

考虑不平衡区域负荷增长的在线电压稳定评估

随慧斌¹, 赵建国², 李可军¹, 牛林²

(1. 山东大学 电气工程学院, 山东 济南 250061;

2. 国家电网技术学院, 山东 济南 250002)

摘要: 提出一种基于连续潮流的电力系统在线电压稳定评估方法, 该方法考虑了不平衡区域负荷增长模式和发电计划。负荷增长系数由区域短期负荷预测数据得出, 区域短期负荷预测考虑多种因素对负荷变化的影响, 预测未来 24 小时区域的负荷情况, 根据此负荷情况使用经济调度安排发电计划, 在此基础上用连续潮流计算 $P-U$ 曲线和负荷裕度。在 IEEE 118 节点系统上的仿真结果表明, 该评估方法能够比较真实地在线反映系统的电压稳定情况。

关键词: 电压稳定; 连续潮流法; 潮流计算; 负荷增长模式

中图分类号: TM 711

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2011)03-0057-05

0 引言

由于环境和经济的因素, 电力系统近几年运行越来越靠近其稳定极限。实际上, 一些重大的电压稳定事件也表明电力系统稳定已经成为电力系统规划和运行密切关注的问题^[1-3]。很多学者在这个领域做了很多研究, 提出不同的电压稳定评估方法^[4-7]。连续潮流是连续法与电力系统静态潮流的一个很好的结合, 通过计算 $P-U$ 曲线和 $Q-U$ 曲线跟踪节点功率注入变量变化时电力系统平衡点的轨迹^[8-10], 已经成为电力系统静态稳定分析中的一个基本分析工具, 也是一种有力的电力系统电压稳定分析工具。节点功率注入变量包括负荷变量和发电规划。文献^[11-13]分析了负荷和发电分配对电压稳定分析中分岔和系统负荷裕度的影响, 指出连续潮流中负荷变化方向能显著地影响 $P-U$ 曲线和负荷裕度。然而, 在一些传统的电压稳定评估方法中, 并没有有效的方法确定能够真实反映运行中的负荷增长模式。

实际上, 由于各地区的负荷特性、经济发展状况以及天气情况不同, 其负荷变化模式是不同的。而且在电力市场环境下, 系统发电资源分配不再以一般意义下的发电成本为单一目标, 而是需要考虑更多因素, 例如环境、系统安全和电价等。

本文提出的基于连续潮流的在线电压稳定评估方法考虑到不平衡的区域负荷增长, 利用日前区域 (regional day-ahead) 负荷预测计算各区域不同

的负荷增长方向, 利用经济调度确定发电增长方向, 计算系统各节点 $P-U$ 曲线从而得出系统电压稳定裕度, 进而评估系统电压稳定性, 比较真实地反映了电力市场环境下的电力系统用电负荷和发电分配的实际变化情况, 能够用于在线电压稳定评估。IEEE 118 节点系统的仿真结果证明了此算法的有效性。

1 负荷变化方向对连续潮流法负荷裕度的影响

连续潮流法是从某一稳定运行点开始, 在给定的系统负荷增长模式下, 通过预测和校正步骤计算系统在 $P-U$ 曲线上的下一运行点, 充分利用新增的矩阵方程, 使得新矩阵在原雅可比矩阵奇异之处不再奇异, 所以可以得到严格意义上的静态电压稳定临界点, 从而描绘出系统完整的 $P-U$ 曲线和 $Q-U$ 曲线。连续潮流的基本方程可以由式 (1) 描述:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (1)$$

对于 n 节点的系统, 式 (1) 可以表示为

$$P_{0i} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + \lambda (\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li}) = 0 \quad (2)$$

$$Q_{0i} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) + \lambda (-\Delta Q_{Li}) = 0 \quad (3)$$

其中, P_{0i} 和 Q_{0i} 是节点 i 在初始运行状态下的节点注入有功功率和无功功率, U_i 和 U_j 分别是节点 i 和节点 j 的电压幅值, G_{ij} 和 B_{ij} 分别是节点 i 和节点 j 之间网络阻抗的实部和虚部值, δ_{ij} 是节点 i 和节点 j 之间的电压角度差, λ 是负荷参数, ΔP_{Gi} 是节点 i 的有功功率注入增量, ΔP_{Li} 和 ΔQ_{Li} 是负荷节点 i 的负荷增量。

