

计及动态无功控制影响的风电汇集地区高电压脱网原因分析

谢 欢^{1,2}, 吴 涛^{1,2}, 赵亚清³, 蓝海波⁴, 刘海涛⁴, 刘 辉¹

(1. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院, 北京市 100045;

2. 国家电网机网协调运行仿真重点实验室, 国网冀北电力有限公司, 北京市 100045;

3. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北省保定市 071003; 4. 国网冀北电力有限公司调度控制中心, 北京市 100053)

摘要: 回顾电网实际发生的某次风电机组高电压脱网事故典型特征, 总结提出: 研究导致事故深层原因应充分考虑风电场汇集地区动态无功补偿控制的影响。基于简单系统推导出计及风电场感性支路恒无功控制影响的无功功率-电压灵敏度表达式, 从原理上阐明目前动态无功补偿装置所广泛采用的感性支路恒无功控制方式将导致大规模风电汇集地区电网无功功率-电压灵敏度增大, 其增大的幅度取决于感性支路的初值, 并最终指出风电场感性支路恒无功控制方式导致的无功功率-电压灵敏度增大是导致“5·14”风电大规模脱网的主要原因之一。最后, 结合实际系统的典型案例进行了仿真验证。

关键词: 风力发电; 动态无功补偿控制; 高电压脱网; 无功功率-电压灵敏度

0 引言

大规模风电在中国的迅速发展给电力系统的安全运行带来了新的挑战和研究课题^[1-5]。受限于风力自然资源的分布, 中国风电采取的是集群开发、弱电网接入、远距离集中外送模式。由于该模式下系统的短路容量通常较小, 并网点无功电压支撑能力较弱, 加上风电机组自身抗高、低电压穿越能力不足, 易发生大规模风电机组脱网事故。

2011 年以来, 西北电网、华北电网陆续发生多起大规模风电机组连锁脱网事故, 这引起了业内广泛持续的关注^[6-7]。针对风电机组低压脱网及改进措施等问题的研究, 当前已经有了较统一的认识^[8-11]。而对于大规模风电机组高电压脱网问题的研究尚停留在事故现象的直观描述和感性认知阶段。目前, 已有的研究^[12]通常是基于 $P-V$ 曲线在不同补偿容量下运行点的过渡情况, 定性分析提出当风电机组出力接近运行极限时投入电容器补偿是导致风电机组高电压脱网的主要原因。文献^[13]基于 $P-V$ 曲线分析研究了大规模风电汇集系统的静态电压失稳表现形式。然而, 由于未考虑静止无功补偿器(SVC)控制方式对静态 $P-V$ 曲线的动态影响, 应用基于静态 $P-V$ 曲线原理的电压分析方法仍难以解释风电脱网事故过程中的一些关键现象。近两年来, 针对风电脱网事故的处理措施主要集中在

优化风电场子站的自动电压控制(AVC)策略^[14-17]和增强设备本体高、低压穿越能力上^[18-19], 尚缺乏对风电场无功设备控制策略的有效规范和管理, 这可能仍然埋下了风电脱网事故的隐患。

本文基于 2012 年“5·14”张北风电汇集系统无故障情况下发生的风电机组高电压连锁脱网事故, 分析研究目前风电场静止无功补偿装置广泛采用的恒无功控制方式对系统无功功率-电压灵敏度的影响, 详细分析了计及动态无功补偿控制策略影响的大规模风电机组高电压脱网的深层机理, 并采用具有自定义建模功能的 PSS/E 软件仿真, 再现了事故典型过程。

1 风电汇集地区高电压脱网实例分析

1.1 网架结构概述

张北沽源地区是中国典型的大规模纯风电汇集系统。截至 2012 年 5 月, 该地区 23 座风电场并网容量达到 2 336 MW, 各风电场分别呈辐射状接入沽源、察北和义缘风电汇集站 220 kV 母线。沽源地区电网接线图如图 1 所示。

该风电汇集系统具有两个特点: 一是网架结构薄弱, 仅通过 220 kV 单回线经沽源 500 kV 变电站的两台 750 MVA 主变压器接入华北主网; 二是系统内无任何负荷和同步电源设备。

