

张北高电压脱网事故中风电场动态行为分析与仿真

周红婷¹, 谢 欢², 吴 涛², 宋 玮¹, 范伟捷³, 李长宇², 夏 雪²

(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003;

2. 国网冀北电力有限公司 电力科学研究院, 北京 100045; 3. 北京送变电公司, 北京 102401)

摘要: 基于计及动态无功控制影响的无功-电压灵敏度分析方法, 详细分析了张北各风电场内动态无功源所采用的送出线路恒无功、双馈异步风力发电机组(DFIG)及静止无功发生器(SVG)恒无功等多种控制方式在“5.14”高压连锁脱网事故中的动态行为及影响因素, 得出了 DFIG 及 SVG 采用恒感性无功控制同样会增大风电场母线的无功-电压灵敏度, 且增大程度取决于风电场初始容性、感性无功及短路容量比的结论。结合简单系统以及“5.14”事故, 在 PSS/E 中仿真分析不同控制方式及初始状态下的风电场受到电容扰动后对场侧 35 kV 母线电压的影响, 仿真结果进一步验证了所得出结论的合理性。

关键词: 风电场; 动态行为; 高压脱网; 恒无功控制; 无功-电压灵敏度; 稳定性; 灵敏度分析

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.02.009

0 引言

世界能源消耗量的持续增加, 全球范围内的能源危机形势愈发严峻, 风能作为可再生能源的重要类别, 因其可再生、分布广、无污染等特性, 成为世界可再生能源发展的重要方向^[1-2]。中国风力发电发展迅速, 截至 2015 年底, 我国风电新增装机 3.075×10^4 MW, 同比增长 32.6%, 全国风电累计装机 1.45×10^5 MW, 同比增长 26.8%。

由于我国风能资源的分布特点, 风力发电基地主要集中在“三北”地区, 而负荷中心多分布在东部地区, 这就决定了目前所采取的风电大规模集中接入、长距离输送供给负荷的方式。随着风电装机容量的不断扩大, 这种方式带来的弊端日益显露, 即集中并网的输电网络结构短路容量较小, 局部扰动可能也会在大片区域引起连锁响应^[3-5]。

近年来, “三北”地区发生多起风机连锁脱网事故, 已有相关文献对该类事故进行分析。文献[6]针对酒泉风电基地风机连锁脱网事故频发的现象, 从技术、管理、政策等不同方面对脱网原因进行分析; 文献[7]通过分析脱网事故的典型发展过程, 探索风机连锁脱网的机理, 提出电气设备发生短路故障是事故诱因, 风电运行状态及无功控制方式会加速恶化事故; 文献[8]在分析风机连锁脱网事故原因的同时, 对接入系统的实际风电场进行详细建模, 检测整个风电场是否满足低电压穿越要求; 文献[9]着重研究风机脱网的扩散过程, 分析不同无功设备在此过程中对扩散过程的影响。以上文献所研究的事故过程均为: ①风电场内某些风电机组没有进行低电压穿越技术改造, 从而在场内发生短路故障时导致这些风

电机组低电压脱网; ②其他机组因电容器未及时切除, 导致无功过剩而促使这些机组高电压脱网。但 2012 年沽源地区“5.14”事故中, 多风电场风机在无故障情况下因高电压导致连锁脱网, 损失高达 737 MW。文献[10]以风电场中广泛应用的静止无功补偿器 SVC (Static Var Compensator) 为例, 采用无功-电压灵敏度法, 提出 SVC 纯感性支路恒无功控制是导致事故发生的关键因素。但文中分析着眼于风电汇集地区, 其事故过程分析及结论未涉及风电场内各实际无功源的动态行为, 尚不足以直接用于解释张北事故过程中各风电场内的动态无功源的动态行为, 遗漏了导致风电场高电压连锁脱网的一些关键因素。

本文基于张北沽源地区“5.14”事故中各风电场相量测量单元(PMU)实测数据, 着重研究风电场无功源不同控制方式及初始状态在受到电容器投入扰动后对场侧母线电压的影响, 通过采用无功-电压灵敏度法推导出双馈异步风力发电机组 DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) 及静止无功发生器(SVG)采用恒无功控制时的无功-电压灵敏度, 分析其内在影响因素; 并基于 PSS/E 详细仿真复现了沽源地区“5.14”事故中关键风电场无功电压的动态过程。

1 沽源地区“5.14”事故

1.1 事故简单回顾

张北沽源地区是我国典型纯风电汇集地区, 拥有 23 座风电场, 呈辐射状接入沽源、察北、白龙山和义缘 220 kV 汇集母线。该地区各风电场接线、装机容量以及无功装置配置如图 1 所示。图中, 数值表示装机容量, 单位为 MW; TCR、MCR 和 FC 分别表示晶闸管控制的电抗器、磁控电抗器和滤波支路^[11]。

