

励磁附加调差系数对电力系统小干扰稳定的影响分析及其参数优化

多机系统中, 发电机附加调差系数的变化不仅会影响电力系统稳态特性, 还会影响系统的动态特性。在分析附加调差环节对电力系统稳态特性影响的基础上, 以发电机附加调差系数为控制量, 并以系统机电振荡模式的阻尼比为约束条件, 用系统机电振荡模式的特征值构建目标函数, 建立多机系统附加调差系数的优化模型, 利用非线性规划方法求解优化问题。从而协调多机系统中的附加调差系数, 提供最大阻尼。算例分析表明, 利用所述方法, 可保证多机系统中附加调差系数同时满足稳态和小干扰稳定的要求。

王晓明 王克文/郑州大学电气工程学院
王君亮/国网河南省电力公司电力科学研究院



王晓明/硕士研究生

关键词/Keywords

附加调差 ·
同步转矩 ·
电力系统稳定 ·
非线性优化 ·
多机系统 ·

发电机附加调差环节存在于励磁控制器中^[1], 此环节的作用相当于在发电机端口串联一个虚拟电抗^[2], 使机端电压随无功变化而改变。附加调差系数的变化不仅会影响电力系统稳态特性^[3], 还会对电力系统动态特性产生影响。

常用的附加调差系数整定方法有现场实验测试分析法^[4]和基于单机无穷大系统模型分析法^[5]。文献[6]以单机无穷大系统为例, 探讨了不同系统参数和运行状态下负荷补偿系数与发电机转矩的关系, 从而研究了负荷补偿对电力系统稳定性的影响。深入分析附加调差与系统阻尼的关系表明: 附加调差提供的阻尼转矩增量随附加调差系数的变化是一条二次抛物线^[7], 且这条抛物线的特性与励磁参数、发电机参数、运行状况及线路参数有关。在研究附加调差对电力系统动态特性的影响时, 将系统小干扰稳定仿真结果与现场测量数据进行对比, 分析不同调差系数引起的励磁系统无补偿

频率特性偏移对电力系统稳定器(PSS)参数整定的影响, 研究表明PSS参数整定过程中必须考虑调差系数设置^[8]。

本文在单机无穷大系统和多机系统中分析了附加调差系数对电力系统稳态、动态特性的影响。先用单机无穷大系统模型分析了附加调差系数对发电机同步转矩、阻尼转矩的影响, 再利用插入式模拟技术对多机系统建模, 分析附加调差系数对系统特征值的影响。继而提出以系统满足小干扰稳定为目标的附加调差系数优化模型。并通过算例分析验证了上述方法的可行性。

附加调差系数的稳态取值范围

在分析励磁控制器中附加调差环节对系统的影响时, 可将其等效为虚拟电抗, 与升压变压器串联。当虚拟电抗为负值时, 将补偿变压器的一部分电抗, 减小发电机端口与高压母线之间的电气距离。

在稳态条件下, 根据《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》^[9]中发电机电压调差率的整定原则, 可以确定附加调差系数的取值范围。当发电机变压器组在高压母线并列时, 发电机变压器组的总电压调差由发电机自然调差、变压器压降和发电机附加调差共同产生, 于是附加调差环节中要求的附加调差系数可按下式求解

$$\theta_x = \theta - \theta_c - \theta_T \quad (1)$$

式中, θ_x 为要求的附加调差系数; θ 为发电机变压器组并列点总调差率, 整定范

围为5%~10%; θ_c 为发电机自然调差率; θ_T 为变压器压降折算值^[5]。变压器压降折算值 θ_T 的计算方法如下

$$\theta_T = Q_N U_K \% U_{BN}^2 / (100 U_N^2 S_{BN}) \quad (2)$$

式中, Q_N 为发电机额定无功容量; $U_K\%$ 为变压器短路电压百分比; U_{BN} 为变压器额定电压; U_N 为发电机额定电压; S_{BN} 为变压器额定容量。

多机系统中，当发电机变压器组并列点处高压母线电压波动时，如果要求无功负荷的变化量按各机组的容量分配，各发电机变压器组的电压调差率要近似相等。于是在求出各机组附加调差系数的取值范围之后，还要对发电厂内各机组的附加调差系数进行协调。

附加调差系数对电力系统稳定性影响分析

1. 单机无穷大系统转矩分析

如图1所示,在分析单机无穷大系统时,采用线性化的Phillips-Heffron模型^[6],励磁系统用一阶惯性环节描述,传递函数为 $G_e = K_A / (1 + T_A s)$ 。假定原动机调速系统输出恒定。

