{x} = \left[f_x - f_y (g_y)^{-1} g_x \right] \Delta x = J_g \Delta x \quad (4)$$

式中: $f_x = \partial f / \partial x$; $f_y = \partial f / \partial y$; $g_x = \partial g / \partial x$; $g_y = \partial g / \partial y$; J_g 为系统状态矩阵。

式(4)成立的充要条件是 g_y 非奇异, 此时 J_g 有解, 一般电力系统稳定性分析中都隐含 g_y 非奇异的假设。若排除这个假设, 式(4)中 Δx 的微小变化或有限速度变化会导致 Δy 趋于无穷大量或无穷大速度变化, DAE 模型在奇异点处病态。这是由于 DAE 模型忽略系统快动态过程, 作为非线性动态系统, WFC 在运行轨迹接近奇异点时快动态过程起主导作用, 因此传统 DAE 模型失效, 需要改进。

本文采用奇异摄动法, 考虑系统集群特性^[15], 引入微小正常数 ε ; WFC 中动态元件众多, 因此分开考虑动态元件和潮流方程中代数变量; 同时本文后续分岔理论分析需要将系统注入功率以及动态元件设定参数分别作为分岔参数进行分析, 因此将其单独考虑, 综上本文对原 DAE 模型进行优化, 改进后奇异摄动形式 DAE 模型为

$$\begin{cases} \dot{X} = F(X, Y_D, Y_{PF}, S_t, \mu) \\ \varepsilon(\dot{Y}_D) = G_1(X, Y_D, \mu) - [S_t, Y_{PF}]' \\ \varepsilon(\dot{Y}_{PF}) = G_2(Y_{PF}) - [S_t, 0]' \\ 0 = l(X, t, \mu) \end{cases} \quad (5)$$

可见, 原 DAE 模型奇异点消失。式中: $\mu = \eta(t)$ 为动态元件设定参数; Y_D, Y_{PF} 分别为动态元件方程和潮流方程代数变量; S_t 为暂态过程中风电集群向系统注入的波动有功及无功; G_1, G_2 分别为动态元件方程和潮流方程; l 表示常微分方程数值积分算法。

为了在同一数学模型中计算系统 SNB 及 HB。附加以下条件。

$$0 = \tilde{J}^t(X, Y_D, Y_{PF}, S_t, \mu) l' + \omega l'' \quad (6)$$

$$0 = \tilde{J}^t(X, Y_D, Y_{PF}, S_t, \mu) l'' - \omega l'$$

式中: ω 为系统特征值虚部; l', l'' 为左半部相应特征值的实部和虚部; J 为式(5)进行线性化得到的系统状态矩阵。联立式(5)、式(6)所求的解分别对应 SNB($\omega = 0$) 和 HB($\omega \neq 0$)。

3 追踪系统分岔边界及分岔点的方法

3.1 双参数局部 SNB 和 HB 分岔边界追踪

伴随系统控制参数的变化, 稳定时全为负的特征值有一个实根沿实轴穿过虚轴, 系统发生 SNB。对应系统单调失稳, 此时系统出现一个结型平衡点和鞍型平衡点的融合。若 J 存在一对共轭负特征根连续穿过虚轴, 则系统在非双曲平衡点附近发生 Hopf 分岔。对应的失稳情况为周期性振荡失稳, 此时对应相空间平衡点附近存在稳定/不稳定极限环的消失或出现。这两种分岔都是余维 1 局部分岔。

非线性系统中, 当参数缓慢变化以致发生 Hopf 分岔时, 一个原先运行在稳定平衡点的电力系统就会开始以一个周期轨道稳态振荡^[11]。这是由于平衡点和极限环的相互作用引起的。满足下列方程组的平衡点为系统 Hopf 分岔点。

$$\begin{cases} \phi(x, \mu) = 0 \\ \det\{j\omega I_{n,m} - J(x, \mu)\} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$\text{式中: } I_{n,m} = \begin{bmatrix} I_n & I_{n \times m} \\ 0_{m \times n} & 0_m \end{bmatrix}; \quad J(x, \mu) = \phi_x(x, \mu)。$$

