

含大规模风电的电网 AVC 研究与应用

于 汀^{1,2}, 蒲天骄², 刘广一², 常喜强³, 韩 巍², 张 昭⁴

(1. 四川大学 电气信息学院, 四川 成都 610065;

2. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 3. 国网新疆电力公司, 新疆 乌鲁木齐 830002;

4. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘要: 为满足大规模风电集中接入下电网无功电压的控制要求, 在电网自动电压控制(AVC)的基础上, 研究实现风电区域无功电压的控制方法。首先改进传统支路电压稳定指标, 建立仅依赖支路电压相量的在线静态电压稳定指标。在此基础上根据短期风功率变化趋势, 分别建立考虑风电区域电压稳定的全网 AVC 联合优化模型和协调校正模型, 并提出基于超短期风功率预测结果的风电并网点电压质量控制策略。应用于新疆电网的实际效果表明, 所提出的无功电压控制方法在实现降低系统网损、维持负荷中心区域电压合格的同时, 还有效地改善了风电区域的电压稳定性, 提高了风电并网点的电压质量。

关键词: 风电; 电压控制; 稳定; 优化; 协调校正; 风功率预测; 电压质量

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.10.012

0 引言

近年来, 随着风电技术的不断发展, 我国风电并网发电量增长迅速。然而, 由于风电场远离负荷中心, 且接入地区的电网架构薄弱, 风电场大规模集群式并网发电时难以获得有效的无功支撑, 电压稳定问题突出^[1-3]。另外, 由于风电功率的波动性强, 易引起风电并网点电压越限^[4-5], 导致电压考核中的不合格节点多出现在风电区域内。所以大规模风电集中接入电网时, 改善风电区域的电压稳定性和电压质量是电网无功电压控制的重要任务。

自动电压控制 AVC(Automatic Voltage Control) 是电网无功电压管理的重要技术手段, 现已被广泛应用。AVC 系统通过调节电网中的无功电压设备, 优化电网无功潮流分布, 在保证电压合格的基础上实现降低网损^[6-10]。但需指出, 目前 AVC 系统对电网中风电区域的无功电压控制考虑不足, 主要体现如下。

a. AVC 通常仅以降低网损作为单一目标实施无功优化, 并未涉及对电网电压稳定性的控制。

b. AVC 通常根据电网负荷的变化趋势, 按照逆调压原则控制各节点电压, 从而保证电压质量。但风电区域内负荷水平偏低, 电网负荷变化对风电区域电压的影响不大, 所以逆调压方式并不能直接用于风电区域节点电压的控制。

可见, 不能简单地将风电场按常规厂站的方式接入电网 AVC 系统进行控制, 而需要在电网 AVC 的

基础上研究实现风电区域的无功电压控制方法。已有学者针对风电场和风电场群研究了电压稳定性及其控制策略^[11-13], 但应用领域只偏重风电区域, 而未能建立起全电网的无功电压优化与电压稳定协调的 AVC 模型, 更没有区分风电区域与负荷中心的无功电压特性, 缺乏改善风电并网点电压质量的有效方法。

本文基于电网 AVC 已有成果, 重点研究风电区域的无功电压控制方法。建立了风电区域与负荷中心联合的全网 AVC 模型, 提出了基于短期和超短期风功率预测的风电区域 AVC 策略。新疆电网的实际应用效果表明, 该方法可有效满足大规模风电接入下电网无功电压的控制要求。

1 风电区域静态电压稳定指标

任何类型的风电场运行时都需要一定的无功支撑, 且所需无功随风电输送功率增加而增加^[14]。在风电功率增加时, 并网点电压逐渐下降, 当风电功率增加到一定程度时, 并网点电压快速趋近于临界崩溃点, 容易造成风电机组的低电压脱网。而在风电功率下降时, 并网点电压逐渐回升, 若无功补偿不能及时退出, 当电压增加到一定程度时, 容易引起风电机组的高电压脱网。所以, 为避免由于电压稳定问题引发风电机组大面积脱网, 需使风电并网点具备一定的电压稳定裕度。

基于潮流解的支路电压稳定指标已用于风电汇集送出系统的无功电压控制^[12]。本文为进一步满足电网 AVC 在线实际应用的要求, 改进传统支路电压稳定指标^[15], 建立仅依赖支路电压相量的电压稳定指标。典型的支路模型如图 1 所示, 图中 U_i 和 δ_i 分别是节点 i 的电压幅值和相角; U_j 和 δ_j 分别是节点 j 的电压幅

