

南方电网低频振荡问题及 PSS 参数分析

彭波¹, 史慧杰², 陈陈², 邢洁², 沈梁²

(1. 南方电网技术研究中心, 广州 510623; 2. 上海交通大学 电气工程系, 上海 200240)

摘要: 采用 SSAP 电力系统小干扰稳定分析软件, 对南方电网 2010 年典型运行方式下的区间低频振荡模式进行了详细的分析。通过在适当机组加装 PSS, 并根据灵敏度提供的信息对 PSS 参数进行优化调整后, 系统稳定性得以显著提高。

关键词: 南方电网; 小干扰稳定; 电力系统稳定器 (PSS); 特征值灵敏度

Analysis on Low Frequency Oscillation and PSS Parameters in China Southern Power Grid

PENG Bo¹, SHI Huijie², CHEN Chen², XING Jie², SHEN Liang²

(1. CSG Technology Research Center, Guangzhou 510623, China;

2. Dept. of Electrical Engineering, Shanghai Jiaotong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: The small signal stability of Southern Power Grid in 2010 is analyzed by SSAP with focus on the interarea low frequency oscillations. The total stability of system is improved evidently by adding PSS to proper generators and tuning some PSS parameters according to the information offered by eigenvalue sensitivity analysis.

Key words: China Southern Power Grid; small signal stability; power system stabilizer (PSS); eigenvalue sensitivity

自 2001 年以来南方电网已经监测到多次低频振荡, 对系统的稳定运行造成了极大的威胁^[1-2]。

2010 年南方电网将形成云南、贵州向广东“八交五直”的西电东送输电系统, 是世界上罕见的跨区域和远距离大容量的超高压交直流并联输电系统, 对其进行小干扰稳定分析及对策研究, 对提高整个南方电网的小干扰稳定性, 无疑具有重大的现实意义。

特征值分析法是应用最为广泛的小干扰稳定分析方法。SSAP (small signal stability analysis package) 是由上海交通大学自行开发的大型电力系统小干扰稳定分析软件包, 首次将隐式重启动 Arnoldi (IRA—implicitly restarted arnoldi)^[3-5]方法应用到电力系统特征值计算中, 在南方电网、华东电网小干扰稳定分析等多项工程实际中得到广泛应用及认可。

本文将采用 SSAP 软件包, 以南方电网 2010 年为研究水平年, 以丰大典型运行方式为重点研究对象。计算分析其小干扰稳定基本特性及影响因素, 并结合 SSAP 特征值灵敏度分析方法, 对 PSS 参数进行适当调整, 用以更好地阻尼区间低频振荡模式, 提高系统运行稳定性。

1 南方电网 2010 年典型运行方式低频振荡分析

1.1 系统概况

南方电网是典型的大容量远距离多区域互联电网, 由广东 (GD)、广西 (GX)、海南 (HN) 五省区电网及南方公司直属电网组成, 并通过广东电网与港澳 (HK) 电网相连。2010 年丰大运行方式下系统共有 513 台发电机。绝大部分机组采用双轴模型表示, 少量小机组用经典模型表示。负荷采用静态 ZIP 模型, 直流线路均采用详细准稳态模型。系统中有 100 多台机组配备 PSS 并投入运行。

1.2 特征值计算分析

低频振荡主要有区域间振荡和局部振荡两种类型。前者是系统的一个区域机群对于另一个区域机群的振荡, 振荡频率一般较低, 在 0.1~1 Hz, 危害性较大, 一旦发生会通过联络线向全系统传递, 通常要求阻尼比大于 0.1。局部振荡是电气距离较近的少数发电机之间的相互振荡, 这类振荡局限于区域内, 频率大致范围为 0.7~2 Hz^[6]。与局部振荡相比,

区域间振荡对电网安全稳定运行的危及范围更大,也是本文小干扰稳定分析中重点研究的对象。

SSAP 特征值计算结果如表 1 所示(仅列出频率范围在 0.1~1 Hz, 阻尼比小于 0.1 的振荡模式)。

表 1 南方电网 2010 丰大低频机电振荡模式

Tab. 1 Low Frequency Electromechanical Oscillation Modes of China Southern Power Grid under 2010 fd Operating Condition