延拓法可以完整追踪得到系统平衡解流, 通过牛顿—拉夫逊法直接求解满足系统分岔条件的非线性方程获得分岔点。对式(5)优化 DAE 模型用延拓法进行求解, 即可得到系统一维流形和单参数分岔点。在此基础上, 通过追踪局部分岔满足的流形条件即可获得系统二维分岔曲线。

SNB 二维分岔边界为

$$\begin{cases} f(x, y, a) = 0 \\ g(x, y, a) = 0 \\ Aq = 0 \\ \langle q, q_0 \rangle = 1 \end{cases} \quad (8)$$

Hopf 分岔点二维分岔边界为

$$\begin{cases} f(x, y, a) = 0 \\ g(x, y, a) = 0 \\ A \begin{pmatrix} q_1 \\ q_2 \end{pmatrix} - i\omega \begin{pmatrix} q_1 \\ 0 \end{pmatrix} = 0 \\ \langle q_1, q_2^0 \rangle = 1 \end{cases} \quad (9)$$

式中, 参数及含义参见文献[10]。

求解式(8)、式(9)平衡解流形, 得到式(5)双参数局部分岔边界。可以看出 HB 边界流形包络在 SNB 边界流形之内, 即系统在到达 SNB 之前就已经发生了 Hopf 分岔从而失稳。因此仅考虑 SNB 对于电力系统稳定分析来说是不够的, 需要计算 HB 指导系统安全稳定裕度。

3.2 基于 Hopf 分岔的改进 CPF 结合时域仿真的动态分析法

本文采用 CPF 与时域仿真相结合的方法追踪系统 HB。时域仿真通常基于多时标全阶系统模型, 将控制参数作为常量处理, 采用隐式梯形法进行求解, 计算公式参见文献[11]。此时式(5)中 l 的形式为

$$l(\dot{x}_i^{t_{n+1}}, x_i^{t_{n+1}}, t_{n+1}) = x_i^{t_{n+1}} - x_i^{t_n} - \frac{1}{2}(t_{n+1} - t_n)(\dot{x}_i^{t_{n+1}} + \dot{x}_i^{t_n}) \quad (10)$$

由于大规模风电集群系统多处于同一风力资源带, 风电出力具有很强的同时性, 因此集群区域内机组一般都运行于小出力工况。然而作为弱联接送端系统, 机组运行于大出力工况, 系统更容易受扰动影响而失稳。因此, 本文在以上两种工况下分别对系统进行研究。首先, 在 DPF 中基于实测风功率数据通过 CPF 建立如图 4 所示两种工况下风电功率时间—有功波动特性曲线, 模拟风机出力随机波动性, 大小出力工况下各风电机组初始运行状态分别为额定容量的 38.78%、17.19%, 各风电场有功输出按其初始运行工况有功出力的 1.1%同步增长。然后, 以图 4 所示有功变化过程为基础, 从时域分析角度绘制系统时间—电压波动特性曲线, 计算系统电