1.2 “5·14”脱网事故过程

事故前, 义缘、察北和沽源接入的风电总出力分别为 542 MW, 353 MW 和 410 MW, 整个沽源地区

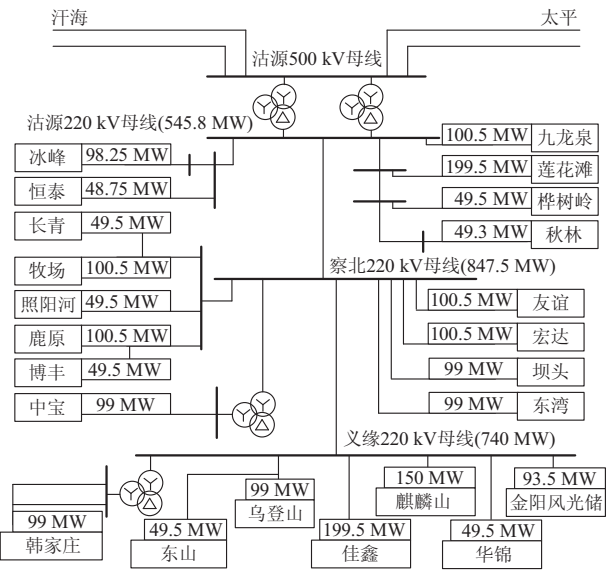


图 1 “5·14”事故时沽源地区电网接线图
Fig.1 Connection diagram of Guyuan grid during “5·14” accident

送出风电总出力达到 1 300 MW,系统电压处于偏低的状态。13:10 时,为配合系统电压调整,义缘和察北站退出了 4 组电抗器,察北站先后投入了 3 组电容器。调整后,察缘线察北侧向义缘输送无功功率 137 Mvar,沽察线察北向沽源输送无功功率 30 Mvar,系统电压仍然偏低,沽源、察北和义缘 220 kV 母线电压分别为 0.97(标么值)、0.95(标么值)和 0.96(标么值)。

13:41 时,义缘站下某风电场投入一组 20 Mvar 电容器,义缘汇集站母线先出现一个阶跃,从 212 kV 上升至 220 kV;随后,经历一个持续长达 5 s 的爬升阶段达到 242 kV;最终,沽源地区各母线电压陆续超过风电机组高电压保护定值,发生风电机组大面积脱网,共造成 584 台风电机组停运,损失电力 737.1 MW,义缘母线电压最高上升至 263 kV (1.2(标么值))。事故后统计表明,本次事故中停运的风电机组全部是因高电压脱网。图 2 给出了事故期间察北站 220 kV 母线电压和沽察线风电有功出力曲线的相量测量单元(PMU)记录。

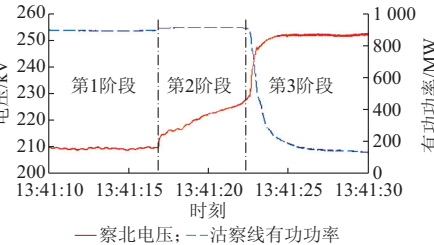


图 2 事故期间察北站电压和风电有功出力曲线
Fig.2 Voltage and active power output curves of Chabei during the accident

1.3 事故典型特征分析

仔细观察事故全过程,以下 4 点事故特征值得深入分析和探讨。

1)事故第 1 阶段中,系统电压已经偏低,但系统并未发生任何大扰动事故,也未有任何风电机组脱网,系统电压出现阶跃上升仅是由于投入了一组电容器。

2)电容器组投入初始瞬间所导致的电压阶跃上升量并不大,察北母线电压从 0.96 上升至 1.0,这部分电压上升的确是新增电容器无功功率的作用;但此后持续 5 s 的电压缓慢爬升过程更多是受该地区各类无功控制设备的动态行为影响,并不适合用静态的 P-V 分析方法分析,否则将遗漏导致事故更重要的深层原因。

3)由图 2 可知,投入电容器后沽察线有功出力基本保持稳定,甚至还略有增大,这表明电压持续 5 s 的缓慢爬升并不是源于风电有功出力的逐渐减少导致系统过无功补偿。

4)风电机组开始脱网的第 3 阶段初期,察北和义缘的母线电压仍低于 1.05,风电机组脱网是由于风电场的末端电压超过高电压保护定值,因此风电场动态无功补偿的控制影响机理应值得更深入研究。

