

华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则

第一章 总 则

第一条 为保障电力系统安全、优质、经济运行，规范华中区域辅助服务管理，根据《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）、《国家能源局关于印发〈完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案〉的通知》（国能发监管〔2017〕67号）和国家有关法律法规，制定本细则。

第二条 本细则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电厂提供的服务，包括：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、自动电压控制（AVC）、备用和黑启动服务等。

第三条 本细则适用于华中区域河南省、湖北省、湖南省、江西省、四川省、重庆市省级及以上电力调度机构调度管辖的并网发电厂。西藏自治区并网发电厂辅助服务管理实施细则另行制订。

地县级电力调度机构管辖的发电厂纳入适用范围由省级电

力调度机构报相应能源监管机构批准。

电网企业所属电厂优先参与提供辅助服务，不参与结算。

本细则所称发电厂包括火力发电厂(含燃煤电厂、燃气电厂、燃油电厂、生物质电站)、水力发电厂、风力发电场、光伏电站、电化学储能电站等电厂。

第四条 新建发电机组完成以下工作之后的当月开展辅助服务管理：

(一)火力发电机组按《火电发电建设工程启动试运及验收规程》(DL/T 5437-2009)要求完成整套启动试运时纳入。

(二)水力发电机组按《水电工程验收规程》(NB/T 35048-2015)要求完成负荷连续运行时纳入。

(三)风力发电场、光伏发电站分别按《风力发电场项目建设工程验收规程》(GB/T 31997-2015)、《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796-2012)完成工程验收，第一台风电机组或逆变器并入电网时纳入。

(四)其它发电机组原则上自基建调试完成交付生产运行之日纳入。

第五条 电力调度机构按照调度管辖范围负责实施电厂的辅助服务管理工作。能源监管机构依法对并网发电厂辅助服务管理及补偿情况实施监管。

第六条 已通过辅助服务市场交易的品种，在辅助服务市场运行期间执行辅助服务市场规则相关规定，在本细则中不重复补偿。

第二章 定义与分类

第七条 并网发电厂提供的辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。

第八条 基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行、保证电能质量，发电机组必须提供的辅助服务。包括基本一次调频、基本调峰、基本无功调节等。

(一)基本一次调频是指当电力系统频率偏离目标范围为一小扰动时，发电机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。

(二)基本调峰是指发电机组在规定的最小技术出力到额定容量范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划的、按照一定调节速度进行的发电机组出力调整所提供的服务。

常规燃煤机组和在非供热期的热电联产机组的基本调峰能力为其额定容量的50%，燃气机组基本调峰能力为其额定容量的100%，水电机组、生物质、综合利用机组以及在供热期间的热电联产机组按实际能力提供基本调峰。风电、光伏等机组在电网安

全受到影响时，应参与系统调峰。

(三)基本无功调节是指发电机组在一定的功率因数范围内(其中火电一般为0.85-1.0,水电一般为0.9-1.0,风电一般为0.95-1.0,光伏一般为0.95-1.0)向电力系统注入或在一定的功率因数范围内(其中火电一般为0.97-1.0,水电一般为0.97-1.0,风电一般为0.95-1.0,光伏一般为0.95-1.0)从系统吸收无功功率所提供的服务。

第九条 有偿辅助服务是指并网发电厂在基本辅助服务之外所提供的辅助服务,包括自动发电控制(AGC)、有偿一次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制(AVC)、黑启动等。

(一)自动发电控制是指发电机组在规定的出力调整范围内,跟踪电力调度指令,按照一定调节速率实时调整发电出力,以满足电力系统频率和联络线功率控制要求的服务。

(二)有偿一次调频是指当电力系统频率偏离目标范围为大扰动时,并网发电机组合理利用各类频率调节办法,短时间内快速改变出力,以满足电力系统频率安全要求的服务。

(三)有偿调峰是指发电机组超过基本调峰范围进行深度调峰,以及火力发电机组按照调度指令要求在24小时内完成启停机(炉)进行调峰所提供的服务。

(四) 旋转备用是指为了保证可靠供电, 电力调度机构指定的并网发电机组通过预留一定的发电容量所提供的服务。

(五) 有偿无功调节是指发电机组在进相功率因数低于 0.97 的情况下向电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值 (火电一般为 0.85, 水电一般为 0.9, 风电、光伏为 0.95) 的情况下向电力系统注入无功功率所提供的无功服务。