收稿日期: 2014-12-22; 修回日期: 2015-08-17

基金项目: 国家电网公司科学技术项目(NY71-14-035)

Project supported by Science and Technology Foundation of SGCC(NY71-14-035)

值和相角; R 和 X 分别是支路电阻和电抗; B 是支路对地电容; I_{ij} 是支路电流; P_i 和 Q_i 分别是节点 i 的有功和无功; P_j 和 Q_j 分别是节点 j 的有功和无功。

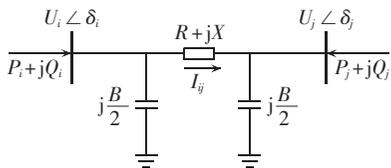


图 1 电网支路模型

Fig.1 Model of power grid branch

对图 1 所示支路模型列写电压方程:

$$U_i = U_j + I_{ij}(R + jX) \quad (1)$$

将式(1)按实部和虚部分别展开后相加得:

$$\left[1 - \frac{B(X-R)}{2}\right] U_j^2 - U_i U_j (\cos \delta_{ij} + \sin \delta_{ij}) + P_j(X+R) + Q_j(X-R) = 0 \quad (2)$$

其中, δ_{ij} 为支路首末端节点的电压相角差。

不发生电压崩溃的条件是式(2)关于 U_j 的一元二次方程式有解, 则由方程解的存在条件 ($\Delta > 0$) 可知静态电压稳定指标 L_u 需满足:

$$L_u = \frac{4 \left[1 - \frac{B(X-R)}{2}\right] [P_j(X+R) + Q_j(X-R)]}{U_i^2 [1 + \sin(2\delta_{ij})]} < 1 \quad (3)$$

可见, 不发生电压崩溃的条件是 $L_u < 1$; 当 $L_u = 1$ 时到达临界电压崩溃点。

考虑到实际应用时, 式(3)指标计算所需的参数过多, 尤其是包含线路阻抗等参数, 容易引入误差, 影响指标精度, 故对其进行变形。将式(2)代入式(3), 并忽略对地电容对指标的微弱影响, 则式(3)可变形如下:

$$L_{\text{upro}} = \frac{4[U_i U_j (\sin \delta_{ij} + \cos \delta_{ij}) - U_i^2]}{U_i^2 [1 + \sin(2\delta_{ij})]} < 1 \quad (4)$$

可见改进后的指标形式简单、计算方便, 同时计及有功和无功对电压稳定性的影响, 只需利用 PMU 量测或状态估计所提供的支路两端电压相量完成计算, 便于与电网 AVC 灵活衔接。

2 计及风电区域电压稳定的电网 AVC 模型

在正常情况下, 电网 AVC 基于状态估计结果进行无功电压优化控制。但当状态估计不收敛时, 电网 AVC 基于量测信息进行无功电压校正控制^[16]。所以, 需在电网 AVC 的 2 种控制模型中分别实现对风电区域电压稳定性的考虑。

2.1 联合优化模型

电网 AVC 的优化模型是以网损最小为目标、安全性为约束的非线性优化问题, 数学上表示为:

$$\min P_{\text{loss}} = \sum_{(i,j) \in L} G_{ij}(U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \delta_{ij})$$

$$\text{s.t. } P_{G,i} - P_{D,i} - U_i \sum [U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})] = 0 \quad i=1, 2, \dots, N$$

$$Q_{G,i} - Q_{D,i} - U_i \sum [U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})] = 0 \quad i=1, 2, \dots, N$$

$$U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max} \quad i=1, 2, \dots, N$$

$$Q_{G_i,\min} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G_i,\max} \quad i \in S_G$$

$$T_{i,\min} \leq T_i \leq T_{i,\max} \quad i \in S_T$$

$$B_{i,\min} \leq B_i \leq B_{i,\max} \quad i \in S_B \quad (5)$$

其中, L 为支路集合; (i, j) 表示任一支路; N 为节点总数; S_G, S_T, S_B 分别为发电机节点、有载调压变压器节点、无功补偿节点的集合; P_{loss} 为网损; G_{ij}, B_{ij} 分别为节点导纳矩阵元素的实部和虚部; $P_{G,i}, Q_{G,i}, P_{D,i}, Q_{D,i}$ 分别为节点 i 的发电机有功、无功及负荷有功、无功; T_i 为第 i 个有载调压变压器档位; B_i 为第 i 个无功补偿量; 下标 \max, \min 分别表示变量的上限和下限。

