

国家能源局浙江监管办公室文件

浙监能市场〔2017〕7号

国家能源局浙江能源监管办关于印发《浙江省电力系统网源协调监管办法（试行）》的通知

国网浙江省电力公司、浙江省能源集团有限公司、浙江浙能电力股份有限公司、华能、国电、大唐、华电、国华浙江分公司、华润东南大区、浙江电力交易中心有限公司、浙江省电力公司电力科学研究院、各省统调发电企业、各有关单位：

为适应新形势新要求，加强网源协调管理有关工作，进一步维护浙江电力系统的安全稳定运行，我办制定了《浙江省电力系统网源协调监管办法（试行）》，现印发给你们，请认真遵照执行。工作当中如遇重大事项，请及时与我办联系。

附件：浙江省电力系统网源协调监管办法（试行）



抄送：国家能源局综合司

国家能源局浙江监管办公室综合处

2017年3月29日印发



浙江省电力系统网源协调监管办法（试行）

第一章 总 则

第一条 为了加强我省电力系统网源协调监管，保障电力系统安全、优质、经济运行，维护电力调度秩序和厂网双方合法权益，依照《电力监管条例》、《电网运行规则（试行）》（原电监会令22号）、《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161号）等有关法规、规范性文件和国家标准、行业标准，制定本办法。

第二条 本办法所称网源协调，是指厂网双方对一次调频和调速系统、发电机励磁系统与电力系统稳定器（PSS）、涉网保护与安全自动装置、自动发电控制系统（AGC）与自动电压控制系统（AVC）、进相能力、技术出力、电力监控系统安全防护和其他厂用涉网设备的功能、性能、参数和试验的管理工作。

第三条 本办法适用于浙江电力调度控制中心（简称“调度机构”）、浙江电网统调发电企业（含自备发电企业，简称“发电企业”）以及相关规划设计、施工建设、安装调试、研究开发、技术监督等单位。

浙江省内其它调度机构和发电企业参照执行。

第四条 网源协调监管遵循依法、公正、效率的原则。调度机构、发电企业和相关单位应当加强沟通协调，发扬团结治网精神，共同维护电网的安全稳定运行。

第五条 浙江能源监管办（简称“监管机构”）负责网源协调监管工作。调度机构、发电企业以及相关单位在各自职责范围内开展网源协调管理工作。

第二章 网源协调管理职责

第六条 调度机构应履行以下职责：

（一）落实网源协调调度相关的规定及各项技术标准、规范、反措要求；

（二）组织制定网源协调工作规范和年度工作计划，组织召开网源协调年度工作会议；

（三）组织开展调度管辖范围内发电厂涉网事故的调查分析，组织制定反事故措施；

（四）组织开展网源协调相关专项核查与专项技术工作；

（五）受理网源协调技术条件确认申请，组织网源协调技术条件的审核确认工作，按时完成结果审批；

（六）组织开展网源协调关键参数和性能在线监测；

(七) 负责调度管辖范围内发电企业涉网部分的电力监控系统安全防护实施方案备案工作。

第七条 发电企业应履行以下职责:

(一) 发电企业是本单位网源协调工作的责任主体, 负责网源协调相关设备的运行维护, 确保网源协调相关设备、功能及性能符合有关标准、规程和规定;

(二) 负责制定本单位网源协调年度工作计划, 按计划完成网源协调年度工作, 参加网源协调相关会议、交流、培训和专项检查等工作;

(三) 负责本单位的网源协调事故分析, 落实网源协调反事故措施;

(四) 承担网源协调相关专项工作, 按要求开展自查工作并提交相关技术报告;

(五) 组织完成网源协调功能、性能、参数和试验确认工作, 确保其性能和参数符合电网安全稳定运行需要, 网源协调试验方案与报告提交调度机构; 定期报送网源协调运行报表, 按要求报送网源协调参数、定值和技术资料;

(六) 按要求做好网源协调关键参数和性能在线监测工作;