在连续潮流计算中必须首先确定负荷 (发电) 变

收稿日期: 2010-04-16; 修回日期: 2010-08-10

基金项目: 国家自然科学基金项目 (50977053); 山东省自然科学基金资助项目 (ZR2010EM033)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (50977053) and Shandong Provincial Natural Science Foundation (ZR2010EM033)

化方向。首先在 IEEE 6 节点系统中研究不同的负荷变化方向对负荷裕度的影响,IEEE 6 节点系统包括 3 个发电机节点、3 个负荷节点,分别计算以下 3 种负荷变化方向不同情况下的负荷裕度:

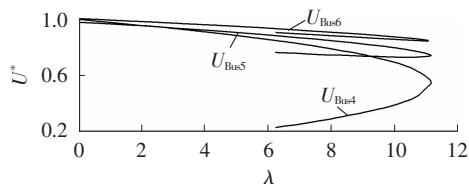
a. 各节点负荷增长率不同,节点 4 $\Delta P_{14}=0.25$ (取标么值,下同),节点 5 $\Delta P_{15}=0.1$,节点 6 $\Delta P_{16}=0.2$;

b. 所有节点负荷增长率相同,节点 4 $\Delta P_{14}=0.177$,节点 5 $\Delta P_{15}=0.196$,节点 6 $\Delta P_{16}=0.177$;

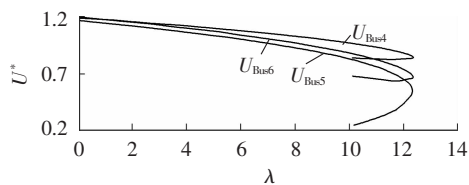
c. 各节点负荷增长率不同,节点 4 $\Delta P_{14}=0.35$,节点 5 $\Delta P_{15}=-0.001$,节点 6 $\Delta P_{16}=0.201$ 。

情况 1 中所有节点负荷都在增长,情况 3 中节点 5 负荷以很小的比例下降,3 种情况下的系统负荷增长相同,均为 0.55。

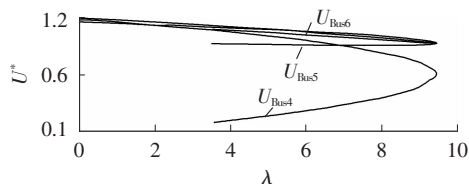
使用连续潮流法计算出各节点 $P-U$ 曲线,分别如图 1(a)(b)(c)所示,图中各节点电压变化在 3 种情况下不同,图中 U^* 为节点电压与基准电压的比值,基准电压取标么值 1。



(a) 情况 1, $\lambda_{\max}=11.1617$



(b) 情况 2, $\lambda_{\max}=12.3471$



(c) 情况 3, $\lambda_{\max}=9.451$

图 1 3 种情况下各节点 $P-U$ 曲线

Fig.1 $P-U$ curves of three cases

以情况 1 为参照,比较 3 种情况下系统的负荷裕度。情况 2 时系统负荷裕度比情况 1 时相对增大,为情况 1 的 110.60%;而情况 3 时系统负荷裕度却较小,只有情况 1 的 84.70%。

通过对测试系统的仿真,可以看出:

a. 对于给定的系统总负荷增长,不同的负荷增长方向可以得出不同的负荷裕度,差值达到 25.9%;

b. 不均衡的负荷增长影响了系统的准稳态状态,如 Bus5,从图 1 可以看出,具有不同负荷增长方向时 Bus5 的电压呈现不同的变化轨迹,在崩溃点处电压差值几乎达到 0.25。