为在电网 AVC 优化模型基础上增加风电区域电压稳定裕度模型, 本文以风电场汇集站为单位, 根据短期风功率预测结果辨识各汇集站全天输送功率的变化趋势, 并依据所提出的电压稳定指标, 识别输送功率上升时段指标过大的并网输电线路, 以及输送功率下降时段指标过小的并网输电线路。同时将风电场的无功设备与常规厂站的无功设备统一纳入式(5)的约束条件中, 而将并网输电线路的电压稳定指标纳入式(5)的目标函数中, 形成多目标函数为:

$$\min \sum_{(i,j) \in L} G_{ij}(U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos \delta_{ij}) + \sum_{m \in W_R} L_{\text{upro}}^m + \sum_{n \in W_D} \frac{1}{L_{\text{upro}}^n} \quad (6)$$

其中, L_{upro} 为本文提出的电压稳定指标, 上标 m 代表越上限的电压稳定指标, 上标 n 代表越下限的电压稳定指标; W_R 为输送功率上升时电压稳定指标过大的汇集站集合; W_D 为输送功率下降时电压稳定指标过小的汇集站集合。

式(6)的物理意义是指电网 AVC 实现降低网损的同时, 在风电上升阶段提高电压稳定薄弱区域的裕度, 防止风电机组低电压脱网; 在风电下降阶段降低无功补偿水平, 防止风电机组高电压脱网。

2.2 协调校正模型

电网 AVC 的校正模型是当优化模型失效时的备用模型, 主要目的是利用最小的无功调整量校正越限的节点电压, 同时不引起其他节点电压越限, 其数学模型如下所示:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{k \in N_{\text{vad}}} |U_k - U_{\text{lim}} + C_U \Delta Q|^2 \\ \text{s.t. } & U_{i,\min} \leq U_i + C_U \Delta Q \leq U_{i,\max} \\ & Q_{G_i,\min} \leq Q_{G,i} + \Delta Q \leq Q_{G_i,\max} \end{aligned} \quad (7)$$

其中, N_{vad} 为电压越限节点集合; U_{lim} 为电压限值; ΔQ 为无功调节量; C_U 为电压对无功的灵敏度。

对风电区域电压稳定裕度的校正控制需基于电压稳定指标对无功的灵敏度,其完整表达式为:

$$\frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial Q_{G,i}} = \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial U_i} \frac{\partial U_i}{\partial Q_{G,i}} + \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial \delta_i} \frac{\partial \delta_i}{\partial Q_{G,i}} + \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial U_j} \frac{\partial U_j}{\partial Q_{G,i}} + \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial \delta_j} \frac{\partial \delta_j}{\partial Q_{G,i}} \quad (8)$$

考虑到输电网电压相角与有功功率的强耦合关系,则对于给定的电网断面,AVC 进行电压稳定裕度控制时可将电压相角视为常量,则将式(8)化简为:

$$\frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial Q_{G,i}} = \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial U_i} \frac{\partial U_i}{\partial Q_{G,i}} + \frac{\partial L_{\text{upro}}}{\partial U_j} \frac{\partial U_j}{\partial Q_{G,i}} \quad (9)$$

根据风电场汇集站输送功率的变化趋势,利用式(9)实现校正过大或过小的电压稳定指标,并将其补充到电网 AVC 校正模型中,则式(7)变为:

$$\begin{aligned} \min \sum_{k \in N_{\text{bal}}} |U_k - U_{\text{lim}} + C_U \Delta Q|^2 + \sum_{m \in W} |L_{\text{upro}}^m - L_{\text{lim}} + C_L \Delta Q|^2 \\ \text{s.t. } U_{i,\min} \leq U_i + C_U \Delta Q \leq U_{i,\max} \\ L_{\min} \leq L_{\text{upro}} + C_L \Delta Q \leq L_{\max} \\ Q_{G_i,\min} \leq Q_{G,i} + \Delta Q \leq Q_{G_i,\max} \end{aligned} \quad (10)$$

其中, L_{upro} 为本文提出的电压稳定指标; W 为风电场汇集站输送功率变化过程中越限的电压稳定指标集合; L_{lim} 为电压稳定指标限值; C_L 为电压稳定指标对无功的灵敏度; L_{\max} 和 L_{\min} 分别为电压稳定指标的控制上、下限值。