编号	特征值	频率/Hz	阻尼比	机电回路相关比
1	$-0.2373 \pm j3.0780$	0.490	0.0769	2.032
2	$-0.2273 \pm j4.1660$	0.663	0.0545	3.265
3	$-0.0560 \pm j4.5440$	0.723	0.0124	10.255
4	$-0.1539 \pm j5.0763$	0.808	0.0303	6.269
5	$-0.3168 \pm j5.8242$	0.927	0.0543	5.986
6	$-0.3112 \pm j6.1461$	0.978	0.0506	7.840

表 1 中特征值 λ_i 的机电回路相关比 ρ_i 定义为:

$$\rho_i = \frac{\sum_{x_k \in (\Delta\omega, \Delta\delta)} |p_{ki}|}{\sum_{x_k \in (\Delta\omega, \Delta\delta)} |p_{ki}|} \quad (1)$$

其中, p_{ki} 为第 i 个振荡模式中第 k 个状态变量对应的参与因子。

由于励磁系统的振荡模式有时也落在 0.1~2.5 Hz 之中, 故不能只根据频率来判断是否为机电模式。通常 $\rho_i \geq 1$ 时, 认为 λ_i 为机电模式, 反之为非机电模式。

表 1 中各个模式的机电回路相关比都大于 1, 并且通过对各个振荡模式的参与因子向量进行分析; 参与因子最大的状态变量均为发电机角速度或功角变量, 因此可以判定这 6 个模式均为机电模式。

1.3 模态分析

模式 1、模式 2 和模式 3 的模态图(由右特征向量中对应于发电机角速度的元素的模值前加上其对应实部的正负号, 画成柱状图)与参与因子图(将参与因子向量中对应于发电机角速度的元素的模值取出, 画成柱状图)分别如图 1、图 2 和图 3 所示, 横坐标为发电机编号。

1.3.1 模式 1

其频率为 0.490, 阻尼比为 0.0769。从图 1 可以看出, 广东、香港与云贵、广西的机组模值较大, 方向相反, 说明模式 1 是南方电网东部机组与西部机组的区间振荡模式。从参与因子图可知, 该模式最相关的机组主要是广东的大亚湾、岭澳、海门等

机组、香港的青山机组和云南的小龙潭新厂机组等。

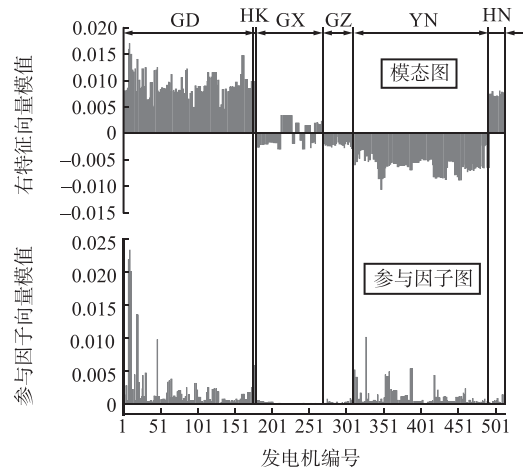


图 1 模式 1 的模态和参与因子图

Fig. 1 Diagram of Mode Shapes and Participation Factors of Mode 1

1.3.2 模式 2

其频率为 0.663, 为阻尼比为 0.0545。从图 2 中可以看出: 广西、贵州与云南的机组模值较大, 方向相反, 说明模式 2 主要是广西、贵州的机组与云南机组之间的区间振荡模式。与此模式最相关的机组主要是贵州的东方电厂、构皮滩电站、洪家渡电站、索风营电厂、沙陀电站和云南的保山宾榔江梯级机组等。

