

基于并行模式的多预想故障静态电压稳定辅助决策

段 慧¹, 鲍颜红¹, 王 超², 孙维真², 彭慧敏¹, 阮晶晶¹

(1. 国电南瑞科技股份有限公司/国网电力科学研究院, 江苏 南京 211106;

2. 国网浙江省电力公司, 浙江 杭州 310007)

摘要: 提出一种基于并行模式的多预想故障静态电压稳定辅助决策方法用于提高系统静态电压稳定性。根据灵敏度与经济成本计算控制措施性能代价比指标并实施分群控制。根据电压模态分析结果进行无功功率调整, 不达控制目标时再计算有功综合灵敏度补充有功功率调整。若多预想故障的综合控制措施引起正常运行方式母线电压越上限, 则求解无功综合灵敏度后调整无功。基于并行平台形成包含故障信息、控制对象、控制总量及分配方式的多个控制方案, 并根据迭代结果快速缩小搜索空间。通过对浙江电网某实时断面的仿真分析, 验证了所述方法的有效性和实用性。

关键词: 静态电压稳定; 电压控制; 稳定性; 辅助决策; 多预想故障; 并行模式; 灵敏度分析; 有功综合灵敏度; 无功综合灵敏度

中图分类号: TM 712

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.07.015

0 引言

基于电网实时运行状态在线分析当前方式及预想故障下的静态电压稳定裕度是大电网在线预警与评估功能的重要方面, 当电网静态电压稳定裕度过低时, 需要寻找经济有效的预防控制措施, 保障电网安全运行^[1-5]。

大多数静态电压稳定辅助决策主要应用了优化规划类方法, 并且对考核故障数量有较严格的限制。文献[6]中通过建立序列线性规划模型在线求解静态电压预防控制措施。由于潮流方程的非线性, 用此方法求解出的控制策略施加到原系统上还需要再校正, 很可能出现多次反复迭代仍无解的情况。文献[7]中建立了多预想故障静态电压崩溃预防控制问题的非线性规划数学模型, 以最小综合控制成本为目标, 同时考虑正常运行时的可行性约束及多预想故障条件的电压稳定裕度约束, 对预想故障集进行筛选后采用原对偶内点法进行求解。但该方法在电网规模和预想故障规模增大时, 控制策略搜索时间显著增加。文献[8-9]考虑了直流控制方式与电网互联对电压稳定控制的影响, 但是仍未解决计算速度问题。文献[10-11]针对严重故障逐个求解静态电压稳定预防控制措施, 但是适用于某一预想故障的预防控制策略无法保证对其他预想故障都有效。

本文提出了一种基于并行模式的多预想故障静态电压稳定辅助决策在线计算方法。将调整自动

无功功率调节(AQR)机组无功出力、自动电压调节(AVR)机组机端电压、变压器分接头及投切并联容抗器统称为无功功率控制措施; 将调整发电机有功功率及切负荷统称为有功功率控制措施。本方法以控制代价最小为目标, 基于电压模态分析结果筛选无功功率控制措施; 在无功控制不足时, 基于有功综合灵敏度信息补充有功功率控制措施; 当多预想故障的综合控制措施造成正常运行方式母线电压越上限时, 通过求解无功电压综合灵敏度, 重新调整无功功率分布; 结合分布式并行计算平台中的空闲 CPU, 形成包含故障信息、控制对象、控制总量及分配方式 3 个方面内容的多种控制方案, 采用并行模式快速校核, 利用计算结果指导下次制定搜索空间, 快速缩小搜索范围、提高收敛速度。文中对浙江电网实时断面进行了仿真分析, 仿真结果验证了所提出方法的快速性及实用性。

1 数学描述

以综合控制成本最小为目标, 多预想故障静态电压稳定辅助决策描述的目标函数可表示为:

$$\min \left(\sum_{i \in S_{AVR}} \omega_{ui} |\Delta u_i| + \sum_{i \in S_{AQR}} \omega_{Qi} |\Delta Q_i| + \sum_{i \in S_C} \omega_{Ci} |\Delta Q_{Ci}| + \sum_{i \in S_T} \omega_{Ti} |\Delta K_i| + \sum_{i \in S_G} \omega_{Gi} |\Delta P_{Gi}| + \sum_{i \in S_L} \omega_{Li} |\Delta P_{Li}| \right) \quad (1)$$