式(10)的物理意义是以最小的无功调整量校正电网中越限的节点电压和不安全的风电区域电压稳定裕度,同时不能引起新的电压安全和电压稳定问题。

3 计及风电区域电压特性的电网 AVC 策略

风电区域与电网负荷中心的无功资源相同,其不同无功设备间的协调控制、厂站间的协调控制,可基于电网 AVC 的现有成果实现^[17-18]。本节主要针对风电并网点与负荷中心节点电压特性的不同,提出风电并网点的电压控制方法,完善电网 AVC 策略体系。

将电网中的所有节点分群,即为负荷中心节点和风电区域节点。负荷中心节点按照逆调压原则,结合系统负荷变化趋势,在负荷上升时抬高电压、负荷下降时拉低电压,使节点电压远离限值边界,避免正常的负荷波动引起节点电压越限^[19]。

风电区域内的中枢节点是风电场汇集站高压侧母线(即风电并网点),其电压主要由风电输送功率影响。故仍以各风电场汇集站为单位,根据超短期风功率预测结果,计算下一时刻(15 min 后)风电场汇集站输送功率水平,定量预判风电并网点电压的变化程度。

风电并网点线路(i, j)的输电功率 P_{ij} 计算方法为:

$$P_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - U_i^2 G_{ij} \quad (11)$$

所以,其对风电并网点 i 电压的灵敏度为:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - 2U_i G_{ij} \quad (12)$$

基于超短期风功率预测结果,统计风电场汇集站所辖全部风电场未来 15 min 的风电功率变化量,可知风电场汇集站输送功率的变化量 ΔP_{ij} ,并根据式(12)的灵敏度计算风电并网点的电压变化量 ΔU_i 为:

$$\Delta U_i = \Delta P_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial P_{ij}} \quad (13)$$

根据风电输送功率的升降方向,将 ΔU_i 与风电并网点电压限值相叠加,如下所示:

$$\begin{cases} U_{i,\min}^{\text{pro}} = U_{i,\min} + \Delta U_i & P_{ij} \geq 0 \\ U_{i,\max}^{\text{pro}} = U_{i,\max} - \Delta U_i & P_{ij} < 0 \end{cases} \quad (14)$$

其中, $U_{i,\min}^{\text{pro}}, U_{i,\max}^{\text{pro}}$ 为修正后的风电并网点电压限值。

通过动态地修正电压限值,可以使得:当风电输送功率增加时,电网 AVC 主动增加无功补偿;当风电输送功率降低时,电网 AVC 主动退减无功补偿。避免了因风电功率的波动性造成并网点电压被动越限,在提高风电区域电压合格率的同时,还可减小电压的日波动幅度。

4 应用效果分析

目前基于本文方法研发的 AVC 系统已在新疆电网实现闭环控制,效果显著。

4.1 电压稳定指标验证及阈值设置

当无功补偿固定而不断加大风电送出功率时,在电压崩溃点处,新疆部分风电汇集站并网点送线路的电压稳定指标如表 1 所示。

表 1 电压崩溃点时的电压稳定指标
Table 1 Voltage stability index of lines at voltage collapse point

线路	风电汇集站送出线路	电压稳定指标
1	黄沟东—山北变	0.964
2	柴窝堡西—达坂城变	0.958
3	小草湖北—小草湖变	0.972
4	烟墩南—烟墩变	0.943

在风电送出功率不断加大的过程中,表 1 中各线路的电压稳定指标变化如图 2 所示。

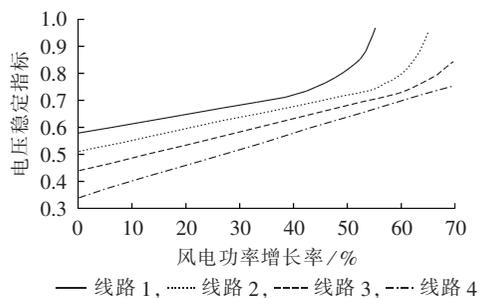


图 2 电压稳定指标变化曲线

Fig.2 Variation curve of voltage stability index

综合上述图表可见,虽然电压稳定指标值在崩溃点处并不严格为 1,这与指标的适应性有关^[20],但其仍能较好地反映电压稳定裕度随风电送出功率的变化规律,且指标在 0.7 以下具有较好的线性度。考虑到电网 AVC 对风电区域无功电压控制的主要目的是保留一定的稳定裕度、预防电压失稳,故在实际应用时可将指标上限值设为 0.65。