由接线图可以看出, 各风电场分别经白龙山、察

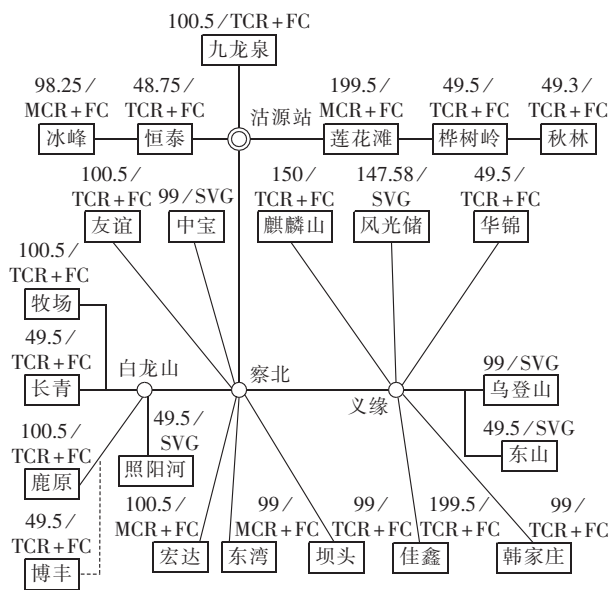


图 1 沽源地区各风电场接线图

Fig.1 Connection diagram of wind farms in Guyuan area

北、义缘 220 kV 汇集母线最终汇入沽源站接入系统,地区内无负荷接入,属于典型的大规模集中接入、长距离输送给负荷的输电方式,一旦发生事故,很可能引起连锁反应,为了保证电网的稳定经济运行,沽源地区风电场大多配置电压自动控制 AVC (Automatic Voltage Control) 系统^[12],其与基层无功补偿装置的具体配合存在多种控制方式。

沽源地区“5.14”事故是一次典型的风电机组因高电压连锁脱网事故。事故过程^[13]可分为 3 个阶段:首先,由于区内各汇集母线电压偏低,义缘站下面的华锦风电场投入 15 Mvar 电容器,各汇集站母线电压上升;但随后母线电压继续上升,当风电场母线电压上升到风机高压保护限制后,一部分风机开始脱网;接着母线电压开始第二次爬升,引起其他风电场母线电压超过风机高压保护限制,这就造成此次多风电场风机高电压连锁脱网事故,损失有功高达 737 MW,给地区电压稳定性带来严重影响。图 2 给出事故发生时沽察线送出的风电有功和察北站电压曲线的 PMU 记录。

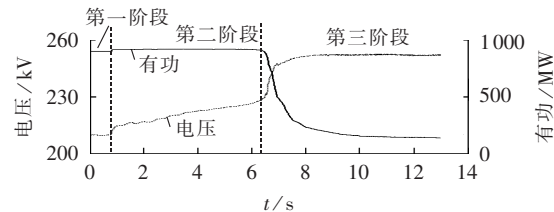


图 2 沽察线有功及察北站电压曲线
Fig.2 Active-power of Gu-Cha line and voltage of Chabei station

1.2 事故分析及所存在的问题

从图 2 中可以看出,在事故发生的前 2 个阶段,沽察线送出的风电有功几乎不变,这说明事故第二

阶段中的电压上升过程并不是由于有功出力减小而造成的系统无功过剩引起的,所以对于事故第二阶段的分析应该着重于风电场的无功控制行为。

通过详细梳理“5.14”事故中各风电场 PMU 实测数据发现:事故过程中各风电场的 TCR 支路未投入或未接入测量,文献^[10]中所提出的 SVC 纯感性支路恒无功控制是导致事故发生的关键因素的结论尚缺乏直接实测数据支撑;风电场内 SVG 和风电机组馈线,甚至是风电场整体送出存在感性恒无功控制方式。图 3、4 分别给出事故中处于感性无功状态的关键风电场 35 kV 母线电压(标么值)及场内无功补偿装置或风机送出馈线无功曲线的 PMU 记录。

