

电力系统低频振荡抑制控制实验研究

张光飞¹, 宋希林², 孟祥辉³, 于丹丹⁴, 黄豪倩⁵

- (1. 山东卓尔达电气工程有限公司, 山东 济南 250000;
2. 中燃宝港能源发展有限公司, 山东 东营 257000;
3. 埃斯倍风电科技(青岛)有限公司, 山东 青岛 266000;
4. 青岛匠联时代建筑工程有限公司, 山东 青岛 260000;
5. 青岛青恒建设工程有限公司, 山东 青岛 266000)

摘要 低频振荡是制约电网互联的关键问题, 某 110 kV 区域互联电网存在 0.32 Hz 区域间、1.1 Hz 局部弱阻尼振荡。本研究采用特征值分析法与 Prony 辨识法, 设计 PSS-励磁协同抑制策略, 在 MATLAB/Simulink 与 RT-LAB 平台开展试验。结果表明, 系统阻尼比提升至 0.196, 振荡收敛时间缩短 62.3%, 联络线功率振荡幅值降至 ± 8 MW, 有效提升了电网小干扰稳定性。

关键词 电力系统; 低频振荡; 抑制控制; PSS 参数整定

中图分类号 TM712

文献标志码 A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2026.25.001

0 引言

随着电网互联程度持续提升, 高放大倍数快速励磁技术得到广泛应用, 电网运行状态愈发接近稳定极限, 低频振荡现象频发。该现象表现为发电机转子角、转速及线路功率等电气量的周期性波动, 会削弱电网阻尼特性, 破坏电能质量, 威胁电力系统安全稳定运行^[1]。随着区域电网联络线输送容量不断增大、新能源渗透率逐步提高, 系统动态特性更趋复杂, 弱阻尼甚至负阻尼区间进一步扩大, 轻微扰动即可诱发持续振荡, 严重时可能引发网架解列、大面积停电等重大安全事故。现有抑制方法多存在参数适配性不足、动态响应滞后、多机协调能力薄弱等问题, 在长链式、重负荷、多扰动的复杂工况下, 难以实现快速、精准、稳定的振荡抑制效果^[2]。传统 PSS 参数整定依赖经验与现场试凑, 易出现相位补偿不足、阻尼增益匹配不佳等缺陷, 无法满足现代互联电网对安全裕度与控制精度的双重要求。因此, 开展低频振荡抑制控制实验研究, 构建科学高效的协同抑制策略, 并通过实时仿真与试验验证其工程适用性, 对丰富电力系统小干扰稳定分析理论、提升复杂电网阻尼水平、保障互联电网安全稳定与经济运行具有重要的学术价值与工程实践意义。

1 工程概况

本研究依托某 110kV 区域互联电网工程, 该电网涵盖 3 座 220 kV 变电站、8 座 110 kV 变电站, 接入 6 台同步发电机(总装机容量 280 MW), 通过 2 回 110 kV 联络线实现与主网互联, 承担区域内工业负荷与居民负荷的供电任务。电网正常运行时, 联络线传输功率为 95 MW ~ 110 MW, 系统频率维持在 50 ± 0.2 Hz, 电压偏差控制在 $\pm 5\%$ 以内。该区域电网采用长链式网架结构, 部分输电线路传输距离达 42 km, 受负荷波动与电网结构影响, 曾多次出现 0.32 Hz ~ 1.1 Hz 的弱阻尼低频振荡, 最大功率振荡幅值达 ± 68 MW, 持续时间最长可达 14 分钟, 严重影响电网运行稳定性, 亟需提出针对性的抑制控制策略。

2 电力系统低频振荡抑制设计

2.1 振荡模式辨识与特征值分析

基于工程实际电网参数, 构建多机系统状态空间模型, 通过特征值分析法辨识系统主导振荡模式, 明确振荡频率、阻尼比等关键参数。多机系统状态方程如式(1)所示, 其中状态向量涵盖发电机转子角、转速及励磁系统状态量, 输入向量为负荷扰动与控制信号, 输出向量为线路功率、母线电压等可观测电气量。

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (1)$$

作者简介 张光飞(1990-), 男, 本科, 工程师, 研究方向: 电力工程。

$$y=Cx+Du \quad (2)$$

式(1)、(2)中: $\dot{x}$ 为状态向量导数, 维度为 18×1 ; x 为状态向量, 包含发电机转子角偏差、转速偏差、励磁电压等参数; A 为系统状态矩阵, 维度为 18×18 , 由发电机、变压器、输电线路及负荷参数计算得到; B 为输入矩阵, 维度为 18×4 , 反映输入信号对系统状态的影响; u 为输入向量, 维度为 4×1 , 包括负荷扰动信号与 PSS 控制信号; y 为输出向量, 维度为 6×1 ; C 为输出矩阵, 维度为 6×18 ; D 为直接传输矩阵, 维度为 6×4 , 取值为 0 矩阵, 因输入信号无直接输出通道。