另一方面,通过对历史运行数据进行统计分析,表 1 中各风电汇集站的并网点电压越上限或接近上限时,电压稳定指标值普遍低于 0.12。故在实际应用时为保留一定的安全裕度,可将指标下限值设为 0.15。

4.2 电压稳定控制效果

为验证实际效果,在风电功率开始上升之前,先将全网风电场退出 AVC 远方控制。在风电功率开始上升后的某时刻,再将风电场全部投入。此时,哈密地区黄沟东汇集站和乌鲁木齐地区柴窝堡西汇集站的电压稳定指标偏高,经 2 个 AVC 周期后(每周期为 5 min),控制效果如表 2—4 所示。

表 2 风电上升时段电网控制效果

Table 2 Control effect of power grid for increasing wind power period

运行指标	初始态	第 1 周期	第 2 周期
系统网损/MW	147.32	147.15	146.99
全网电压合格率/%	100	100	100

表 3 黄沟东风电场汇集站控制效果

Table 3 Control effect of Huanggou East wind farm collection station

运行指标	初始态	第 1 周期	第 2 周期
电压稳定指标	0.692	0.675	0.638
风电并网点电压/kV	227.6	228.9	230.7

表 4 柴窝堡西风电场汇集站控制效果

Table 4 Control effect of Chaiwopu West wind farm collection station

运行指标	初始态	第 1 周期	第 2 周期
电压稳定指标	0.663	0.646	0.648
风电并网点电压/kV	229.8	231.1	231.0

从控制效果知,在 2 个 AVC 周期内,系统网损共下降了 0.33 MW,全网电压合格率始终维持在 100%。黄沟东汇集站在第 2 个 AVC 周期后电压稳定指标下降到 0.65 以下,并网点电压升高了 3.1 kV。柴窝堡西汇集站在第 1 个 AVC 周期后电压稳定指标就回落到 0.65 以下,并网点电压升高了 1.3 kV,而在第 2 个 AVC 周期内,由于其电压稳定指标已经合格,故未进行控制。但随着风电功率的升高,电压稳定指标略有增长,并网点电压也小幅下滑了 0.1 kV。

为验证风电下降时段的控制效果,在风电功率下降时段的某时刻,将全部风电场投入 AVC 远方控制,此时吐鲁番地区小草湖北汇集站的电压稳定指标偏

低,经 2 个 AVC 周期后,控制效果如表 5、6 所示。

表 5 风电下降时段电网控制效果

Table 5 Control effect of power grid for decreasing wind power period

运行指标	初始态	第 1 周期	第 2 周期
系统网损/MW	169.74	169.55	169.28
全网电压合格率/%	100	100	100

表 6 小草湖北风电场汇集站控制效果

Table 6 Control effect of Xiaocaohu North wind farm collection station

运行指标	初始态	第 1 周期	第 2 周期
电压稳定指标	0.125	0.147	0.179
风电并网点电压/kV	237.8	236.9	235.4

从控制效果可知,在 2 个 AVC 周期内,系统网损下降 0.46 MW,全网电压合格率维持在 100%。小草湖北汇集站电压稳定指标在第 2 个 AVC 周期后回升到了 0.15 以上,并网点电压也降低了 2.4 kV。

综上,电网 AVC 可在风电上升阶段及时提供无功支撑,在风电下降阶段及时减少无功补偿,有效地改善了风电区域的电压稳定性。

4.3 电压质量控制效果

新疆电网 AVC 投运以来,负荷中心区域内的电压合格率较高,本节重点对比风电场接入 AVC 系统前后的控制效果。

以电压质量问题较为突出的哈密地区烟墩南汇集站为例,对比分析其接入新疆电网 AVC 前后的控制效果,如图 3 所示。

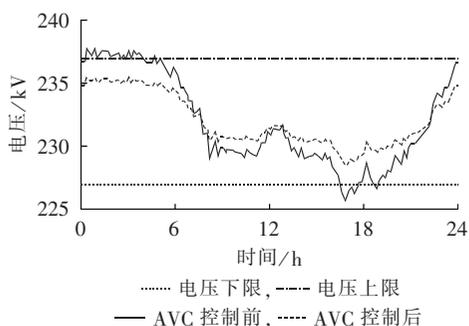


图 3 烟墩南风电场汇集站电压变化曲线

Fig.3 Voltage curve of Yandun South wind farm collection station

由图可知,在接入新疆电网 AVC 前,烟墩南汇集站并网点电压在部分时间段内处于越限状态,且全天的电压波动幅度较大(超过了 10 kV)。而在接入新疆电网 AVC 后,并网点电压始终被控制在电压限值范围内,且距电压限值边界有一定裕度,全天的电压波动幅度也较之前有了较大幅度减小。