其中, Δu_i 为 AVR 机组电压变化量; ΔQ_i 为 AQR 机组无功出力变化量; ΔQ_{Ci} 为可投切并联容抗器无功变化量; ΔK_i 为变压器分接头档位变化量; ΔP_{Gi} 为机组有功出力变化量; ΔP_{Li} 为负荷有功功率变化量; S_{AVR} 、 S_{AQR} 、 S_T 、 S_C 、 S_G 、 S_L 分别为 AVR 机组、AQR 机组、有载调压变压器、可投切并联容抗器、有功功率可调机组及可切负荷的集合; ω 为各类控制措施的权重。

收稿日期: 2014-09-09; 修回日期: 2015-03-12

基金项目: 国家电网公司科技项目

Project supported by the Science and Technology Program of SGCC

辅助决策措施实施后电网运行应满足的约束条件如式(2)所示。其中, U_i 为节点电压; P_{Gi} 为发电机节点有功功率; P_{Li} 为负荷节点有功功率; Q_{Gi} 为发电机节点无功功率; Q_{Li} 为负荷节点无功功率; G_{ij} 为节点互导纳的实部; B_{ij} 为节点互导纳的虚部; θ_{ij} 为相角差; $P_{Gi-\min}$ 为发电机有功功率下限; $Q_{Gi-\min}$ 为发电机无功功率下限; $U_{i-\min}$ 为节点电压下限; $I_{i-\min}$ 为线路电流下限; $S_{i-\min}$ 为变压器绕组功率下限; $S_N, S_{GN}, S_{QN}, S_{LN}, S_{TN}$ 分别为全网节点、发电机、无功源、线路及变压器绕组的集合; 第 1、2 个等式为正常运行方式的潮流平衡方程约束; 第 3、4 个等式为所有运行方式(正常运行及预想故障方式)的电压稳定裕度约束; 不等式组为所有运行方式下各设备的安全运行约束。

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j \in S_N} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 & i \in S_N \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i \sum_{j \in S_N} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 & i \in S_N \\ P'_{Gi} - P'_{Li} - U'_i \sum_{j \in S_N} U'_j (G_{ij} \cos \theta'_{ij} + B_{ij} \sin \theta'_{ij}) = 0 & i \in S_N \\ Q'_{Gi} - Q'_{Li} - U'_i \sum_{j \in S_N} U'_j (G_{ij} \sin \theta'_{ij} - B_{ij} \cos \theta'_{ij}) = 0 & i \in S_N \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_{Gi-\min} < P_{Gi} < P_{Gi-\max} & i \in S_{GN} \\ Q_{Gi-\min} < Q_{Gi} < Q_{Gi-\max} & i \in S_{QN} \\ U_{i-\min} < U_i < U_{i-\max} & i \in S_N \\ I_{i-\min} < I_i < I_{i-\max} & i \in S_{LN} \\ S_{i-\min} < S_i < S_{i-\max} & i \in S_{TN} \end{cases}$$

2 计算流程

下面给出基于并行模式的多预想故障静态电压

稳定辅助决策的计算流程。

a. 读取静态电压稳定性分析计算结果, 取静态电压稳定裕度低于门槛值的故障作为本次计算的关键预想故障集。

b. 根据电压模态分析结果, 筛选无功功率控制措施并计算性能代价比及初始调整空间; 基于并行计算平台, 制定多个控制方案不断迭代直至满足精度要求; 迭代完成后若存在无功控制不成功的预想故障, 进入步骤 c, 否则进入步骤 d。

c. 对无功控制不成功的预想故障, 计算其有功综合灵敏度及性能代价比, 求解有功-无功联合控制方案。基于并行计算平台, 制定多个控制方案不断迭代直至满足精度要求。