(六) 自动电压控制 (AVC) 服务是指发电机组在规定的无功调整范围内, 自动跟踪电力调度指令, 实时调整无功出力, 为满足电力系统电压和无功控制要求所提供的服务。

(七) 黑启动是指电力系统大面积停电后, 在无外界电源支持情况下, 由具备自启动能力的发电机组所提供的恢复系统供电的服务。

第三章 提供与调用

第十条 并网发电厂有义务提供辅助服务, 且履行以下职责:

(一) 提供基础技术参数以确定各类辅助服务的能力, 提供有资质单位出具的辅助服务能力测试报告。

(二) 负责厂内设备运行与维护, 确保具备提供符合规定标准要求的辅助服务的能力。

(三) 根据电力调度指令要求提供辅助服务。

(四) 执行辅助服务考核和补偿。

(五) 配合完成参数校核工作。

第十一条 辅助服务遵循“按需调用”的原则，电力调度机构根据电网运行需要和发电机组性能，合理调度发电机组承担辅助服务。

第十二条 电力调度机构调用并网发电厂辅助服务时，应履行以下职责：

(一) 根据电网情况、安全导则、调度规程，遵循“按需调度”和“三公”原则，组织、安排调度管辖范围内并网发电厂的辅助服务。

(二) 根据相关技术标准和管理办法对辅助服务补偿、考核情况进行记录和统计。

(三) 定期公布辅助服务调用、考核及补偿详细情况。

(四) 及时答复并网发电厂的问询。

(五) 定期对辅助服务的有关情况进行统计分析并报送能源监管机构。

(六) 按能源监管机构的要求报送其它相关情况。

第四章 考核与补偿

第十三条 对基本辅助服务不进行补偿，当并网发电厂因自身原因造成基本辅助服务达不到规定标准需接受考核。对有偿辅助服务进行补偿，当并网发电厂因自身原因造成辅助服务不能被调用或达不到指定要求时，需接受考核。具体考核办法见《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十四条 自动发电控制（AGC）服务补偿

自动发电控制（AGC）按照单元（单机、全厂或多个发电厂组成的计划单元）参与所在控制区频率或者联络线偏差控制调节（ACE）的，对其贡献量进行补偿。自动发电控制（AGC）投其它控制模式的，不对其调节电量进行补偿。

$$AGC补偿费用（元） = \begin{cases} abs(\Delta P) \times k \times 6元 / MW (k \geq 0.9 \text{ 或 } < 0) \\ 0 (0 \leq k < 0.9) \end{cases}$$

其中， ΔP （MW）为单次有效调节过程调节幅度，调节过程“综合性能指标 k”定义见《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》。

第十五条 有偿一次调频补偿

有偿一次调频补偿包含大扰动补偿和模拟扰动补偿。在当月满足条件的频率调节事件中，对并网发电机组调频实际贡献电量进行补偿。

（一）大扰动补偿

对满足大扰动性能指标要求的并网发电机组给予补偿，补偿

标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i1} (\text{MWh}) \times 600 \text{元} / \text{MWh}$$

$$\text{式中： } M = \begin{cases} 0; K > 1.2 \\ 1; K \leq 1.2 \end{cases}$$

H_{i1} 为并网发电机组每次大扰动合格事件的调频实际贡献电量。

（二）模拟扰动补偿

对模拟测试结果满足大扰动性能指标要求的并网发电机组给予补偿，补偿标准如下：

$$F_{\text{补偿}} = 1000 \times M \times H_{i2} (\text{MWh}) \times 450 \text{元} / \text{MWh}$$

$$\text{式中： } M = \begin{cases} 0; K > 1.2 \\ 1; K \leq 1.2 \end{cases}$$

H_{i2} 为并网发电机组每次模拟扰动合格事件的调频实际贡献电量。

“大扰动”、“模拟扰动”、“一次调频贡献率 K” 定义见《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》。

