

配网无功电压分散协调控制策略研究

黄有为¹,王承民²,林子钊¹

(1. 广东省广电集团有限公司深圳供电分公司, 广东 深圳 518001;

2. 上海交通大学电子信息与电气工程学院, 上海 200030)

摘要: 为了保障电网运行的安全性和经济性,无功电压调节是配网控制的一个必要手段。分散协调控制将集中式调度主站控制与就地式子站控制相结合来对电压无功进行控制,主站控制与子站控制分别以简单的线性化的优化模型来描述,克服了就地控制的局限性和集中控制的复杂性等优点,可以达到更好的无功电压控制效果。在实际网络中的计算表明了这种控制策略的实用性。

关键词: 无功补偿; 分散协调控制; 网损

中图分类号: TM732 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2005)18-0036-04

0 引言

对补偿电容器的控制方式可分为就地控制和集中控制。就地控制时,对系统状态的分析、计算以及控制,都是在变电端完成的;而集中控制则不然,它是在调度端对整个系统进行分析、计算,然后由变电端去控制。

在常规的电压无功控制方法中,最常用的是九域图及其改进方法^[1~4],它根据节点的电压上下限和无功或功率因数上下限将运行状态分为九个区域,每个区域有事先制订好的不同的控制规则,不同的实时运行状态对应不同的区域而采取相应的投切控制规则;文献[5]还将模糊与专家系统技术相结合应用于变电站的电压无功控制当中,这些方法是针对于变电站的电压无功控制的,都属于局部的就地控制。文献[6]指出集中控制方式是电压无功控制的最好方式,但是由于自动化水平以及分析手段等方面存在的问题,难以全面展开。近年来,随着配网 SCADA 系统日渐完善、成熟,遥信、遥测数据准确性的不断提高,遥控的更加可靠,以及状态估计、负荷预测等电网分析工具的在线实现,使得基于 SCADA 系统的电压无功集中控制得以实现。文献[7]介绍了集中主站式控制的一个应用。

但是,在无功电压的分散协调控制的研究方面则文献很少。

1 分散协调控制的必要性

集中控制是从全网的角度对系统运行作出安排调整。很明显,这种控制方法具有大局观念,它从总体上对电网进行统筹调度,能够实现全局最优。但

是对于电力系统这样庞大的系统来讲,集中控制难以对各子系统的运行作出分析研究,不能实现各子系统的优化运行;另外,从数据采集的角度来看,集中控制要求把各个电压等级的大量实时运行数据通过调度自动化系统传输到网络调度中心,这样大量的数据传输造成的误差较大,也给调度中心的快速实时处理带来很大困难。

分散控制则与集中控制相反。它基于各子系统的运行状况,实现各子系统的优化运行。由于其研究对象仅限于各个子系统,因此,对于电力系统这样各子系统间联系紧密的大系统,就不能保证整个系统的优化运行,存在使其他子系统和整个网络运行状况恶化的可能。就单个站而言,这种方法能够提高电压合格率和电容器利用率,但是在全网来看,它难以保证全网的最优运行,并且会出现电压频繁调整,容易造成电压调节不合理的现象。

分散协调控制理论的出现始于上世纪 70 年代初,属于大系统理论的一个重要分支。它的研究内容是:在限定各局部控制器仅反馈当地可以测得的状态量或输出量的条件下,如何设计和协调这些局部控制器的控制规律,以使系统的总体性能最优^[8]。

文中运用分散协调控制理论的基本思想解决配网无功电压的控制问题。首先,对各子系统进行优化控制,并把一定的反馈量反馈到上级调度,由调度部门根据这些反馈量对全网进行优化协调后,再把修正后的协调量下达到各子系统,各子系统根据收到的这一协调量再对自己的运行进行优化。经过这样的迭代过程,最终使电网在局部和整体上都实现优化。简单的计算也表明了此方法的实用性。

2 就地分散控制原则

由于用电容器进行无功补偿时,投入的容量不能够连续控制。对于一个电容器来讲,要么全部投入运行,要么全部退出运行。而负荷是随机变化的,电网中的无功功率也是不断变化的,因此投入的电容器不可能正好把出现的无功缺额完全补偿,总要存在一定的偏差。当这一偏差量在一定的范围内,不致影响到系统的安全稳定运行时,是允许其存在的。