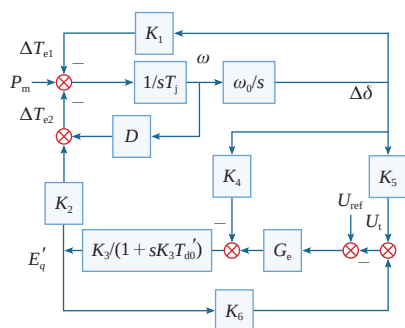


图1 三阶Phillips-Heffron线性化模型

发电机总电磁转矩增量 ΔT_e 由图1中的 ΔT_{e1} 、 ΔT_{e2} 两部分组成。其中 ΔT_{e1} 与 $\Delta \delta$ 同相位,为同步转矩,对应于系数 K_1 。 ΔT_{e2} 则可进一步分解,对功角变化量的系数可表达为^[6]

$$\frac{\Delta T_{e2}}{\Delta \delta} = -\frac{K_2 K_4 (1 + T_A s) + K_2 K_5 K_A}{T_{d0}' T_A s^2 + [T_{d0}' + (T_A / K_3)]s + (1 / K_3) + K_6 K_A} \quad (3)$$

将 $s=j\omega$ 代入, 式(3)右侧为复数, 可记为 $K_R + jK_I$, 实部对应于同步转矩, 虚部对应阻尼转矩。

于是发电机的同步转矩系数 K_s 为

$$K_S = K_1 + K_R \quad (4)$$

阻尼转矩系数 K_D 为

$$K_D = K_I \quad (5)$$

附加调差系数的变化会改变三阶模型中的参数 K_5 、 K_6 ，从而影响 K_D 和 K_S 。据上，对河南豫林州电厂1[#]发电机进行计算得到发电机的同步转矩系数 K_S 、阻尼转矩系数 K_D 与系统振荡频率 f 、附加调差系数 θ_x 之间的变化关系如图2和图3所示。

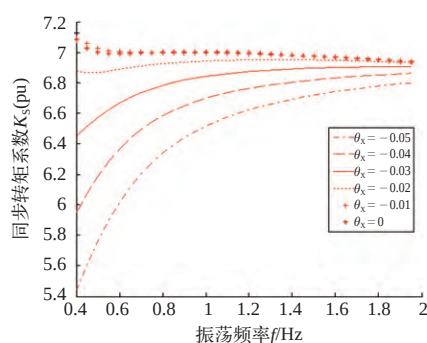
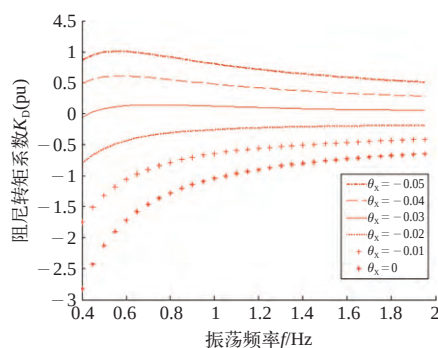
图2 豫林州电厂1[#]发电机 K_S 与 f 、 θ_x 的关系图3 豫林州电厂1[#]发电机 K_D 与 f , θ_x 的关系

图3中,当附加调差系数较小时,阻尼转矩系数随振荡频率增大而减小;附加调差系数较大时,阻尼转矩系数随振荡频率增大而增大。从图2可知,豫林州电厂1[#]发电机的同步转矩系数为正值,且比阻尼转矩系数的值大。

在附加调差系数变化时, 阻尼转矩系数可能为负值。当系统振荡频率较小时, 附加调差环节提供的负阻尼可能较大, 较大的负阻尼会加剧电力系统中的低频振荡。

2. 多机系统模型

采用插入式模拟技术将所有系统元件用零阶传输块和一阶传输块表示^[10]。在形成所有系统元

件的传输模块之后,利用各个传输模块的端口编号得到系统关联矩阵。最后消去零阶传输块即可得到系统的状态空间方程如下

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\mathbf{X} + \mathbf{B}\mathbf{R} + \mathbf{E}\dot{\mathbf{R}} \\ \mathbf{Y} = \mathbf{C}\mathbf{X} + \mathbf{D}\mathbf{R} \end{cases} \quad (6)$$

式中, $\mathbf{A}$ 为状态矩阵。

利用文献[11]中的特征值灵敏度分析法,可按式(7)求得机电振荡模式阻尼比对系统零阶传输模块参数的灵敏度

$$\frac{\partial \xi}{\partial K} = -\frac{\partial \alpha}{\partial K} / \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} + (\alpha^2 \frac{\partial \alpha}{\partial K} + \alpha \beta \frac{\partial \beta}{\partial K}) / \sqrt{(\alpha^2 + \beta^2)^3} \quad (7)$$

式中, α 为特征值实部; β 为特征值虚部; ξ 为阻尼比; K 为系统零阶传输模块参数。附加调差系数对应零阶传输模块, 阻尼比对附加调差系数的灵敏度可由式(7)求得。