2 考虑不均衡区域负荷增长的在线电压稳定评估

电力系统负荷是一个受多因素影响的高度综合模型,电力系统可能覆盖很多地理位置不同的区域,这些区域的负荷类型、经济发展状况、社会重大事件和天气因素都可能会有不同,本文提出利用日前区域负荷预测和经济调度来计算负荷和发电增长系数;日前区域负荷预测提供未来 24 h 的区域负荷需求,从而确定不同区域中负荷的不同增长模式。经济调度用于确定给定负荷需求下符合电力市场运行和利益的发电分配计划,得出各发电机组的发电变化趋势。这些数据较真实地反映了电力市场下的系统运行趋势,可以用于连续潮流计算在线评估系统电压稳定情况。

2.1 负荷增长系数

在电力市场运营中,快速、准确的负荷预测有助于经济合理地安排电网内部发电机组的启停,维持电网运行的安全稳定,合理安排机组的检修计划。同时,发电企业可以依据预测数据,合理调整报价策略,有效地降低发电成本;电网运营企业也可在电力市场中以较便宜的电价购电。因此,在许多电力公司中,短期区域负荷预测是一个必备的功能。短期负荷预测指日负荷预测和周负荷预测,分别用于安排日调度计划和周调度计划^[14-16]。

图 2 显示了某电力公司某日的 2 个区域 A_1 和 A_2 的负荷预测与实际负荷数据曲线,两曲线变化趋势相似,表明日前区域负荷预测的结果有相当高的精度。

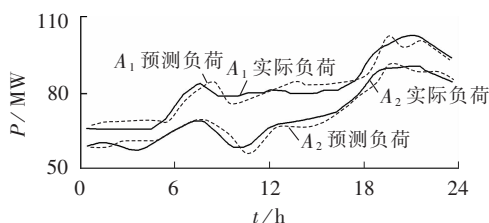


图 2 未来 24 h 的日前区域负荷预测和实际负荷曲线

Fig.2 Predicted and actual regional loads within 24 hours

通过分析某电力公司各个区域在未来 24 h 内的负荷预测曲线可以发现,在相同的时间段内各区域的负荷增长趋势显然是不同的。特别是在 21:00~22:00 时的区间内 A_4 、 A_7 和 A_{15} 这 3 个区域的负荷变化, A_7 地区的负荷增加, A_{15} 的负荷降低,而 A_4 地区的负荷却几乎保持恒定。而在另外一个时段,7:00~8:00 时的区间内,尽管这 3 个地区的负荷都在增加,但是增长趋势却是不同的, A_{15} 地区的负荷增长明显快于另外 2 个地区。

2 h 之内的负荷变化趋势可以根据区域负荷预测曲线方便地计算出来,在 t 时和 $t+1$ 时之间的区

域负荷增长系数被定义为

$$L_{m,t} = \frac{P_{m,t+1} - P_{m,t}}{P_{m,t}} \quad (4)$$

其中, $L_{m,t}$ 代表区域 m 在 t 时到 $t+1$ 时之间的负荷增长系数,这个数据可能是正的也可能是负的; $P_{m,t+1}$ 代表在 $t+1$ 时的负荷预测数据。

一般情况下每个区域都包括很多节点,假定在同一区域内所有节点有同样的负荷增长率。在这种情况下,方程(2)中系统负荷节点的有功功率负荷增量 ΔP_{Li} 可以由负荷预测曲线直接计算,如方程(5)所示:

$$\Delta P_{Li} = P_{0i} L_{m,t} \quad (5)$$

其中, P_{0i} 是初始运行状态下节点 i 的有功功率负荷,节点 i 属于区域 m 。

由于负荷预测只提供有功功率预测,以维持功率因数恒定,在计算中假定无功功率也以相同的系数增加。因此,方程(3)中系统负荷节点的无功功率负荷增量 ΔQ_{Li} 可以表示为

$$\Delta Q_{Li} = Q_{0i} L_{m,t} \quad (6)$$

其中, Q_{0i} 是初始状态下节点 i 的无功功率负荷,节点 i 属于区域 m 。

这样,不均衡区域负荷增长方式下连续潮流的参数化潮流方程表达如下:

$$P_{0i} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + \lambda (\Delta P_{Gi} - P_{0i} L_{m,t}) = 0 \quad (7)$$

$$Q_{0i} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) + \lambda (-Q_{0i} L_{m,t}) = 0 \quad (8)$$