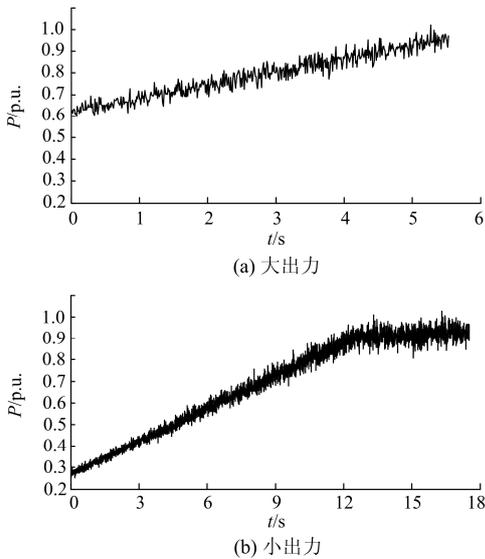


图 4 系统出力 T-P 曲线

Fig. 4 T-P curve of system output

压失稳点, 求取系统 Hopf 分岔点。最后, 综合两种特性曲线, 绘制系统不同运行工况下有功增长过程中的系统电压变化曲线, 即为分岔曲线对应的 PV 曲线。

仿真过程中, 随着系统传输功率增长, 系统运行至失稳点时电压开始发生图 5 所示周期稳态振荡。该点特征值满足式(7), 为系统 Hopf 分岔点, 各个工况下系统 HB 所组成的流形即为式(9)二维 HB 分岔边界。

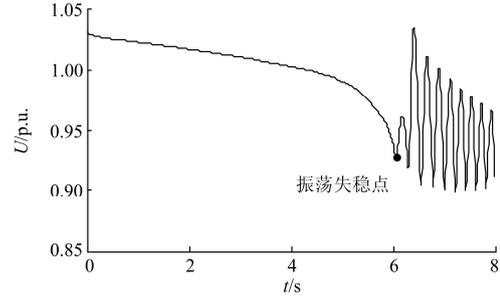


图 5 时域仿真中的电压失稳示意图

Fig. 5 Schematic diagram of voltage instability in TDS

令 λ 为式(5)雅克比矩阵的特征值, \mathbf{v} 为对应的特征向量, 则存在向量 $\boldsymbol{\omega}$ 满足:

$$\begin{bmatrix} f_x & f_y \\ g_x & g_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v} \\ \boldsymbol{\omega} \end{bmatrix} = \lambda \begin{bmatrix} \mathbf{v} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (11)$$

在 HB 点, $\lambda = j\omega_0$ 为纯虚数, 令 $\mathbf{v} = \mathbf{v}_R + j\mathbf{v}_I$, $\boldsymbol{\omega} = \boldsymbol{\omega}_R + j\boldsymbol{\omega}_I$ 。为了避免算法不收敛并提高算法的鲁棒性, 给出以下线性独立方程组, 增加系统方程。

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_R^T & \boldsymbol{\omega}_R^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_R \\ \boldsymbol{\omega}_R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{v}_I^T & \boldsymbol{\omega}_I^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_I \\ \boldsymbol{\omega}_I \end{bmatrix} = 1 \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_R^T & \boldsymbol{\omega}_R^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_I \\ \boldsymbol{\omega}_I \end{bmatrix} = 0$$

式(12)中包括规范化约束及正交约束, 联立式(5)可得系统线性化方程。基于该方程, 本文提出一种可获取动态变量初始条件的潮流算法, 该算法可快速计算系统的 HB 点稳定裕度, 图 6 为算法框图。假设 $\boldsymbol{\omega}_I = 0$, $\mathbf{v}_I = (-1)^i \mathbf{v}_{R_i}$, 对所有 i 均有 $\|\mathbf{v}_{R_i}\| = \|\boldsymbol{\omega}_{R_i}\|$, 基于这个假设通过求解式(12)得到特征向量实部, 从而预调节特征向量初始条件来满足式(5)。该算法在没有任何初始平衡点信息的情况下仍可计算出系统初始条件, 极大地提高了算法收敛性。

算法中 HB 必要条件验证即为检验式(7)是否成立。算法计算收敛后, 执行一个传统系统特征值计算, 以确保右半平面上不存在特征值。由于不能保证通过时域仿真求得的 HB 是第一个导致系统不稳定的分岔点, 这种验证是必要的。若右半平面存在另外特征根对, 则所得 HB 不是最先导致系统失稳