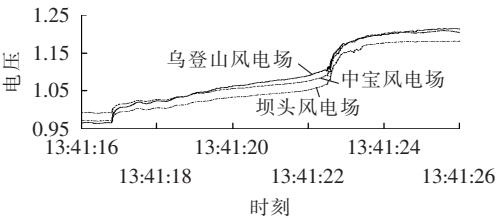
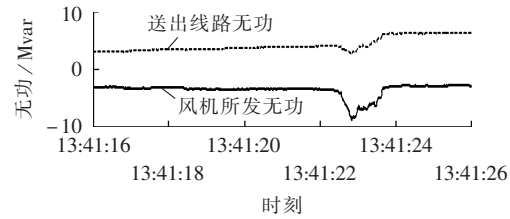
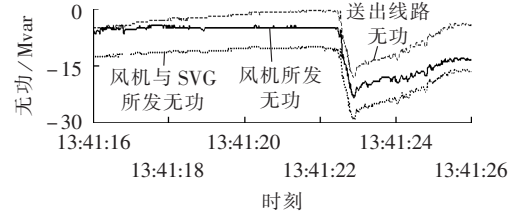


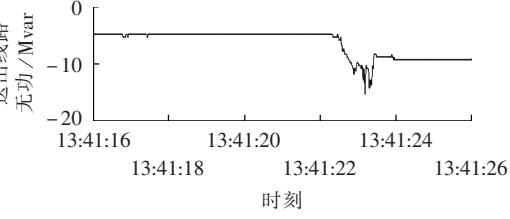
图 3 事故中关键风电场 35 kV 母线电压
Fig.3 35 kV bus voltages of key wind farms during accident



(a) 中宝风电场无功



(b) 乌登山风电场无功



(c) 坝头风电场无功

图 4 事故中关键风电场实际无功曲线
Fig.4 Actual reactive-powers of key wind farms during accident

图 3 中,13:41:17 左右,由于华锦风电场投入 15 Mvar 电容器^[13],各关键风电场 35 kV 母线电压上升,但随后电压持续上升大约 6 s 的时间,到 13:41:23

时,一部分风机已因高电压脱网,电压进一步上升,最终造成大面积的风机高电压脱网事故。可以看出,分析电压的第一次爬升过程是分析整个事故过程的关键。而图 4 中各关键风电场的无功源在此过程中的典型控制方式如下。

a. DFIG 恒无功控制。

察北站下的中宝风电场在事故中主要的动态无功补偿装置为 DFIG,从图 4(a)中可以看出场内风电机组在电压第一次爬升过程中处于定感性无功状态,整个风电场出口处呈现容性。

b. SVG 恒无功控制。

图 4(b)中乌登山风电场内的动态无功源有 SVG 和风机 2 种,在电压第一次爬升过程中,SVG 与风机均保持定感性无功控制,且风电场出口处呈现感性。

c. 高压侧恒感性无功控制。

图 4(c)中坝头风电场在电压第一次爬升过程中,其送出线路上的无功始终保持在 -5 Mvar 左右,说明风电场内无功补偿装置采用了送出线路高压侧恒无功控制。

上面所列出的关键风电场内的动态无功补偿装置在电压第一次爬升过程中均没有发挥其动态电压支撑能力,虽然在电压开始第二次爬升后转换控制模式,但由于动作较晚,没能阻止事故的恶化。

结合上面对事故中关键风电场典型控制的分析,发现文献[10]中的分析存在以下 2 个问题。

a. 仅考虑风电场 SVC 的动态行为,且区内各风电场均采用 SVC 感性支路恒无功控制方式。但从实际风电场的 PMU 数据来看,事故发生前风电场动态无功设备主要为 DFIG,还有一部分风电场投有 SVG。

b. 仅把动态无功补偿装置的感性无功投入量作为导致电压灵敏度增大的因素,且分析过程假定初始场内投入电容器容量与动态无功补偿装置感性支路无功投入量相等。然而事故发生前,风电场实际投入的电容器容量并不符合这一条件。如采用高压侧恒无功控制的坝头风电场,由于其事故前电容器均未投入,风电场处高压侧送出线路相当于恒感性无功控制方式。因此,为更明确地了解事故的原因,有必要对风电场高压侧、风电机组及 SVG 的感性恒无功控制及其内在影响因素展开进一步分析。

2 风电汇集地区电压灵敏度

2.1 恒无功控制与电压灵敏度

关于 SVC 感性支路恒无功控制对电压灵敏度的影响已有分析,本文不再赘述,重点研究 DFIG 及 SVG 的恒无功控制对电压灵敏度的影响。由于两者

均基于电压源换流器(VSC)的原理^[14-15]来吸收或发出无功,因此可以分析其中一种的特性。本文选取静止同步补偿器(STATCOM)作为研究对象。

STATCOM 与系统之间的无功交换原理如图 5 所示。当 $I > 0$ 时,STATCOM 吸收无功,反之 STATCOM 发出无功,其中 I 在额定的最大容性和感性范围内由 STATCOM 控制器独立控制^[16-17],根据这些特性,可建立含有 STATCOM 的简单汇集系统模型。