(七) 负责企业所辖范围内电力监控系统的安全管理, 及

时报告电力监控系统出现的安全事件，按要求提交本企业电力监控系统安全防护实施方案。

第八条 技术监督机构(目前为浙江省电力公司电力科学研究院)应履行以下职责:

(一) 依据国家有关规定和行业标准开展技术监督;建立健全技术监督数据库,对相关数据实施动态监督;数据库应当向监管机构开放;

(二) 协助监管机构建设维护网源协调监管信息系统,建立网源协调数据台账,编制网源协调报表和分析报告,对网源协调设备及技术参数进行过程监督、评判、预警和告警;

(三) 协助调度机构开展网源协调技术管理与技术支撑工作,负责网源协调相关试验方案与试验报告审核;

(四) 参与网源协调事故调查分析,提出网源协调反事故措施建议;

(五) 开展专项研究,提出网源协调新技术,组织开展网源协调技术交流和技术培训。

第九条 承担浙江电力系统网源协调相关工作的规划设计、施工建设、安装调试、研究开发等单位应履行以下义务:

(一) 依据发电企业委托开展网源协调设备和相关系统设计、安装、试验工作;

(二) 确保所承担的相关工作符合有关标准、规程和规定，符合浙江电力系统网源协调有关规定；

(三) 按时编制本单位承担工作相关的技术文件，并对数据的真实性负责。

第三章 网源协调管理要求

第十条 调度机构应依法履行网源协调管理职责，加强电源接入点调度管理工作，加强电力系统安全稳定分析和二次系统及无功电压管理，完善低频减载控制措施，制定特高压直流闭锁应急处置预案，组织开展应急演练，提高电网运行风险管控水平。

第十一条 发电企业应加强网源协调相关设备的运行管理，完善涉网设备运行和检修安全管理制度，制定反事故措施和应急预案，参加电网反事故演习，落实调频调压措施，提高电网大频差时机组一次调频能力，维护电力系统安全稳定运行。

第十二条 新建、改建、扩建的发电企业应通知调度机构和技术监督机构参加机组网源协调相关设备的可研、初设及技术规范书的审查，必要时参加设备的出厂验收。

第十三条 新建、改建、扩建的发电企业应当在预定的新设备启动投产日期之前 3 个月向调度机构和技术监督机构提供网源协调相关的技术资料并对准确性负责，包括：

（一）发电机组正常运行的有功功率范围，一次调频能力，超速保护（OPC）定值，火电机组快速减负荷（RB、FCB）能力设计及相关控制策略说明及控制原理图，调速系统技术说明书及逻辑图。

（二）发电机 P-Q 图及运行范围曲线图，详细原动机和发电机组轴系惯量参数，发电机本体设计参数、进相能力、定子电流过负荷能力、转子电流过负荷能力、主变过激磁能力，以及主变压器、励磁变压器、主励磁机、副励磁机和励磁系统整流设备的参数，励磁系统技术说明书，励磁系统参数定值整定计算书与定值单，励磁系统及电力系统稳定器 PSS 模型框图与参数说明。

（三）继电保护图纸、各涉网保护功能的逻辑框图、技术说明书、计算公式、特性曲线和厂家典型参数，各涉网保护和对应励磁系统限制功能的定值整定计算书与定值单。

（四）火电机组 AGC 及协调控制系统组态资料，水电机组监控系统说明书、AGC 组态及逻辑设计资料等，AGC 运行范围、调节速率、调节死区，AVC 系统技术说明书、AVC 调节范围、调节速率、调节死区、控制逻辑框图与控制策略说明。

（五）锅炉、汽轮机（燃机）、发电机有关设计技术参数与性能说明书、热平衡图、修正曲线、热力计算书，供热机组可调度负荷区间（更改）说明。

(六) 发电厂站控系统说明书,发电厂站控制系统的电网控制端接口规范和调试方案。

(七) 电力监控系统安全防护实施方案。

(八) SVC/SVG 等其他厂站用动态无功补偿设备的产品说明书、控制策略、参数定值等。

第十四条 发电企业应委托满足《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》相应资质要求的单位对网源协调性能或特性参数进行调整试验,新建机组的网源协调性能试验包括:

(一) 一次调频能力试验

(二) 原动机调速系统建模及参数实测试验

(三) 自动发电控制(AGC)性能试验

(四) 励磁系统建模及参数实测试验

(五) 电力系统稳定器参数整定试验

(六) 自动电压控制(AVC)性能试验

(七) 发电机进相能力试验

(八) 发电机组甩负荷试验

(九) 辅机故障减负荷(RB)试验

(十) 机组技术出力试验

(十一) 机组额定出力试验

第十五条 调度机构根据发电企业提供的技术资料,在新

建、改建、扩建机组并网调试前下达与电网安全稳定运行相关的发电机组参数整定要求。发电企业应按照调度机构下达的整定值执行，改变其状态和参数前，应当经调度机构同意。

第十六条 在运机组相关网源协调设备改造或性能、参数变动(含重大软件升级)后，应重新开展相应的网源协调性能试验。在运机组应在机组 A 级检修后开展一次本办法第十四条(一)至(三)的网源协调性能试验。

第十七条 新建发电机组在满负荷见证试验之前应委托有资质的电力试验单位完成调速系统、励磁系统及 PSS 现场试验、参数实测建模工作。发电机组在机组或调速系统、励磁系统改造(包括重大软件升级)后，应在一个月内委托有资质的电力试验单位重新进行现场试验、参数实测建模和 PSS 参数整定工作。实测建模报告需通过技术监督机构审核，并将试验报告报调度机构。

第十八条 发电企业网源协调性能试验方案应在机组并网运行前 1 个月提交技术监督机构审核通过后，向调度机构提出试验申请，同意后按规定时间开展试验。

第十九条 对于涉及电网安全、经济运行的重要网源协调性能试验，由技术监督机构根据需要开展现场见证。

第二十条 发电企业应在完成网源协调性能试验后 1 个月

内，向技术监督机构报送试验报告，技术监督机构应在 10 个工作日内完成试验报告审核工作，并报调度机构批准后录入数据台账系统。

第二十一条 若发电企业网源协调性能指标不满足要求，影响电网安全稳定运行的，调度机构应要求发电企业限期整改。必要时，调度机构可要求机组降负荷直至解列运行。

第二十二条 网源协调相关系统发生事故、障碍和异常时，发电企业应立即向调度机构值班调度员汇报，并采取相应措施尽快恢复系统正常运行。发生事故和重大障碍后，发电企业应于 3 个工作日内提出故障或异常原因分析并将分析报告报送调度机构和技术监督机构。必要时，应组织召开由调度机构、技术监督机构、设计单位和设备制造厂共同参加的网源协调技术分析会，确定问题原因、提出整改措施、制定工作计划。

第二十三条 除发生事故或者实行特殊运行方式外，电力系统频率、并网点电压的运行偏差应当符合国家标准和行业标准。在发生事故的情况下，发电机组及相关设备运行特性对频率和电压变化的适应能力应当符合国家标准和行业标准。

第二十四条 调度机构和技术监督机构应开展网源协调在线监测工作，发电企业应积极配合。

第二十五条 技术监督机构应建立网源协调技术条件与参

数管理数据的信息化台账，对文件报送与技术条件确认等事项实施审核与备案，定期编制和发布网源协调运行报表与分析报告。

第二十六条 发电企业每月 10 日前向技术监督机构报送网源协调报表，对网源协调日常运行性能参数、异常故障等情况进行统计分析，由技术监督机构汇总报送监管机构和调度机构，并录入数据台账系统，定期发布。

