

煤电机组功率振荡事件分析与防治策略研究

鄢波¹, 齐聪², 万俊松¹, 周志雄¹

(1. 国网江西省电力公司电力科学研究院, 江西 南昌 330096; 2. 中国电建集团江西省电力设计院, 江西 南昌 330096)

摘要:随着新能源发电渗透率持续攀升, 江西电网等效转动惯量下降, 系统频率调节特性显著恶化, 煤电机组频繁调频导致运行稳定性降低。结合江西电网多起功率振荡事件, 通过逻辑验证、参数分析及仿真建模, 揭示机组调速控制系统对振荡的诱发机制, 提出“源头治理-振荡阻断-规范管理”三维综合防治策略, 为新型电力系统下煤电机组的安全运行提供了理论依据与技术支持。

关键词:功率振荡; 一次调频; 转动惯量; 汽轮机阀门流量特性; 调速系统

中图分类号: TM 621 **文献标志码:** B **文章编号:** 1006-348X(2025)02-0025-05

0 引言

随着国家“碳达峰、碳中和”战略推进, 江西省新能源装机占比已超过 50%, 系统等效转动惯量较 2015 年下降 42%。惯量的缺失引发电网频率调节特性改变, 2024 年的江西电网频率波动同比 2023 年增加超过 100%, 传统煤电机组被迫频繁参与调频。2023 年,《华中区域电力并网运行管理实施细则》《华中区域电力辅助服务管理实施细则》的修订和发布, 加大了发电机组参与调频的考核力度, 省内各发电企业纷纷挖掘自身机组的“极限”调频潜力去追求收益最大化, 而忽略机组的运行稳定性。自 2024 年起, 江西电网连续发生 10 余起煤电机组功率振荡事件, 最大振荡幅度超过额定功率的 5%, 严重影响机组的可靠运行及电网安全。

长期以来, 国内外学者对“低频振荡”开展了深入的研究。文献[1]提出负阻尼振荡机理和强迫共振机理, 阻尼转矩法主要用于自治系统研究, 强迫共振机理则用于非自治系统研究; 文献[2-3]指出发电机组的功率振荡现象符合强迫功率振荡特征, 并由此给出了响应的处理方法; 文献[4]提出了励磁系统参数设置不合理, 可能引发功率低频振荡现象, 并分析励磁限幅设置是形成功率等幅振荡的原因。但很少有学者

从机组调速控制系统开展功率振荡风险研究。

文中从煤电机组调速控制系统出发, 探讨功率振荡产生的机理, 结合江西电网功率振荡实证案例, 创新性提出包含源头治理、振荡阻断及涉网规范管理三个维度的综合防治策略, 为功率振荡的研究提供了新方向与理论依据。

1 煤电机组调速控制系统模型构建

现有功率振荡研究多聚焦于“源-网”交互作用机理的系统分析及建立稳定性评估体系, 而从江西电网近两年发生的 10 余起功率振荡事件看, 87% 的事件发生原因与机组调速系统直接相关, 故亟需从机组侧开展精细化建模及防控策略研究。

功率振荡涉及到机组调速控制系统的多个环节, 简化的调速控制系统模型^[5]如图 1 所示。



图 1 调速控制系统简化模型

其中, DB 为一次调频死区; δ 为转速不等率; T_R 、 T_S 表征为继电器、执行机构的滞后时间常数。输入信号为机组频率偏差 $\Delta\omega$, 即发电机组频率标准值 ω_{ref} 与实际频率 ω 之差, 该信号经一次调频死区和限幅环

收稿日期: 2025-03-15

作者简介: 鄢波(1982), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为发电自动化控制。

节后与给定功率、实际功率信号进行综合处理,通过功率控制器运算后输出指令;该指令通过阀门流量特性函数标幺化处理后,变成调门开度指令输出,通过电液伺服传动机构驱动汽轮机调门,控制汽缸进气量来调整机组功率。

煤发电机组的调速控制系统通过解耦可分解为调频环节、功率控制器环节、阀门流量特性环节及电液伺服执行机构等,一次调频功能缺陷、控制器参数失配、阀门流量特性畸变都有可能引发机组功率振荡,导致系统稳定破坏。

下面将结合江西省功率振荡的典型实例,从调速控制系统的各个环节分析事件的形成机理。

2 典型案例及原因分析

2.1 案例1(一次调频逻辑缺陷引发的振荡)