图 5 STATCOM 与系统无功交换图
Fig.5 Reactive-power exchange between STATCOM and power system

图 6 给出含有 STATCOM 的简单风电汇集系统图。其中, X_s 、 X_L 和 X_T 分别为系统电抗、输电线路电抗、升压变压器电抗,则风电场到系统的总电抗可由 X 表示, $X = X_s + X_L + X_T$; I 为 STATCOM 向系统提供的无功电流; P 和 Q 分别为风电场内所有风机发出的有功和无功。图中所有量均用标么值表示。

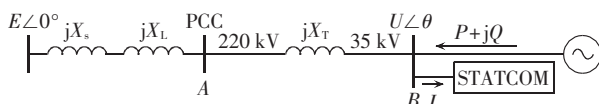


图 6 含有 STATCOM 的简单风电汇集系统图
Fig.6 Diagram of simplified wind power integration system including STATCOM

根据图 6,写出含有 STATCOM 的潮流方程式为:

$$\begin{aligned} P &= \frac{EU}{X} \sin \theta \\ Q &= \frac{-EU}{X} \cos \theta + \left(\frac{1}{X} - B_c \right) U^2 + IU \end{aligned} \quad (1)$$

为了分析方便,假设风电场内所有风机均以恒功率因数 1 运行,且发出有功恒定,式(1)可整理为:

$$\begin{aligned} (1 - B_c X)^2 U^4 + 2IX(1 - B_c X)U^3 + \\ (I^2 X^2 - E^2)U^2 + P^2 X^2 = 0 \end{aligned} \quad (2)$$

利用式(2)可得 STATCOM 无控制时的 $\partial U / \partial B_c$ 与 $\partial U / \partial Q$ 为:

$$\begin{cases} \frac{\partial U}{\partial B_c} = \frac{U^3 X(1 - B_c X) + U^2 I X^2}{2(1 - B_c X)^2 U^2 + 3IUX(1 - B_c X) + I^2 X^2 - E^2} \\ \frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{UX(1 - B_c X) + I X^2}{2(1 - B_c X)^2 U^2 + 3IUX(1 - B_c X) + I^2 X^2 - E^2} \end{cases} \quad (3)$$

STATCOM 采用恒无功控制时, $Q_{\text{STAT}} = IU$ 恒定,将其代入式(3),分别求得此条件下的 $\partial U / \partial B_c$ 与 $\partial U / \partial Q$ 为:

$$\begin{cases} \frac{\partial U}{\partial B_c} = \frac{U^3 X(1 - B_c X) + U^2 I X^2}{2(1 - B_c X)^2 U^2 + 2IUX(1 - B_c X) - E^2} \\ \frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{UX(1 - B_c X) + I X^2}{2(1 - B_c X)^2 U^2 + 2IUX(1 - B_c X) - E^2} \end{cases} \quad (4)$$

通过比较式(3)、式(4)的大小可比较 STATCOM

在 2 种控制方式下的无功-电压灵敏度,由于式(3)和(4)中 $\partial U / \partial Q$ 的表达式的区别仅为分母的不同,因此,用式(3)分母减式(4)中的分母,可得:

$$IX[U + (I - UB_C)X] \quad (5)$$

当 $I > 0$ 时,式(5)恒大于 0,这表明 SVG 与 SVC 的动态行为^[10]类似,即当其初始处于吸收感性无功状态时,采用恒无功控制将会增大母线的无功-电压灵敏度。

2.2 电压灵敏度影响因素

在 2.1 节的基础上,进一步分析风电汇集地区电压灵敏度的影响因素。风机或 STATCOM 采用恒无功控制时电压灵敏度增大程度已由式(5)给出,而 SVC 在此控制方式下所导致的电压灵敏度增大程度由式(6)^[10]表示。

$$2U^2 B_L [1 + (B_L - B_C)X]X \quad (6)$$

从式(5)、式(6)可以看出,影响电压灵敏度增大程度的因素可归结为 3 个:初始时的感性无功量(B_L 或 I)、投入的电容量(B_C)以及风电场与系统之间的等效电抗(X)。因此,可以将式(5)、式(6)表示为 $f_1(B_C, I, X)$ 及 $f_2(B_C, B_L, X)$,对两表达式分别关于 B_C 、 B_L 和 X 求导,即得到这 3 个因素与无功-电压灵敏度增大程度之间的关系,如式(7)~(9)所示。

$$\begin{cases} \frac{df_1(B_C)}{dB_C} = -IX^2 \\ \frac{df_2(B_C)}{dB_C} = -2U^2 B_L X^2 \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} \frac{df_1(I)}{dI} = X[U + (2I - UB_C)X] \\ \frac{df_2(B_L)}{dB_L} = 2U^2 X[1 + X(2B_L - B_C)] \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \frac{df_1(X)}{dX} = I[U + 2X(I - UB_C)] \\ \frac{df_2(X)}{dX} = 2U^2[1 + 2(B_L - B_C)] \end{cases} \quad (9)$$