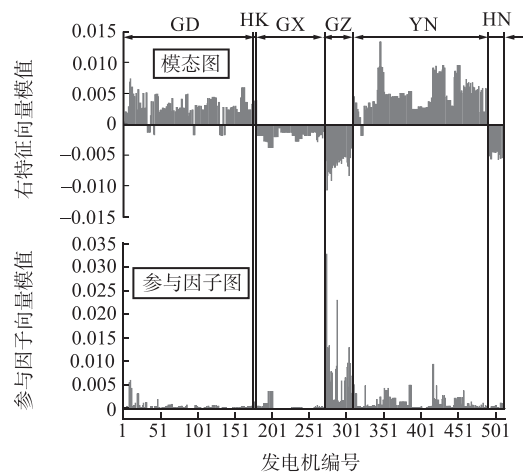


图 2 模式 2 的模态和参与因子图

Fig. 2 Diagram of Mode Shapes and Participation Factors of Mode 2

1.3.3 模式 3

其频率为 0.723, 阻尼比为 0.0124。从图 3 可以看出: 模式 3 主要是海南机组与系统其他机组之间的区间振荡模式。与此模式最相关的机组主要是海南的清澜扩建、八所、海口电厂等。

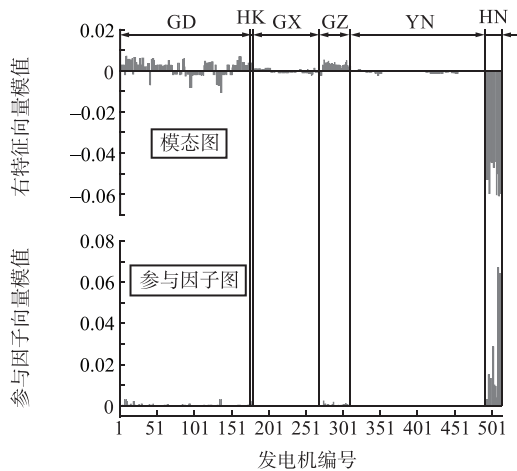


图 3 模式 3 的模态和参与因子图

Fig. 3 Diagram of Mode Shapes and Participation Factors of Mode 3

另外, 经过分析, 模式 4 为云南内部多台机之间的振荡, 最相关机组为云南的保山槟榔江梯级机组、格吉河梯级电站等。模式 5 为云贵部分机组间的振荡, 最相关机组为云南的弄另、以礼河梯级电站、木笼河梯级、勐嘎河四级、大盈江 3 级和贵州沙陀电站、构皮滩电站等。模式 6 亦为云南与贵州部分机组间的振荡, 最相关机组为贵州的沙陀电站、马马岩电站和云南的以礼河梯级电站、接大关小电等。限于篇幅, 这 3 个局部振荡模式的模态图与参与因子图不在此列出。

1.4 南方电网小干扰稳定问题总体分析

另外, 进一步对南方电网 2010 年在丰小、枯大、枯小 3 种典型运行方式下进行全网小干扰稳定分析后 (方法与丰大一样, 在此省略), 可以得出以下结论: 不同的网络规模和负荷水平下, 南方电网都存在模式 1、模式 2 和模式 3 三种类型的区间振荡模式。它们的振荡频率低, 涉及的机组众多, 对全网的整体低频振荡性能影响大。所以, 这三种模式是本文重点研究的关键区间振荡模式。

这三种振荡模式在典型运行方式下的计算结果如表 2 所示。

从表 2 中可以看出:

1) 模式 1 (南方电网东部与西部机组的区间振荡模式) 振荡频率范围: 0.49~0.61 Hz, 阻尼比范围: 0.07~0.095。由于该模式中大多数强相关的机组已配置了 PSS, 因此该振荡模式的阻尼较高, 各种运行方式下的阻尼比都在 0.07 以上。

2) 模式 2 振荡频率范围: 0.66~0.85 Hz, 阻

尼比范围: 0.045~0.06。虽然多数强相关的机组已配置了 PSS, 但阻尼还不甚理想, 有待进一步研究改善。

3) 模式 3 振荡频率范围: 0.72~0.83 Hz, 阻尼比范围: 0.01~0.04。由于海南的所有机组均未配置 PSS, 实际上海南与广东目前尚未连接, 规划的系统中该模式的阻尼较低, 属于弱阻尼振荡模式。因此在联网时需要采取措施来进一步提高此模式的阻尼。

表 2 南方电网 2010 年典型运行方式下模式 1—3 汇总

Tab. 2 Summary of Interarea Oscillation Mode 1—3 of China Southern Power Grid under Typical Operating Condition in 2010