2024年1月27日,某百万机组处于AGC模式,接调度指令快速降负荷,当机组功率降至450 MW附近时开始出现振荡,最大振荡幅度超过20 MW,1分钟后,运行人员手动退出机组一次调频功能,功率逐渐恢复稳定。机组整个功率振荡过程如图2所示。

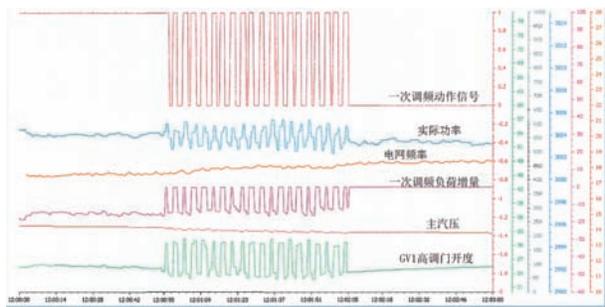


图2 机组功率振荡曲线截图

功率振荡周期和一次调频动作信号一致,判断功率振荡是由于一次调频功能引发。验证机组一次调频逻辑,发现该机组在一次调频限幅功能中,设置了负荷低于450 MW时,自动切除一次调频的逻辑。

振荡发生时,电网频率一直处于50.07 Hz的高频状态,机组有个较大的向下一次调频动作量。当机组实际功率下降至低于450 MW时,一次调频动作信号切除,调频动作量归零,导致机组实际功率大于450 MW,重新触发一次调频动作。一次调频频繁投切,叠加到汽轮机高调门指令跟随一次调频投切不停输出、复位,引发功率振荡,直到运行人员退出一次调频功能,振荡现象才消除。

该案例是典型的由于一次调频逻辑缺陷引发的功率振荡。此外,一次调频测频回路、一次调频小频差增强回路等环节也容易触发功率振荡,需格外关注。

2.2 案例2(功率控制器参数失配引发的振荡)

2024年3月6日,某机组处于AGC模式,机组实时功率800 MW。8时50分,协调优化人员修改功率控制器参数;9时16分,AGC指令开始连续升负荷;9时20分,当机组功率升至840 MW附近时,开始出现振荡,随后振荡发散,最大振荡幅度超过50 MW;9时22分08秒,运行人员退出协调控制方式,手动投入负荷保持,功率逐渐恢复稳定。

此次功率振荡现象出现在控制器参数优化后,推测由于参数改变引发了振荡。该机组的功率控制器采用比例-积分-微分(PID)控制方式,积分系数 $K_I=0.1$,微分系数 $D=0$,比例系数 K_P 采用变参数设计, $K_P=K_1 \times K_2 \times K_3$, K_2 为定值0.9, K_3 在升降负荷时为1.2、负荷稳定时为1.0。机组功率振荡前,协调优化人员修改了变比例参数 K_1 , K_1 参数设置如下表1。

表1 机组功率控制PID变比例 K_1 参数

负荷偏差(MW)	-10	-8	-5	5	8	10
K_1 (修改前)	1.3	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3
K_1 (修改后)	2.0	1.5	1.2	1.2	1.5	2.0

将该机组调速控制系统进行仿真,系统模型包括功率控制器、流量特性、电液执行机构、汽轮机本体模型四个环节。其中,汽轮机本体模型^[6]如下图3所示。

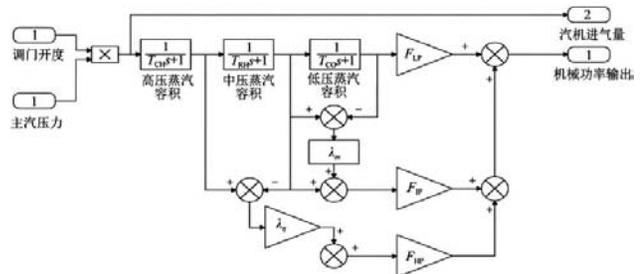


图3 典型汽轮机本体模型结构

该机组是串联组合、一次中间再热器汽轮机,选择PSASP模型库中的9型调速器。依照机组实测建模数据,设置过热器容积时间常数 $T_{CH}=0.78$,再热器容积时间常数 $T_{RH}=12$,连通管容积时间常数 $T_{CO}=1$,高压缸做功系数 $F_{HP}=0.377$,中压缸做功系数 $F_{IP}=0.299$,低压缸做功系数 $F_{LP}=0.324$,高压缸过调系数 $\lambda=0.8$ 。