总之,“5·14”风电高电压脱网事故的深层原因分析应充分考虑风电场汇集地区动态无功补偿控制的影响,采用静态 P-V 曲线分析方法不足以解释事故过程中的一些关键现象。

2 典型风电场无功控制策略

随着无功补偿技术的完善,风电场可控的无功源有 SVC、双馈风电机组、电容器组合有载调压变压器等。目前,典型的风电场 AVC 子站^[10-12]是根据调度中心下发的风电场出口母线电压参考值 U_{ref} 和当前风电场的输出功率实时计算出风电场所需发出的无功功率 Q_{ref} ,然后将其按一定准则分配到动态无功补偿装置和风电机组。图 3 给出了典型风电场 AVC 子站电压控制结构框图。

由于动态无功补偿装置,尤其是 SVC,其感性支路的损耗较大,风电场出于自身经济利益的考虑,风电场内电容器组通常设计成可独立投退,动态无功补偿装置则采用纯感性支路恒无功控制,以便于日常运行方式灵活调整,以此避免不必要的无功补偿装置内环流损耗。典型的风电 AVC 子站电压控制结构可分为两个层次,具体如下。

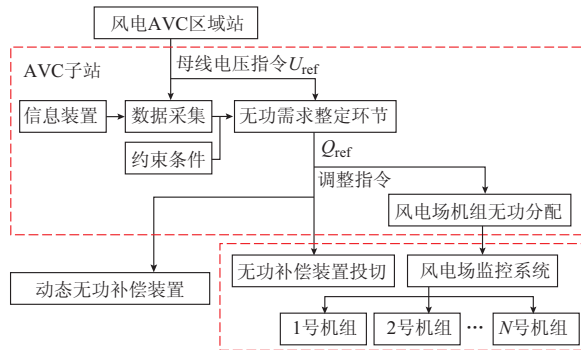


图3 典型风电场AVC子站电压控制结构
Fig.3 Typical structure of voltage control in wind farm AVC sub-station

1) 无功源设备(动态无功补偿装置和风电机组)的基层控制。目前典型风电场实际采用的多是无功源设备本体的恒无功控制,属于连续控制。

2) 风电场AVC子站实现的是二次电压控制,是为保持一个区域某个或某些枢纽母线电压在一定范围的联合控制,间隔时间为分钟级,属于非连续控制。

由此可见,所谓的风电场恒电压控制是在二次电压控制这个层次,与常规发电机励磁所说的恒电压控制作用并不在同一个时间尺度上。风电场动态无功补偿控制的基层控制方式实际采用的是设备本体的恒无功控制。

3 典型风电汇集静态电压稳定特性

大规模风电汇集系统可近似等效为一个风电场经升压变压器通过长距离线路接入系统主网,如图4所示。图中: P 和 Q 分别为风电场的有功出力 and 无功出力; X_T , X_L 和 X_S 分别为变压器电抗、线路电抗和无穷大系统短路电抗;35 kV母线到系统无穷大母线的总电抗 $X = X_T + X_L + X_S$ 。

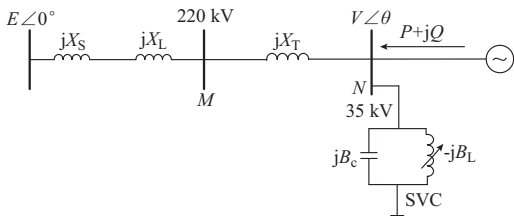


图4 典型风电场汇集系统简化等值图
Fig.4 Simplified equivalent system diagram of typical wind power integration

外部系统参数: $X_S = 0.6$;基准容量为100 MVA。外送线路参数:阻抗为0.005 67; $X_L = 0.129 9$ 。风电场内升压变压器参数:变比为35 kV/220 kV;阻抗为0.003 67; $X_T = 0.109$; $X = X_S +$

$$X_L + X_T = 0.838 9。$$

风电场无功补偿装置接于35 kV母线,其中感性支路总的等效电纳为 B_L ,固定电容器组总的电纳为 B_c ,母线N上的总无功补偿电纳 $B = B_c - B_L$ 。该系统潮流方程为:

$$\begin{cases} P = \frac{EV}{X} \sin \theta \\ Q = -\frac{EV}{X} \cos \theta + \left(\frac{1}{X} - B \right) V^2 \end{cases} \quad (1)$$