d. 对控制成功的预想故障形成综合控制措施, 并评估综合控制措施实施后正常运行方式的电压安全裕度。若母线电压越上限, 进入步骤 e, 否则进入步骤 f。

e. 计算无功综合灵敏度并调整无功功率, 选择调整量最小且电压安全的方案作为新的综合控制措施。

f. 针对所有预想故障校核综合控制措施实施后的静态电压稳定裕度, 如果满足要求则结束计算; 如果存在不满足要求的故障, 则单独给出告警后结束计算。

多预想故障静态电压稳定辅助决策在线计算流程如图 1 所示。

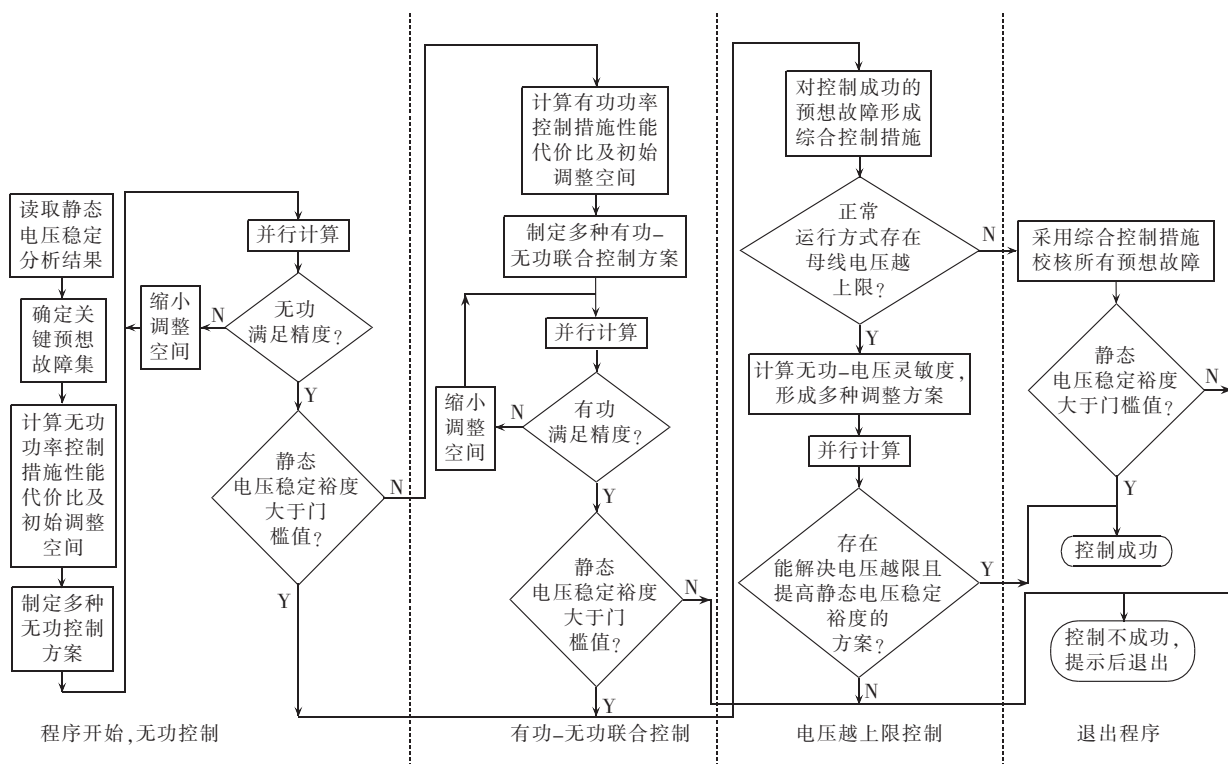


图 1 在线多预想故障静态电压稳定辅助决策计算流程

Fig.1 Flowchart of online multi-contingency auxiliary decision-making for static voltage stability