（三）机组有功功率采样周期应小于 50 毫秒，若不满足要求则认为计算精度不够精确，暂不纳入补偿范围。

第十六条 调峰补偿

$$F_{\text{调峰}} = F_{\text{运行}} + F_{\text{启停}}$$

式中： $F_{\text{调峰}}$ 为有偿调峰补偿费用； $F_{\text{运行}}$ 为运行调峰补偿费用；

$F_{\text{启停}}$ 为启停调峰补偿费用。

(一) 常规火电运行调峰补偿

常规燃煤发电机组出力低于基本调峰下限的，按低于基本调峰下限少发电量给予补偿。如因机组设备问题造成实际出力低于基本调峰下限，不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：实际出力偏差不超过计划值的 $\pm 2\%$ ，如果实际出力 $<$ 基本调峰下限（上下不浮动），则补偿。如果实际出力偏差超过计划值的 $\pm 2\%$ ，则不计算该时刻的补偿。

运行调峰补偿费用：

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰深度贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格。

运行调峰深度贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = |P_{\text{min}} - P_{\text{实际}}| \times 5 / 60 (\text{MWh})$$

式中： P_{min} 为机组基本调峰能力确定的机组最小技术出力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

调峰电量补偿价格：

$$C_{\text{调峰}} = \begin{cases} 100 \text{元} / \text{MWh}, 45\% \leq \text{负荷率} < 50\% \\ 200 \text{元} / \text{MWh}, 40\% \leq \text{负荷率} < 45\% \\ 300 \text{元} / \text{MWh}, 35\% \leq \text{负荷率} < 40\% \\ 500 \text{元} / \text{MWh}, \text{负荷率} < 35\% \end{cases}$$

(二) 生物质电站调峰补偿

电力调度机构依据生物质电站出具的有资质的试验单位现场测试出的 s_c 值及 s_z 值确定生物质电站的调峰区间，其中 s_c 为机组不投助燃燃料且满足环保要求的最低出力 (MW)， s_z 为机组投助燃燃料且满足环保要求的最低出力 (MW)。

生物质电站参与调峰，对系统优化运行做出的贡献每 5 分钟可按以下标准获得补偿：

运行调峰补偿费用：

$$F_{\text{运行}} = W_{\text{运行调峰}} \times C_{\text{调峰}}$$

式中： $W_{\text{运行调峰}}$ 为运行调峰贡献电量， $C_{\text{调峰}}$ 为调峰电量补偿价格。

运行调峰贡献电量：

$$W_{\text{运行调峰}} = P_{\text{max}} \times T - W_{\text{实际}}$$

式中： P_{max} 为当日用电负荷高峰时段 (11:00-20:00) 生物质电站平均出力 (MW)， T 为调峰参与的时长 (单位为小时)， $W_{\text{实际}}$ 为调峰参与时段内的实际电量 (MWh)。

调峰电量补偿价格：

$$C_{\text{调峰}} = \begin{cases} \left(1 - \frac{S_c}{P_N}\right) \times 300 \text{元/MWh}, S_c \leq P_{\text{实际}} < P_{\text{max}} \\ \left(1 - \frac{S_z}{P_N}\right) \times 600 \text{元/MWh}, S_z \leq P_{\text{实际}} < S_c \end{cases}$$

式中： P_N 为机组额定容量（MW）。

如因机组设备问题造成实际出力降低，不予补偿。

（三）启停调峰补偿

每日 24 小时内因电力调度机构要求同一台机组启停一次，计为一次启停调峰，水电机组无补偿。补偿标准如下：

燃煤机组（单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ）： $F_{\text{启停}} = P_N \times 500\text{元/MW}$

燃煤机组（单机容量 $> 100\text{MW}$ ）： $F_{\text{启停}} = P_N \times 1500\text{元/MW}$

燃气机组： $F_{\text{启停}} = P_N \times 75\text{元/MW}$

式中： P_N 为机组额定容量。

第十七条 旋转备用补偿

在负荷高峰时期（10:00-12:00, 18:00-22:00），对火电机组以及承担系统备用的水电机组所提供的旋转备用予以补偿。不能提供旋转备用的机组，如径流式水电机组、新能源（风电、光伏等）机组，不予补偿。由于电厂原因无法按调度需要达到申报的最高可调出力时，当日旋转备用容量不予补偿。