第二十七条 发电企业应在每年 1 月 15 日前将上年度网源协调运行报表、运行分析工作总结报送技术监督机构与调度机构，并在网源协调年度工作会议上总结交流年度工作情况，讨论确定下年度工作计划与重点工作。

第二十八条 技术监督机构应根据年度计划安排、技术条件确认工作进展与管理台帐数据编写年度网源协调工作报表及网源协调年度工作报告，于每年 1 月 31 日前报送监管机构和调度机构。

第二十九条 发电企业应在每年 9 月底前上报下一年度网源协调工作计划，调度机构根据机组检修计划、设备技改计划、基建投产计划，以及技术条件确认与专项工作安排，组织编制年度网源协调工作计划和重点工作，每年 1 月份以正式文件下达，并报送监管机构。

第三十条 技术监督机构应根据实际需要组织相关网源协

调专业会议、技术与宣贯培训，协助调度机构开展网源协调相关的专项检查与专项调研工作，根据需要推进新技术推广应用与专项研究工作。

第四章 网源协调技术要求

第三十一条 一次调频和调速系统技术要求：

（一）发电机组须装设调速系统，具备一次调频功能，参与一次调频，一次调频功能应按照调度机构有关规定投入运行，一次调频基本性能指标符合国家标准和行业标准；调速系统设备选型满足相关标准要求，并应具备可供第三方进行模型参数测试所需要的接口。

（二）发电机组调速系统中的汽轮机调门特性参数应与一次调频功能和自动发电控制调度方式相匹配。在阀门大修后或发现两者不匹配时，应进行汽轮机调门特性参数测试及优化整定，确保机组参与电网调峰调频的安全性。

（三）发电企业负责所属机组调速系统的管理，并网运行的发电机组调速系统的一次调频死区、局部转速不等率、最大负荷限幅、汽门快控动作定值等各项性能指标应满足国家标准和行业标准的要求。

（四）对存在单阀、顺序阀运行方式的发电机组，发电企

业应对其控制性能进行整定，确保两种运行方式下发电机组一次调频响应性能基本相同。

（五）发电企业不得擅自更改入网机组一次调频死区、转速不等率、最大负荷限幅以及投用负荷范围等关键参数，不得擅自更改与电力系统稳定性密切相关的调速系统相关控制逻辑，不得擅自更改汽门快控逻辑与相关定值。

第三十二条 励磁系统与电力系统稳定器技术要求：

（一）发电机组须装设自动电压调节器（AVR），其技术性能应符合国家标准和行业标准的要求；应配置双自动控制通道，具备励磁电流顶值限制、V/Hz（过磁通）限制、低励磁限制、过励磁限制、过励磁保护和无功调差功能，具备满足励磁建模与PSS参数整定试验要求的相关接口。

（二）100MW及以上火电、核电机组和燃气机组、40MW及以上水电机组的励磁系统应具备电力系统稳定器（PSS）功能，其它对电网稳定有重要影响的机组也应装设PSS。

（三）发电机励磁调节器（含电力系统稳定器）须经认证的检测中心的入网检测合格，挂网试运行半年以上，形成入网励磁调节器软件版本，才能进入电网运行。

（四）水轮发电机、燃气轮发电机和具有快速调节机械功率作用的大型汽轮发电机应选用具备抗反调能力的PSS，经参数

整定的 PSS 投入后发电机组的阻尼比应大于 0.1。

（五）发电企业应确保发电机励磁系统运行稳定、可靠，自动励磁调节装置及其特性单元（包括强励、低励限制、转子电流过负荷限制、定子电流过负荷限制、V/Hz 限制、调差和 PSS 功能等）应保持完好，未经调度机构和技术监督部门同意，不得变更励磁系统参数及 PSS 的投退状态。如在励磁建模试验后发生定值或设定参数变化，应说明对励磁模型有无影响，必要时重新进行建模试验。