3 关键技术

3.1 性能代价比指标

选取控制措施及安排实施顺序时,综合考虑可控对象对静态电压稳定裕度的灵敏度及经济成本,计算性能代价比指标 τ :

$$\tau = \frac{\lambda}{E} \quad (3)$$

其中, λ 为控制灵敏度; E 为单位控制量的经济成本。将同一类控制措施分成多个性能代价指标相近的群,优先调节性能代价比大的群。

3.2 电压稳定性的模态分析

电压模态分析结果指明了各预想故障条件下的电压薄弱区,增加区内节点的无功功率支撑,可有效提高系统静态电压稳定性^[12-13]。因此,特征值最小模式下的母线和发电机参与因子可作为无功调整的灵敏度指标。

3.3 有功-电压灵敏度分析

送电断面传输有功潮流越大,无功损耗越大,区域电网静态电压稳定性越低。当无功功率控制措施不足时,若受电区内的发电厂能提高有功出力或有序切除部分负荷,减少送电断面输电量,有利于提高静态电压稳定裕度。

有功功率控制措施的综合灵敏度是其所对所有电压薄弱节点有功灵敏度加权值。假设预想故障条件下电网运行到电压稳定极限点,此时电压薄弱区各节点电压为 $\mathbf{U}_{\text{weak}} = [U_1 \ U_2 \ \cdots \ U_n]$,有功功率可控节点的出力为 $\mathbf{P}_{\text{adj}} = [P_1 \ P_2 \ \cdots \ P_m]$,则可控节点 k 的有功综合灵敏度为:

$$P_{\text{sensik}} = \sum_{l=1}^n \left(\rho_l \frac{\partial U_l}{\partial P_k} \right) \quad k=1, 2, \cdots, m \quad (4)$$

其中, $\frac{\partial U_l}{\partial P_k}$ 为节点 k 对某电压薄弱节点 l 的有功灵敏度; ρ_l 为权重; n, m 分别为电压薄弱节点总数和有功功率可控节点数。

根据式(3)计算有功功率控制措施的性能代价比。为保证系统有功功率平衡,各可控节点按性能代价比从大到小排序后,增加排序在前的节点有功功率,同时减小排序在后的节点有功功率。

3.4 基于分布式并行计算平台的控制方案

大电网在线安全稳定分析广泛采用高性价比和可扩展性强的计算机集群并行计算平台^[14-16]。多预想故障静态电压稳定辅助决策采用并行计算模式的时候,1个CPU承担1个控制方案,1个控制方案包含故障信息、控制对象、控制总量以及分配方式3个方面内容。

根据前述方法筛选得到各预想故障条件下的所有可控措施,其最小可变量 $\Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}}$ 等于0,最大可变量

$\Delta_{\text{Max}f}^{\text{Adj}}$ 等于所有控制对象的可调总量。

预想故障 f 分得的 CPU 数目为:

$$N_{\text{CPU}f} = \frac{\Delta_{\text{Max}f}^{\text{Adj}} - \Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}}}{\sum_{f=1}^{N_F} (\Delta_{\text{Max}f}^{\text{Adj}} - \Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}})} N_{\text{tCPU}} \quad (5)$$

其中, N_F 为故障总数; N_{tCPU} 为当前时刻分布式并行计算平台中的总空闲 CPU 数。

该故障的每个控制方案承担控制总量为:

$$\Delta_f^{\text{Adj}} = \Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}} + i_c \frac{\Delta_{\text{Max}f}^{\text{Adj}} - \Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}}}{N_{\text{CPU}f}} \quad (6)$$

$$c = 1, 2, \cdots, N_{\text{CPU}f}$$

将控制总量按性能代价比指标由高到低依次分配给各控制群,形成完整的控制方案。

对于同一预想故障,每次迭代后剔除大部分的过控及欠控方案,根据相邻的控制不成功与成功的控制方案,形成新的可调空间 $[\Delta_{\text{Min}f}^{\text{Adj}}, \Delta_{\text{Max}f}^{\text{Adj}}]$,该空间中必然存在一个满足精度要求的最优解。