式中: V, θ 分别为母线N的电压和相角; E 为无穷大母线电压。

消去 θ ,得到:

$$(1 - BX)^2 V^4 - [2QX(1 - BX) + E^2] V^2 + (P^2 + Q^2) X^2 = 0 \quad (2)$$

为推导简化,作如下假定:①无穷大母线电压 $E=1$, P 保持恒定;②不考虑动态无功控制,即令 B_L 恒定。利用式(2)可分别求得电压 V 对 Q 和 B 的偏导,即母线电压-注入无功功率灵敏度和电压-无功补偿电纳灵敏度分别为:

$$\frac{\partial V}{\partial Q} = \frac{XV^2(1 - BX) - QX^2}{2V^3(1 - BX)^2 - V - 2QXV(1 - BX)} \quad (3)$$

$$\frac{\partial V}{\partial B} = \frac{XV^4(1 - BX) - QV^2X^2}{2V^3(1 - BX)^2 - V - 2QXV(1 - BX)} \quad (4)$$

为了分析简化,并考虑事故时风电机组大多采用恒功率因数为1的控制,因此将 $Q=0$ 代入式(3)和式(4)整理可得:

$$\begin{cases} \frac{\partial V}{\partial B} = \frac{XV^3(1 - BX)}{2V^2(1 - BX)^2 - 1} \\ \frac{\partial V}{\partial Q} = \frac{XV(1 - BX)}{2V^2(1 - BX)^2 - 1} \end{cases} \quad (5)$$

由式(5)分母等于0,可得:

$$B_{cr} = \frac{1}{X} \left(1 - \frac{1}{\sqrt{2}V^2} \right) \quad (6)$$

式中: B_{cr} 为 $Q=0$ 条件下系统静态电压稳定极限点 $P=P_{cr}$ 时所对应的补偿电纳。

利用式(6),由式(2)可得:

$$P_{cr} = \left(\frac{1}{X} - B \right) V^2 = \frac{V}{\sqrt{2}X} \quad (7)$$

通常,实际运行系统中无功补偿总电纳 B 总是低于 B_{cr} ,因此 B 在可行范围 $[0, B_{cr}]$ 内探讨时,式(5)中电压-补偿电纳灵敏度将恒为正。

考虑到式(5)中电压 V 和电纳 B 存在受式(2)约束的隐函数关系,将 V 表示为 B 的函数代入式(5),可得到电压-无功功率灵敏度的显示表达式为:

$$\begin{cases} \frac{\partial V}{\partial Q} = \frac{XV(1-BX)}{2V^2(1-BX)^2-1} \\ V = \sqrt{\frac{1+\sqrt{1-4(1-BX)^2P^2X^2}}{2(1-BX)^2}} \end{cases} \quad (8)$$

图 5 给出图 4 系统 $P=0.3, Q=0$ 时,电压-补偿电纳灵敏度随无功补偿电纳 B 变化曲线。可以看出,电压-补偿电纳灵敏度反而是随 B 增大而减小。这表明在不考虑动态无功控制和保持外送有功功率稳定的条件下,系统无功补偿电纳在 $[0, B_{cr}]$ 范围内变化时,初始容性无功功率补偿越多,新投入一组电容器所引起的电压变化量反而是减少的。

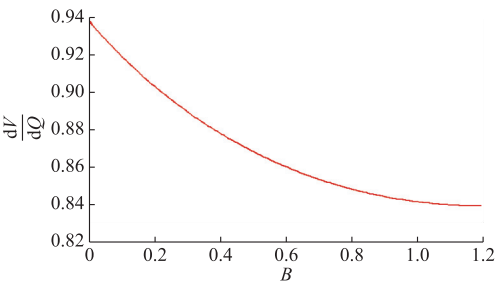


图 5 无功功率-电压灵敏度随电纳 B 的变化曲线
Fig.5 Curve of reactive power-voltage sensitivity with change of susceptance B