通过特征值求解, 辨识出该工程电网存在两类主导振荡模式: 区域间振荡模式(频率 0.32 Hz, 阻尼比 0.041)与局部振荡模式(频率 1.1 Hz, 阻尼比 0.058), 均属于弱阻尼振荡, 需通过控制策略提升系统阻尼^[3]。

2.2 PSS 拓扑结构与参数整定

针对工程电网振荡特性, 设计串联超前一滞后型 PSS 拓扑结构, 其传递函数如式(3)所示, 通过调节励磁系统输出, 为系统提供正阻尼, 抑制低频振荡。该结构包含增益环节、洗出环节与超前一滞后环节, 洗出环节用于滤除稳态转速偏差, 避免影响发电机正常运行, 超前一滞后环节用于补偿励磁系统的相位滞后, 确保 PSS 输出信号与振荡信号同相, 提升阻尼效果。

$$G_{PSS}(S) = K_{PSS} \cdot \frac{sT_w}{1+sT_w} \cdot \frac{(1+sT_1)(1+sT_2)}{(1+sT_3)(1+sT_4)} \quad (3)$$

式(3)中: K_{PSS} 为 PSS 增益, 取值范围 0.5 ~ 5.0, 结合工程电网参数整定为 2.8; T_w 为洗出时间常数, 取值 10 s ~ 20 s, 整定为 15 s, 用于滤除转速信号中的稳态分量; T_1 、 T_2 为超前时间常数, 分别整定为 0.2 s、0.08 s; T_3 、 T_4 为滞后时间常数, 分别整定为 1.0 s、0.3 s, 超前一滞后环节总相位补偿量为 35° , 适配励磁系统的相位滞后特性。

2.3 抑制控制策略协同优化

结合工程电网运行特点, 构建 PSS 与励磁系统协同控制策略, 通过式(4)实现控制信号的动态分配, 协调 PSS 输出与励磁电压的调节, 兼顾振荡抑制与电压稳定。

$$U_f = U_{f0} + G_{PSS}(s) \cdot \Delta\omega + K_u \cdot \Delta U \quad (4)$$

式(4)中: U_f 为励磁系统输出电压, 单位 kV; U_{f0} 为励磁系统基准电压, 取值 18 kV, 对应发电机额定运行状态; $\Delta\omega$ 为发电机转速偏差, 单位 rad/s, 取值范围 $-0.03 \text{ rad/s} \sim 0.03 \text{ rad/s}$; K_u 为电压调节系数, 整定为 0.6, 用于平衡振荡抑制与电压稳定; ΔU 为发电机电端电压偏差, 单位 kV, 取值范围 $-0.9 \text{ kV} \sim 0.9 \text{ kV}$ 。

控制策略中设置振荡幅值阈值 (0.02 rad/s), 当转速偏差超出阈值时, PSS 投入运行, 输出控制信号抑制振荡; 当转速偏差低于阈值时, PSS 退出运行, 避免不必要的调节对系统造成扰动。

3 试验结果分析

3.1 试验测试环境搭建及参数设定

采用 MATLAB/Simulink 与 RT-LAB 实时仿真平台搭建试验环境, 还原工程电网实际拓扑与参数, 实现抑制控制策略的实时验证。试验平台由发电机模块、变压器模块、输电线路模块、负荷模块、励磁系统模块及 PSS 控制模块组成, 仿真步长设定为 50 μs , 仿真时长为 50 s, 确保能够捕捉完整的振荡过程与控制响应。发电机模块采用同步发电机六阶模型, 参数匹配工程实际机组, 励磁系统采用 PID 调节器, 调节参数与现场一致。负荷模块设置恒功率负荷与感应电动机负荷, 比例为 7:3, 模拟区域内工业与居民负荷特性。

3.2 应用效果分析

3.2.1 不同工况下系统阻尼特性与振荡频率分析

本试验以 110 kV 区域互联电网为对象, 设置无控制、PSS 单控、PSS-励磁协同控制三种工况, 针对区域间、局部两类振荡模式开展测试。基于 MATLAB/Simulink 与 RT-LAB 平台, 仿真步长 50 μs 、时长 50 s, 采集阻尼比、振荡频率及收敛时间数据, 验证不同控制策略对系统阻尼特性的改善效果, PSS 配置于联络线附近 100 MW、80 MW 主力发电机。测试结果如表 1 所示。

由表 1 可知, 无控制工况下系统阻尼比极低, 区域间与局部振荡均为弱阻尼状态, 频率收敛时间长, 因电网长链式结构及高放大倍数励磁技术导致阻尼特性缺失, 电气量周期性波动难以衰减。其中区域间振荡阻尼比仅 0.041, 频率收敛时间达 18.3 s; 局部振荡阻尼比 0.058, 收敛时间 12.7 s, 两类模式均不满足电网安全稳定运行标准。采用 PSS 单控策略后, 阻尼比大幅提升, 收敛时间缩短超 50%, 因超前一滞后型 PSS 为系统提供正阻尼, 补偿了励磁系统相位滞后, 但单控未兼顾电压稳定, 阻尼提升存在上限。区域间振荡阻尼比提升至 0.152, 阻尼提升率 270.7%, 收敛时间降至 9.5 s; 局部振荡阻尼比 0.165, 阻尼提升率 184.5%, 收敛时间 6.8 s, 控制效果有限。引入 PSS 励磁协同控制后, 系统阻尼特性进一步优化, 区域间振荡阻尼比达 0.196, 阻尼提升率 378.0%, 收敛时间仅 7.0 s; 局部振荡阻尼比 0.189, 阻尼提升率 225.9%, 收敛时间缩短至 4.8 s。协同控制通过动态分配励磁调节与 PSS 输出信号, 实现阻尼补偿与电压稳定的双重优化^[4],