3.5 正常运行方式下的母线电压约束

得到各预想故障条件下的最终控制方案后,取合集形成综合控制措施。剔除控制方向相反的同一控制设备,对控制方向相同的同一控制设备取最大控制量。

进一步分析以下2个约束条件:条件1为预想故障静态电压稳定裕度满足要求;条件2为正常运行方式下的母线电压是否低于允许运行上限。

若条件1满足、条件2不满足,则根据以下原则重新调整综合控制措施:

a. 有功功率控制措施不调整;

b. 若认为综合控制措施的无功控制量无冗余,则减少无功综合灵敏度高的设备无功,同时增加无功综合灵敏度低的设备无功,最大可减总量为可减无功总和与可增无功总和的最小值;

c. 若认为综合控制措施的无功控制量有冗余,则在冗余量以内仅减小无功综合灵敏度为正的设设备无功,在冗余量以外按措施b调整。

无功功率控制措施的综合灵敏度是其所对所有电压越上限节点的无功灵敏度加权值。假设综合控制措施实施后,正常运行条件下电压越上限节点实际电压为 $\mathbf{U}_{\text{exc}} = [U_{e1} \ U_{e2} \ \cdots \ U_{eh}]$,无功功率可控节点的出力为 $\mathbf{Q}_{\text{exc-adj}} = [Q_1 \ Q_2 \ \cdots \ Q_t]$,则可控节点 q 的无功综合灵敏度为:

$$Q_{\text{sensiq}} = \sum_{d=1}^h \mu_d \frac{\partial U_{ed}}{\partial Q_q} \quad q=1, 2, \cdots, t \quad (7)$$

其中, $\frac{\partial U_{ed}}{\partial Q_q}$ 为无功调整节点 q 对某电压越上限节点 d 的无功灵敏度; μ_d 为权重; h 为电压越上限节点总数; t 为无功功率可控节点总数。

4 工程应用实例

本文对浙江电网 2012 年夏季的某实时运行断面进行测试,具体计算规模如表 1 所示。参数设置如下:预想故障静态电压稳定裕度门槛值 10%,控制精度 10 Mvar/MW。

表 1 浙江电网实时运行数据的计算规模
Table 1 Calculation size of real-time operational data of Zhejiang Power Grid

类型	数量	类型	数量
节点	4739	可调发电机	83
线路	3966	可调容抗器	65
变压器	2564		

经扫描,当前断面有 20 个预想故障的静态电压稳定裕度低于 10%。计算程序给出的控制措施按性能代价比排序后如表 2 列 5 所示,均位于受电区。多方案并行计算后,选择玉环、乐清、滩坑电厂无功输出增加 600 Mvar(表 2 中列 3)。此方案使玉环电厂并网点 500 kV 玉环站及临近的沙岙站、麦屿站电压越上限,因此,程序将玉环电厂无功目标调低,性能代价比较低的天柱变、瓯海变退出部分电抗器,最终无功增加总量为 607.6 Mvar(表 2 中列 4)。由于性能代价比低的节点增加无功出力对静态电压稳定裕度的贡献稍差,所以调整量会多,实际结果与理论分析一致(假设经济代价相同)。采用辅助决策后所有预想故障的静态电压稳定裕度均提高到了 10%以上,见表 3。

表 2 考虑正常运行方式母线电压越上限的控制方案对比
Table 2 Comparison between two control schemes considering bus overvoltage in normal operating mode

控制措施	初始 无功/Mvar	采用辅助决策后 无功/Mvar		性能 代价比
		修正前	修正后	
玉环电厂 1 号机	101	240	181.71	50.00
玉环电厂 2 号机	134	240	207.44	47.96
玉环电厂 4 号机	137	240	209.76	47.78
乐清电厂 4 号机	124	200	175.79	47.60
滩坑电厂 1 号机	0	100	31.29	47.54
乐清电厂 3 号机	124	200	175.79	47.22
乐清电厂 1 号机	134	—	182.67	44.31
乐清电厂 2 号机	134	—	182.67	44.29
玉环电厂 3 号机	114.46	—	222.95	42.63
投切天柱变并联容抗器	-60	—	-45	41.21
投切天柱变并联容抗器	0	—	10	41.02
投切瓯海变并联容抗器	-65	—	-50	40.30