为便于分析,对模型其余环节进行简化,阀门流量特性环节只挑选功率振荡时的流量曲线,流量特性增益(斜率)根据实际修改为1.4;由于功率控制属于快速调节过程,不考虑锅炉侧的影响;仿真时,忽略机组主蒸汽压力影响,只考虑稳压状态;电液转换器的响应速度快,与油动机时间常数相比,响应时间可以忽略不计;将位移传感器设置为双向作用负反馈。

功率控制器中积分和微分系数按机组当前值分别设定0.1、0,比例系数 K_p 由1.1开始,逐步增大到2.3。设定功率阶跃量为30 MW,部分仿真结果如图4、图5所示。

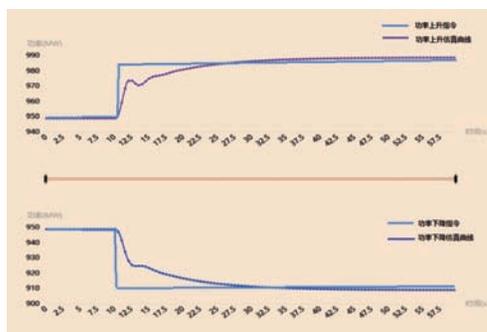


图4 功率控制器 $K_p=1.4$ 仿真曲线

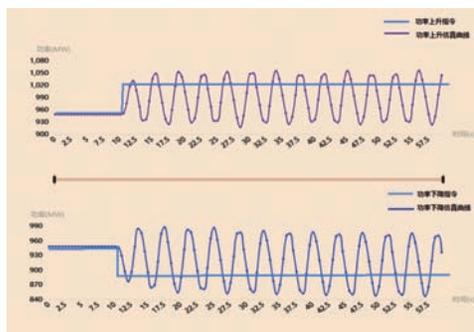


图5 功率控制器 $K_p=2.1$ 仿真曲线

当 K_p 值增大时,功率从稳定状态开始出现振荡。当 K_p 大于1.7时,振荡幅度增大且变为等幅过程,当 K_p 增大到2.1以上时,振荡开始发散且较为明显。随后,当 K_p 值逐渐减小,振荡幅度有所减弱并逐渐停息。仿真结果表明,机组在原有的控制参数下能稳定运行,在新的参数下系统发生振荡。

机组处于功率闭环控制模式下,当控制参数不合理时,系统总阻尼减小甚至为负,机组稳定性减弱,在特定扰动触发下,易产生功率振荡。

2.3 案例3(阀门流量非线性引发的振荡)

2024年4月21日,某机组协调方式运行,一次调频功能投入,机组功率504 MW,主汽压力15.6 MPa,

两个高压调阀开度均为29%。12时45分20秒,机组开始进行阀门活动试验,GV1高调门(左侧)以0.1%/s速率自动关闭,GV2高调门(右侧)在负荷闭环下自动调整阀门开度以维持负荷稳定。在GV1高调门(左侧)接近全关,GV2高调门(右侧)开至60%附近时,机组功率开始振荡,最大振荡幅度超过30 MW,振荡持续到阀门活动试验结束。

由于该振荡事件发生在机组单侧进汽时,推测是由于试验过程中,高调门流量特性发生了较大的变化,与当时的控制器参数不匹配而导致的功率振荡。

汽轮机阀门流量特性^[7]是指阀门开度与进入汽缸的蒸汽流量的对应关系,目前尚没有直接测量的方式,一般可通过下列公式(1)计算高压缸调门的等效流量。

$$Q = k \frac{P_{im}}{P_t} \times \frac{P_r}{P_{imr}} \times \frac{1}{\sqrt{T_{im}}} \% \quad (1)$$

式中: Q 为等效汽轮机流量,与总阀位指令线性对应; P_{im} 为调节级压力; P_t 为主蒸汽压力; P_r 为额定主蒸汽压力; P_{imr} 为主蒸汽压力; T_{im} 为调节级温度; k 为等效流量修正系数,根据该汽机调阀全开后的数据分析可以计算出 $k=30$ 。

该机组为节流配汽机组,配置两个主汽门和两个主调门。每个主汽门与下游主调门串联,构成一个主汽阀组。锅炉蒸汽经过两个并联的主汽阀组,再分别进汽轮机。当一侧主汽门/主调门全关时,形成单侧进汽。此时,锅炉所有蒸汽全通过一侧主汽阀组进入汽轮机。