运行方式	模式 1		模式 2		模式 3	
	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比
丰大	0.490	0.077	0.663	0.055	0.723	0.012
丰小	0.559	0.069	0.843	0.051	0.786	0.031
枯大	0.538	0.096	0.696	0.045	0.720	0.010
枯小	0.610	0.090	0.845	0.059	0.834	0.041

2 南方电网小干扰稳定性改善措施

实践表明, 通过在某些发电机的励磁系统上加装电力系统稳定器 (PSS) 是抑制电力系统机电振荡的一种最经济、有效的方法, 并在现代电力系统中广泛使用。因此, 本节将通过加装 PSS 装置及调整已有 PSS 参数的方法来提高上述区间低频振荡模式的阻尼。

2.1 加装 PSS 装置

由于在模式 2 与模式 3 中, 多数最相关机组并未安装 PSS, 导致振荡模式阻尼较弱。现考虑在模式最相关大容量机组, 即海南的清澜扩建、八所和贵州的构皮滩电站、沙陀电站共 6 台发电机组加装 PSS。PSS 均采用电力工业中广泛应用的超前-滞后校正模型, 传递函数如式 (2) 所示, 参数说明见 PSD-BPA 稳定程序使用手册^[7]。

$$G(s) = \frac{K_{Qs}}{1+sT_{Qs}} \cdot \frac{sT_Q}{1+sT_Q} \cdot \frac{1+sT'_{Q1}}{1+sT_{Q1}} \cdot \frac{1+sT'_{Q2}}{1+sT_{Q2}} \cdot \frac{1+sT'_{Q3}}{1+sT_{Q3}} \quad (2)$$

在此选择功率型 PSS (输入信号为加速功率值 ΔP_e), 选取相应的典型参数为:

$$K_{Qs} = 0.27, T_{Qs} = 0.02 \text{ s}, T_Q = 4 \text{ s},$$

$$T_{Q1} = T'_{Q1} = T_{Q2} = T'_{Q2} = T_{Q3} = T'_{Q3} = 0.01 \text{ s}.$$

在 2010 年丰大运行方式下, SSAP 特征值计算

结果如表3所示。

表3 加装PSS后南方电网2010丰大低频振荡模式
Tab. 3 Low Frequency Electromechanical Oscillation Modes of China Southern Power Grid under 2010 fd Operating Condition after Add PSS

模式	特征值	频率	阻尼比
1	-0.237 926 ± j 3.073 002	0.489	0.077 2
2	-0.263 967 ± j 4.132 687	0.658	0.063 7
3	-0.347 736 ± j 4.459 724	0.710	0.077 7

对比表3与表1可知,在实施新增PSS配置方案后,2010年丰大运行方式下模式3阻尼显著提高,模式2阻尼也有较大的提高。同样,对于振荡模式4、5,均可以通过在参与因子大而未加装PSS的大容量机组上加装PSS来改善模式阻尼。

2.2 特征值灵敏度指导PSS参数调整

自从1965年J. E. VanNess提出特征值对于系统元件参数灵敏度的概念和计算方法以来,灵敏度分析已经广泛应用于电力系统中控制元件的选址和控制系统的参数设计,并且特征值灵敏度已经成为电力系统小干扰稳定控制设计时一个不可缺少的重要工具^[8]。

当系统参数 α 改变时,系统特征矩阵 A 及其特征值也将发生相应的变化,偏导数 $\partial\lambda/\partial\alpha$ 反映了参数 α 的变化对系统稳定性的影响程度,称为特征值 λ 对参数 α 的一阶灵敏度,简称特征值灵敏度^[9]。 $\partial\lambda/\partial\alpha$ 实部为正意味着减小参数 α 可以减小特征根

实部,有利于 λ 在复平面向左移动,提高模式阻尼。反之亦然。

SSAP软件可对式(2)中9个参数做特征值灵敏度分析。由于在PSS设计中,相位补偿确定后,增益 K_{QS} 的调整对提供的阻尼大小影响更直接。因而为便于分析,本文将采用SSAP软件的灵敏度分析功能,主要分析各振荡模式对PSS增益 K_{QS} 的灵敏度,进而指导关键PSS参数的优化调整。在2.1节中加装PSS后,南方电网2010年丰大运行方式下的灵敏度计算结果如表4所示,加粗字符部分标示每个模式对应的较大灵敏度值。