此外,根据无功补偿就地平衡的原则,对于无功电压的分散控制来说,其目标就应该是投入电容器进行补偿后的无功偏差量最小,并且通过改变变压器分接头进行调压后的电压偏差量也最小。

这里值得注意的是,由于变压器分接头的调节步长小,调整后引起的无功变化量不大,而对一个系统来讲,其变压器数量又很可观,再考虑到大量数据传输存在的误差,因此对于变压器分接头的调整应该实现各节点就地的分散控制,不能拿到上级电网去实行集中控制。也就是说,对变压器分接头实施集中控制是没有意义的。基于以上的考虑,对各节点的分散控制,可以制订出以下规则:

1)对变压器分接头的控制,在各变电站实行分散就地控制。

2)对于无功补偿,按照就地平衡的原则,如果电容器组投入运行,能够起到明显的补偿效果,且投入后的无功偏差在允许的范围,则由各变电站就地控制投切;如果电容器组不投入运行,节点无功缺额较大,而投入运行又出现过补偿较大的情况,下级变电站无法确定是否应当投入电容器运行时,则由上级电网进行协调后,决定是否投切,即实行集中控制。

3)对于电容器就地投切控制,可按下述原则考虑:当节点的无功负荷增长量大于等于电容器组容量的一半时,投切一组电容器,否则不投切。

一般来讲,按照上述原则对电容器组进行就地分散控制就可以满足正常的系统运行要求。当系统的负荷变化较大且分布不合理,或者是在一些不正常的运行方式下时,则需要上级电网进行无功电压的集中控制,以电容器组的无功注入量引起的有功网损最小为目标进行协调。

3 集中协调控制原理

对于集中控制来说,为了实现在线的实时快速

协调控制,可以只考虑需要进行协调的节点,如上节的规则 2)所述。这样,数据采集传输的工作量就可以大大降低。同时,把有功网损与这些节点的电容器无功注入量之间的关系进行线性化,以满足实时快速的在线控制的要求。为了实现网损表达式的线性化,同时又要满足实时计算的快速要求,考虑采用直流潮流 B 系数法^[9],计算有功网损和有功网损微增率的 B 系数法是 1943 年由 E. E. Gerge 提出的。网损可以表示成节点注入功率的函数,其中既包括有功功率,也包括无功功率。假设将节点注入的无功功率作为变量,则在无功负荷增长之前,节点 i 的电容器投入容量向量为 $Q_{\delta 0}$,则这时这些节点的电容器无功注入引起的网损为:

$$P_{L0} = \sum_{i=1}^N B_{Li} Q_{\delta 0}^2 + B_{L0i} Q_{\delta 0} + B_{0i} \quad (1)$$

式中: B_{Li} 、 B_{L0i} 及 B_{0i} 为对应节点 i 的直流潮流 B 系数值, N 为需要进行集中控制的节点个数。以微分形式表示的网络有功网损与节点注入无功的表达式如下:

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_{Li} = \sum_{i=1}^N (2B_{Li} Q_{\delta 0} + B_{L0i}) \cdot Q_i \quad (2)$$

式中: Q_i 为节点 i 的无功缺额,属于协调变量,且:

$$Q_i = Q_L - Q_{ci} \quad (3)$$

其中: Q_L 为增长后的负荷, Q_{ci} 为节点 i 仍具有的无功补偿容量。这时,电网中由于这些节点的电容器注入问题造成的有功网损 P_L 为:

$$P_L = P_{L0} + P_L \quad (4)$$

由此可得集中控制的目标函数为:

$$\min P_L = P_{L0} + P_L = P_{L0} + \sum_{i=1}^N (2B_{Li} Q_{\delta 0} + B_{L0i}) \cdot Q_i \quad (5)$$

考虑以下约束条件:

1) 无功功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^N Q_i = 0 \quad (6)$$

2) 节点电压约束:根据集中协调的结果投入电容器进行补偿后,各节点电压应满足:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (7)$$