对机组历史单侧进汽及双侧进汽数据进行挖掘分析,利用式(1)计算,得到该机组单侧进汽及双侧进汽模式下汽轮机流量仿真曲线,如图6所示。

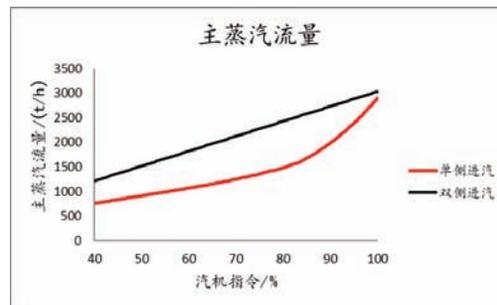


图6 单侧进汽及双侧进汽模式下阀门流量仿真曲线

仿真结果显示,在额定初始参数下,当主调门开度均为100%时,双侧进汽流量为3 035 t/h,单侧进汽

流量为 2 901 t/h;当主调门开度均为 50% 时,双侧进汽流量为 2 665 t/h,单侧进汽最大流量为 1 843 t/h。这主要是由于单侧进汽通流口径只有双侧进汽的一半,使得相同压差下蒸汽流量显著减小。在动态调节过程中,当主调门开度由 50% 增大至 100% 时,单侧进汽蒸汽流量增幅为 1 058 t/h,而双侧进汽蒸汽流量增幅为 370 t/h。

根据主蒸汽流量与机组机械功率的线性度关系,得到该机组单侧进汽及双侧进汽模式下机械功率仿真曲线,如图 7 所示。

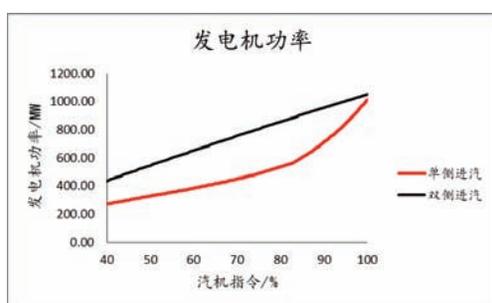


图 7 单侧进汽及双侧进汽模式下发电机功率仿真曲线

主蒸汽流量变化幅度越大发电机功率波动越大。单侧进汽工况的调门流量特性呈明显非线性,尤其在高阀位区非常陡峭。本次振荡事件发生在单侧阀门进汽且开度在 60% 以上,该阀位范围内的线性斜率过高,增大了开环增益,系统稳定性降低,阀门流量与控制器参数不匹配,触发了功率低频振荡且振荡幅度较大,直至试验结束恢复双侧进汽后振荡现象才逐渐消失。

汽轮机阀门流量特性环节是机组调速控制系统的重要组成部分,流量曲线的设置应与功率调节器的参数相匹配。当流量特性增益出现较大变化时,容易造成机组功率控制不稳定,影响机组安全稳定运行。

3 存在问题及综合防治策略

随着新能源占比的不断上升,煤电机组“压舱石”作用越来越明显。省内各发电企业为了追求更好的技术指标和最大的调频收益,开展了机组“极限”调频优化,挖掘性能的同时也给电网运行带来了不稳定因素,主要表征为中调速控制系统的各个环节出现问题。

一次调频环节:各发电企业为了提高机组的一次调频考核合格率,普遍采用叠加小频差补偿或降低局

部转速不等率的方法,增加一次调频小频差的响应能力,省内更有部分机组缩小调频死区,通过“抢跑”的手段来增加合格率。

功率控制器环节:为获得 AGC 模式最好的技术指标,盲目增大功率控制回路控制器参数。此种状态下,调节过程比例积分作用增强,对于省调日常下发的小负荷指令动态响应效果较好,机组也能稳定运行,但遇到较大的负荷指令或受到其他扰动源时,容易引起系统的振荡发散。

阀门流量特性环节:体现为流量和阀门开度的斜率非线性。机组阀门维修或重新整定参数,容易造成斜率的拐点,如果拐点前后斜率差距过大,并超过了功率控制器闭环可调节范围,会造成机组在拐点附近的功率振荡。且随着机组的深度调峰现象加剧,部分机组存在中压调节阀参调现象,中压调节阀调节线性度普遍较差,更容易诱发功率振荡现象。