的分岔点。此时采用特征向量关联的右半平面特征根对作为新的初始条件重新开始计算, 如果算法不收敛, 则对给定 μ 重新计算式(5)得到新的初始条件。该方法提供了一个接近系统最终收敛点的估计值, 提高了算法收敛速度, 保证所得分岔点即为最先导致系统失稳的极限点。

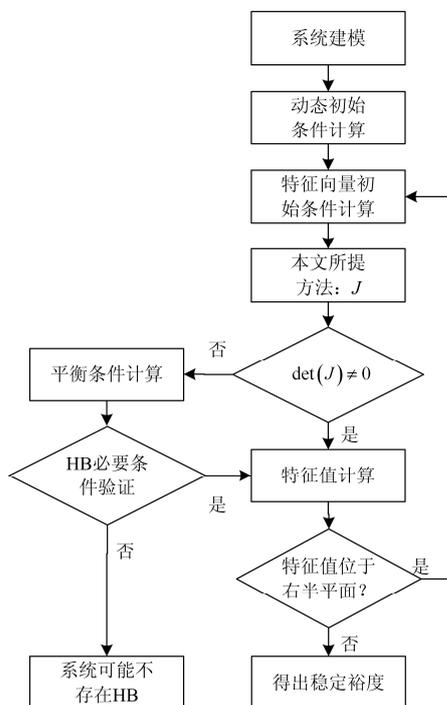


图 6 系统稳定裕度判定的完整算法

Fig. 6 Complete algorithm of determination system stability margin

以 WFC 装设 SVC 为例, 综合考虑 SVC 动作时延以及无功响应特性, 取 SVC 控制器增益参数 K_{SVC} 和风电场注入有功 P_s 为分岔控制参数。每条曲线 K_{SVC} 为固定值, 可得图 7 系统单参数下时域仿真 PV 曲线及各点分岔曲线。

图 7 中 SNB 是通过 CPF 追踪系统电压稳定, 采用延拓法求得的。可以看出每一点都对应 CPF 追踪 PV 曲线上不同 K_{SVC} 的分岔曲线, 将这些点连接起来即为“SNB”曲线, 对应式(8)二维分岔边界, 该曲线与 PV 曲线的交点即为延拓法求得的 SNB。PV 曲线上对应不同 K_{SVC} 均有基于 CPF 模拟风功率注入通过时域仿真求得的 HB, 各 HB 连接的曲线为式(9)求取的二维分岔边界。很明显, HB 出现在 SNB 点前, 表明非线性动态系统在 SNB 单调失稳前会发生 Hopf 振荡失稳, 这与图 5 时域仿真结果一致, 可以得出传统 CPF 所得 SNB 比 CPF 结合时域仿真所得 HB 更乐观。

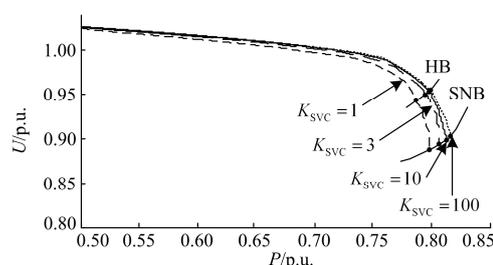


图 7 P-V 曲线和其上各点的分岔曲线

Fig. 7 PV curve and bifurcation diagram arising from points on PV curve

进一步分析 SVC 装置对系统稳定极限的影响, 本文采用双分岔参数“两步法”。令 K_{SVC} 和 P_s 均为待定参数, 即改进 DAE 模型(5)中的 μ , 则可同时描述 SVC 控制器增益参数 K_{SVC} 和 WFC 注入波动有功功率 P_s 同时变化对 Hopf 分岔点的影响。