表 4 分析了空闲 CPU 数对计算速度的影响。CPU 较少,控制空间较大时,首轮方案计算步长会大于控制精度,至少需要 2 次迭代。若空闲 CPU 数足够,仅需 1 次迭代控制精度就可满足要求,计算时间减小 28 s,下降明显。

在浙江南部电网受电更多的方式下,需要进行有

表 3 辅助决策前后静态电压稳定裕度比较
Table 3 Comparison of static voltage stability margin between with and without auxiliary decision-making

预想故障元件	静态电压稳定裕度/%	
	采用辅助决策前	采用辅助决策后
双万 5463 线	2.143	12.056
双兰 5427 线	3.377	14.380
兰堰 5804 线	3.450	14.452
兰溪电厂 1 号机	3.377	14.271
双溪 5461 线	3.341	14.452
丹苍 5833 线	3.268	14.271
丹凤 5459 线	3.304	14.271
溪浦 5446 线	2.869	14.053
德龙 5916 线	2.651	13.109
天瓯 5467 线	3.195	14.089
乐天 5449 线	1.162	10.168
都岭 5862 线	2.070	10.087
塘瓯 5471 线	2.396	11.366
瓯南 5469 线	2.241	12.866
双信 5465 线	3.287	13.577
芝信 5869 线	3.368	13.521
丹苍双回	2.723	13.254
丹凤双回	2.832	13.327
溪浦双回	1.561	12.310
瓯南双回	0.542	10.054

表 4 空闲 CPU 数目对计算时间的影响
Table 4 Effect of available CPU number on computation time

空闲 CPU 数	首轮方案计算 步长/Mvar	计算过程 迭代次数	计算时间/s
48	62.30	2	130.55
96	31.10	2	118.60
160	18.70	2	118.57
200	14.90	2	118.32
304	9.82	1	90.30

功-无功联合控制。送电区乌沙电厂有功、无功均降低,受电区玉环、乐清电厂的有功、无功均增加,见表 5。减少远距离输电、增加本地电源支撑后,所有预想故障的静态电压稳定裕度同样提高到了 10%以上,见表 6。

表 5 有功-无功联合控制措施
Table 5 Control scheme containing active and reactive power adjustments

控制措施	有功功率/MW		无功功率/Mvar	
	初始值	采用控制 措施后	初始值	采用控制 措施后
玉环电厂 1 号机	633.5	719.4	101.0	190.0
玉环电厂 2 号机	873.2	928.1	134.0	210.0
玉环电厂 3 号机	801.4	921.4	114.0	190.0
玉环电厂 4 号机	815.3	923.1	137.0	221.0
乐清电厂 1 号机	479.3	591.1	134.0	180.0
乐清电厂 2 号机	481.0	589.8	134.0	180.0
乐清电厂 3 号机	443.2	529.3	124.0	180.0
乐清电厂 4 号机	485.3	530.0	124.0	180.0
乌沙电厂 1 号机	610.0	456.3	210.3	183.0
乌沙电厂 2 号机	610.0	437.1	225.3	105.5
乌沙电厂 3 号机	610.0	428.2	231.2	100.3
乌沙电厂 4 号机	610.0	439.3	237.4	109.9

表 6 有功-无功联合控制前后静态电压稳定裕度比较
Table 6 Comparison of static voltage stability margin
between with and without active and reactive
power adjustments

预想故障元件	静态电压稳定裕度/%	
	采用辅助决策前	采用辅助决策后
双万 5463 线	3.232	12.342
双兰 5427 线	3.884	13.340
兰堰 5804 线	3.632	13.987
兰溪电厂 1 号机	3.456	14.434
双溪 5461 线	3.443	14.332
丹苍 5833 线	3.578	13.322
丹凤 5459 线	3.896	14.132
溪浦 5446 线	3.587	14.322
德龙 5916 线	3.075	12.998
天瓯 5467 线	3.751	14.124
乐天 5449 线	2.277	10.087
都岭 5862 线	2.481	10.034
塘瓯 5471 线	2.750	11.442
瓯南 5469 线	2.852	12.323
双信 5465 线	3.643	13.897
芝信 5869 线	3.842	13.313
丹苍双回	3.441	13.545
丹凤双回	3.287	13.112
溪浦双回	2.185	12.423
瓯南双回	1.771	10.012