其中, i 是负荷节点的节点号, m 是电力系统中的区域编号,节点 i 属于区域 m 。

2.2 发电增长系数

根据区域短期负荷预测得出的系统负荷需求,运用发电经济调度,计算系统中每台发电机组的发电量,以确定连续潮流中发电机组的发电量增长系数。图 3 中的曲线显示了 IEEE 118 节点系统根据经济调度在未来 24 h 内 Bus 10 和 Bus 89 处机组的发电计划。

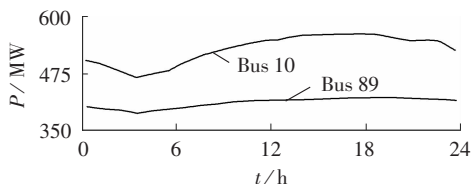


图 3 未来 24 h 内的发电计划

Fig.3 Generation scheme within 24 hours

t 时和 $t+1$ 时之间的发电量增长系数可定义为

$$L_{Gi,t} = \frac{P_{Gi,t+1} - P_{Gi,t}}{P_{Gi,t}} \quad (9)$$

其中, $L_{Gi,t}$ 代表发电机节点 i 在 t 时和 $t+1$ 时之间发电增长系数; $P_{Gi,t+1}$ 为发电机节点 i 在 $t+1$

时之间的有功功率输出。

方程(2)中节点 i 的发电量增量可以表示为

$$\Delta P_{Gi} = P_{G0i} L_{Gi,t} \quad (10)$$

其中, P_{G0i} 是在初始运行情况下发电机节点 i 处的发电机组的有功功率输出。

综上所述,考虑不均衡负荷和发电增长方式的参数化潮流方程表述如下,其中方程(7)和方程(8)是 PQ 节点的公式,方程(7)和方程(11)是 PV 节点的公式。

$$U_i = U_{0i} \quad (11)$$

其中, i 是负荷或发电机节点号, m 是电力系统中的区域号,节点 i 属于区域 m ; U_{0i} 是节点 i 在初始运行状态下的电压。

当达到发电机无功功率极限 $Q_{lim,i}$, PV 节点将变成 PQ 节点。

对于运行性分析,负荷变化方向根据负荷预测每一个小时确定一次,用来评估系统电压稳定性。

用于评估电压稳定性的负荷裕度则可以表示为方程(12):

$$P_{margin} = \sum_{m=1}^M (\lambda \Delta P_m) \quad (12)$$

$$\Delta P_m = \sum_i \Delta P_{Li}$$

其中, M 是电力系统中的区域数量, ΔP_m 是区域 m 负荷有功功率增量, ΔP_{Li} 是负荷节点 i 负荷有功功率增量,节点 i 属于区域 m 。

3 算例分析

使用 IEEE 118 节点系统对提出的电压稳定评估方法进行仿真。仿真利用 Matlab 环境下的电力系统分析工具 PSAT(Power System Analysis Tools)进行分析。在仿真中,电力系统在原始数据给定的运行条件下的潮流计算结果被认为是基础状态。

IEEE 118 节点系统有 53 个电压控制节点、91 个负荷节点、1 个松弛节点,并装配有 14 个电抗器。功率基准值是 100 MV·A。为了调查不均匀区域负荷/发电增长对电力系统电压稳定性的影响,将 IEEE 118 节点系统分为 24 个区域,每个地区都有不同的负荷增长模式。日前区域负荷预测被应用于确定区域负荷增长方式,经济调度用来提供发电增长方式。

为证明所提出方法的有效性,对 2 种情况进行仿真,情况 1 使用负荷统一增长方式的连续潮流;情况 2 是所提出的考虑不均衡区域负荷增长方式的连续潮流计算。

选取 18:00~19:00 时之间的数据进行仿真,在这一时间跨度内,一些区域的负荷增加,而另外一些区域的负荷减少,如表 1 所示。在仿真过程中,选取具有不同负荷增长系数的区域 A_4 、 A_{21} 和 A_{23} 作