3. 附加调差系数对多机系统动态特性的影响

多机系统时,通过计算以下情况的系统全部特征值,分析附加调差系数对系统动态特性的影响。所有发电机附加调差系数为零;对各个电厂,依次改变其中发电机的附加调差系数;将所有发电机的附加调差系数赋优化初值;将所有发电机的附加调差系数赋优化值。

附加调差系数的优化

1. 优化问题数学模型

利用特征值分析系统小干扰稳定时,希望系统的特征值实部、阻尼比满足下式

$$\alpha < \alpha_c \text{ 且 } \xi > \xi_c \quad (8)$$

式中, α_c 为特征值实部阈值; ξ_c 为阻尼比阈值。

优化附加调差系数时,控制量为各发电机附加调差系数,约束条件是式(1)求得各附加调差系数取值范围和系统机电模式最小阻尼,目标函数由不符合式(8)的特征值构成,表达式如下

$$\begin{aligned} \text{Minimize } F(\mathbf{K}) &= \sum_{i=1}^k w_1 (\alpha_i - \alpha_c)^2 + \sum_{i=1}^k w_2 (\xi_i - \xi_c)^2 \\ w_1 &= \begin{cases} 1 & \alpha_i \geq \alpha_c \\ 0.01 & \alpha_i < \alpha_c \end{cases} \end{aligned} \quad (9)$$

$$w_2 = \begin{cases} 1 & \xi_i \leq \xi_c \\ 0.01 & \xi_i > \xi_c \end{cases}$$

式中, $\mathbf{K}$ 为控制参数相量; w_1 、 w_2 为特征根权重系数,其作用是减缓靠近目标解处的收敛振荡现象; k 为需要考虑的特征值个数。

求解优化结果时可以用拟牛顿法。

2. 优化初值选取

在优化附加调差系数时,可以通过以下方法确定各发电机附加调差系数的优化初值

$$\theta_{x0} = g(\theta_x, f, K_D, K_S) \quad (10)$$

式中, θ_{x0} 为优化初值; θ_x 为式(1)求得的发电机附加调差系数。在 θ_x 取值范围内,对每一个 θ_x 值依次改变系统振荡频率 f , 重复计算 K_D 、 K_S 的值。然后找出 K_S 大于零、 K_D 为最大值时对应的 θ_x , 这个值就是附加调差系数的优化初值 θ_{x0} 。

这种方法在单机模型下计算速度快,且选取的优化初值可以为本机模式提供最大阻尼。豫林州电厂1#发电机的 θ_{x0} 与 K_S 、 K_D 、 θ_x 、 f 的关系如图4所示。

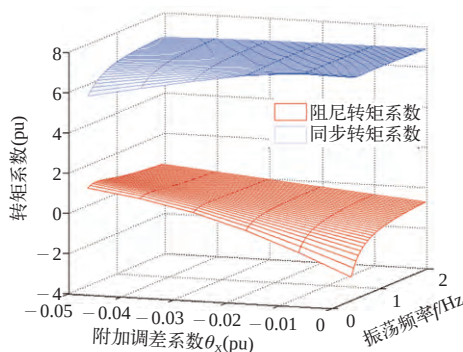


图4 豫林州电厂1#发电机 θ_{x0} 与 K_S 、 K_D 、 θ_x 和 f 的关系

图4中, θ_{x0} 为阻尼转差系数平面上最高点对应的附加调差系数值,其值为 -0.05。

3. 优化问题求解

用拟牛顿法解非线性规划问题时,迭代算式为

$$\mathbf{K}^{(i+1)} = \mathbf{K}^{(i)} - \mu^{(i)} \mathbf{H}^{(i)} \nabla F(\mathbf{K}^{(i)}) \quad (11)$$

式中, i 为迭代次数; $\mu^{(i)}$ 为用信赖域法求解的最优步长; $\nabla F(\mathbf{K}^{(i)})$ 为目标函数 $F(\mathbf{K})$ 在点 $\mathbf{K}^{(i)}$ 处的梯度; $\mathbf{H}^{(i)}$ 为目标函数在点 $\mathbf{K}^{(i)}$ 处的二阶灵敏度矩阵的近似逆阵。优化过程如下。