4 动态无功控制与电压灵敏度

为考虑动态无功控制对电压灵敏度的影响,将电容支路电纳 B_c 和电感支路电纳 B_L 分别代入式(2),可得:

$$[1-(B_c-B_L)X]^2V^4-V^2+P^2X^2=0 \quad (9)$$

在不考虑动态无功控制时,感性支路的电纳值 B_L 恒定,与式(5)推导类似,可得:

$$\frac{\partial V}{\partial B_c} = \frac{X[1-(B_c-B_L)X]V^3}{2V^2[1-(B_c-B_L)X]^2-1} \quad (10)$$

$$\frac{\partial V}{\partial Q} = \frac{X[1-(B_c-B_L)X]V}{2V^2[1-(B_c-B_L)X]^2-1} \quad (11)$$

当考虑感性支路恒无功控制时,动态无功控制器将通过改变感性支路的 B_L 保持支路无功功率 Q_L 恒定,因此将式(9)中 B_L 替换为 Q_L/V^2 ,并整理可得:

$$[V^2-(B_cV^2-Q_L)X]^2-V^2+P^2X^2=0 \quad (12)$$

式中: P, X, Q_L 为常数值。

与式(5)推导类似,可得:

$$\frac{\partial V}{\partial Q} = \frac{XV[1-(B_c-B_L)X]}{2V^2(1-B_cX)[1-(B_c-B_L)X]-1} \quad (13)$$

对于初始条件确定的 B_L 和 B_c ,式(11)和式(13)表征的是 35 kV 母线 $Q-V$ 曲线过零点处电压-无功功率的斜率。由于上述两式的分子相同,

将两者分母相减,可得:

$$2V^2[1-(B_c-B_L)X]B_LX \quad (14)$$

由式(14)分析可推导如下结论:①由于式(14)总是大于零的,即式(13)总是不小于式(11),也就是说感性支路恒无功控制将导致母线无功功率-电压灵敏度的增大;②无功功率-电压灵敏度增大的幅度取决于 B_L , B_L 越大,式(13)相对于式(11)则越大;当初始 $B_L=0$ 时,感性支路恒无功控制等效于不考虑控制。

图 6 分别给出了在保持母线总无功补偿电纳 $B=0$ 不变条件下,4 种不同无功补偿组合方式下母线的 $Q-V$ 曲线。图中:TCR 表示双阀控电抗器。

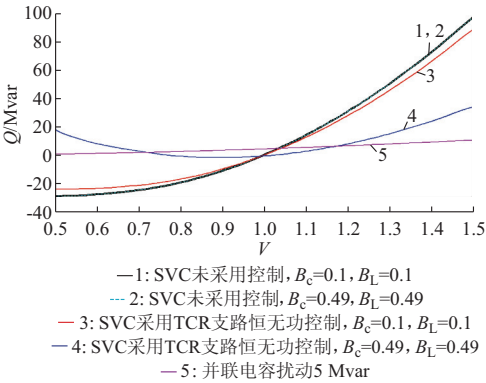


图 6 不同无功补偿方式下母线 $Q-V$ 曲线
Fig.6 $Q-V$ curve of bus in different reactive power compensation rates

由图 6 可以看出:①在不考虑 SVC 控制时, B_c 和 B_L 采用不同组合值不影响无功功率-电压灵敏度, $Q-V$ 曲线 1 和曲线 2 是重合的;②在保持 $B=0$ 时,控制方式不同将影响无功功率-电压灵敏度;当考虑采用感性支路恒无功控制影响时,初始 B_c 和 B_L 采用不同组合值时,无功功率-电压灵敏度将随着 B_L 初值的增大而增大,曲线 4 相对于曲线 3 斜率显著降低。

5 算例分析

5.1 典型系统仿真

本文选用电力系统动态仿真软件 PSS/E 搭建如图 4 所示的仿真系统,风电场内无功补偿装置感性支路恒无功控制采用自定义建模实现。

图 7 给出了系统初始运行方式 $P=30$ MW, $Q=0$ Mvar 时,220 kV 母线投入 5 Mvar 电容器组下,动态无功补偿装置采用不同控制方式 220 kV 母线电压的动态响应。图 8 进一步给出了图 7 中曲线 1 和曲线 4 初始条件对应的 $Q-V$ 曲线。