煤电机组功率振荡现象频发,严重影响了电网稳定运行状态,同时也给发电机组的自身运行安全带来了威胁。为避免这一现象,从电网和电厂的角度同时发力,文中提出了包含源头治理、振荡阻断及涉网管理规范三个维度的综合防治策略。

3.1 源头治理

发电企业应对机组自身调速控制系统的各个环节进行严格把控。在一次调频环节,确保调频逻辑符合相关规程规定,严禁采用一次调频小频差增强、改变调频转速不等率等易触发振荡的设置;在功率控制器环节,调节参数优化后应开展多工况仿真验证,并邀请第三方有资质及能力的单位开展调节性能及稳定性评价试验,以保障控制器可靠投入;在阀门流量特性环节,机组大修或开展过影响汽轮机阀门性能的工作后,应重新整定阀门流量参数,保证阀门流量的线性化。

3.2 振荡阻断

在机组控制系统中,设置功率振荡判据及阻断机制,采用“振荡发现-迫降-阻断”策略^[9],在振荡初期实现强效抑制。振荡判据可通过 DCS 逻辑组态实现,振荡发现后自动减弱控制器参数,或将机组从协调模式切换到 TF、手动模式,来快速迫降及阻断振荡现象,并发送报警信号,通知运行人员尽快介入操作,以保证机组运行安全。

3.3 规范管理

电网应加强涉网规范化管理。调度部门应督促发电企业对机组调频逻辑、参数进行全面梳理,评估功能改造、逻辑优化和参数修改对机组稳定运行的影响,发现问题及时整改,并要求及时备案试验报告、优化后的涉网参数和相关资料。鉴于发电企业未按规定向调度报备、擅自修改涉网关键参数的情况屡有发生,电网侧可搭建发电机组关键涉网参数监控及预警平台,对机组的复杂调速控制系统进行解耦,分环节动态感知,一旦发现各环节的关键参数异动,平台可及时发出报警信号并对违规操作进行处罚。

同时,电网应及时完善及更新电网PSASP调速系统模型库^[8]。当前模型库中,一次调频环节通过固定调差系数进行表征,流量特性环节简化为通流量与阀门开度的线性化关系,控制器环节也采用简单的固定PID参数设置来体现,模型各环节的简化及控制参数的缺失导致调速模型难以复现机组低频振荡过程,无法对振荡抑制方案进行仿真验证。应尽快完善该模型库,针对各机组的特色优化控制,实行“一机一策”细化匹配,提高模型的准确度和可适性,使得电网稳定仿真校核结果能更准确、更直观地反映现状,及时发现及消除振荡隐患。

4 结语

煤电机组的功率振荡对电网的安全稳定运行带

来了较大威胁,必须引起足够重视。引起机组功率振荡的因素有很多,除了调速控制系统的因素外,励磁、PSS等系统的变化也能引发功率振荡^[9]。对于调速控制系统引发的功率振荡,可以采用治理消除振荡源、迫降及阻断振荡现象、提高涉网安全规范化管理三个维度进行综合防治,为新型电力系统下电网安全稳定运行提供了理论依据与技术支撑。

参考文献:

- [1] 文贤馗,谈竹奎.新型电力系统广域阻尼控制器时延补偿技术研究[J].自动化与仪器仪表,2023,50(3):176-179.
- [2] 陈磊,张林.单机等值系统调速器死区对频率振荡的影响[J].电力系统自动化,2019,43(7):107-112.
- [3] 薛安成,王嘉伟.电力系统超低频振荡机理分析与抑制研究现状与展望[J].中国电机工程学报,2021,41(2):553-568.
- [4] 李生鹏,张顺.基于抑制低频振荡的火电机组原动机侧分级模糊控制策略[J].热力发电,2024,53(12):135-141.
- [5] 文贤馗,谈竹奎.新型电力系统广域阻尼控制器时延补偿技术研究[J].自动化与仪器仪表,2023,31(3):176-179.
- [6] 朱亚清.1000 MW超超临界机组低频振荡原因分析[J].南方电网技术,2017,11(3):65-73.
- [7] 张宝,丁阳俊.基于抑制电力系统低频振荡的火电机组控制系统优化[J].中国电力,2020,53(2):137-141.
- [8] 张顺,李生鹏.抑制火电机组超低频振荡的一次调频建模及仿真[J].自动化与仪器仪表,2024,177(9):177-180.
- [9] 冯才有,焦春雷.火电机组调速系统引发的低频振荡分析及抑制措施研究[J].测量与检测技术,2023,45(6):99-103.