- 1) 令 $i=0$ ，取初值 $\mathbf{K}^{(0)}$ 、单位矩阵 $\mathbf{H}^{(0)}$ 。
- 2) 计算 $\nabla F(\mathbf{K}^{(i)})$ 、 $\mu^{(i)}$ 得到新迭代点 $\mathbf{K}^{(i+1)} = \mathbf{K}^{(i)} - \mu^{(i)} \mathbf{H}^{(i)} \nabla F(\mathbf{K}^{(i)})$ 。
- 3) 检验收敛条件 $\mathbf{K}^{(i+1)} - \mathbf{K}^{(i)} < \varepsilon$ 是否满足，如果满足转步骤7)，否则转步骤4)。
- 4) 计算 $\Delta \mathbf{G}^{(i)} = \nabla F(\mathbf{K}^{(i+1)}) - \nabla F(\mathbf{K}^{(i)})$ 。
- 5) 计算矩阵 $\mathbf{H}^{(i+1)}$ 为
$$\mathbf{H}^{(i+1)} = \mathbf{H}^{(i)} + \frac{\Delta \mathbf{K}^{(i)} \Delta \mathbf{K}^{(i)T}}{\Delta \mathbf{K}^{(i)T} \Delta \mathbf{G}^{(i)}} + \frac{(\mathbf{H}^{(i)} \Delta \mathbf{G}^{(i)}) (\mathbf{H}^{(i)} \Delta \mathbf{G}^{(i)})^T}{\Delta \mathbf{G}^{(i)T} \mathbf{H}^{(i)} \Delta \mathbf{G}^{(i)}} \quad (12)$$
- 6) 修改迭代次数 $i = i + 1$ ，转步骤2)。
- 7) 输出优化结果。

算例分析

以河南省网数据为例，分析附加调差环节对电力系统的影响，验证优化方案的可行性。算例中有112台发电机，其中37个发电厂的68台发电机有附加调差环节。

在稳态条件下，先求解各发电机附加调差系数的取值范围，然后在取值范围内分析发电机转矩与系统振荡频率、附加调差系数的关系，并选取附加调差系数的优化初值。算例中的优化初值主要分布在 $-0.05 \sim -0.1$ ，个别机组的控制参数与其他机组差别较大，优化初值在 $-0.02 \sim -0.04$ 。

根据稳态分析结果，对多机系统建模。通过以下计算，分析附加调差系数对系统动态特性的影响。

在系统所有附加调差环节的参数值为零时，求出状态空间矩阵的全部特征值，得到所有机电振荡模式的信息。本算例共有112台发电机参与，在111个机电振荡模式中，区域振荡模式为 $\lambda_{1381} = -0.753\ 68 + j3.771\ 61$ ，阻尼比 $\xi_{1381} = 0.195\ 95$ ，振荡频率 $f_{1381} = 0.600\ 27\ \text{Hz}$ 。

依次改变37个电厂内发电机的附加调差环节参数，计算系统最小阻尼比，观察各电厂发电机附加调差环节对系统最小阻尼的影响。电厂“豫绿城燃气”内发电机附加调差环节对系统最小阻尼比的影响如图5所示。

图5表示系统中只有“豫绿城燃气”电厂发电

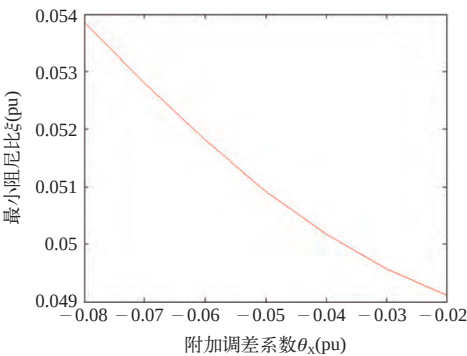


图5 最小阻尼比与附加调差系数的关系

机的附加调差系数改变，此时“豫绿城燃气”电厂发电机的附加调差环节对系统最小阻尼影响较大。在部分取值范围内，系统最小阻尼较小，系统有小干扰不稳定的风险。

经过计算发现，对于不同的电厂，附加调差系数的变化对系统最小阻尼影响程度各不相同，最小阻尼的变化趋势也不一致。

当系统中有附加调差环节的发电机均改变附加调差系数，参数值为式（10）计算得到的优化初值，求得系统最小阻尼比模式为 $\lambda_{1568} = 0.070\ 11 + j3.026\ 71$ ，最小阻尼比 $\xi_{1568} = -0.023\ 16$ 。即各机组附加调差系数不协调时，系统有小干扰不稳定的风险。在这种情况下，需要对各发电机的附加调差系数进行优化。

用前文介绍的优化方法对各机组附加调差系数进行优化，阈值 $\alpha_c = -0.03$ 、 $\xi_c = 0.05$ 。优化过程的迭代信息如表1所示。

表1 优化过程的迭代信息

迭代次数	步长 (pu)	目标函数值 (pu)	不合要求的根数目
1	1.000 00	3.300 941 6	12
2	1.000 00	0.116 584 4	8
3	1.000 00	0.009 353 7	8
4	47.851 56	0.007 338 9	7
5	0.125 00	0.006 797 9	6
6	2.046 87	0.001 234 8	3
7	-0.125 00	0.000 741 9	3
8	-0.125 00	0.000 138 5	1
9	2.187 50	0.000 005 3	0

优化后，机电模式中阻尼比最小模式为 $\lambda = -0.046\ 29 + j0.825\ 61$ ，最小阻尼比为 $\xi =$