从式(7)~(9)中可以看出:若 DFIG 及 SVG 或 SVC 采用恒感性无功控制,则式(7)恒小于 0,式(8)大于 0,这说明风电场内动态无功补偿装置在此种控制方式下,受到电容扰动时,其初始的感性无功投入量越大,场侧母线无功-电压灵敏度的增大程度也越大;相反,若场内初始投入的电容器容量越大,则场侧母线无功-电压灵敏度的增大程度越小;此外,式(9)表明,风电场母线短路容量比^[18]较小的无功-电压灵敏度比短路容量比较大的无功-电压灵敏度上升得更为严重。

3 仿真实验

3.1 简单系统仿真

以冀北地区某 2 座风电场作为研究对象,构建

如图 7 所示系统,两风电场内风机为双馈风机,功率因数均为 1。其中,风电场 1 内装有动态无功补偿装置 SVC,风电场 2 内仅投有电容器,两者分别经过 X_{L1} 、 X_{L2} 接入系统, $X_{L1} = X_{L2} = 0.01$ p.u.; X_S 为风电场与系统之间的等值电抗, $X_S = 0.2$ p.u.; 变压器电抗 $X_{T1} = X_{T2} = 0.09$ p.u.。系统基准容量为 100 MW,用 PSS/E 仿真以下 3 种情况,分析在风电场 2 投入容量为 10 Mvar 的电容器(图 7 中 B_{C3})后,其 35 kV 母线电压的变化情况。

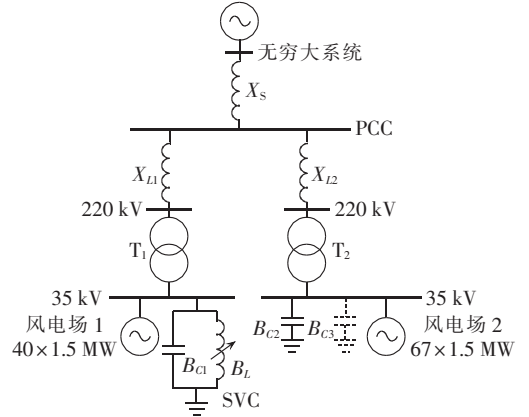


图 7 简单系统仿真图

Fig.7 A simple system for simulation

仿真 1:风电场 1 高压侧即出口处采用恒无功控制,且其初始无功分别为 -5 Mvar、-10 Mvar 及 5 Mvar。

图 8 给出在上述条件下,风电场 2 投入电容器后,其 35 kV 母线电压的变化曲线(电压为标幺值,后同)。从图中可以看出,当风电场 1 高压侧出口处呈感性时,风电场 2 投入电容后,其 35 kV 母线电压除受到电容影响外,在 SVC 控制方式的影响下继续上升,且上升程度随初始状态风电场出口处感性无功的增大而增大,而当风电场 1 高压侧出口处呈容性时,SVC 的此种控制方式使风电场 2 的 35 kV 母线电压降低。

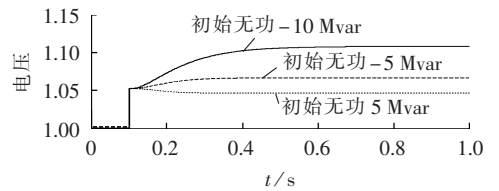


图 8 仿真 1 中风电场 1 的 35 kV 母线电压

Fig.8 35 kV bus voltage of wind farm 1 in Simulation 1

仿真 2:风电场 1 内 SVC 采用感性支路恒无功控制,对下面 2 种情况进行仿真:① SVC 初始感性无功为 -10 Mvar,场内投有 5 Mvar 电容器;② SVC 初始感性无功为 -10 Mvar,场内投有 15 Mvar 电容器。