其中: U_{\min} 、 U_{\max} 分别是节点电压的下限和上限。设投入电容器组之前节点 i 的电压为 $U_{\delta 0}$,则将式 (7) 改为增量形式为:

$$U_{\min} - U_{\delta 0} \leq U_i - U_{\delta 0} \leq U_{\max} - U_{\delta 0} \quad (8)$$

即:

$$L_{U_{\min}} \quad U_i \quad L_{U_{\max}} \quad (9)$$

其中: $L_{U_{\min}} = U_{\min} - U_0$, $L_{U_{\max}} = U_{\max} - U_0$, 分别为节点电压增量的上下限约束。

由 $Q = S_D U$, 可得:

$$U = S_D^{-1} Q = L_D Q \quad (10)$$

其中: L_D 为节点电压对其注入无功功率变化量的灵敏度矩阵。于是, 式 (8) 写成向量形式有:

$$L_{U_{\min}} \quad U \quad L_{U_{\max}} \quad (11)$$

将式 (9) 代入上式, 有:

$$L_{U_{\min}} \quad L_D \quad Q \quad L_{U_{\max}} \quad (12)$$

由式 (5)、(6) 和 (12) 构成了集中协调控制的优化模型, 由于是线性化模型, 可以采用单纯型法来进行求解。并且在求解时, 可对网络模型做进一步简化: 对于灵敏度矩阵, 由于其他节点实现就地控制后, 可近似认为达到无功就地平衡, 因此可以只考虑需要协调的节点之间的互相关联影响, 并近似认为其是常数阵; 对于直流潮流 B 系数, 它与网络的参数、拓扑结构和运行状态有关。近似计算时, 可认为 B 系数保持无功负荷增长前的数值不变, 为常

数, 具体的计算过程如下:

1) 从 SCADA 系统采集数据, 包括有功和无功负荷数据以及电容器组的注入功率。

2) 以所采集的数据为基本点, 计算直流潮流, 并将优化模型线性化。

3) 以单纯型法进行无功优化, 确定无功补偿量。

4) 对于确定的无功补偿量, 判断电容器投切, 并经过 SCADA 系统进行控制。

4 实例分析

以广西钦州电网为例进行计算, 证明本算法的有效性。钦州城区电网主要由一个 220 kV 变电所 (龙湾变) 供电, 下辖陆屋、刘屋、望贤、小董、牛头湾、佛子凹等 110 kV 变电站以及几个 35 kV 变电站, 整个配网有 10 组电容器, 都配备在 10 kV 侧。以 2004 年 7 月 20 日 18 点 15 分的优化数据为例, 计算的结果如表 1 所示。

表 1 计算结果

Tab 1 Calculating results

母线名称	电容器组 /Mvar	计算前有功 /MW	计算前无功 /Mvar	计算后有功 /MW	计算后无功 /Mvar	无功负荷下 降百分比	电容器动作
龙湾 #1 变 220 kV 侧母线	6 + 6.9	34.84	7.56	34.83	0.44	94.18%	已投 #2, #1 未投入 计算结果为投 #1
龙湾 #2 变 220 kV 侧母线	6 + 6.9	34.78	7.2	34.78	0.14	98.06%	#4 故障, #3 未投入 计算结果为投 #3
小董变 110 kV 侧母线	3	12.7	8.63	12.7	5.36	37.89%	未投入 计算结果为投入
望贤变 110 kV 侧母线	3.6	4.07	1.72	4.02	1.45	0.34%	未投入
陆屋变 110 kV 侧母线	3.6	12.9	3.47	12.9	3.37	2.88%	已投
刘屋 #1 变 110 kV 侧母线	4.2	15.12	4.69	15.12	4.6	1.92%	已投
牛头湾 #1 变 110 kV 侧母线	4.2 × 2	22.58	- 2.77	22.58	1.16	141.88%	已投 #1 和 #2 计算结果为切 #1
佛子凹变 110 kV 侧母线	0	2.2	1.5	2.2	1.5	0.00%	无