5 结论

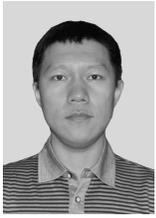
本文基于电网 AVC 的已有基础,研究大规模风

电集中接入下的电网无功电压控制方法。建立了考虑风电区域电压稳定裕度的全网 AVC 模型,提出了提高风电并网点电压质量的控制策略,并投入新疆电网闭环运行。实际效果表明,该方法考虑了风电区域与负荷中心不同的无功电压特性,在提高全网电压质量的同时,既降低了系统网损,又保证了风电区域的电压稳定裕度,实现了风电高渗透率电网的安全、稳定和经济运行。

参考文献:

- [1] 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):15-20.
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): 15-20.
- [2] 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.
- [3] 王成福,梁军,冯红霞,等. 故障时刻风电系统无功电压协调控制策略[J]. 电力自动化设备,2011,31(9):14-18.
WANG Chengfu, LIANG Jun, FENG Hongxia, et al. Coordinated var-voltage control during fault of wind power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(9): 14-18.
- [4] 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.
- [5] 陈惠粉,乔颖,闵勇,等. 风电场动静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.
- [6] 唐茂林,庞晓艳,李旻,等. 计及梯级电站的省地一体化 AVC 系统研究及实现方案[J]. 电力自动化设备,2009,29(6):119-122.
TANG Maolin, PANG Xiaoyan, LI Min, et al. Integrative AVC system of provincial-regional grid with cascade hydropower stations[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(6): 119-122.
- [7] 陈江澜,汤卫东,肖小刚,等. 华中电网协调电压控制模式研究[J]. 电力自动化设备,2011,31(8):47-51.
CHEN Jianglan, TANG Weidong, XIAO Xiaogang, et al. Coordinated voltage control for central China power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(8): 47-51.
- [8] 燕福龙,王芝茗,葛维春,等. 电力系统电压和无功功率自动控制[M]. 北京:中国水利水电出版社,2013:1-64.
- [9] 陈瑞,郭庆来,孙宏斌,等. 自动电压控制中的中枢母线选择方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(9):111-116.
CHEN Rui, GUO Qinglai, SUN Hongbin, et al. Pilot bus selection in automation voltage control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(9): 111-116.
- [10] CORIS S, POZZI M, SABELLI C, et al. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(4): 367-371.
- [11] 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.
- [12] 杨硕,王伟胜,刘纯,等. 改善风电汇集系统静态电压稳定性的无功电压协调控制策略[J]. 电网技术,2014,38(5):50-56.
YANG Shuo, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Coordinative strategy of reactive power and voltage control for improving static voltage stability of wind power centralized system [J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 50-56.
- [13] 邵宜祥,陈宁,朱凌志,等. 基于降阶雅可比矩阵的并网风电场局部静态电压支撑能力评估[J]. 电网技术,2009,33(2):14-19.
SHAO Yixiang, CHEN Ning, ZHU Lingzhi, et al. Reduced jacobian matrix based method to assess local static reactive power/voltage supporting ability of interconnected wind farm[J]. Power System Technology, 2009, 33(2): 14-19.
- [14] 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.
- [15] MOGHAVVEMI M, FARUQUE M O. Power system security and voltage collapse: a line outage based indicator for prediction[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1999, 21(6): 455-461.
- [16] 于汀,王伟. 湖南电网电压协调控制方案[J]. 电网技术,2011,35(4):82-86.
YU Ting, WANG Wei. Coordinated scheme for automatic voltage control of Hunan Power Grid [J]. Power System Technology, 2011, 35(4): 82-86.
- [17] 郭庆来,孙红斌,张伯明,等. 自动电压控制中连续变量与离散变量的协调方法(一)变电站内协调电压控制[J]. 电力系统自动化,2008,32(8):39-43.
GUO Qinglai, SUN Hongbin, ZHANG Boming, et al. Coordination of continuous variables and discrete variables in automatic voltage control part one coordinated voltage control for substations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(8): 39-43.
- [18] 郭庆来,孙红斌,张伯明,等. 自动电压控制中连续变量与离散变量的协调方法(二)厂站协调控制[J]. 电力系统自动化,2008,32(9):65-69.
GUO Qinglai, SUN Hongbin, ZHANG Boming, et al. Coordination of continuous variables and discrete variables in automatic voltage control part two coordinated voltage control among power plants and substations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(9): 65-69.
- [19] 于汀,郭瑞鹏. 基于负荷预测的地区电网电压无功控制方案[J]. 电力系统保护与控制,2012,40(12):121-124.
YU Ting, GUO Ruipeng. Control scheme for voltage reactive power of regional power grid based on load forecast [J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(12): 121-124.
- [20] 余娟,李文沅,颜伟. 对几个基于线路局部信息的电压稳定指标有效性的质疑[J]. 中国电机工程学报,2009,29(19):27-35.
YU Juan, LI Wenyuan, YAN Wei. Querying effectiveness of several existing line-based voltage stability indices [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(19): 27-35.