图 9 给出风电场 2 投入电容器后,其 35 kV 母线电压在以上 2 种情况下的变化情况。可以看出,

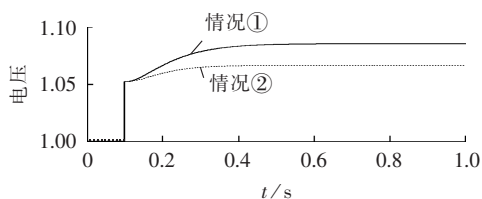


图 9 仿真 2 中风电场 1 的 35 kV 母线电压

Fig.9 35 kV bus voltage of wind farm 1 in Simulation 2

在初始 SVC 感性支路无功相等的情况下,若初始场内所投电容器容量不同,受到电容扰动后,风电场 2 的 35 kV 母线电压上升程度也不同,如果初始时场内所投电容器容量较大,其母线电压上升程度则较小。

仿真 3:在仿真 1 的基础上,令 X_s 分别为 0.09 p.u.、0.15 p.u. 和 0.2 p.u. 时,在受到电容扰动后,风电场 2 的 35 kV 母线电压变化曲线如图 10 所示,其中 $X_s=0.2$ p.u. 时电压上升的曲线与图 8 中电压上升最严重的曲线相对应。图 10 说明在相同工况下,当风电场母线短路容量比变小即系统变弱时,在受到电容扰动后,电压上升幅度变大。

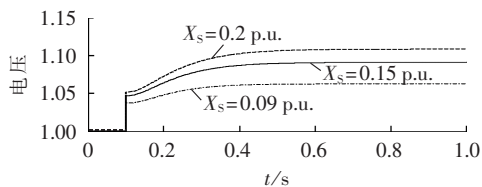


图 10 仿真 3 中风电场 1 的 35 kV 母线电压

Fig.10 35 kV bus voltage of wind farm 1 in Simulation 3

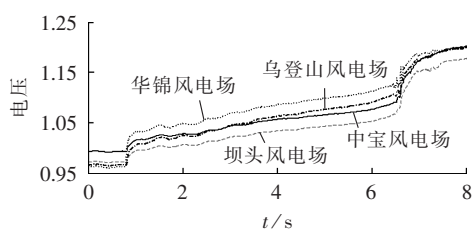
上述的仿真验证了第 2 节所得结论的正确性,下面利用这些结论,仿真复现沽源地区“5.14”事故。

3.2 沽源地区“5.14”事故仿真

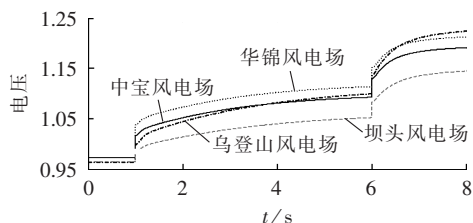
本文在 PSS/E 中按图 1 搭建沽源地区仿真模型,区内风机为双馈风机,具有无功调节能力且配有 1.1 倍过电压保护。区内风电场无功补偿装置根据事故前的实际情况来进行配置,其中乌登山与中宝风电场中风机均采用恒感性无功控制,且前者出口处呈感性,后者出口处呈容性,而坝头风电场采用高压侧恒感性无功控制。

华锦风电场投入 15 Mvar 电容器后,区内关键风电场电压的实际曲线与仿真曲线分别如图 11(a)、(b)所示,事故前两阶段关键风电场的无功仿真曲线如图 12 所示。

华锦风电场投入电容器后,在上述所分析的无功补偿装置控制方式及初始状态的影响下,区内各风电场电压上升,其中义缘站下的风电场 35 kV 母线电压达到 1.1 p.u. 后部分风机脱网,引起其他汇集站下的风电场 35 kV 母线电压也达到 1.1 p.u.,造成区内风机因高电压大面积脱网。对比图 11(a)、(b)



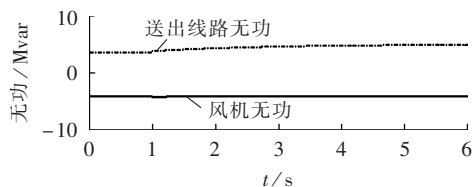
(a) 事故中典型风电场 35 kV 母线电压实际曲线



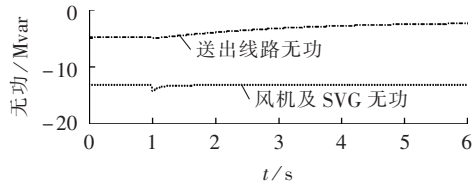
(b) 事故中典型风电场 35 kV 母线电压仿真曲线

图 11 关键风电场 35 kV 母线电压

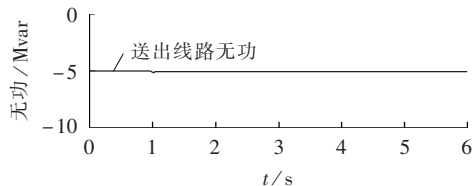
Fig.11 35 kV bus voltages of key wind farms