由表 1 中数据可以看出, 龙湾变有两台电容器未投入, 而且无功负荷也较大, 按照就地平衡原则, 投入剩余的两台电容器是应当的; 小董变、刘屋变和陆屋变无功负荷较大, 投入电容器组也不能保障无功平衡, 所以必须投入; 而牛头湾变出现了无功倒送现象, 按照就地平衡原则切除一台电容器组。

对于望贤变, 如果投入一组电容器, 则会出现较大的无功倒送; 反之, 则无功不能平衡, 按照分散控

制规则 2), 该节点应由上级调度进行集中控制。下面根据上文建立的优化模型, 对望贤变进行集中控制求解, 得: $Q = - 0.27$ Mvar, 结合无功配置容量可知, 望贤变的电容器组不投入运行。

其实, 定性的来看, 虽然在小董变、刘屋变和陆屋变上的无功负荷较大, 但是由于与望贤变距离较远, 无功远距离传输也是不利的, 所以集中控制的结果也是不投入望贤变电容器组, 也说明理论上的分

析结果与数值计算结果是相吻合的。

5 结论

在电容器组的实时投切控制方面,本文在现行的控制方法基础上,对电容器组的分散协调控制进行了研究,得出以下结论:

1)提出了分散控制原则,根据这些规则,在无功负荷就地平衡的基础上,对变压器分接头和电容器组的投切实现在各变电站的就地分散控制。

2)当变电站无法确定投切电容器组对整个系统运行是否有利时,由上级调度从全网有功损耗最小和满足电压合格率的角度出发,对这些节点的无功补偿进行协调,并把协调结果实时下发给各节点,指导其无功补偿,实行集中控制。

这样就把各变电站就地分散控制同上级调度的集中协调控制结合了起来,更能够保证全网的安全经济运行。

参考文献:

- [1] 周邺飞,赵金荣. 电压无功自动控制软件及其应用[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(9): 56-59.
ZHOU Ye-fei, ZHAO Jin-rong Software for Automatic Control of Voltage and Reactive Power in Substation and Its Applications[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(9): 56-59.
- [2] 杨争林,孙雅明. 基于 ANN 的变电站电压和无功综合自动控制[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(13): 10-13.
YANG Zheng-lin, SUN Ya-ming The Synthetic and Automatic Control of Substation Voltage and Reactive Power Based on ANN [J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(13): 10-13.
- [3] Hsu Y Y, Lu C A. A Combined Artificial Neural Network-Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation [J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 18(4): 1265-1271.
- [4] 衣忠敏. 变电站无功控制——专家系统[J]. 山东轻工业学院学报, 2001, 15(2): 18-21.

YI Zhong-min The VAR Control in Transformer Substations——an Expert System [J]. Journal of Shandong Institute of Light Industry, 2001, 15(2): 18-21.

- [5] 白建社,董海鹰,樊波,等. 基于模糊专家推理的 500 kV 变电站自动调压控制方法研究[J]. 电工电能新技术, 2003, 22(4): 28-31.
BAI Jian-she, DONG Hai-ying, FAN Bo, et al Study of Automatic Voltage Control Approach Based on Fuzzy Expert Inference for 500 kV Substations [J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2003, 22(4): 28-31.
- [6] 黄益庄,王蕾,吕文哲. 高压变电站电压和无功的关联控制[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(10): 63-65.
HUANG Yi-zhuang, WANG Lei, LÜ Wen-zhe Interactive Decentralized Control for Voltage and Reactive Power in High-voltage Substations [J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(10): 63-65.
- [7] 余剑冰,覃海志,王承民,等. 广西钦州电网的无功电压实时控制系统[J]. 广西电力, 2004, 15(10): 12-15.
YU Jian-bing, QIN Hai-zhi, WANG Cheng-min, et al Real-time Control System for Reactive Power and Voltage in Qinzhou Power Network of Guangxi [J]. Guangxi Power, 2004, 15(10): 12-15.
- [8] 韩英铎,王仲鸿,陈淮金. 电力系统最优分散协调控制[M]. 北京:清华大学出版社, 1997.
HAN Ying-duo, WANG Zhong-hong, CHEN Huai-jin The Optimal Decentralized and Coordinational Control in Power System [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 1997.
- [9] 李文沅. 电力系统安全经济运行——模型与方法[M]. 重庆:重庆大学出版社, 1989.
LI Wen-yuan Security and Economic Operation in Power System——Model and Method [M]. Chongqing: Chongqing University Press, 1989.