5 结论

本文提出一种基于并行模式的多预想故障静态电压稳定辅助决策方法。根据性能代价比指标筛选措施、分群控制,确保控制代价最小;实施有功-无功功率联合控制,提高控制成功率;根据无功综合灵敏度调整综合控制措施中的无功功率分布,在不影响控制结果的前提下保证母线电压运行满足约束;采用按控制方案并行的模式,充分利用计算资源提高收敛速度。该方法已在多个网省级电网投入运行,计算周期小于 2 min,计算结果符合运行实际,具有较高的实用价值。

参考文献:

[1] 傅旭,王锡凡,杜正春. 电力系统电压稳定性研究现状及其展望[J]. 电力自动化设备,2005,25(2):1-9.
FU Xu,WANG Xifan,DU Zhengchun. Survey of power system voltage stability study[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005,25(2):1-9.

[2] 苏永春,程时杰,文劭宇,等. 电力系统电压稳定性及其研究现状(二)[J]. 电力自动化设备,2006,26(7):97-100.
SU Yongchun,CHENG Shijie,WEN Jinyu,et al. Power system voltage stability and its present investigation[J]. Electric Power Automation Equipment,2006,26(7):97-100.

[3] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架:(一)从孤立防线到综合防御[J]. 电力系统自动化,2006,30(1):8-16.
XUE Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts:part I from isolated defense lines to coordinated defending[J]. Automation of Electric Power Systems,2006,30(1):8-16.

[4] 鲍颜红,冯长有,徐泰山,等. 电力系统在线安全稳定综合辅助决策[J]. 电力系统自动化,2015,39(1):104-110.
BAO Yanhong,FENG Changyou,XU Taishan,et al. Online security and stability comprehensive auxiliary decision-making of power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(1):104-110.

[5] 李鹏,张保会,郝治国,等. 基于系统等值的电压控制方法[J]. 电力自动化设备,2011,31(3):52-56.
LI PENG,ZHANG Baohui,HAO Zhiguo,et al. Voltage control based on power system equivalent model [J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(3):52-56.

[6] 刘文博,张伯明,吴文传,等. 在线静态电压稳定预警与预防控制系统[J]. 电网技术,2008,32(17):6-11.
LIU Wenbo,ZHANG Boming,WU Wenchuan,et al. An on-line early warning and preventive control system for static voltage stability[J]. Power System Technology,2008,32(17):6-11.

[7] 郭瑞鹏,吴浩,韩祯祥,等. 在线多预想故障静态电压崩溃预防控制[J]. 中国电机工程学报,2006,26(19):1-6.
GUO Ruipeng,WU Hao,HAN Zhenxiang,et al. Online multi-contingency preventive control to avoid static voltage collapse[J]. Proceedings of the CSEE,2006,26(19):1-6.

[8] 卢秀琼,颜伟,余娟,等. 交直流系统的静态电压稳定预防控制[J]. 电力自动化设备,2013,33(1):35-39.
HU Xiuqiong,YAN Wei,YU Juan,et al. Preventive control of static voltage stability for AC/DC power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(1):35-39.

[9] 卢秀琼,颜伟,余娟,等. 互联网静态电压稳定预防控制模型及其算法[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):68-74.
HU Xiuqiong,YAN Wei,YU Juan,et al. Preventive control model of static voltage stability and its algorithm for interconnected power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):68-74.

[10] 胡金磊,张尧,胡文锦,等. 多运行方式下恢复交直流系统潮流可行域的控制策略[J]. 电力自动化设备,2008,28(12):39-43.
HU Jinlei,ZHANG Yao,HU Wenjin,et al. Control strategy of feasible region recovery for power flow of AC/DC system under multi-operating conditions [J]. Electric Power Automation Equipment,2008,28(12):39-43.