根据灵敏度 $\partial\lambda/\partial\alpha$ 实部的正负号及绝对值大小判断:模式1对香港青山机组PSS增益的灵敏度最大,对广东大亚湾、海门、岭澳等的灵敏度也较大。由于灵敏度实部均为负,因而增大这些机组的PSS增益可以提高模式1阻尼,同时也有助于改善模式2与模式3的阻尼。同理,增大海南东方电厂、贵州构皮滩电站、云南小龙潭新厂机组的PSS增益可以较大地提高模式2的阻尼。增大清澜扩建、八所机组的PSS增益可以大幅度提高模式3的阻尼。从表4中可以看出,模式3对机组东方电厂与小龙潭新厂的PSS增益灵敏度实部为正,增大这两个PSS增益改善模式2阻尼的同时却对模式3有不利影响,但该灵敏度很小,不利影响可忽略不计。

根据灵敏度分析提供的优化方向,本文分步对PSS增益进行调整,调整后的系统振荡模式如表5

表4 特征值对PSS增益 K_{QS} 的灵敏度

Tab. 4 Eigenvalue Sensitivity with Respect to PSS Gain Constant K_{QS}

PSS	所属区域	模式1灵敏度值	模式2灵敏度值	模式3灵敏度值
大亚湾4G1	广东	-0.008 463-j0.032 031	-0.004 668-j0.007 608	-0.003 463-j0.009 477
大亚湾5G2	广东	-0.004 546-j0.030 017	-0.002 846-j0.008 132	-0.001 805-j0.010 231
海门	广东	-0.009 139-j0.015 315	-0.002 670-j0.003 274	-0.002 104-j0.004 862
岭澳	广东	-0.008 655-j0.028 904	-0.001 297-j0.006 495	-0.001 133-j0.007 907
青山1G	香港	-0.011 091+j0.003 124	-0.001 968+j0.000 245	-0.001 950-j0.000 352
青山2G	香港	-0.048 405+j0.017 653	-0.008 645+j0.002 043	-0.008 720-j0.000 669
东方电厂	贵州	-0.001 151+j0.000 550	-0.057 761+j0.000 703	0.000 108+j0.003 386
构皮滩电站	贵州	-0.000 246+j0.000 350	-0.040 537-j0.028 282	-0.001 859+j0.001 840
沙陀电站	贵州	-0.000 196+j0.000 113	-0.009 395-j0.007 788	-0.000 547+j0.000 358
小龙潭新厂	云南	-0.000 91-j0.000 55	-0.012 586+j0.007 203	0.000 055-j0.000 143
清澜扩建	海南	-0.000 265-j0.001 517	0.000 927+j0.001 056	-0.079 176-j0.022 947
八所	海南	-0.000 304-j0.001 512	0.000 926+j0.001 020	-0.077 202-j0.020 919

所示。

调整方案 1: 大亚湾、海门机组 PSS 增益由 0.27 增为 0.6; 岭澳机组 PSS 增益由 0.27 增为 0.4; 青山机组 PSS 增益由 24.4 增为 30。

调整方案 2: 东方电厂增益由 2.1 增为 4; 构皮滩电站、沙陀电站机组增益由 0.27 增为 0.6, 小龙潭新厂机组增益由 30 增为 35。

调整方案 3: 清澜扩建机组与八所机组 PSS 增益由 0.27 增为 0.5。

调整方案 4: 综合方案 1、方案 2 和方案 3。

表 5 各调整方案下的系统振荡模式

调整方案	模式 1		模式 2		模式 3	
	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比
1	0.490	0.096	0.652	0.069	0.703	0.080
2	0.490	0.079	0.656	0.105	0.711	0.079
3	0.488	0.078	0.658	0.063	0.698	0.145
4	0.466	0.103	0.649	0.111	0.690	0.150