(a) 事故中中宝风电场无功仿真曲线



(b) 事故中乌登山风电场无功仿真曲线



(c) 事故中坝头风电场无功仿真曲线

图 12 关键风电场无功仿真曲线

Fig.12 Simulative reactive-power curves of key wind farms

及图 4、12 可以看出,在华锦风电场投入电容器后,区内典型风电场的电压、无功实际曲线和仿真曲线变化趋势几乎是相同的,说明仿真能够体现事故前两阶段风电场的动态过程。

4 结论

本文以张北沽源地区“5.14”事故为背景,通过区内 PMU 数据分析,指出目前对事故第二阶段的原因分析中未考虑风电场实际的动态行为,然后基于无功-电压灵敏度法推导 DFIG 及 SVG 恒无功控制

方式的无功-电压灵敏度,并详细探讨系统中动态无功源的初始容性无功、初始感性无功和短路容量对电压灵敏度的影响,得到以下结论:

a. DFIG、SVG 及 SVC 采用恒感性无功控制时,受到电容扰动后均会增大母线无功-电压灵敏度,其增大程度随动态无功源初始容性无功、系统短路容量比的增大而减小,随动态无功源初始感性无功的增大而增大;

b. 并网点距离系统较远、动态无功补偿装置采用恒感性无功控制且场内投入电容器容量较小的风电场可能是使此次事故恶化的重要原因之一。

根据以上结论,提出针对此次事故的3点建议:一是可以加强汇集系统的网架结构,增大风电场母线的短路容量比;二是应加强风电场内的动态无功补偿装置或风机的动态电压支撑能力,在电压超过其设定限值时能迅速转换无功控制方式;三是采用恒无功控制方式的风电场初始时若投有一定容量的电容器,将能减小受到电容扰动后的风电场无功-电压灵敏度的增大程度。

参考文献:

- [1] 吴涛. 风电并网及运行技术[M]. 北京:中国电力出版社,2013:15-16.
- [2] 李国庆,刘玢,陈厚合. 大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):1-6.
LI Guoqing,LIU Bin,CHEN Houhe. CBM calculation model for power system with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(7):1-6.
- [3] 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.
- [4] 栗然,唐凡,刘英培,等. 双馈风电场新型无功补偿与电压控制方案[J]. 中国电机工程学报,2012,32(19):16-23.
LI Ran,TANG Fan,LIU Yingpei,et al. The new double-fed wind farm reactive power compensation and voltage control scheme[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(19):16-23.
- [5] 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,MU 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.
- [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] 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[J]. 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.
- [8] 向昌明,范立新,蒋一泉,等. 风电场内风电机组连锁脱网机理与低电压穿越能力研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(12):91-97.
XIANG Changming,FAN Lixin,JIANG Yiquan,et al. Analysis of cascading trip-off mechanism and low voltage ride through capability of wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(12):91-97.
- [9] 徐峰达,郭庆来,孙宏斌,等. 多风场连锁脱网过程分析与仿真研究[J]. 电网技术,2014,38(6):26-31.
XU Fengda,GUO Qinglai,SUN Hongbin,et al. Analysis and simulation research on cascading trips of multiple wind farms[J]. Power System Technology,2014,38(6):26-31.
- [10] 谢欢,吴涛,赵亚清,等. 计及动态无功控制影响的风电汇集地区高压脱网原因分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(4):19-25.
XIE Huan,WU Tao,ZHAO Yaqing,et al. Analysis on high-voltage trip-off causation of dense wind power areas considering impact of dynamic reactive power control[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(4):19-25.
- [11] 赵亚清,刘青,谢欢,等. 考虑源网协调的风电场动态无功补偿装置控制策略研究[J]. 电力自动化设备,2015,35(8):118-123.
ZHAO Yaqing,LIU Qing,XIE Huan,et al. Research on control strategy of dynamic reactive power compensator in wind farm considering the source-grid coordination[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(8):118-123.
- [12] 陈惠粉,乔颖,闵勇,等. 风电场动态无功补偿协调控制策略[J]. 电网技术,2013,37(1):248-254.
CHEN Huifen,QIAO Ying,MIN Yong,et al. Study on coordinated control strategy of dynamic and static reactive compensation in wind farm[J]. Power System Technology,2013,37(1):248-254.
- [13] 杨金刚,吴林林,刘辉,等. 大规模风电汇集地区风电机组高压脱网机理[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.
- [14] RAO P,CROW M L,YANG Z P. STATCOM control for power system voltage control applications[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2000,15(4):1311-1317.
- [15] ENGELHARDT S,ERLICH I,FELTES C,et al. Reactive power capability of wind turbines based on doubly fed induction generators[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2011,26(1):364-372.
- [16] 徐政. 基于晶闸管的柔性交流输电控制装置[M]. 北京:机械工业出版社,2009.
- [17] 邓家泽,王奔,黄崇鑫,等. 基于晶闸管 STATCOM 的无功补偿控制[J]. 电网技术,2009,33(1):48-51.
DENG Jiaze,WANG Ben,HUANG Chongxin,et al. Reactive power compensation control based on thyristor based STATCOM[J]. Power System Technology,2009,33(1):48-51.