每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

补偿费用：

$$F_{\text{旋备}} = W_{\text{旋备}} \times C_{\text{旋备}}$$

式中： $W_{\text{旋备}}$ 为旋转备用贡献量； $C_{\text{旋备}}$ 为旋转备用补偿价格，

火电机组 10 元/MWh，水电机组 5 元/MWh。

旋转备用贡献量：

$$W_{\text{旋备}} = |P_{\text{max}} - P_{\text{实际}}| \times 5 / 60 (\text{MWh})$$

式中： P_{max} 为运行机组的实际最大发电能力， $P_{\text{实际}}$ 为机组实际出力。

主要以水电机组承担系统备用的省份可以日最高用电负荷预测值的 3% 作为当日系统旋转备用补偿容量上限。

第十八条 有偿无功服务补偿

(一) 有偿无功服务按机组计量。每台机组每 5 分钟按以下规则计算补偿：

1. 母线电压在电压曲线范围以内时：

(1) 当机组迟相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围，按无功增量补偿。

(2) 当机组进相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围时，且不超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值，按无功增量补偿。

2. 母线电压超出电压曲线范围时：

(1) 当电厂母线运行电压越电压曲线下限时：

当机组迟相运行，机组及全厂的功率因数小于规定的范围，按无功增量补偿。

(2) 当电厂母线运行电压越电压曲线限定值的上限时:

当机组进相运行, 机组及全厂的功率因数小于规定的范围时, 且不超过电力调度机构下发的发电机组进相规定值, 按无功增量补偿。

3. 无功增量 = | 实际运行无功出力 | - | 要求功率因数的无功出力 |

$$\text{要求功率因数的无功出力} = P_{\text{实际}} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos \Phi \times \cos \Phi}}{\cos \Phi}$$

其中, $\cos \Phi$ 为要求功率因数。

提供有偿无功电量 (MVarh) = 无功增量 \times 5/60

有偿无功补偿费用 (元) = 提供有偿无功电量 (MVarh) \times 50 元/MVarh

(二) 水电机组在低负荷调相运行工况下提供有偿无功服务, 其补偿费用 (元) = $Y_{\text{调相}} \times P_N \times t_{\text{调相}}$, 其中, P_N 为发电机组容量 (单位为 MW), $t_{\text{调相}}$ 为机组调相运行时间 (单位为小时), $Y_{\text{调相}}$ 为调相运行补偿标准取 20 元/MWh。 $t_{\text{调相}}$ 依据电力调度机构要求机组调相运行的起始和结束时间来计算。

第十九条 装设 AVC 装置的机组 AVC 投运率在 98% 以上、AVC 调节合格率在 95% 以上的, 按机组容量和投用时间进行补偿, 低于上述指标的不进行补偿:

$$\text{补偿费用} = (\lambda_{\text{调节}} - 95\%) \times P_N \times Y_{\text{AVC}} \times T_{\text{AVC}} / (100\% - 98\%)$$

式中， $\lambda_{\text{调节}}$ 为机组 AVC 调节合格率； P_N 为机组容量（MW）； Y_{AVC} 为 AVC 补偿标准，取 0.1 元/MWh； T_{AVC} 为机组 AVC 投用时间，单位为小时。

第二十条 电力调度机构应根据系统安全需要，合理确定黑启动机组，并与黑启动机组所在发电企业签订黑启动服务合同，合同中应明确机组黑启动技术性能指标。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等给予补偿。水电机组暂定按 3 万元/月·台，其它机组暂定按 10 万元/月·台补偿；黑启动成功后获得 100 万元/台的调用补偿费用。