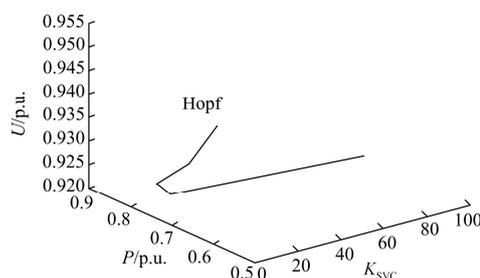


图 8 P-K 双参数分岔边界

Fig. 8 Two-parameter bifurcation boundary

由图 8 中可看出, Hopf 分岔值随着 K_{SVC} 增大而增大, 但是增大幅度逐渐缩小, 最后趋于一极限值, 这是由于 K_{SVC} 增大过程中 B_{SVC} 呈现增大幅度不断减小的趋势。由式(3)可看出, SVC 控制节点电压变化幅度不大时, 其提供的无功也是增大幅度逐渐减小。在此过程中 P_s 的变化相比 K_{SVC} 对系统稳定极限的影响较小, 因此在一定范围内, K_{SVC} 增大会提高系统电压稳定极限。

4 算例系统及仿真

4.1 算例系统

本文以新疆哈密地区某风电集群系统为例进行分析。系统总装机容量为 693 MW, 场内风电机组共 462 台, 风机出口电压为 690 V。为便于研究, 仿真中各风电机组均采用并联等值模型。系统接入示意图如图 9 所示, 风电场送出线路最长达 55 km, 汇集站间连接线路最长达 109 km, 属于典型弱联接送端系统。

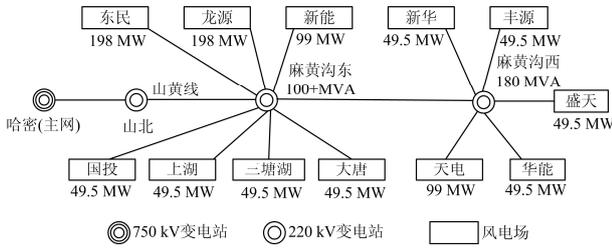


图 9 风电场接入系统示意图

Fig. 9 Illustration of the grid with wind generation interconnection

4.2 算例仿真

仿真中对应系统大小出力 PCC 电压分别为 1.02 p.u.和 1.05 p.u.。风电场子站维持其 PCC 母线电压为不同控制方式所得电压值恒定不变，直至无功容量不足。电力系统静态电压稳定储备系数取 15%，仿真方案具体信息如表 1 所示。

除了风电注入功率 P_s 外，本节分别针对并联电容器(Shunt Capacitor Banks, SCB)、DFIG 选取不同分岔参数，使用双参数“两步法”求解风电集群系统电压稳定极限，验证本文所提方法的有效性。

表 1 仿真方案具体信息

Table 1 Simulation configuration

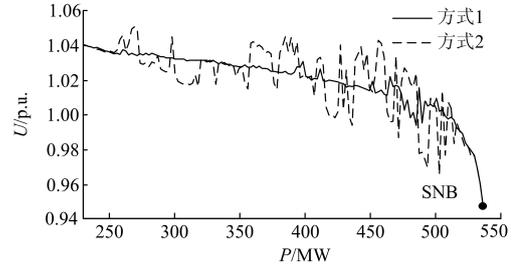
仿真方案	方案具体参数设置
方式 1	SCB 控制 10×1 Mvar
方式 2	SCB 控制 5×2 Mvar
方式 3	DFIG 恒功率因数 ($\cos \phi = 1$)
方式 4	DFIG 恒无功 ($Q_{DFIG} = 0.2$ Mvar)
方式 5	DFIG 恒电压 ($U_{DFIG} = 1.02$ p.u.)