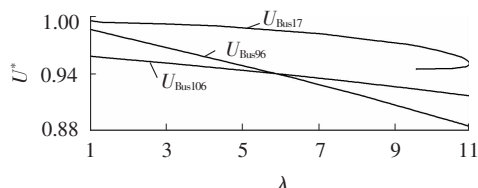
为研究和比较对象。Bus17 属于区域 A_4 , 其负荷在所选时间段内是增加的, Bus96 属于 A_{21} , 在这段时间跨度内其负荷是不断减少的, Bus106 属于 A_{23} , 在所选时间段内负荷是减少的, 但是负荷增长系数 L_{23} 很小。

表 1 18:00~19:00 时之间各区域的负荷增长系数

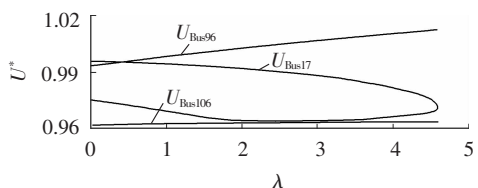
Tab.1 Growth coefficient of regional load from 18 o'clock to 19 o'clock

区域	L_m	区域	L_m	区域	L_m	区域	L_m
A_1	-0.032	A_7	-0.015	A_{13}	0.031	A_{19}	-0.023
A_2	-0.013	A_8	0.021	A_{14}	0.022	A_{20}	0.015
A_3	0.030	A_9	0.018	A_{15}	0.022	A_{21}	-0.058
A_4	0.044	A_{10}	0.025	A_{16}	-0.016	A_{22}	0.013
A_5	-0.021	A_{11}	0.009	A_{17}	0.024	A_{23}	-0.004
A_6	0.058	A_{12}	-0.008	A_{18}	0.006	A_{24}	0.046

图 4 描述了相关 $P-U$ 曲线变化趋势: 情况 1 中 3 个节点电压都下降; 而情况 2 中, 随着系统负荷不断增大, Bus 96 节点的电压升高, Bus 17 的电压降低, Bus 106 节点的电压尽管也在上升, 但是比 Bus 96 缓慢得多。



(a) 情况 1



(b) 情况 2

图 4 IEEE118 节点系统中 Bus 17、Bus 96 和 Bus 106 的 $P-U$ 曲线

Fig.4 $P-U$ curve of Bus 17, Bus 96 and Bus 106 of 118 bus system

在基础情况(初始状态)下, 系统总负荷是 42.42 (取标么值), 负荷参数为 0。在所研究的 2 种情况下, 系统总负荷以同样负荷增长率增加, 为 10.62/h。在崩溃点处, 在情况 2 中, 负荷参数是 4.5867, 最高有功功率负荷是 91.13, 但是, 在情况 1 中, 负荷参数是 11.0726, 最高有功功率负荷是 160.10。2 种情况下的负荷裕度差值达到 6896 MW。

统计了 2 种情况下的负荷裕度, 可以看出考虑不均衡的区域负荷增长的负荷裕度与传统的统一的负荷增长模式下的负荷裕度显著不同。两者差异可达 43.08%。

4 结论

在电力工业新环境下, 系统的负荷变化和发电

分配更加灵活, 为了准确地进行电压稳定评估, 本文提出了一种基于连续潮流的在线电压稳定评估方法。该算法考虑到不均衡的区域负荷增长因素, 提出利用区域短期负荷预测计算各区域不同的负荷增长方向, 利用经济调度确定发电增长方向, 计算系统各节点 $P-U$ 曲线从而得出系统电压稳定裕度, 进而评估系统电压稳定性。该算法考虑到了不均衡的区域负荷增长方式和发电增长方式, 比较真实地反映了电力市场环境下的电力系统用电负荷和发电分配的实际变化情况, 能够用于在线电压稳定评估, IEEE 118 节点系统的仿真结果证明了此算法的有效性。

参考文献:

- [1] 薛禹胜. 综合防御由偶然故障演化为电力灾难——北美“8·14”大停电的警示[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(18): 125.
XUE Yusheng. The way from a simple contingency to system wide disaster-lessons from the eastern interconnection blackout in 2003 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(18): 125.
- [2] UCTE. Final report of the investigation committee on the 28 September 2003 black in Italy[EB/OL]. [2010-04-16]. <http://www.ucte.org>, 2004.
- [3] US-Canada power system outage task force. Final report on the August 14, 2003 black in the United States and Canada; causes and recommendations[EB/OL]. [2010-04-16]. <http://certs.lbl.gov/certs-rtinakey-bo-p.html>.
- [4] CHOWDHURY B H, TAYLOR C W. Voltage stability analysis: $V-Q$ power flow simulation versus dynamic simulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1354-1359.
- [5] SMON I, VERBIC G, GUBINA F. Local voltage-stability index using tellegen's theorem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1267-1275.
- [6] 熊宁, 程浩忠, 李曼丽, 等. 基于可信度区间的静态电压稳定性评价[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(9): 16-19.
XIONG Ning, CHENG Haozhong, LI Manli, et al. A static voltage stability evaluation method based on confidence intervals [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(9): 16-19.
- [7] 汪洋, 卢继平, 李文沅, 等. 基于局部网络电压相量的等值模型及其电压稳定性指标[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(34): 52-58.
WANG Yang, LU Jiping, LI Wenyuan, et al. An equivalent model and voltage stability index based on local network voltage phasors[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(34): 52-58.
- [8] AIJARAPU V, CHRISTY C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 416-423.
- [9] YORINO N, LI Hua-qiang, SASAKI H. A predictor/corrector scheme for obtaining Q -limit points for power flow studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(1): 130-137.
- [10] MOHN F W, de SOUZA Z. Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1115-1122.
- [11] YAN P. Modified distributed slack bus load flow algorithm for determining economic dispatch in deregulated power system[C] // 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Columbus, USA: IEEE, 2001: 1226-1231.
- [12] LI Shaohua, CHIANG Hsiao-dong. Continuation power flow with nonlinear power injection variations: a piecewise linear approximation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(4): 1637-1643.
- [13] LI Hua, CHIANG Hsiao-dong, YOSHIDA H. The generation of

- ZIP-V curves for tracing power system steady state stationary behavior due to load and generation variations[C]//1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Edmonton,Canada: IEEE,1999:647-651.
- [14] RUZIC S,VUCKOVIC A,NIKOLIC N. Weather sensitive method for short term load forecasting in electric power utility of Serbia[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(4): 1581-1586.
- [15] FAN S,CHEN L. Short-term load forecasting based on an adaptive hybrid method[J]. IEEE Trans on Power Systems,2006, 21(1):392-401.
- [16] 畅广辉,刘涤尘,熊浩. 基于多分辨率SVM 回归估计的短期负荷预测[J]. 电力系统自动化,2007,31(9):37-41.

CHANG Guanghui,LIU Dichen,XIONG Hao. Short term load forecasting based on multi-resolution SVM regression[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(9):37-41.

(编辑:康鲁豫)

作者简介:

随慧斌(1974-),女,山东济宁人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统运行分析与控制、电力系统仿真等(E-mail: suihuibin@sdu.edu.cn);

赵建国(1955-),男,山东乳山人,教授,博士研究生导师,研究方向为特高压输电技术、电力系统运行分析与控制、柔性交流输电等。

On-line voltage stability assessment considering uneven growth of regional load

SUI Huibin¹,ZHAO Jianguo²,LI Kejun¹,NIU Lin²

(1. School of Electrical Engineering,Shandong University, Ji'nan 250061,China;

2. State Grid of China Technology College, Ji'nan 250002,China)

Abstract: An on-line voltage stability assessment algorithm is proposed based on the continuation power flow calculation,which considers the uneven growth of regional load and generation scheme. The load growth coefficient is deduced from the short-term regional load forecasts. With the consideration of different growth facts,the regional loads within 24 hours are predicted and the generation scheme is planned by the economic dispatch,based on which,the power-voltage curves and load margins are obtained by continuation power flow calculation. The simulation results for IEEE 118-bus system indicate the proposed algorithm on-line assesses the system voltage stability truly.

Key words: voltage stability; continuation power flow; power flow calculation; load growth pattern