第二十一条 对于地区外来电（包括跨区域和跨省、市），视为购电省（市）的并网发电厂，条件具备时启动辅助服务补偿工作。

第五章 计量与结算

第二十二条 并网机组必须接受电力调度能量管理系统（EMS）监视和控制，提供的辅助服务技术参数须经有资质试验单位校验确认。

第二十三条 辅助服务统计数据包括电能量计量采集装置数据、电力调度自动化系统记录的发电负荷指令和省（市）间联络线

交换功率指令、实际有功(无功)出力,日发电计划曲线(含修改)、省(市)间联络线交换功率曲线、电网频率、电压曲线等。

第二十四条 辅助服务补偿费用在各省(市)电网企业单独记帐,实行专项管理。

第二十五条 辅助服务补偿费用主要来源于以下方面:新建发电机组调试运行期差额资金的50%;符合国家有关法律法规以及规范性文件规定的其它资金;不足部分由市场主体按照当月上网电量(或者落地电量)比例进行分摊。

缴纳有偿辅助服务补偿费用的市场主体范围初期为省内参与辅助服务管理的发电厂,待时机成熟后,逐步扩展到与本电网存在电力交易关系的其它市场主体。

第二十六条 差额资金使用原则如下:新建发电机组调试运行期差额资金的50%自次月起纳入辅助服务补偿资金。电网企业应做好差额资金的统计工作,按实际发生的辅助服务补偿费用进行逐月滚动分配,直至该项资金分配完毕为止。如年末差额资金仍有剩余,则滚动到下一年度继续使用。新建发电机组调试运行情况及差额资金使用情况应与月度辅助服务结算情况一并报送。

第二十七条 发电厂有偿辅助服务结算费用等于当月该电厂辅助服务补偿费用减去当月该电厂辅助服务分摊费用。发电厂

有偿辅助服务结算费用由电网企业根据结算关系，与并网发电厂月度电费一并结清。

第六章 监督与管理

第二十八条 电力调度机构、电网企业应按照能源监管机构的要求报送相关文件、资料，向并网发电厂披露相关信息。信息披露可采用网站、会议、简报、技术支持系统等多种形式。电力调度机构应将并网发电厂辅助服务管理技术支持系统接入能源监管机构的监管信息系统。

第二十九条 每日 10:00 前，电力调度机构应披露前一日机组辅助服务相关信息。

每月 10 日前（节假日顺延），电力调度机构应披露上月所有机组辅助服务调用、统计、考核和补偿情况。

并网发电厂对统计结果有疑问，应在每月 15 日前向相应电力调度机构提出复核。电力调度机构应在接到问询后的 3 个工作日内予以答复。并网发电厂经与电力调度机构协商后仍有争议，可以申请能源监管机构依法处理。

每月 20 日前，电力调度机构将上月机组辅助服务管理情况明细及分析报告以正式文件报送能源监管机构。其中，河南省、湖南省、四川省电力调度机构报属地能源监管办，区域及湖北、

江西、重庆三省（市）电力调度机构报国家能源局华中监管局。经能源监管机构审核后，辅助服务考核和补偿结果生效。

每月 25 日前，能源监管机构发布上月机组有偿辅助服务补偿结果。

发电企业、电网企业根据能源监管机构发布结果，随同当月厂网电费一并结算。

第三十条 电力调度机构应在 1 月 30 日、7 月 30 日前将半年及年度辅助服务总结分析报告以正式文件报能源监管机构。

第三十一条 并网发电厂对辅助服务调用、统计和补偿等情况有疑问，经与电力调度机构协商后仍有争议的，可以向能源监管机构提出申请，由能源监管机构依法处理。并网发电厂与区域电力调度机构之间存在争议的，由区域能源监管机构依法处理。

第三十二条 能源监管机构依法履行职责，可以采取定期或不定期的方式对辅助服务管理情况进行现场检查，电力调度机构、电网企业、并网发电厂应予以配合。现场检查措施包括：

（一）进入被检查单位进行检查。

（二）询问被检查单位的工作人员，要求其对被检查事项作出说明。

（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,有权当场予以纠正或者要求限期改正。

第三十三条 电力调度机构应严格按照本细则实施并网发电厂辅助服务管理,不得擅自调整算法和参数,确保数据真实、准确和及时,应保存辅助服务管理数据至少两年。

第七章 附 则

第三十四条 本细则由国家能源局华中监管局负责解释。

第三十五条 本细则自2020年11月1日起施行,有效期五年。《关于印发〈华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则〉和〈华中区域发电厂并网运行管理实施细则〉的通知》(华中电监市场价财〔2011〕200号)及其相关补充规定同时废止。