（六）投运的励磁系统应具有正式定值单，其中涉网性能参数和涉及主设备安全的重要定值应有审核批准的整定计算书或试验报告。

（七）发电机励磁系统应具备一定过负荷能力。励磁系统应保证发电机励磁电流不超过其额定值的 1.1 倍时能够连续运行。励磁系统强励电压倍数、强励电流倍数和强励时间应满足国家标准和行业标准要求。

（八）发电机励磁系统正常应投入发电机自动电压调节器（机端电压恒定的控制方式）运行，经参数整定且试验报告通过审核的电力系统稳定器正常必须置入投运状态，励磁系统（包括电力系统稳定器）的整定参数应在 0.1 ~ 2.0Hz 系统低频振荡频率范围内提供正阻尼。

第三十三条 涉网保护与安全自动装置技术要求：

（一）发电机组涉网保护、安全自动装置应符合调度机构组织制定的技术要求、控制策略和接口规范。

（二）发电机组涉网保护包括：发电机组转子过电流保护、定子过电流保护、失磁保护、失步保护、过激磁保护、频率异常保护、汽轮机超速保护控制、定子过电压保护、一类辅机及其变频器与频率电压相关的保护、励磁系统中与限制对应的保护等。

（三）涉网保护整定应满足电力系统安全稳定运行需要，符合国家标准和行业标准，定值整定完毕后报调度机构备案。

1. 发电机组转子过电流保护、定子过电流保护、失磁保护、失步保护、过激磁保护、定子过电压保护与主设备特性及励磁系统相应限制相匹配，装置的原理、特性曲线、动作逻辑应符合相关标准要求。

2. 同一电厂内各发电机的失步保护在跳闸策略上应协调配合，避免系统扰动引起全厂机组同时跳闸。

3. 失磁失步保护整定应保证在进相运行、短路故障、系统振荡、电压回路断线等情况下均不应误动。

4. 低频保护应与电网低频减载装置配合，低频保护定值应低于电网低频减载装置最后一轮定值，并满足大型汽轮发电机组频率异常运行能力的要求。发电机组过频保护应与电网高频切机装

置配合，遵循高频切机先于过频保护动作的原则。同一电厂各机组的过频保护宜采用时间元件与频率元件的组合，分轮次动作。

5. 汽轮机超速保护控制（OPC）应与机组过频保护、高频切机装置协调配合，遵循高频切机先于 OPC，OPC 先于过频保护动作的原则，电网有特殊要求时除外。应考虑 OPC 动作特性与电网特性的配合，防止 OPC 反复动作对电网的扰动。

6. 发电机组过电压保护应依据国家标准和行业标准整定，并考虑发电机允许过电压能力。

7. 电网发生事故引起发电厂高压母线电压、频率等异常时，电厂重要辅机保护不应先于主机保护和高压出线后备保护动作。

第三十四条 自动发电控制与自动电压控制系统技术要求：

（一）发电机组应具备自动发电控制（AGC）功能，能按调度机构 EMS 下发的 AGC 调节指令调节机组功率，AGC 基本性能指标符合国家标准和行业标准。

（二）发电厂应具备自动电压控制（AVC）功能，能根据电网调度机构 EMS 下发的高压侧母线电压控制目标或全厂无功总出力协调控制机组和动态补偿装置的无功出力，AVC 基本性能指标符合国家标准和行业标准。

（三）发电机组应具有可靠的技术措施，对接收的 AGC 和 AVC 指令进行安全校核，拒绝执行超出机组或电厂规定范围的异

常指令。

（四）发电企业不得擅自更改入网机组 AGC 的运行范围、调节速率和调节死区等整定参数；不得擅自更改入网机组 AVC 的控制策略、调节范围、调节速率和调节死区等整定参数。