由图 8 可以看出:未采用感性支路恒无功控制时,投入电容器后,系统母线电压由初始运行点 A

跃变至运行点 C ,此时系统母线电压为 1.034;而采用感性支路恒无功控制方式,投入相同容量电容器,系统母线电压会由初始运行 A 先跃变至 C ,然后沿着图 8 中直线 CC_1 一直升高至 1.173。

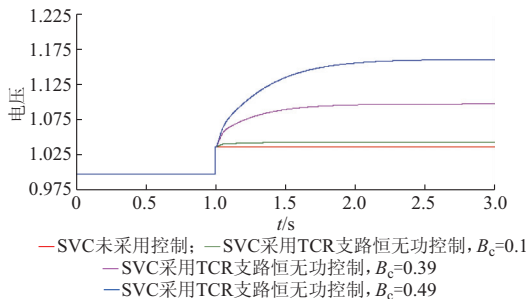


图 7 投入 5 Mvar 电容器时的 220 kV 母线电压响应
Fig.7 Voltage response of 220 kV bus after introducing a 5 Mvar capacitor

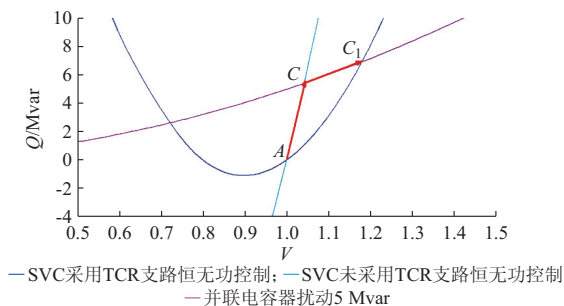


图 8 考虑无功补偿控制影响的母线 $Q-V$ 曲线
Fig.8 $Q-V$ curve of bus considering impact of control of reactive compensation

上述仿真表明:在系统外送有功功率(30 MW)远低于 $P-V$ 曲线静稳极限传输功率极限,并且系统初始状态总体无功补偿也并未出现过补偿($B=0$)时,投入一组容量不大的电容器组,采用感性支路的恒无功控制方式仍然会导致系统的大幅过电压。

5.2 “5·14”事故仿真再现

本文基于 PSS/E 建立了如图 1 所示张北风电汇集地区的详细仿真模型,各风电场的风电机组采用等值双馈风电机组模拟,风电机组采用功率因数为 1 的恒无功控制方式,各风电机组均配置有 1.1 倍过电压保护模型。系统中风电场初始有功出力和 35 kV 母线无功配置容量与“5·14”事故前运行工况基本一致,风电场无功补偿装置采用感性支路恒无功控制方式。考虑到风电场子站 AVC 是以分钟级更新指令,仿真中感性支路恒无功控制指令保持恒定。

图 9 给出了在义缘锦华风电场 35 kV 母线投入一组 20 Mvar 电容器时,220 kV 察北母线电压的动态响应曲线。

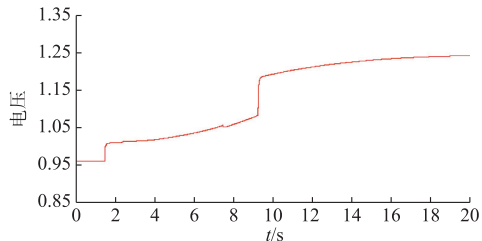


图 9 仿真再现“5·14”事故察北母线电压曲线
Fig.9 Reappear voltage curve of Chabei in “5·14” accident by simulation

由图 9 可以看出,电容器投入初始瞬间,母线电压从初始 0.96 跃变至 1.0 附近,并经过大约 9 s 升至 1.07 附近,由于此时风电场内 35 kV 母线电压已超过 1.1,风电场出现大面积风电机组脱网,母线电压继续跃升至 1.2 左右。由此可见,仿真过程能够再现“5·14”事故过程的典型特征。

6 结语

本文基于一次实际风电汇集地区高电压脱网事故过程分析,基于简单系统推导出计及动态无功补偿控制影响的无功功率-电压灵敏度表达式,详细探讨了无功控制方式及初始状态 B_L 对无功功率-电压灵敏度的影响,得到如下结论。