- [18] 林伟芳,汤涌,郭小江. 多馈入交直流系统短路比影响因素分析[J]. 电网技术,2011,35(8):64-68.

LIN Weifang,TANG Yong,GUO Xiaojiang. Analysis of influencing factors of short circuit ratio of multi-infeed AC/DC power systems[J]. Power System Technology,2011,35(8):64-68.

作者简介:

周红婷(1990—),山东莱芜人,硕士研究生,研究方向为



周红婷

电力系统稳定分析(E-mail:bleachwin2014@163.com);

谢欢(1979—),湖南衡阳人,高级工程师,博士,研究方向为电力系统稳定分析(E-mail:xiaosan_616@aliyun.com);

吴涛(1968—),陕西西安人,高级工程师,博士,研究方向为电力系统稳定分析(E-mail:mrwutao0619@sina.com)。

Analysis and simulation of wind farm dynamic behavior in high-voltage trip-off accident of Zhangbei

ZHOU Hongting¹,XIE Huan²,WU Tao²,SONG Wei¹,FAN Weijie³,LI Changyu²,XIA Xue²

(1. College of Electrical and Electronic Engineering,North China Electric Power University,Baoding 071003,China;

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

3. Beijing Electric Power Transmission and Transformation Company,Beijing 102401,China)

Abstract: Based on the var-voltage sensitivity analysis with the consideration of dynamic var control,the dynamic behavior of wind farms in “5.14” high-voltage cascading trip-off accident of Zhangbei and its influencing factors are analyzed in detail for different control modes of in-farm var sources,such as the constant var control of sending line,DFIG(Doubly-Fed Induction Generator) and SVG(Static Var Generator). It is concluded that,the constant inductive var control of DFIG and SVG may also increase the var-voltage sensitivity of wind farm bus,depending on the initial inductive var,capacitive var and short-circuit capacity ratio of wind farms. According to “5.14” accident,the influence of capacitor disturbance on farm-side 35 kV bus voltage of a simple system is simulated and analyzed by PSS/E for different control modes and initial states of wind farms and the simulative results verify the rationality of the obtained conclusion.

Key words: wind farms; dynamic behavior; high-voltage trip-off; constant var control; var-voltage sensitivity; stability; sensitivity analysis

(上接第 53 页 continued from page 53)

bifurcation of large-scale grid-connected PV system[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):17-23.

作者简介:

胡应宏(1981—),男,四川眉山人,高级工程师,博士后,研究方向为高压直流输电、新能源并网稳定与控制(E-mail:factshu@163.com);



胡应宏

余志森(1980—),男,广东肇庆人,高级工程师,硕士,主要从事带电作业工作;

邓春(1971—),男,湖南长沙人,高级工程师,硕士,主要从事高压设备诊断与测试、管理工作。

Cause of generator startup failure during black-start of national wind/photovoltaic/energy-storage pilot station and its countermeasure

HU Yinghong^{1,2},YU Zhisen^{1,2},DENG Chun^{1,2},WANG Jingsong^{1,2},LI Yu^{1,2}

(1. North China Electric Power Research Institute Co.,Ltd.,Beijing 100045,China;

2. Electric Power Research Institute of State Grid Jibei Electric Power Company,Beijing 100045,China)

Abstract: The grid-connection process of wind turbine during the black-start of a wind/photovoltaic/energy-storage station is analyzed. The cause of energy-storage converter trip due to the wind turbine startup is emphatically analyzed and the black-start process with wind turbine is simulated,which verifies that,the wind turbine startup overcurrent due to the lack of proper soft-startup process results in the black-start failure. The control strategy for the soft-startup of DC voltage is proposed for the black-start with wind turbine,which is verified by simulation,showing that the startup overcurrent of wind turbine converter is effectively avoided.

Key words: black-start; permanent magnet direct-drive generator; wind/photovoltaic/energy-storage power station; energy-storage converter; wind power; grid-connection; soft-startup