（五）设计有 AGC 和 AVC 功能的发电机组，应按照调度机构有关规定进行 AGC 和 AVC 的就地试验与联调试验，并能正常运行。

（六）发电企业选用首次接入浙江电网的 AVC 系统应满足浙江电网无功电压控制规范要求，并通过技术监督机构的 AVC 控制策略测试校验。

第三十五条 其他网源协调技术要求：

（一）联合循环机组的技术出力包括夏季、冬季及标准工况最大有功出力，调度机构应由此确定其可供调度的负荷区间。热电联产机组的热电比应满足相关规定要求，并向调度机构提供在保证最大供热量的情况下，单台机组可供调度的负荷区间。

（二）发电企业应根据国家有关规定和机组能力参与电力系统调峰，应保证机组最大、最小技术出力和调节性能满足电网稳定运行要求，调峰幅度应达到有关规定要求。机组最大技术出力应通过满负荷连续运行试验；机组最小技术出力应按机组实际发电出力确定。

（三）发电企业涉及电网安全稳定运行的涉网设备运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度，应符合监管机构及所在电网有关安全管理的规定。

（四）发电企业、调度机构应当按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，建设电力监控系统安全防护体系。发电企业电力监控系统安全防护不满足要求，调度机构可切断与发电企业的信息通信，改为电话调度模式，并要求企业限期整改。必要时，调度机构可要求降低机组出力直至解列运行。

第五章 监管措施

第三十六条 监管机构应加强网源协调信息监管，调度机构、发电企业和相关单位应当按要求报送网源协调监管相关的文件、资料。

（一）调度机构应在1月31日前向监管机构报送年度网源协调工作计划。

（二）技术监督机构应在1月31日前向监管机构报送网源协调年度工作报告。

（三）技术监督机构应在每月15日前向监管机构报送月度网源协调技术监督报告。

（四）发生网源协调事故后5个工作日内，技术监督机构

应向监管机构报告。

第三十七条 监管机构对调度机构和发电企业披露信息的情况进行监督检查。调度机构应向发电企业按照国家规定如实披露网源协调有关信息，主要包括：

- （一）电力系统振荡，发电厂频率及电压越限事件；
- （二）涉网保护及安全自动装置的重要反事故措施。

第三十八条 监管机构建立网源协调监管信息系统，调度机构、发电企业和技术监督机构应按规定将信息接入监管信息系统。

第三十九条 监管机构可以对调度机构、发电企业和相关单位执行网源协调有关规定的情况进行现场检查：

- （一）进入调度机构、发电企业和相关单位进行检查；
- （二）询问调度机构、发电企业和相关单位工作人员，要求其有关检查事项作出说明；
- （三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；
- （四）对检查中发现的违法行为，可以当场予以纠正或者要求限期改正。

第四十条 调度机构对未按网源协调有关规定要求进行整改的发电企业，应及时报告监管机构。发电企业对调度机构违反

网源协调有关规定的行为，可以向监管机构反映。厂网双方对如何执行网源协调有关规定发生争议时，可以申请监管机构协调。

第四十一条 监管机构依法组织电网事故调查，调度机构、发电企业和相关单位应予配合。对违反网源协调有关规定，严重危及电网安全稳定运行的，依照国家有关规定处理。

第六章 法律责任

第四十二条 调度机构、发电企业未按照规定报送网源协调有关信息，或者提供虚假信息、隐瞒重要事实的，按照《电力企业信息报送规定》（原电监会令 13 号）第二十七条、第二十八条的规定处理。

第四十三条 调度机构、发电企业未按照规定披露网源协调有关信息，或者披露虚假信息的，按照《电力企业信息披露规定》（原电监会令 14 号）第十六条的规定处理。

第四十四条 违反网源协调有关规定，随意变更网源协调关键定值参数与运行状态，造成电网频率异常，或者发电企业网源协调相关性能不满足规定要求且拒不整改，严重危及电网安全稳定运行的，依照《电力监管条例》第三十一条的规定处理。

第四十五条 违反网源协调有关规定，造成电力安全事故的，依照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》有关规定处

理。

第七章 附 则

第四十六条 本办法由监管机构负责解释。

第四十七条 本办法自发布之日起试行。