1) SCB 对系统动态电压稳定性的影响

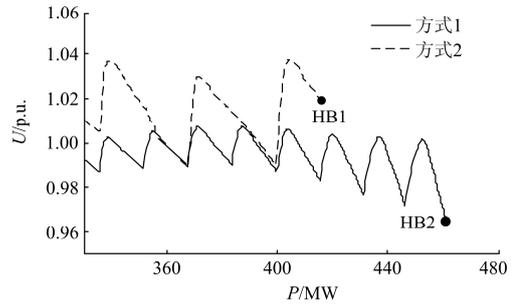
选取 SCB 容量设置方式为系统分岔参数，即式(5)中的 μ ，此时 μ 为离散量。追踪系统电压稳定性时应考虑 SCB 分组投切，由于 SCB 投切对系统电压冲击较大，因此在系统运行于大出力工况时分别求取采用传统 CPF 追踪、用延拓法求得 SNB 和 CPF 与时域仿真结合法求得 HB 对应的 PV 曲线。仿真中系统 PCC 电压降至 1.02 p.u. 时 SCB 延时 0.02 s 动作，仿真结果见图 10。

由图 10 及表 2 可看出，方式 1 相较方式 2 电压波动更小，稳定极限更高。两种方法求得的分岔曲线波动趋势一致，可验证本文所提方法的正确性。本文所提方法相比传统静态 CPF 计算速度更快，用时更少，两种方式下 SNB 比 HB 分岔功率极限分别乐观 16.43%，28.96%，传统静态 CPF 由于不考虑 SCB 动态特性，得到的系统电压稳定极限更大，但在系统传输功率增长过程中，系统首先到达 HB 导致振荡失稳，因此仅采用静态 CPF 计算系统电压稳

定极限具有局限性。



(a) 传统静态 CPF 仿真曲线



(b) 本文分析方法

图 10 大出力时 SCB 控制仿真曲线

Fig. 10 Simulation curve of SCB control output

表 2 SCB 不同控制方式仿真结果

Table 2 Simulated results via various control methods of SCB

控制方式	分岔点	$U/p.u.$	P/MW	T/s
方式 1	SNB	0.9480	456.01	16.48
	Hopf	0.9662	391.69	7.14
方式 2	SNB	0.9480	456.01	16.48
	Hopf	1.0188	353.61	6.86

2) DFIG 对系统动态电压稳定性的影响

DFIG 控制方式在系统运行过程中可看作动态变量，本节选其作为分岔参数。在系统大出力工况下，DFIG 分别采用 3 种控制方式，由本文分析方法求取系统 PV 曲线如图 11 所示。

由图 11 可知，DFIG 恒功率因数控制时系统稳定极限最小，恒无功功率控制时 DFIG 为系统提供无功支撑，因此控制效果优于恒功率因数控制，恒电压控制能维持各风电机组端电压恒定，稳定极限最大。这是由于恒功率因数控制机组发出的无功为 0，恒无功控制所提供的无功功率为恒定值，均无法跟随系统无功需求，恒电压控制能追踪系统电压，实时调整无功输出，提高了风电场节点电压水平。3 种方式下 HB 分岔功率分别为 395.87 MW、420.56 MW、569.35 MW，相比于前两种控制方式，恒电压控制时系统极限功率分别提高了 43.82%、35.38%，无功控制效果最优。

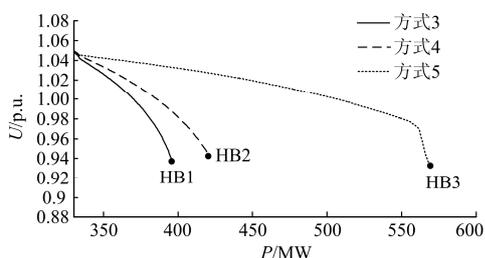


图 11 大出力时 DFIG 控制动态仿真曲线

Fig. 11 Dynamic simulation curve of DFIG control output

3) 3 种设备控制效果分析

为了更直观地分析 SCB、SVC、DFIG 三种设备对系统无功电压稳定性的影响, 分别在两种系统出力方式下进行动态仿真分析, Hopf 分岔曲线见图 12。

由图 12 可看出, 相同工况下, SVC 控制效果优于 SCB, 电压波动幅度小, 系统功率极限增加明显。DFIG 的无功控制效果最优, 增大系统稳定极限的同时能平滑改善系统电压波动。采用 DFIG 协调参与风电场无功控制能极大地改善系统无功电压问题。DFIG 控制相比 SCB、SVC 控制时系统稳定极限分别增大了 46.87%、13.36%和 23.55%、9.78%。