[11] FENG Z,AJJARAPU V,MARATUKULAM D J. A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse[J]. IEEE Trans on Power Systems,2000,15(2):791-797.

[12] 宋越,程浩忠,张健,等. 基于多目标模块度的多层次电压控制分区方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(1):153-158.
SONG Yue,CHENG Haozhong,ZHANG Jian,et al. Multi-level voltage control partitioning based on multi-objective modularity [J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(1):153-158.

[13] EGOVIC M M,PHADKE A G. Control of voltage stability using sensitivity analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems,1997,7(1):114-123.

[14] 徐泰山,彭慧敏,苏寅生,等. 基于并行模式的关联输电断面极限功率[J]. 电力系统自动化,2012,36(7):66-71.
XU Taishan,PENG Huimin,SU Yinsheng,et al. Limit power calculation of correlative transmission interfaces based on a parallel model[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(7):66-71.

[15] 徐泰山,许剑冰,鲍颜红,等. 互联网预防控制和紧急控制在

线预决策系统[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(7): 1-5.

XU Taishan, XU Jianbing, BAO Yanhong, et al. On-line pre-decision based preventive and emergency control system for interconnected power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(7): 1-5.

[16] 周挺辉, 严正, 唐聪, 等. 基于多核处理器技术的暂态稳定并行算法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(8): 70-75.

ZHOU Tinghui, YAN Zheng, TANG Cong, et al. A parallel algorithm for transient stability computing based on multi-core processor technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(8): 70-75.

作者简介:



段 慧

段 慧(1984—), 女, 山西长治人, 工程师, 硕士, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制(E-mail: duanhui@sgepri.sgcc.com.cn);

鲍颜红(1971—), 男, 安徽巢湖人, 高级工程师, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制。

Auxiliary decision-making based on parallel mode multi-contingency for static voltage stability

DUAN Hui¹, BAO Yanhong¹, WANG Chao², SUN Weizhen², PENG Huimin¹, RUAN Jingjing¹

(1. NARI Group Corporation/State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 211106, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310007, China)

Abstract: A method of auxiliary decision-making based on the multi-contingency in parallel mode is proposed to improve the system static voltage stability. The performance-cost ratio is calculated according to the sensitivity and economic cost of control measures for group control. The reactive power is first adjusted according to the results of voltage mode analysis. If the control target is not achieved, the active power adjustment is then supplemented according to the calculated active power comprehensive sensitivity. If the comprehensive control measures may cause bus overvoltage in normal operating mode, the reactive power is then readjusted according to the calculated reactive power comprehensive sensitivity. Based on the parallel computation platforms, different control schemes containing the contingency, control object, total adjustment and allocation mode are formed and the search spaces are quickly reduced by iteration. The efficiency of the proposed method is tested by the simulation for a real-time section of Zhejiang Power Grid.

Key words: static voltage stability; voltage control; stability; auxiliary decision-making; multi-contingency; parallel mode; sensitivity analysis; active power comprehensive sensitivity; reactive power comprehensive sensitivity

(上接第 94 页 continued from page 94)

Mid- and long-term daily load curve forecasting based on functional nonparametric regression model

XU Liang¹, SUN Tao¹, XU Jian¹, SUN Yuanzhang¹, LI Zishou², LIN Changqing²

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Hubei Electrical Power Corporation, Wuhan 430077, China)

Abstract: A mid- and long-term load curve forecasting method is proposed, which, based on the functional data analysis theory, takes the daily load curve as the functional data. A functional nonparametric regression forecasting model is built based on the data mining of historic load curve samples and a quadratic programming model is built to amend the daily load curve forecasted by the functional nonparametric regression forecasting model to meet the requirements of daily load characteristic indexes for the forecasted day. The typical summer daily load data of a provincial power grid and the typical winter daily load data of the PJM power company of USA are taken to test the proposed method, and the results show that it has higher forecasting accuracy.

Key words: mid- and long-term load forecasting; daily load curve forecasting; functional data analysis; nonparametric statistics; quadratic programming; models