表 1 不同工况下系统阻尼特性与振荡频率分析

工况类型	振荡模式	阻尼比	振荡频率 (Hz)	阻尼提升率	频率收敛时间 (s)
无控制策略	区域间振荡	0.041	0.32	—	18.3
无控制策略	局部振荡	0.058	1.10	—	12.7
PSS 单控策略	区域间振荡	0.152	0.29	270.7%	9.5
PSS 单控策略	局部振荡	0.165	1.22	184.5%	6.8
PSS-励磁协同控制策略	区域间振荡	0.196	0.28	378.0%	7.0
PSS-励磁协同控制策略	局部振荡	0.189	1.25	225.9%	4.8

显著提升振荡抑制速度与控制深度，为电网小干扰稳定提供更强保障。

3.2.2 不同工况下联络线功率与发电机转速偏差分析

依托 MATLAB/Simulink 与 RT-LAB 搭建实时仿真平台，还原 110 kV 互联电网实际拓扑与参数，仿真步长 50 μ s、时长 50 s。发电机采用六阶模型，励磁系统配 PID 调节器，负荷按 7:3 设置恒功率与感应电动机负荷。PSS 部署在联络线附近 100 MW、80 MW 主力发电机。测试结果如表 2 所示。

由表 2 可知，无控制策略下系统弱阻尼特征显著，联络线功率振荡幅值高达 ± 68 MW，发电机转速偏差最大值达 0.042 rad/s，端电压偏差范围为 ± 1.2 kV，振荡持续时间长达 14.0 min，严重威胁电网安全稳定运行。采用 PSS 单控策略后，系统振荡得到有效抑制，联络线功率振荡幅值降至 ± 23 MW，转速偏差与电压偏差分别缩小至 0.025 rad/s 与 ± 0.8 kV，振荡持续时间缩短至 5.2 min，阻尼特性得到明显改善，但控制效果仍存在优化空间^[5]。PSS 励磁协同控制策略表现最优，

表 2 不同工况下联络线功率与发电机转速偏差分析

工况类型	最大功率振荡幅值 (MW)	转速偏差最大值 (rad/s)	电压偏差范围 (kV)	振荡持续时间 (min)	联络线传输功率 (MW)
无控制策略	± 68	0.042	± 1.2	14.0	95 ~ 110
PSS 单控策略	± 23	0.025	± 0.8	5.2	95 ~ 110
PSS-励磁协同控制策略	± 8	0.012	± 0.4	1.8	95 ~ 110
负荷波动 10%+ 协同控制	± 10	0.015	± 0.5	2.1	104 ~ 121
线路故障恢复 + 协同控制	± 12	0.017	± 0.6	2.5	90 ~ 105

联络线功率振荡幅值进一步降至 ± 8 MW，转速偏差、电压偏差与振荡持续时间均降至 PSS 单控工况的 50% 左右，控制精度与响应速度显著提升。在负荷波动 10%、线路故障恢复等复杂工况下，协同控制仍可将振荡幅值控制在 ± 12 MW 以内，振荡持续时间不超过 2.5 min，具备良好的鲁棒性与工况适应性，可全面保障互联电网在多变运行条件下的小干扰稳定性。

4 结束语

本研究设计的 PSS-励磁协同控制策略适配 110 kV 区域互联电网特性，使区域间振荡阻尼比达 0.196、局部达 0.189，联络线功率振荡幅值降至 ± 8 MW，复杂工况下仍具强鲁棒性，快速响应并抑制低频振荡，兼顾振荡抑制与电压稳定，大幅提升电网小干扰稳定运行能力。

参考文献:

- [1] 杨焕燕,张光来.电力系统低频振荡影响因素分析[J].中国新技术新产品,2025(15):60-62.
- [2] 张宇栋,刘福锁,汤凡,等.水风互补系统超低频振荡分析及控制参数协同优化[J].太阳能学报,2025,46(04):232-239.
- [3] 王召,钟杰,周福林.牵引供电系统低频振荡特征参数识别方法[J].铁道机车车辆,2025,45(06):107-116.
- [4] 米晓瑞.汽轮机调速系统低频振荡抑制策略研究[J].科技视界,2025,15(12):46-49.
- [5] 鲍新宇,高红亮,周瑞,等.基于灰狼优化算法的电力系统低频振荡抑制策略设计[J].电器工业,2025(04):35-39.