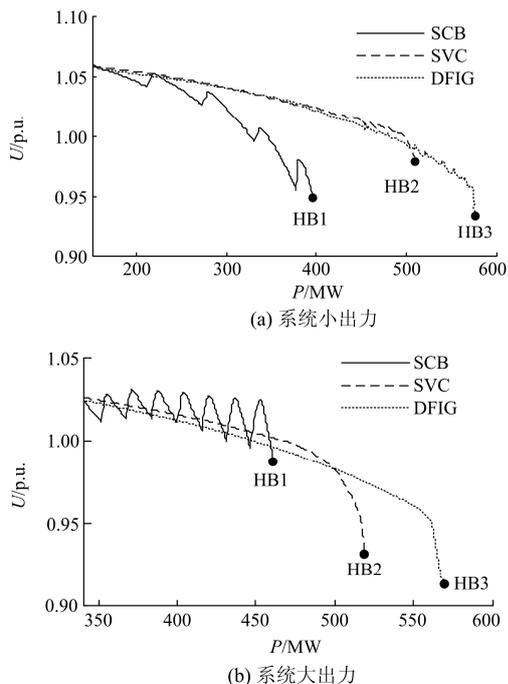


图 12 不同控制设备控制效果动态仿真曲线

Fig. 12 Simulated effects via various controlling devices

5 结论

本文改进了传统 DAE 模型, 提出一种快速计算系统 HB 分岔点稳定裕度的算法, 对大规模风电集群系统的仿真分析验证了传统静态 CPF 的局限

性。静态延拓法所得 SNB 更为乐观, 本文所提方法能充分考虑设备动态特性, 快速准确地求取系统 Hopf 分岔点, 更为精确地描述系统电压稳定极限。以此为风电集群系统运行状态做出参考指导, 提高系统运行安全可靠。

通过双参数“两步法”分别分析三种无功补偿装置对系统 HB 的影响, 即: 同等容量离散设备, SCB 小步长大组数时无功调节效果更优; 合理优化 SVC 增益参数能极大提高系统稳定极限; DFIG 恒电压控制效果最优, 恒无功控制次之, 恒功率因数控制最差。DFIG 协调参与无功控制时控制效果优于仅采用无功补偿装置的系统, 动态无功补偿装置优化效果优于离散设备。有效指导了无功补偿装置控制方式及参数设置, 下一步工作可从风电集群系统场站之间的配合及各种动态设备之间的协调控制等方面展开研究。

参考文献

- [1] 齐尚敏, 李凤婷, 何世恩, 等. 具有低电压穿越能力的集群接入风电场故障特性仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 55-62.
QI Shangmin, LI Fengting, HE Shien, et al. Research on fault characteristics of grid-connected large scale wind farms with LVRT capability[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 55-62.
- [2] 迟永宁, 刘燕华, 王伟胜, 等. 风电接入对电力系统的影响[J]. 电网技术, 2007, 31(3): 77-81.
CHI Yongning, LIU Yanhua, WANG Weisheng, et al. Study on impact of wind power integration on power system[J]. Power System Technology, 2007, 31(3): 77-81.
- [3] 张义斌, 王伟胜, 戴慧珠. 基于 P-V 曲线的风电场接入系统稳态分析[J]. 电网技术, 2004, 28(23): 61-65.
ZHANG Yibin, WANG Weisheng, DAI Huizhu. P-V curve based static analysis for integration of wind farm into power system[J]. Power System Technology, 2004, 28(23): 61-65.
- [4] HAO Zhenghang, YAO Zhiqing, LI Shaohua, et al. The contribution of double-fed wind farms to transient voltage and damping of power grids[J]. Tehnicki Vjesnik, 2015, 22(1): 43-49.
- [5] 雷亚洲, LIGHTBODY G. 国外风力发电导则及动态模型简介[J]. 电网技术, 2005, 29(12): 27-32.
LEI Yazhou, LIGHTBODY G. An introduction of wind power grid code and dynamic simulation[J]. Power System Technology, 2005, 29(12): 27-32.
- [6] 闫鹏强, 王增平, 陈振新, 等. 考虑拓扑影响的风电场