作者简介:



于汀

于汀(1984—),男,黑龙江齐齐哈尔人,博士研究生,从事电网调度技术研究(E-mail:yuting@epri.sgcc.com.cn);

蒲天骄(1970—),男,吉林长春人,教授级高级工程师,硕士,从事电网仿真技术研究(E-mail:tjpu@epri.sgcc.com.cn);

刘广一(1963—),男,辽宁海城人,教授

级高级工程师,博士研究生导师,博士,从事电网控制技术研究(E-mail:liuguangyi@epri.sgcc.com.cn);

常喜强(1976—),男,新疆乌鲁木齐人,高级工程师,硕士,从事电网运行方式研究(E-mail:changxiqiang@xj.sgcc.com.cn);

韩巍(1980—),男,湖北孝感人,硕士,从事电网优化分析研究(E-mail:hanwei@epri.sgcc.com.cn);

张昭(1989—),男,内蒙古呼和浩特人,硕士研究生,从事电网稳定技术研究(E-mail:zhao-zz@163.com)。

AVC research and application for grid with large-scale wind power

YU Ting^{1,2}, PU Tianjiao², LIU Guangyi², CHANG Xiqiang³, HAN Wei², ZHANG Zhao⁴

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. State Grid Xinjiang Electric Power Company, Urumqi 830002, China; 4. State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to meet the requirement of the grid with large-scale centralized wind power for the control of reactive power and voltage, the control method of reactive power and voltage for the wind power region is researched and implemented based on the AVC (Automatic Voltage Control) of power grid. The traditional branch voltage stability index is improved, merely based on which, an online steady-state voltage stability index is set. An associated AVC optimization model and a coordinated correction model are respectively established for the whole grid, which considers the voltage stability of its wind power region, and a strategy of voltage quality control at PCC (Point of Common Coupling) based on the ultra short-term wind power forecast is proposed. The practical effect of its application in Xinjiang Power Grid shows that, the proposed control strategy not only decreases the system loss and maintains the qualified voltage of centralized load region, but also effectively improves the voltage stability of wind power region and enhances the voltage quality of PCC.

Key words: wind power; voltage control; stability; optimization; coordinated correction; wind power forecast; voltage quality

(上接第 80 页 continued from page 80)

Torsional vibration suppression of DFIG drive-chain under grid fault

JIA Feng¹, WANG Ruiming², LI Zheng¹, CAI Xu¹, GAO Qiang¹, ZHANG Chen¹

(1. Wind Power Research Center, School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The electromagnetic torque characteristics of DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) and the relevant torsional vibrations are analyzed for different grid fault types and operating conditions, based on which, the influence of key drive-chain parameters on the torsional vibration is obtained. Analytical results show that, the scheme of drive-chain parameter configuration for reducing the modal coupling is ineffective in the suppression of torsional vibration during grid fault; the proper way is to weaken the torque overshoot during the fault occurrence and recovery and to increase the damping of drive-chain. A strategy of virtual drive-chain damping configuration based on the torsional angular velocity and additional electromagnetic torque is proposed. As the torsional angular velocity may not be easily obtained, an equivalent strategy of virtual drive-chain damping configuration based on generator speed is proposed as well. The characteristics of virtual configuration parameters and the effectiveness of two proposed strategies are verified by PSCAD simulations.

Key words: wind power; drive-chain; torsional vibration; stiffness; damping; key parameters; virtual configuration; grid fault