1)研究风电汇集地区的电压无功问题需要详细考虑动态无功补偿控制方式的影响。

2)导致“5·14”大规模风电机组脱网事故的根本原因并不是系统传输有功功率过大,即使系统传输有功功率不大,也仍然存在发生系统高电压脱网事故的风险。

3)风电场感性支路恒无功控制方式导致的无功功率-电压灵敏度增大是导致“5·14”风电大规模脱网的主要原因之一。

总之,大规模风电高电压连锁脱网事故机理与改善措施仍是一个亟待深入研究的课题,本文只是针对目前风电场典型的感性支路恒无功控制方式探讨其对高电压脱网事故的影响,但本文的研究方法和思路适用于其他控制方式,后继相关研究可从动态无功补偿装置多种控制方式与系统交互影响机理、风电场多层次无功控制方式协调优化等方面开展。

参考文献

- [1] 丁涛,郭庆来,孙宏斌,等.抑制大规模连锁脱网的风电汇集区域电压预防控制策略[J].电力系统自动化,2014,38(11):7-12.
DING Tao, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. A voltage control strategy for preventing cascading trips of large-scale wind power in centralized area[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 7-12.

[2] 孙荣富,张涛,梁吉.电网接纳风电能力的评估及应用[J].电力系统自动化,2011,35(4):70-76.
SUN Rongfu, ZHANG Tao, LIANG Ji. Evaluation and application of wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(4): 70-76.

[3] 王伟,徐殿国,王琦,等.大规模并网风电场的无功电压紧急控制策略[J].电力系统自动化,2013,37(22):8-14.
WANG Wei, XU Dianguo, WANG Qi, et al. Reactive voltage emergency control strategy for large-scale wind farm integration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(22): 8-14.

[4] 朱凌志,陈宁,韩华玲.风电消纳关键问题及应对措施分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):29-34.
ZHU Lingzhi, CHEN Ning, HAN Hualing. Key problem and solutions of wind power accommodation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 29-34.

[5] DING Nan, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Simplified equivalent models of large - scale wind power and their application on small - signal stability[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(1): 58-64.

[6] 汪宁渤,马彦宏,丁坤,等.酒泉风电基地脱网事故频发的原因分析[J].电力系统自动化,2012,36(19):42-46.
WANG Ningbo, MA Yanhong, DING Kun, et al. Analysis on root reasons of WTGS nuisance tripping in Jiuquan wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 42-46.

[7] 孙华东,张振宇,林伟芳,等.2011年西北电网风机脱网事故分析及启示[J].电网技术,2012,36(10):76-80.
SUN Huadong, ZHANG Zhenyu, LIN Weifang, et al. Analysis on serious wind turbine generators tripping accident in Northwest China power grid in 2011 and its lesson[J]. Power System Technology, 2012, 36(10): 76-80.

[8] 叶希,鲁宗相,乔颖,等.大规模风电机组连锁脱网事故机理初探.电力系统自动化,2012,36(8):11-17.
YE Xi, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. A primary analysis on mechanism of large scale cascading trip-off of wind turbine generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(8): 11-17.

[9] 穆钢,王健,严干贵,等.双馈型风电机组近满载工况下连锁脱网事件分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):35-40.
MU Gang, WANG Jian, YAN Gangui, et al. Cascading trip-off of doubly-fed induction generators from grid at near full-load condition in a wind farm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 35-40.

[10] 洪芦诚,魏应冬,姜齐荣,等.基于动态电压调节器的风电机组低电压穿越策略[J].电力系统自动化,2011,35(16):32-37.
HONG Lucheng, WEI Yingdong, JIANG Qirong, et al. Low voltage ride through strategy for wind turbine systems using dynamic voltage restorers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 32-37.

[11] 李丹,贾琳,许晓菲,等.风电机组脱网原因及对策分析[J].电力系统自动化,2011,35(22):41-44.
LI Dan, JIA Lin, XU Xiaofei, et al. Cause and countermeasure analysis on wind turbines' trip-off grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 41-44.

[12] 杨金刚,吴林林,刘辉,等.大规模风电汇集地区风电机组高电压脱网机理[J].中国电力,2013,46(5):28-33.
YANG Jingang, WU Linlin, LIU Hui, et al. High-voltage trip-off mechanism of wind power generators in district grids with large-scale wind power integration [J]. Electric Power, 2013, 46(5): 28-33.