- 无功优化策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 76-82.
- YAN Pengqiang, WANG Zengping, CHEN Zhenxin, et al. Reactive power optimization for wind farm considering impact of topology[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 76-82.
- [7] 黄弘扬, 杨汾艳, 徐政, 等. 基于改进轨迹灵敏度指标的动态无功优化配置方法[J]. 电网技术, 2012, 36(2): 88-94.
- HUANG Hongyang, YANG Fenyan, XU Zheng, et al. A dynamic VAR configuration method based on improved trajectory sensitivity index[J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 88-94.
- [8] HOSSAIN M J, HEMANSHU R P, MAHMUD M A, et al. Investigation of the impacts of large-scale wind power penetration on the angle and voltage stability of power systems[J]. IEEE Systems Journal, 2012, 6(1): 76-84.
- [9] 迟永宁. 大型风电场接入电网的稳定性问题研究[D]. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- CHI Yongning. Studies on the stability issues about large scale wind farm grid integration[D]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2006.
- [10] 李宏仲. 基于 Hopf 分岔理论的电力系统动态电压稳定研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2008.
- LI Hongzhong. The dynamic voltage stability based on Hopf bifurcation theory in power system[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2008.
- [11] 李鹏. 从平衡点到振荡—基于域、分岔及阻尼理论的电力系统稳定分析[D]. 天津: 天津大学, 2004.
- LI Peng. From equilibrium to oscillation: power system stability analysis based on region[D]. Tianjin: Tianjin University, 2004.
- [12] 杨黎晖, 马西奎. 基于分岔理论的含双馈风电机组的电力系统电压稳定性分析[J]. 电工技术学报, 2012, 27(9): 1-8.
- YANG Lihui, MA Xikui. Analysis on voltage stability of power system with doubly fed induction generator wind turbine based on bifurcation theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(9): 1-8.
- [13] 杨秀, 金红核, 郭晨吉, 等. 应用分岔理论分析 SVC 对电力系统电压稳定性的影响[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(7): 7-11.
- YANG Xiu, JIN Honghe, GUO Chenji, et al. The influence of SVC on voltage stability of power system based on bifurcation theory[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(7): 7-11.
- [14] AHMIDI A, GUILLAUD X, BESANGER Y, et al. A multilevel approach for optimal participation of wind farms at reactive power balancing in transmission power system[J]. IEEE Systems Journal, 2012, 6(2): 260-269.
- [15] 杨硕, 王伟胜, 刘纯, 等. 计及风电功率波动影响的风电场集群无功电压协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(28): 4761-4769.
- YANG Shuo, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Coordinative strategy for reactive power and voltage control of wind farms cluster considering wind power fluctuation[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(28): 4761-4769.
- [16] 黄俊辉, 汪惟源, 王海潜, 等. 基于模拟退火遗传算法的交直流系统无功优化与电压控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(10): 37-43.
- HUANG Junhui, WANG Weiyuan, WANG Haiqian, et al. Study of hybrid genetic algorithm and annealing algorithm on reactive power optimization and voltage control in AC/DC transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(10): 37-43.

收稿日期: 2016-07-19; 修回日期: 2016-09-12

作者简介:

史昭娣(1991—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化与运行; E-mail: shizd91@163.com

张靠社(1965—), 男, 博士, 副教授, 从事电力系统分析方面的研究与教学工作。

(编辑 葛艳娜)