由表 5 与表 3 结果对比中可以看出, 方案 1、方案 2、方案 3 单独实施时, 分别对模式 1、模式 2、模式 3 的阻尼有明显提高。在综合调整方案 4 下, 三个区域振荡模式阻尼比整体大幅度提高, 都大于 0.1, 效果显著。

另外, 由于电力系统的实际运行状态经常发生变化, 基于一种运行方式所配置的 PSS 及其参数可能在其它运行方式下失效甚至恶化系统的稳定性。因此, 在基于一种典型运行方式而优化的 PSS 参数, 有必要在其它典型运行方式下进行分析验证、不断优化。经验证, 本文在 2010 丰大运行方式下优化后的 PSS 在丰小、枯大、枯小等运行方式下, 系统的稳定性均有不同程度的提高, 特征值分析结果如表 6 所示。

表 6 调整方案 4 下系统典型运行方式振荡模式汇总

运行方式	模式 1		模式 2		模式 3	
	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比	频率/Hz	阻尼比
丰大	0.466	0.103	0.649	0.111	0.690	0.150
丰小	0.547	0.089	0.845	0.060	0.788	0.160
枯大	0.507	0.138	0.690	0.081	0.70	0.150
枯小	0.587	0.141	0.847	0.059	0.869	0.135

3 结 语

本文以南方电网 2010 年典型运行方式为研究对象, 用 SSAP 软件对系统小干扰稳定性进行了分析。重点研究了对系统影响较广的 3 个区域振荡模式。通过在适当机组安装 PSS, 进而以灵敏度分析为指导, 对关键机组的 PSS 增益进行了优化调整, 区间低频振荡模式阻尼显著提高, 系统整体稳定性得以明显改善。

参考文献:

- [1] 朱方, 赵红光, 刘增煌, 等. 大区电网互联对电力系统动态稳定性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(1): 1-7.
ZHU Fang, ZHAO Hongguang, LIU Zenghuang, et al. The Influence of Large Power Grid Interconnected on Power System Dynamic Stability [J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(1): 1-7.
- [2] 毛晓明, 吴小辰. 南方交直流并联电网运行问题分析[J]. 电网技术, 2004, 28(2): 6-9.
MAO Xiaoming, WU Xiaochen. Analysis on Operational Problems in South China AC-DC Hybrid Power Grid [J]. Power System Technology, 2004, 28(2): 6-9.
- [3] 谷寒雨, 陈陈. 一种新的大型电力系统低频机电模式计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(9): 50-54.
GU Hanyu, CHEN Chen. A New Algorithm for the Computation of Low Frequency Electromechanical Oscillation Modes of Large Power Systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(9): 50-54.
- [4] 励刚, 苏寅生, 陈陈. 面向对象的多谱变换隐式重启动 Arnoldi 算法[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(4): 24-27.
LI Gang, SU Yinsheng, CHEN Chen. Object Oriented Multi Spectrum Transformation Implicit Restarted Arnoldi Algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(4): 24-27.
- [5] 张峰, 徐光虎, 陈陈. 用隐式重启动 Arnoldi 法计算电力系统小干扰稳定[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005, 17(4): 63-69.
ZHANG Feng, XU Guanghu, CHEN Chen. Analysis of Power System with Implicitly Restarted Arnoldi Algorithm [J]. Proceedings of Electric Power System and Automation, 2005, 17(4): 63-69.
- [6] KUNDUR P. Power System Stability and Control [M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [7] 中国电力科学研究院. 中国版 BPA 暂态稳定程序 3.0 版用户手册 [Z]. 北京: 中国电力科学研究院, 2004.
- [8] Van NESS J E, BOYLE J M, IMAD F P. Sensitivity of Large Multiple-Loop Systems[J]. IEEE Trans on Automatic Control, 1965, 10(7): 308-315.
- [9] 王锡凡, 方万良, 杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2004.

收稿日期: 2009-06-08

作者简介:

彭波 (1975), 男, 江西人, 高级工程师, 博士, 研究方向为电力系统稳定与控制 (e-mail) pengbo@csg.cn;

史慧杰 (1981), 女, 山西人, 博士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制;

陈陈 (1938), 女, 浙江人, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统稳定与控制。