[13] 许晓菲,牟涛,贾琳,等.大规模风电汇集系统静态电压稳定实用判据与控制[J].电力系统自动化,2014,38(9):15-19.
XU Xiaofei, MOU Tao, JIA Lin, et al. Practical criteria of static voltage stability in power systems with high wind penetration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 15-19.

[14] 乔颖,陈惠粉,鲁宗相,等.双馈风电场自动电压控制系统设计及应用[J].电力系统自动化,2013,37(5):15-21.
QIAO Ying, CHEN Huifen, LU Zongxiang, et al. Design and application of automatic voltage control system in doubly-fed induction generator wind farms [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5): 15-21.

[15] 冯利民,范国英,郑太一,等.吉林电网风电调度自动化系统设计[J].电力系统自动化,2011,35(11):39-42.
FENG Limin, FAN Guoying, ZHENG Taiyi, et al. Design of wind power dispatch automation system in Jilin power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(11): 39-42.

[16] 於益民,雷为民,单茂华,等.风光储联合发电监控系统功能设计与应用[J].电力系统自动化,2012,36(20):32-38.
YU Yimin, LEI Weimin, SHAN Maohua, et al. Design and application of supervision and control system for wind-photovoltaic-battery power plants [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(20): 32-38.

[17] 杨硕,王伟胜,刘纯,等.双馈风电场无功电压协调控制策略[J].电力系统自动化,2013,37(12):1-6.
YANG Shuo, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Coordinative control strategy for reactive power and voltage of wind farms with doubly-fed induction generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(12): 1-6.

[18] 徐海亮,章玮,陈建生,等.考虑动态无功支持的双馈风电机组高电压穿越控制策略[J].中国电机工程学报,2013,33(36):112-119.
XU Hailiang, ZHANG Wei, CHEN Jiansheng, et al. A high-voltage ride-through control strategy for DFIG based wind turbines considering dynamic reactive power support [J]. Proceeding of the CSEE, 2013, 33(36): 112-119.

[19] 蔚芳,刘其辉,谢孟丽,等.适应多类型故障的双馈风电机组低电压穿越综合控制策略[J].电力系统自动化,2013,37(5):23-28.
YU Fang, LIU Qihui, XIE Mengli, et al. A comprehensive low voltage ride through control strategy of wind turbine driven doubly-fed induction generator adapted to multi-type faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5): 23-28.

谢 欢(1979—),男,通信作者,博士,高级工程师,主要研究方向:电力系统稳定分析。E-mail: xiaosan_616@aliyun.com

吴 涛(1968—),男,博士,高级工程师,主要研究方向:电力系统稳定分析。E-mail: mrwutao0619@sina.com

赵亚清(1988—),女,硕士研究生,主要研究方向:电力系统稳定分析。E-mail: 13718330653@163.com

(编辑 孔丽蓓)

Analysis on High-voltage Trip-off Causation of Dense Wind Power Areas Considering Impact of Dynamic Reactive Power Control

XIE Huan^{1,2}, WU Tao^{1,2}, ZHAO Yaqing³, LAN Haibo⁴, LIU Haitao⁴, LIU Hui¹

(1. Electric Power Research Institute, State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Beijing 100045, China;

2. State Grid Key Laboratory of Source-Grid Coordinated Operation Simulation and Analysis,
State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Beijing 100045, China;

3. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

4. Dispatching Center, State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Beijing 100053, China)

Abstract: The typical characteristics of a certain high-voltage trip-off accident of wind turbines that does happen in a power system are reviewed. It is concluded that in learning about the root cause of the accident, we need to give careful consideration of the impact of dynamic reactive compensation control. Based on a simple equivalent system, the reactive power-voltage sensitivity expression considering the influence of constant reactive power control of inductive branch in dense wind power areas is derived. It is proved in principle that constant reactive power control on the inductive branch adopted by a static reactive compensator will cause an increase in reactive power-voltage sensitivity. And the growth rate depends on the initial value of the inductive branch. Further, it is pointed out that the increase in reactive power-voltage sensitivity due to constant reactive power control on the inductive branch is one of the main causes that leads to the “5 · 14” high-voltage trip-off accident. Finally, the typical case of an actual system is verified by simulation.

Key words: wind power; static reactive compensation control; high-voltage trip-off; reactive power-voltage sensitivity