收稿日期: 2005-01-10; 修回日期: 2005-04-03

作者简介:

黄有为(1974-),男,工程师,从事电网的发展规划工作;
王承民(1970-),男,研究方向为配网和电力市场; E-mail: wch0670@263.net

Research on coordinated control strategy for reactive power and voltage in distribution network

HUANG You-wei¹, WANG Cheng-min², LI N Zi-zhao¹

(1. Shenzhen Power Supplying Branch of Guangdong Company in Guangdong, Shenzhen 518001, China;

2. Dept of Electronic Engineering, Shanghai Jiaotong University, Shanghai 200030, China)

(下转第 44 页 continued on page 44)

参考文献:

- [1] 孙光辉. 区域稳定控制中若干技术问题 [J]. 电力系统自动化, 1999, 23 (3): 4-7.
SUN Guang-hui Techniques in Regional Stability Control [J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23 (3): 4-7.
- [2] 庞晓艳, 陈苑文, 梁汉泉, 等. 二滩电站安全稳定控制系统策略表的设计与实现 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25 (18): 37-40.
PANG Xiao-yan, CHEN Yuan-wen, LIANG Han-quan, et al Design and Realization of the Scheme List for Ertan Power Station Security and Stability Control System [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25 (18): 37-40.
- [3] 周良松, 夏成军, 彭波, 等. 电力系统暂态稳定控制策略表的应用研究 [J]. 电网技术, 2000, 24 (1): 13-15.
ZHOU Liang-song, XIA Cheng-jun, PENG Bo, et al Study on Application of List of Control Schemes in Power System Transient Stability Control [J]. Power System Technology, 2000, 24 (1): 13-15.
- [4] 李大虎, 汤必强, 陈允平, 等. 电力系统在线准实时稳定控制系统及其实现 [J]. 电力科学与工程, 2003, 8 (1): 18-22.
LI Da-hu, TANG Bi-qiang, CHEN Yun-ping, et al On-line Quasi-real-time Stability Control System and Its Application [J]. Electric Power Science and Engineering, 2003, 8 (1): 18-22.

收稿日期: 2005-01-12; 修回日期: 2005-03-18

作者简介:

龚 瑛 (1981 -), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: gongying8106@eyou.com

刘启胜 (1962 -), 男, 副教授, 硕士研究生导师, 多年从事电力系统稳定控制与电力电子方面的教学和研究。

Study on on-line refresh mechanism of scheme list in regional stability control system

GONG Ying, LU Qi-sheng

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: This paper discusses some technical problems about implementation of stability control system, based on refresh and polling mechanism of the combination of off-line strategy table and on-line scheme list. It presents that dynamic loop refresh mechanism of on-line scheme list is implemented through coordinates of operation mode. During the normal operation of the system, scheme list matching with the operation mode in scheme list base is dynamic selected through external polling according to real-time information of system. During the malfunction, polling keyword is only "fault type" through internal polling. This method reduces the possibility of scheme list mismatch by reason of continuous change of operation mode, and also dynamically increases the match accuracy if operation mode is matched. The feasibility of this mechanism is checked through static simulation experiment. Result indicates that dynamic loop refresh mechanism can satisfy operation adjustment of system, and it is more accurate and more flexible in comparison with refresh scheme lists through manual work now.

Key words: off-line strategy table; on-line scheme list; refresh; polling; coordinates of operation mode

(上接第 39 页 continued from page 39)

Abstract: Reactive power and voltage control is a necessary manner to ensure the power system operation in security and economy. The better effects can be achieved by the coordinated control combined with the centralized control manner in central station with the decentralized control manner in unit station, the complexity of centralized control manner and the localization of decentralized control manner are conquered with the linearized optimal models. The effects at a real network are proved better than traditional method in optimal banks.

Key words: reactive power compensation; coordinated control; network losses

祝 广 大 读 者 节 日 快 乐 !